

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Daniel Sena Braga

**INTERRELAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS DE DESEMPENHO E  
DISTRIBUIÇÃO DE SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Belo Horizonte  
2018

Daniel Sena Braga

**INTERRELAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS DE DESEMPENHO E  
DISTRIBUIÇÃO DE SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz

Belo Horizonte

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

B813i Braga, Daniel Sena  
Interrelação entre os parâmetros de desempenho e distribuição de sujidade em módulos fotovoltaicos / Daniel Sena Braga. Belo Horizonte, 2018.  
116 f. : il.

Orientadora: Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz  
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Confiabilidade (Engenharia). 2. Células fotovoltaicas. 3. Energia solar. 4. Radiação solar. 5. Energia - Fontes alternativas. I. Diniz, Antonia Sônia Alves Cardoso. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91

Daniel Sena Braga

**INTERRELAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS DE DESEMPENHO E  
DISTRIBUIÇÃO DE SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

---

Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz (Orientadora) – PUC Minas

---

Sérgio de Moraes Hanriot – PUC Minas

---

Izete Zanesco – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

---

Lawrence Lee Kazmerski – Colorado University – Boulder, USA

Belo Horizonte, 02 de maio de 2018.

Aos meus pais, irmãos, familiares e amigos,  
pelo incentivo e carinho.

## **AGRADECIMENTOS**

A todos que contribuíram para a realização deste trabalho, fica expressa aqui a minha enorme gratidão:

Aos meus pais, irmãos e vovó Neuza pelos exemplos, apoio, incentivo e orações.

À Professora Sônia, pela confiança, orientação, aprendizado e incentivo em todos os momentos. Muito obrigado por me guiar por todo este caminho.

Ao Professor Lawrence Kazmerski, agradeço imensamente os valiosos conselhos, ensinamentos e suporte.

Eu realmente tenho muita sorte de ter o exemplo e apoio destes grandes profissionais.

Aos professores e integrantes do Projeto PVE CAPES muito obrigado por todo suporte e ideias.

Aos amigos do Laboratório GREEN PUC Minas, em especial ao Pedro, Elvis, Fábio, Professor Claudio, Suellen, Dênio, Vinícius e Isabelle, agradeço por todo o apoio, incentivo e suporte!

À minha querida Isabela, pelo incentivo, apoio incondicional e carinho.

À todos que contribuíram de alguma forma para a conclusão de mais esta etapa, muito obrigado!

## RESUMO

Atualmente, há uma grande preocupação da sociedade em promover grandes avanços na produção de energia limpa. A energia solar fotovoltaica destaca-se no mundo devido ao crescimento significativo com implantação recorde e expansão rápida para novos mercados. Apesar de todos os avanços, os módulos fotovoltaicos são instalados em locais de características diversas, sendo submetido a diferentes condições de operação, o que dá origem a vários tipos de degradação. Após um longo período, constatou-se que a degradação do módulo impacta diretamente no desempenho e confiabilidade do sistema fotovoltaico como um todo. Uma importante variável que causa diretamente a perda da energia gerada pelo sistema é a deposição da sujidade na superfície dos módulos fotovoltaicos. A taxa de deposição de sujidade é diretamente proporcional à redução da energia elétrica produzida, devido à menor absorção óptica impactando diretamente no tempo de retorno dos investimentos. Conhecer o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos e a relação da taxa de deposição em diferentes tecnologias de células fotovoltaicas, permite estudar possibilidades de diminuição do impacto da deposição de sujidade no retorno de investimentos. Este trabalho tem como objetivo avaliar e comparar os resultados de simulações e medições obtidas em estações de monitoramento de deposição de sujidade para as tecnologias de silício e filmes finos (telureto de cádmio). Verificou-se que as células solares do módulo de silício são extremamente sensíveis à deposição de sujidade não uniforme, apresentando um significativo aquecimento em comparação às demais células do módulo, com temperaturas superiores à temperatura de operação máxima declarada pelo fabricante. Isto confirma o fato de que células que operam sob condição de deposição de sujidade não uniforme se degradam precocemente, o que diminui a produção de energia de todo o módulo. No aspecto de desempenho, o módulo de silício apresentou perdas de produção de energia significativas. Na condição de deposição não uniforme, o ponto de máxima potência é deslocado, devido à ação dos diodos de *by-pass*. Este fato diminui a produção de energia do módulo e o simples fato de remover a sujidade da cobertura do módulo retorna à produção de energia para os limites esperados. O módulo de telureto de cádmio também apresentou queda de produção de energia quando submetido à deposição de sujidade, entretanto os impactos referentes à deposição de sujidade não uniforme são muito menores do que os verificados no módulo de silício.

Não foi observado aumento de temperatura devido à deposição de sujidade não uniforme, como ocorreu com a tecnologia de silício. Isto indica que o módulo de telureto de cádmio responde melhor às condições de sombreamento parcial se comparado ao silício.

Palavras-chave: Confiabilidade. Fotovoltaica. Sujidade.



## ABSTRACT

Nowadays, there is a great concern of society in promoting great advances in the production of clean energy. Photovoltaic solar power stands out in the world due to significant growth with record deployment and rapid expansion into new markets. Despite all the advances, the photovoltaic modules are installed in locations with different characteristics, being subjected to different operating conditions, which gives rise to various types of degradation. After a long period, the degradation of the module is directly impacted by the performance and reliability of the photovoltaic system as a whole. An important variable that directly causes the loss of energy generated by the system is the deposition of dirt on the surface of the photovoltaic modules. The rate of deposition of dirt is directly proportional to the reduction of the electric energy generated, due to the lower optical absorption impacting directly on the time of return of the investments. Knowing the impact of dirt on photovoltaic modules and the relation of the deposition rate in different photovoltaic cell technologies, allows to study possibilities of decreasing the impact of deposition of dirt on the return of investments. The objective of this work is to evaluate and compare the results of simulations and measurements obtained in soil deposition monitoring stations for silicon and thin film technologies (cadmium telluride). It has been found that the solar cells of the silicon module are extremely sensitive to deposition of non-uniform soil, exhibiting significant heating in comparison to the other cells of the module, with temperatures higher than the maximum operating temperature declared by the manufacturer. This confirms the fact that cells degrade early operating under non-uniform soiling deposition conditions, which decreases the energy output of the entire module. In the performance aspect, the silicon module presented significant losses of energy production. In the condition of non-uniform deposition, the point of maximum power is displaced, due to the action of the by-pass diodes. This fact decreases the power output of the module and the simple fact of removing the soiling from the module cover returns to energy production to the expected limits. The cadmium telluride module also showed a decrease in energy production when submitted to the deposition of soiling, however the impacts related to deposition of non-uniform soiling are smaller than those verified in the silicon module. No increase in temperature was observed due to deposition of non-uniform soiling, as occurred with silicon technology.

Keywords: Reliability. Photovoltaic. Soiling.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidade mundial e adições anuais de energia solar FV.....	12
Figura 2. Projeção do número de microgeradores para 2024 .....	13
Figura 3. Participação das diferentes tecnologias fotovoltaicas no mundo .....	17
Figura 4. Eficiências de células solares para várias tecnologias fotovoltaicas medidas sob condição padrão .....	18
Figura 5. Configuração composta por 2 conjuntos de 9 minimódulos com diferentes ângulos de inclinação .....	21
Figura 6. Difrátogramas de Raios X das amostras de (a) sujidade Montes Claros, (b) sujidade Sete Lagoas e (c) sujidade Diamantina .....	27
Figura 7. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Montes Claros.....	28
Figura 8. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Sete Lagoas.....	28
Figura 9. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Diamantina.....	29
Figura 10. Distribuição espectral da irradiância espectral para as condições AM0 (no topo da atmosfera), AM1,3 (global inclinada), AM1,5 (direta e circunsolar) .....	31
Figura 11. Processo de conversão fotovoltaica .....	38
Figura 12. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica .....	40
Figura 13. Curva I-V característica de uma célula solar .....	41
Figura 14. Resposta espectral em função do comprimento de onda .....	45
Figura 15. Influência da variação da irradiância sobre o comportamento da célula fotovoltaica .....	46
Figura 16. Influência da variação da temperatura da célula sobre o comportamento da célula fotovoltaica.....	46
Figura 17. Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica .....	47
Figura 18. Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica .....	48
Figura 19. Detalhe da deposição de sujidade em uma planta fotovoltaica antes e depois da limpeza dos módulos .....	49

Figura 20. Detalhe da sujidade depositada na borda de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no estádio Mineirão, em Belo Horizonte .....	51
Figura 21. Diferentes padrões de deposição de sujidade sobre os módulos fotovoltaicos instalados na Usina Solar de Queen Creek, no Arizona.....	51
Figura 22. Padrão de deposição não uniforme de sujidade em uma instalação de 2 MW em Cartagena, Espanha .....	52
Figura 23. Sujidade depositada de forma não uniforme em um arranjo FV instalado sobre o telhado de uma indústria .....	52
Figura 24. Presença de pontos quentes detectados no canto inferior de um módulo fotovoltaico causados pela deposição de sujidade.....	53
Figura 25. Módulos fotovoltaicos com um único diodo by-pass .....	54
Figura 26. Módulos fotovoltaicos com dois diodo by-pass .....	55
Figura 27. Diagrama elétrico do módulo fotovoltaico de silício multicristalino de 60 células utilizado neste trabalho .....	56
Figura 28. Influência da deposição da sujidade sobre a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico .....	56
Figura 29. Simulação de deposição de sujidade uniforme e não uniforme em um módulo de silício utilizando-se amostras de papéis e sujidade real .....	60
Figura 30. Simulação de deposição de sujidade não uniforme em um módulo de telureto de cádmio utilizando-se amostras de papéis.....	60
Figura 31. Espectrofotômetro Shimadzu modelo UV-3600 .....	61
Figura 32. Módulo fotovoltaico de silício do fabricante Canadian Solar, modelo CS6K-265P.....	63
Figura 33. Módulo fotovoltaico de tecnologia de filme fino (CdTe) do fabricante First Solar, modelo FS-4110-2 .....	63
Figura 34. Padrões de deposição de sujidade uniforme e não uniforme de um módulo fotovoltaico silício multicristalino.....	64
Figura 35. Padrões de deposição de sujidade não uniforme de um módulo fotovoltaico de telureto de cádmio .....	64
Figura 36. Fluxograma com o procedimento operacional (bancada externa) .....	66
Figura 37. Estações de sujidade tecnologias de silício (à esquerda) e telureto de cádmio (à direita).....	67
Figura 38. Arquitetura do sistema de aquisição de dados.....	68
Figura 39. Estação meteorológica fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB .....	69

Figura 40. Microscópio Eletrônico de Varredura da PUC Minas .....	71
Figura 41. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula do canto inferior esquerdo .....	74
Figura 42. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula do canto inferior direito .....	74
Figura 43. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula da linha inferior da string à direita.....	75
Figura 44. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula da linha inferior da string central à esquerda.....	76
Figura 45. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células posicionadas na linha inferior do módulo.....	76
Figura 46. Curva I-V para o sombreamento parcial no canto inferior esquerdo do módulo .....	78
Figura 47. Curva I-V para o sombreamento parcial da metade das células posicionadas nos cantos inferiores do módulo.....	79
Figura 48. Curva I-V para o sombreamento parcial da fileira inferior do módulo.....	80
Figura 49. Curva I-V para o sombreamento parcial da coluna de células à esquerda do módulo.....	80
Figura 50. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial do módulo .....	81
Figura 51. Curva I-V para o sombreamento parcial da borda inferior do módulo utilizando-se sujidade real.....	83
Figura 52. Curva I-V para o sombreamento parcial da borda inferior do módulo utilizando-se o filtro de papel branco.....	83
Figura 53. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células posicionadas na linha inferior do módulo.....	84
Figura 54. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro amarelo.....	85
Figura 55. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro vermelho ...	85
Figura 56. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro branco.....	86
Figura 57. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células solares com filtros de diferentes .....	86
Figura 58. Curva I-V para o sombreamento parcial uniforme do módulo - silício.....	87
Figura 59. Curva I-V para o sombreamento parcial da lateral do módulo .....	88

Figura 60. Curva I-V para o sombreamento parcial dos cantos inferiores do módulo de CdTe .....	88
Figura 61. Curva I-V para o sombreamento parcial na faixa inferior do módulo.....	89
Figura 62. Curva I-V para o sombreamento parcial no canto inferior do módulo .....	89
Figura 63. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial em um módulo de telureto de cádmio.....	90
Figura 64. Curva I-V para o sombreamento parcial na faixa central do módulo.....	91
Figura 65. Curva I-V para simulação de sombreamento parcial gerado por dejetos de pássaros.....	92
Figura 66. Curva I-V para deposições de sujidade não uniforme (padrões extremos) .....	92
Figura 67. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro amarelo .....	93
Figura 68. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro vermelho ...	93
Figura 69. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro branco.....	94
Figura 70. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células solares com filtros de diferentes para o módulo de telureto de cádmio .....	94
Figura 71. Curva I-V para o sombreamento parcial uniforme módulo CdTe .....	95
Figura 72. Estação de sujidade tecnologia silício cristalino. À esquerda, início de operação da estação (dia 13/03/2017). À direita, estação no dia 15/09/2017 .....	96
Figura 73. Estação de sujidade tecnologia telureto de cádmio no dia 15/09/2017 ....	96
Figura 74. Termografia para condição de deposição de sujidade uniforme no módulo .....	98
Figura 75. Termografia para condição de deposição de sujidade em célula do canto inferior do módulo.....	99
Figura 76. Termografia para condição de deposição de sujidade em células do canto inferior esquerdo do módulo.....	99
Figura 77. Termografia para condição de deposição de sujidade em borda inferior do módulo utilizando filtro branco.....	101
Figura 78. Termografia para condição de deposição de sujidade em borda inferior do módulo utilizando sujidade real .....	101
Figura 79. Termografia para deposição de sujidade em borda lateral (filtro) .....	102
Figura 80. Termografia para deposição de sujidade em borda inferior (filtro) .....	102
Figura 81. Termografia para deposição de sujidade faixa central do módulo .....	103

Figura 82. Termografia para deposição de sujidade canto inferior do módulo .....	103
Figura 83. Espectro EDS para amostra de sujidade no módulo de silício .....	105
Figura 84. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostras de sujidade no módulo de silício.....	105
Figura 85. Espectro EDS para amostra de sujidade no módulo de telureto de cádmio .....	106
Figura 86. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostra de sujidade no módulo de telureto de cádmio .....	106
Figura 87. Espectro EDS para amostra de sujidade do módulo do sistema FV da cobertura do laboratório GREEN.....	107
Figura 88. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostras de sujidade do módulo do sistema FV da cobertura do laboratório GREEN .....	107
Figura 89. Espectro EDS para amostra de sujidade de módulos do sistema FV da cobertura do Estádio do Mineirão.....	108
Figura 90. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostra de sujidade de módulos do sistema FV da cobertura do Estádio do Mineirão .....	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Fatores que impactam na geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos: problemas e impactos. ....	19
Tabela 2. Modelos de módulos fotovoltaicos utilizados e suas principais características sob condições de teste padrão STC .....	62
Tabela 3. Modelos de traçadores utilizados e suas principais características .....	68
Tabela 4. Locais de coleta de amostras de sujidade em Belo Horizonte .....	71
Tabela 5. Transmitância dos filtros utilizados no trabalho com referência da corrente de curto-circuito do dispositivo fotovoltaico .....	72
Tabela 6. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo de silício .....	77
Tabela 7. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo de silício .....	82
Tabela 8. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo CdTe .....	91
Tabela 9. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para as estações de sujidade de silício e telureto de cádmio .....	96

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Espectrofotometria dos filtros utilizados no trabalho.....	73
---	----



## LISTA DE ABREVIATURAS

FV:	Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GREEN:	Grupo de Estudos em Energia
IEA:	<i>International Energy Agency</i>
NREL:	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
UV:	Ultravioleta
STC:	<i>Standart Test Conditions</i>
SR	<i>Soiling Ratio</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$a$ e $b$	Coeficiente para relação da radiação solar e a radiação solar extraterrestre
$DI_{ML}$	Insolação diária medida no módulo limpo [kWh.m <sup>-2</sup> ]
$DI_{MS}$	Insolação diária medida no módulo sujo [kWh.m <sup>-2</sup> ]
$E$	Carga do elétron [C]
$FF$	Fator de forma ( <i>fill factor</i> )
$G$	Radiação solar total horária incidente em uma superfície horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$G_b$	Radiação solar direta horária incidente em uma superfície horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$G_d$	Radiação solar difusa horária incidente em uma superfície horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$G_{ref}$	Radiação solar em STC (1000 W/m <sup>2</sup> ) [W/m <sup>2</sup> ]
$G_{SC}$	Constante solar (1367 W/m <sup>2</sup> ) [W/m <sup>2</sup> ]
$H$	Radiação global diária [W/m <sup>2</sup> ]
$H_0$	Radiação solar diária incidente em uma superfície horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$H_d$	Radiação solar diária difusa em uma superfície horizontal [W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente elétrica [A]
$I_D$	Corrente elétrica do diodo [A]
$I_L$	Fotocorrente gerada [A]
$I_M$	Corrente elétrica no ponto de máxima potência [A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa do diodo no escuro [A]
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito [A]
$k$	Constante de Boltzmann (1,38066 x 10 <sup>-23</sup> J/K)
$K_T$	Índice de transparência atmosférica diária [adimensional]
$L$	Espessura do vidro [mm]
$n$	Número de dias do ano (1 a 365)
$m$	Fator de idealidade do diodo
$P_L$	Potência da radiação incidente no módulo fotovoltaico [W]
$P_M$	Potência máxima [W]
$R_B$	Fator geométrico
$r_d$	Razão entre a radiação solar horária difusa e a radiação solar diária difusa, incidentes em uma superfície horizontal [adimensional]
$R_P$	Resistência paralelo [Ω]
$R_S$	Resistência série [Ω]

$S$	Irradiância total absorvida [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
$T$	Temperatura de operação da célula solar [K]
$V$	Tensão [V]
$V_M$	Tensão ponto de máxima potência [V]
$V_{OC}$	Tensão circuito aberto [V]

### SÍMBOLOS GREGOS

$\beta$	Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico [°]
$\delta$	Declinação solar [°]
$\phi$	Latitude do local [°]
$\rho$	Refletância do solo
$\theta$	Ângulo de incidência [°]
$K\tau\alpha$	Modificador de ângulo de incidência
$\tau(\theta)$	radiação absorvida pela célula em algum ângulo de incidência $\theta$ [W]
$\tau(0)$	radiação absorvida pela célula no ângulo normal de incidência [W]
$\eta$	Eficiência de conversão energética [%]
$\omega_s$	Ângulo do pôr do sol

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.2	Motivação .....	13
1.3	Objetivos .....	14
1.4	Descrição dos capítulos .....	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	16
2.1	Principais tecnologias de células solares .....	16
2.2	Mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos .....	19
2.3	Estudo do Impacto da Sujidade.....	19
2.4	Caracterização físico-química da sujidade encontrada no estado de Minas Gerais.....	25
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	30
3.1	Radiação Solar .....	30
3.2	Efeito fotovoltaico e célula solar .....	36
3.3	Parâmetros elétricos das células solares .....	38
3.4	Fatores que afetam as características elétricas .....	44
3.5	Perdas causadas por deposição de sujidade .....	48
3.6	Cálculo da relação de perda por sujidade (Soiling Ratio - SR).....	57
4	METODOLOGIA .....	59
4.1	Avaliação dos efeitos da distribuição da deposição uniforme e não uniforme na superfície de módulos fotovoltaicos .....	59
4.2	Comparação dos resultados obtidos para diferentes tecnologias .....	66
4.3	Cálculo da relação de perda por sujidade em módulos fotovoltaicos instalados em Belo Horizonte.....	67
4.4	Caracterização da sujidade para a cidade de Belo Horizonte .....	70
5	RESULTADOS .....	72

5.1	Avaliação dos efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme sobre as características elétricas de módulos fotovoltaicos .....	72
5.2	Avaliação dos efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme no mapeamento de temperatura de módulos fotovoltaicos .....	97
5.3	Caracterização da sujidade para a cidade de Belo Horizonte .....	104
6	CONCLUSÕES.....	109
7	BIBLIOGRAFIA.....	111

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo do século XX, cientistas de vários países alertaram quanto ao possível aquecimento global promovido pelo alto consumo de fontes de energia não renováveis que geravam altos índices de emissão de gás carbônico (CO<sub>2</sub>). Através de vários estudos, chegou-se à conclusão que o aumento do nível de concentração de gases do efeito estufa, principalmente do gás carbônico (CO<sub>2</sub>), era diretamente proporcional ao aumento da temperatura global.

Atualmente, há uma grande preocupação da sociedade em promover grandes avanços na produção de energia limpa. Exemplo disto é a criação do fundo de investimento Breakthrough Energy Ventures em 2016, apoiado por importantes personalidades do ramo da tecnologia e energia. Neste cenário, também se destacam os laboratórios dedicados para pesquisa, desenvolvimento e implantação de tecnologias de energia renovável e eficiência energética, como o conceituado *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), laboratório federal dos Estados Unidos responsável pela pesquisa de alternativas energéticas renováveis, localizado em Golden, CO. O grande objetivo das pesquisas é a busca pela geração de energia confiável, acessível e com menor nível de emissões de CO<sub>2</sub> no mundo.

Verificam-se como tendência do mercado mundial e da indústria de eletricidade a geração de energia oriunda da biomassa, solar fotovoltaica, solar concentrada, eólica, hidrelétrica, bem como a eletricidade e aquecimento geotérmicos e aquecimento e refrigeração por energia térmica solar.

No final de 2015, a grande maioria dos países desenvolvidos e em desenvolvimento tinha políticas de apoio a utilização de energias renováveis. Essas políticas receberam maior interesse como parte do esforço global na 21<sup>a</sup> Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015, em Paris.

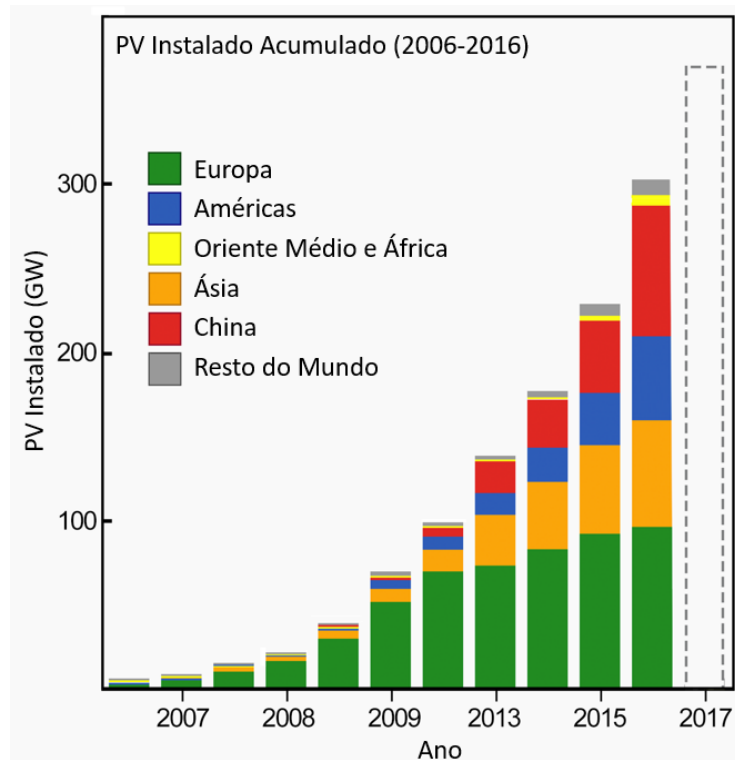
A Agência Internacional de Energia (IEA, 2017) espera que a capacidade global de produção de energia elétricas através de fontes renováveis cresça 42% ou 825 GW entre 2015 e 2021.

A energia solar fotovoltaica destaca-se no mundo devido ao crescimento significativo com implantação recorde e expansão rápida para novos mercados.

O mercado mundial de energia solar fotovoltaica em 2015 cresceu 25% em relação ao ano anterior, apresentando um aumento recorde de 50 GW, totalizando

uma capacidade global instalada de 227 GW, enquanto que em 2016 cresceu 37%, com capacidade instalada ultrapassando 300 GW, conforme mostra a Figura 1.

**Figura 1. Capacidade mundial e adições anuais de energia solar FV**



Fonte: Adaptado IEA, 2017.

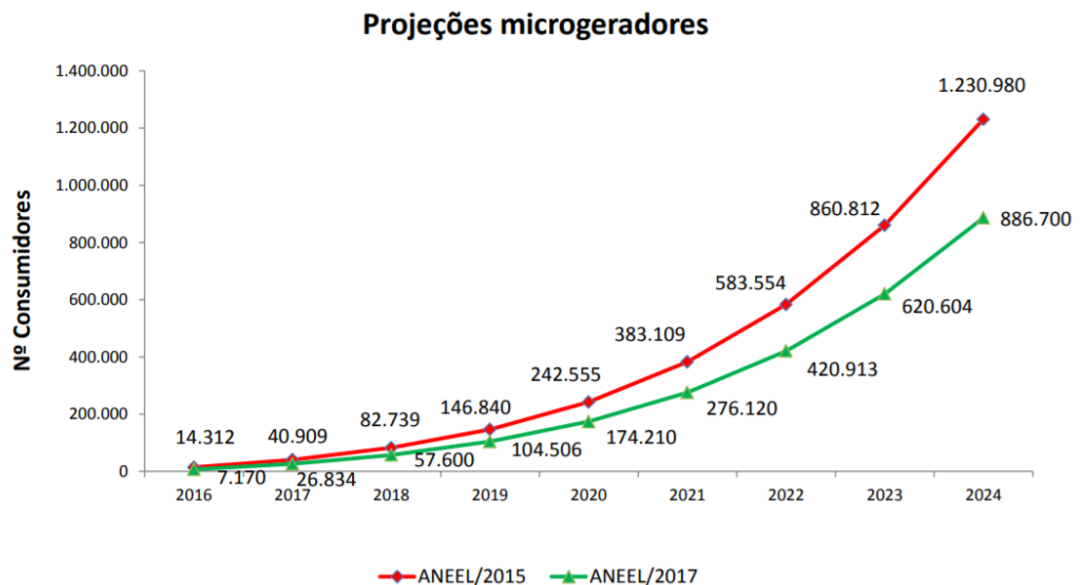
A China, Japão e Estados Unidos foram responsáveis pela maior parte da capacidade adicionada de sistemas fotovoltaicos, entretanto, mercados emergentes contribuíram significativamente para o crescimento mundial, impulsionado pelos custos cada vez mais competitivos da energia solar fotovoltaica.

Foram registrados preços baixos recordes em licitações para projetos de energia solar fotovoltaica na América, incluindo o Brasil, Oriente Médio e Índia. A geração distribuída de fonte solar FV em telhados continua mais cara dos que projetos de grande escala, mas tem seguido trajetórias de preços similares e, atualmente, já é competitiva com preços de varejo em muitos locais.

Nos últimos anos, após a publicação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, que tem por objetivo regular o acesso a micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, verificou-se grande crescimento do número de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil. Além disto, o Governo Brasileiro sinaliza para o incentivo de leilões de plantas solares para diversificação da

matriz elétrica nacional. Este fato induz o avanço de pesquisas, visando o aprimoramento da tecnologia solar e medidas atenuadoras para garantir o desempenho esperado desses sistemas.

**Figura 2. Projeção do número de microgeradores para 2024**



Fonte: ANEEL, 2017.

Conforme apresenta a Figura 2, a Agência Nacional de Energia Elétrica prevê um salto do número de microgeradores de mais de 12.000% entre os anos de 2016 até 2024, alcançando mais de 850.000 unidades microgeradoras.

No Brasil, a implementação de plantas solares e o crescimento rápido do uso de sistemas fotovoltaicos residenciais, tem tornado os custos acessíveis, o que permitiu que o país atingisse 1 GW instalado desta fonte energética.

## 1.2 Motivação

A energia solar fotovoltaica se destaca no mundo com implantação recorde e expansão rápida para novos mercados. Ao longo da última década, se verificou grande esforço do setor de energia solar fotovoltaica para o aumento da eficiência das células solares e redução no custo de produção dos módulos fotovoltaicos.

Apesar de todos os avanços neste sentido, os módulos fotovoltaicos são instalados em locais de características diversas, sendo submetido a diferentes condições de operação, o que dá origem a vários tipos de degradação. Após um longo



período, contata-se que a degradação do módulo impacta diretamente no desempenho e confiabilidade do sistema fotovoltaico como um todo.

Uma importante variável que causa diretamente a perda da energia gerada pelo sistema é a deposição da sujidade na superfície dos módulos fotovoltaicos. A taxa de deposição de sujidade é diretamente proporcional a redução da potência gerada, devido a menor absorção óptica, impactando diretamente no tempo de retorno dos investimentos.

É muito importante reconhecer que uma pequena porcentagem de queda de desempenho de uma tecnologia com um grande valor de potência instalada, remete a números grandes de perda de energia produzida. Conhecer a influência da sujidade no desempenho dos módulos fotovoltaicos e a relação da taxa de deposição e sua distribuição em diferentes tecnologias de células fotovoltaicas, permite estudar possibilidades de diminuição do impacto da deposição de sujidade no desempenho dos geradores fotovoltaicos e conseqüentemente no retorno de investimentos dos sistemas fotovoltaicos.

### **1.3 Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência elétrica e térmica da deposição uniforme e não uniforme de sujidade sobre a superfície de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. Serão também avaliadas as propriedades químicas e morfológicas da sujidade depositada na superfície dos módulos fotovoltaicos das estações de monitoramento de sujidade.

Os objetivos específicos são:

- a) Avaliar os efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme sobre as características elétricas de amostras de módulos fotovoltaicos (simulações e distribuições reais de poeira) de diferentes tecnologias;
- b) Avaliar os efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme no mapeamento de temperatura de amostras de módulos fotovoltaicos e células individuais de diferentes tecnologias;
- c) Comparar e analisar os resultados das simulações (a) e (b) com medições obtidas das estações de monitoramento de deposição de sujidade para as tecnologias de silício cristalino e filmes finos (CdTe);

- d) Caracterizar as propriedades químicas e morfológicas para as acumulações de sujidade nos módulos fotovoltaicos das estações instaladas em Belo Horizonte, estudadas neste trabalho.

#### **1.4 Descrição dos capítulos**

O capítulo 1 aborda o cenário energético mundial, os fatores que influenciaram a busca por novas soluções energéticas sustentáveis e quais são as principais tendências do mercado e indústria quanto à geração de energia, a motivação e objetivos desta dissertação.

No capítulo 2 são apresentados os principais trabalhos e pesquisas realizados na área de energia solar fotovoltaica, que visam o aumento da eficiência da tecnologia e discutem acerca da perda de desempenho de módulos fotovoltaicos devido a deposição de sujidade na superfície dos mesmos.

A fundamentação teórica do presente trabalho está inserida no capítulo 3. Neste capítulo são apresentados os principais conceitos sobre radiação solar, tecnologia solar fotovoltaica, desempenho de módulos fotovoltaicos e fatores que influenciam este desempenho.

O capítulo 4 trata da metodologia utilizada no trabalho, apresentando as etapas a serem seguidas através de uma explicação detalhada das ações a serem desenvolvidas.

Os resultados deste trabalho são discutidos no capítulo 5, apresentando a análise dos dados obtidos das medições e cálculos realizados.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A principal barreira para difusão da utilização da tecnologia solar fotovoltaica em larga escala consiste na confiabilidade e durabilidade dos equipamentos utilizados em um sistema fotovoltaico, em especial, o módulo fotovoltaico, que é o responsável principal pela conversão da energia solar em energia elétrica.

Os autores TamizhMani e Kuitche (2013) demonstram que o tempo de vida dos módulos fotovoltaicos é normalmente ditado pelas taxas de degradação e não apenas pelas taxas de falha sendo fundamental conhecer os principais agentes responsáveis pela degradação de módulos fotovoltaicos.

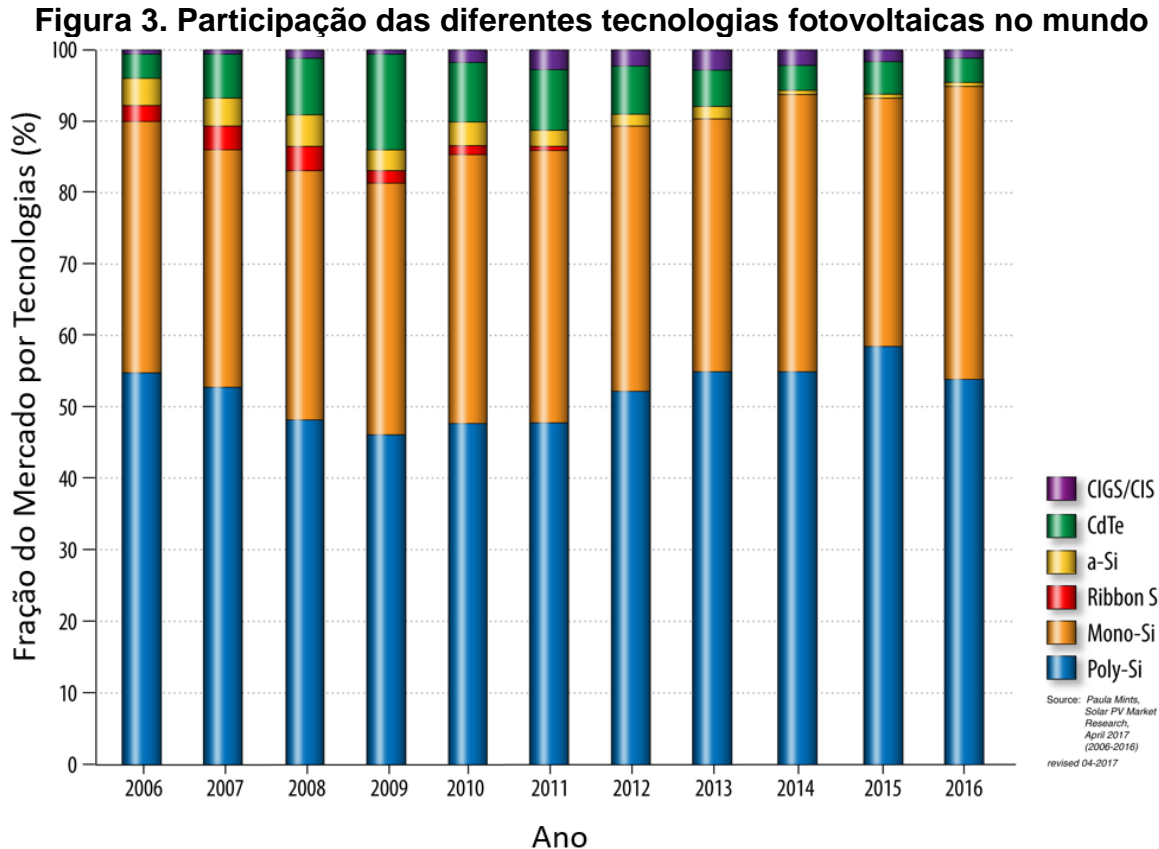
A deposição da sujidade reduz de forma significativa a absorção óptica da célula solar, gerando uma área de sombreamento na mesma. A célula ao ser sombreada atua como carga resistiva de alta impedância no sistema, e como consequência, se torna um ponto de temperatura mais elevada, fenômeno conhecido como ponto quente (*hot spot*). A célula, ao atingir temperaturas mais elevadas que as temperaturas de operação, se degrada de forma mais acelerada ao longo do tempo, diminuindo de forma significativa a eficiência e produção de energia do módulo fotovoltaico, podendo em casos mais graves, ser danificado de forma irreversível.

### 2.1 Principais tecnologias de células solares

Ao longo dos últimos 60 anos foram desenvolvidas várias tecnologias de fabricação de células solares. Atualmente, dominam o mercado mundial a tecnologia de silício cristalino, responsável por praticamente 95% de todo mercado de energia solar fotovoltaica, conforme mostrado pela Figura 3.

Outras tecnologias fotovoltaicas também possuem uma presença significativa no mercado, dentre elas destacam-se os filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H).

Nos últimos anos, notou-se um avanço no desenvolvimento de células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, células de material orgânico (OPV), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) e células solares de perovskita (*Perovskite Solar Cells*).



Atualmente, as células solares de silício monocristalino e multicristalino, que possuem a maior participação no mercado mundial, apresentam eficiências em laboratório de 25,3% e 21,9%, respectivamente. As tecnologias de filmes finos que se destacam com as maiores eficiências são as células de telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) que alcançaram no mesmo ano, eficiência de 22,1% e 22,6%, respectivamente, conforme dados do NREL (2016).

Existem ainda as células que utilizam a tecnologia de concentradores. Uma célula solar de silício monocristalino com concentrador alcança eficiência igual a 27,6%. De acordo com o NREL (2016), a célula com maior eficiência encontrada em laboratório, atualmente, é a célula de multijunções (4 junções ou mais) que também utiliza a tecnologia de concentrador e apresenta eficiência de 46,0%. Esta é uma célula solar de multijunções metamórficas invertidas (IMM). Nesta arquitetura de dispositivo, são utilizadas camadas de GaInP (1,8 eV), GaAs (1,4 eV), GaInAs (1,0 eV) e GaInAs (0,7 eV) (NREL, 2016).

A Figura 4 apresenta as eficiências encontradas para as diversas tecnologias de células solares.



## 2.2 Mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos

Para determinar as taxas de degradação dos módulos fotovoltaicos se faz necessário isolar as influências de todos os outros fatores que não estejam relacionados a degradação e durabilidade do módulo.

A Tabela 1 lista os principais fatores que influenciam na perda de energia produzida em sistemas fotovoltaicos, bem como o problema e impacto destes fatores na geração de energia elétrica.

**Tabela 1. Fatores que impactam na geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos: problemas e impactos.**

Fator	Impacto (%)	Problema
Orientação do módulo	-25 a +30	Problema de instalação
Operação fora do ponto de máxima potência (MPPT)	-30 a -5	Problema no inversor
Especificação de potência do módulo	-15 a 0	Desempenho
Coeficientes de temperatura do módulo	-10 a -2	Desempenho
Degradação do módulo ou arranjo (%/ano)	-7 a -0,5	Durabilidade
$V_{mp}$ Módulo x Irradiância	-5 a +5	Desempenho
Sujidade do módulo (média anual)	-10 a 0	Local de instalação e ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico
Perdas ópticas em função do ângulo de incidência	-5 a 0	Desempenho
Incompatibilidade de propriedades elétricas de módulos interconectados no gerador fotovoltaico (mismatch)	-5 a 0	Variação da durabilidade
Variação solar espectral	-3 a +1	Desempenho

Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche, 2013, p. 15.

