

ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS - PGETEMA

JÉFERSON FERRONATO

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO E SUJIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PRODUZIDOS
COM CÉLULAS SOLARES DE SILÍCIO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS APÓS 6 ANOS DE
OPERAÇÃO**

Porto Alegre
2022

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica
do Rio Grande do Sul

Ficha Catalográfica

F396a Ferronato, Jéferson

Análise da degradação e sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício de diferentes tecnologias após 6 anos de operação / Jéferson Ferronato. – 2022.

84 f.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PUCRS.

Orientadora: Profa. Dra. Izete Zanescó.

Coorientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

1. Módulos fotovoltaicos. 2. Degradação. 3. Efeito da sujidade. 4. Defeitos visuais. I. Zanescó, Izete. II. Moehlecke, Adriano. III. , . IV. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bibliotecária responsável: Clarissa Jesinska Selbach CRB-10/2051



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
 ESCOLA POLITÉCNICA
 PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**Análise da Degradação e Sujidade de Módulos
 Fotovoltaicos Produzidos com Células Solares de Silício de
 Diferentes Tecnologias após 6 Anos de Operação**

CANDIDATO: JÉFERSON FERRONATO

Esta Dissertação de Mestrado foi julgada para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

DRA. IZETE ZANESCO - ORIENTADORA

DR. ADRIANO MOEHLECKE - COORIENTADOR

BANCA EXAMINADORA

**DRA. ALINE CRISTIANE PAN - MESTRADO NACIONAL PROFISSIONAL EM ENSINO
 DE FÍSICA - UFRGS**

DR. RUBEM MÁRIO FIGUEIRÓ VARGAS - DO PGETEMA - PUCRS

PUCRS

Campus Central

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 507 - CEP: 90619-900

Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625

E-mail: engenharia.pg.materiais@puccrs.br

www.puccrs.br/politecnica

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO E SUJIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
PRODUZIDOS COM CÉLULAS SOLARES DE SILÍCIO DE DIFERENTES
TECNOLOGIAS APÓS 6 ANOS DE OPERAÇÃO**

JÉFERSON FERRONATO
ENGENHEIRO DE ENERGIA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Porto Alegre

Março, 2022



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO E SUJIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
PRODUZIDOS COM CÉLULAS SOLARES DE SILÍCIO DE DIFERENTES
TECNOLOGIAS APÓS 6 ANOS DE OPERAÇÃO**

JÉFERSON FERRONATO
ENGENHEIRO DE ENERGIA

ORIENTADORA: Profa. Dra. Izete Zanesco
CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Adriano Moehlecke

Dissertação de Mestrado realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

Porto Alegre
Março, 2022

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de estudos que possibilitou realizar o mestrado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais e ampliar meu conhecimento.

Também gostaria de agradecer a Profa. Eleani Maria da Costa pelo uso do microscópio óptico do fabricante Zeiss, modelo Stemi 305, localizado no Laboratório de Materiais (LAMAT).

Por último, gostaria de também agradecer a orientadora dessa dissertação Izete Zanesco pelo suporte e apoio durante todo período da pós-graduação.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	19
1.1. Contextualização	19
1.2. Objetivos	21
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1. A Célula Solar	23
2.2. Constituição e Características do Módulo Fotovoltaico.....	26
2.2.1. <i>Estrutura do Módulo Fotovoltaico de Células Solares de Silício Cristalino</i>	26
2.2.2. <i>A Curva Característica de um Módulo Fotovoltaico</i>	27
2.2.3. <i>Influência da Irradiância e Temperatura nas Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico.....</i>	29
2.3. Planta Piloto de Módulos Fotovoltaicos	31
2.3.1 <i>O Projeto de P&D.....</i>	31
2.3.2 <i>Fabricação e Classificação das Células Solares</i>	32
2.3.3 <i>Fabricação de Módulos Fotovoltaicos.....</i>	35
2.4. Degradação e Sujidade de Módulos Fotovoltaicos.....	37
2.4.1. <i>Inspeção Visual.....</i>	37
2.4.2. <i>Sujidade.....</i>	37
2.4.3. <i>Degradação de Módulos Fotovoltaicos.....</i>	39
3. METODOLOGIA	41
3.1. Método de Caracterização Elétrica dos Módulos Fotovoltaicos	41
3.2. Sistema Fotovoltaico Instalado	43
3.3. Análise Visual e Avaliação da Degradação e Sujidade.....	45
4. RESULTADOS E ANÁLISE	47
4.1. Análise de Defeitos Visuais	47
4.2. Características e Parâmetros Elétricos Iniciais dos Módulos Fotovoltaicos	50
4.3. Parâmetros Elétricos após 77 Meses de Operação	53

4.4. Avaliação do Efeito da Sujidade nos Parâmetros Elétricos	58
4.4.1. <i>Influência da Sujidade nos Módulos com Células Solares sem Campo Retrodifusor</i>	<i>58</i>
4.4.2. <i>Influência da Sujidade nos Módulos com Células Solares com Campo Retrodifusor de Alumínio.....</i>	<i>63</i>
4.4.3. <i>Comparação da Influência da Sujidade em Módulos com Células Solares com e sem Campo Retrodifusor de Alumínio.....</i>	<i>66</i>
4.5. Análise da Degradação dos Parâmetros Elétricos.....	68
4.5.1. <i>Degradação nos Módulos com Células Solares sem Campo Retrodifusor</i>	<i>68</i>
4.5.2. <i>Degradação nos Módulos com Células Solares com Campo Retrodifusor de Alumínio.....</i>	<i>71</i>
4.5.3. <i>Comparação da Degradação de Módulos com Células Solares com e sem Campo Retrodifusor de Alumínio</i>	<i>75</i>
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	77
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Aumento da potência instalada global em sistemas fotovoltaicos entre 2010 e 2020 (IEA, 2021).	20
Figura 2 – Percentual do mercado mundial de células solares de silício produzidas com diferentes tecnologias em 2016. Adaptado de ITRPV, (2017).	25
Figura 3 – Percentual do mercado mundial de células solares de silício produzidas com diferentes tecnologias em 2020. Adaptado de ITRPV, (2021).	25
Figura 4 – Componentes construtivos de um módulo fotovoltaico (Moehlecke e Zanesco, 2007).	26
Figura 5 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).	28
Figura 6 – Curva I-V de um módulo exposto a uma irradiância de 1000 W/m ² em diferentes temperaturas (Ruschel <i>et al.</i> , 2015).	29
Figura 7 – Influência da temperatura na V_{OC} , I_{SC} e P_{MP} de uma célula fotovoltaica que constitui o módulo fotovoltaico modelo Tiger Pro72HC, da Jinko Solar, apresentada na folha de dados.	30
Figura 8 – Estrutura das células (a) sem campo retrodifusor de Al; (b) com campo retrodifusor de Al.	33
Figura 9 – Célula solar de silício fabricada em escala piloto no NT-Solar/PUCRS (Moehlecke e Zanesco, 2010).	33
Figura 10 – Distribuição das células solares sem campo retrodifusor fabricadas em escala piloto no NT-Solar/PUCRS.	34
Figura 11 – Distribuição das células solares com campo retrodifusor fabricadas em escala piloto no NT-Solar/PUCRS.	34
Figura 12 – Módulo fotovoltaico fabricado em escala piloto.	35
Figura 13 – Curvas I-V de módulos fotovoltaicos fabricados com células com e sem campo retrodifusor de alumínio (Zanesco <i>et al.</i> , 2011).	36
Figura 14 – Degradação da potência no ponto de máxima potência (P_{MP}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), da tensão de circuito aberto (V_{OC}), do fator de forma (FF) e da corrente (I_{PM}) e tensão (V_{PM}) no ponto de máxima potência, de um dos módulos fotovoltaicos mantido na temperatura de 100 °C com	

irradiância produzida por um simulador solar durante 240 h (15.000 min) (Ciesla <i>et al.</i> , 2021)	40
Figura 15 – (a) Suporte com a lâmpada xenônio e (b) fonte de tensão elétrica do simulador solar PSS8 produzido pela empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG.....	42
Figura 16 – Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos na câmara de medição da curva I-V.....	43
Figura 17 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico medida com o simulador solar.....	44
Figura 18 – Arranjo fotovoltaico com os módulos produzidos em escala piloto, instalado na Universidade Petrobras, no Rio de Janeiro.....	44
Figura 19 – Trilhas de caracol observadas nas: (a) bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares.	48
Figura 20 - Ilustração das trilhas de caracol nas bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.....	49
Figura 21 – Comparação das trilhas de caracol: (a) nas bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.....	49
Figura 22 - Trilhas de caracol nas regiões afastadas das bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.	50
Figura 23 - Tensão de circuito aberto de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.....	59
Figura 24 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.....	60
Figura 25 - Fator de forma de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.	61
Figura 26 - Potência de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.....	62
Figura 27 - Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.....	63
Figura 28 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.....	64

Figura 29 - Fator de forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.	65
Figura 30 – Potência de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.	66
Figura 31 – Variação percentual média da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) dos módulos fotovoltaicos fabricados com e sem BSF, sobre a influência de sujidade.	67
Figura 32 – Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	68
Figura 33 – Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	69
Figura 34 - Fator de Forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	70
Figura 35 - Potência de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	71
Figura 36 – Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	72
Figura 37 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	73
Figura 38 - Fator de Forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	74
Figura 39 - Potência de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.	75
Figura 40 - Variação percentual média da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com e sem BSF, após 77 meses de operação, sem sujidade.	76

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1 – Valores médios de tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de al.....36
- Tabela 2 – Características técnicas do simulador solar PSS8 produzido pela empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG.....42
- Tabela 3 – Número total e número de módulos fotovoltaicos com trilhas de caracol em regiões afastadas da borda (módulos com trilhas de caracol), produzidos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF).....47
- Tabela 4 - Valores iniciais, medidos após a fabricação, da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência para todos os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF e instalados no sistema fotovoltaico na Universidade Petrobras.....51
- Tabela 5 - Valores iniciais, medidos após a fabricação, da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF e instalados no sistema fotovoltaico na Universidade Petrobras.....52
- Tabela 6 - Tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF, com presença de sujidade na superfície frontal após 77 meses em operação.....54
- Tabela 7 - Tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF, com presença de sujidade na superfície frontal após 77 meses em operação.....55
- Tabela 8 - Tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF, sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses em operação.....56

- Tabela 9 - Tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF, sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses em operação.....57
- Tabela 10 - Valores médios da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de Al com presença de sujidade, após 77 meses de operação.58
- Tabela 11 - Valores médios de tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de Al sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses de operação.....58

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BSF	<i>Back Surface Field</i>
E	Carga Elementar
ECT	Temperatura equivalente da célula solar
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EVA	Copolímero de-Etileno acetato de vinila
FF	Fator de forma
FINEP	Financiadora de estudos e projetos
FV	Módulo fotovoltaico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
I_L	Corrente fotogerada
I_{MP}	Corrente elétrica no ponto de máxima potência
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
I_0	Corrente elétrica de saturação
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
k	Constante de Boltzmann
LeTID	Degradação induzida por irradiância solar e alta temperatura
LID	Degradação induzida pela irradiação
NBR	Norma brasileira
NT-Solar	Núcleo de Tecnologia em Energia Solar
PERC	Célula solar com emissor e face posterior passivada
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
P_{MP}	Potência no ponto de máxima potência
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

T	Temperatura absoluta da célula solar
T_{ef}	Temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos
V_{MP}	Tensão elétrica no ponto de máxima potência
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
η	Eficiência

RESUMO

FERRONATO, Jéferson. **Análise da Degradação e Sujidade de Módulos Fotovoltaicos Produzidos com Células Solares de Silício de Diferentes Tecnologias após 6 Anos de Operação**. Porto Alegre. 2021. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Considerando a durabilidade de longo prazo, superior a 30 anos, dos módulos fotovoltaicos, o objetivo desta dissertação é comparar e analisar a degradação, defeitos visuais e a influência da sujidade em módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício com e sem campo retrodifusor de alumínio (BSF-Al), após 77 meses de operação em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. As células solares e os 60 módulos fotovoltaicos foram produzidos em escala piloto e instalados na Universidade Petrobras, sendo 28 com células solares sem BSF e 32 com BSF-Al. Todos os módulos fotovoltaicos foram caracterizados com o auxílio de um simulador solar antes da entrada em operação e após 77 meses em operação. Avaliaram-se os defeitos por meio da análise visual e a influência da sujidade nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos após 77 meses em operação bem como comparou-se a degradação da potência e dos demais parâmetros elétricos. Constatou-se a existência de “trilhas de caracol”, descoloração que parece uma trilha de caracol no vidro frontal, que ocorre principalmente nas bordas de todas as células solares, independente da estrutura das mesmas. Os módulos produzidos com células solares sem BSF-Al foram os que apresentaram uma maior degradação, de aproximadamente 4,7% de redução na potência no ponto de máxima potência (P_{MP}) em 77 meses de operação. Nos módulos com células solares com BSF-Al a queda da P_{MP} foi de apenas 0,3% por ano, inferior aos valores dos módulos comercializados. Nos dispositivos com ambos tipos de células solares de silício observou-se que a sujidade produziu uma redução na P_{MP} de mais de 2,8%. O parâmetro elétrico mais afetado pela sujidade e degradação foi a corrente de curto-circuito, tendo sido mais afetada pela sujidade do que pela degradação.

Palavras-Chaves: Módulos fotovoltaicos, Degradação, Efeito da sujidade, Defeitos Visuais.

ABSTRACT

FERRONATO, Jéferson. **Analysis of degradation and soiling of photovoltaic modules produced with silicon solar cells of different technologies after 6 years of operation**. Porto Alegre. 2021. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

Considering the long-term durability, higher than 30 years, of photovoltaic modules, the objective of this master thesis is to compare and analyze the degradation and the influence of soiling in photovoltaic modules produced with silicon solar cells with and without aluminum back surface field (BSF- Al), after 77 months of operation in a grid-connected photovoltaic system. The solar cells and the 60 photovoltaic modules, of which 28 were assembled with solar cell without BSF and 32 with BSF-Al, were produced in a pilot scale and installed at the Petrobras University. All photovoltaic modules were characterized in a solar simulator after the manufacturing and after 77 months of operation. Defects were evaluated through visual analysis and the influence of soiling on the electrical parameters of photovoltaic modules after 77 months of operation was analyzed. The degradation of output power and electrical parameters of the photovoltaic modules produced with solar cells with and without aluminum back surface field were also compared. The existence of "snail trails" was found, mainly on the edges of all solar cells, regardless of their structure. The modules produced with solar cells without BSF-Al showed the highest degradation, with approximately 4.7% of reduction in the output power at the maximum power point (P_{MP}) in 77 months of operation. In modules with solar cells with BSF-Al, the P_{MP} drops only 0.3% per year, lower than the values of commercialized modules. In devices with both types of silicon solar cells the soiling produced a reduction in the P_{MP} higher than 2.8%. The electrical parameter most affected by soiling and degradation was the short-circuit current and it was more affected by the soiling than by the degradation.