## 2.3 Estudo do Impacto da Sujidade

De acordo com Sarver, Al-Qaraghuli e Kazmerski (2013), uma grande quantidade de tempo e recursos foram investidos para levar o desempenho de sistemas fotovoltaicos aos patamares atuais de credibilidade e confiabilidade, como por exemplo, desenvolvimento de testes de qualificação e procedimentos acelerados para testes de vida útil. Contudo, fatores externos que impactam na implantação desta

tecnologia não receberam os mesmos investimentos, assim como a preocupação do impacto de sedimentos, isto é, partículas de poeira ou sujeira sobre as superfícies dos módulos fotovoltaicos expostos.

De acordo com Kazmerski et al. (2014), após 7 décadas de observações, publicações, testes e medições em módulos fotovoltaicos, pode ser afirmado que o acúmulo de poeira na superfície dos mesmos coletores reduz o seu desempenho.

A redução da energia elétrica produzida pelo acúmulo de poeira na superfície do módulo fotovoltaico é um problema importante que deve receber mais atenção na literatura (Klugmann-Radziemska, 2015). A deposição de poeira em módulos fotovoltaicos diminui a transmitância dos vidros causando uma perda na eficiência de conversão de energia nos módulos fotovoltaicos.

A deposição de poeira está intimamente relacionada com o ângulo de inclinação do módulo (Garcia et al., 2011), o período de exposição, as condições climáticas do local, o movimento do vento e as propriedades da poeira.

Estimar a perda de desempenho destes dispositivos devido à sujidade é difícil em razão das variações nos tipos de solo (El-Shobokshy e Hussein, 1993), das localizações geográficas e das condições climáticas (Mani e Pillai, 2010).

Atualmente, muitas tecnologias emergentes de células solares buscam estender a faixa espectral da radiação solar que é absorvida pela célula. A partir deste fato, entender a perda espectral devido à sujidade poderia oferecer ferramentas para melhorar a concepção e projeto das células solares.

A sujidade em módulos fotovoltaicos é conhecida por reduzir o desempenho do sistema fotovoltaico, principalmente em condições climáticas secas e áridas. A limpeza com água ou outros meios pode tornar-se uma solução dispendiosa para o problema (Tamizhmani et al., 2014).

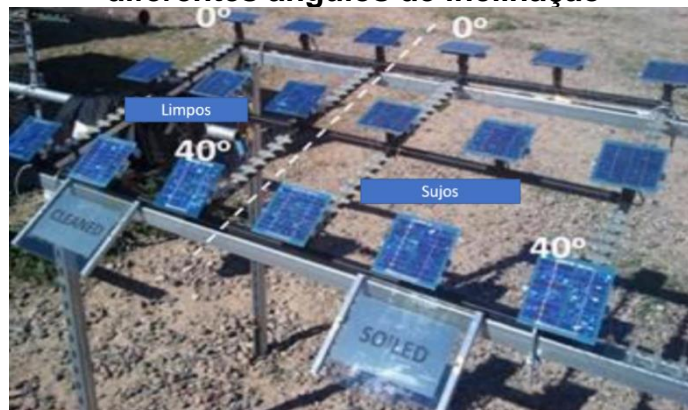
Karmouch e El Hor (2017) estudaram o impacto da deposição de sujidade sobre a cobertura de vidro de módulos fotovoltaicos instalados na região de Jazan, na Arábia Saudita. Após 16 semanas, eles concluíram que a deposição de poeira sobre o módulo fotovoltaico impactou negativamente na produção de energia elétrica, devido a redução da transmitância da cobertura de vidro dos módulos fotovoltaicos. Os autores verificaram neste estudo uma perda de eficiência de 10,4% para módulos instalados na inclinação de 30°, e uma perda de 9,7% para módulos instalados na inclinação de 55°, o que é considerado alto para um período de 16 semanas. Este fato

se deve às fracas chuvas da região, o que faz necessário uma limpeza com água para remover toda a poeira, a fim de se melhorar a eficiência das células solares.

Os módulos fotovoltaicos são tipicamente instalados em um ângulo de inclinação próximo ao ângulo de latitude da localização do sistema com o objetivo de obter a maior produção anual de energia a partir de um sistema fotovoltaico de inclinação fixa.

Jose Cano et al. (2014) realizaram um estudo acerca do efeito do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos na deposição de sujeira. O objetivo principal do experimento foi quantificar a relação entre o ângulo de inclinação e a perda por sujeira (*soiling loss*). Foram instalados em uma estrutura 18 minimódulos fotovoltaicos de silício multicristalino em 9 ângulos de inclinação diferentes, em um local cuja condição climática se caracteriza como deserto seco e quente. Os minimódulos foram instalados nos ângulos  $0^\circ$ ,  $5^\circ$ ,  $10^\circ$ ,  $15^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $23^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $33^\circ$  e  $40^\circ$ , um total de 2 minimódulos por ângulo. Durante os três primeiros meses do ano, os minimódulos à esquerda da estrutura eram regularmente limpos todos os dias, enquanto que os minimódulos instalados à direita nunca eram limpos.

**Figura 5. Configuração composta por 2 conjuntos de 9 minimódulos com diferentes ângulos de inclinação**



**Fonte: Cano et al., 2014.**

Foi observado nos minimódulos instalados nas inclinações menores que  $15^\circ$  uma maior acumulação de água nas superfícies dos minimódulos, após as chuvas. Este fato permitiu verificar o fenômeno de que a água acumulada na superfície do minimódulo se mistura com a poeira depositada e forma uma matéria pegajosa que não pode ser soprada pelos ventos leves. Foi verificado que este mecanismo também atua como um local de nucleação que coleta mais partículas de poeira. Após conduzir este experimento, Cano et al. (2014) constatou que durante o período de janeiro a



março, para o ângulo de inclinação de 0°, houve perda de aproximadamente 2,02% devido a sujidade. Para o ângulo de 33° verificou-se uma perda de 0,96%, o que representa uma redução de 50% na perda por sujidade se comparado ao ângulo horizontal de instalação. Este estudo indica que tanto o nível de chuva como a velocidade do vento desempenham papéis significativos na taxa de limpeza, dependendo do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. Também foi verificado que a taxa de sujidade depositada nos primeiros dias após um evento de chuva é muito maior do que nos dias seguintes, devido a adesão mais forte e uniforme da camada de sujidade sobre a superfície lisa do vidro. A camada de sujidade depositada sobre a primeira camada de sujidade apresenta adesão mais fraca e está suscetível a fácil limpeza da força do vento.

Segundo Alima Dajuma et al. (2016), uma adequada orientação e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos pode maximizar o seu potencial energético. Os autores afirmam que no caso de não haver possibilidade de mover a inclinação dos módulos fotovoltaicos, o ângulo de inclinação ideal para a quantidade máxima de irradiância direta seria o ângulo da latitude local, entretanto, afirmam que em condições de céu nublado, o ideal seria posicionar o módulo horizontalmente, a fim de melhor capturar a radiação difusa.

Estudos têm demonstrado que a transmitância da cobertura transparente e a faixa espectral da radiação solar que entra no módulo são alteradas dependendo do tipo do solo (John, Tatapudi e TamizhMani, 2014).

Burton e King (2014) apresentaram um método de teste de sujidade que pode ser usado para avaliar a resposta de módulos fotovoltaicos cobertos por sujeira sintetizada em um ambiente laboratorial controlado. Em seus estudos, eles demonstraram que a sujeira vermelha,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – hematita, funcionou como um filtro de densidade quase neutra para irradiância direta (normal), enquanto que a sujeira amarela,  $\text{FeO}(\text{OH})$  – goethita, dispersou a luz, mostrando um efeito menos prejudicial sobre o desempenho geral do que a sujeira vermelha.

Outra característica importante da sujidade é o tamanho das partículas que a compõem. El-Shobokshy e Hussein (1993) demonstraram que a poeira contendo partículas pequenas apresentou maior redução no desempenho fotovoltaico em comparação com a poeira com partículas grandes. Eles atribuíram este fato à distribuição mais uniforme de pequenas partículas em relação às mais grosseiras, o que minimiza os intervalos entre as partículas através das quais a luz pode passar.

Jim J. John et al. (2016) propuseram uma técnica de baixo-custo de deposição artificial de poeira que pode ser utilizada para depositar poeira na superfície de um módulo de forma controlada, que auxilia na previsão de perda de sujeidade associada a várias propriedades de poeira, tais como densidades, composições químicas e diferentes tamanhos de partículas. Neste estudo, foram coletadas e estudadas amostras de solo que abrangem diversas condições climáticas e seis localizações geográficas diferentes no território da Índia. Estas amostras de poeira foram depositadas artificialmente em amostras de vidro utilizados em módulos fotovoltaicos.

Foi verificado que as amostras de poeiras recolhidas de diferentes locais geográficos na Índia atenuam a irradiância que incide sobre a célula solar de uma forma espectralmente dependente, o que torna estes dados importantes, haja visto que várias tecnologias fotovoltaicas têm uma resposta espectral diferente. Como resultado, se mostrou que o efeito da sujeidade não é o mesmo para todas as tecnologias fotovoltaicas, uma vez que o espectro de irradiância de entrada é alterado pela presença da camada de sujeidade na superfície do módulo fotovoltaico. Tecnologias fotovoltaicas com resposta espectral estreita, como a-Si e CdTe, apresentam piores resultados se comparados com tecnologias com resposta espectral mais ampla nos diferentes comprimentos de onda, como Si e CIGS. Neste estudo, a redução da fotocorrente foi mais baixa em CIGS e c-Si do que nas células de a-Si e CdTe, nas condições do experimento.

A partir deste experimento John et al. (2016) concluíram que a vantagem das tecnologias de filme fino, como a-Si e CdTe, de apresentarem baixos coeficientes de temperatura (perda de potência com o aumento da temperatura) pode ser anulada em ambientes quentes e com forte presença de poeira, devido ao maior impacto negativo no desempenho elétrico dessas tecnologias quando submetidas à deposição de poeira.

A influência da espessura de uma camada de poeira sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos é significativa e foi estudada por Jiang, Lu e Sun (2012). Os autores realizaram experiências com a utilização de poeira produzida artificialmente com um tamanho de grão de 1 e 100  $\mu\text{m}$ , em que cerca de 20% em volume tinham um diâmetro de partícula de 20  $\mu\text{m}$  e 74% eram grãos mais pequenos. Os principais componentes da poeira foram  $\text{SiO}_2$  e  $\text{Al}_2\text{O}_3$ . Como resultado, foi verificado que a poeira causou uma diminuição significativa na corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), mas não afetou o valor da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Também foi constatado que com uma

densidade de deposição de poeira de 0 a 22 g/m<sup>2</sup>, a eficiência diminuiu em até 26%, tendo sido verificado uma relação linear.

Em Gdansk, na Polônia, Klugmann-Radziemska (2015) conduziu um experimento durante 2 anos que mostrou uma relação linear entre a espessura da camada de poluição e a perda de produtividade para as três instalações fotovoltaicas estudadas. De acordo com seu estudo, vários fatores influenciam na eficiência de uma célula fotovoltaica, dentre eles: a orientação e o ângulo de inclinação da instalação, o tipo de instalação (fixa ou com rastreamento), a localização, a temperatura da célula solar, o sombreamento e a deposição de poeira e sujidade na cobertura do módulo fotovoltaico. Klugmann-Radziemska observou que a redução média na eficiência do módulo, correspondente a cada micrômetro de espessura de poeira residual, é de 25,5%/µm para poeiras depositadas naturalmente. A perda de eficiência diária máxima calculada para o módulo de silício cristalino inclinado a 37° no norte da Polônia foi de 0,8%, enquanto que os módulos estudados apresentaram uma diminuição média na potência máxima de 3% por ano.

Fujiwara et al. (2011) realizaram um estudo sobre a composição da poeira, concluindo que a mesma varia dependendo da localização da sua formação. Nas grandes cidades, a camada depositada nas superfícies é resultado da interação de líquidos, sólidos e gases derivados de diferentes fontes. Podem também conter metais pesados e compostos orgânicos, derivados principalmente do transporte rodoviário. No entanto, em climas secos, desérticos ou semi-desérticos, a fonte principal da poeira é o solo. Fujiwara et al. (2011) encontraram a presença de cádmio, antimônio e enxofre em amostras de poeira, que provavelmente vieram da abrasão dos freios de automóveis. Já a origem do chumbo, do zinco e do manganês foi atribuída ao desgaste mecânico e também, em menor grau, aos gases de escape.

Ta et al. (2004) conduziram pesquisas durante 15 anos na região de Gansu, China. Eles observaram que mais partículas são depositadas na superfície de módulos fotovoltaicos nas áreas adjacentes ao deserto de Gobi, em comparação com as áreas do planalto de Loess. Além disso, encontraram uma forte correlação entre as quantidades de impurezas verificadas e as estações do ano. Ta et al. (2004) associaram este fato com mudanças no clima, incluindo a direção do vento. Eles observaram que mais de 30% da quantidade anual total de poeira é depositada nos meses da primavera e menos de 20% nos meses de inverno.

De acordo com Siddiqui e Bajpai (2012), as partículas de poeira podem ser eletricamente condutoras e são normalmente solúveis em água. A poeira de areia é encontrada em maiores quantidades em regiões de baixa umidade. Ainda segundo Siddiqui e Bajpai (2012), poeira pode ser transportada pelo ar com ventos leves sendo possível permanecer suspensa durante horas como nuvens de poeira.

Elminir et al. (2006) realizaram extensivas caracterizações das partículas de sujidade, depositadas em módulos fotovoltaicos instalados na região de Helwan, no Egito, identificando que a maior parte da sujidade dessa região é composta principalmente por quartzo e calcita, contendo ainda pequena quantidade de dolomita e minerais de argila. Morris (1980) também analisou amostras de sujidade originárias de Daggett na Califórnia por Difractometria de Raios X identificando em suas amostras quartzo, feldspato, calcita, micas, gipsita e caolinita.

Costa et al (2016) relacionaram o índice pluviométrico com índice de deposição de sujidades sobre os módulos, estabelecendo que um elevado índice pluviométrico contribui para a limpeza dos módulos, eliminando parcial ou totalmente as sujidades depositadas. A condição da eliminação parcial ou total de sujidades depositadas sobre os módulos ocorre devido às características físico-químicas das partículas de poeira, sendo que algumas possuem maior facilidade de serem eliminadas que outras. Nesse caso, é recomendada uma limpeza periódica nos módulos com o objetivo de retirar as sujidades não eliminadas pelas chuvas.

O elevado índice da umidade relativa do ar, também pode causar impactos significativos no desempenho dos módulos fotovoltaicos, por induzir a formação do orvalho sobre os dispositivos, tendo como consequência o maior acúmulo de sujidades. Para localidades com elevada umidade relativa do ar são sugeridas limpezas periódicas (Costa et al.,2016).

## **2.4 Caracterização físico-química da sujidade encontrada no estado de Minas Gerais**

Costa et al. (2016) propuseram uma metodologia para caracterização físico-química de diferentes amostras de sujidade provenientes de módulos fotovoltaicos instalados há mais de 10 anos. Foram coletadas amostras das cidades mineiras de Montes Claros, Sete Lagoas e Diamantina.

Realizou-se a avaliação composicional e morfológica através de técnicas como Espectroscopia de Energia Dispersiva de Raios X (EDS) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). O microscópio utilizado foi o de modelo Quanta 200 - FEG – FEI, com aumento de 12x a 1.000.000x e detector de elétrons secundários e retroespalhados. Para avaliação cristalográfica e composicional utilizou-se um difratômetro de Raios X Rigaku modelo Geigerflex – 3034.

Costa et al. utilizaram dados meteorológicos disponibilizados pelo Instituto de Meteorologia (INMET). Esses dados consistem em uma série histórica de 25 anos e permitiram identificar as médias anuais das variáveis climáticas, como temperatura ambiente, índices de precipitação, dentre outros.

Com estes dados, Costa et al. classificaram as zonas climáticas para cada localidade e estudaram-se as influências para a deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos e as recomendações para mitigar o impacto da poeira.

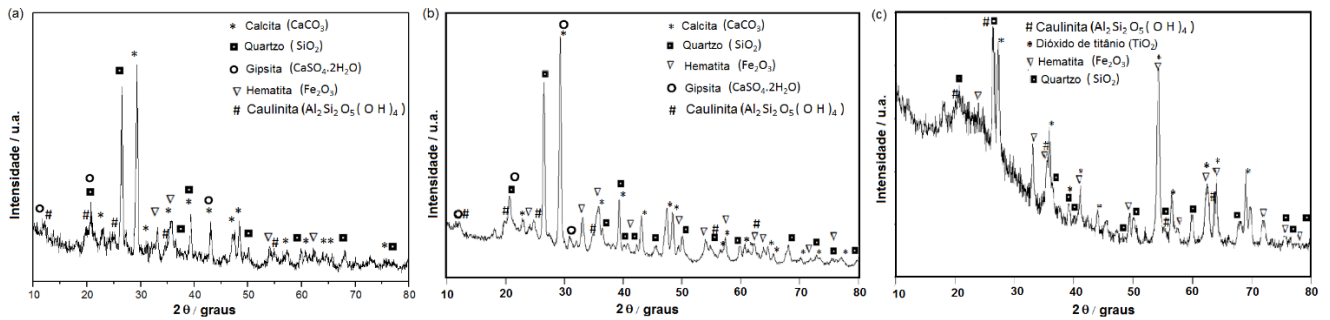
Foi observado que as condições meteorológicas influenciaram diretamente no desempenho dos sistemas fotovoltaicos, além de poder contribuir para o aumento da deposição de sujidades sobre os módulos FV.

A cidade de Diamantina é a que apresentou os menores índices de temperatura ambiente média anual, devido à sua altitude. Esta mesma cidade apresenta elevado índice pluviométrico e de umidade relativa do ar. A cidade de Montes Claros é a que apresenta maiores índices de temperatura ambiente média anual, como consequência da baixa altitude e de sua localização na zona climática tropical, possuindo clima quente e seco, com período de chuvas concentradas entre os meses de outubro a março. A cidade de Sete Lagoas está inserida na zona climática mesotérmica, com verões quentes e chuvosos e invernos secos. Costa et al (2016) ressaltam que os índices meteorológicos indicados nesse trabalho variam de ano para ano, e que em relação à temperatura ambiente, é possível notar um aumento desse índice nos últimos anos em comparação com os dados iniciais da série avaliada.

A Figura 6 mostra os difratogramas das amostras de sujidades coletadas para as três cidades. Picos característicos de fases cristalinas foram indexados para minerais como quartzo (pdf number 1-649), hematita (pdf number 1-1053) e caulinita (pdf number 1-527) encontrados em todas as amostras. Para as amostras de sujidade de Montes Claros e Sete Lagoas, foram identificados os minerais calcita (pdf number 1-837) e gipsita (pdf number 1-578). Na amostra de sujidade de Diamantina o mineral dióxido de titânio (pdf number 1-1292) em sua fase cristalográfica rutilo foi identificado.

É notável a predominância de partículas de calcita e quartzo nas amostras de sujidades de Montes Claros e Sete Lagoas.

**Figura 6. Difratomogramas de Raios X das amostras de (a) sujidade Montes Claros, (b) sujidade Sete Lagoas e (c) sujidade Diamantina**



Fonte: Costa et al., 2016.

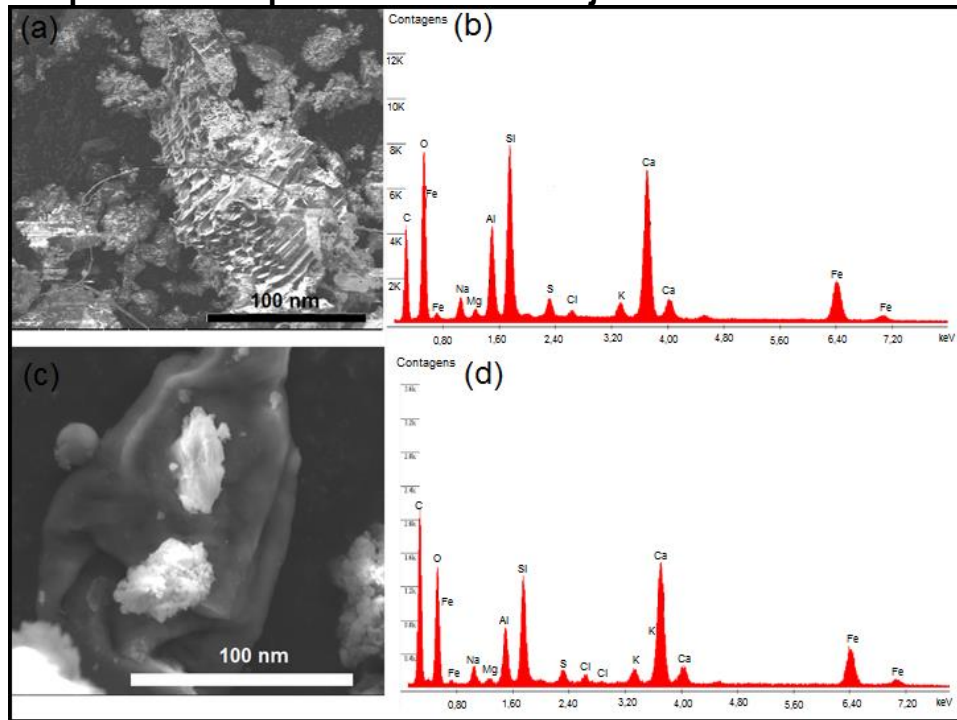
A Figura 7 apresenta micrografias para a amostra de sujidade de Montes Claros e os respectivos espectros EDS identificando os principais elementos que compõem essa amostra.

Observa-se nesta figura que as partículas são heterogêneas em forma e sua distribuição de tamanho é larga, com partículas tendo dimensões de 500 nm a 100  $\mu\text{m}$ . A maior parte das partículas tem dimensões na ordem de 10  $\mu\text{m}$ . Elementos como carbono, oxigênio, ferro, alumínio, silício, enxofre e cálcio são predominantemente encontrados, o que corrobora os resultados de difratometria de Raios X. O elemento enxofre é geralmente identificado associado a esses tipos de sujidade e é proveniente da queima de combustíveis fósseis.

A análise da amostra de sujidade de Sete Lagoas é apresentada na Figura 8. Esta amostra apresenta partículas com morfologias variadas e apresenta composição química semelhante à amostra de sujidade de Montes Claros. Partículas esféricas de hematita com dimensões próximas a 4  $\mu\text{m}$  são comuns nessa amostra, como mostrado na Figura 6b.

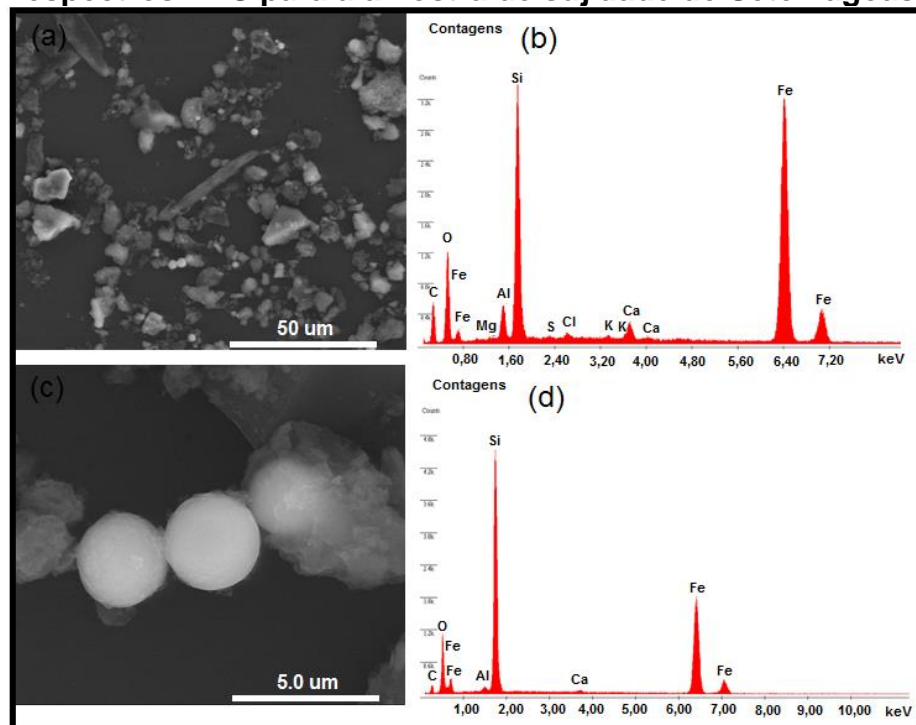
A Figura 9 apresenta imagens obtidas por elétrons retroespalhados para a amostra de sujidade de Diamantina, em que é possível visualizar a presença das partículas com maior brilho constituídas por  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (Figura 6c).

Figura 7. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Montes Claros



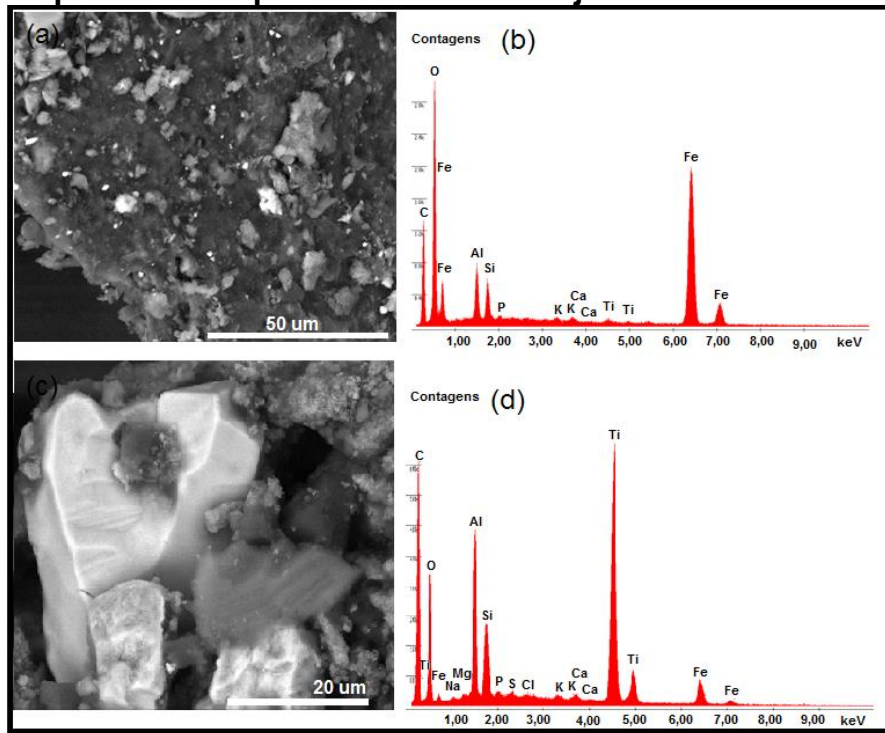
Fonte: Costa et al., 2016.

Figura 8. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Sete Lagoas



Fonte: Costa et al., 2016.

**Figura 9. (a) e (c) Imagens de microscopia eletrônica de varredura e (b) e (d) espectros EDS para a amostra de sujidade de Diamantina**



Fonte: Costa et al., 2016.

A presença do elemento titânio é evidente nos espectros de EDS mostrados. Para esta amostra, apresentada na Figura 9, é comum a presença de um material mais aglomerado que contém partículas com elevada heterogeneidade em morfologia.

Costa et al (2016) conclui que para a região do Norte de Minas foram identificados os mesmos minerais enquanto que para a cidade de Sete Lagoas, pertencente à região metropolitana de Belo Horizonte, foi identificado o mineral rutilo, não presente nas amostras de sujidade das cidades do norte de Minas Gerais.



### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A deposição de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos bloqueia a transmissão de fótons para as células solares, diminuindo a absorção óptica das células solares, uma vez que a sujeira gera o efeito de sombreamento sobre o módulo.

Para entender o efeito da sujeira sobre o módulo fotovoltaico é importante conhecer as características elétricas da tecnologia fotovoltaica e os demais parâmetros que influenciam no desempenho dos mesmos.

#### 3.1 Radiação Solar

A produção de energia elétrica através do efeito fotovoltaico consiste na conversão da energia solar em energia elétrica.

O Sol é uma esfera de matéria gasosa que possui um diâmetro de  $1,39 \times 10^9$  m e pode ser considerado um reator em fusão contínua, onde os gases são retidos por atração gravitacional.

A energia solar é produzida no interior do Sol a temperaturas de milhões de graus celsius e é transferida para a superfície e depois irradiada para o espaço. A produção desta energia é dada através de reações de fusão nuclear.

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar, como intensidade e distribuição espectral e angular, são afetadas devido aos efeitos de absorção e espalhamento no contato com a atmosfera.

Essas modificações estão diretamente relacionadas a espessura da camada atmosférica, que é identificada por um coeficiente conhecido como massa de ar, que relaciona o ângulo zenital do Sol.

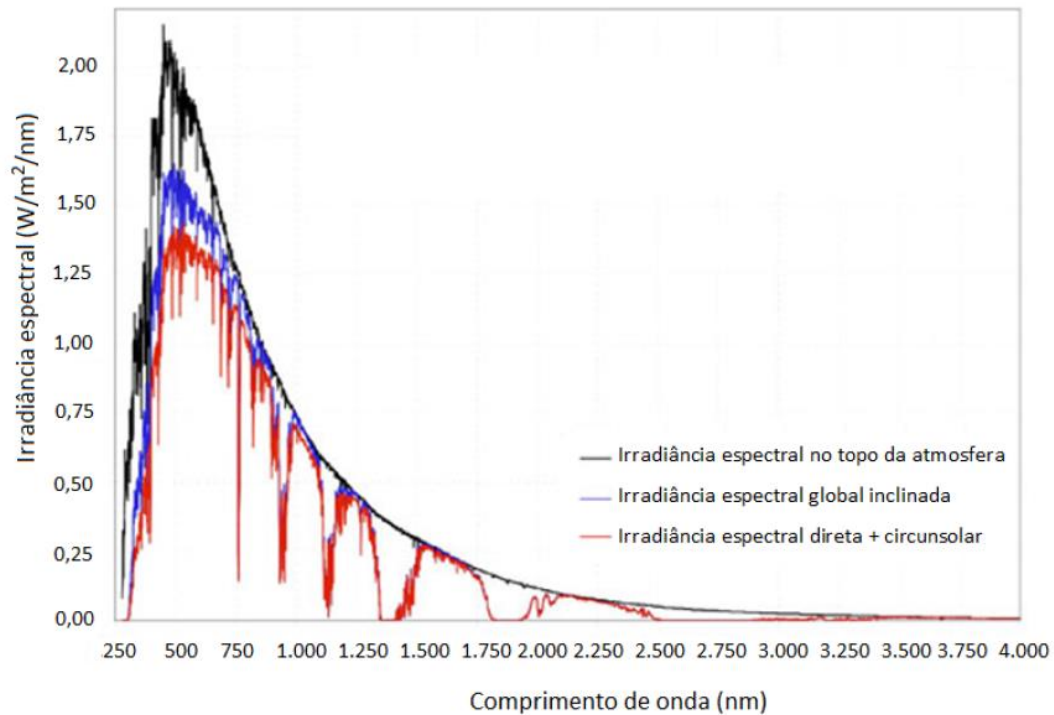
Sendo assim interpreta-se a massa de ar pelo comprimento relativo que a radiação solar percorre até atingir a superfície terrestre. Por exemplo denomina-se de AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, quando o ângulo zenital é igual a  $0^\circ$ .

Na Figura 10, são apresentados os espectros da irradiância solar em três diferentes condições: AM 0, AM1,3 e AM 1,5.

Parte da radiação solar ao atravessar a atmosfera é absorvida pelo ozônio ( $O_3$ ) em uma banda na faixa do ultravioleta em comprimentos de onda inferiores a 300 nm. Já o vapor de água e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ) absorvem bandas na faixa do

infravermelho, em comprimentos de onda superiores a 1000 nm. Outra parte da radiação incidente na atmosfera, interage com a mesma e é espalhada em todas as direções, caracterizando a radiação difusa.

**Figura 10. Distribuição espectral da irradiância espectral para as condições AM0 (no topo da atmosfera), AM1,3 (global inclinada), AM1,5 (direta e circumsolar)**



**Fonte: Pinho e Galdino, 2014.**

Segundo Duffie e Beckman (2013), a radiação solar total ( $G$ ) é a soma de duas componentes. A primeira delas é a radiação solar direta ( $G_b$ ) que consiste na parcela da radiação solar que não sofreu dispersão na atmosfera. A segunda componente é a radiação solar difusa ( $G_d$ ), parcela da radiação solar que sofre o efeito de espalhamento e tem a direção alterada ao entrar em contato com as nuvens e partículas de sujeira existentes na atmosfera. Deste modo, tem-se que:

$$G = G_b + G_d \quad (1)$$

Ainda segundo Duffie e Beckman (2013), o ângulo do pôr do sol ( $\omega_s$ ) é dado por:

$$\omega_s = \arccos(-tg\phi tg\delta) \quad (2)$$

Em que ( $\phi$ ) é a latitude geográfica do local de instalação e ( $\delta$ ) é a declinação solar que referencia a posição angular do sol, ao meio dia, em relação ao plano do equador e é dada pela equação:

$$\delta = 23,45^\circ \text{sen} \left[ \frac{360^\circ}{365} (n + 284) \right] \quad (3)$$

Onde  $n$  se refere ao dia sequencial do ano, variando de 1 a 365.

A radiação extraterrestre independe do horário ou localidade, entretanto, uma superfície absorvedora, em um determinado horário e local fixo na Terra, irá receber quantidades de energia diferentes, de acordo com a posição do Sol no céu.

Para se obter o valor da radiação global diária incidente em superfície horizontal ( $H$ ), considera-se o índice de transparência atmosférica diário ( $K_T$ ) e a radiação diária incidente em uma superfície horizontal ( $H_0$ ), conforme a seguinte relação:

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (4)$$

Enquanto que o valor da radiação extraterrestre pode ser calculado através de:

$$H_0 = \frac{24.3600. G_{SC}}{\pi} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left( \cos \phi \cos \delta \text{sen } \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \text{sen } \phi \text{sen } \delta \right) \quad (5)$$

Onde  $G_{SC}$  se refere a constante solar, cujo valor é igual a  $1367 \text{ W/m}^2$  e representa a energia incidente por unidade de tempo em uma superfície de área unitária, instalada fora da atmosfera terrestre, perpendicular à direção de propagação da radiação, na distância média entre o Sol e a Terra, fora da atmosfera.

Conhecendo-se o valor da radiação solar diária difusa incidente em uma superfície horizontal ( $H_d$ ), Liu e Jordan (1960) propuseram uma relação em que a radiação solar horária difusa ( $G_d$ ) pode ser obtida através de:

$$r_d = \frac{G_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180} \cos\omega_s} \quad (6)$$

Para encontrar o valor da radiação solar diária difusa ( $H_d$ ), Erbs (1982) propôs o modelo apresentado a seguir.

Para  $\omega_s \leq 81,4^\circ$ ,  $\frac{H_d}{H}$  é definida como:

Para  $K_T < 0,715$ :

$$\frac{H_d}{H} = 1,0 - 0,2727K_T + 2,4495K_T^2 - 11,9514K_T^3 + 9,3879K_T^4 \quad (7)$$

Para  $K_T \geq 0,715$ :

$$\frac{H_d}{H} = 0,143 \quad (8)$$

Para  $\omega_s > 81,4^\circ$ ,  $\frac{H_d}{H}$  é definida como:

Para  $K_T < 0,722$ :

$$\frac{H_d}{H} = 1,0 - 0,2832K_T - 2,5557K_T^2 + 0,8448K_T^3 \quad (9)$$

Para  $K_T \geq 0,722$ :

$$\frac{H_d}{H} = 0,175 \quad (10)$$

Liu e Jordan em 1963, propuseram um modelo para calcular a radiação solar incidente em uma superfície inclinada. Se trata de um modelo composto pela soma entre as componentes direta, difusa isotrópica e radiação solar difusamente refletida pelo chão.

Este modelo é conservativo e permite o cálculo da radiação em superfícies inclinadas de maneira simples, conforme exposto a seguir:

$$G = G_b R_b + G_d \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + G\rho \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (11)$$

Onde  $\rho$  se refere ao albedo,  $\beta$  é a inclinação do módulo e  $R_b$  é um fator geométrico que se refere a razão da radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma superfície horizontal.

Duffie e Beckman (2013) definiram a seguinte expressão para  $R_b$ , para instalações localizadas no hemisfério sul:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos\delta \operatorname{sen}\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \operatorname{sen}(\phi + \beta) \operatorname{sen}\delta}{\cos\phi \cos\delta \operatorname{sen}\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \operatorname{sen}\phi \operatorname{sen}\delta} \quad (12)$$

Onde:

$$\omega_s = \min \left\{ \begin{array}{l} \arccos(-\operatorname{tg}\phi \operatorname{tg}\delta) \\ \arccos(-\operatorname{tg}(\phi + \beta) \operatorname{tg}\delta) \end{array} \right\} \quad (13)$$

Este modelo além de identificar o comportamento da radiação em um determinado período de tempo, estima a radiação solar horária incidente sobre um módulo fotovoltaico inclinado.

O ângulo de incidência  $\theta$  é o ângulo formado entre a radiação direta incidente no plano da superfície e a normal à superfície. Este ângulo varia entre  $0^\circ$  e  $90^\circ$  e está diretamente envolvido na determinação da radiação incidente na superfície do módulo fotovoltaico, afetando a quantidade de radiação solar transmitida através da cobertura e convertida em eletricidade pela célula solar. De acordo com Soto, Klein e Beckman (2006), à medida que o ângulo de incidência aumenta, a quantidade de radiação refletida a partir da cobertura aumenta. Os autores relatam efeitos significativos para inclinações em ângulos de incidência maiores que  $65^\circ$ .

Soto, Klein e Beckman definem que o efeito da reflexão e absorção é uma função do ângulo de incidência, que é expresso por  $K_{\tau\alpha}(\theta)$ , definido pela razão entre a radiação absorvida pela célula em algum ângulo de incidência  $\theta$  e radiação absorvida pela célula no ângulo normal de incidência. A corrente de curto-circuito é linearmente dependente da radiação absorvida.

$$K_{\tau\alpha}(\theta) = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} \quad (14)$$

Sjerps-Koomen et al. (1996) mostraram que a transmissão do sistema de cobertura de um módulo fotovoltaico pode ser representado por um simples modelo de ar-vidro. De acordo com Duffie e Beckman (2013), as leis de Snell e Bouguer podem ser utilizadas para calcular o ângulo modificador para uma interface ar-vidro.

Uma boa aproximação para a transmitância da cobertura considerando as perdas de reflexão e absorção é dada por:

$$\tau(\theta) = e^{-\left(\frac{KL}{\cos\theta_r}\right)} \left[ 1 - \frac{1}{2} \left( \frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right) \right] \quad (15)$$

Onde para  $K$  se assume o valor de  $4 \text{ m}^{-1}$  (valor para vidro “água branca”, e  $L$  (espessura do vidro) igual a 2 mm, um valor razoável para a maioria dos módulos fotovoltaicos.

O principal fator que afeta a saída de potência em um módulo fotovoltaico é a radiação solar absorvida na célula solar,  $S$ , que é função da radiação incidente e do ângulo de incidência. Como os dados de radiação no plano do módulo fotovoltaico não são normalmente conhecidos, é necessário estimar a radiação solar absorvida usando dados horizontais e informações de ângulo de incidência.

A irradiância total absorvida,  $S$ , consiste nas parcelas direta, difusa e refletida do solo e de acordo com Duffie e Beckman, assumindo que ambas as parcelas da radiação difusa e a refletida do solo são isotrópicas, tem-se:

$$S = (\tau\alpha)_n \left[ G_b R_{beam} K_{\tau\alpha,b} + G_d K_{\tau\alpha,d} \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + G\rho K_{\tau\alpha,g} \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \right] \quad (16)$$

Onde  $K_{(\tau\alpha,b)}$  é o modificador de ângulo de incidência para o ângulo de incidência direto e  $K_{(\tau\alpha,d)}$  e  $K_{(\tau\alpha,g)}$  são os modificadores de ângulo para os ângulos de incidência para radiação difusa e refletida do solo.

Uma vez que a razão  $S/S_{ref}$  é necessária para cálculos adicionais, pode-se representar a Equação (16) através de:

$$\frac{S}{S_{ref}} = \frac{G_b}{G_{ref}} R_{beam} K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{ref}} K_{\tau\alpha,d} \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + \frac{G_d}{G_{ref}} \rho K_{\tau\alpha,g} \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (17)$$

Em que  $G_{ref}$  é a radiação nas condições STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) com incidência normal em que o termo  $(\tau\alpha)_n$  se cancela.

### 3.2 Efeito fotovoltaico e célula solar

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que consiste na conversão da energia solar em energia elétrica.

A descrição deste fenômeno só foi possível a partir do desenvolvimento da teoria da mecânica quântica, que afirma que qualquer tipo de radiação eletromagnética possui partículas (fótons) que carregam uma quantidade de energia (pacotes de energia).

Nos dispositivos de conversão fotovoltaica são utilizados semicondutores, que são capazes de absorver a radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, formando pares de portadores de carga (elétrons e lacuna).

Todos os átomos possuem uma banda de valência, que é a camada com mais baixo nível de energia que é ocupada por elétrons capazes de realizar ligações químicas com elétrons de outros átomos. Caso um fóton consiga estimular os elétrons presentes na banda de valência, estes podem adquirir energia suficiente para migrar para a banda de condução. Nesse processo, fica na banda de valência uma lacuna, portanto, sendo formado o par elétron-lacuna.

A energia necessária para fazer os elétrons mudarem da banda de valência para a de condução é no mínimo equivalente a banda proibida, também chamada de *bandgap* ( $E_G$ ) e varia para cada tipo de material. Os metais possuem a banda proibida desprezível, menor que 1 eV, os materiais isolantes possuem uma banda proibida muito larga, maior que 6 eV, enquanto os semicondutores possuem uma banda proibida intermediária.

Para que um dispositivo produza energia elétrica é necessário que os elétrons circulem de forma que seja possível extraí-los do semicondutor, passando para um circuito elétrico externo, evitando assim que os mesmos retornem para o átomo. A extração dessas cargas é possível através de uma junção criada nos semicondutores, cujo objetivo é gerar um campo elétrico no interior do material. Esse campo elétrico é responsável por separar as cargas negativas das cargas positivas.

Para se criar a junção, é realizado um processo de dopagem do semicondutor intrínseco. As impurezas utilizadas para o silício (coluna 4A) são geralmente o boro

(coluna 3A) ou fósforo (coluna 5A). A adição de boro (elemento trivalente), cria o semicondutor tipo- $p$ , provocando o aparecimento de portadores de cargas positivas (lacunas) e a adição de fósforo (elemento pentavalente) provoca o aparecimento de portadores de cargas negativos (elétrons livres), criando o semicondutor tipo- $n$ .

Para a formação da junção  $p$ - $n$  junta-se um semicondutor do tipo- $p$  com um semicondutor do tipo- $n$ . Ao formar a junção  $p$ - $n$ , os elétrons do semicondutor tipo- $n$  (alta concentração de elétrons) tendem a migrar para o semicondutor tipo- $p$  (alta concentração de lacunas) através da região de depleção da junção

Na junção, quando o elétron migra do semicondutor tipo- $n$  para o semicondutor tipo- $p$ , cria-se um íon doador positivo no lado do semicondutor tipo- $n$ , e conseqüentemente, cria-se um íon aceitador negativo no lado do semicondutor tipo- $p$ , pois o mesmo recebe elétrons.

Em razão dessa difusão de elétrons e lacunas, o qual se opõe à difusão original de cargas, surge na junção  $p$ - $n$  um campo elétrico que cria uma barreira de potencial na região de transição entre as camadas (região de depleção).

Quando o semicondutor é iluminado, observa-se a quebra desta estabilidade. Um fóton pode atravessar o semicondutor tipo- $n$ , a região de depleção e rompe uma ligação covalente do semicondutor tipo- $p$ , liberando o elétron que absorve a energia deste.

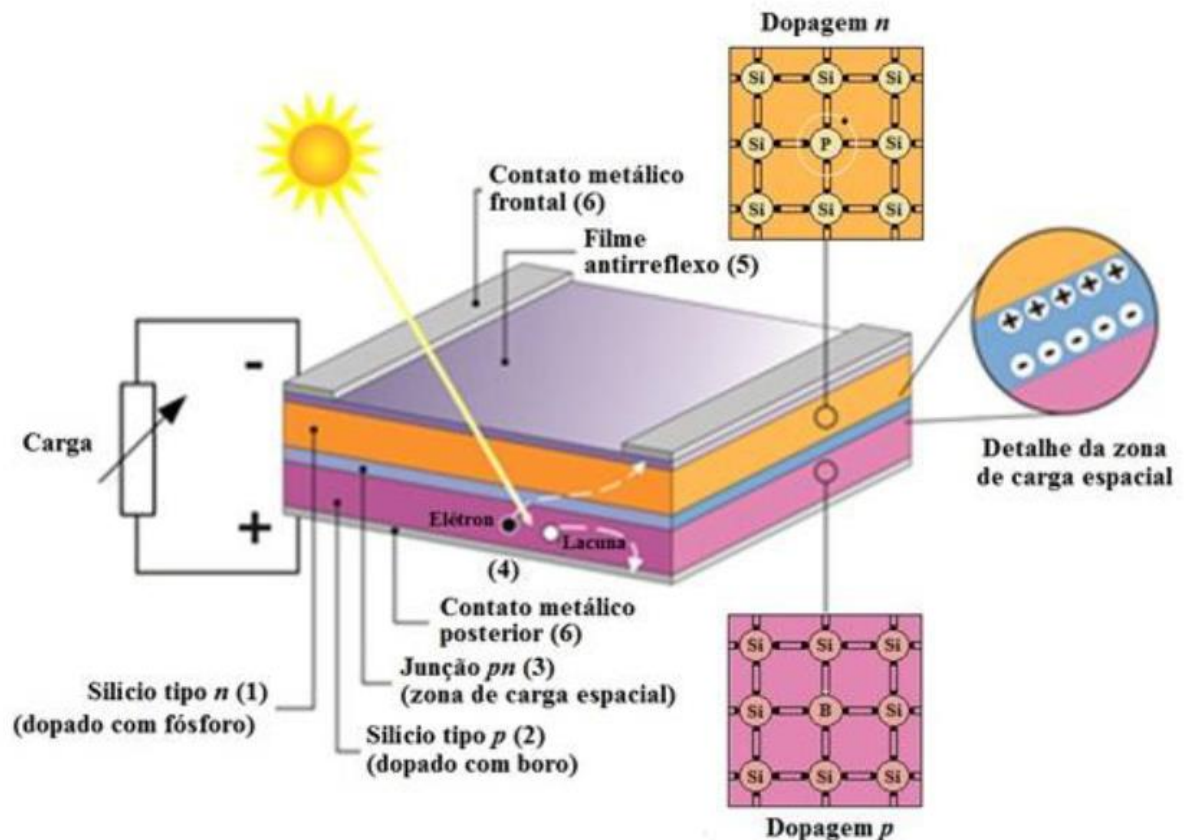
O campo elétrico existente separa o elétron para a região  $n$  da junção  $p$ - $n$ , permanecendo a lacuna na região  $p$ . Conforme mais fótons incidem sobre o semicondutor, mais pares elétron-lacunas serão formados e separados pelo campo elétrico.

Ao se conectar terminais metálicos em cada um dos lados da junção, se verifica a corrente elétrica, comumente chamada de fotocorrente, que existirá enquanto o semicondutor estiver exposto a radiação solar.

Portanto, uma célula solar clássica de silício cristalino é composta por uma camada absorvedora (semicondutor tipo- $p$ ), uma camada coletora (semicondutor tipo- $n$ ) e contatos metálicos (frontal e traseiro), conforme pode ser visto na Figura 11.



Figura 11. Processo de conversão fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

### 3.3 Parâmetros elétricos das células solares

Os parâmetros elétricos mais importantes de um módulo fotovoltaico são a corrente, tensão e potência nominal. É possível representar uma célula solar através de seus parâmetros elétricos de saída, tensão e corrente, em função de fatores que influenciam na entrada, como o nível de irradiância e a temperatura da célula.

Quando um módulo atinge a potência máxima ( $P_{MAX}$ ), obtém-se a corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ) e a tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ). Os outros fatores relevantes para caracterização elétrica de uma célula solar são a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), que é obtida quando os terminais do módulo estão no mesmo nível de referência, ou seja, curto circuitado, e a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), encontrada quando o módulo não se encontra conectado a nenhuma carga, ou seja, quando não há circulação de corrente no circuito.

Outra característica fundamental para a caracterização do módulo fotovoltaico é o fator de forma (FF – *fill factor*), que juntamente com a  $I_{sc}$  e a  $V_{oc}$  determinam a máxima potência do módulo.

Segundo Lorenzo (2000), a corrente fornecida a uma carga por um diodo semiconductor iluminado é o resultado líquido de dois componentes de corrente internas opostas.

$$I = I_L - I_D \quad (18)$$

Onde,  $I_L$  se refere à fotocorrente gerada e  $I_D$  se refere à corrente de diodo oriunda da recombinação de portadores.

A corrente que flui através de um diodo, em função da tensão é dada por:

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (19)$$

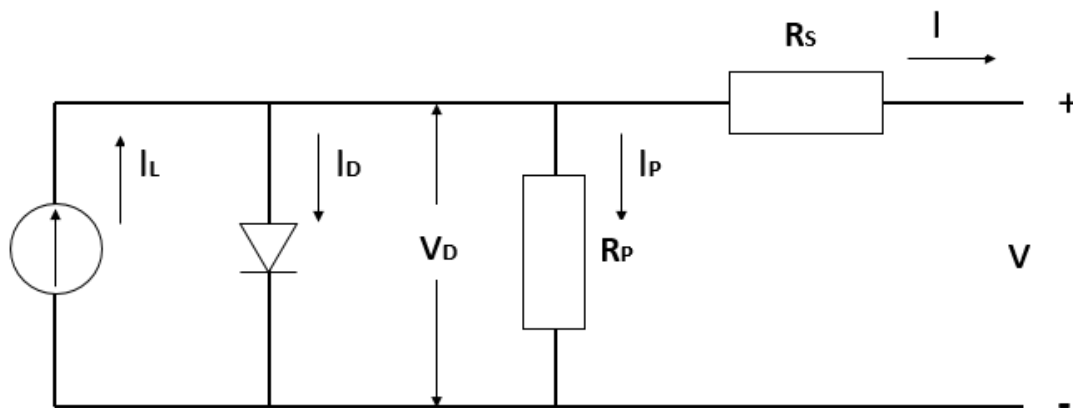
Onde  $I_0$  se refere a corrente de saturação reversa do diodo no escuro,  $e$  é a carga do elétron ( $1,602 \times 10^{-19}$  C),  $V$  é a tensão aplicada aos terminais do diodo,  $m$  é o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T$  é a temperatura equivalente de operação da célula solar.

Substituindo a Equação (19) na Equação (18), temos que:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (20)$$

A equação (20) descreve analiticamente o comportamento de uma célula solar. A Figura 12 descreve este mesmo comportamento em termos de elementos de circuito, o que é muito útil quando se estuda o comportamento de muitas células interconectadas em série e paralelo, como ocorre em um módulo fotovoltaico.

**Figura 12. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica**



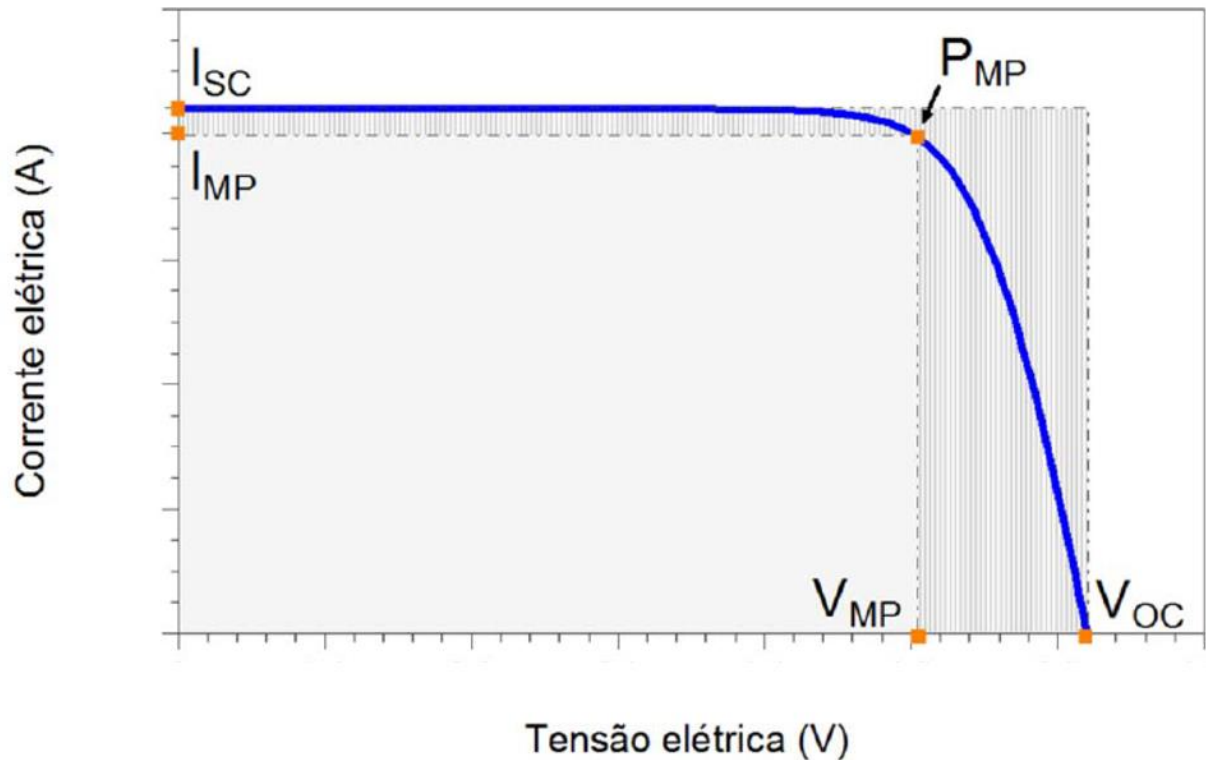
Fonte: Adaptado de Lorenzo, 2000.

A curva I-V característica representada pela equação (20) é exibida na Figura 13. Ainda segundo Lorenzo (2000), se o dispositivo se mantém em circuito aberto ( $I = 0$ ), este se auto polarizará com uma certa tensão, que é a maior que pode suportar na região de geração. Esta se trata da tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e seu valor é tal que a fotocorrente é compensada totalmente pela corrente de polarização, ou seja,  $I_L = I_D(V_{OC})$ . Deste modo, a Equação (20) resulta em:

$$V_{OC} = m \frac{kT}{e} \ln \left[ \frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (21)$$

A partir da Equação (21) é possível concluir que o  $V_{OC}$  aumenta com o logaritmo de  $I_L$ , logo, com o logaritmo da irradiância solar. Sob outra perspectiva,  $V_{OC}$  decresce com a temperatura, uma vez que o termo  $mkT/e$  é compensado pela variação exponencial de  $I_0$  com a temperatura. Deste modo, a tensão de circuito aberto diminui com a temperatura.

Figura 13. Curva I-V característica de uma célula solar



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Conforme se pode observar na Figura 13, o maior valor de corrente para a curva é obtido em condições de curto-circuito, ou seja,  $V=0$ :

$$I_{SC} = I(V = 0) = I_L \quad (22)$$

De maneira alternativa, através da definição dos parâmetros de operação anteriores, pode-se descrever a curva característica da célula como:

$$I = I_{SC} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{e(V_{OC} - V)}{mkT}\right) \right] \quad (23)$$

A Equação (23) é ideal para ser utilizada na condição de circuito aberto, entretanto, sua validade para toda faixa da curva é questionável, uma vez que os parâmetros  $m$  e  $I_0$  da Equação (20) variam com o ponto de trabalho.

Conforme Figura 13, a região da curva compreendida entre  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  correspondem ao funcionamento da célula como gerador de energia.

Uma vez que se conecta a célula solar a uma carga resistiva, a potência fornecida à resistência é dada por  $P=V.I$ , e para que a potência fornecida seja máxima existirá o ponto  $(I_M, V_M)$ , que são as coordenadas do ponto de potência máxima.

Os valores de  $I_M$  e  $V_M$  podem ser obtidos pela condição de máximo:

$$\left[ \frac{dI}{dV} \right]_M = -\frac{I_M}{V_M} \quad (24)$$

A Equação (24) representa a condição geral de máximo. Aplicando a Equação (20) nesta equação, temos:

$$I_M = \frac{I_L + I_0}{1 + \frac{mkt}{eV_M}} \quad (25)$$

Além disto, aplicando a Equação (20) para condição de máxima potência, encontra-se:

$$I_M = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{eV_M}{mkt}\right) - 1 \right] \quad (26)$$

As Equações (25) e (26) formam um sistema que permite encontrar os valores de  $I_M$  e  $V_M$ . Contudo este sistema não possui uma solução explícita e para resolvê-lo utiliza-se a seguinte solução analítica:

$$\frac{I_M}{I_L} = 1 - a^{-b} \quad (27)$$

Sendo:

$$a = 1 + \ln \frac{I_L}{I_0} \quad (28)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (29)$$

$$\frac{V_M}{V_{OC}} \approx 1 - \frac{\ln a}{a} \quad (30)$$

O produto  $I_M \cdot V_M$  fornece a potência máxima entregue a carga e é representada pela área retangular lisa da Figura 13. Este retângulo possui área menor que o retângulo hachurado, que representa o produto  $I_{SC} \cdot V_{OC}$ .

O fator que relaciona estas duas áreas chama-se fator de forma e é dado por:

$$FF = \frac{I_M V_M}{I_{SC} V_{OC}} \quad (31)$$

Quanto maior o valor para o fator de forma, maior a eficiência do dispositivo, entretanto, para todos os casos reais este valor é sempre menor que a unidade.

Através da definição do fator de forma, pode-se encontrar a o valor da potência máxima através de:

$$P_M = FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC} \quad (32)$$

Lorenzo (2000) afirma que considerando as Equações (27) a (30), e tendo em conta que para as células práticas o valor de  $a$  é superior a 20, se pode obter a seguinte equação aproximada para o cálculo de FF:

$$FF = 1 - \frac{\ln a - 1}{a} \quad (33)$$

Esta equação realça a dependência da potência máxima com relação aos parâmetros básicos de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

Ainda segundo Lorenzo (2000), a eficiência de conversão energética de uma célula solar se define como o quociente entre a máxima potência elétrica que se pode entregar a carga e a potência da radiação incidente  $P_L$  incidente sobre o dispositivo:

$$\eta = \frac{I_M V_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (34)$$

Foram apresentadas até aqui um conjunto de equações que descrevem o comportamento das células solares ideais, em ocorrem apenas fenômenos de geração e recombinação de portadores.

Na Figura 12, são inseridos elementos que tornam o circuito mais complexo e completo, como é o caso das resistências em série e paralelo, levando assim em consideração as perdas internas.

A resistência em série considera as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor, enquanto que a resistência em paralelo é das imperfeições na junção p-n. Ou seja, as resistências em série e paralelo são um problema relacionado ao processo de fabricação da célula. De acordo com o circuito da Figura 12, é desejável que o valor da resistência em paralelo ( $R_P$ ) seja o mais alto possível, para que a corrente fotogerada seja totalmente transferida para a carga.

Levando em consideração o circuito da Figura 12, a equação da célula é dada por:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{e(V + IR_S)}{mkT} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (35)$$

### 3.4 Fatores que afetam as características elétricas

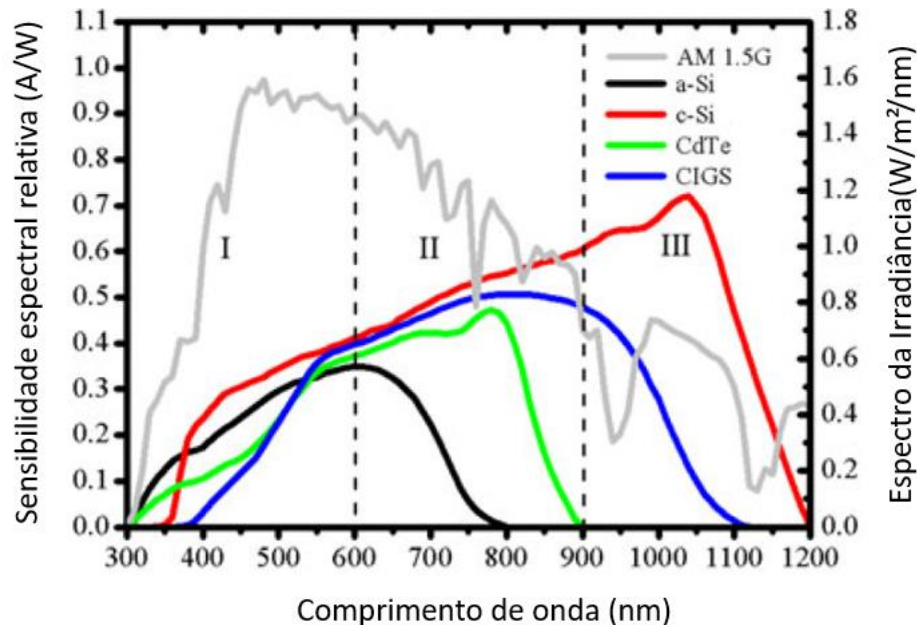
Vários fatores afetam as características elétricas de uma célula solar, podendo estes ser de natureza da fabricação da célula, como as resistências em série e paralelo e o coeficiente de absorção do espectro solar, ou fatores ambientais, tais como irradiância e temperatura da célula. Considerando um módulo fotovoltaico em operação no campo, ainda existe o fator ambiental de acúmulo de sujidade sobre a superfície do módulo, que será o foco deste trabalho.

O coeficiente de absorção é uma característica intrínseca do material e está relacionada com o nível de energia necessário para que um fóton absorvido pelo material semicondutor gere um par elétron-lacuna.

A Figura 14 apresenta as variações de sensibilidade aos diferentes níveis espectrais da radiação incidente para diferentes tecnologias de materiais utilizados em células fotovoltaicas.

Como se pode verificar na Figura 14, as células fotovoltaicas operam apenas com uma faixa do espectro das radiações eletromagnéticas. Para o caso das células de silício esta faixa corresponde à radiação ultravioleta, luz visível e ao infravermelho próximo do visível.

**Figura 14. Resposta espectral em função do comprimento de onda**



Fonte: Adaptado de Jim J. John et al., 2016.

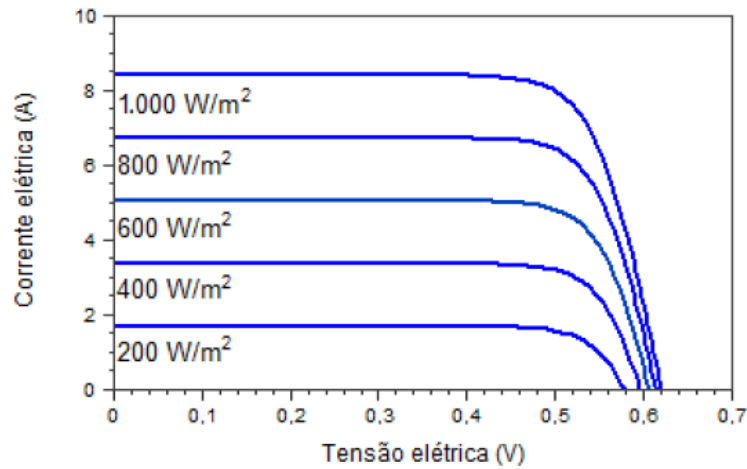
Analisando a distribuição do espectro da irradiância AM 1.5, verifica-se que os máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e a resposta espectral das células não coincidem, logo conclui-se que nem toda a energia solar incidente é aproveitada.

Além da sensibilidade espectral, os fatores externos que mais impactam nas características elétricas das células são a irradiância e a temperatura da célula.

A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, uma vez que depende da quantidade de fótons capazes de contribuir para o efeito fotovoltaico. A tensão de circuito aberto também é sensível a essa variação, entretanto varia de forma logarítmica, para uma mesma temperatura. Este efeito pode ser verificado na Figura 15.



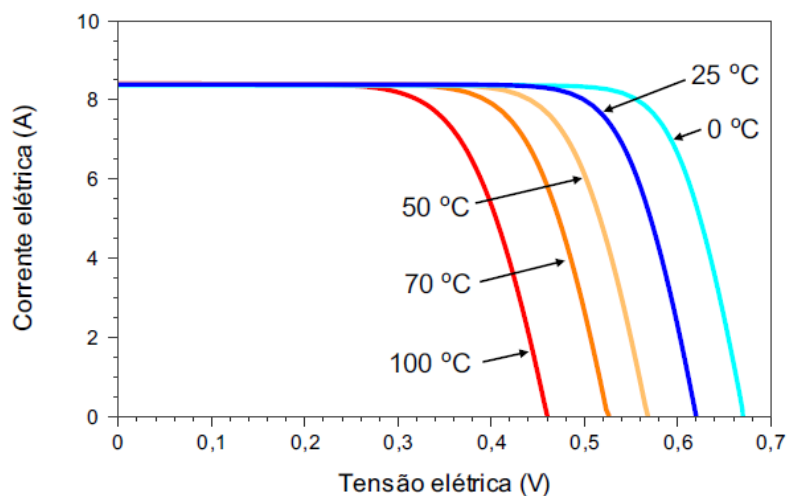
**Figura 15. Influência da variação da irradiância sobre o comportamento da célula fotovoltaica**



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

As variações da irradiância incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas. O aumento da irradiância incidente juntamente ou não com o aumento da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula. Este fato reduz a eficiência da célula solar, uma vez que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura. A corrente sofre uma elevação, porém este aumento é irrelevante e não sensibiliza a potência gerada, conforme visto na Figura 16.

**Figura 16. Influência da variação da temperatura da célula sobre o comportamento da célula fotovoltaica**



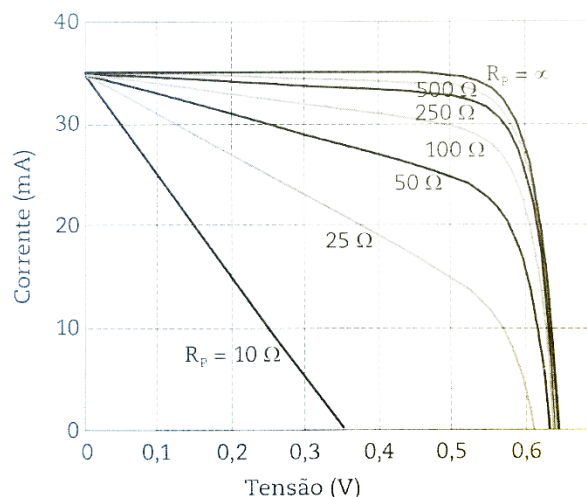
Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

A célula fotovoltaica possui os parâmetros de resistência em série ( $R_S$ ) e resistência em paralelo ( $R_P$ ) que afetam suas características elétricas.

A resistência em paralelo está relacionada ao processo de fabricação da célula e segundo Lorenzo (2000), se deve a fugas de corrente ao longo da superfície das arestas da célula, a caminhos de difusão ao longo de deslocamentos ou limites de grãos e a pequenos curto-circuitos metálicos. Segundo Zilles et al. (2012), valores baixos de  $R_P$  fazem com que parte da corrente fotogerada circule internamente pelo gerador fotovoltaico, reduzindo a corrente proporcionada pela junção e a tensão das células.

A Figura 17 mostra o comportamento de uma célula fotovoltaica para diversos valores de  $R_P$ , sob irradiância e temperaturas constantes.

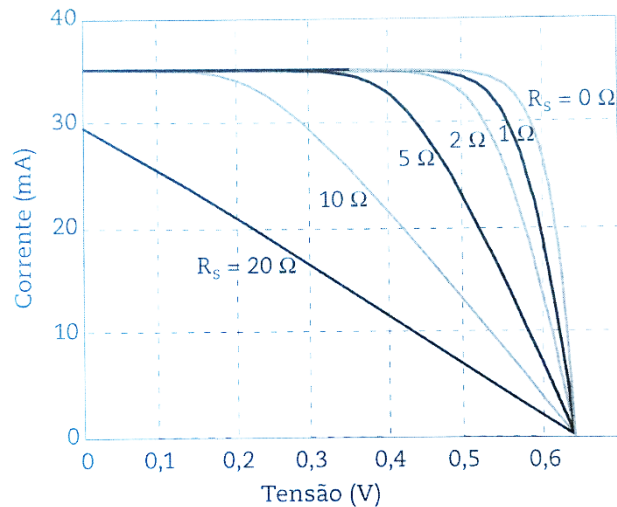
**Figura 17. Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica**



Fonte: Zilles et al., 2012.

Segundo Zilles et al. (2012) a resistência em série é resultado da própria resistência do semicondutor dopado, da resistência de contato entre o silício e os contatos metálicos, da resistência dos contatos metálicos e da resistência dos bornes. Deseja-se que o valor de  $R_S$  seja o menor possível para que não exista limitação da corrente fotogerada pelo aumento da resistência do circuito. A Figura 18 apresenta o comportamento da curva característica I-V de uma célula fotovoltaica para diversos valores de  $R_S$ , sob irradiância e temperatura constantes.

**Figura 18. Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica**



Fonte: Zilles et al., 2012.

Os fatores abordados até então estão relacionados a fatores previsíveis que consistem no processo de fabricação da célula e de seu material e fatores ambientais, como irradiância e temperatura.

### 3.5 Perdas causadas por deposição de sujidade

Os módulos fotovoltaicos por estarem sujeitos a exposição em ambiente aberto, apresentam variações nos parâmetros elétricos devido a deposição de sujidade sobre a superfície dos módulos, que passam a bloquear a incidência de fótons, o que caracteriza um comportamento de sombreamento sobre o módulo fotovoltaico. A taxa de deposição de sujidade é diretamente proporcional a redução da energia gerada, devido a menor absorção óptica promovida pela célula solar.

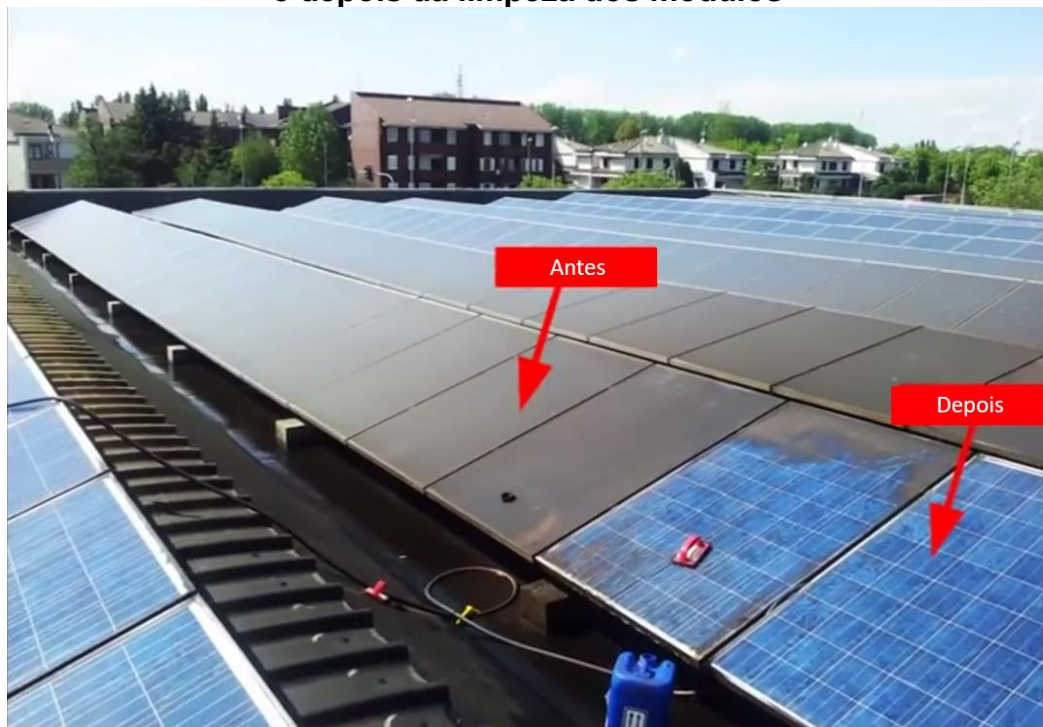
A perda causada pela deposição de sujidade, bem como o padrão de acumulação da sujidade, é uma interação entre o terreno da instalação, a orientação e o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, a frequência e intensidade de chuva na região, a intensidade e direção dos ventos e os mecanismos de montagem dos módulos. Até mesmo a utilização de sistemas de rastreamento solar pode contribuir para a distribuição não uniforme de sujidade depositada sobre a superfície do módulo, dependendo da posição do arranjo dos módulos durante a noite.

Um fator importante, citado por Costa et al (2016), que influencia a deposição de sujidades sobre os módulos fotovoltaicos é a latitude geográfica, já que se sugere

que a inclinação dos módulos solares deve ser próxima à latitude da localidade. Baixas latitudes requerem menor ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, visando a maximização da irradiância solar, porém a menor inclinação propicia maior acúmulo de sujidades.

Assim, concluiu-se que antes de se definir alguma medida, deve-se comparar o impacto no desempenho do sistema para a situação de menor ângulo de inclinação (maior deposição de sujidades), e maior inclinação dos módulos fotovoltaicos (incidência da radiação solar).

**Figura 19. Detalhe da deposição de sujidade em uma planta fotovoltaica antes e depois da limpeza dos módulos**



Fonte: Morris Moratti, 2012.

Atualmente, o campo de estudo dos impactos causados pela deposição de sujidade sobre a superfície de um módulo fotovoltaico tem crescido a cada ano, e a razão se deve ao fato de que os módulos sempre estarão sujeitos a esta condição de trabalho, e que uma pequena porcentagem de queda de desempenho de uma tecnologia com um grande valor de potência instalada, remete a números grandes de perda de energia produzida.

Logo, entender os resultados e comportamentos elétricos e térmicos de uma célula trabalhando coberta por sujidade é fundamental para prever a produção real de energia do gerador fotovoltaico e a vida útil do sistema, visto que as células solares

estão vulneráveis a degradação decorrente do sombreamento causado pela deposição da sujidade.

De acordo com Kazmerski et al. (2014), a poeira é um termo geral para qualquer material em partículas com um diâmetro inferior a 500  $\mu\text{m}$ . Exemplos de composição da poeira podem ser oriundas de minerais de precipitação geomórfica (areia, argila, calcário), de emissões de veículos e poluições, resíduos industriais e elementos que podem ser levantados pela ação do vento.

Ainda de acordo com os autores, a composição química da poeira varia para cada região geográfica. Além disto, verifica-se também diferença na composição química referente a poeiras de ambientes rurais, onde se destacam poeiras de origem do solo, de fertilizantes e produtos vegetais, das poeiras encontradas em ambientes urbanos, onde predominam poeiras oriundas da poluição de combustíveis de veículos e usinas.

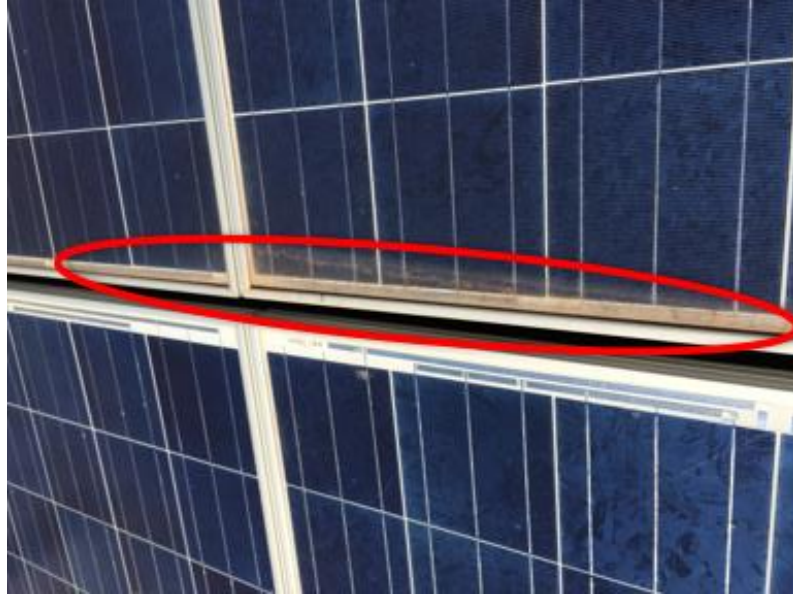
Um módulo fotovoltaico que apresenta deposição de sujidade sobre sua superfície pode estar submetido a condição de sombreamento parcial, dependendo da distribuição, uniforme ou não uniforme, e da espessura da camada de deposição da sujidade.

A Figura 20 apresenta um exemplo clássico de deposição de sujidade nas bordas de um módulo fotovoltaico instalado na cobertura do estádio Mineirão, em Belo Horizonte. O acúmulo de sujidade nas bordas dos módulos que possuem molduras é uma característica típica de deposições de sujidade não uniforme. É bem provável que a sujidade se acumule nas extremidades inferiores dos módulos devido ao efeito da chuva que transporta as partículas para baixo, e que este efeito seja mais notado em sistemas cujo ângulo de instalação dos módulos é menor.

Contudo, é verificado na prática que outros padrões de deposição de sujidade ocorrem em instalações de sistemas fotovoltaicos. Na Figura 21, é possível notar um grupo de módulos com uma faixa espessa de sujidade acumulada ao longo da borda inferior dos módulos, cobrindo pelo menos uma fileira de células de silício, próximo a outro grupo de módulos onde a sujeira se acumulou em uma faixa fina de células no topo dos módulos, e não na parte inferior. Os dois grupos estão a poucos metros de distância, mas exibem padrões muito diferentes de acumulação de sujeira. A Usina Solar de Queen Creek utiliza um sistema de rastreamento solar de um eixo, o que aparentemente pode ser a causa para os diferentes padrões de acumulação de sujidade.