Key-words: Photovoltaic modules, Degradation, Effect of soiling, Visible defects.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Contextualização

Fatos relacionados à pandemia COVID-19 como fechamento de empresas, quarentena e o distanciamento social fizeram com que o consumo de energia elétrica diminuísse em 2020, trazendo mudanças nos padrões de vida. A pandemia também resultou em atrasos no envio e entregas de módulos fotovoltaicos, atraso no licenciamento e construção de projetos, agravando os desafios presentes em alguns mercados. No entanto, embora o crescimento em alguns mercados tenha ficado abaixo das expectativas em 2020, a tecnologia fotovoltaica conseguiu alcançar o maior aumento de potência instalada já visto em um único ano.

No ano de 2020, o mercado da tecnologia fotovoltaica alcançou outro recorde, com novas instalações, atingindo a potência instalada de 139 GWp e aumentando a potência instalada total global para 760 GWp, incluindo sistemas conectados à rede e isolados. Na Figura 1 mostra-se o aumento da potência instalada global da tecnologia fotovoltaica entre 2010 e 2020 (IEA, 2021).

Um aumento da potência instalada com a tecnologia fotovoltaica de aproximadamente 8 % é esperado para 2021, com o acréscimo de mais de 145 GW (IEA, 2021). Um dos fatores, que contribuem para esse aumento gradativo anual da potência instalada de sistemas fotovoltaicos, é a redução de custos dessa tecnologia, sendo em vários países a opção de menor investimento. O preço dos módulos fotovoltaicos decai ano após ano entre 10 % e 20 %. O preço médio no final de 2020 foi da ordem de 0,21 dólar por Wp (ITRPV, 2021).

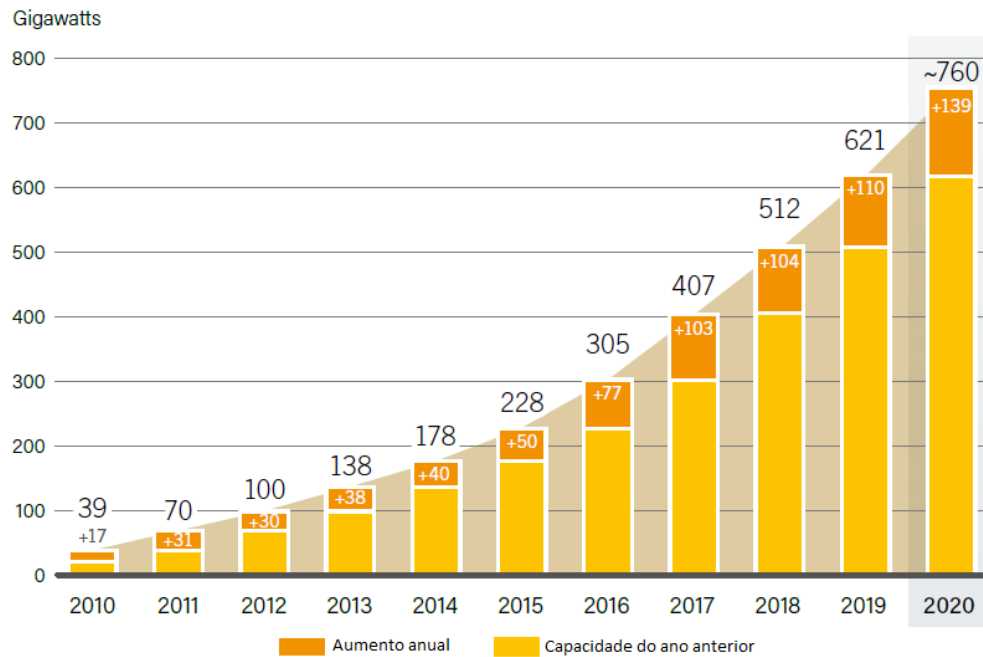


Figura 1 – Aumento da potência instalada global em sistemas fotovoltaicos entre 2010 e 2020 (IEA, 2021).

Na América Latina, o Brasil é um dos países que se destaca no mercado de sistemas fotovoltaicos, ocupando a 9ª posição em aumento de potência instalada no ano de 2020, com o total de 3,1 GW (IEA, 2021). O aumento nas instalações de sistemas fotovoltaicos foi de 68,6% em relação a 2019, sendo que pelo segundo ano seguido grande parte desse aumento se deve ao setor de geração distribuída, contribuindo com 2,5 GW (IEA, 2021). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), até 2021, no Brasil a potência instalada em sistemas fotovoltaicos foi de 13,4 GW.

Em comparação a outras fontes de energia renovável, os sistemas fotovoltaicos não produzem gases de efeito estufa ou outros resíduos quando instalados e em operação, podem ser instalados em uma ampla variedade de locais e também possuem a vantagem de poder ser ampliados aos poucos. Adicionalmente, os sistemas fotovoltaicos possuem pouca manutenção devido à ausência de partes móveis, são sistemas altamente confiáveis, os produzidos a partir de silício podendo durar mais de vinte e cinco anos. Além disso, a radiação solar está disponível em todo o planeta e a maior parte dos materiais envolvidos na fabricação de um módulo fotovoltaico (FV) que são silício, vidro e alumínio são abundantes e pouco contaminantes.

No entanto, durante a operação em um sistema fotovoltaico, a performance dos módulos é afetada pelas condições do ambiente e de instalação, que podem provocar a redução da potência elétrica produzida e/ou criar defeitos, sendo alguns identificados por inspeção visual (Liu *et al*, 2015).

A degradação dos módulos fotovoltaicos em operação em sistemas e a redução da potência por efeitos externos como sujidade e temperatura afetam a garantia dos dispositivos. Também é de grande importância aos investidores e consumidores, pois influencia no dimensionamento do sistema fotovoltaico e nas projeções de produção de energia elétrica. Consequentemente, o custo de produção da energia elétrica e a análise de retorno do investimento também são afetados. Considerando a evolução da tecnologia de módulos fotovoltaicos, a estrutura e os materiais utilizados na produção das células solares impactam na degradação dos dispositivos fotovoltaicos (Ciesla *et. al*, 2021).

Outro parâmetro externo, que afeta a potência elétrica produzida, é a sujidade que depende do local e das condições de instalação do arranjo fotovoltaico. Em locais com baixa umidade, como por exemplo em regiões áridas, aonde há aerossóis naturais na atmosfera, o impacto da sujidade pode reduzir a energia elétrica produzida em até 39%, porém, em locais com altos índices pluviométricos, a redução na produção de energia pode ser de apenas 1% (Cordero *et al.*, 2018).

1.2. Objetivos

Considerando que o aumento das instalações de sistemas fotovoltaicos, as diferentes tecnologias de células solares e a redução da potência dos módulos fotovoltaicos em operação são temas que merecem investigação, o objetivo desta dissertação é comparar e analisar a degradação, os defeitos visuais e a influência da sujidade de módulos fotovoltaicos produzidos com células solares de silício com e sem campo retrodifusor de alumínio após 6 anos de operação em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. As células solares e os módulos fotovoltaicos foram desenvolvidos em escala piloto de produção no Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) e instalados na Universidade Petrobrás, no Rio de Janeiro.

Os objetivos específicos são:

- Identificar e avaliar os defeitos por meio da análise visual e comparar os resultados nos módulos fotovoltaicos produzidos com células solares com e sem campo retrodifusor de alumínio.

- Determinar a influência da sujeira nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos após 6 anos em operação.

- Quantificar a degradação por meio da redução da potência e comparar o efeito da degradação nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos produzidos com células solares com e sem campo retrodifusor de alumínio.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. A Célula Solar

O funcionamento da célula solar é explicado pelo efeito fotovoltaico, que foi descoberto por Edmund Becquerel em 1839. Em 1876, W. G. Adams e R. E. Day também observaram o efeito fotovoltaico em um dispositivo sólido de selênio. Somente, nos anos 50, foram desenvolvidas as primeiras células solares de silício, nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos (Perlim, 1999).

As células solares de silício cristalino podem ser fabricadas com o material monocristalino ou multicristalino, que são as tecnologias predominantes no mercado de módulos fotovoltaicos. Para a produção, essas células passam por um processo de dopagem, que é a introdução de impurezas no material com o objetivo de modificar suas propriedades elétricas e, nesse caso, criar camadas do tipo p e do tipo n. Se o silício cristalino é dopado com um elemento como o fósforo (um elétron a mais de valência que o silício), o material resultante é chamado de semiconductor tipo n. Em oposição, se o silício é dopado com um elemento como o boro ou o alumínio (um elétron de valência a menos) tem-se um semiconductor tipo p (Green, 1982).

As células de silício multicristalino se diferem pelo processo de fabricação da lâmina de silício. A partir da fusão de silício em moldes e do resfriamento lento na solidificação do material formam-se blocos de silício multicristalino. Esses blocos são cortados e, então, cortam-se as lâminas de silício. No processo de produção de silício monocristalino, a partir de uma semente com uma determinada orientação cristalina, forma-se um lingote (cilindro), o qual é cortado em lâminas. O processo industrial mais utilizado para crescer lingotes de silício monocristalino é o método Czochralski. A espessura das lâminas de silício monocristalino ou multicristalino é da ordem de 180 μm . No caso do silício monocristalino, obtém-se um lingote com um único cristal e no caso do silício multicristalino, os átomos formam uma estrutura de múltiplos cristais crescidos em uma determinada direção. Devido a existência de contornos de grãos,

há uma maior recombinação dos portadores de carga minoritários e, conseqüentemente, a eficiência dos módulos fotovoltaicos com células solares de silício multicristalino é menor que os dispositivos formados por células solares de silício monocristalino (Krauter, 2012).

Nas tecnologias associadas à produção de células solares busca-se alcançar altos valores de eficiência de conversão da energia solar em elétrica, mantendo o menor custo de produção possível. Atualmente, a estrutura padrão de células solares de silício da indústria é produzida em lâminas de silício cristalino tipo p, crescido pelo método Czochralski (Si-Cz). A tecnologia de dispositivos com campo retrodifusor (BSF - *back surface field*) p⁺ homogêneo em toda a face posterior formado pela deposição de pasta de alumínio está sendo substituída pela estrutura PERC (célula solar com emissor e face posterior passivada) (Zanescio *et al.*, 2016). No custo de produção, a lâmina de silício representa a ordem de 50% do valor final da célula solar, e por isso existe a tendência de diminuir a espessura das células solares ficando entre 100-120 µm (Moehlecke *et al.*, 2018).

A tecnologia de células solares de filmes finos está focada nos seguintes materiais: telureto de cádmio, silício amorfo, disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), disseleneto de cobre, índio (CIS) e materiais com estrutura perovskita entre outros. A estrutura cristalina perovskita se assemelha a estrutura cristalina do mineral titanato de cálcio (CaTiO₃). Uma célula solar típica perovskita pode ser produzida a partir de haletos orgânicos-inorgânicos, como por exemplo o haleto de metilamônio e chumbo.

Dentre as vantagens desta tecnologia pode-se citar a menor energia para a produção e a quantidade de material, por ser necessária apenas uma fina camada de material. Outras tecnologias, como células solares de material orgânico, com pontos quânticos, de multijunção, células solares sensibilizadas por corante também estão sendo desenvolvidas (Krauter, 2012).

As células de silício monocristalino, multicristalino, de filmes finos e estrutura perovskita entre outras não alcançaram o limite de Shockley-Queisser, que pela termodinâmica de uma célula solar de única junção de silício é de pouco mais de 33%, a uma temperatura de 300 K (Rühle, 2016). Por isso, na tentativa de alcançar esta eficiência de conversão, novos conceitos têm sido discutidos nos últimos anos. Neste contexto, nos últimos anos, a indústria voltou-se para a produção de células solares de silício da família PERC. Nestes dispositivos, na face posterior forma-se o campo

retrodifusor pela difusão de boro ou realiza-se a passivação com alta qualidade. Como resultado, a recombinação dos portadores de carga minoritários na face posterior é menor, quando se compara com células solares com o campo retrodifusor (BSF - *back surface field*) de alumínio (Zanesco *et al.*, 2016). Outra vantagem é o aumento da reflexão na face posterior, dando uma nova oportunidade de os fótons serem absorvidos (Ciemat, 2011).

Nas Figuras 2 e 3 compara-se a evolução das tecnologias de produção de células solares entre 2016 e 2021 bem como a previsão para os próximos anos. Pode-se ver que em 2016, aproximadamente 80 % do mercado era de células solares com BSF de alumínio e em 2020 o percentual desta tecnologia é de apenas 15 %. Em 2020, a tecnologia que domina o mercado é de células solares da família PERC, com um percentual da ordem de 75%.

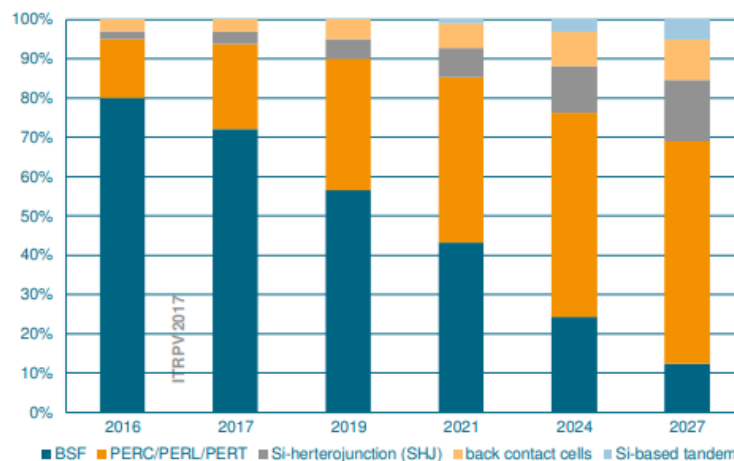


Figura 2 – Percentual do mercado mundial de células solares de silício produzidas com diferentes tecnologias em 2016. Adaptado de ITRPV, (2017).