**Figura 20. Detalhe da sujeira depositada na borda de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no estádio Mineirão, em Belo Horizonte**



Fonte: Lawrence L. Kazmerski, 2017.

**Figura 21. Diferentes padrões de deposição de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos instalados na Usina Solar de Queen Creek, no Arizona**



Fonte: F. Brill, 2012.

As Figura 22 e Figura 23 apresentam outros exemplos de deposição de sujidade em módulos instalados em ângulos diferentes. No detalhe da Figura 22 pode-se notar que a sujidade não se limita ao espaço livre entre as células solares e a moldura, mas ela também se deposita sobre as células solares.

**Figura 22. Padrão de deposição não uniforme de sujidade em uma instalação de 2 MW em Cartagena, Espanha**



Fonte: Lorenzo, Moretón e Luque, 2013.

**Figura 23. Sujidade depositada de forma não uniforme em um arranjo FV instalado sobre o telhado de uma indústria**

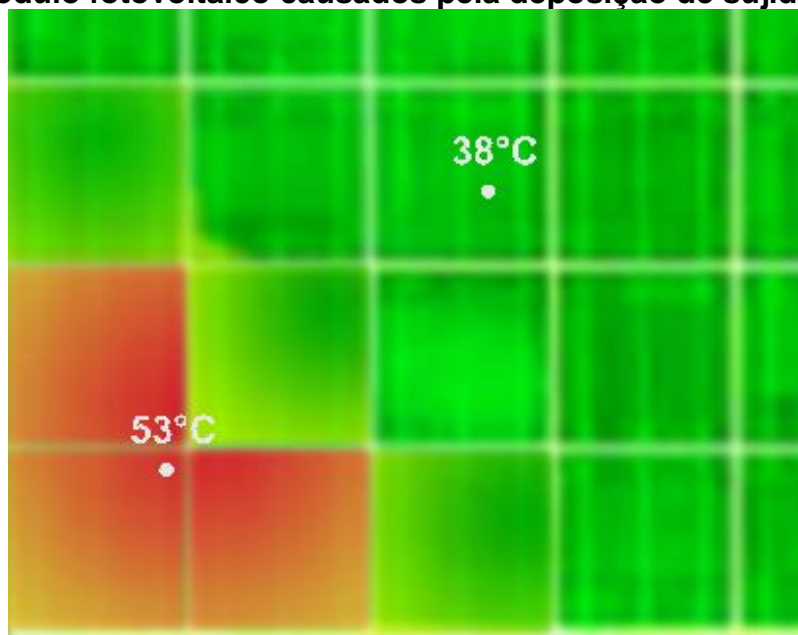


Fonte: Lorenzo, Moretón e Luque, 2013.



A chuva contribui para a limpeza dos módulos fotovoltaicos, entretanto, verifica-se grande acúmulo de sujeira nas bordas inferiores dos módulos fotovoltaicos que possuem molduras responsáveis por prover rigidez mecânica para o conjunto. A sujeira se acumula nas bordas do módulo e com a constante deposição apresenta o comportamento de sombreamento sobre as células fotovoltaicas, o que pode acarretar na perda de energia do módulo e no surgimento de pontos quentes que degradam as células fotovoltaicas, conforme observado na Figura 24.

**Figura 24. Presença de pontos quentes detectados no canto inferior de um módulo fotovoltaico causados pela deposição de sujeira**



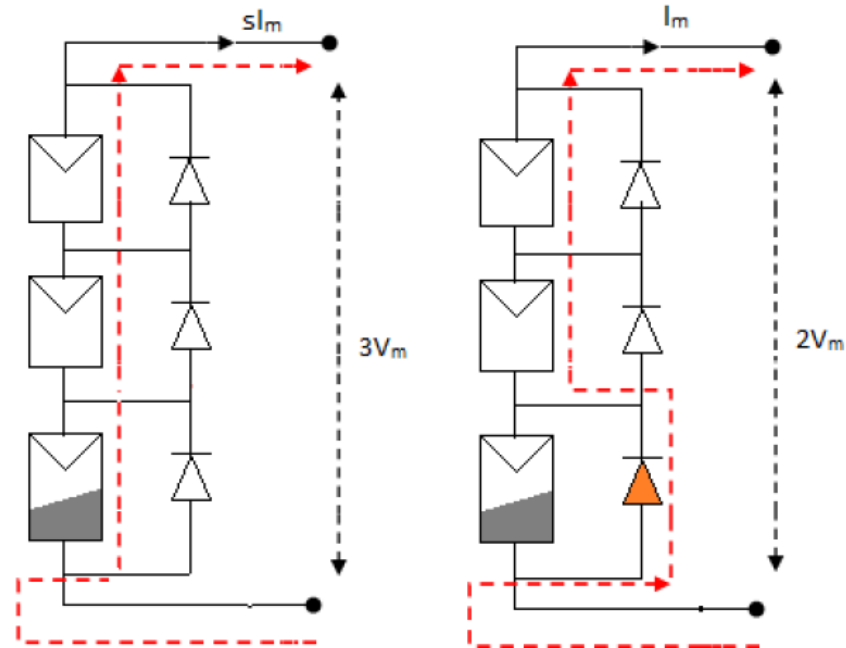
Fonte: Apresentação Lawrence L. Kazmerski, 2017.

Malathy e Ramaprabha (2017) estão realizando na Índia um estudo que busca a máxima extração de potência de um módulo fotovoltaico submetido a condições de sombreamento parcial. Segundo os autores, para proteger as células solares dos efeitos destrutivos proporcionados pelo sombreamento parcial, são introduzidos diodos de *by-pass*, para que seja proporcionado um caminho alternativo para a corrente elétrica. Contudo, dependendo da utilização e distribuição dos diodos de *by-pass*, estes podem ignorar completamente um módulo sombreado, o que pode acarretar a não utilização da energia produzida pelo módulo sombreado. A Figura 25 ilustra a situação de três módulos fotovoltaicos conectados em série, onde um diodo de *by-pass* é fornecido para cada módulo.



Conseqüentemente, a utilização de um único diodo de *by-pass* resulta em uma operação abaixo do esperado, uma vez que a energia gerada pelo módulo sombreado permanece inexplorada, mesmo que apenas parte do módulo esteja sombreado.

**Figura 25. Módulos fotovoltaicos com um único diodo *by-pass***



Fonte: Malathy e Ramaprabha, 2017.

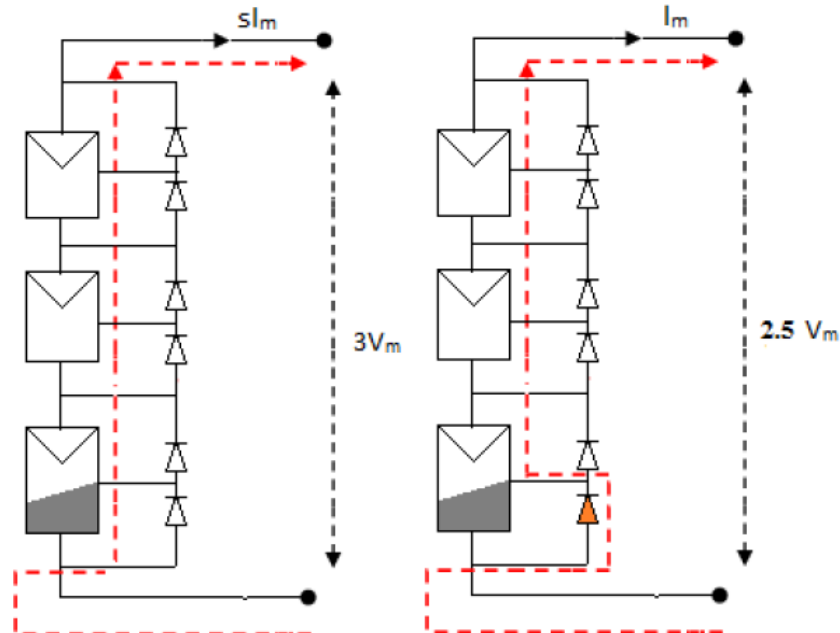
A potência de saída pode ser melhorada significativamente adicionando-se diodos de *by-pass* em um módulo, uma vez que o número de células contornadas por cada diodo é menor. A Figura 26 ilustra a influência de um diodo de *by-pass* adicional. Como o terceiro módulo fotovoltaico está parcialmente sombreado, o diodo de *by-pass* que cobre as células sombreadas será ativado enquanto que o segundo diodo que cobre as células não sombreadas permanece inativo, aumentando a potência de saída significativamente.

O número de diodos de *by-pass* incluídos por módulo fotovoltaico, a intensidade do sombreamento gerado pela deposição da sujidade e o padrão da distribuição do sombreamento têm grande influência na potência de saída que permanece inexplorada em um módulo submetido a condição de sombreamento parcial.

Fornecer um diodo de *by-pass* por célula seria o ideal, entretanto, isto elevaria o custo de um módulo fotovoltaico. Segundo Malathy e Ramaprabha (2017), a maioria dos módulos disponíveis no mercado inclui um diodo de *by-pass* para cada 18 ou 36 células solares conectadas em série. Existem também fabricantes que inserem um

diodo de *by-pass* a cada 12 células solares conectadas em série, enquanto há alguns poucos fabricantes que não incluem nenhum diodo de *by-pass*.

**Figura 26. Módulos fotovoltaicos com dois diodo *by-pass***



Fonte: Malathy e Ramaprabha, 2017.

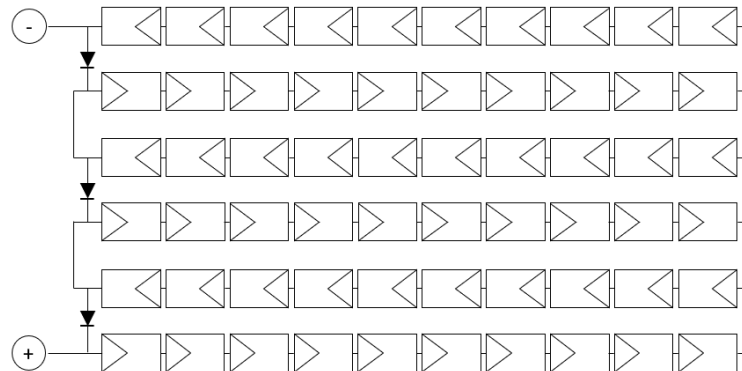
Verifica-se também que para módulos fotovoltaicos conectados em paralelo, a inclusão do diodo de *by-pass* não influencia na potência de saída, em condições de sombreamento parcial.

O número de diodos *by-pass* a serem incluídos em um módulo fotovoltaico é calculado por Alonso-García, Ruiz e Chenlo (2006) e estima-se que um diodo seja fornecido para cada 16 células solares conectadas em série.

A inclusão de diodos de *by-pass* evita o desenvolvimento de pontos quentes, que surgem pelo fato de uma célula sombreada tornar-se uma carga para as demais células da associação em série, recebendo como tensão inversa a soma das tensões das outras células, evento este que produz seu aquecimento (Zilles et al., 2012).

Além de evitar o surgimento de pontos quentes, a adição de um diodo de *by-pass* introduz picos na curva V-P e desloca o ponto de tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) para o lado de menor tensão, aumentando a potência de saída sob condições de sombreamento parcial.

**Figura 27. Diagrama elétrico do módulo fotovoltaico de silício multicristalino de 60 células utilizado neste trabalho**

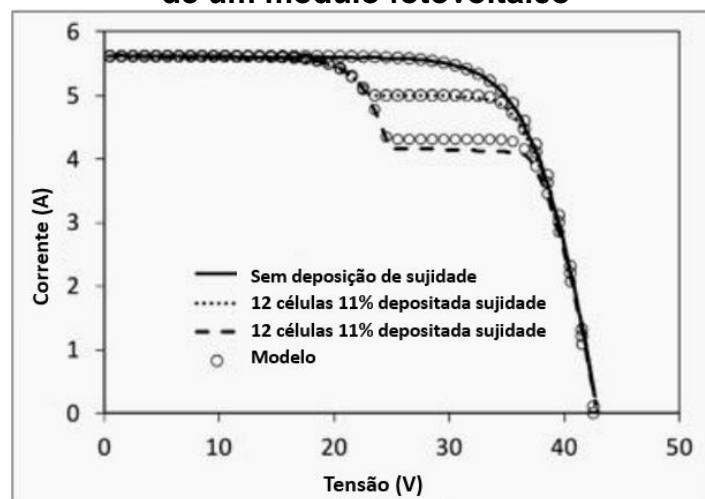


Fonte: Elaborado pelo autor, 2017.

Outro fato fundamental de se salientar é o fato de que a medida da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) de um módulo não é a ferramenta de diagnóstico mais adequada para mensurar os impactos da sujidade sobre um sistema, apesar deste parâmetro sofrer alteração após a deposição de sujidade e indicar queda na produção de energia.

Conforme pode ser observado na Figura 28, o ponto de máxima potência que está localizado no joelho da curva sofre grande variação. Esta deformação na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico implica em sérias perdas de produção de energia. Concluiu-se que para se obter um diagnóstico mais preciso de desempenho de um módulo fotovoltaico sujeito a deposição de sujidade se faz necessário estudar a curva I-V do mesmo, sendo possível analisar o impacto no ponto de máxima potência.

**Figura 28. Influência da deposição da sujidade sobre a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico**



Fonte: Gostein et al., 2013.

### 3.6 Cálculo da relação de perda por sujidade (Soiling Ratio - SR)

A perda de produção de energia devido a deposição de sujidade representa a fração de irradiação solar diária que a célula suja não recebeu devido à ação bloqueadora de fótons exercida pelas partículas de sujidade. Para comparar as características elétricas medidas de um módulo que apresenta deposição de sujidade com as características elétricas esperadas quando limpo, calcula-se duas medidas de relação de perda por sujidade - *Soiling Ratio* (SR).

A primeira medida se refere a relação de perda por sujidade considerando-se a corrente de curto-circuito como característica elétrica afetada pela deposição de sujidade e pode ser calculada pela seguinte equação:

$$SR_{I_{SC}} = \frac{I_{SC}^{soiled}}{I_{SC,0}^{soiled} \cdot (1 + \alpha \cdot (T^{soiled} - T_0)) \cdot (G/G_0)} \quad (36)$$

Onde  $I_{SC}^{soiled}$  se refere a corrente de curto-circuito medida para o módulo com deposição de sujidade,  $I_{SC,0}^{soiled}$  é a corrente de curto-circuito do módulo na condição padrão STC,  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura de corrente de curto-circuito do módulo,  $T^{soiled}$  é a temperatura do módulo medida,  $T_0$  é a temperatura do módulo na condição de referência (STC),  $G$  é a irradiância medida no plano do módulo e  $G_0$  é a irradiância na condição padrão STC. O denominador da Equação (37) se refere a corrente de curto-circuito esperada na ausência de sujidade e o numerador se refere a corrente de curto-circuito real medida nas condições de deposição sujidade.

De maneira similar, a relação de perda por sujidade considerando-se a potência máxima como característica elétrica afetada pela deposição de sujidade, pode ser definido como:

$$SR_{P_{max}} = \frac{P_{max}^{soiled}}{P_{max,0}^{soiled} \cdot (1 + \gamma \cdot (T^{soiled} - T_0)) \cdot (G/G_0)} \quad (38)$$

Onde  $P_{max}^{soiled}$  se refere a potência máxima medida para o módulo com deposição de sujidade,  $P_{max,0}^{soiled}$  é a potência máxima do módulo na condição padrão STC,  $\gamma$  é o coeficiente de temperatura de potência máxima do módulo,  $T^{soiled}$  é a temperatura do módulo medida,  $T_0$  é a temperatura do módulo na condição de

referência (STC),  $G$  é a irradiância medida no plano do módulo e  $G_0$  é a irradiância na condição padrão STC. O denominador da Equação (39) se refere a potência máxima esperada na ausência de sujidade e o numerador se refere a potência máxima real medida nas condições de deposição sujidade.

Verifica-se através do cálculo das Equações (40) e (41) que as perdas devido à deposição de sujidade são fortemente dependentes da taxa de precipitação de chuvas. Durante períodos chuvosos, os módulos sujos são limpos e retornam para seus índices de performance iniciais.

## 4 METODOLOGIA

Prever e mensurar os impactos causados pela deposição de sujidade sobre a superfície de um módulo fotovoltaico é uma ferramenta muito importante visto que os módulos sempre estarão sujeitos a esta condição de trabalho. Conhecendo estes impactos, o projeto de um sistema fotovoltaico pode ser dimensionado de forma otimizada.

Logo, entender os resultados e comportamentos elétricos e térmicos de uma célula trabalhando coberta por sujidade é fundamental para prever a produção real de energia do gerador fotovoltaico e a vida útil do sistema, visto que as células solares estão vulneráveis a degradação decorrente do sombreamento causado pela deposição da sujidade.

Este capítulo trata da metodologia utilizada no trabalho, apresentando as etapas através de uma explicação das ações desenvolvidas.

### 4.1 Avaliação dos efeitos da distribuição da deposição uniforme e não uniforme na superfície de módulos fotovoltaicos

Para simular um módulo em operação submetido ao sombreamento, uniforme e não uniforme, foram utilizados tipos de filmes diferentes. O primeiro filtro se trata de um papel poroso de aspecto semitransparente cujo objetivo é simular um nível elevado de deposição de sujidade.

Outrora, funcionando como filtros coloridos, foram utilizadas folhas plásticas de diferentes colorações, para buscar simular um comportamento similar a diferentes composições de sujidade depositadas sobre a superfície de um módulo. As cores utilizadas foram o vermelho e o amarelo.

Para efeito de comparação, simulou-se a condição de sombreamento parcial de algumas células utilizando amostras de sujidade real coletadas na cidade de Belo Horizonte. As Figura 29 e Figura 30 apresentam algumas simulações de padrões de deposição utilizados para simular condições de operação diferentes para os módulos de silício e telureto de cádmio.

**Figura 29. Simulação de deposição de sujidade uniforme e não uniforme em um módulo de silício utilizando-se amostras de papéis e sujidade real**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 30. Simulação de deposição de sujidade não uniforme em um módulo de telureto de cádmio utilizando-se amostras de papéis**



Fonte: Arquivo do autor.

Para caracterização dos filmes de papéis, foi realizado um ensaio de transmitância utilizando-se o espectrofotômetro marca Shimadzu modelo UV-3600, Figura 31. Este equipamento é capaz de medir e comparar a quantidade de radiação eletromagnética transmitida através de uma amostra. O resultado da



espectrofotometria é um gráfico de espectro que fornece informações de intensidade por comprimento de onda da fonte de luz. Para caracterização dos filmes foi utilizada uma faixa de comprimento de onda que compreende a região de ultravioleta até a região de infravermelho (250 a 1600 nm).

**Figura 31. Espectrofotômetro Shimadzu modelo UV-3600**



Fonte: Arquivo do autor, 2017.

A partir das análises de espectro para cada amostra de filtro, foi possível mensurar o valor da transmitância para a amostra em diferentes comprimentos de onda, sendo possível relacionar estes valores a diferentes tipos de sujidade que estão propensas a se depositar em módulos fotovoltaicos em operação em diversas regiões do país. Também foi possível avaliar a transmitância dos filtros cobrindo o módulo com os filtros e medindo a redução na corrente de curto-circuito do módulo.

Para cada padrão de deposição de sujidade foi traçada a curva I-V característica para o módulo fotovoltaico, sendo analisados os parâmetros elétricos de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), máxima potência ( $P_{MAX}$ ), corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ), tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e fator de forma (FF).

As curvas foram geradas através do traçador de curva I-V instantânea do fabricante Atonometrics. Este traçador de curva I-V é capaz de identificar até mil pontos por curva, o que resulta em uma curva suave muito real de operação do módulo



fotovoltaico. As curvas foram verificadas com o auxílio do traçador de curva I-V portátil do fabricante Seaward, modelo PV200.

A irradiância solar foi monitorada usando uma célula de referência calibrada e verificada periodicamente com uma célula de referência separada e um piranômetro calibrado para consistência e confiabilidade da medição.

A temperatura dos módulos fotovoltaicos foi registrada com o auxílio de um sensor RTD na superfície traseira dos mesmos. O mapeamento da temperatura dos módulos foi realizado usando uma câmera de infravermelho, marca NECSan-ei modelo TH71-2MX. As temperaturas obtidas pela câmera térmica também foram verificadas regularmente usando sensores detectores de infravermelho e termopares. Verificou-se que as temperaturas registradas com o auxílio do sensor RTD variaram entre  $\pm 1^\circ\text{C}$  em comparação as temperaturas registradas pela câmera IR. Todos os dados foram corrigidos quanto aos valores de temperatura e irradiância, segundo a norma IEC 60891:2009.

Foram utilizados o módulo fotovoltaico de silício do fabricante Canadian Solar, modelo CS6K-265P e o módulo fotovoltaico de tecnologia de filme fino (CdTe) do fabricante First Solar, modelo FS-4110-2.

**Tabela 2. Modelos de módulos fotovoltaicos utilizados e suas principais características sob condições de teste padrão STC**

Tecnologia		Silício Multicristalino	Telureto de Cádmio
Fabricante		Canadian Solar	First Solar
Eficiência do módulo	[%]	16,19	15,3
Máxima potência	P [W]	265	110
Corrente no ponto de máxima potência	$I_{MP}$ [A]	8,66	1,59
Tensão no ponto de máxima potência	$V_{MP}$ [V]	30,6	68,4
Corrente de curto-circuito	$I_{SC}$ [A]	9,23	1,75
Tensão de circuito aberto	$V_{OC}$ [V]	37,7	87,2
Coeficiente de temperatura para $V_{OC}$	$\beta$ (%/°C)	-0,31	-0,29
Coeficiente de temperatura para $I_{SC}$	$\alpha$ (%/°C)	0,053	+0,04
Área do módulo	$\text{m}^2$	1,64	0,72

Fonte: First Solar (2016) e Canadian Solar (2016).

**Figura 32. Módulo fotovoltaico de silício do fabricante Canadian Solar, modelo CS6K-265P**



Fonte: Canadian Solar, 2016.

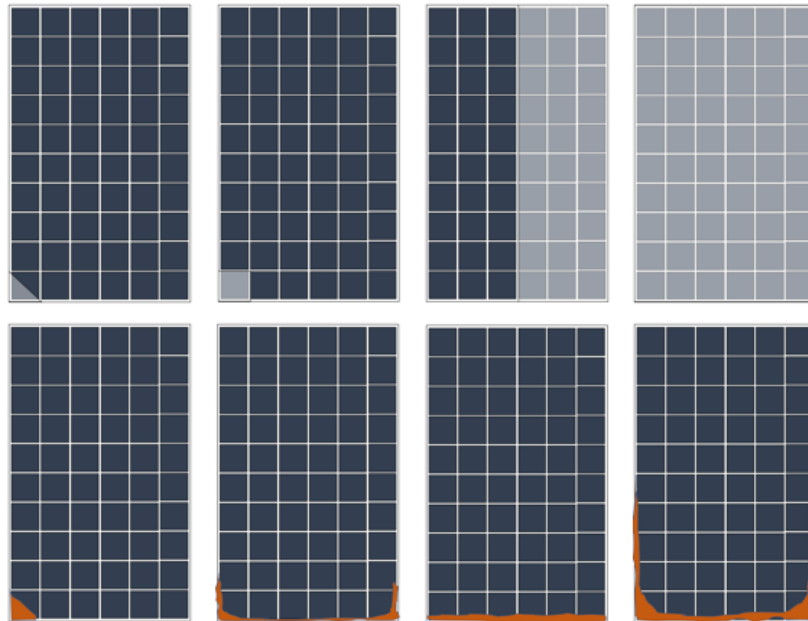
**Figura 33. Módulo fotovoltaico de tecnologia de filme fino (CdTe) do fabricante First Solar, modelo FS-4110-2**



Fonte: First Solar, 2016.

A Figura 34 exemplifica alguns padrões de deposição de sujidade uniforme e não uniforme sobre a superfície de um módulo fotovoltaico de tecnologia silício multicristalino. Padrões foram ensaiados de forma que fosse possível mensurar o impacto elétrico e térmico sobre as células do módulo fotovoltaico de silício cristalino.

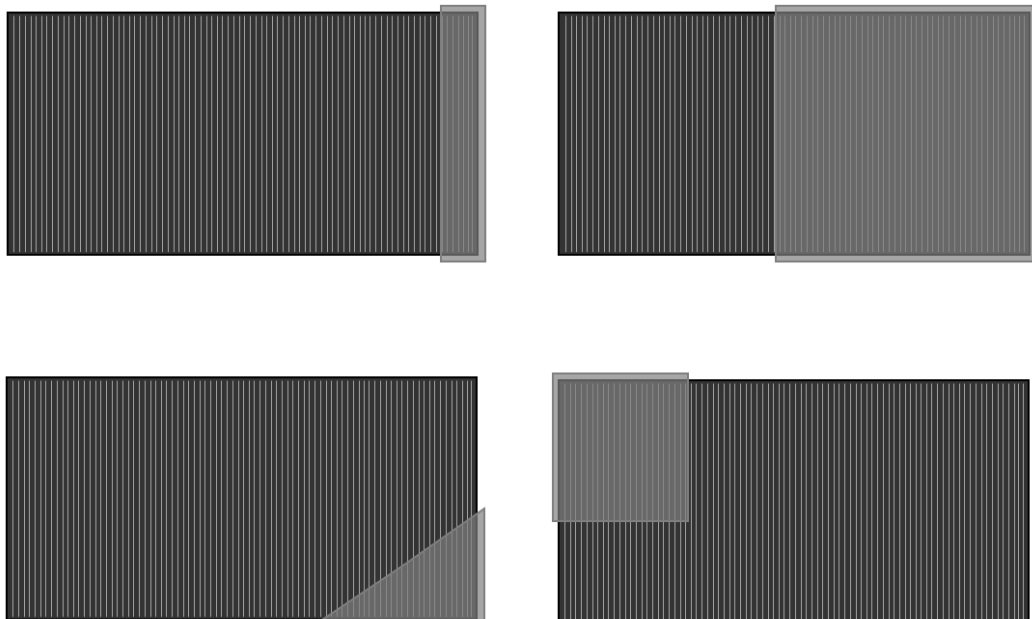
**Figura 34. Padrões de deposição de sujidade uniforme e não uniforme de um módulo fotovoltaico silício multicristalino**



Fonte: Arquivo do autor.

Para o módulo de tecnologia de telureto de cádmio são apresentados na Figura 35 alguns padrões de deposição de sujidade não uniforme sobre a superfície do módulo. Assim como foi realizado para o módulo de silício, padrões foram ensaiados de forma que fosse possível mensurar o impacto elétrico e térmico sobre o módulo fotovoltaico de telureto de cádmio.

**Figura 35. Padrões de deposição de sujidade não uniforme de um módulo fotovoltaico de telureto de cádmio**



Fonte: Arquivo do autor.

Após a análise do impacto no desempenho elétrico da distribuição não uniforme da deposição da sujidade sobre as superfícies dos módulos fotovoltaicos, foi realizado um estudo mapeando a diferença de temperatura entre as células solares que estão interconectadas no módulo fotovoltaico de silício cristalino e em diferentes pontos do módulo fotovoltaico de telureto de cádmio.

O mapeamento da temperatura dos diferentes pontos do módulo foi realizado captando-se imagens termográficas do lado do backsheet do mesmo, com o auxílio da câmera de infravermelho marca NECSan-ei modelo TH71-2MX. A câmera termográfica Seek Thermal, capaz de captar imagens e vídeos, também foi utilizada na inspeção para o mapeamento termográfico.

Verificou-se que as temperaturas registradas com o auxílio do sensor RTD variaram entre  $\pm 1^\circ\text{C}$  em comparação as temperaturas registradas pelas câmeras de infravermelho.

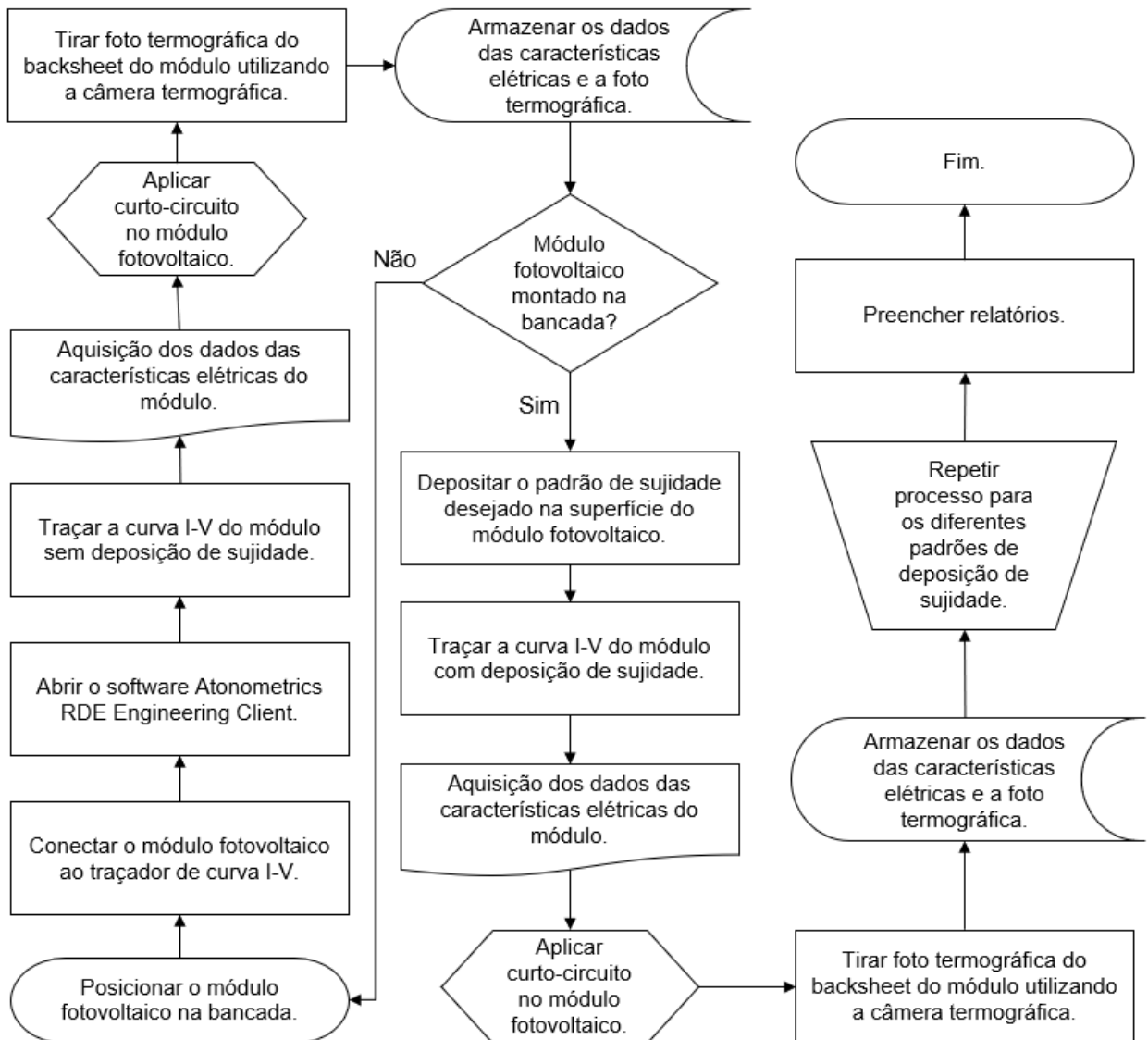
A termografia permitiu comparar temperaturas de uma área ampla, permitindo que pontos quentes potencialmente problemáticos fossem localizados rapidamente. É importante que durante o ensaio termográfico se tenha a garantia de que há passagem de corrente elétrica entre as células. Para tanto, para cada padrão de deposição de sujidade, foi aplicado curto-circuito no módulo fotovoltaico durante a inspeção termográfica.

Além das diferentes amostras de papéis, também foram utilizadas amostras de poeira reais, coletadas na cidade de Belo Horizonte, para simulação da deposição de sujidade não uniforme sobre a cobertura de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias.

Estas amostras de poeira foram depositadas sobre a cobertura de vidro dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino e de telureto de cádmio, e para cada padrão de deposição, foram estudados os parâmetros elétricos de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), máxima potência ( $P_{MAX}$ ), corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ), tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e fator de forma (FF).

A Figura 36 apresenta o fluxograma com o procedimento operacional para aquisição e tratamento dos dados obtidos para análise dos impactos elétricos e térmicos nos módulos fotovoltaicos estudados neste trabalho.

**Figura 36. Fluxograma com o procedimento operacional (bancada externa)**



Fonte: Arquivo do autor.

## 4.2 Comparação dos resultados obtidos para diferentes tecnologias

A partir dos ensaios elétricos e térmicos realizados para cada padrão de deposição de sujidade simulado para cada tecnologia, foi realizado o tratamento dos dados, e a devida comparação entre a resposta das diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos quanto a deposição de sujidade sobre a cobertura de vidro.

As características elétricas dos módulos obtidas para cada condição de deposição foram normalizadas para as condições STC (*Standard Test Conditions*), de forma que fosse válido avaliar e comparar os resultados.

Esta comparação é fundamental devido ao fato do processo de fabricação destes módulos serem totalmente diferentes. O módulo fotovoltaico de silício cristalino

consiste em células de silício multicristalino interconectadas em série através de contatos metálicos, enquanto que o módulo de telureto de cádmio consiste na deposição de camadas de filmes finos (CdTe, CdS e TCO – *transparente conductive oxide*) em um vidro que serve de substrato.

#### 4.3 Cálculo da relação de perda por sujidade em módulos fotovoltaicos instalados em Belo Horizonte

Duas estações de sujidade da fabricante Atonometrics foram instaladas no laboratório GREEN PUC Minas com o objetivo de se mensurar o impacto na perda de absorção óptica devido à deposição de sujidade na superfície de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias em uma cidade urbana.

Foram montadas bancadas para a tecnologia de silício multicristalino e para tecnologia de telureto de cádmio. A Tabela 2 lista os módulos fotovoltaicos e suas características elétricas utilizados nas estações de sujidade. Foram montados o módulo fotovoltaico de silício do fabricante Canadian Solar, modelo CS6K-265P e o módulo fotovoltaico de tecnologia de filme fino (CdTe) do fabricante First Solar, modelo FS-4110-2.

**Figura 37. Estações de sujidade tecnologias de silício (à esquerda) e telureto de cádmio (à direita)**



Fonte: Arquivo do autor (2017).

A Tabela 3 apresenta os modelos de traçadores de curva I-V que são utilizados neste trabalho.

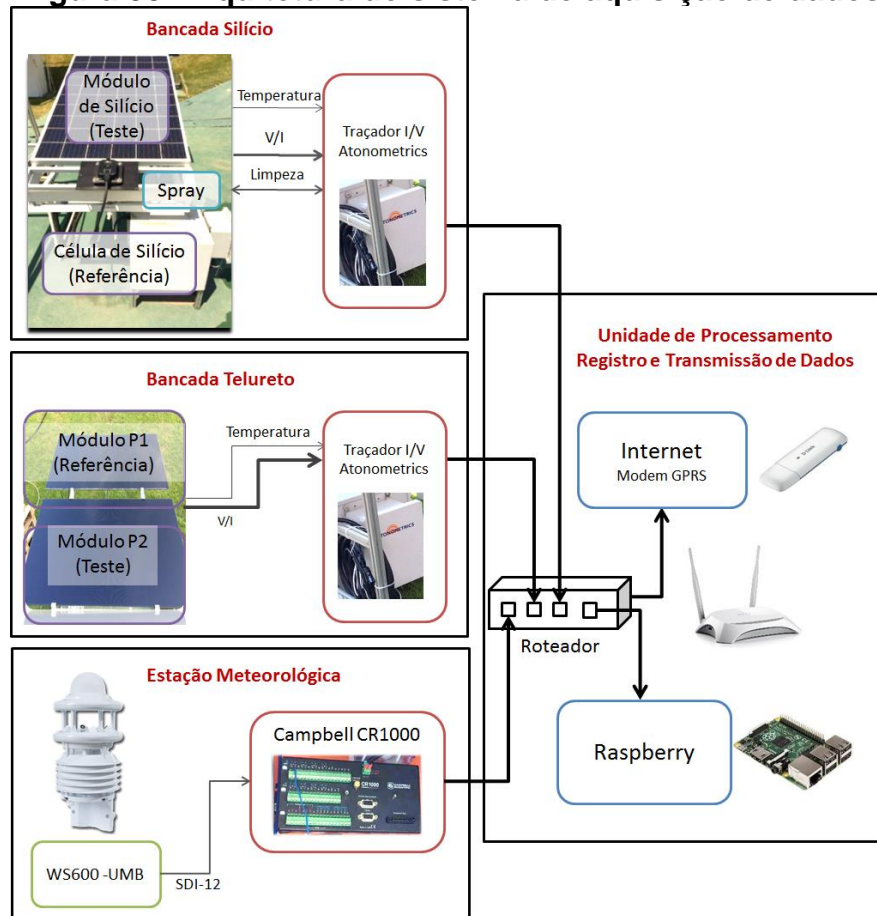
**Tabela 3. Modelos de traçadores utilizados e suas principais características**

Fabricante	Modelo	SN	Módulo	Interfaces	Protocolos
Atonometrics	810198-05	1626	Telureto de Cádmio	Ethernet	Modbus
Atonometrics	810198-05	1626	Telureto de Cádmio	Ethernet	Modbus
Atonometrics	810198-01	1697	Silício Auto Limpante	Ethernet	Modbus
Atonometrics	810178-02	2060	Sistema Autolimpante	Ethernet	Modbus

Fonte: Atonometrics, 2016.

Foi desenvolvido um sistema autônomo que possibilita a análise de dados remotos da sujidade presentes nos módulos fotovoltaicos das estações de sujidade de silício e de telureto de cádmio. A Figura 38 apresenta a arquitetura do sistema implementado.

**Figura 38. Arquitetura do sistema de aquisição de dados**



Fonte: Arquivo do autor (2017).

Como o objetivo deste trabalho é avaliar e caracterizar o impacto da deposição de sujidade em módulos fotovoltaicos, foi instalada uma estação meteorológica junto as estações de sujidades. A estação meteorológica escolhida é do fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB, apresentada na Figura 39. Esta estação possui protocolo de comunicação SDI-12, e para conversão deste protocolo e armazenamento dos dados coletados da estação meteorológica foi utilizado o Datalogger Campbell modelo CR 1000.

A unidade de processamento do sistema é composta por um sistema computacional Raspberry PI 3 com sistema operacional Linux. Essa interface oferece os recursos de conectividades via Ethernet necessários para o funcionamento do sistema. Uma interface de acesso baseada no software Teamviewer permite a manutenção e atualização remota do sistema de aquisição de dados.

Para transmissão dos dados foi empregado um sistema que utiliza o roteador TP-Link MR3420 3G e Modem GPRS D-Link DWM -157. Estes equipamentos foram parametrizados para atender as especificações dos equipamentos utilizados.

Deste modo, este sistema é capaz de interligar as informações de irradiância solar, temperatura ambiente, umidade do ar, índice pluviométrico e velocidade e direção do vento.

**Figura 39. Estação meteorológica fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB**



Fonte: LUFFT (2016).



A estação de sujidade de silício multicristalino conta uma célula de referência e um sistema autolimpante que realiza a limpeza da célula de referência duas vezes ao dia, através de um jato de água previamente programado. Além da célula de referência e do sistema autolimpante, a estação também é composta pelo módulo fotovoltaico de silício cristalino da Canadian Solar descrito na Tabela 2, que acumula a sujidade ao longo do tempo.

A outra estação de sujidade conta com dois módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio do fabricante First Solar modelo FS-4110-2. Como esta bancada não conta com sistema autolimpante, um dos módulos fotovoltaicos é limpo diariamente manualmente, enquanto que o outro módulo, que nunca é limpo, acumula a sujidade.

A partir dos dados de um módulo ou célula limpos e dos módulos que acumulam sujeira, são calculadas as relações de perda por sujidade (SR) para cada tecnologia, a partir das Equações (36) e (37).

Deste modo, foi possível realizar a comparação dos impactos elétricos e térmicos da deposição da sujidade sobre a superfície de módulos de silício cristalino e de telureto de cádmio ao longo do ano.

#### **4.4 Caracterização da sujidade para a cidade de Belo Horizonte**

Assim como Costa et al. (2016) caracterizaram as propriedades físicas e químicas da sujidade para diferentes cidades de Minas Gerais, foi realizado um estudo de caracterização físico-química para as amostras de sujidade na cidade de Belo Horizonte, afim de que se conheça as propriedades químicas e morfológicas da sujidade encontrada na capital mineira.

As amostras de sujidade foram coletadas dos módulos de silício e telureto de cádmio montados nas estações de sujidade, instaladas no bairro Coração Eucarístico/BH. Estas amostras de sujidade se depositaram durante o período de 6 meses sobre os módulos.

Outra amostra de sujidade foi coletada de um sistema fotovoltaico instalado há 5 anos na cobertura do laboratório GREEN PUC Minas, para efeitos de comparação.

Em 2013, foi inaugurada a usina solar fotovoltaico do Estádio do Mineirão, e para maior abrangência da caracterização da sujidade depositada em Belo Horizonte, também foram coletadas amostras de sujidade dos módulos instalados no estádio.

**Tabela 4. Locais de coleta de amostras de sujidade em Belo Horizonte**

<b>Número da amostra de sujidade</b>	<b>Local de onde foi coletada</b>	<b>Tempo médio de deposição</b>
1	Módulo de Silício da estação de sujidade	06 meses
2	Módulo de Telureto de Cádmio da estação de sujidade	06 meses
3	Módulo instalado na cobertura do laboratório GREEN PUC Minas	05 anos
4	Módulo instalado na cobertura do Estádio do Mineirão	05 anos

**Fonte: Arquivo do autor.**

Para avaliação morfológica e da composição foram utilizadas técnicas como Espectroscopia de Energia Dispersiva de Raios X (EDS) e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV). Utilizou-se o Microscópio Eletrônico de Varredura Quanta 200 - FEG – FEI, que fornece de forma rápida informações sobre a morfologia da microestrutura e a identificação de elementos químicos de materiais metálicos, poliméricos, cerâmicos, compósito ou semicondutores, com capacidade de ampliação das imagens em até 50 mil vezes.

**Figura 40. Microscópio Eletrônico de Varredura da PUC Minas**

**Fonte: Marcos Figueiredo (2016).**

## 5 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados da análise dos dados obtidos da execução dos ensaios elétricos e inspeção termográfica dos módulos fotovoltaicos. Também é apresentada a caracterização das propriedades químicas e morfológicas da sujidade encontrada na cidade de Belo Horizonte.

### 5.1 Avaliação dos efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme sobre as características elétricas de módulos fotovoltaicos

Com o auxílio do espectrofotômetro, foi realizada a caracterização dos filtros utilizados neste trabalho, através do ensaio de transmitância. Com esta análise foi possível mensurar e comparar a quantidade de radiação eletromagnética transmitida através dos diferentes filtros. O resultado da espectrofotometria é um gráfico de espectro que fornece informações de intensidade por comprimento de onda da fonte de luz.

A partir das análises de espectro para cada amostra de filtro, foi possível mensurar o valor da transmitância para a amostra em diferentes comprimentos de onda, conforme Gráfico 1. Verificou-se neste estudo que o filtro de coloração amarela apresenta o menor impacto na absorção óptica do módulo fotovoltaico, visto que o nível de transmitância deste filtro é o maior dentre os utilizados.

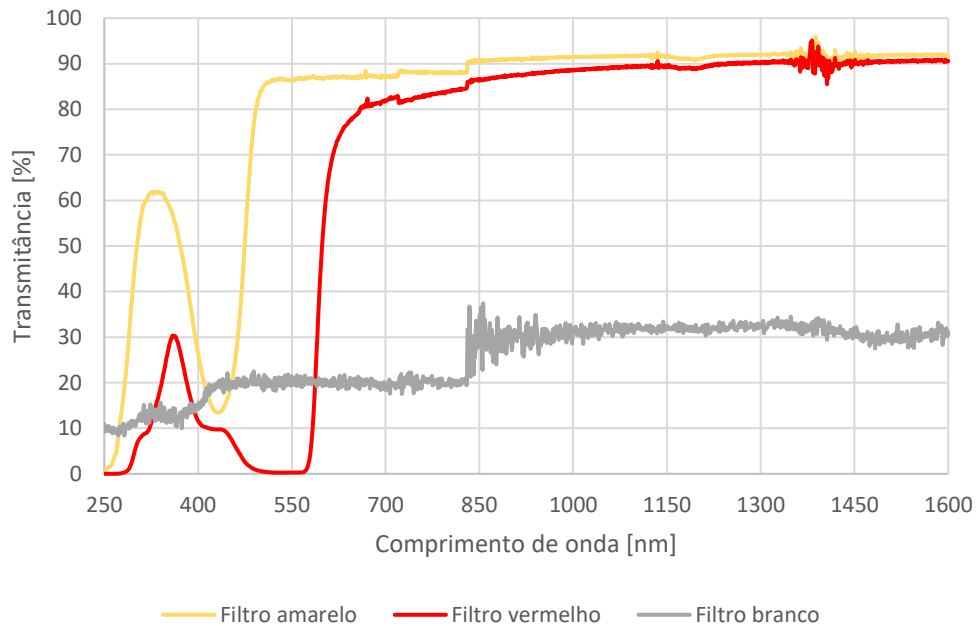
Também foi possível avaliar a transmitância dos filtros cobrindo o módulo com os filtros e medindo a redução na corrente de curto-circuito do módulo.

**Tabela 5. Transmitância dos filtros utilizados no trabalho com referência da corrente de curto-circuito do dispositivo fotovoltaico**

Filtros	Transmitância [%]
Papel branco	46
Folha amarela	86
Folha vermelha	67

Fonte: Arquivo do autor.

**Gráfico 1. Espectrofotometria dos filtros utilizados no trabalho**



**Fonte: Arquivo do autor.**

Nas figuras a seguir são apresentados os diferentes padrões de deposição de sujidade simulados para os módulos de silício cristalino e telureto de cádmio.

Junto aos padrões se encontram as curvas I-V para cada disposição de sombreamento parcial dos módulos. Verificou-se grande distorção das curvas I-V para o módulo de silício devido a ação do diodo de *by-pass*, para as configurações de deposição de sujidade não uniforme. Isto implicou em uma grande queda da potência máxima do módulo, apesar da corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), se manter muito próximo do valor nominal (STC).

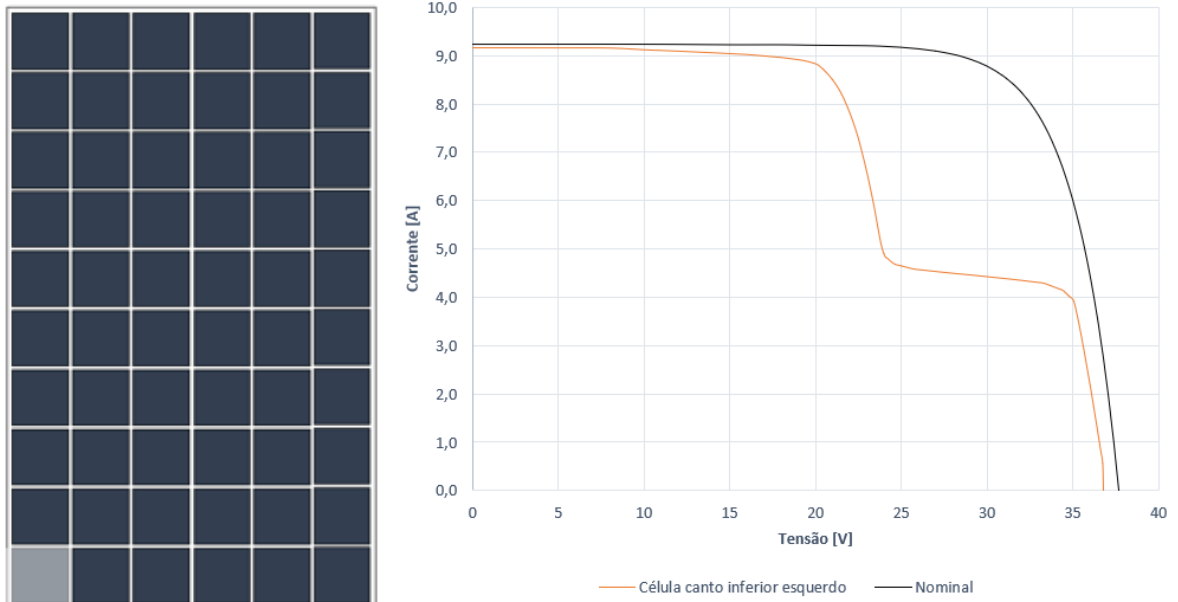
O primeiro teste analisou o impacto da deposição de sujidade nas células presentes na borda inferior do módulo de silício. Verificou-se que uma única célula submetida a sombreamento parcial causado pela deposição não uniforme de sujidade é capaz de reduzir bruscamente a potência máxima do módulo.

O módulo de silício cristalino utilizado nos testes possui potência máxima nominal igual a 265 W, corrente de curto-circuito de 9,23 A, tensão de circuito aberto de 37,7 V e um fator de forma (*fill factor* – FF) igual a 0,76.

Ao simular a deposição de sujidade não uniforme sobre a célula do canto inferior esquerdo, Figura 41, notou-se uma potência máxima de 187,25 W, uma redução de 29% em relação ao valor nominal. Já a corrente de curto-circuito, de 9,16A,

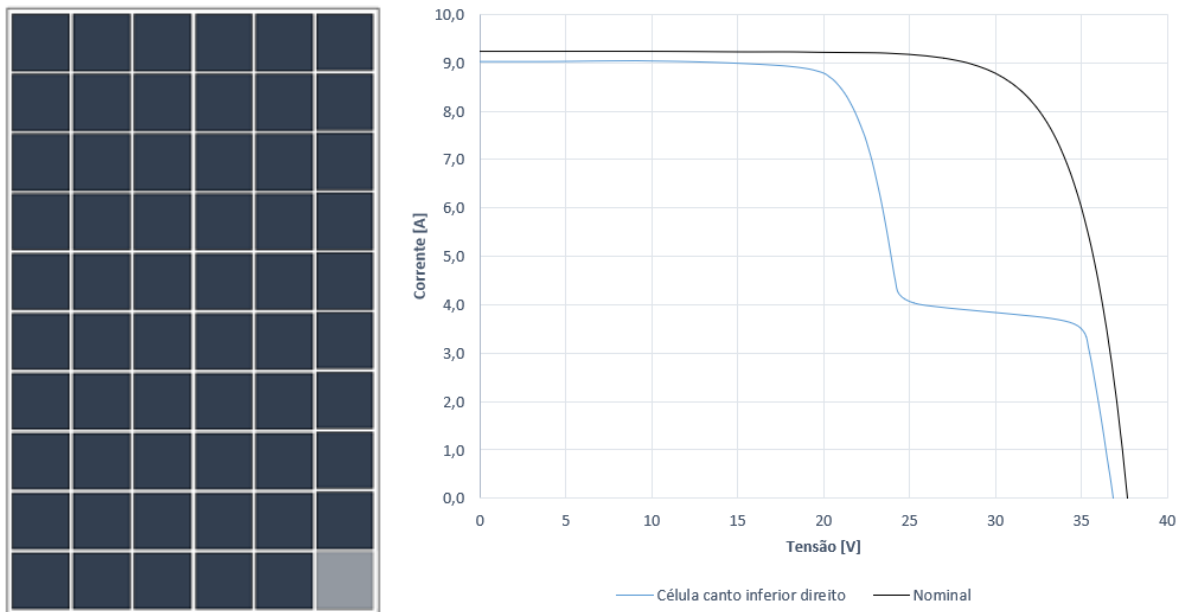
variou apenas 1% em relação ao valor nominal. O fator de forma encontrado para esta curva foi de 0,56, devido a grande distorção da curva I-V, conforme Figura 41.

**Figura 41. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula do canto inferior esquerdo**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 42. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula do canto inferior direito**



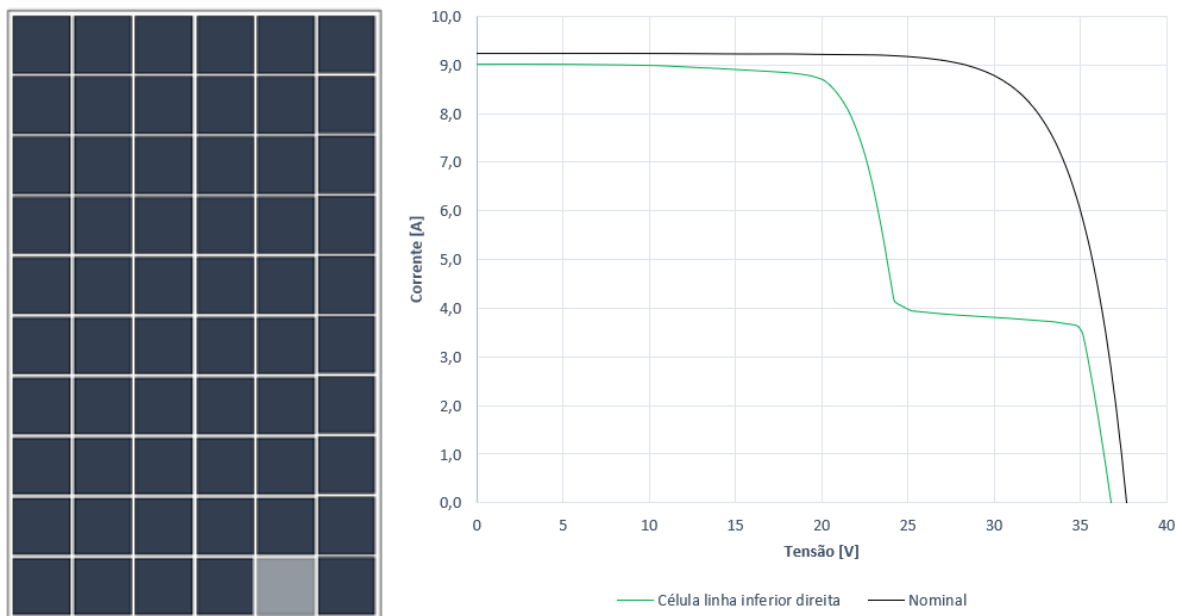
Fonte: Arquivo do autor.

Ao simular a deposição de sujidade não uniforme sobre a célula do canto inferior direito, notou-se fenômeno similar. Redução de 33% da potência máxima (178 W) em relação ao valor nominal da potência máxima nominal. A corrente de curto-circuito, de 9,03 A, variou apenas 2% em relação ao valor nominal. O fator de forma encontrado para esta curva foi de 0,54, conforme Figura 42.

As Figura 43 e Figura 44 apresentam os padrões de deposição de sujidade não uniforme sobre células aleatórias da borda inferior do módulo.

Para condição da Figura 43, encontrou-se uma potência máxima de 176,05 (redução de 34%) e uma corrente de curto-circuito de 9,01 (redução de 2%). O fator de forma para esta curva é de 0,53.

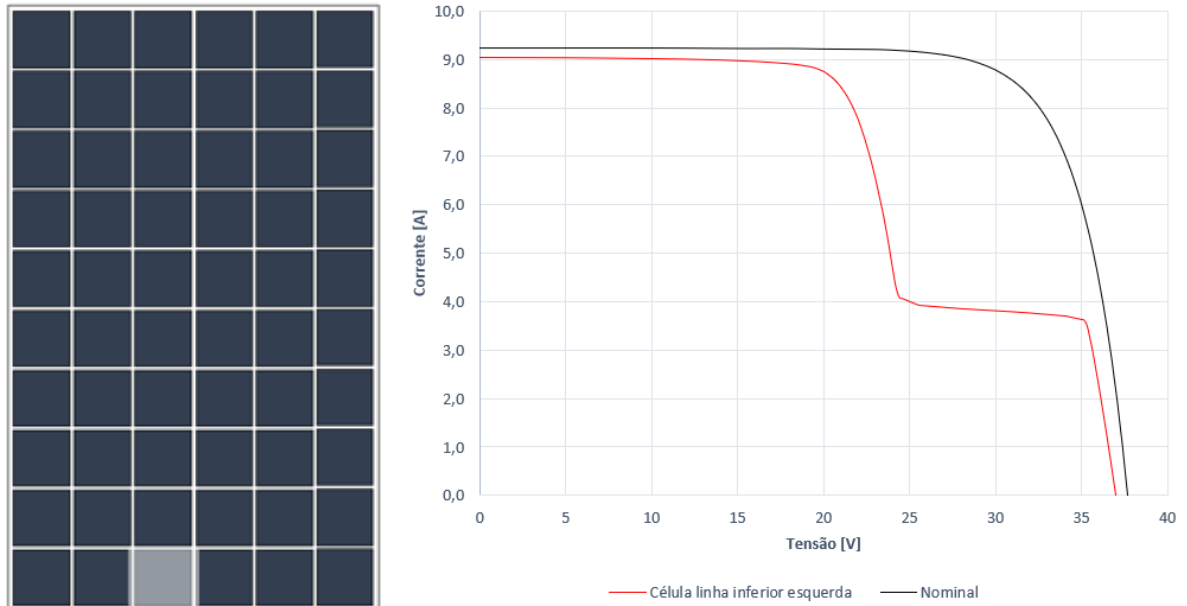
**Figura 43. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula da linha inferior da string à direita**



Fonte: Arquivo do autor.

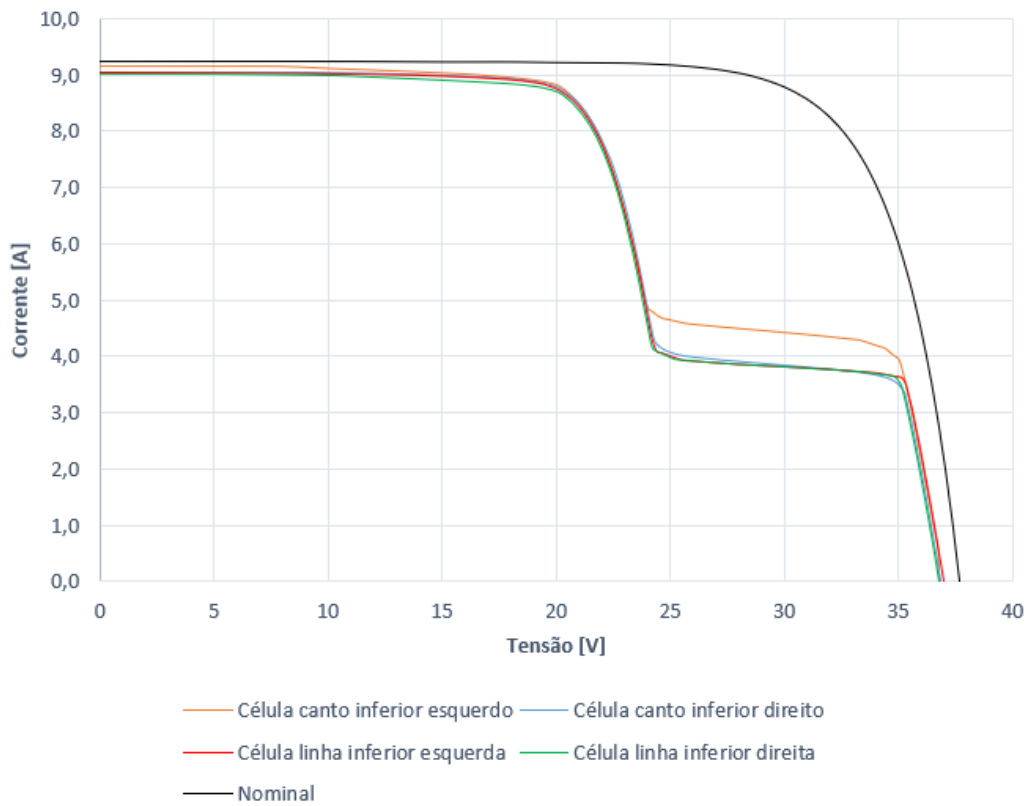
Para o padrão de deposição de sujidade não uniforme indicado na Figura 44, obteve-se uma potência máxima de 177,18 (redução de 33%) e uma corrente de curto-circuito de 9,04 (redução de 2%). O fator de forma para esta curva também é de 0,53.

**Figura 44. Curva I-V para o sombreamento parcial de uma célula da linha inferior da string central à esquerda**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 45. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células posicionadas na linha inferior do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

As curvas obtidas para as condições de deposição de sujidade não uniforme em células da fileira da borda inferior do módulo são apresentadas juntas na Figura 45. Com as curvas inseridas no mesmo gráfico é possível perceber que elas se sobrepõem, com exceção da curva obtida para célula do canto inferior esquerdo do módulo. Esta curva apresenta um maior valor de potência máxima, pela possível razão desta *string* possuir células de performance levemente superior as células das demais *strings*.

A partir destes valores foram calculadas as relações de perda por sujidade para corrente de curto-circuito ( $SR_{Isc}$ ) e potência máxima ( $SR_{Pmax}$ ). A Tabela 6 apresenta os valores obtidos para cada condição. É possível notar que para todas as condições o valor do parâmetro  $SR_{Pmax}$  foi inferior ao  $SR_{Isc}$ .

Este fato ilustra a necessidade de se avaliar a potência máxima do módulo para se obter maior precisão do impacto da deposição de sujidade não uniforme no desempenho de módulos de silício cristalino. Caso fosse levado em consideração apenas o valor de corrente de curto-circuito do módulo, não seria possível retratar a real perda de produção de energia elétrica do módulo.

**Tabela 6. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo de silício**

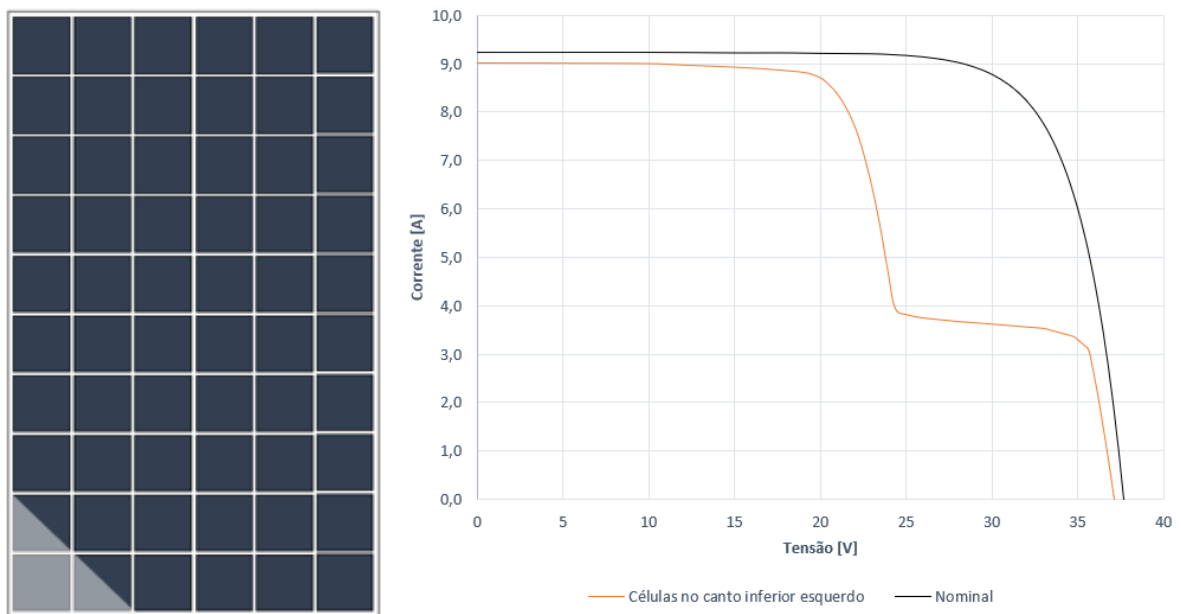
Padrão de deposição de sujidade	$SR_{Isc}$	$SR_{Pmax}$
	0,90	0,74
	0,86	0,68
	0,88	0,69
	0,89	0,69

Fonte: Elaborado pelo autor.



A Figura 46 simula uma condição de deposição de sujeidade não uniforme muito encontrada em módulos. Devido a ação da chuva e direção dos ventos, a sujeidade se concentra no canto inferior do módulo e se acumula junto a moldura do mesmo, cobrindo parcialmente algumas células solares. Para este caso verificou-se uma potência máxima de 175,82 W, redução de 34% em relação a potência nominal do módulo e corrente de curto-circuito de 9,01 A, com redução de 2% em relação a corrente  $I_{sc}$  nominal. O efeito deste padrão de deposição de sujeidade no desempenho do módulo é similar ao efeito encontrado nos casos anteriores. O fator de forma desta curva é igual a 0,53.

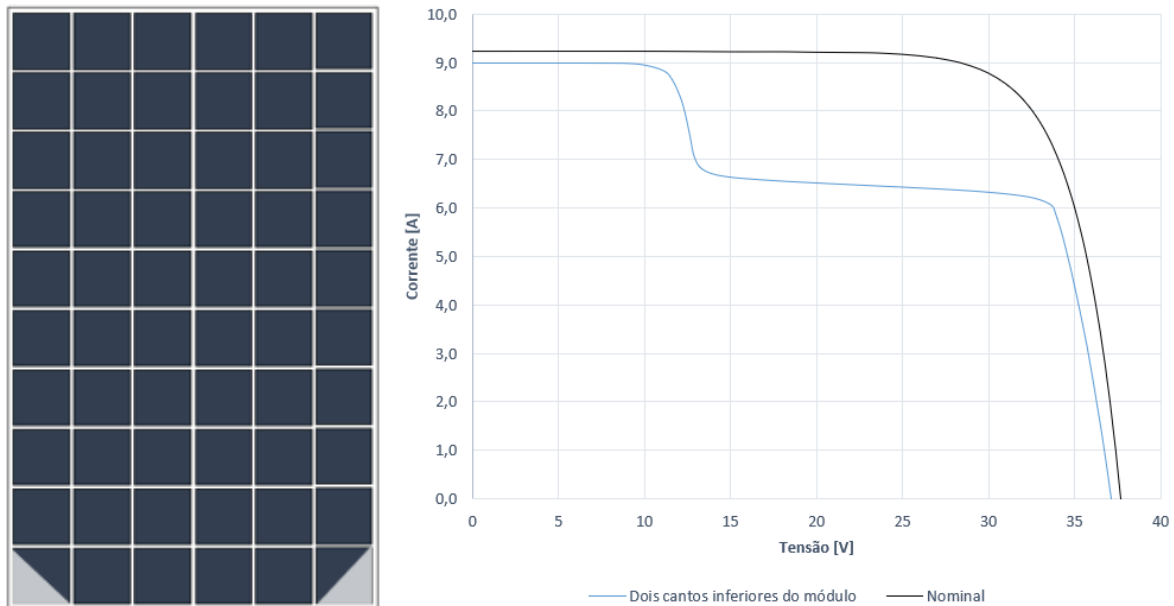
**Figura 46. Curva I-V para o sombreamento parcial no canto inferior esquerdo do módulo**



**Fonte: Arquivo do autor.**

Outro padrão de deposição de sujeidade muito comum em módulos é apresentado na Figura 47, em que a sujeidade se acumula de forma não uniforme nos cantos do módulo. Este padrão apresentou uma redução na potência máxima de 23%, com o valor de 203,35 W, e uma redução de 3% da corrente de curto-circuito, com o valor de 8,98 A. O fator de forma desta curva é igual a 0,61.

**Figura 47. Curva I-V para o sombreamento parcial da metade das células posicionadas nos cantos inferiores do módulo**



**Fonte: Arquivo do autor.**

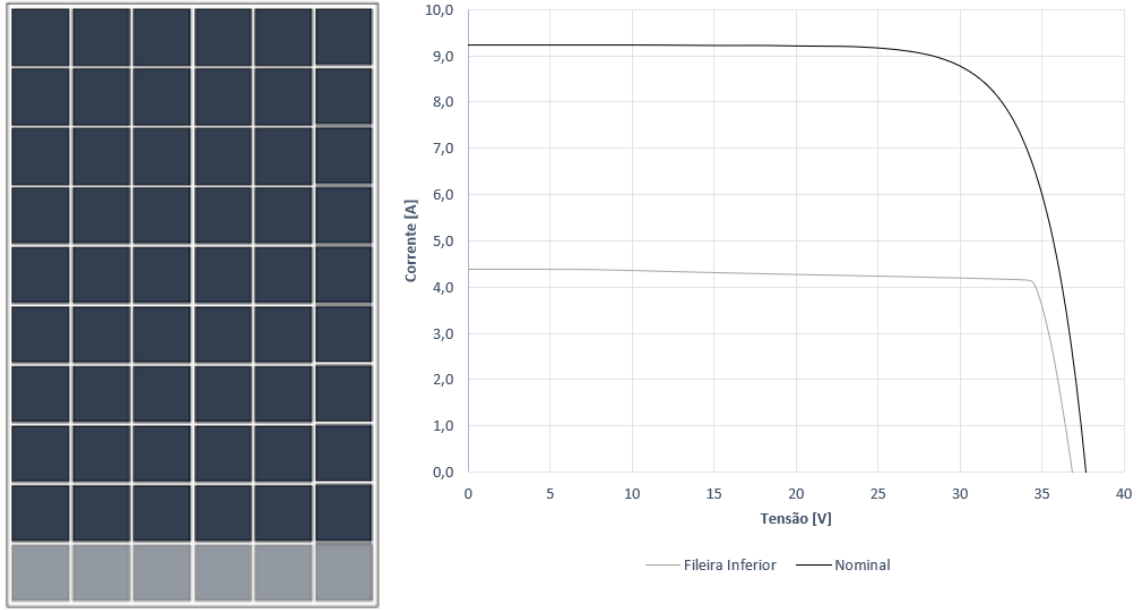
As Figura 48 e Figura 49 sugerem a condição de deposição de sujidade que cobre as células da fileira inferior e da coluna lateral esquerda do módulo, respectivamente.

Para condição ilustrada na Figura 48, verificou-se que a potência máxima do módulo reduziu 46% (141,84 W) em relação a potência máxima nominal, e a corrente de curto-circuito também foi muito afetada, reduzindo 52% (4,39 A) em relação a  $I_{sc}$  nominal. Este é um caso de deposição de sujidade não uniforme grave em um módulo fotovoltaico, visto que todas as strings do módulo são afetadas.

Analisando a Figura 49 é possível perceber que o impacto na produção de energia é menor que o discutido na situação anterior, entretanto ainda se verifica a redução de 33% da potência máxima (176,45 W) em relação a nominal. A corrente  $I_{sc}$  neste caso apresentou queda de apenas 2%, com o valor de 9,01 A.

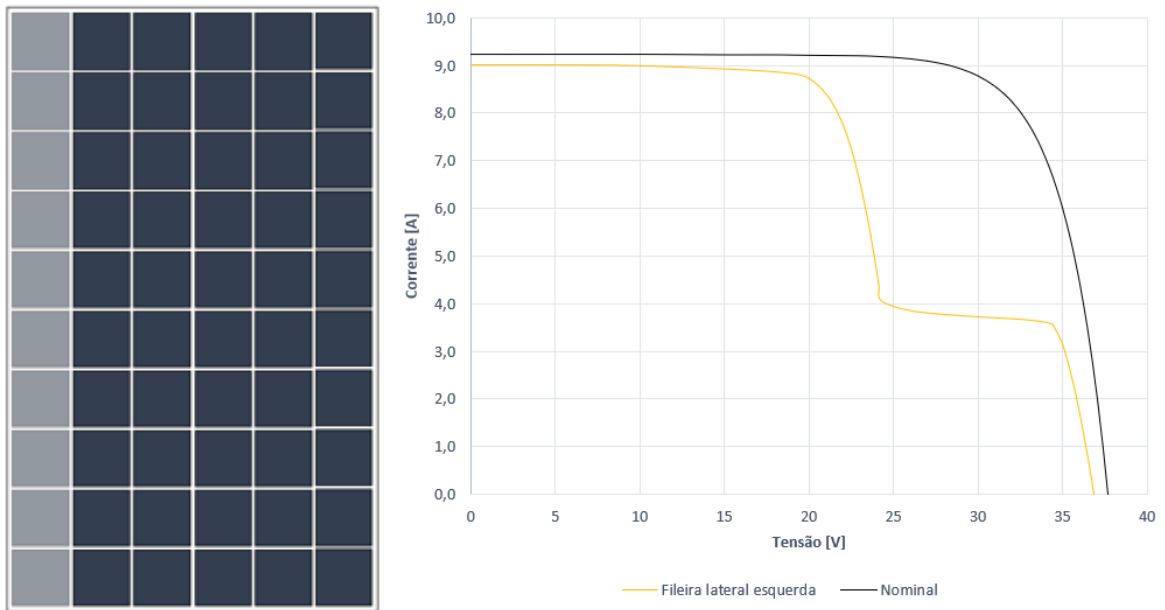
A partir destes números, é aconselhável que um módulo fotovoltaico instalado em uma região onde predomina a deposição de sujidade na borda inferior do mesmo, seja instalado na orientação horizontal, visto que a perda de produção de energia será menor que o mesmo instalado na posição vertical.

**Figura 48. Curva I-V para o sombreamento parcial da fileira inferior do módulo**



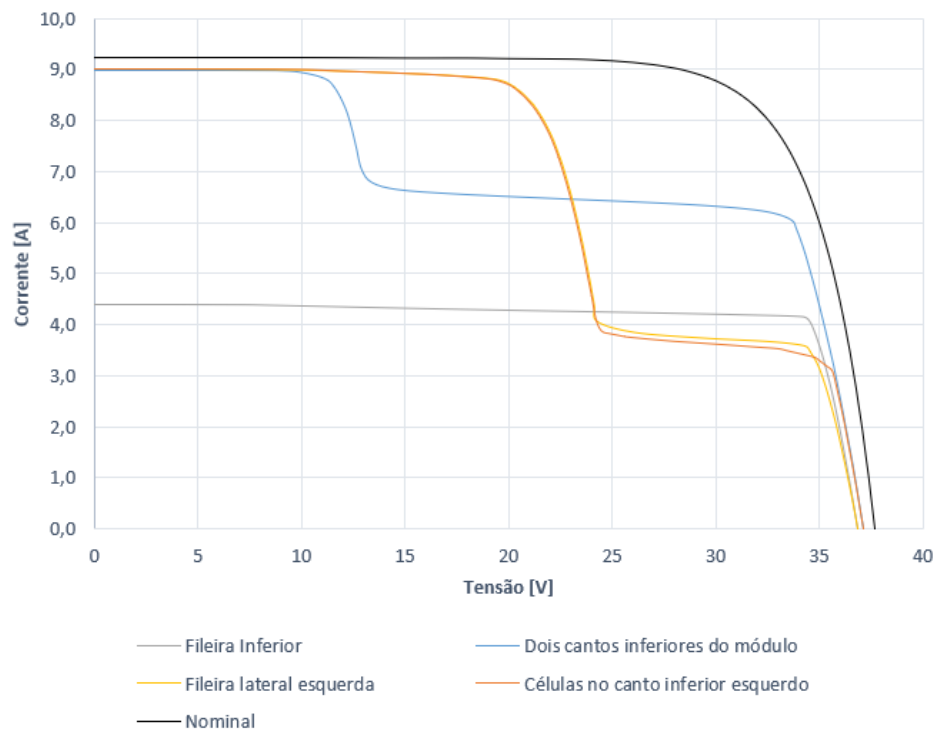
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 49. Curva I-V para o sombreamento parcial da coluna de células à esquerda do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 50. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial do módulo**



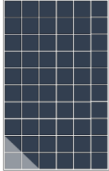
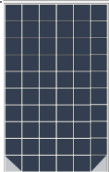
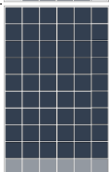
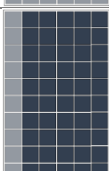
Fonte: Arquivo do autor.

As curvas I-V obtidas para estas condições de deposição de sujidade não uniforme são traçadas no mesmo gráfico, conforme Figura 50. Nota-se que a deposição de sujidade apenas no canto inferior do módulo tem impacto muito similar a condição de deposição na fileira lateral inteira do módulo.

A **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** apresenta os parâmetros  $SR_{P_{max}}$  e  $SR_{I_{sc}}$  calculados para cada condição. É importante frisar a necessidade de se avaliar a potência máxima do módulo para se obter maior precisão do impacto da deposição de sujidade não uniforme no desempenho de módulos de silício cristalino. Com exceção da condição de sombreamento total da fileira inferior do módulo, que afeta todas as strings do mesmo, verifica-se que a análise do  $SR_{P_{max}}$  se aproxima do real impacto no desempenho do módulo de silício cristalino, que consiste em grande redução da potência máxima no caso de deposição de sujidade não uniforme.

Com a ação da chuva, verifica-se que grande parte dos módulos em operação acumula sujidade na moldura inferior. Esta sujidade vai se acumulando até o ponto que passa a cobrir as células da fileira inferior do módulo, e não apenas a região vazia entre a célula e a moldura do mesmo.