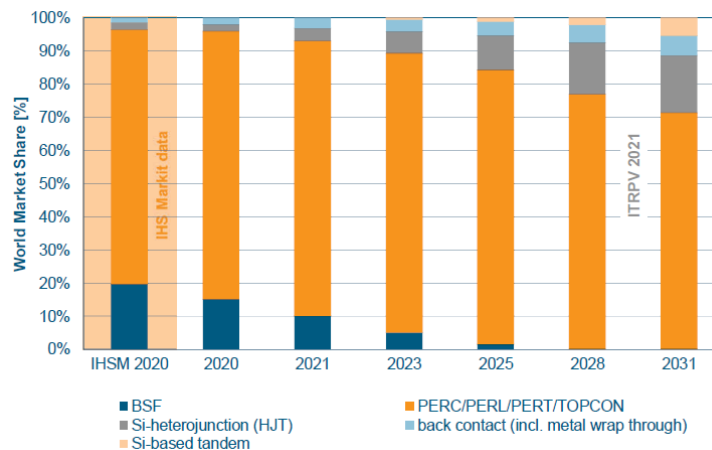


Figura 3 – Percentual do mercado mundial de células solares de silício produzidas com diferentes tecnologias em 2020. Adaptado de ITRPV, (2021).

2.2. Constituição e Características do Módulo Fotovoltaico

2.2.1. Estrutura do Módulo Fotovoltaico de Células Solares de Silício Cristalino

O módulo fotovoltaico pode ser constituído por um conjunto de 60 ou 72 células solares inteiras. Se o módulo fotovoltaico for constituído por meias células, então, o número de meias células em cada módulo dobra, sendo de 120 ou 144 (Zanesco *et al.*, 2016). No módulo fotovoltaico, as células solares são associadas em série e/ou paralelo, dependendo dos parâmetros elétricos de saída. Estas células são soldadas e, posteriormente, são encapsuladas a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica.

O encapsulamento é realizado com vidro temperado de alta transparência, EVA (copolímero de etileno acetato de vinila) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado e um filme posterior de um polímero isolante. No processo de laminação, este sanduiche é submetido a temperaturas de 120 °C a 150 °C, que fazem com que o EVA se torne líquido, e é submetido a pressão e vácuo para eliminar as eventuais bolhas de ar geradas (Santos Junior, 2008). A próxima etapa é a realização da cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade. Por fim, é colocada uma moldura de alumínio anodizado e uma caixa de conexões elétricas, finalizando o processo de fabricação do módulo fotovoltaico. A Figura 4 mostra os componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino (Moehlecke e Zanesco, 2007).

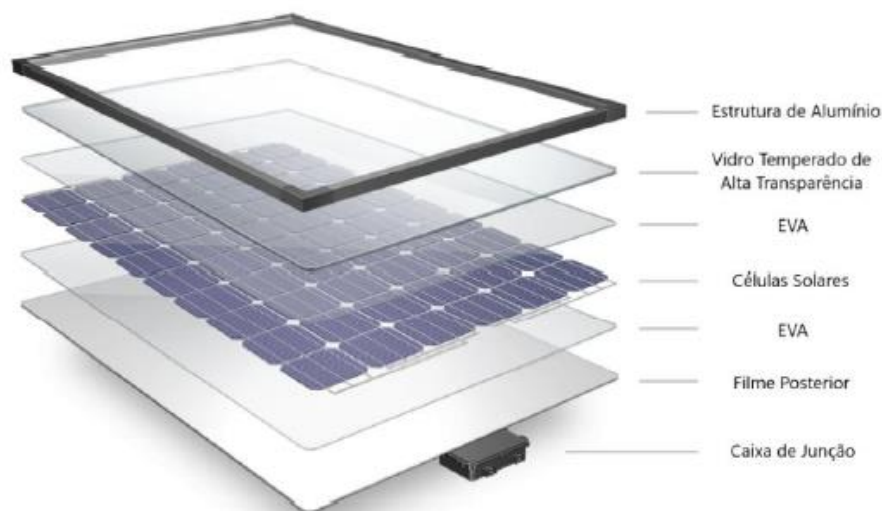


Figura 4 – Componentes construtivos de um módulo fotovoltaico (Moehlecke e Zanesco, 2007).

2.2.2. A Curva Característica de um Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico, pela unidade de Watt-pico (Wp). Para chegar a esse valor característico de potência são feitas medições em condições padrões de ensaio com irradiância de 1000 W/m², distribuição espectral padrão para AM1,5G e temperatura do módulo fotovoltaico de (25 ± 2) °C (IEC, 2015).

A curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada, medida nas condições padrão de medição, denominada de curva I-V de um módulo fotovoltaico, permite a obtenção dos parâmetros elétricos característicos. Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), descrito na Norma Brasileira (NBR) 16274 a curva característica I-V é definida como: “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função de tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e de irradiância total” (ABNT, 2014).

Durante a medição da curva I-V, o módulo FV é submetido às condições padrão de ensaio (citadas acima) e, por meio de uma fonte de tensão elétrica variável, é realizada a varredura desde uma tensão negativa de poucos volts até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo. Os dados de tensão e corrente elétrica são registrados por um sistema de aquisição de dados automatizado, permitindo obter a curva característica do módulo fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).

Segundo Messenger e Ventre (2004), a partir da curva I-V são determinados os parâmetros elétricos que caracterizam o módulo fotovoltaico, os quais são: a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a corrente de curto-circuito (I_{SC}), o fator de forma (FF), a eficiência (η), a potência máxima (P_{MP}) e a corrente elétrica (I_{MP}) e a tensão elétrica (V_{MP}) no ponto de máxima potência (Lorenzo; Araujo; Cuevas, 1994). Alguns destes parâmetros elétricos bem como a curva característica I-V podem ser visualizados na Figura 5.

A I_{SC} é a corrente obtida quando o módulo fotovoltaico é iluminado e a tensão em seus terminais é nula e é representada pela Equação 1 (Ciemat, 2011):

$$I_{SC} = I (V = 0) = I_L \quad (1)$$

onde I_L é a corrente elétrica fotogerada.

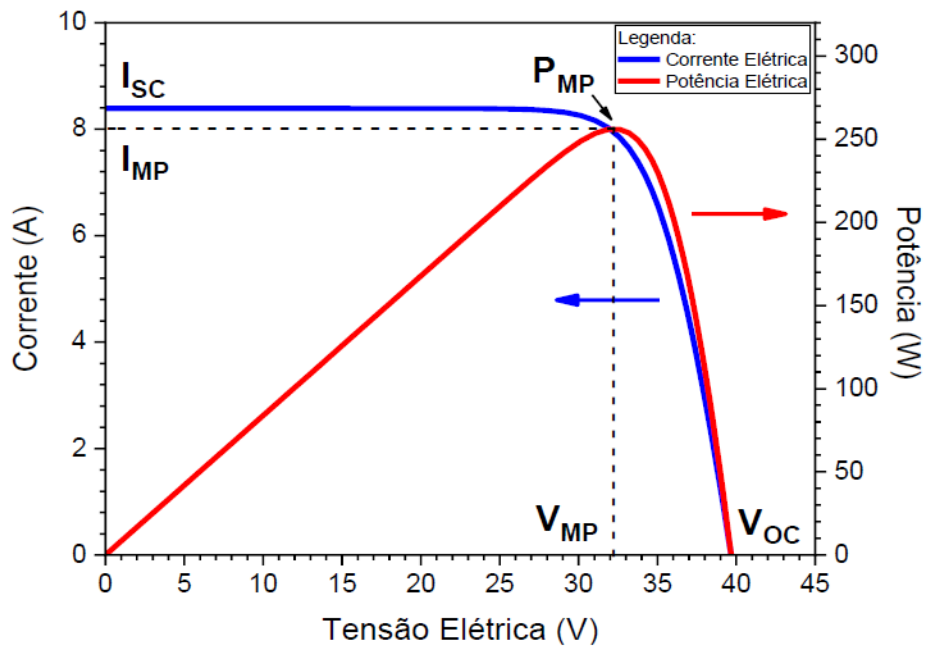


Figura 5 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).

A V_{OC} aumenta logaritmicamente com a irradiância incidente. Em uma célula solar é a tensão onde os processos de recombinação se igualam aos processos de geração de portadores de carga pela incidência de fótons e, portanto, a corrente que se extrai é nula. A V_{OC} é a máxima tensão elétrica que se pode obter de uma célula solar e sua relação com I_L dada pela Equação 2 (Luque, 1989) (Green, 1982).

$$V_{OC} = V(I=0) = \left(\frac{kT}{e}\right) \times \ln \left[1 + \frac{I_L}{I_0}\right] \quad (2)$$

onde k é a constante de Boltzmann, T é a temperatura absoluta da célula solar, I_0 a corrente de saturação e o “ e ” é a carga elementar ($1,6 \times 10^{-19}$ C).

A grandeza que expressa o quanto a curva característica I-V se aproxima do valor ideal, é o fator de forma. Este é determinado pela Equação 3 (Markvart e Castãner, 2005).

$$FF = \left(\frac{P_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}}\right) \quad (3)$$

2.2.3. Influência da Irradiância e Temperatura nas Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos raramente operam nas condições padrão de medição. No decorrer de sua operação, estão sujeitos a grandes variações de temperatura e de irradiância solar, dependendo da localização e das condições de instalação.

A eficiência de um módulo fotovoltaico depende de sua temperatura de operação, conforme pode ser visto na Figura 6. O aumento da temperatura resulta em uma redução significativa da tensão de circuito aberto (Ruschel *et al.*, 2015).

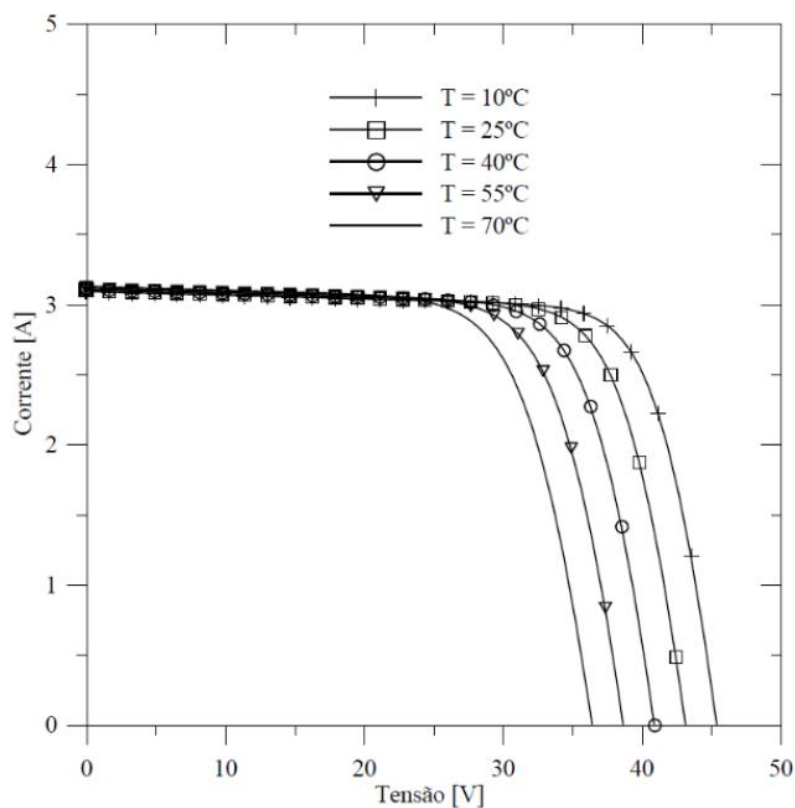


Figura 6 – Curva I-V de um módulo exposto a uma irradiância de 1000 W/m² em diferentes temperaturas (Ruschel *et al.*, 2015).

Embora exista um pequeno aumento da corrente elétrica de curto-circuito, a potência no ponto de máxima potência será reduzida, pois a diminuição da tensão elétrica é consideravelmente maior que o aumento da corrente elétrica (Green, 1982).

A Figura 7 apresenta a relação da temperatura das células solares com a V_{oc} , I_{sc} e P_{MP} , do módulo fotovoltaico da fabricante Jinko Solar, modelo Tiger Pro72HC,

540 Wp, onde pode ser vista a redução da tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, a potência no ponto de máxima potência.

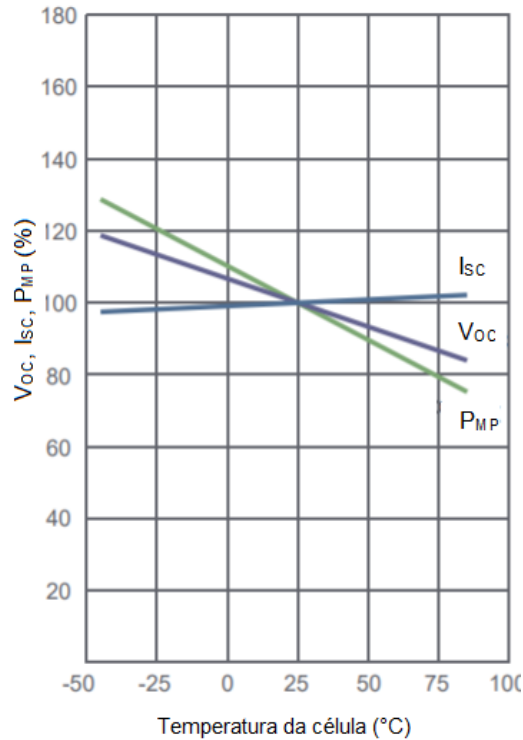


Figura 7 – Influência da temperatura na V_{oc} , I_{sc} e P_{MP} de uma célula fotovoltaica que constitui o módulo fotovoltaico modelo Tiger Pro72HC, da Jinko Solar, apresentada na folha de dados.

Existem dois diferentes métodos para análise da temperatura de um módulo fotovoltaico: a temperatura equivalente da célula solar (ECT) e a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos (T_{ef}). A ECT é calculada a partir da curva característica I-V do módulo fotovoltaico obtido em condições padrão de medição (1000 W/m^2 e 25 °C) do coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto e da V_{oc} medida no módulo em operação. Essa medida é adequada para irradiância maior que 300 W/m^2 (IEC, 2011).

A vantagem da determinação da ECT é que ao invés do uso de termopares ou outro tipo de sensor para medir a temperatura na face posterior dos módulos fotovoltaicos, obtém-se o valor médio da temperatura em toda área do módulo e não apenas pontual. A ECT é a temperatura média das células solares, que é diferente da temperatura na face posterior do módulo (Schweiger, 2017).

A temperatura efetiva (T_{ef}) dos módulos fotovoltaicos é definida como a temperatura ponderada com a irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos,

sendo interessante seu uso quando se analisam dados médios de temperatura diária ou mensal (Lorenzo, 2014).

2.3. Planta Piloto de Módulos Fotovoltaicos

2.3.1 O Projeto de P&D

Com o intuito de incentivar tecnologias nacionais de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, em 2004, foi iniciado o projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) intitulado “Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional”, em parceria com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), a Companhia Estadual de Energia Elétrica CEEE), Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL). O objetivo foi desenvolver tecnologias para produção industrial de células solares de silício e módulos fotovoltaicos bem como formar recursos humanos especializados, a partir da transferência da tecnologia de fabricação de células solares desenvolvidas pela equipe do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) para uma linha industrial. Desta forma, foram criadas condições para avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção em larga escala de módulos fotovoltaicos com tecnologia nacional (Zanescio *et al.*, 2011). Com base nos resultados deste projeto de P&D, foi desenvolvido um plano de negócios para fábrica de células solares e módulos fotovoltaicos, com o apoio da FINEP, da CEEE e da ELETROSUL.

O projeto foi inovador em três aspectos: 1) tecnologia: o processo de fabricação das células solares está baseado no uso de insumos de baixo custo e na obtenção de altas eficiências por meio de mecanismos de captura de impurezas, sendo que o processo foi patenteado pela PUCRS; 2) cooperação universidade-empresas: se estabeleceu dentro da universidade uma planta pré-industrial para promover o desenvolvimento de tecnologias de ponta em nível industrial e formar recursos humanos qualificados e 3) gerenciamento: realizado por meio de um comitê gestor, com representantes de todas as empresas e órgãos envolvidos. O conceito de unidades piloto de produção em ambiente de pesquisa e desenvolvimento teve como meta promover condições para o desenvolvimento do setor e promover a implantação de indústrias de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos no Brasil.

Os principais resultados do projeto foram o desenvolvimento e caracterização de processos de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos em fase pré-industrial, produção de mais de 12.000 células solares e 200 módulos fotovoltaicos, formação de recursos humanos na área de dispositivos fotovoltaicos e estabelecimento de infraestrutura para o desenvolvimento de dispositivos fotovoltaicos no Brasil (Zanescio *et al.*, 2011).

2.3.2 Fabricação e Classificação das Células Solares

Foram desenvolvidos em escala piloto dois processos de fabricação de células solares: com campo retrodifusor de alumínio, denominado de alta eficiência, e sem campo retrodifusor de alumínio, denominado de baixo custo. A diferença na estrutura dos dispositivos fotovoltaicos é mostrada na Figura 8. A tecnologia que dominava o mercado de células solares em 2005, quando o projeto de P&D foi iniciado, era a célula solar com campo retrodifusor de alumínio (ver Figura 8).

O processo para produzir esta célula solar tem um custo mais elevado do que a célula solar sem BSF, por ser necessário um maior número de etapas para a produção. Porém, o campo retrodifusor de alumínio, permitiu a produção de células solares com maior eficiência. A célula solar sem BSF, tem um custo de produção menor, mas a eficiência é menor. No entanto, tem a vantagem que possibilita a passivação na face posterior, além da passivação na face frontal. As células solares da família PERC, que dominam a produção no mercado atual (ver Figura 8) têm esta característica: a passivação de alta qualidade na face posterior. Na face frontal das células solares com campo retrodifusor de alumínio, a passivação foi realizada com o crescimento de uma fina camada de dióxido de silício. Nos dispositivos com e sem campo retrodifusor, na face frontal foi depositada um filme fino de dióxido de titânio para formar o filme antireflexo.

As células solares produzidas em escala piloto foram pseudoquadradas de 80 mm x 80 mm, de 61,59 cm² de área, fabricadas em lâminas de silício crescido pela técnica Czochralski, tipo p, resistividade de base entre 7 ohm.cm e 13 ohm.cm e com 310 µm de espessura. Uma célula solar produzida é mostrada na Figura 9 (Zanescio *et al.*, 2011). A espessura das lâminas de silício é maior que aquela das células solares atuais. Desde 2005, na produção industrial a espessura das células solares foi reduzida de 300 µm para 180 µm.

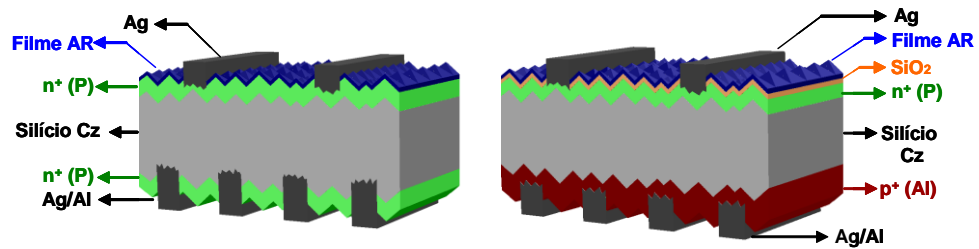


Figura 8 – Estrutura das células (a) sem campo retrodifusor de Al; (b) com campo retrodifusor de Al.

Fonte: (Zanesco *et al.*, 2011).

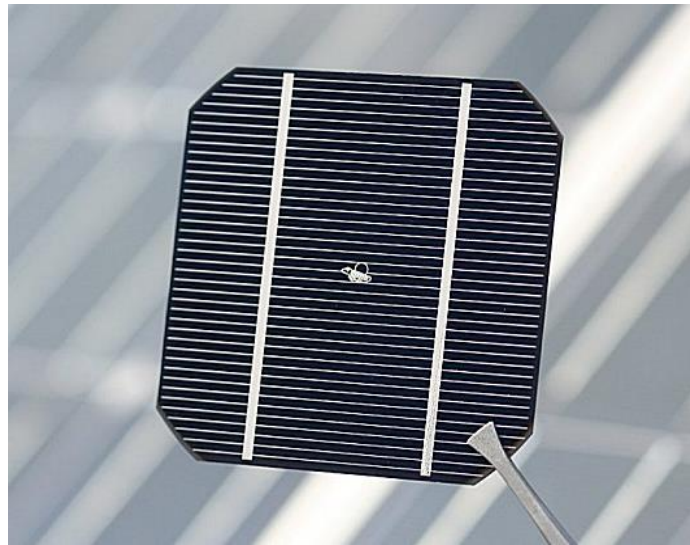


Figura 9 – Célula solar de silício fabricada em escala piloto no NT-Solar/PUCRS (Moehlecke e Zanesco, 2010).

Para fabricar os módulos fotovoltaicos, as mais de 12.000 células solares foram caracterizadas e classificadas em quatro categorias considerando a densidade de corrente de curto-circuito e fator de forma (Moehlecke e Zanesco, 2010). As células solares sem BSF foram classificadas da seguinte forma:

- A: $FF > 0,7$ e $J_{sc} \geq 31,5 \text{ mA/cm}^2$;
- B: $FF > 0,7$ e $31 \text{ mA/cm}^2 < J_{sc} < 31,5 \text{ mA/cm}^2$;
- C: $FF > 0,7$ e $J_{sc} \leq 31 \text{ mA/cm}^2$;
- D: $FF < 0,7$.

Os dispositivos com campo retrodifusor de alumínio, que apresentaram maior corrente elétrica de curto-circuito foram classificados como segue:

- A: $FF > 0,7$ e $J_{sc} \geq 34 \text{ mA/cm}^2$;
- B: $FF > 0,7$ e $33,2 \text{ mA/cm}^2 < J_{sc} < 34 \text{ mA/cm}^2$;
- C: $FF > 0,7$ e $J_{sc} \leq 33,2 \text{ mA/cm}^2$;

D: FF <0,7.

Na Figura 10 e 11 mostra-se a distribuição percentual das células solares sem e com campo retrodifusor de alumínio em cada classe. Observa-se que a maioria das células solares sem campo retrodifusor foram classificadas como A e B. No caso dos dispositivos com campo retrodifusor, a maior parte está na categoria A, B e C. Especificamente, 80 % das células solares sem BSF foram classificadas nas categorias A e B enquanto que 90 % dos dispositivos com BSF foram classificados nas categorias A, B e C.

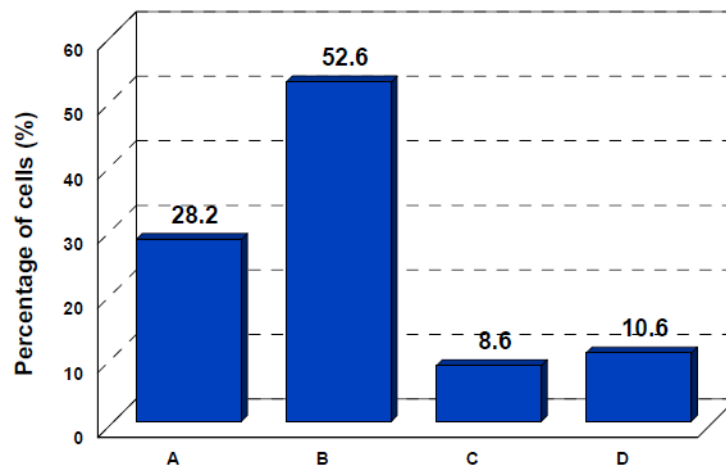


Figura 10 – Distribuição das células solares sem campo retrodifusor fabricadas em escala piloto no NT-Solar/PUCRS.

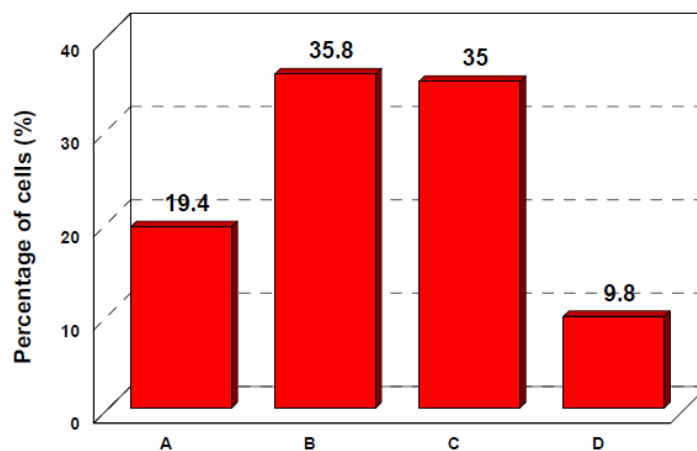


Figura 11 – Distribuição das células solares com campo retrodifusor fabricadas em escala piloto no NT-Solar/PUCRS.

2.3.3 Fabricação de Módulos Fotovoltaicos

Para desenvolver o processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos em escala piloto, a primeira etapa foi a lavagem dos vidros. Foram otimizados os processos de soldagem das células solares em tiras e de encapsulamento. Também foi desenvolvido um molde específico para a soldagem e montagem do módulo com vidro, EVA e filme posterior (Zanesco *et al.*, 2011).

Em cada módulo fotovoltaico foi colocado um código de barras com as informações construtivas das células solares e materiais utilizados na fabricação deste. Os módulos produzidos possuem as dimensões de 774 mm x 358 mm x 35 mm.

Foram produzidos 200 módulos fotovoltaicos com células solares com e sem campo retrodifusor de alumínio. Na Figura 12 está ilustrado o módulo desenvolvido em escala piloto pré-industrial (Zanesco *et al.*, 2011).



Figura 12 – Módulo fotovoltaico fabricado em escala piloto.

Todos os módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão (1000 W/m², espectro AM1, 5G, 25°C) em um simulador solar. Além da medição das características I-V, outros testes foram realizados: 1) resistência a carga mecânica, 2) resistência a torção, 3) resistência de isolamento para 1000 V, 4) ciclagem térmica, 5) umidade e congelamento, 6) névoa salina, 7) radiação ultravioleta, 8) exposição às condições externas sob irradiação solar de pelo menos 60 kWh/m². Todos os procedimentos seguiram as Normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61215, IEC 61345 e PBE / INMETRO (Santos Junior, 2008) (Santos; Moehlecke; Zanesco, 2009).

Foram produzidos 106 módulos fotovoltaicos com células solares com campo retrodifusor de alumínio e 94 com células solares sem BSF. Na Tabela 1, comparam-se os valores médios dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos produzidos em escala piloto com as duas tecnologias de células solares (Zanesco *et al.*, 2011). O valor médio da potência dos 94 módulos fotovoltaicos produzidos com as células solares fabricadas sem BSF foi de $(28,3 \pm 0,9)$ W. A potência média dos 106 módulos fabricados com células solares com campo retrodifusor de alumínio foi de $(34,2 \pm 0,9)$ W, como se pode ver na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores médios de tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de al.

Tipo de Célula Solar	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	P_{MP} (W)
Sem BSF	$19,7 \pm 0,2$	$1,97 \pm 0,01$	$73,0 \pm 1,5$	$28,3 \pm 0,7$
Com BSF	$20,9 \pm 0,2$	$2,13 \pm 0,04$	$76,8 \pm 0,7$	$34,2 \pm 0,9$

Na Figura 13 compara-se a curva I-V de módulos fotovoltaicos produzidos com os dois tipos de células solares de silício. Nota-se que os dispositivos com campo retrodifusor resultam em maiores valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, em maior valor de potência.

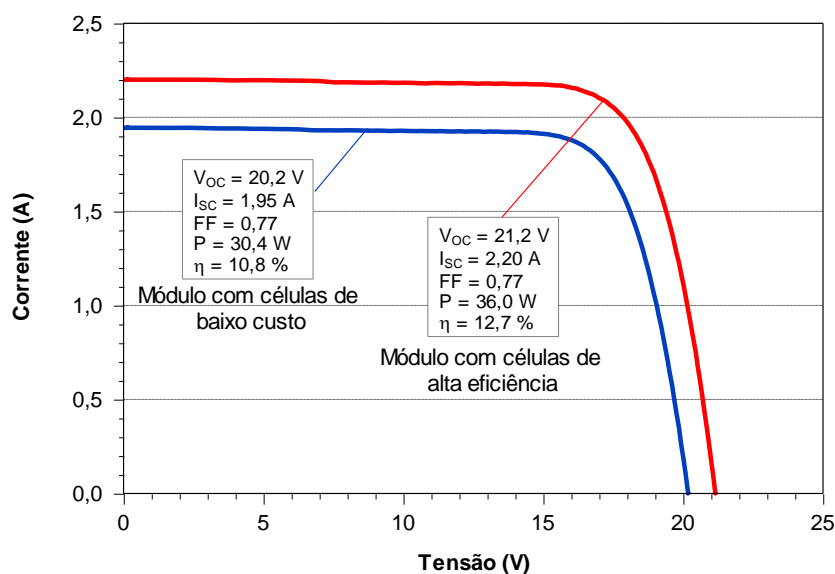


Figura 13 – Curvas I-V de módulos fotovoltaicos fabricados com células com e sem campo retrodifusor de alumínio (Zanesco *et al.*, 2011).