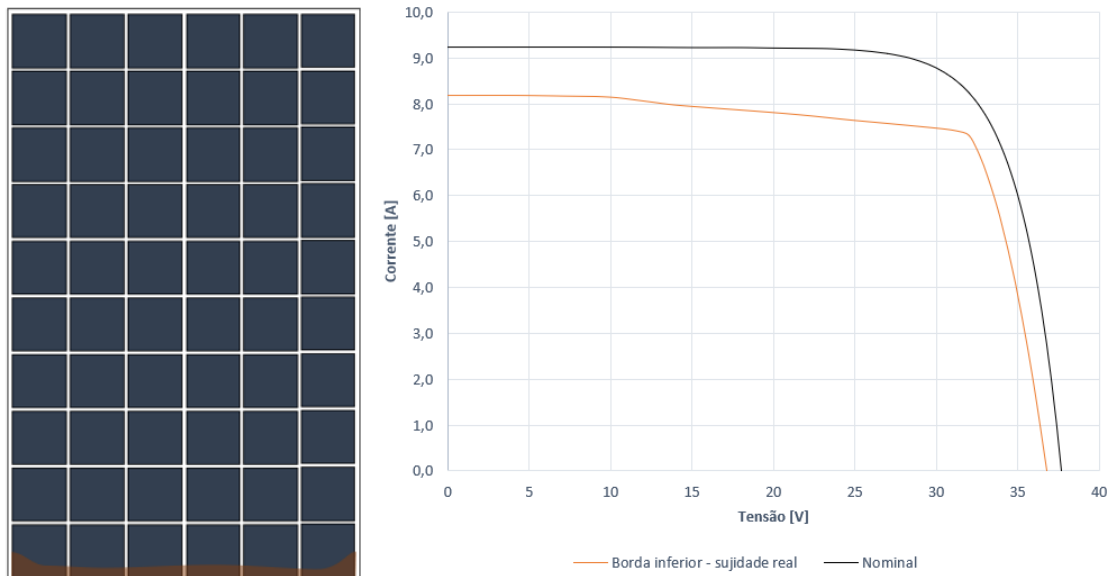
**Tabela 7. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo de silício**

Padrão de deposição de sujidade	$SR_{Isc}$	$SR_{Pmax}$
	0,83	0,63
	0,86	0,78
	0,42	0,54
	0,65	0,85

Fonte: Elaborado pelo autor.

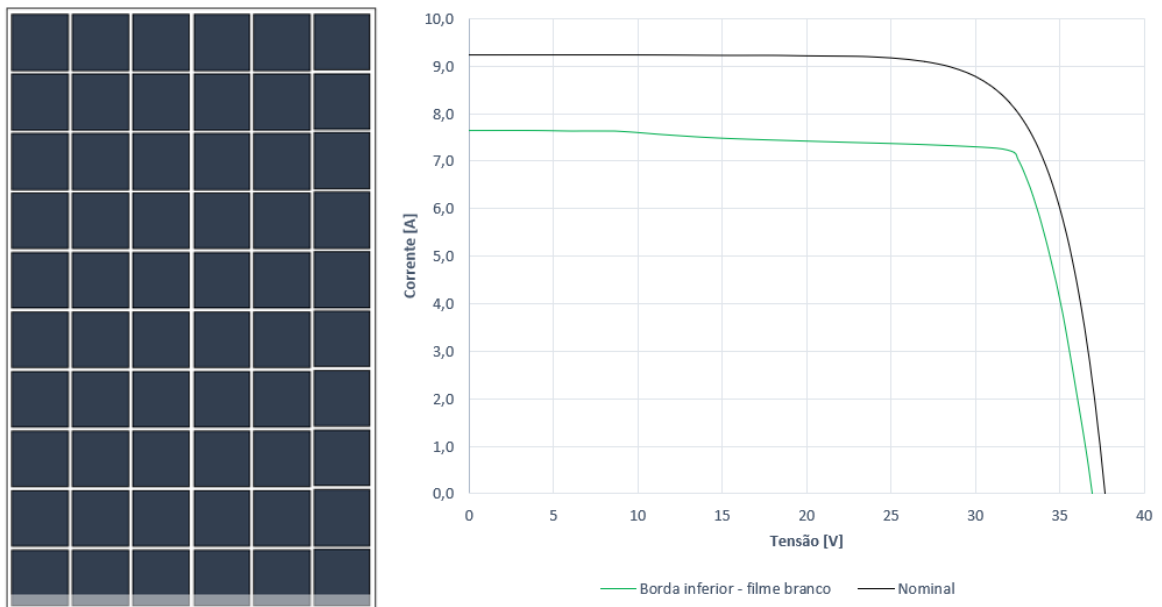
Buscando retratar o mais próximo do real a deposição de sujidade nas bordas inferiores do módulo, foi simulado a deposição de sujidade para esta condição utilizando-se amostra de sujidade real coletada em Belo Horizonte (Figura 51) e o filtro branco (Figura 52).

**Figura 51. Curva I-V para o sombreamento parcial da borda inferior do módulo utilizando-se sujidade real**



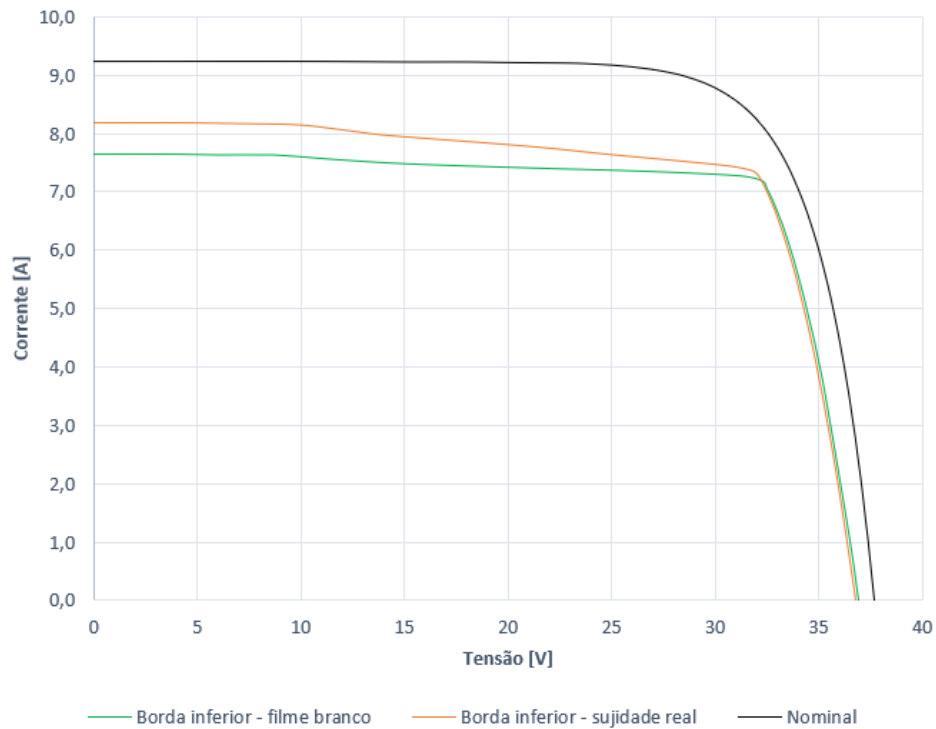
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 52. Curva I-V para o sombreamento parcial da borda inferior do módulo utilizando-se o filtro de papel branco**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 53. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células posicionadas na linha inferior do módulo**

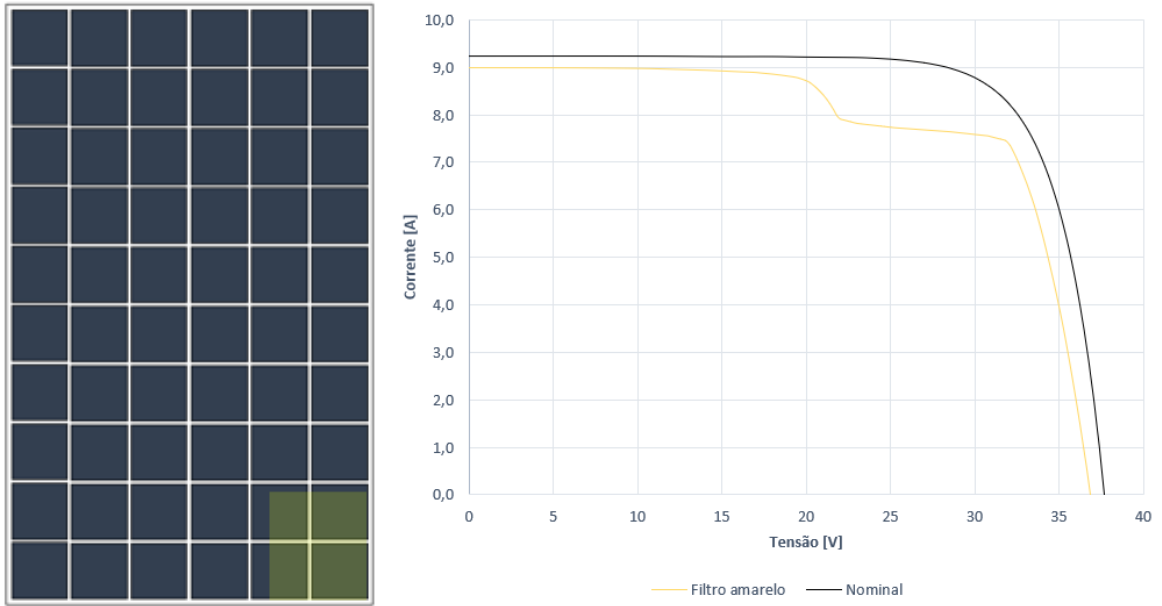


**Fonte: Arquivo do autor.**

O padrão da curva se manteve o mesmo, conforme Figura 53. Houve redução na potência máxima em relação a nominal de 12%, para a amostra de sujidade real (234,39 W) e redução de 13% para o filtro branco (231,65 W).

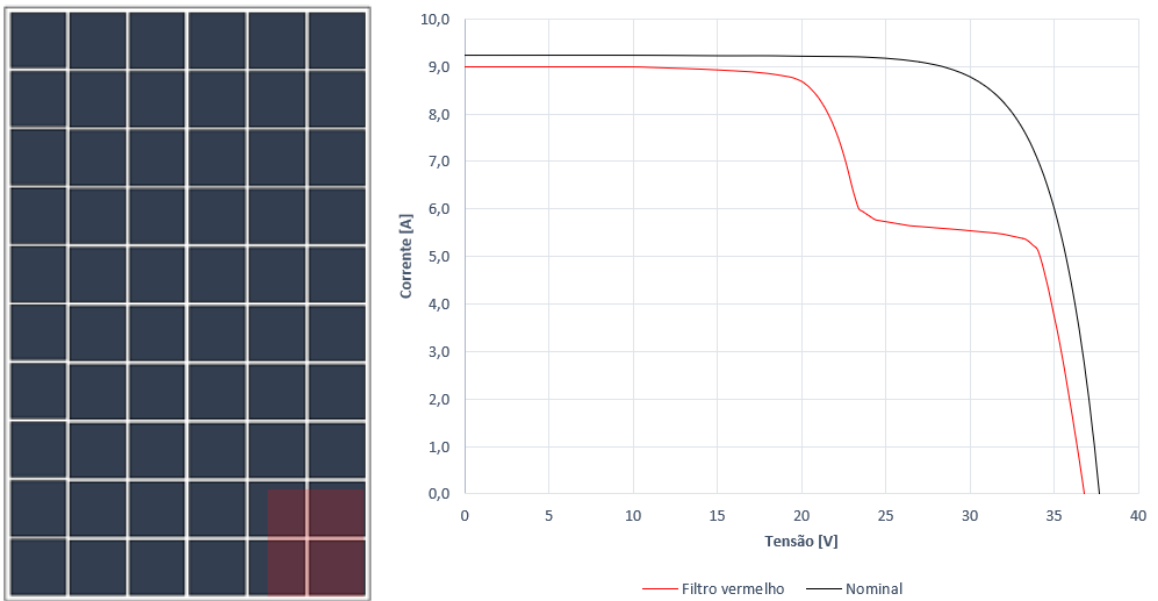
Para se mensurar o impacto de deposição de sujidade de diferentes colorações em módulos de silício foi realizado a simulação com filtros de cor amarelo, vermelho e branco, conforme apresentado nas figuras a seguir.

**Figura 54. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro amarelo**



Fonte: Arquivo do autor.

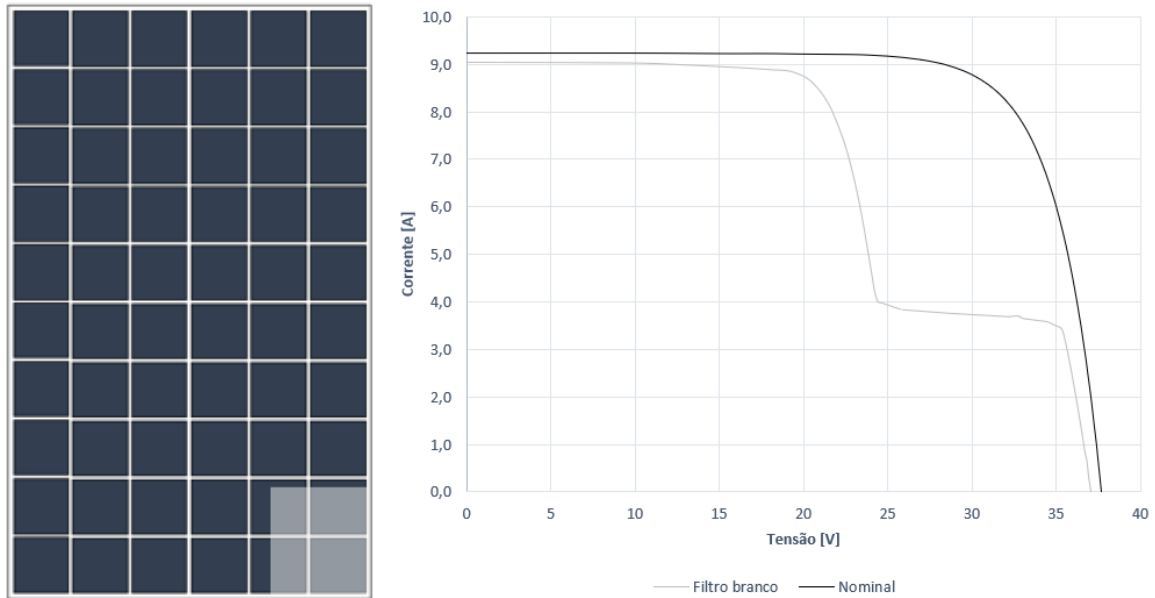
**Figura 55. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro vermelho**



Fonte: Arquivo do autor.

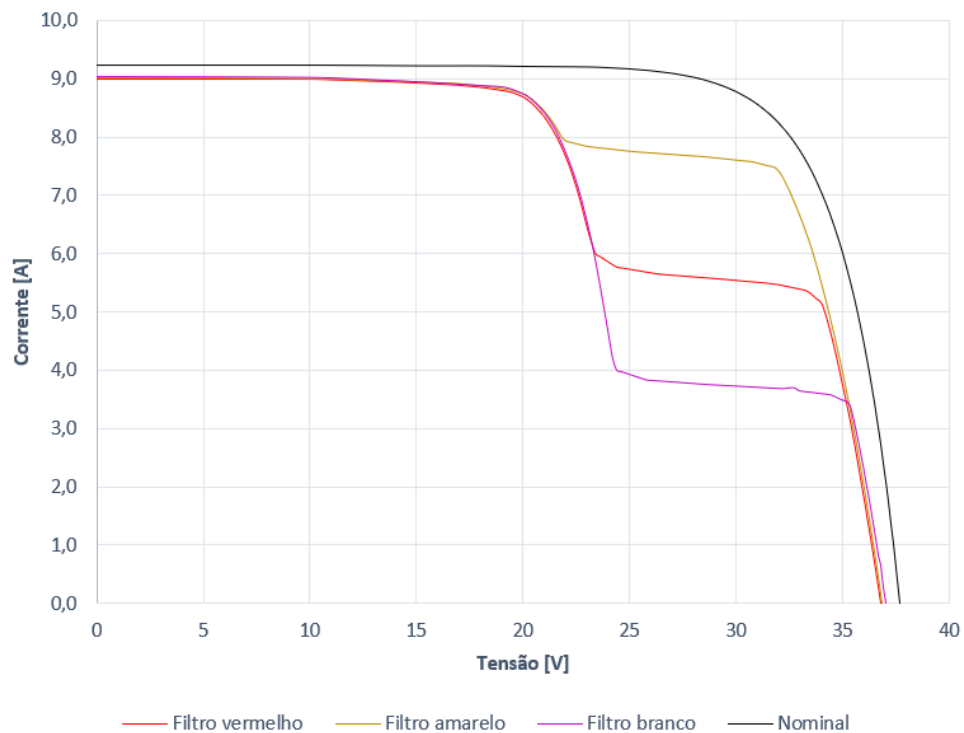


**Figura 56. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro branco**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 57. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células solares com filtros de diferentes**



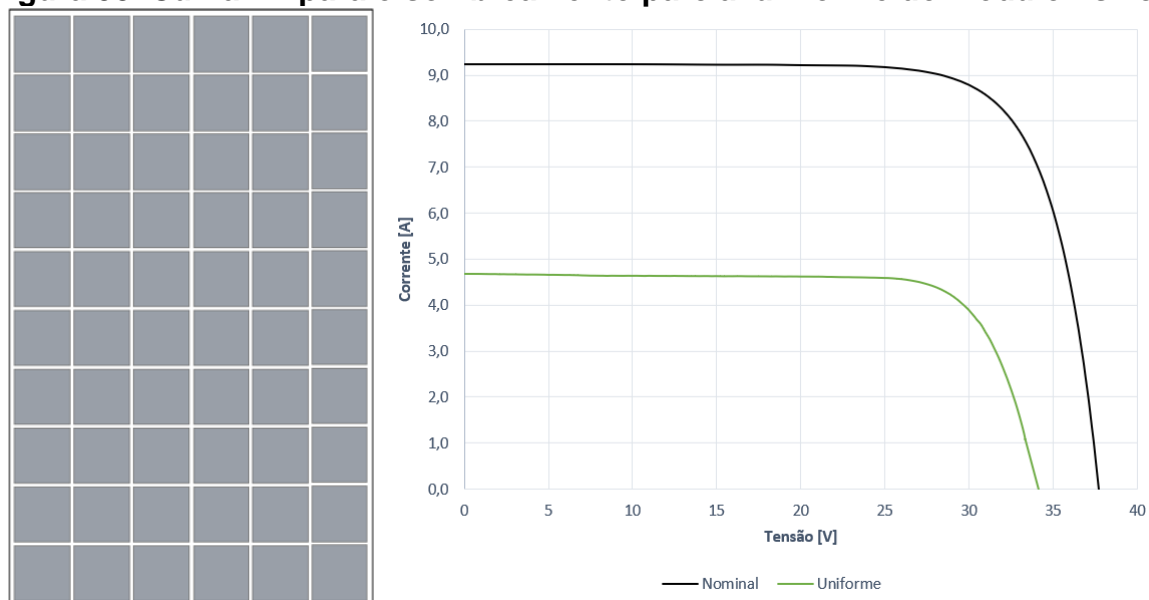
Fonte: Arquivo do autor.

As curvas I-V obtidas para cada condição são apresentadas em conjunto na Figura 57. Verificou-se que para o módulo submetido ao filtro amarelo a potência máxima (237,57 W) reduziu apenas 10% em relação a potência máxima nominal do

módulo. A deposição com o filtro vermelho apresentou redução de 33% da potência máxima (178,83 W) em relação a nominal. A corrente de curto-circuito para todas as condições reduziu 2% em relação a  $I_{sc}$  nominal do módulo.

Ao simular a deposição de sujidade uniforme sobre o módulo de silício, Figura 58, notou-se que não houve distorção da curva I-V, o que implica que o acompanhamento do impacto da deposição uniforme de sujidade pode ser avaliado de acordo com o valor de corrente de curto-circuito, visto que não se verificou atuação dos diodos de *by-pass* para esta condição.

**Figura 58. Curva I-V para o sombreamento parcial uniforme do módulo - silício**

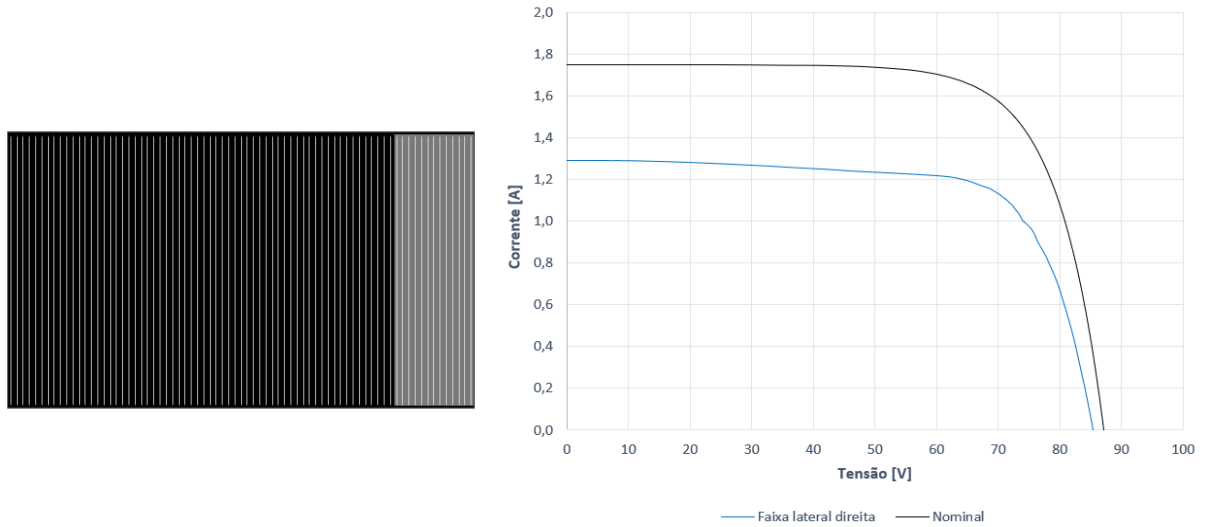


Fonte: Arquivo do autor.

Um estudo similar foi realizado para o módulo de tecnologia de filme fino. O módulo de telureto de cádmio possui construção diferente do módulo de silício cristalino e, portanto, repetiram-se alguns padrões de deposição de sujidade não uniforme para este módulo, a fim de se mensurar o impacto no desempenho deste módulo quando submetido a estas condições.

A primeira simulação foi realizada para condição de deposição de sujidade na lateral do módulo fotovoltaico, Figura 59. Esta foi a condição mais crítica encontrada para o módulo de telureto de cádmio. Verificou-se que a potência máxima de 46,39 W, equivalente a uma redução de 58% comparado a potência máxima nominal do módulo. A corrente de curto-circuito foi de 1,29 A, redução de 26% em relação ao valor nominal. O fator de forma (FF) para esta curva foi de 0,42.

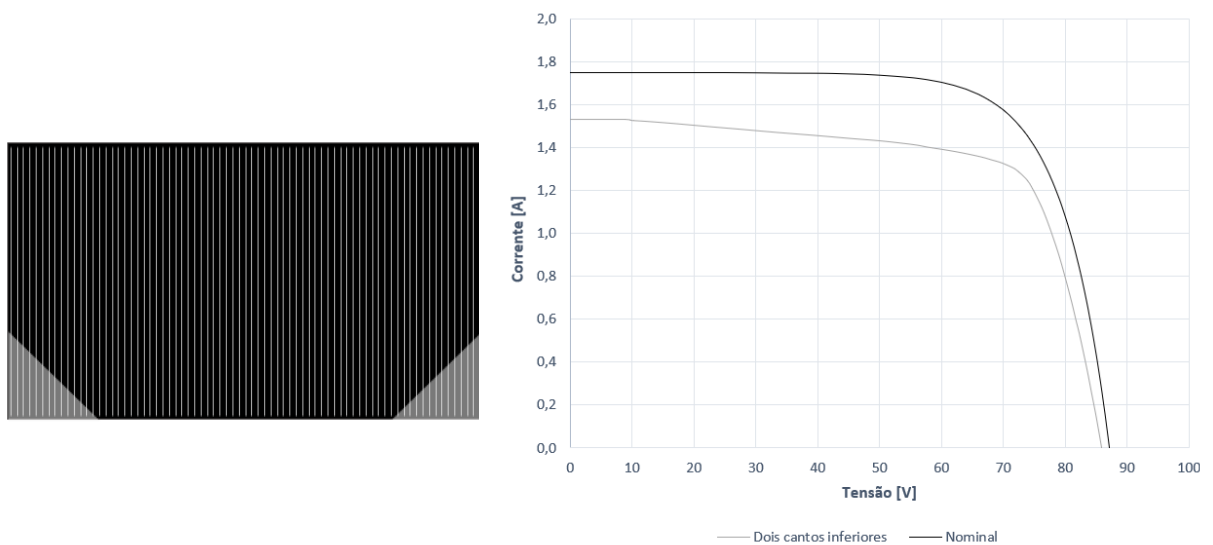
**Figura 59. Curva I-V para o sombreamento parcial da lateral do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

A deposição de sujidade nos cantos inferiores do módulo é um padrão comum durante o período seco (sem chuvas) mesmo nos módulos que não possuem moldura. A Figura 60 apresenta a curva I-V para esta condição. A potência máxima encontrada para o módulo nesta condição foi de 93,52 W, o que representa uma redução de 15% comparado a potência máxima nominal. A corrente de curto-circuito (1,53 A) apresentou redução de 13% comparada a  $I_{sc}$  nominal.

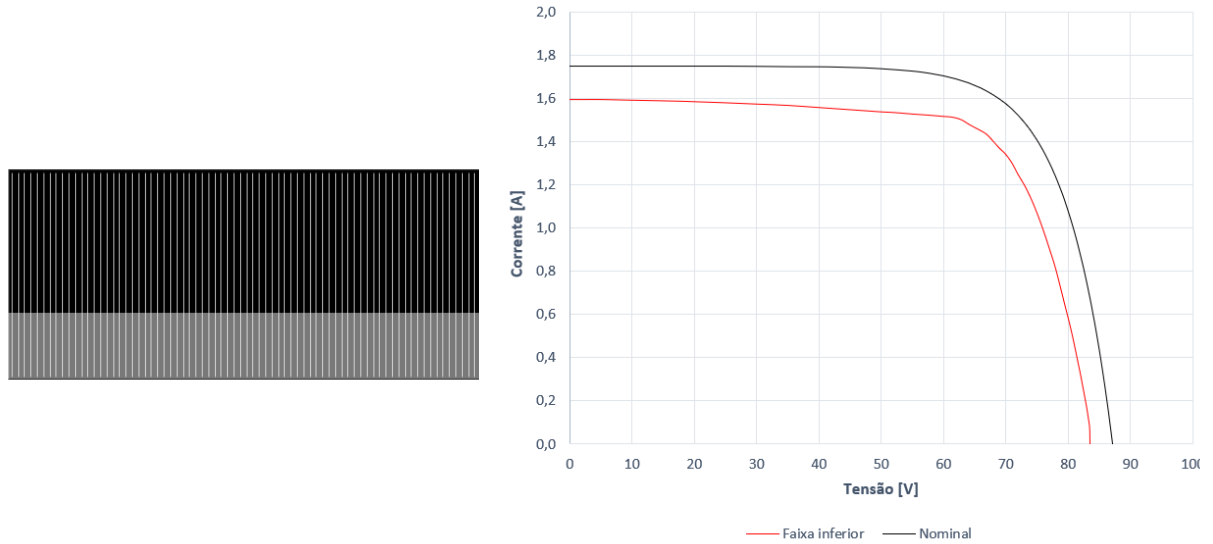
**Figura 60. Curva I-V para o sombreamento parcial dos cantos inferiores do módulo de CdTe**



Fonte: Arquivo do autor.

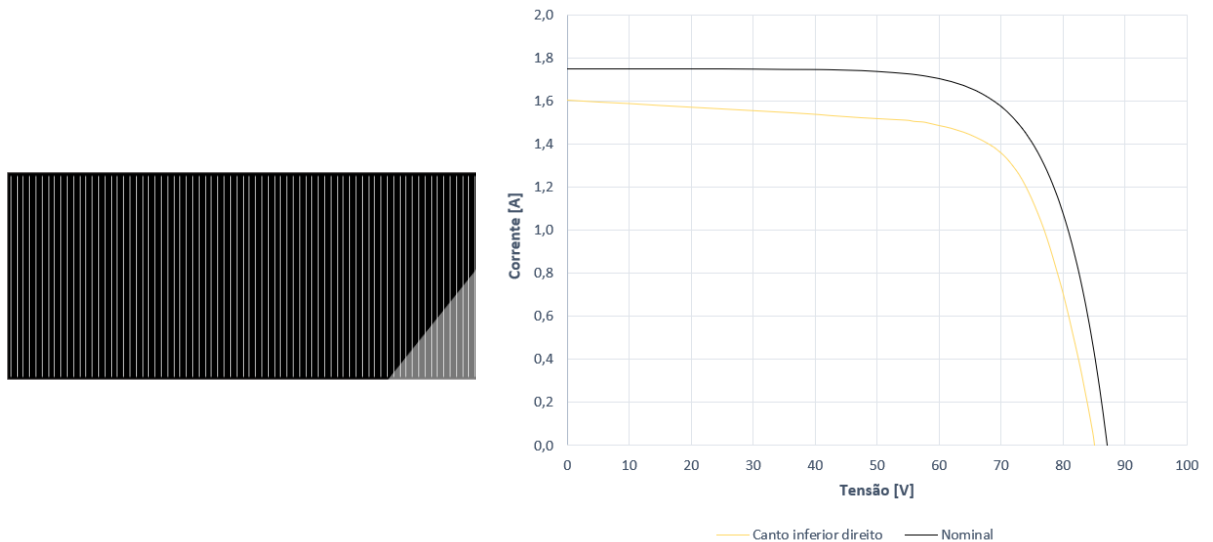
Para condições de acumulação de sujidade na faixa inferior do módulo (Figura 61) verificou-se uma redução da potência máxima (95,91 W) de 13% comparada a  $P_{MAX}$  nominal e uma redução de 9% para  $I_{SC}$  (1,59 A) em relação a nominal.

**Figura 61. Curva I-V para o sombreamento parcial na faixa inferior do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 62. Curva I-V para o sombreamento parcial no canto inferior do módulo**



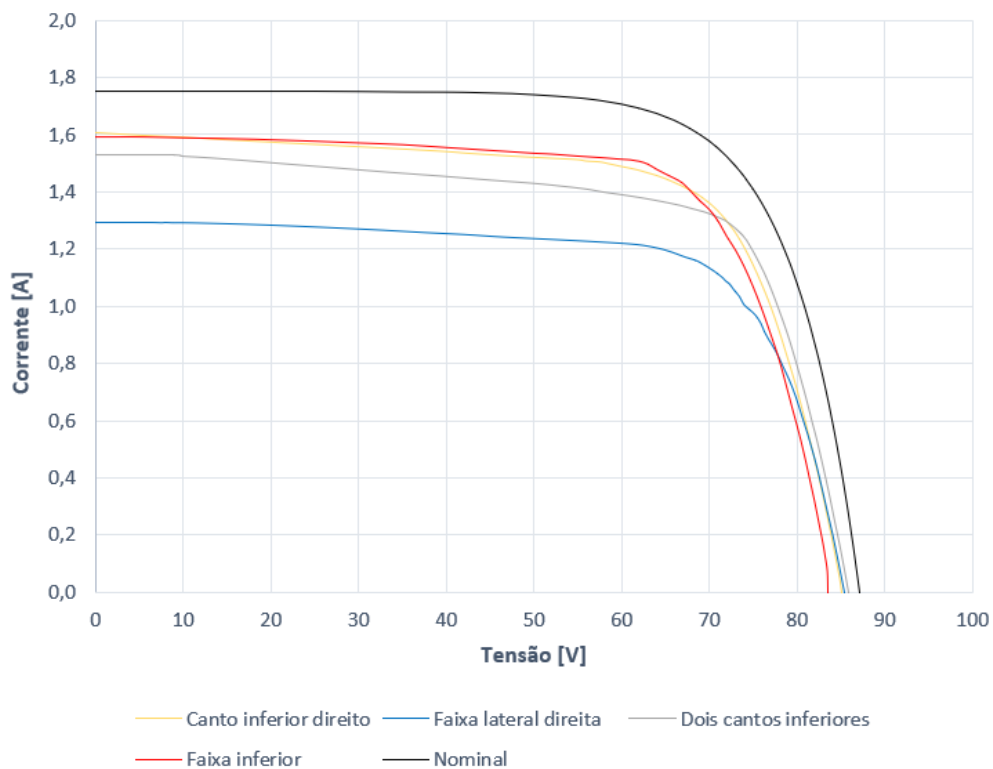
Fonte: Arquivo do autor.

A Figura 62 representa padrões de deposição de sujidade encontrados em regiões cuja direção do vento proporciona acumulações de sujidade no canto inferior do módulo. Nesta condição o módulo apresentou uma redução da potência máxima

(97,0 W) de 12% comparada a  $P_{MAX}$  nominal e uma redução de 8% para  $I_{SC}$  (1,60A) em relação a nominal.

A Figura 63 reúne as curvas discutidas a fim de facilitar a comparação da forma da curva e o impacto nos valores de potência máxima e corrente de curto-circuito. Desta forma, é possível verificar que uma área maior de deposição de sujidade no sentido horizontal do módulo impacta menos os parâmetros elétricos do módulo do que uma faixa menor de sujidade no sentido vertical (neste caso representado pela deposição de sujidade na lateral do módulo).

**Figura 63. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial em um módulo de telureto de cádmio**

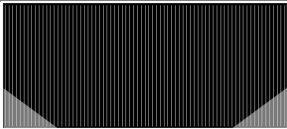
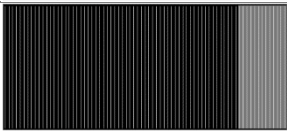
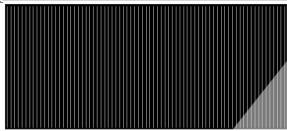
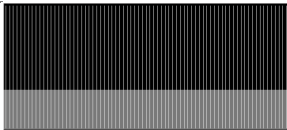


Fonte: Arquivo do autor.

Devido a ausência do diodo *by-pass* nos módulos de telureto de cádmio, não se verifica a distorção da curva I-V, como ocorre com o módulo de silício. Logo, verifica-se que o fator de forma da curva se mantém praticamente constante, o que permite a avaliação do impacto de deposição de sujidade não uniforme através da análise da corrente de curto-circuito. Conforme Tabela 8, ambos os parâmetros  $SR_{Isc}$  e  $SR_{Pmax}$  fornecem uma avaliação razoável para mensurar o impacto da sujidade em módulos de telureto de cádmio. A situação que realmente se verificou grande redução

na potência máxima do módulo foi a condição de concentração de deposição de sujidade na lateral do mesmo, visto que células inteiras do módulo sofrem sombreamento parcial.

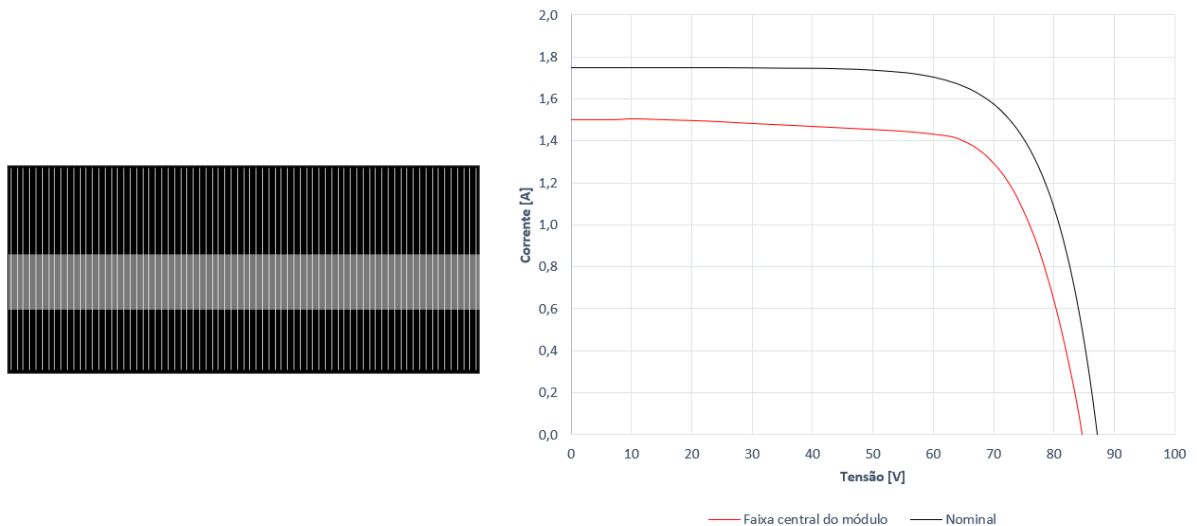
**Tabela 8. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para condições distintas de deposição de sujidade não uniforme - módulo CdTe**

Padrão de deposição de sujidade	$SR_{Isc}$	$SR_{Pmax}$
	0,74	0,79
	0,64	0,40
	0,88	0,95
	0,87	0,94

Fonte: Elaborado pelo autor.

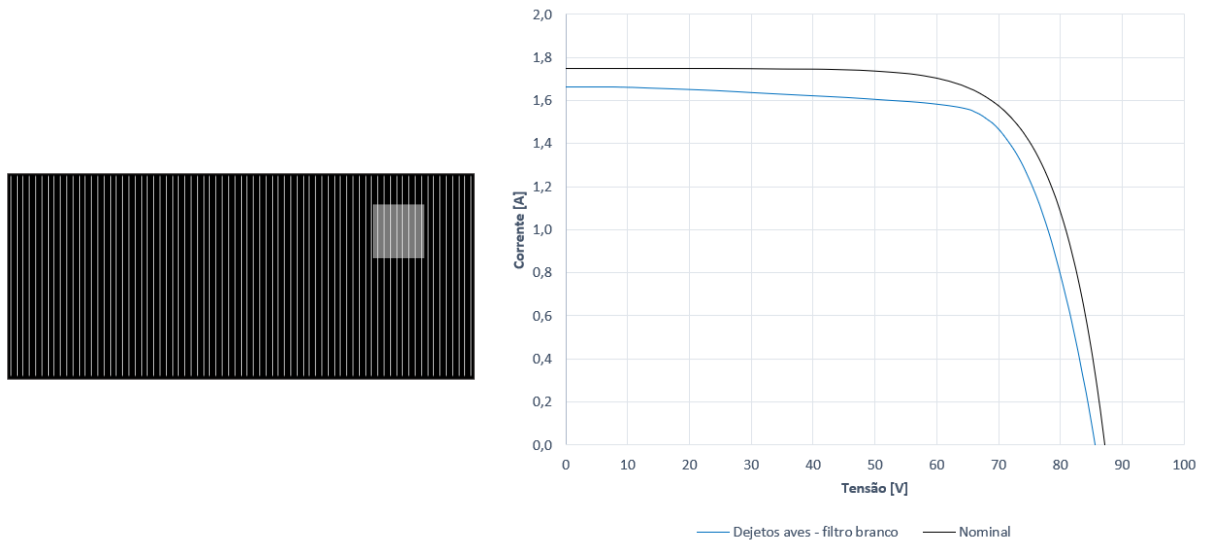
As Figura 64 e Figura 65 representam condições extremas de padrões de deposição de sujidade não uniformes no módulo de telureto de cádmio. Estes padrões podem surgir nos módulos devido ao efeito de chuvas ou mesmo dejetos de pássaros.