2.4. Degradação e Sujidade de Módulos Fotovoltaicos

2.4.1. Inspeção Visual

Em módulos fotovoltaicos, a inspeção visual é realizada de acordo com IEC 61215. O objetivo é identificar e localizar defeitos visuais que podem afetar os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico. Especificamente são identificados e descritos os defeitos encontrados, podendo ser registrados por fotografias e classificados. Os defeitos podem ser classificados como sendo de impacto mínimo, moderado ou alto na performance e confiabilidade do módulo fotovoltaico.

Um defeito observado na inspeção visual de módulos fotovoltaicos formados com células solares de silício cristalino é a “trilha de caracol” (*snail track*), que é visível ao olho humano. Este defeito é uma descoloração que parece uma trilha de caracol no vidro frontal. Ocorre nas bordas das células solares e em trilhas na superfície frontal das células solares. São associadas à presença de microfissuras, mas também é necessária a presença de umidade e/ou oxigênio. Liu *et al.* (2015) verificaram que a perda de energia em módulos fotovoltaicos com trilhas de caracol foi de apenas 2%, em teste de envelhecimento acelerado de acordo com IEC 61215.

2.4.2. Sujidade

A sujidade trata do acúmulo de partículas de poeira (aerossóis) e contaminantes existentes na atmosfera além de fungos que se depositam na superfície frontal de módulos fotovoltaicos e reduzem a irradiância solar que chega nas células solares, evitando que a mesma seja absorvida. Portanto, é um parâmetro que afeta a potência do arranjo fotovoltaico e depende das condições ambientais e de instalação. Em geral, os maiores valores de irradiação solar ocorrem em locais áridos, porém devido aos aerossóis naturais na atmosfera, estes podem se depositar na superfície dos módulos fotovoltaicos, reduzindo a incidência da irradiância solar nas células solares.

A sujidade é afetada pela velocidade do vento, umidade e pelas características das partículas suspensas na atmosfera local entre outros fatores. Vários estudos foram desenvolvidos para estudar o processo de deposição de sujidade em módulos fotovoltaicos (Mohan, 2016), (Kazmerski *et al.*, 2015).

Cordero *et al.* (2018) compararam a redução anual da energia elétrica produzida por módulos fotovoltaicos em diferentes localidades no Chile. Por exemplo, em Arica, com baixo índice de chuva a irradiação solar anual é de 2096 kWh/m². Por outro lado, em Santiago, local com maior incidência de chuva, o valor é de 1886 kWh/m². Nestes locais, a perda na energia elétrica anual foi de 39 % e de 7 %, para Arica e Santiago, respectivamente. Também constataram, que nestes dois locais, o fator de sujidade diário foi maior no outono/inverno que na primavera/verão. Segundo a IEC 61724-1, o fator de sujidade é a razão entre a produção de energia elétrica real dos módulos fotovoltaicos sob determinadas condições de sujidade e a produção se os módulos fotovoltaicos estivessem limpos.

Portanto, a sujidade é afetada por diferentes fatores, que são classificados em cinco categorias relacionadas às características do módulo, ao ambiente atmosférico no local, às condições climatológicas, às condições de instalação e às propriedades da sujidade (Laarabi, 2021). Há diferentes métodos para mitigar o efeito negativo da sujidade na potência de módulos fotovoltaicos, podendo-se citar a limpeza natural ou manual, com métodos mecânicos ou de autolimpeza.

Outro estudo é a análise espectral da transmitância da sujidade no vidro utilizado em módulos fotovoltaicos e o efeito em módulos constituídos de células solares de silício cristalino ou amorfo, de CdTe, CIGS e perovskita (Micheli *et al.*, 2020), que depende também da distribuição espectral da irradiância incidente.

Também foi investigado o efeito da sujidade na troca de calor com o ambiente, provocada pelo vento e as consequências na performance elétrica de módulos fotovoltaicos (Goossensa *et al.*, 2019). A sujeira provoca menor aquecimento dos módulos fotovoltaicos e afeta a influência do vento. O resultado é que os módulos fotovoltaicos com mais sujidade têm menor temperatura que os limpos. No entanto, a sujidade tem um efeito negativo na corrente de curto-circuito e na potência máxima. Os autores Goossensa *et al.* (2019) não constataram nenhum efeito negativo da sujidade na tensão de circuito aberto, somente que a sujidade aumentou o efeito positivo do vento na tensão de circuito aberto.

Além disso, a distribuição da sujidade na superfície dos módulos pode ser não uniforme e, desta maneira, pode afetar os parâmetros elétricos de forma diferente (Bessa *et al.*, 2019). Em condições de distribuição não uniforme de sujidade, as células solares sofrem a influência de sombras. Na verdade, em condições reais, a

sujidade pode se acumular na superfície dos módulos fotovoltaicos com diferentes padrões, que podem ser classificados da seguinte forma (Kazmerski *et al.*, 2018):

- a) Acúmulo nas bordas,
- b) Ondulações causadas pelo vento ou chuva e
- c) Manchas com formas irregulares, incluindo fezes de animais ou crescimento de contaminantes orgânicos

2.4.3. Degradação de Módulos Fotovoltaicos

A degradação em módulos fotovoltaicos induzida pela irradiância solar incidente (LID - *light-induced degradation*) é um problema. A LID é observada em células solares produzidas em lâminas de silício dopadas (tipo p) com boro e em módulos fotovoltaicos (Fertig, 2016). Esta degradação é atribuída à formação de complexos boro-oxigênio (Voronkov e Falster, 2010) e a dissociação de pares boro-ferro (Rein e Glunz, 2005). Esta degradação é mais pronunciada em alta temperatura e, neste caso, é denominada de degradação induzida por irradiância solar e alta temperatura (LeTID - *light and elevated temperature induced degradation*). Esta degradação combinada pode produzir uma redução da potência dos dispositivos fotovoltaicos de até 16% (Chen *et al.*, 2021).

A LeTID cresce com o aumento da concentração de portadores de carga e temperatura, e depende do tipo de dielétrico utilizado na passivação das células solares e dos defeitos no substrato (Fertig, 2016). Recentemente, foi verificada em quase todos os tipos de lâminas de silício, independente da dopagem da base e as causas desta degradação não são totalmente entendidas (Chen *et al.*, 2021). Também há evidência de processos de hidrogenação que afetam a degradação. Portanto, o comportamento da LeTID é complexo e altamente variável sob diferentes condições de operação ou pequenas mudanças no processo de fabricação das células solares ou módulos fotovoltaicos.

Ciesla *et al.* (2021) estudaram a LeTID em módulos fotovoltaicos produzidos com células solares PERC de silício multicristalino de quatro fabricantes diferentes. Como mostra a Figura 14, constataram que a degradação na tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos é menor que a degradação da tensão elétrica no ponto de máxima potência. A corrente elétrica no ponto de máxima potência e o fator de forma também apresentaram uma degradação significativa, impactando na potência dos

módulos fotovoltaicos. Verificaram que após a exposição à irradiância por 10.000 minutos e mantendo a temperatura entre 60 – 70 °C, a máxima redução de 15,1 mV na V_{MP} foi observada em um dos quatro módulos fotovoltaicos. Em outro módulo FV não ocorreu nenhuma degradação na V_{MP} . Nos outros dois módulos, a redução ficou entre 5 e 8 mV.

Zanenco *et.al* (2014) citam que após 299 dias de operação de módulos fotovoltaicos com células solares com BSF, a corrente é o parâmetro elétrico que sofreu maior redução e que o fator de forma apresenta uma tendência de degradação. Os módulos com células solares sem BSF, após o mesmo período, mostram valores similares aos iniciais, assim concluindo que além da degradação dos materiais que formam o módulo fotovoltaico, a tecnologia de fabricação das células solares afeta a degradação da potência máxima

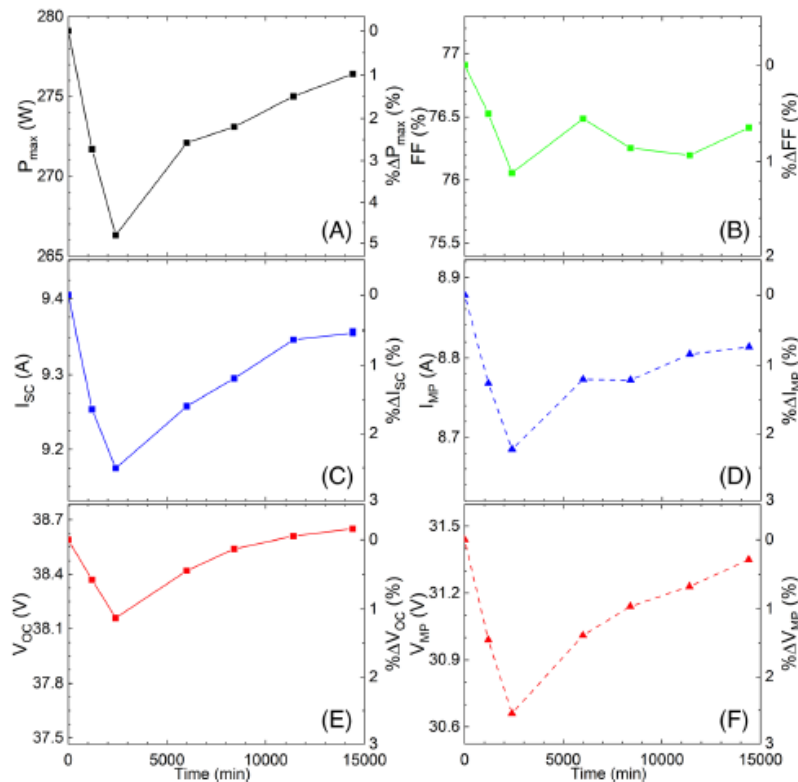


Figura 14 – Degradação da potência no ponto de máxima potência (P_{MP}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), da tensão de circuito aberto (V_{oc}), do fator de forma (FF) e da corrente (I_{PM}) e tensão (V_{PM}) no ponto de máxima potência, de um dos módulos fotovoltaicos mantido na temperatura de 100 °C com irradiância produzida por um simulador solar durante 240 h (15.000 min) (Ciesla *et al.*, 2021)

3. METODOLOGIA

3.1. Método de Caracterização Elétrica dos Módulos Fotovoltaicos

Após a fabricação dos módulos fotovoltaicos que foram instalados no sistema fotovoltaico na Universidade Petrobrás no Rio de Janeiro, mediu-se a curva I-V de cada dispositivo em condições padrão de medição (irradiância de 1000 W/m^2 , espectro AM1,5G e temperatura do módulo fotovoltaico de $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Para isso, utilizou-se o simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG, instalado no Laboratório de Classificação e Certificação do NT-Solar. O tempo de duração do flash é de 10 ms. O NT-Solar faz parte dos laboratórios que atuam junto ao INMETRO para a certificação de módulos fotovoltaicos no Brasil e participa dos procedimentos das atividades interlaboratoriais. O laboratório está equipado com um sistema de ar-condicionado para manter a temperatura estável internamente na câmara de medição dos módulos fotovoltaicos.

Na Tabela 2 mostram-se características do simulador solar, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG utilizado para a medição da curva I-V. Este equipamento possibilita a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos, conforme os padrões do INMETRO e da IEC.

O simulador solar é constituído por uma lâmpada de xenônio com filtros, uma fonte de tensão e um computador para controle e aquisição de dados. A lâmpada e seu respectivo suporte ficam posicionados dentro de uma câmara escura, como ilustra a Figura 15-a, para evitar qualquer forma de reflexão ou interferência causada por uma fonte de radiação externa. O sistema de medição possui uma fonte de tensão elétrica para a lâmpada, que é mostrada Figura 15-b.

Tabela 2 – Características técnicas do simulador solar PSS8 produzido pela empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG.

Modelo	PSS8
Tensão	120 V
Potência	1100 W
Peso	95 kg
Frequência	60 Hz
Comunicação	Cabo de fibra óptica
Número de série	1200
Fusível	6,3 ATT
Espectro	Classe A+ AM 1.5 G de acordo com IEC 60904
Uniformidade	Classe A+ de acordo com IEC 60904
Irradiação	500 - 1100 W/m ² a distância de 4,6 metros



Figura 15 – (a) Suporte com a lâmpada xenônio e (b) fonte de tensão elétrica do simulador solar PSS8 produzido pela empresa BERGER Lichttechnik GmbH & Co. KG.

Dentro da câmara escura existe um suporte para fixação dos módulos fotovoltaicos, onde estes ficam posicionados durante o processo de medição da curva I-V, a qual é mostrada na Figura 16. Antes de iniciar as medições, o simulador foi calibrado com um módulo fotovoltaico de referência, previamente caracterizado no

Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, European Solar Test Installation (ESTI). Após o ajuste da irradiância, o módulo fotovoltaico a ser caracterizado foi fixado na estrutura em frente à lâmpada. Quando a temperatura do módulo FV foi de $(25,0 \pm 0,5)$ °C, a câmara escura foi fechada e foi iniciado o processo de medição.

Os valores de tensão e corrente produzidos pelo módulo caracterizado são registrados pelo computador, sendo o valor de irradiância incidente no plano registrado por uma célula fotovoltaica localizada sobre a estrutura de fixação do módulo fotovoltaico, como indica a Figura 16. O resultado da caracterização é a curva I-V, que está exemplificada na Figura 17. Após a fabricação, a curva I-V de cada um dos módulos fotovoltaicos foi medida, a qual foi denominada de inicial. Para a medição das curvas I-V, os diodos de bloqueio foram desconectados.



Figura 16 – Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos na câmara de medição da curva I-V.

3.2. Sistema Fotovoltaico Instalado

Os módulos fotovoltaicos produzidos na PUCRS em projeto piloto foram colocados em operação em três locais específicos para análise do comportamento ao longo do tempo. Um destes locais foi o prédio da Universidade Petrobras, na cidade do Rio de Janeiro. Neste local, no sistema fotovoltaico conectado à rede foi utilizado um inversor SMA, modelo SB 3000 TL21 de 3200 W de potência.

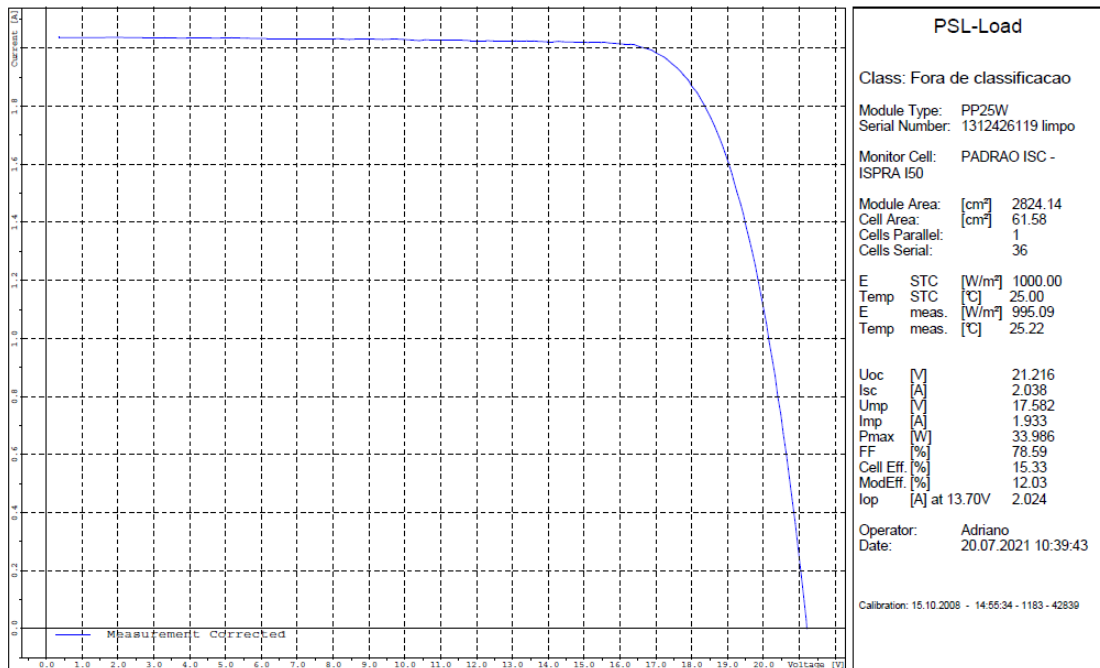


Figura 17 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico medida com o simulador solar.

O sistema constituído de 60 módulos fotovoltaicos foi instalado em maio de 2013, no terraço da Universidade Petrobras, que possui as seguintes coordenadas: latitude $-22,911539^\circ$, longitude: $-43,203023^\circ$. O arranjo fotovoltaico do sistema é ilustrado na Figura 18 e foi constituído de 28 módulos fotovoltaicos com células solares sem campo retrodifusor e 32 dispositivos produzidos com células solares com campo retrodifusor de alumínio.



Figura 18 – Arranjo fotovoltaico com os módulos produzidos em escala piloto, instalado na Universidade Petrobras, no Rio de Janeiro.

Os módulos fotovoltaicos permaneceram em operação no local por 77 meses, e foram retirados em outubro de 2019, quando o sistema o sistema fotovoltaico foi desativado. Durante este período não foi realizada nenhuma manutenção nos módulos fotovoltaicos.

3.3. Análise Visual e Avaliação da Degradação e Sujidade

Após 77 meses em operação no sistema interligado à rede elétrica, os módulos fotovoltaicos foram retirados da Universidade Petrobras e encaminhados à PUCRS, para avaliação nos laboratórios do NT-Solar. Durante o transporte um deles foi extraviado, e foram recebidos na universidade 59 unidades. Durante esse período, estes não passaram por nenhuma limpeza o que acarretou na deposição de sujidade.

Utilizando o simulador solar, obtiveram-se as curvas características I-V dos módulos fotovoltaicos após 6 anos de operação. Neste caso, mediram-se primeiramente as características elétricas dos módulos com a sujidade existente na retirada do sistema fotovoltaico instalado na Universidade Petrobrás, que foram denominadas de “com sujidade”. Após um processo de limpeza dos módulos fotovoltaicos com água e álcool isopropílico, mediu-se novamente a curva I-V de cada módulo fotovoltaico, a qual foi denominada de “sem sujidade”. Para a medição das curvas I-V os diodos de bloqueio foram desconectados.

Com os dados obtidos foi possível avaliar a degradação dos módulos fotovoltaicos e a influência da sujidade nos parâmetros elétricos durante o período que estavam em operação e mensurar a redução na potência elétrica de cada unidade. A degradação foi avaliada para a potência elétrica e para cada parâmetro elétrico, comparando as curvas I-V inicial e sem sujidade. Para quantificar a redução em cada parâmetro elétrico dos módulos fotovoltaicos provocada pela sujidade foi calculada a diferença entre os valores com sujidade e sem sujidade.

Para analisar os defeitos visuais nos módulos fotovoltaicos após 77 meses em operação, analisou-se individualmente cada um dos módulos fotovoltaicos após o processo de limpeza e registraram-se os defeitos por meio de fotografias e imagens obtidas no microscópio óptico do fabricante Zeiss, modelo Stemi 305, com câmera para aquisição de imagens de 12 megapixels e aumento entre 8 e 40 vezes. Os principais defeitos foram identificados e calculou-se o percentual de módulos com um

determinado defeito para cada tipo de módulo fotovoltaico, a fim de analisar se houve influência da tecnologia da célula solar.

4. RESULTADOS E ANÁLISE

4.1. Análise de Defeitos Visuais

Na análise visual, em todos os módulos fotovoltaicos, independentemente da estrutura da célula solar, identificaram-se as denominadas “trilhas de caracol” (*snail track*) nas bordas das células. Porém, não são em todas as células solares que há uma ou mais bordas sem as trilhas de caracol. Como mostra a Tabela 3, somente em 7 módulos fotovoltaicos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e em 9 dispositivos com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF) as trilhas de caracol foram identificadas em regiões afastadas das bordas em algumas (1 a 3) células solares.

Na Figura 19-a e 19-b ilustram-se as trilhas de caracol observadas nas bordas e nas regiões afastadas das bordas, respectivamente. Constatou-se que em 29% e 25% dos módulos fotovoltaicos MSBSF e MCBSF apareceram as trilhas de caracol em regiões afastadas da borda após 77 meses em operação.

Tabela 3 – Número total e número de módulos fotovoltaicos com trilhas de caracol em regiões afastadas da borda (módulos com trilhas de caracol), produzidos com células solares sem campo retrodifusor (MSBSF) e com células solares com campo retrodifusor de alumínio (MCBSF).

Módulos fotovoltaicos	Total de módulos	Módulos com trilhas de caracol	Percentual
MSBSF	28	7	25%
MCBSF	31	9	29%

Na Figura 20 ilustram-se as trilhas de caracol nas bordas das células solares observadas no microscópio óptico Stemi 305. Notam-se as trilhas metálicas formadas com a pasta de prata e o aspecto rugoso do vidro. As trilhas de prata, típicas em células solares, apresentam o visual distorcido pelo efeito da rugosidade do vidro. Estes módulos fotovoltaicos foram produzidos com um vidro com rugosidade na

superfície para reduzir a refletância. Na borda da célula solar, nota-se que a trilha de caracol, em geral, está próxima a trilha de prata.

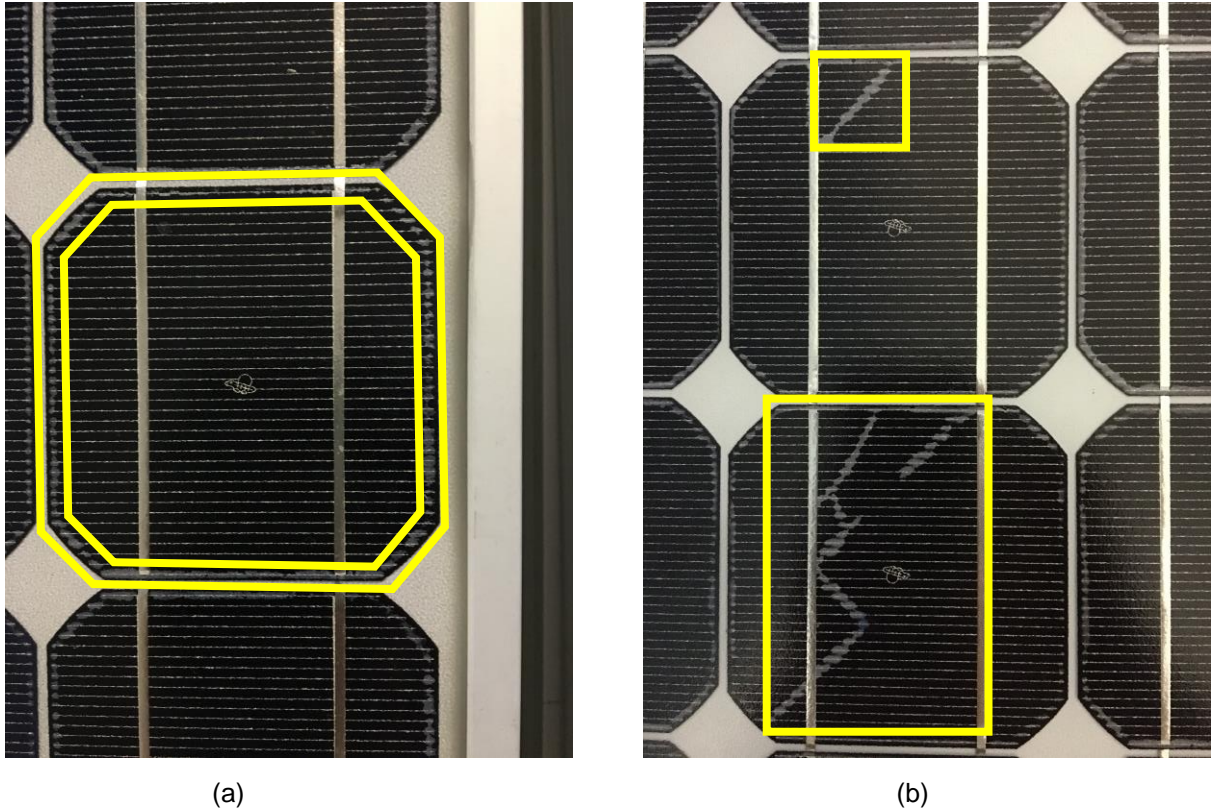


Figura 19 – Trilhas de caracol observadas nas: (a) bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares.

Comparando as trilhas de caracol nas bordas e nas regiões afastadas das bordas na Figura 21 verifica-se o mesmo resultado, ou seja, as trilhas de caracol tendem a seguir as trilhas de pasta de prata, independente da região de formação.

Da análise da Figura 22, é possível supor que ocorreu uma alteração na coloração do dióxido de titânio nas regiões denominadas de trilhas de caracol. Provavelmente, não ocorreu a delaminação. Pode ter ocorrido uma alteração no índice de refração do dióxido de titânio ou mudança da estrutura cristalina. Omazic *et al.* (2019) afirmam que nas trilhas de caracol ocorre uma descoloração da célula solar e que não há evidências que reduzam, de forma mais significativa, a eficiência do módulo fotovoltaico. Também apresentam que nas regiões com trilhas de caracol podem indicar a existência de outros problemas, como a “rachadura” da célula solar de silício cristalino, que é um problema não visível a olho nu. No entanto, esta

afirmação contradiz a observação nas Figuras 20, 21 e 22 em que a trilha caracol tende a estar próxima a trilha de pasta de prata.

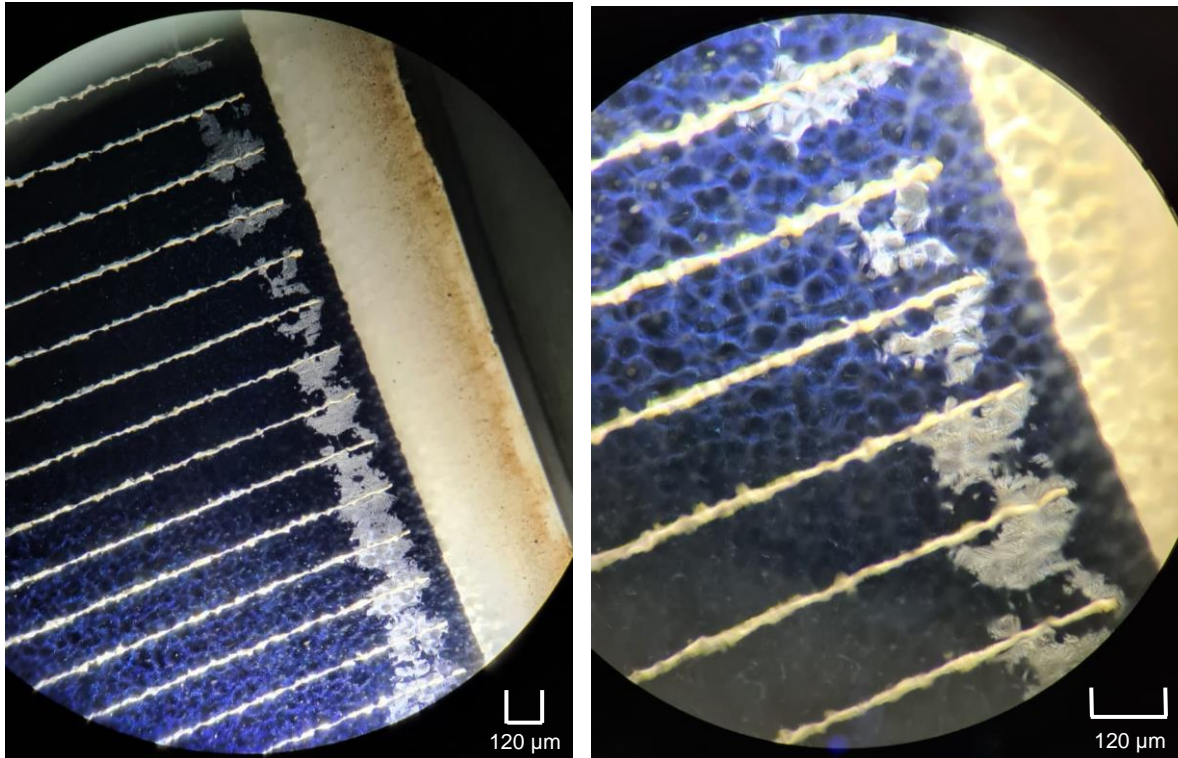


Figura 20 - Ilustração das trilhas de caracol nas bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.