**Figura 64. Curva I-V para o sombreamento parcial na faixa central do módulo**



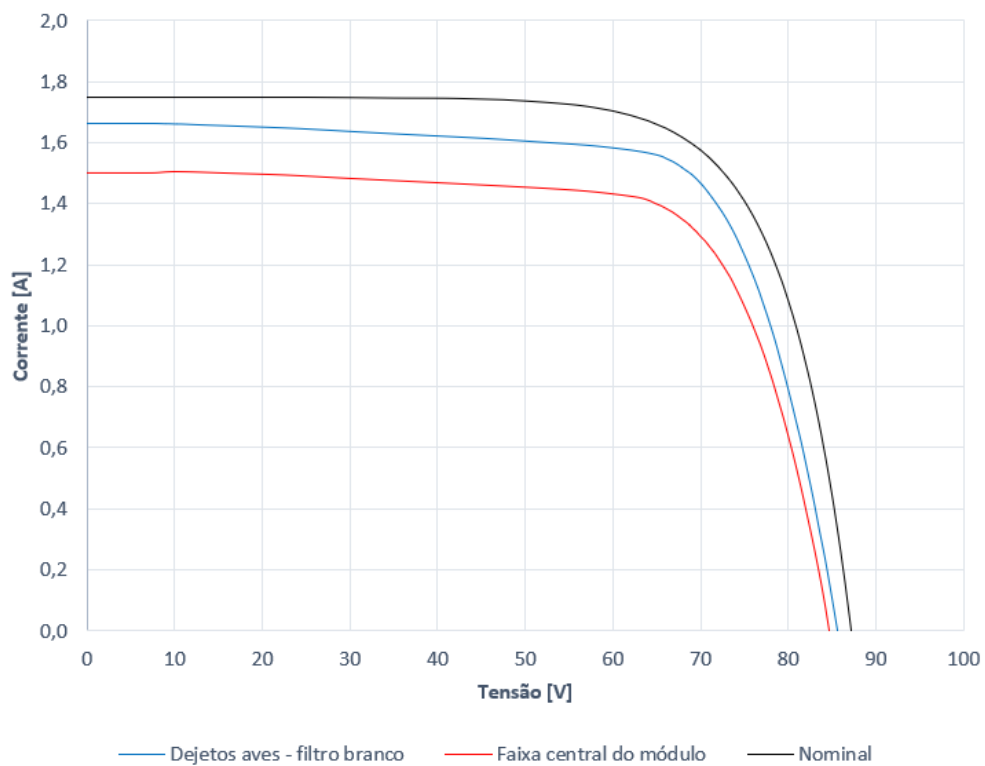
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 65. Curva I-V para simulação de sombreamento parcial gerado por dejetos de pássaros**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 66. Curva I-V para deposições de sujeira não uniforme (padrões extremos)**



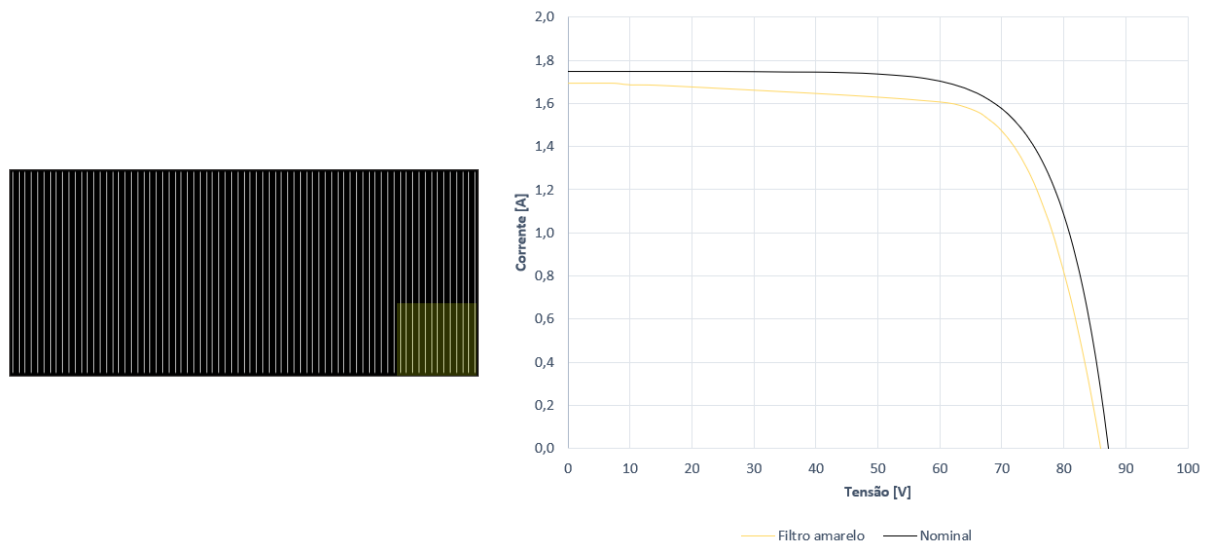
Fonte: Arquivo do autor.

Conforme Figura 66, as curvas I-V para ambas condições mantiveram a forma sem grandes distorções. Verificou-se uma redução de potência máxima (91,6 W) de

17% em relação a nominal para o padrão de deposição de sujidade no centro do módulo e uma redução de 14% da corrente de curto-circuito (1,5 A) em relação a nominal. Para condição de sombreamento parcial gerado por dejetos de pássaros, a redução da potência nominal (103,27 W) foi de 6% em relação a nominal e da corrente de curto-circuito (1,66 A) foi de 5% em relação a nominal.

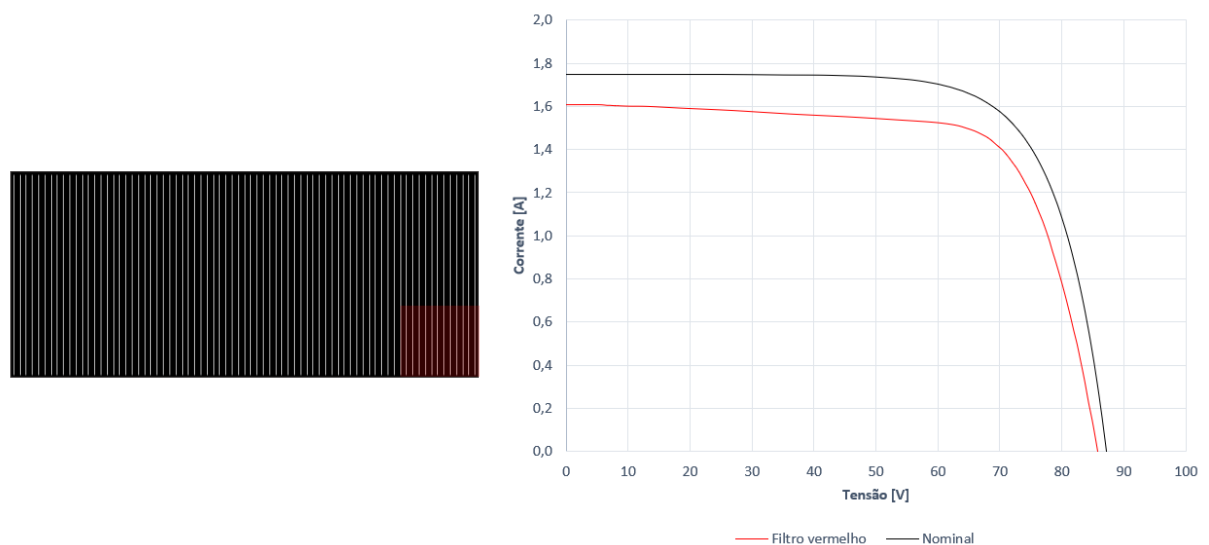
Para se mensurar o impacto de deposição de sujidade de diferentes colorações em módulos de telureto de cádmio foi realizada a simulação com filtros de cor amarelo, vermelho e branco, conforme apresentado nas figuras a seguir.

**Figura 67. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro amarelo**



Fonte: Arquivo do autor.

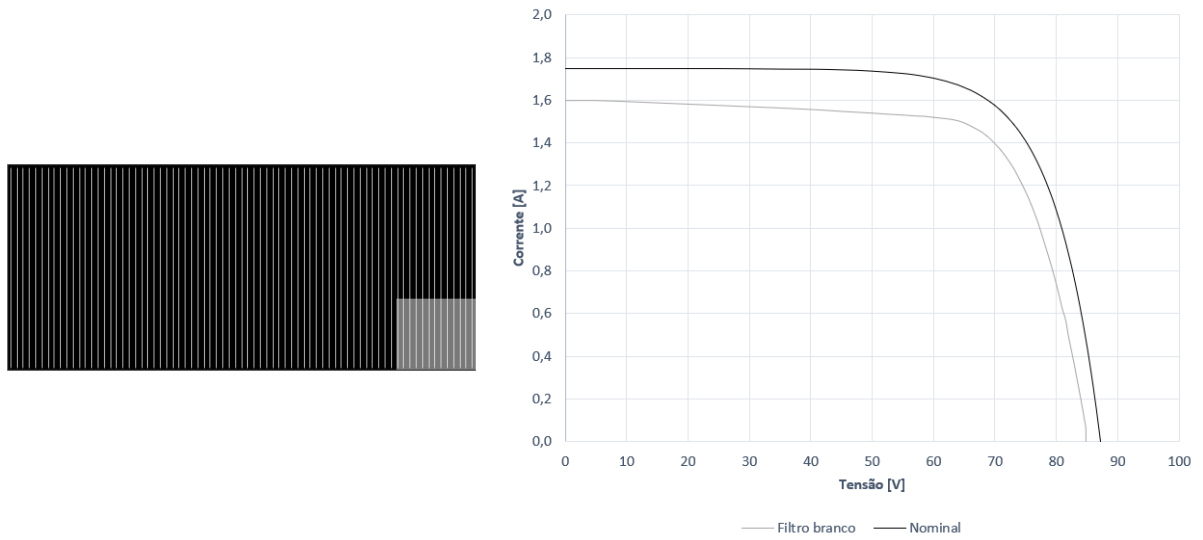
**Figura 68. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro vermelho**



Fonte: Arquivo do autor.

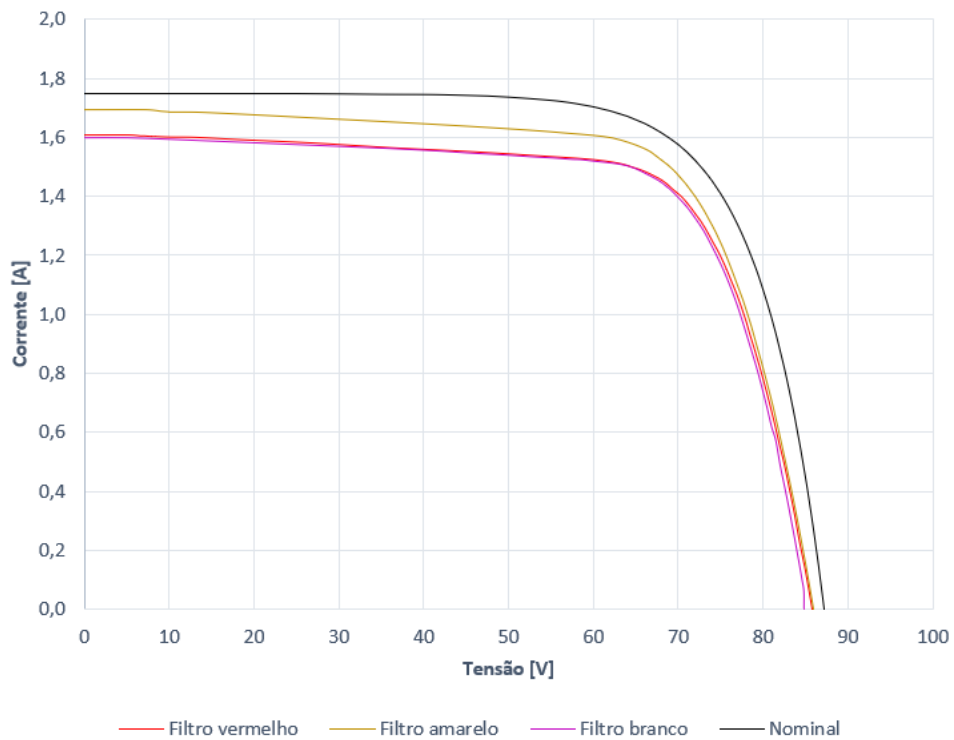


**Figura 69. Curva I-V para o sombreamento parcial utilizando-se o filtro branco**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 70. Comparação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento parcial de células solares com filtros de diferentes para o módulo de telureto de cádmio**



Fonte: Arquivo do autor.

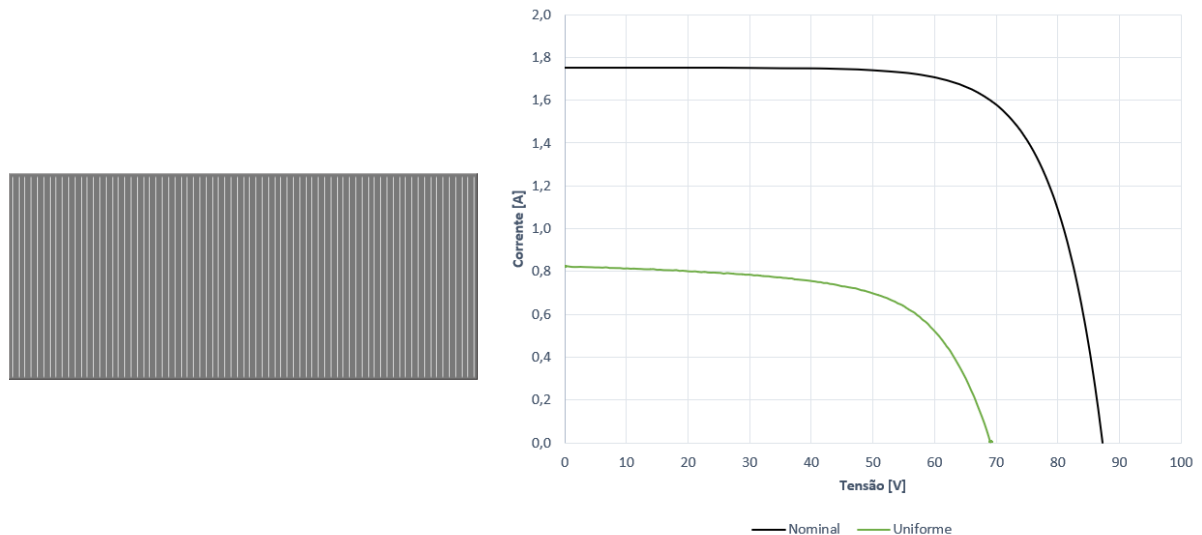
As curvas I-V obtidas para cada condição são apresentadas em conjunto na Figura 70. Verificou-se que para o módulo de telureto de cádmio submetido ao filtro

amarelo a potência máxima (103,58 W) reduziu apenas 6% em relação a potência máxima nominal do módulo. A deposição com o filtro vermelho apresentou redução de 10% da potência máxima (99,1 W) em relação a nominal.

Deste modo, tem-se que a redução de potência máxima para os diferentes filtros é menor para o módulo de telureto de cádmio, se comparado ao módulo de silício.

Ao simular a deposição de sujidade uniforme sobre o módulo de telureto de cádmio, Figura 71, notou-se que não houve distorção da curva I-V, o que implica que o acompanhamento do impacto da deposição uniforme de sujidade pode ser avaliado de acordo com o valor de corrente de curto-circuito.

**Figura 71. Curva I-V para o sombreamento parcial uniforme módulo CdTe**



Fonte: Arquivo do autor.

Foram estudadas as relações de perda por sujidade  $SR_{P_{max}}$  e  $SR_{I_{sc}}$  para as estações de sujidade instaladas no laboratório GREEN PUC Minas, Figura 37. A estação de sujidade de telureto de cádmio foi comissionada e começou a operar no dia 13/03/2017, enquanto que a estação de sujidade de silício multicristalino começou a operar no dia 27/05/2017. Durante o período seco em Belo Horizonte, o qual não foi registrada chuva até o final do mês de setembro/2017, as estações permaneceram coletando a sujidade na cobertura dos módulos fotovoltaicos. Para o dia 15/09/2017 foram calculadas as relações de perda por sujidade  $SR_{P_{max}}$  e  $SR_{I_{sc}}$  para as duas estações de sujidade, conforme é apresentado na Tabela 9.

**Tabela 9. Relação de perda por sujidade ( $SR_{Isc}$ ) e ( $SR_{Pmax}$ ) para as estações de sujidade de silício e telureto de cádmio**

Tecnologia da estação de sujidade	$SR_{Isc}$	$SR_{Pmax}$
Silício multicristalino	0,86	0,83
Telureto de cádmio	0,78	0,77

Fonte: Elaborado pelo autor.

**Figura 72. Estação de sujidade tecnologia silício cristalino. À esquerda, início de operação da estação (dia 13/03/2017). À direita, estação no dia 15/09/2017**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 73. Estação de sujidade tecnologia telureto de cádmio no dia 15/09/2017**



Fonte: Arquivo do autor.

A estação de silício apresentou características de deposição de sujidade uniforme enquanto que a estação de telureto de cádmio apresentou características não uniformes na deposição de sujidade, devido em grande parte à presença de

dejetos de pássaros. A partir dos valores calculados e apresentados na Tabela 9, verifica-se que os resultados das simulações de deposição de sujidade realizadas neste trabalho estão de acordo com o efeito causado pela deposição natural de sujidade sobre módulos de silício cristalino e telureto de cádmio.

O módulo de silício quando exposto à deposição uniforme de sujidade pode ter a relação de perda por sujidade analisada pelas características elétricas de corrente de curto-circuito ou potência máxima, visto que os parâmetros  $SR_{Isc}$  e  $SR_{Pmax}$  são muito próximos nesta situação.

Como visto neste trabalho, para o módulo de telureto de cádmio, pode-se analisar a relação de perda por sujidade pelas características elétricas de corrente de curto-circuito ou potência máxima quando o mesmo está submetido à deposição uniforme ou não uniforme de sujidade, uma vez que os parâmetros  $SR_{Isc}$  e  $SR_{Pmax}$  são muito próximos em ambas situações.

## **5.2 Avaliação dos efeitos das distribuições de deposição de sujidade uniforme e não uniforme no mapeamento de temperatura de módulos fotovoltaicos**

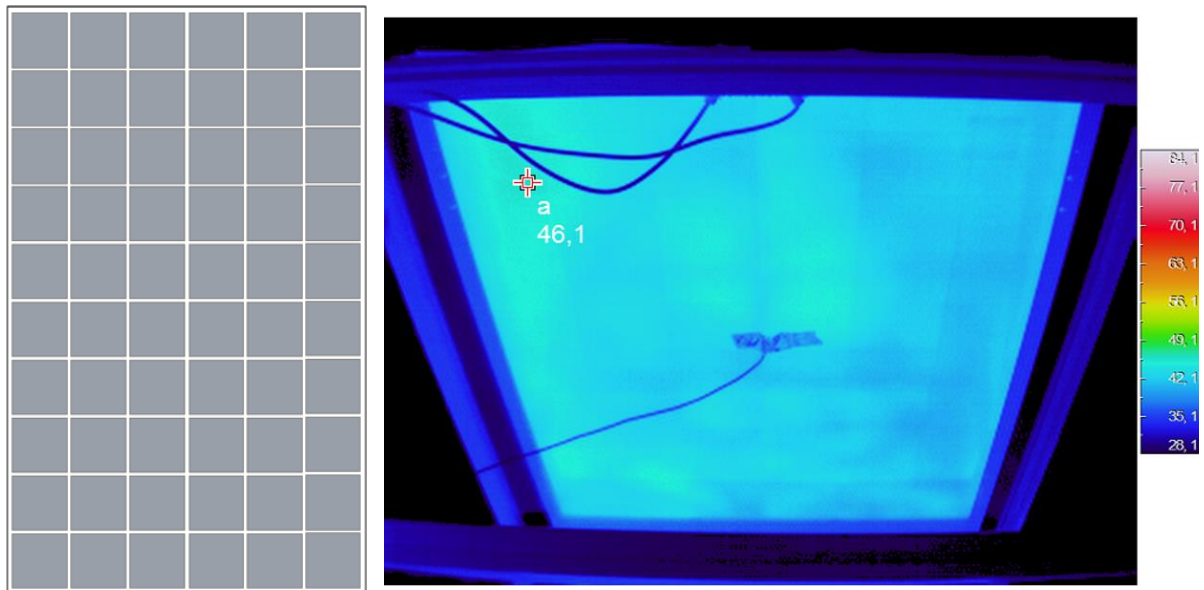
Foi realizado o mapeamento da temperatura dos diferentes pontos dos módulos fotovoltaicos de silício e de telureto de cádmio. Captaram-se imagens termográficas do lado do *backsheet* dos mesmos, com o auxílio da câmera de infravermelho. As temperaturas registradas com o auxílio do sensor RTD variaram entre  $\pm 1^\circ\text{C}$  em comparação as temperaturas registradas pelas câmeras de infravermelho.

A termografia permitiu comparar temperaturas de uma área ampla, permitindo que pontos quentes potencialmente problemáticos fossem localizados rapidamente.

Para cada padrão de deposição de sujidade, foi aplicado a condição de curto-circuito no módulo fotovoltaico durante a inspeção termográfica, para que se tivesse garantia de passagem de corrente elétrica entre as células.

Para o módulo de silício cristalino submetido a condição de deposição uniforme sobre a cobertura do módulo, não foi notado o aparecimento de qualquer ponto cuja diferença de temperatura fosse maior que  $1^\circ\text{C}$ , conforme Figura 74. Portanto, um módulo de silício submetido a deposição uniforme de sujidade não apresentará problemas de ponto quente ocasionados pela deposição da sujidade.

**Figura 74. Termografia para condição de deposição de sujidade uniforme no módulo**

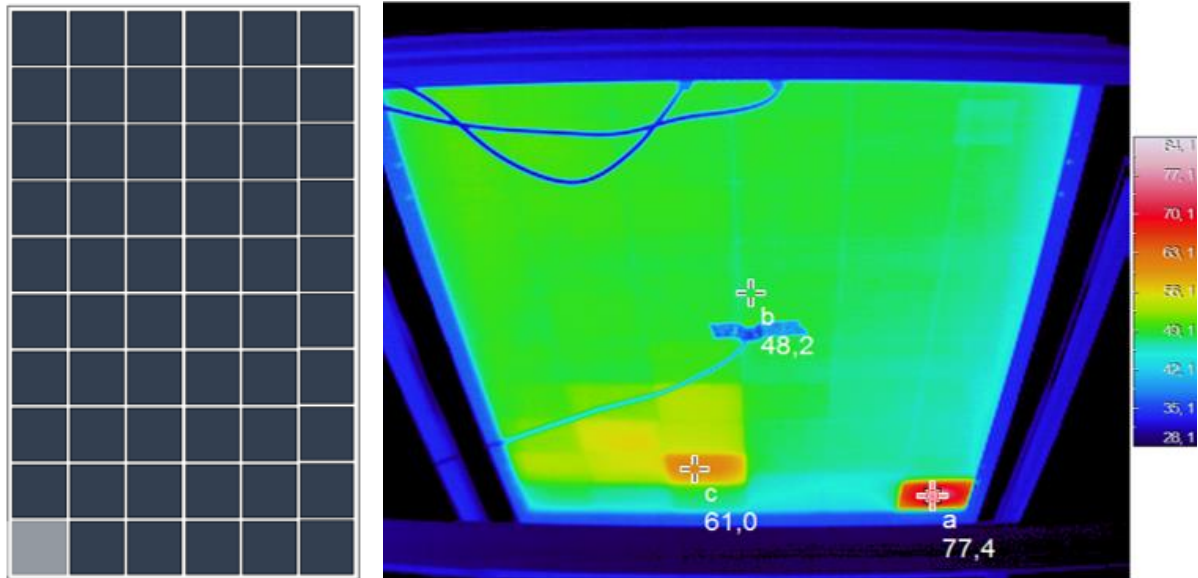


Fonte: Arquivo do autor.

Quando analisados os diferentes padrões de deposição de sujidade não uniforme em um módulo de silício cristalino, foram encontrados pontos quentes que devido ao sobreaquecimento danificam as células e que compromete a vida útil do equipamento.

Para condição de deposição de sujidade em uma única célula no canto inferior esquerdo do módulo de silício verificou-se o aquecimento da mesma. Enquanto a temperatura média do módulo estava em torno de 48 °C, a célula que estava submetida ao sombreamento parcial apresentou uma temperatura de 77 °C, conforme Figura 75.

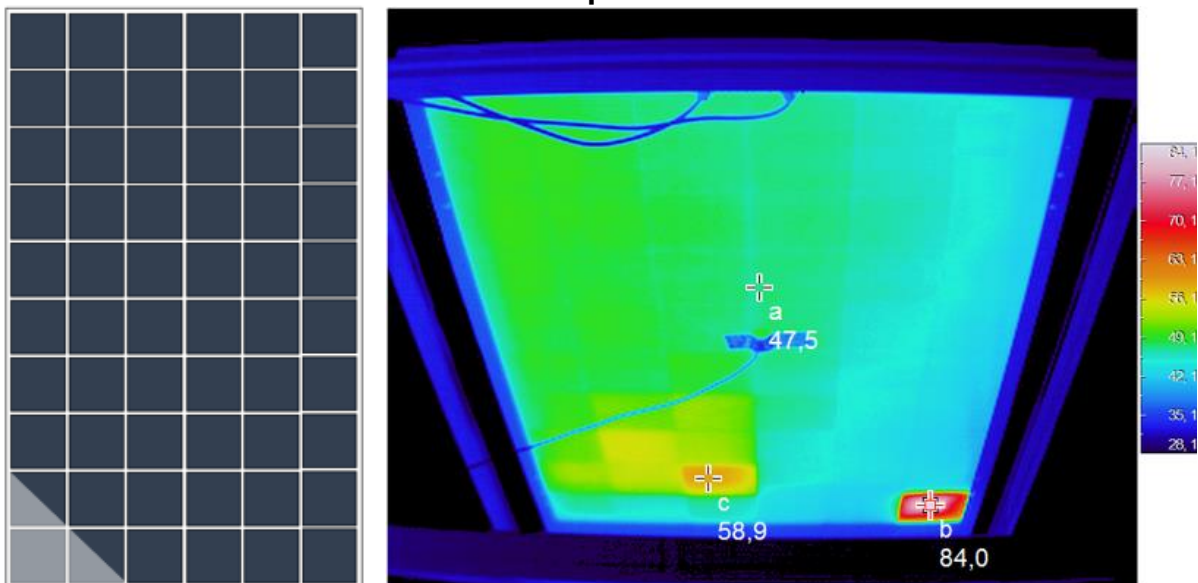
**Figura 75. Termografia para condição de deposição de sujidade em célula do canto inferior do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

O efeito de aquecimento desta mesma célula ocorreu quando o módulo esteve submetido a condição de sombreamento parcial em seu canto inferior esquerdo, Figura 76. Foi registrado para esta célula, a temperatura de 84 °C enquanto que o restante das células do módulo tinha temperatura média de 47 °C, o que representa um ponto quente com uma diferença de 37 °C.

**Figura 76. Termografia para condição de deposição de sujidade em células do canto inferior esquerdo do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.



A outra condição crítica ensaiada foi quanto ao sombreamento parcial gerado nas células da faixa inferior do módulo. Nesta configuração, todas as células da faixa inferior do módulo apresentam deposição de sujeira em 20% de suas áreas, concentradas no ponto inferior, conforme observado nas Figura 77 e Figura 78.

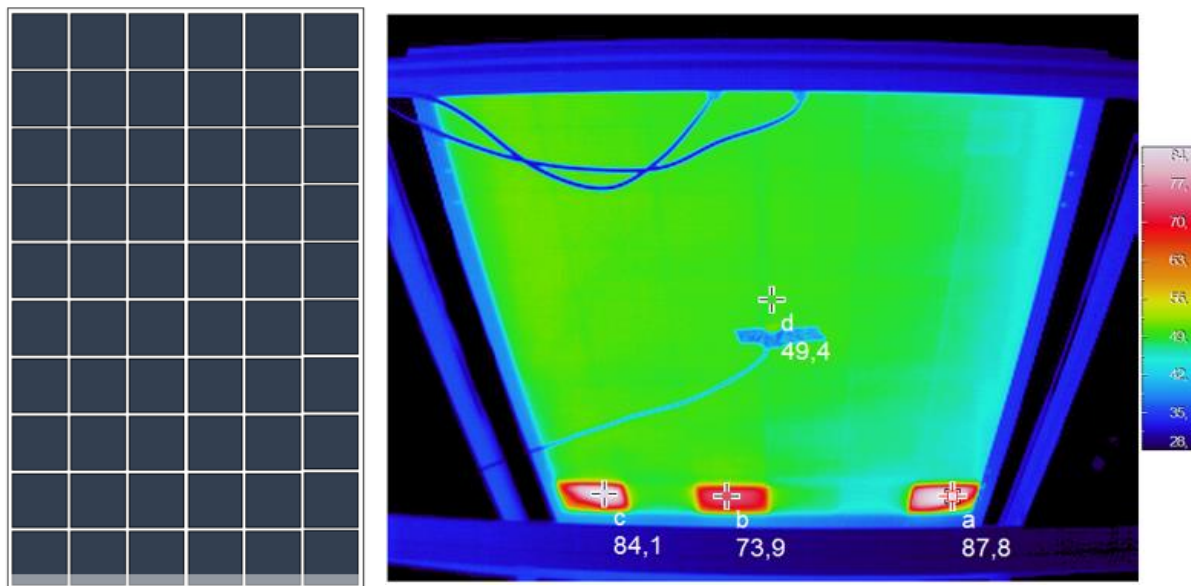
Esta configuração afeta todas as *strings* do módulo e é muito comum de ser encontrada nas instalações fotovoltaicas.

Registrou-se o sobreaquecimento de três células, cada uma pertencente a uma *string* diferente. A Figura 77 apresenta este padrão de deposição utilizando-se o filtro branco. Nesta figura, é possível notar que as 3 células se tornam pontos quentes no módulo, o que pode acelerar o processo de degradação das mesmas. Enquanto a maioria das células do módulo possuía temperatura média de 49°C, estes três pontos quentes registravam temperaturas de 84,1°C, 73,9 °C e 87,8 °C.

Quando esta mesma configuração foi repetida utilizando-se sujeira real, foi possível verificar novamente o aquecimento de 3 células de *strings* diferentes.

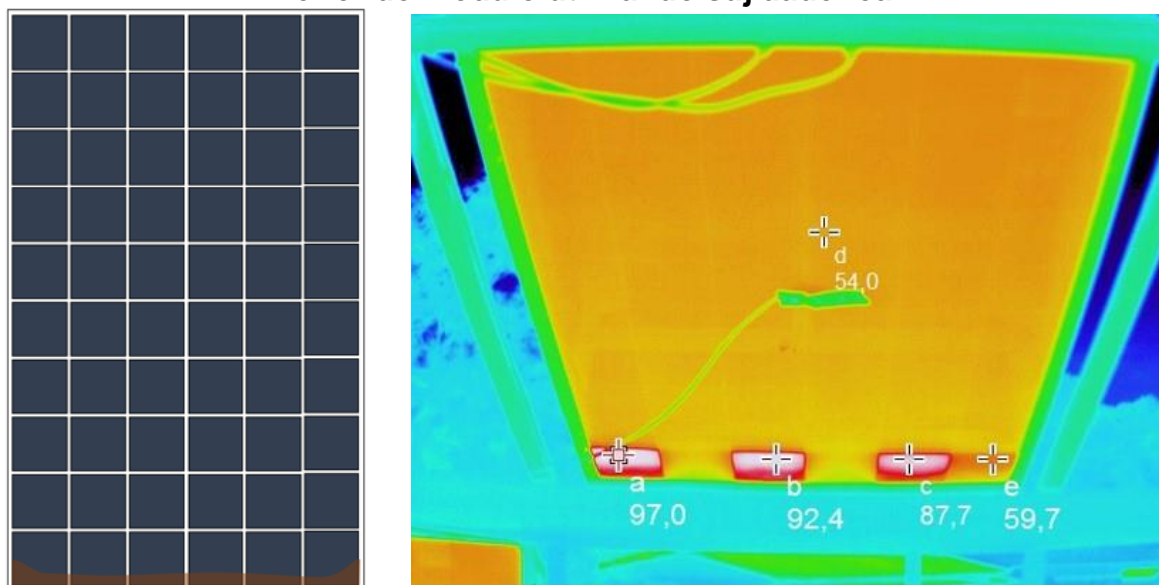
Nesta situação verificou-se que duas dessas células apresentavam uma diferença de temperatura superior a 40 °C em relação as demais células do módulo. As temperaturas registradas, de 97,0 °C, 92,4 °C e 87,7 °C superavam o limite de temperatura de operação de 85 °C indicado pelo fabricante. Diante desta condição, verifica-se que essas células possuem a tendência de se degradarem prematuramente, o que impacta diretamente na produção de energia de todo o módulo.

**Figura 77. Termografia para condição de deposição de sujidade em borda inferior do módulo utilizando filtro branco**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 78. Termografia para condição de deposição de sujidade em borda inferior do módulo utilizando sujidade real**

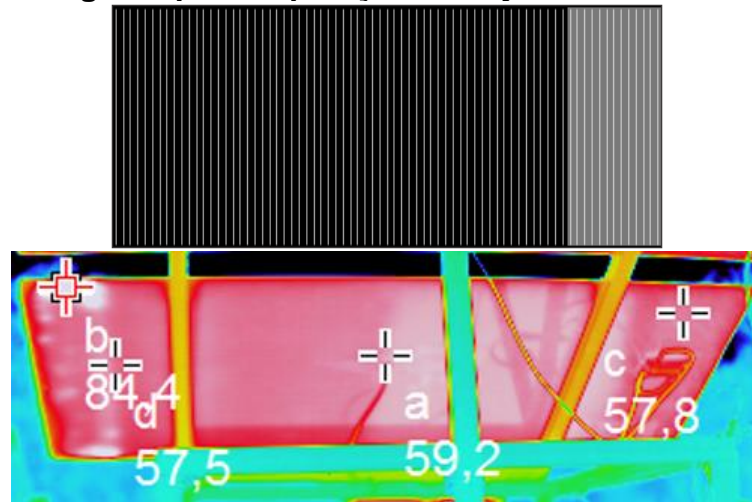


Fonte: Arquivo do autor.

Também foram realizados mapeamentos térmicos do módulo de telureto de cádmio submetido a diferentes padrões de deposição de sujidade não uniforme.

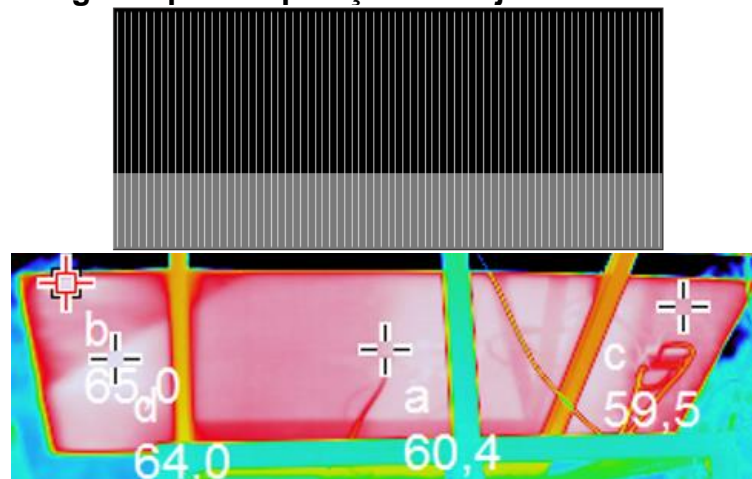


**Figura 79. Termografia para deposição de sujidade em borda lateral (filtro)**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 80. Termografia para deposição de sujidade em borda inferior (filtro)**



Fonte: Arquivo do autor.

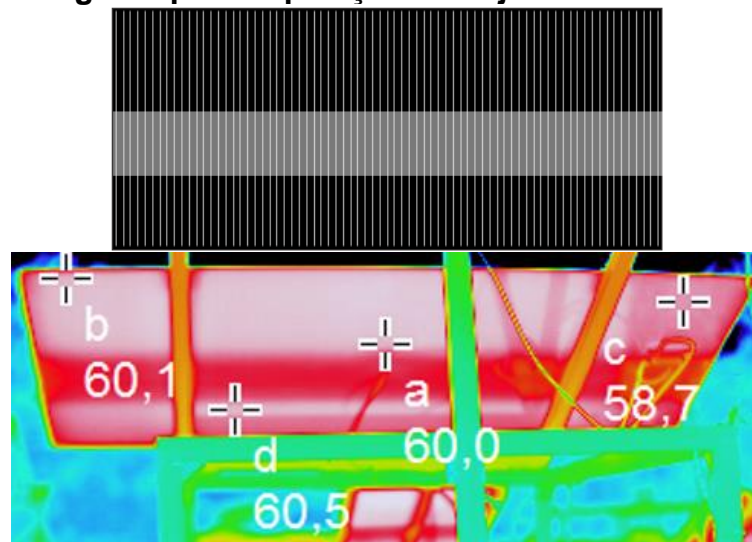
A condição de sombreamento parcial paralelo às células do módulo de telureto de cádmio é a que causa maior impacto na geração de energia do mesmo. Esta perda, no entanto, não está relacionada ao aumento de temperatura das células nesta condição.

Quando realizado o mapeamento térmico simulando a deposição de sujidade na faixa esquerda do módulo, paralelamente às células, não se verificou nenhum ponto de aquecimento do módulo, conforme Figura 79. A temperatura superior a 80°C exposta nesta figura está relacionada a configuração da câmara termográfica e não tem relação com a temperatura real da célula, conforme foi verificado no momento com um sensor de infravermelho.

Quando o sombreamento parcial é realizado perpendicularmente às células, também não se verificou o surgimento de pontos quentes, conforme visto na Figura 80.

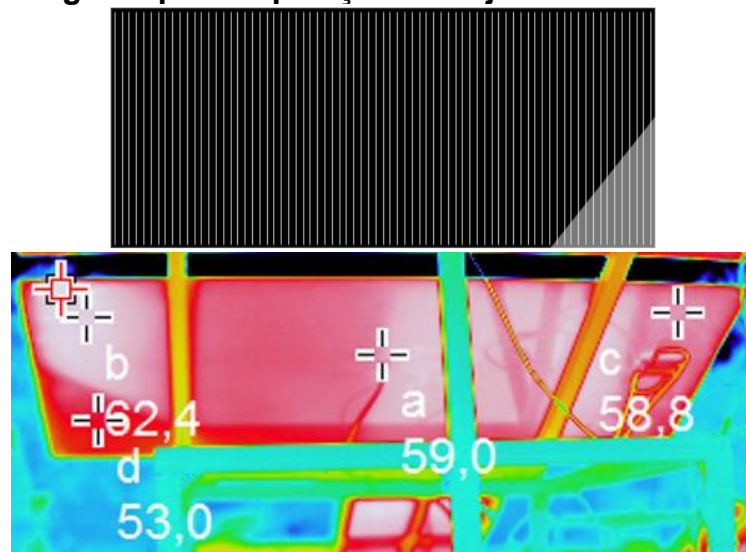
Para as configurações de sombreamento parcial na faixa central do módulo (Figura 81) e no canto inferior do mesmo (Figura 82) também não foram verificadas regiões que indicam pontos quentes.