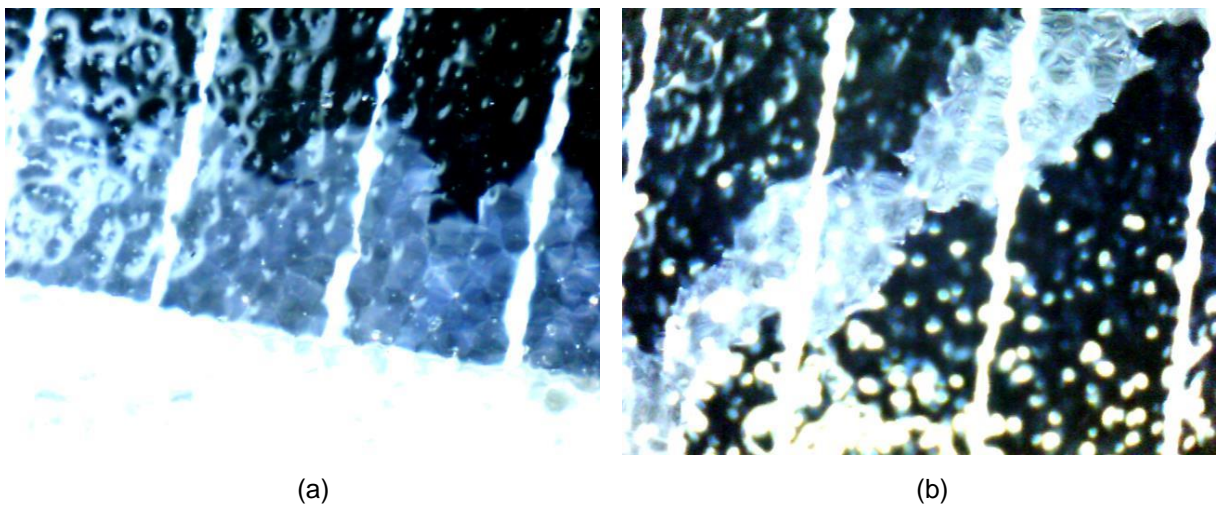


Figura 21 – Comparação das trilhas de caracol: (a) nas bordas e (b) nas regiões afastadas das bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.

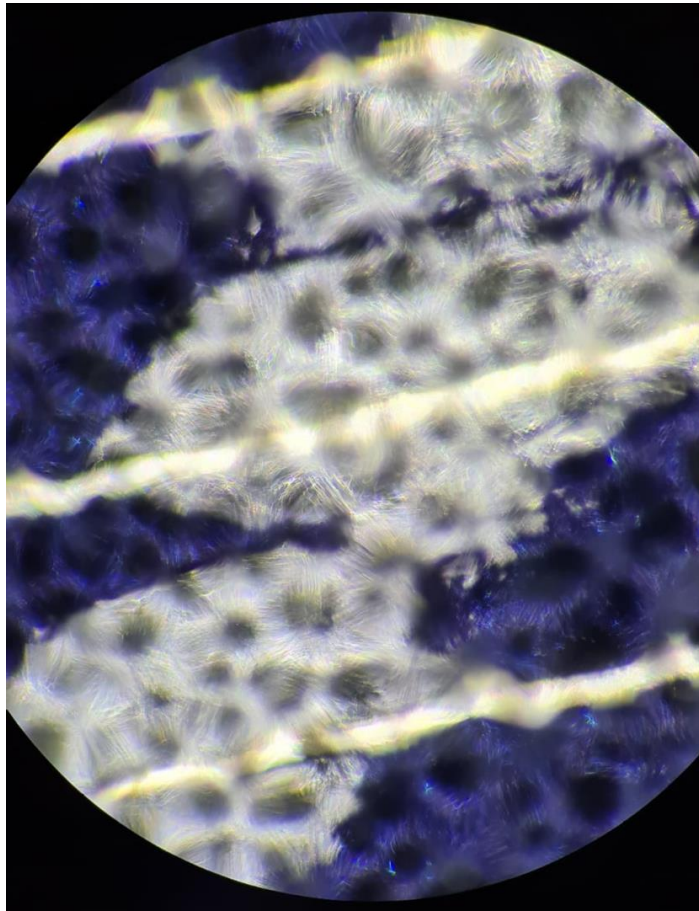


Figura 22 - Trilhas de caracol nas regiões afastadas das bordas das células solares observadas com auxílio do microscópio óptico Stemi 305.

4.2. Características e Parâmetros Elétricos Iniciais dos Módulos Fotovoltaicos

Na Tabela 4 e na Tabela 5 apresentam-se as características elétricas dos módulos fotovoltaicos produzidos com as células solares sem e com campo retrodifusor de alumínio, respectivamente. Todos os módulos fotovoltaicos têm em sua estrutura um código de barras, sendo possível identificar e comparar os valores de cada unidade.

A potência elétrica corresponde a área dos módulos fotovoltaicos produzidos em escala piloto de $0,277 \text{ m}^2$ (77,4 cm x 35,8 cm), sendo esta área da ordem de 10 % a 15 % da área de um módulo fotovoltaico comercializado atualmente. Foram instalados 28 módulos fotovoltaicos com células solares sem BSF e 32 com células solares com BSF de alumínio.

Tabela 4 - Valores iniciais, medidos após a fabricação, da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência para todos os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF e instalados no sistema fotovoltaico na Universidade Petrobras.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MSBSF- 01	1120455099	19,7	1,97	73,2	10,1	28,4	15,7	1,81
MSBSF- 02	1120465099	19,7	1,98	72,5	10,1	28,4	15,8	1,79
MSBSF- 03	1110485099	19,9	1,98	72,4	10,1	28,6	15,7	1,82
MSBSF- 04	1110495099	19,9	1,97	72,9	10,1	28,6	15,7	1,82
MSBSF- 05	1110515099	19,8	1,98	71,6	10,0	28,1	15,5	1,81
MSBSF- 06	1110545099	19,9	2,00	71,9	10,1	28,6	15,7	1,83
MSBSF- 07	1110555099	20,0	1,99	71,9	10,1	28,6	15,7	1,82
MSBSF- 08	1110565099	19,8	1,98	72,3	10,0	28,3	15,7	1,81
MSBSF- 09	1110605099	19,6	1,98	72,0	9,9	28,0	15,5	1,81
MSBSF- 10	1110615099	19,8	1,98	72,0	10,0	28,3	15,6	1,81
MSBSF- 11	1110655099	19,7	1,98	72,3	10,0	28,3	15,6	1,81
MSBSF- 12	1110665099	19,5	1,99	72,6	9,9	28,1	15,5	1,81
MSBSF- 13	1110675099	19,6	1,98	72,2	10,0	28,1	15,6	1,81
MSBSF- 14	1110685099	19,7	1,98	73,2	10,1	28,5	15,7	1,82
MSBSF- 15	1110695099	19,7	1,95	72,4	9,8	27,8	15,5	1,79
MSBSF- 16	1110705099	19,5	1,95	73,9	10,0	28,2	15,9	1,77
MSBSF- 17	1110715099	19,7	1,97	72,6	10,0	28,2	15,6	1,80
MSBSF- 18	1110725099	19,8	1,96	73,7	10,1	28,5	15,8	1,80
MSBSF- 19	1110735099	19,5	1,99	71,5	9,8	27,8	15,4	1,80
MSBSF- 20	1110745099	19,5	2,00	69,8	9,7	27,3	15,1	1,81
MSBSF- 21	1110755099	19,8	1,98	72,1	10,0	28,2	15,6	1,81
MSBSF- 22	1110765099	19,7	1,98	72,0	9,9	28,0	15,6	1,80
MSBSF- 23	1110775099	19,7	1,96	73,6	10,0	28,3	15,7	1,81
MSBSF- 24	1110785099	19,8	1,97	73,3	10,1	28,6	15,7	1,82
MSBSF- 25	1110795099	19,7	1,99	72,2	10,0	28,4	15,6	1,82
MSBSF- 26	1110805099	19,7	1,96	72,8	10,0	28,2	15,6	1,81
MSBSF- 27	1110815099	19,6	1,97	72,5	9,9	28,0	15,7	1,78
MSBSF- 28	1110835099	19,6	1,98	72,2	9,9	27,9	15,5	1,80

Tabela 5 - Valores iniciais, medidos após a fabricação, da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF e instalados no sistema fotovoltaico na Universidade Petrobras.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MCBSF-01	1321796119	21,0	2,19	76,2	12,4	35,2	17,1	2,06
MCBSF-02	1321806119	21,1	2,21	76,6	12,7	35,8	17,3	2,07
MCBSF-03	1321816119	21,1	2,18	77,2	12,6	35,5	17,2	2,07
MCBSF-04	1312176119	20,9	2,12	77,1	12,1	34,1	17,1	2,00
MCBSF-05	1312186119	20,9	2,13	77,1	12,1	34,2	17,1	2,00
MCBSF-06	1312196119	20,7	2,07	77,3	11,7	33,1	16,8	1,97
MCBSF-07	1312206119	20,6	2,11	77,0	11,8	33,4	16,9	1,98
MCBSF-08	1312216119	20,9	2,10	77,3	12,0	33,8	17,1	1,98
MCBSF-09	1312226119	20,8	2,08	78,0	11,9	33,7	17,0	1,99
MCBSF-10	1312236119	20,7	2,12	75,9	11,8	33,3	16,8	1,97
MCBSF-11	1312246119	21,0	2,16	75,6	12,1	34,3	17,1	2,01
MCBSF-12	1312266119	20,9	2,16	76,7	12,3	34,6	17,3	2,01
MCBSF-13	1312276119	21,0	2,15	76,9	12,3	34,7	17,2	2,02
MCBSF-14	1312296119	21,1	2,18	76,7	12,5	35,4	17,4	2,03
MCBSF-15	1312306119	21,0	2,18	76,7	12,4	35,1	17,3	2,03
MCBSF-16	1312316119	20,8	2,11	75,8	11,7	33,2	16,8	1,98
MCBSF-17	1312326119	20,7	2,12	76,7	12,0	33,8	17,0	1,99
MCBSF-18	1312336119	21,0	2,14	77,3	12,3	34,7	17,2	2,02
MCBSF-19	1312346119	21,0	2,12	76,6	12,1	34,1	17,1	2,00
MCBSF-20	1312356119	20,6	2,10	76,9	11,7	33,1	16,8	1,97
MCBSF-21	1312366119	20,9	2,15	77,4	12,3	34,8	17,2	2,02
MCBSF-22	1312376119	20,8	2,11	77,6	12,1	34,1	17,1	2,00
MCBSF-23	1312396119	20,7	2,13	76,4	11,9	33,5	17,0	1,98
MCBSF-24	1312406119	20,8	2,11	77,2	12,0	33,8	17,0	1,99
MCBSF-25	1312416119	21,1	2,18	76,0	12,3	34,9	17,0	2,05
MCBSF-26	1312426119	20,9	2,09	77,9	12,0	34,0	17,0	2,00
MCBSF-27	1312446119	21,1	2,18	76,1	12,4	34,9	17,0	2,05
MCBSF-28	1312456119	21,0	2,12	76,0	12,0	33,8	17,0	1,98
MCBSF-29	1312466119	21,0	2,14	76,6	12,2	34,3	17,1	2,00
MCBSF-30	1312476119	20,9	2,15	75,2	11,9	33,6	17,3	1,94
MCBSF-31	1312486119	20,9	2,15	75,5	12,0	34,0	16,8	2,02
MCBSF-32	1312496119	21,1	2,13	77,1	12,2	34,6	17,2	2,01

Como mostra a Tabela 5, a potência média dos módulos fotovoltaicos com células solares com BSF de alumínio foi de $(34,2 \pm 0,7)$ W, maior que o valor médio, de $(28,2 \pm 0,3)$ W dos dispositivos com células solares sem BSF.

A potência total instalada no sistema fotovoltaico foi de 1.885,4 W, sendo 1095,2 W e 790,2 W com módulos com células solares com e sem campo retrodifusor de alumínio, respectivamente. Comparando a Tabela 4 e a Tabela 5 nota-se que os valores médios da V_{oc} , I_{sc} e FF são maiores nos dispositivos com BSF, devido à redução da recombinação dos portadores de carga minoritários nestas células solares.

4.3. Parâmetros Elétricos após 77 Meses de Operação

Após os 77 meses de operação, os módulos fotovoltaicos retornaram ao NT-solar com a presença da sujidade adquirida no período e os parâmetros elétricos foram medidos novamente, com o auxílio do simulador solar, para que fosse possível analisar as consequências da sujidade e da degradação. Os dados obtidos dos módulos sem e com BSF são mostrados, respectivamente, nas Tabelas 6 e 7.

Posteriormente, o mesmo procedimento foi realizado, dessa vez com os módulos sem presença de sujidade. Para esta medição os dispositivos foram limpos com água e mistura de água e álcool, a fim de obter os dados para avaliação dos efeitos da degradação nos parâmetros elétricos. Nas Tabelas 8 e 9, encontram-se tais informações dos módulos sem e com BSF, respectivamente.

O módulo MCBSF-17 foi extraviado durante o transporte por isso não constam nas Tabelas 7 e 9 os respectivos valores dos parâmetros elétricos. Por esse motivo, este módulo fotovoltaico foi desconsiderado nas análises de sujidade e degradação, não sendo considerado nos cálculos dos valores médios dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos com BSF apresentados nas Tabelas 10 e 11. Verifica-se que os parâmetros elétricos médios dos dispositivos MCBSF são maiores que os dos módulos MSBSF, com e sem sujidade, devido ao efeito do campo retrodifusor de alumínio.