**Figura 81. Termografia para deposição de sujidade faixa central do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 82. Termografia para deposição de sujidade canto inferior do módulo**



Fonte: Arquivo do autor.

### 5.3 Caracterização da sujidade para a cidade de Belo Horizonte

Nesta seção são indicados os resultados da análise físico-química para as amostras de sujidade encontradas sobre módulos fotovoltaicos instalados em Belo Horizonte.

A Figura 84 apresenta micrografias para a amostra de sujidade 1, depositada sobre o módulo de silício cristalino instalado na estação de sujidade no laboratório GREEN PUC Minas, no bairro Coração Eucarístico/Belo Horizonte.

Pode ser observado que as partículas são heterogêneas em forma e sua distribuição de tamanho é larga, com as dimensões das partículas variando de 10  $\mu\text{m}$  a 50  $\mu\text{m}$ . A maior parte das partículas tem dimensões na ordem de 10  $\mu\text{m}$ .

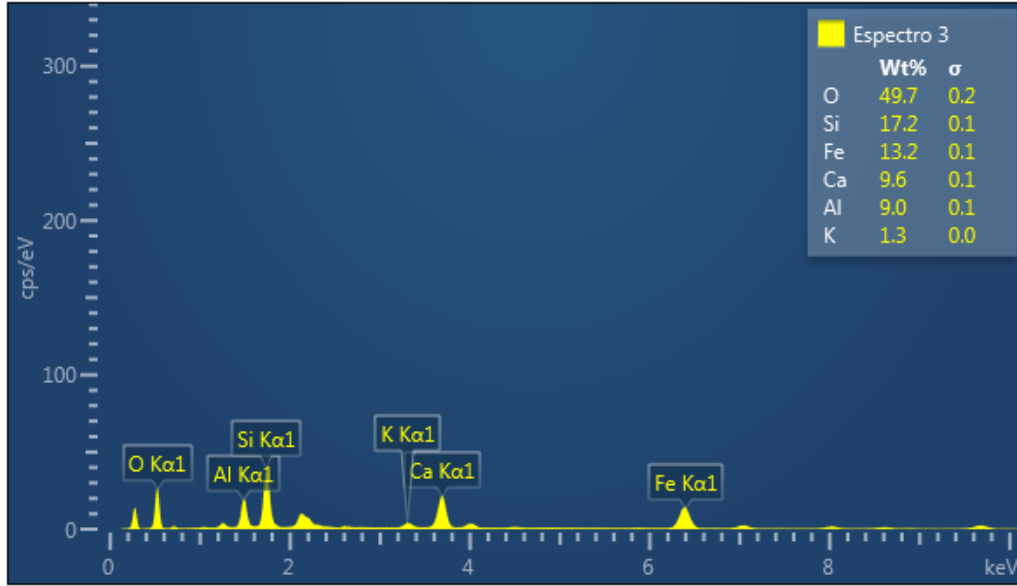
A Figura 83 apresenta o espectro EDS para esta amostra de sujidade, no qual é possível verificar a presença de elementos como oxigênio, silício, ferro, cálcio, alumínio e potássio.

A amostra de sujidade 2, depositada sobre o módulo de telureto de cádmio na estação de sujidade, Figura 86, apresenta partículas com morfologias variadas e apresenta composição química semelhante à amostra de sujidade 1. Foi notada a presença do cobre junto aos elementos encontrados na primeira amostra, Figura 85.

A amostra número 3, coletada do módulo do sistema FV da cobertura do laboratório GREEN, apresentou as mesmas proporções dos elementos químicos encontrados na amostra 1, Figura 87. Contudo notou-se uma maior heterogeneidade quanto à forma de seus compostos, conforme observado na Figura 88. Esta amostra de sujidade estava depositada sobre os módulos por um período (5 anos) muito maior em comparação as amostras anteriores (6 meses).

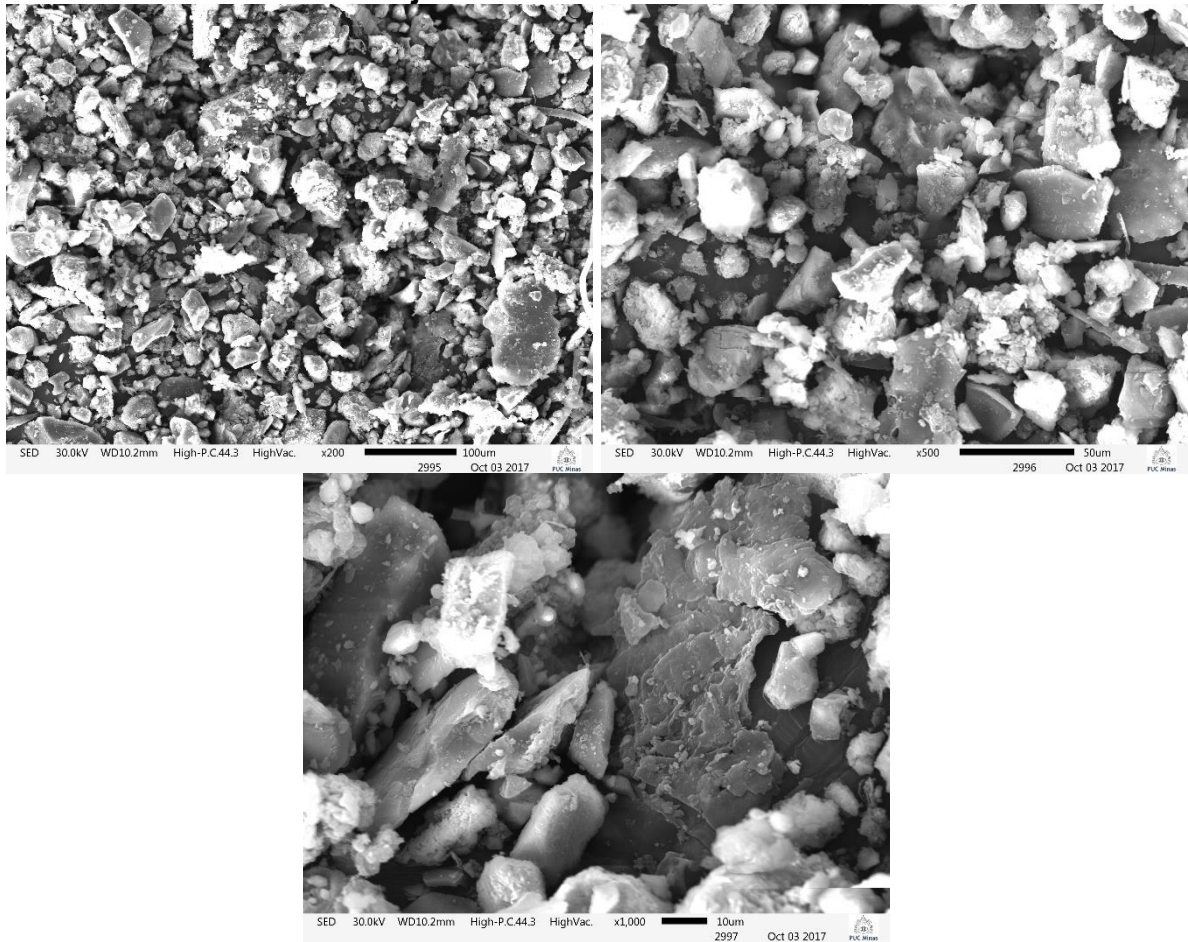
No Estádio do Mineirão, analisando a amostra de sujidade número 4, notou-se a presença do elemento químico magnésio em uma quantidade relevante, somando-se aos outros elementos encontrados para as outras amostras de sujidade em Belo Horizonte, conforme Figura 89. O período de deposição desta sujidade também é de aproximadamente 5 anos e é possível notar uma homogeneidade maior quanto a forma e tamanho das partículas, que possuem em sua maioria a dimensão aproximada de 10  $\mu\text{m}$ .

**Figura 83. Espectro EDS para amostra de sujidade no módulo de silício**



Fonte: Arquivo do autor.

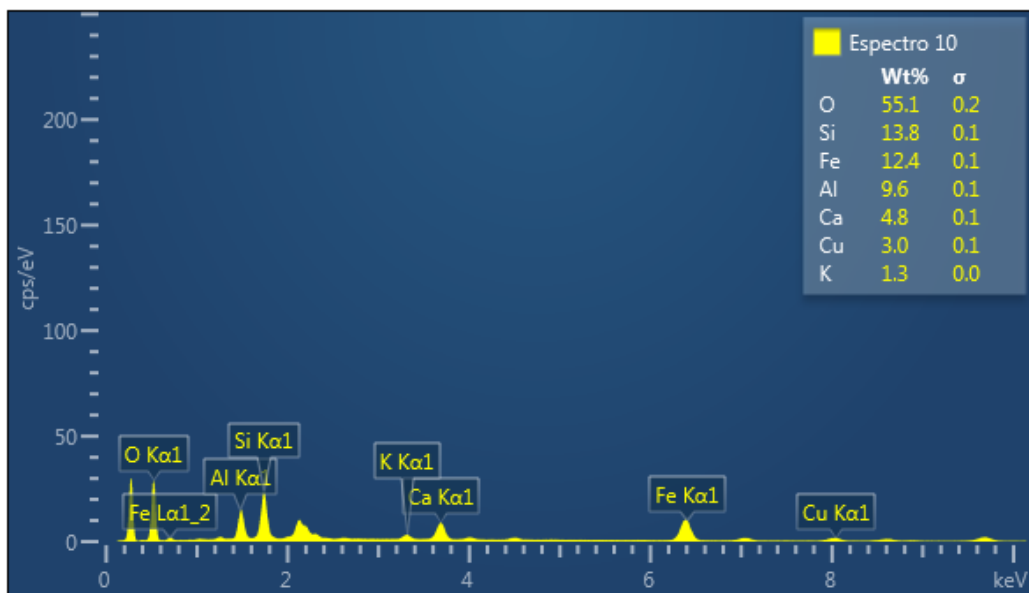
**Figura 84. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostras de sujidade no módulo de silício**



Fonte: Arquivo do autor.

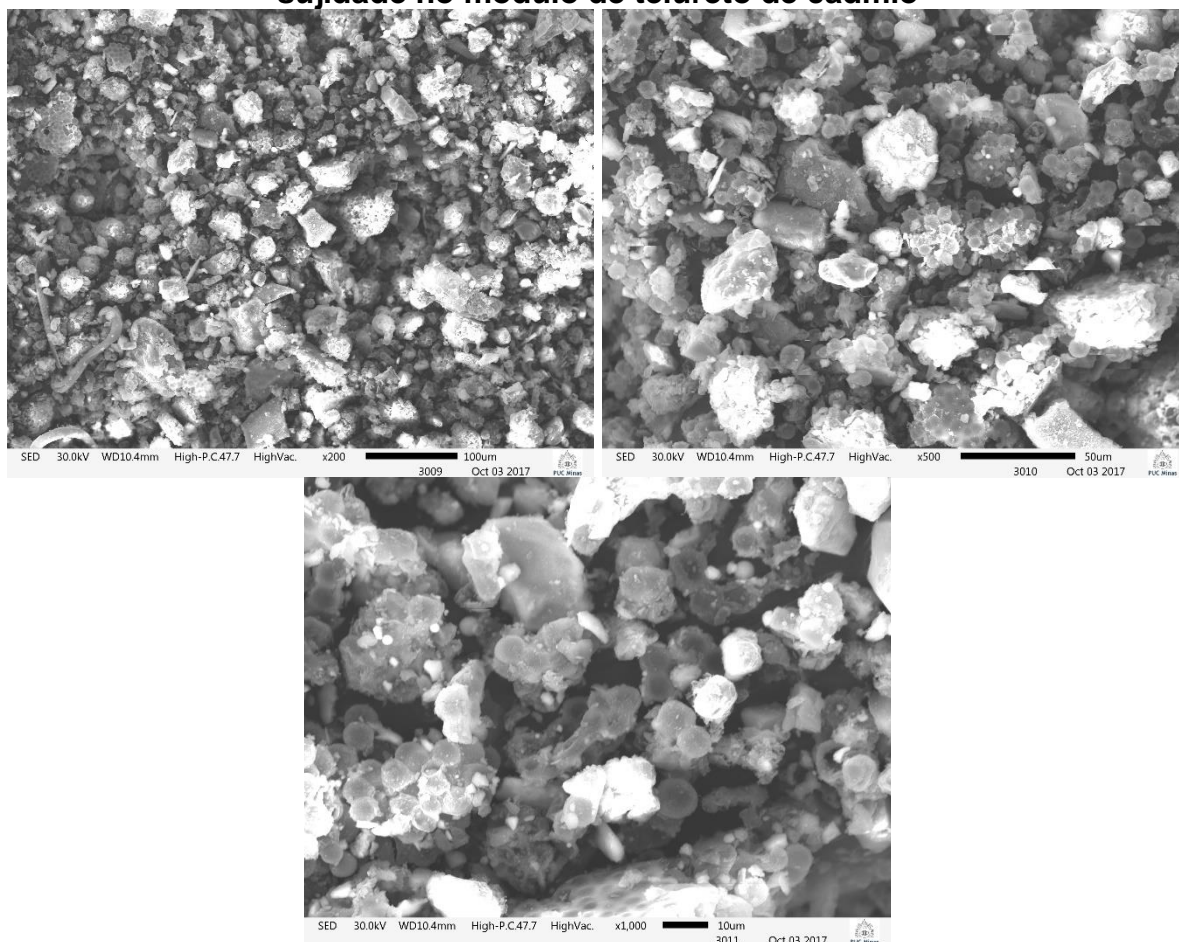


**Figura 85. Espectro EDS para amostra de sujidade no módulo de telureto de cádmio**



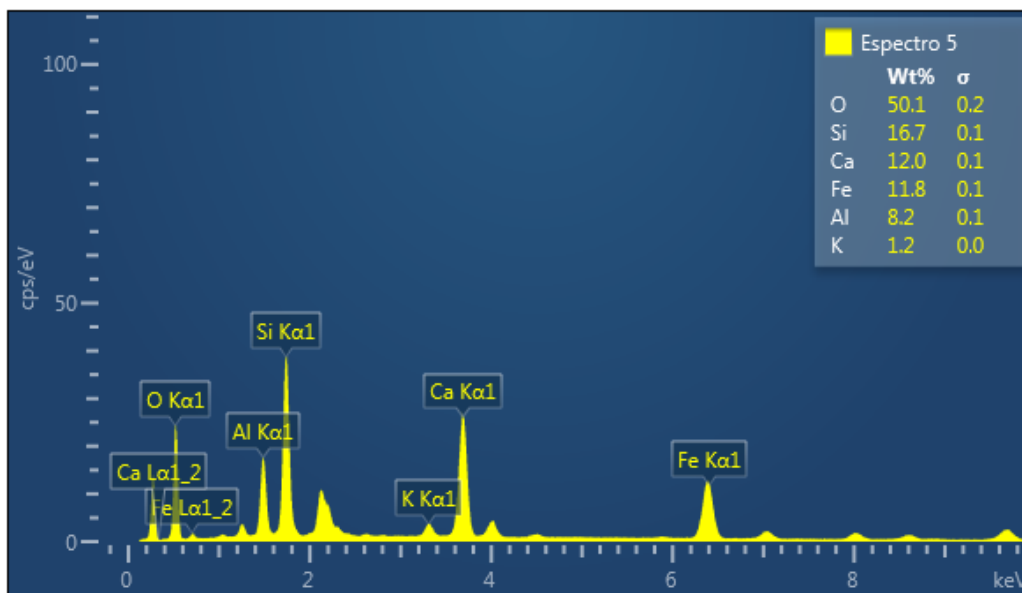
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 86. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostra de sujidade no módulo de telureto de cádmio**



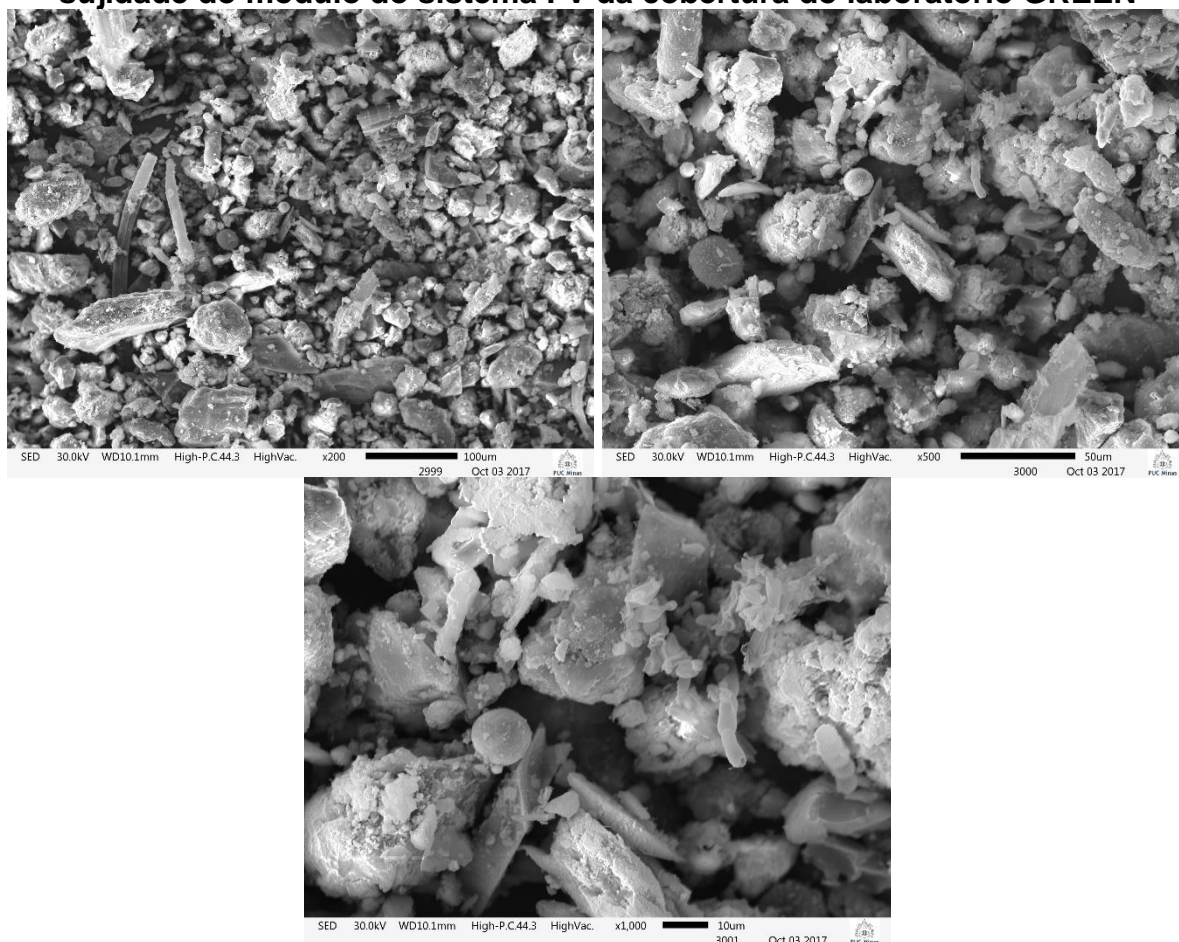
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 87. Espectro EDS para amostra de sujeira do módulo do sistema FV da cobertura do laboratório GREEN**



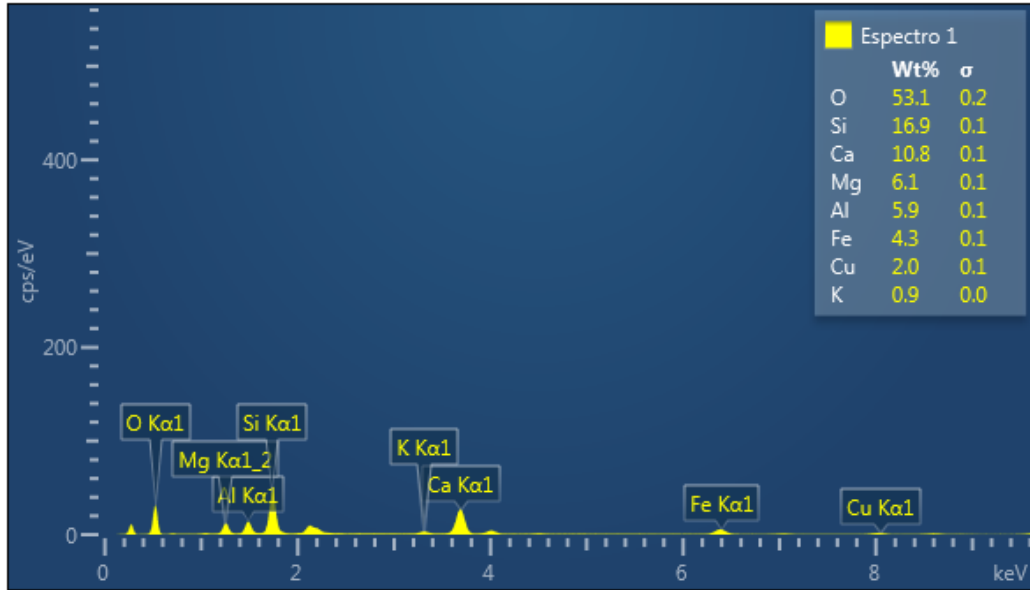
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 88. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostras de sujeira do módulo do sistema FV da cobertura do laboratório GREEN**



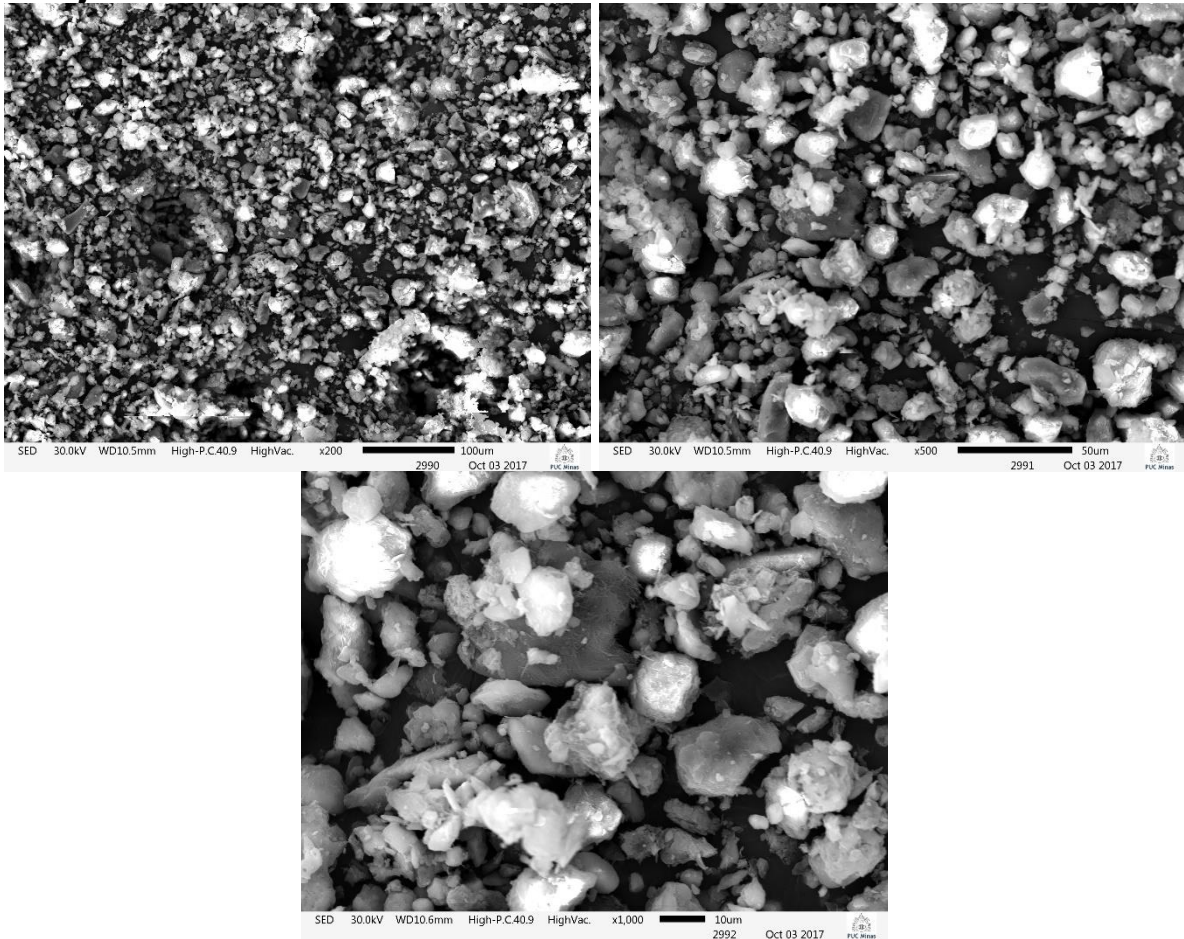
Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 89. Espectro EDS para amostra de sujidade de módulos do sistema FV da cobertura do Estádio do Mineirão**



Fonte: Arquivo do autor.

**Figura 90. Imagens de microscopia eletrônica de varredura para amostra de sujidade de módulos do sistema FV da cobertura do Estádio do Mineirão**



Fonte: Arquivo do autor.



## 6 CONCLUSÕES

Conhecer os efeitos da sujidade nos módulos fotovoltaicos, no que diz respeito ao desempenho e degradação, permite estudar possibilidades de diminuição do impacto da deposição de sujidade nos módulos.

O campo de estudo do impacto da sujidade no setor fotovoltaico é muito recente e carece de novas pesquisas que buscam a diminuição da perda de produção de energia devido a deposição de sujidade.

Este trabalho permitiu mensurar o tamanho da perda de produção de energia acarretada para módulos de silício multicristalino e módulos de telureto de cádmio.

A partir de vários testes foi possível calcular as relações de perda por sujidade através dos parâmetros de corrente de curto-circuito e potência máxima.

Concluiu-se que as células solares do módulo de silício são extremamente sensíveis à deposição de sujidade não uniforme, apresentando um significativo aquecimento em comparação as demais células do módulo. Foram avaliadas diferenças de temperatura de mais de 30°C entre uma célula submetida a deposição de sujidade não uniforme e as demais células do módulo. E em mais de uma condição, a temperatura de operação máxima declarada pelo fabricante foi ultrapassada. Isto confirma o fato de que células que operam sob condição de deposição de sujidade não uniforme se degradam precocemente, o que diminui a produção de energia de todo o módulo.

No aspecto de desempenho, o módulo de silício tem perdas de produção de energia significativas. Na condição de deposição não uniforme, o ponto de máxima potência é deslocado, devido à ação dos diodos de *by-pass*. Este fato diminui a produção de energia do módulo e o simples fato de remover a sujidade da cobertura do módulo retorna a produção de energia para os limites esperados.

O módulo de telureto de cádmio também apresentou queda de produção de energia quando submetido à deposição de sujidade, entretanto os impactos referentes a deposição de sujidade não uniforme são muito menores do que os verificados no módulo de silício.

Não foi observado aumento de temperatura devido à deposição de sujidade não uniforme, como ocorreu com a tecnologia de silício. Isto indica que o módulo de telureto de cádmio responde melhor às condições de sombreamento parcial ou total se comparado ao silício.



Verificou-se que a produção de energia do módulo de telureto de cádmio reduz significativamente quando ocorre deposição de sujidade não uniforme sobre uma célula inteira. Áreas menores que compreendiam células inteiras quando expostas a deposição de sujidade não uniforme impactavam mais na produção de energia do módulo do que áreas maiores que não compreendiam o todo das células e que estavam sujeitas ao mesmo nível de deposição de sujidade não uniforme. Concluiu-se, portanto, que a posição ideal para instalação de um módulo de telureto de cádmio é sempre na posição em que as células estejam perpendiculares ao solo, não permitindo que aconteçam deposições de sujidade que cubram uma célula por inteiro.

Fenômeno parecido foi verificado no módulo de silício. É desejável que os módulos de silício sejam instalados na posição horizontal, pois concluiu-se que a deposição de sujidade não uniforme na faixa inferior do módulo impacta mais a produção de energia do que o acúmulo de sujidade não uniforme na faixa lateral vertical do módulo.

Diante desses impactos, é fortemente recomendado que as relações de perdas por deposição de sujidade em módulos de silício cristalino sejam avaliadas levando-se em consideração a potência máxima do módulo e não apenas a corrente de curto-circuito, devido à ação do diodo de *by-pass*. Para o módulo de telureto de cádmio, verificou-se que as relações de perda por sujidade, levando-se em consideração a potência máxima, foram muito próximas das relações de perda por sujidade utilizando-se a corrente de curto-circuito.

Quanto a caracterização da sujidade na cidade de Belo Horizonte concluiu-se que a cidade possui minerais e partículas semelhantes aos de outras cidades de Minas Gerais. Verificou-se através do espectro EDS a presença, em sua maior parte, de elementos como oxigênio, silício, ferro, cálcio, alumínio e potássio.

## 7 BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.** Maio/2017.

ALONSO GARCÍA, M. C.; HERRMANN, W.; BÖHMER, W.; PROISY, B. **Thermal and electrical effects caused by outdoor hot-spot testing in associations of photovoltaic cells.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Julho, 2013.

ALONSO GARCÍA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. **Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic panel.** Solar Energy Materials and Solar Cells, 2006.

BRILL, F. **PSEG building solar farms - and not just in New Jersey.** EnviroPolitics Blog, 16 nov. 2012. Disponível em: <<http://enviropoliticsblog.blogspot.com.br/2012/11/pseg-building-solar-farms-and-not-just.html#.WtZdzExFyhd>>. Acesso em 25 jul. 2017.

BURTON, P. D.; KING, B. H. **Spectral sensitivity of simulated photovoltaic module soiling for a variety of synthesized soil types.** IEEE J. Photovoltaics, vol. 4, no. 3, pp. 2156–3381, Maio 2014.

CANADA, S. **Quality assurance: impacts of soiling on utility-scale PV system performance.** SolarPro Magazine, pp. 14-20, maio, 2013.

CANO, Jose; JOHN, Jim Joseph; TATAPUDI, Sai; TAMIZHMANI, Govindasamy. **Effect of Tilt Angle on Soiling of Photovoltaic Modules.** IEE 2014.

COSTA, Suellen C. Silva; ABREU, Amanda M. F. Veloso; VIANA, Marcelo Machado; BRITO, Pedro Paiva; DE ASSIS, Marcelus Vasconcelos; MAIA, Cristiana Brasil; KAZMERSKI, Lawrence L.; DINIZ, Antonia Sônia A. C. **Caracterização Físico-**

**Química da Sujidade Depositada sobre Módulos Fotovoltaicos Instalados em Zonas Climáticas de Minas Gerais.** Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, Brasil, 2016.

DAJUMA, Alima; YAHAYA, Saleye; TOURÉ, Siaka; DIEDHIOU, Arona; ADAMOU, Rabani; KONARÉ, Abdourahamane; SIDO, Mariama; GOLBA, Michel. **Sensitivity of Solar Photovoltaic Panel Efficiency to Weather and Dust over West Africa: Comparative Experimental Study between Niamey (Niger) and Abidjan (Côte d'Ivoire).** Computational Water, Energy, and Environmental Engineering, 2016.

DE SOTO, W.; KLEIN, S.A.; BECKMAN, W.A. **Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance.** Solar Energy, Elsevier. 2006.

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. - **Solar engineering of thermal processes.** 4 ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.

EL-SHOBOKSHY, M.; HUSSEIN, F. **Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on to its surface.** Renewable Energy, vol. 3, nos. 6/7, pp. 585–590, 1993.

EL-SHOBOKSHY, M.; HUSSEIN, F. **Effect of dust with diferente physical properties on the performance of photovoltaic cells.** Sol. Energy, vol. 51, pp. 505–511, 1993.

FIGUEIREDO, Marcos. **Infraestrutura – Investimento em qualidade, conforto e tecnologia.** Revista PUC Minas. ISSN 2525-4731X. 2016

FUJIWARA, Fabián, REBAGLIATI, Raúl Jiménez; DAWIDOWSKI, Laura; GÓMEZ, Darío; POLLA, Griselda; PEREYRA, Victoria; SMICHOWSKI, Patricia. **Spatial and chemical patterns of size fractionated road dust collected in a megacity.** Original Research Article Atmospheric Environment, Volume 45, Issue 8, Páginas 1497-1505, Março 2011.

GARCIA, M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; PEREZ, M. **Soiling and other optical losses in solar tracking PV plants in Navarra**. Progress in Photovoltaics, vol. 19, no. 2, pp. 211-217, 2011.

GOSTEIN, Michael; DUSTER, Tim; THUMAN, Christopher. **Accurately Measuring PV Soiling Losses With Soiling Station Employing Module Power Measurements**. IEEE, 2015.

GOSTEIN, Michael; LITTMANN, Bodo; CARON, J. Riley; DUNN, Lawrence. **Comparing PV power plant soiling measurements extracted from PV module irradiance and power measurements**. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), IEEE 39th, 2013.

GOSTEIN, Michael; CARON, J. Riley; LITTMANN, Bodo. **Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants**. IEEE, 2014

GOSTEIN, Michael; LITTMANN, Bodo; CARON, J. Riley; DUNN, Lawrence. **PV Module Soiling Measurement Uncertainty Analysis**. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), IEEE 39th, 2013.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. **Photovoltaic Power Systems Programme**. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 04 maio. 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60891**: Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. IEC, 2009.

JAVED, Wasim; GUO, Bing; WUBULIKASIMU, Yiming; FIGGIS, Benjamin W. **Photovoltaic Performance Degradation Due to Soiling and Characterization of the Accumulated Dust**. International Conference on Power and Renewable Energy. IEEE, 2016.

JIANG, H; LU, L; SUN, K. **Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic modules.** Atmos Environ, 45:4299, 2011.

JOHN, JIM J.; WARADE, Sonali; TAMIZHMANI, Govindasamy; KOTTANTHARAYIL, Anil. **Study of Soiling Loss on Photovoltaic Modules With Artificially Deposited Dust of Different Gravimetric Densities and Compositions Collected From Different Locations in India.** IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 6, NO. 1, Janeiro, 2016.

JOHN , J.; TATAPUDI, Sai; TAMIZHMANI, Govindasamy, “**Influence of soil layer on quantum efficiency and spectral reflectance on crystalline silicon PV modules.** IEEE Photovoltaics Spec. Conf., Denver, CO, EUA, 2014.

KLUGMANN-RADZIEMSKA, EWA. **Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland.** Renewable Energy 78 (2015) 418-426, 2015.

KARMOUCH, Rachid; EL HOR, Hamid. **Solar Cells Performance Reduction under the Effect of Dust in Jazan Region.** Journal of Fundamentals of Renewable Energy and Applications, 2017.

KAZMERSKI, Lawrence L.; AL JARDAN, Mohammed; AL JNOOBI, Yasser; AL SHAYA, Yousef; JOHN, Jim J. **Ashes to Ashes, Dust To Dust: Averting a Potential Showstopper for Solar Photovoltaics.** Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), IEEE 40th, 2014.

KAZMERSKI, Lawrence L.; DINIZ, Antonia Sônia A. C.; MAIA, Cristiana Brasil; VIANA, Marcelo Machado; COSTA, Suellen c. Silva; BRITO, Pedro P.; CAMPOS, Cláudio Dias; HANRIOT, Sérgio de Moraes; CRUZ, Leila Rosa de Oliveira. **Soiling particle interactions on PV modules: Surface and inter-particle adhesion and chemistry effects.** IEEE Portland, OR, EUA, 2016.

KAZMERSKI, Lawrence L.; DINIZ, Antonia Sônia A. C.; MAIA, Cristiana Brasil; VIANA, Marcelo Machado; COSTA, Suellen c. Silva; BRITO, Pedro P.; CAMPOS, Cláudio Dias; NETO, Lauro V. Machado; HANRIOT, Sérgio de Moraes; CRUZ, Leila Rosa de Oliveira. **Fundamental studies of the adhesion of dust to PV module chemical and physical relationships at the microscale.** IEEE Journal of Photovoltaics vol. 6, pp. 719-729, 2016.

KIMBER, A. **The effect of soiling on photovoltaic systems located in arid climates.** 22 European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milão, Itália, 2007.

LORENZO, Eduardo. **Electricidad Solar**, Promotora General de Estudios, 2000.

LORENZO, E; MORETÓN, R., LUQUE, I. **Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns,** PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, 2013.

MANI, M.; PILAI, R. **Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations.** Renewable Sustainable Energy Rev., vol. 14, pp. 3124–3131, 2010.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Atonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPEL – CRESESB. 2014.

QASEM , H.; BETTS, T. R.; MULLEJANS H; AL BUSARI, H.; GOTTSCHALG, R. **Dust induced shading on photovoltaic modules.** Prog. Photovoltaics, Res. Appl., vol. 22, pp. 218–226, 2014.

QASEM , H.; BETTS, T. R.; GOTTSCHALG, R. **Spatially-resolved modelling of dust effect on cadmium telluride photovoltaic modules.** Solar Energy. Volume 90, Pages 154-163. Elsevier, abril, 2013.

RYAN, C. P.; Vignola, F.; McDaniels, D. K. **Solar cell arrays: degradation due to dirt.** American Section of the International Solar Energy Society, pp. 234-237, Denver, Colorado, jun 1989.

SARVER, Travis, AL-QARAGHULI, Ali; KAZMERSKI, Lawrence 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, 2013.

SJERPS-KOOMEN, E. A.; ALSEMA, E. A.; TURKENBURG, W. C. **A simple model for PV module reflection losses under field conditions.** Solar Energy, vol. 57. 1996.

TAMIZHMANI, Govindasamy; KUITCHE, Joseph. **Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules.** Solar America Board for Codes and Standards. Julho, 2013.

TA, W; XIAO, H; QU, J; XIAO, Z; YANG, G; WANG, T. **Measurements of dust deposition in Gansu Province, China, 1986 - 2000.** Geomorphology 57:41, 2004.

ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos A. B; DE OLIVEIRA, Sérgio H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Oficina de Textos, 2012.

ZORRILLA-CASANOVA, J.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; BERNAOLA, P.; CARPENA, P.; MORA-LÓPEZ, L.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. **Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules.** World Renewable Energy Congress 2011, Linköping, Suécia, 2011.

ZORRILLA-CASANOVA, J, PILIOUGINE, M, CARRETERO, J; BERNAOLA-GALVÁN, P; CARPENA, P; MORA-LOPEZ, L; SIDRACH-DE-CARDONA, M. **Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2012.