Tabela 6 - Tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF, com presença de sujeidade na superfície frontal após 77 meses em operação.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MSBSF- 01	1120455099	19,6	1,74	76,1	9,2	26,0	16,0	1,66
MSBSF- 02	1120465099	19,7	1,80	74,1	9,3	26,2	15,8	1,66
MSBSF- 03	1110485099	19,8	1,74	76,9	9,4	26,5	15,8	1,67
MSBSF- 04	1110495099	19,8	1,77	75,4	9,3	26,4	15,8	1,67
MSBSF- 05	1110515099	19,8	1,75	75,0	9,2	26,0	15,7	1,66
MSBSF- 06	1110545099	19,8	1,83	73,6	9,4	26,7	15,6	1,71
MSBSF- 07	1110555099	19,8	1,81	73,4	9,3	26,3	15,5	1,70
MSBSF- 08	1110565099	19,6	1,78	75,4	9,3	26,3	15,8	1,67
MSBSF- 09	1110605099	19,6	1,74	76,1	9,2	25,9	15,7	1,65
MSBSF- 10	1110615099	19,9	1,82	73,5	9,4	26,6	15,7	1,69
MSBSF- 11	1110655099	19,9	1,82	75,0	9,6	27,1	15,8	1,72
MSBSF- 12	1110665099	19,6	1,78	75,9	9,4	26,4	15,6	1,69
MSBSF- 13	1110675099	19,7	1,87	73,0	9,5	26,9	15,6	1,72
MSBSF- 14	1110685099	19,7	1,78	76,8	9,5	26,8	15,9	1,68
MSBSF- 15	1110695099	19,7	1,71	77,4	9,2	26,0	15,9	1,63
MSBSF- 16	1110705099	19,5	1,81	75,7	9,5	26,7	15,7	1,70
MSBSF- 17	1110715099	19,6	1,79	75,6	9,4	26,5	15,8	1,68
MSBSF- 18	1110725099	19,8	1,76	77,6	9,6	27,1	15,9	1,71
MSBSF- 19	1110735099	19,6	1,77	74,7	9,2	25,8	15,5	1,67
MSBSF- 20	1110745099	19,6	1,78	58,9	7,3	20,6	12,6	1,63
MSBSF- 21	1110755099	19,7	1,82	74,4	9,5	26,8	15,7	1,70
MSBSF- 22	1110765099	19,7	1,67	78,9	9,2	26,0	16,1	1,62
MSBSF- 23	1110775099	19,6	1,78	75,4	9,3	26,3	15,8	1,67
MSBSF- 24	1110785099	19,7	1,81	75,1	9,5	26,9	15,8	1,70
MSBSF- 25	1110795099	19,7	1,75	75,8	9,3	26,1	15,8	1,65
MSBSF- 26	1110805099	19,8	1,79	75,0	9,4	26,6	15,9	1,79
MSBSF- 27	1110815099	19,6	1,78	75,4	9,3	26,3	15,8	1,67
MSBSF- 28	1110835099	19,6	1,81	73,8	9,3	26,2	15,6	1,68

Tabela 7 - Tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF, com presença de sujeidade na superfície frontal após 77 meses em operação.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MCBSF-01	1321796119	21,1	2,03	78,3	11,8	33,4	17,4	1,92
MCBSF-02	1321806119	21,1	1,96	80,7	11,8	33,4	17,5	1,90
MCBSF-03	1321816119	21,1	2,07	78,1	12,1	34,1	17,3	1,97
MCBSF-04	1312176119	21,0	1,97	78,9	11,5	32,6	17,3	1,88
MCBSF-05	1312186119	20,9	1,98	78,5	11,6	32,6	17,2	1,90
MCBSF-06	1312196119	20,7	2,00	77,9	11,4	32,1	16,9	1,90
MCBSF-07	1312206119	20,8	1,94	79,7	11,4	32,0	17,1	1,88
MCBSF-08	1312216119	20,9	1,97	79,3	11,6	32,7	17,2	1,90
MCBSF-09	1312226119	20,9	1,97	78,6	11,4	32,3	17,2	1,88
MCBSF-10	1312236119	20,7	1,94	79,3	11,3	32,0	17,0	1,88
MCBSF-11	1312246119	21,1	2,02	78,0	11,8	33,3	17,4	1,92
MCBSF-12	1312266119	21,0	2,00	78,7	11,7	33,1	17,4	1,91
MCBSF-13	1312276119	21,0	2,02	77,9	11,7	33,1	17,2	1,93
MCBSF-14	1312296119	21,1	1,98	80,0	11,9	33,5	17,4	1,92
MCBSF-15	1312306119	21,1	2,05	78,4	12,0	33,9	17,6	1,93
MCBSF-16	1312316119	20,9	1,87	80,9	11,2	31,6	17,3	1,82
MCBSF-17	1312326119	-	-	-	-	-	-	-
MCBSF-18	1312336119	21,0	1,91	82,1	11,7	33,0	17,7	1,87
MCBSF-19	1312346119	21,0	1,98	78,6	11,6	32,7	17,2	1,98
MCBSF-20	1312356119	20,6	1,93	79,5	11,2	31,6	17,2	1,84
MCBSF-21	1312366119	21,0	2,01	79,5	11,9	33,6	17,5	1,92
MCBSF-22	1312376119	20,9	1,97	79,0	11,5	32,5	17,2	1,89
MCBSF-23	1312396119	20,7	1,96	79,3	11,4	32,2	17,2	1,88
MCBSF-24	1312406119	20,9	1,98	78,8	11,5	32,5	17,2	1,89
MCBSF-25	1312416119	21,1	1,98	80,4	11,9	33,6	17,5	1,92
MCBSF-26	1312426119	21,0	1,91	79,4	11,2	31,7	17,3	1,83
MCBSF-27	1312446119	21,2	1,94	79,9	11,7	32,9	17,5	1,88
MCBSF-28	1312456119	21,0	1,89	79,9	11,2	31,7	17,4	1,83
MCBSF-29	1312466119	21,0	1,97	79,1	11,6	32,7	17,3	1,89
MCBSF-30	1312476119	20,9	1,92	78,7	11,2	31,5	17,4	1,81
MCBSF-31	1312486119	21,0	1,98	78,2	11,5	32,6	17,2	1,89
MCBSF-32	1312496119	21,1	2,03	78,2	11,9	33,5	17,5	1,92

Tabela 8 - Tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF, sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses em operação.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MSBSF- 01	1120455099	19,6	1,89	73,0	9,6	27,1	15,7	1,73
MSBSF- 02	1120465099	19,6	1,89	72,4	9,5	26,9	15,4	1,75
MSBSF- 03	1110485099	19,7	1,90	72,4	9,6	27,2	15,6	1,75
MSBSF- 04	1110495099	19,7	1,88	73,1	9,6	27,1	15,5	1,75
MSBSF- 05	1110515099	19,7	1,91	71,8	9,5	27,0	15,3	1,76
MSBSF- 06	1110545099	19,8	1,89	71,9	9,6	27,0	15,6	1,73
MSBSF- 07	1110555099	19,8	1,90	71,9	9,6	27,0	15,3	1,76
MSBSF- 08	1110565099	19,7	1,90	72,2	9,6	27,1	15,4	1,75
MSBSF- 09	1110605099	19,6	1,90	72,4	9,5	26,9	15,3	1,76
MSBSF- 10	1110615099	19,8	1,90	72,1	9,6	27,2	15,7	1,73
MSBSF- 11	1110655099	19,8	1,90	73,1	9,7	27,4	15,6	1,75
MSBSF- 12	1110665099	19,5	1,88	74,0	9,6	27,1	15,4	1,76
MSBSF- 13	1110675099	19,5	1,90	72,5	9,6	27,0	15,3	1,76
MSBSF- 14	1110685099	19,6	1,89	74,4	9,7	27,5	15,5	1,77
MSBSF- 15	1110695099	19,6	1,86	73,3	9,4	26,7	15,6	1,71
MSBSF- 16	1110705099	19,4	1,89	74,7	9,7	27,3	15,7	1,74
MSBSF- 17	1110715099	19,5	1,87	73,6	9,5	26,9	15,4	1,75
MSBSF- 18	1110725099	19,7	1,87	74,7	9,7	27,5	15,8	1,74
MSBSF- 19	1110735099	19,5	1,90	71,4	9,4	26,5	15,3	1,74
MSBSF- 20	1110745099	19,6	1,90	65,6	8,6	24,4	14,1	1,73
MSBSF- 21	1110755099	19,7	1,91	72,3	9,7	27,2	15,5	1,76
MSBSF- 22	1110765099	19,6	1,90	72,6	9,6	27,0	15,4	1,76
MSBSF- 23	1110775099	19,5	1,89	73,5	9,6	27,0	15,7	1,72
MSBSF- 24	1110785099	19,6	1,91	72,9	9,7	27,3	15,5	1,77
MSBSF- 25	1110795099	19,6	1,90	72,6	9,6	27,0	15,4	1,76
MSBSF- 26	1110805099	19,7	1,89	72,7	9,6	27,1	15,5	1,75
MSBSF- 27	1110815099	19,5	1,88	73,3	9,5	26,9	15,4	1,75
MSBSF- 28	1110835099	19,6	1,91	72,1	9,5	26,9	15,3	1,75

Tabela 9 - Tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), eficiência (η), potência máxima (P_{MP}) e tensão (V_{MP}) e corrente elétrica (I_{MP}) no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com BSF, sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses em operação.

Módulo	Cod. Barras	Voc (V)	Isc (A)	FF (%)	η (%)	Pmp (W)	Vmp (V)	Imp (A)
MCBSF-01	1321796119	21,0	2,14	76,6	12,16	34,3	17,0	2,0
MCBSF-02	1321806119	21,0	2,15	76,9	12,32	34,8	17,1	2,0
MCBSF-03	1321816119	21,0	2,14	77,2	12,26	34,6	17,2	2,0
MCBSF-04	1312176119	20,8	2,06	77,8	11,83	33,4	17,1	2,0
MCBSF-05	1312186119	20,8	2,07	77,8	11,85	33,5	17,2	2,0
MCBSF-06	1312196119	20,6	2,02	77,8	11,46	32,4	16,9	1,9
MCBSF-07	1312206119	20,6	2,04	78,0	11,63	32,9	17,0	1,9
MCBSF-08	1312216119	20,8	2,01	79,5	11,80	33,3	17,0	2,0
MCBSF-09	1312226119	20,8	2,03	78,6	11,75	33,2	17,0	2,0
MCBSF-10	1312236119	20,7	2,01	79,1	11,60	32,8	17,0	1,9
MCBSF-11	1312246119	21,0	2,08	77,8	12,02	33,9	17,2	2,0
MCBSF-12	1312266119	20,9	2,10	77,8	12,11	34,2	17,3	2,0
MCBSF-13	1312276119	21,0	2,09	77,8	12,04	34,0	17,2	2,0
MCBSF-14	1312296119	21,1	2,10	78,1	12,26	34,6	17,4	2,0
MCBSF-15	1312306119	21,1	2,11	77,6	12,24	34,6	17,4	2,0
MCBSF-16	1312316119	20,8	2,03	77,6	11,62	32,8	16,9	1,9
MCBSF-17	1312326119	-	-	-	-	-	-	-
MCBSF-18	1312336119	21,0	2,04	79,5	12,05	34,0	17,2	2,0
MCBSF-19	1312346119	20,9	2,08	77,4	11,92	33,7	17,1	2,0
MCBSF-20	1312356119	20,5	2,02	77,9	11,45	33,3	16,8	1,9
MCBSF-21	1312366119	21,0	2,08	78,3	12,09	34,1	17,3	2,0
MCBSF-22	1312376119	20,8	2,04	78,7	11,79	33,3	17,1	2,0
MCBSF-23	1312396119	20,7	2,03	78,3	11,65	33,0	17,0	1,9
MCBSF-24	1312406119	20,8	2,06	77,8	11,79	33,3	17,0	2,0
MCBSF-25	1312416119	21,0	2,05	79,8	12,19	34,4	17,4	2,0
MCBSF-26	1312426119	20,9	2,04	78,1	11,79	33,3	17,0	2,0
MCBSF-27	1312446119	21,1	2,07	78,2	12,06	34,1	17,2	2,0
MCBSF-28	1312456119	20,9	2,05	78,0	11,85	33,5	17,2	2,0
MCBSF-29	1312466119	21,0	2,08	77,4	11,92	33,7	17,1	2,0
MCBSF-30	1312476119	20,8	2,02	77,7	11,55	32,6	17,2	1,9
MCBSF-31	1312486119	20,9	2,09	76,4	11,81	33,4	17,0	2,0
MCBSF-32	1312496119	21,0	2,09	78,0	12,09	34,1	17,2	2,0

Tabela 10 - Valores médios da tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de Al com presença de sujidade, após 77 meses de operação.

Módulo Fotovoltaico (Tipo de célula solar)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	P_{MP} (W)
MSBSF (Sem BSF)	$19,7 \pm 0,1$	$1,78 \pm 0,04$	$74,8 \pm 3,4$	$26,2 \pm 1,2$
MCBSF (Com BSF)	$21,0 \pm 0,1$	$1,97 \pm 0,05$	$79,2 \pm 0,9$	$32,7 \pm 0,7$

Tabela 11 - Valores médios de tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) no ponto de máxima potência para os módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem e com BSF de Al sem presença de sujidade, limpos, após 77 meses de operação.

Módulo Fotovoltaico (Tipo de célula solar)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	P_{mp} (W)
MSBSF (Sem BSF)	$19,6 \pm 0,1$	$1,89 \pm 0,01$	$72,6 \pm 1,6$	$27,0 \pm 0,6$
MCBSF (Com BSF)	$20,9 \pm 0,2$	$2,06 \pm 0,04$	$78,0 \pm 0,8$	$33,6 \pm 0,7$

4.4. Avaliação do Efeito da Sujidade nos Parâmetros Elétricos

4.4.1. Influência da Sujidade nos Módulos com Células Solares sem Campo Retrodifusor

A fim de analisar a influência da sujidade, os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos com sujidade, apresentados na Tabela 6, foram comparados com os valores medidos nos módulos sem sujidade, mostrados na Tabela 8. Para facilitar a comparação da V_{oc} , I_{sc} , FF e P_{MP} dos módulos fotovoltaicos MSBSF e MCBSF, a escala para cada um dos parâmetros elétricos nas figuras foi mantida a mesma.

Na Figura 23 são comparados os valores da tensão de circuito aberto de todos os módulos fotovoltaicos produzidos com células solares sem campo retrodifusor com e sem sujidade, após 77 meses em operação.

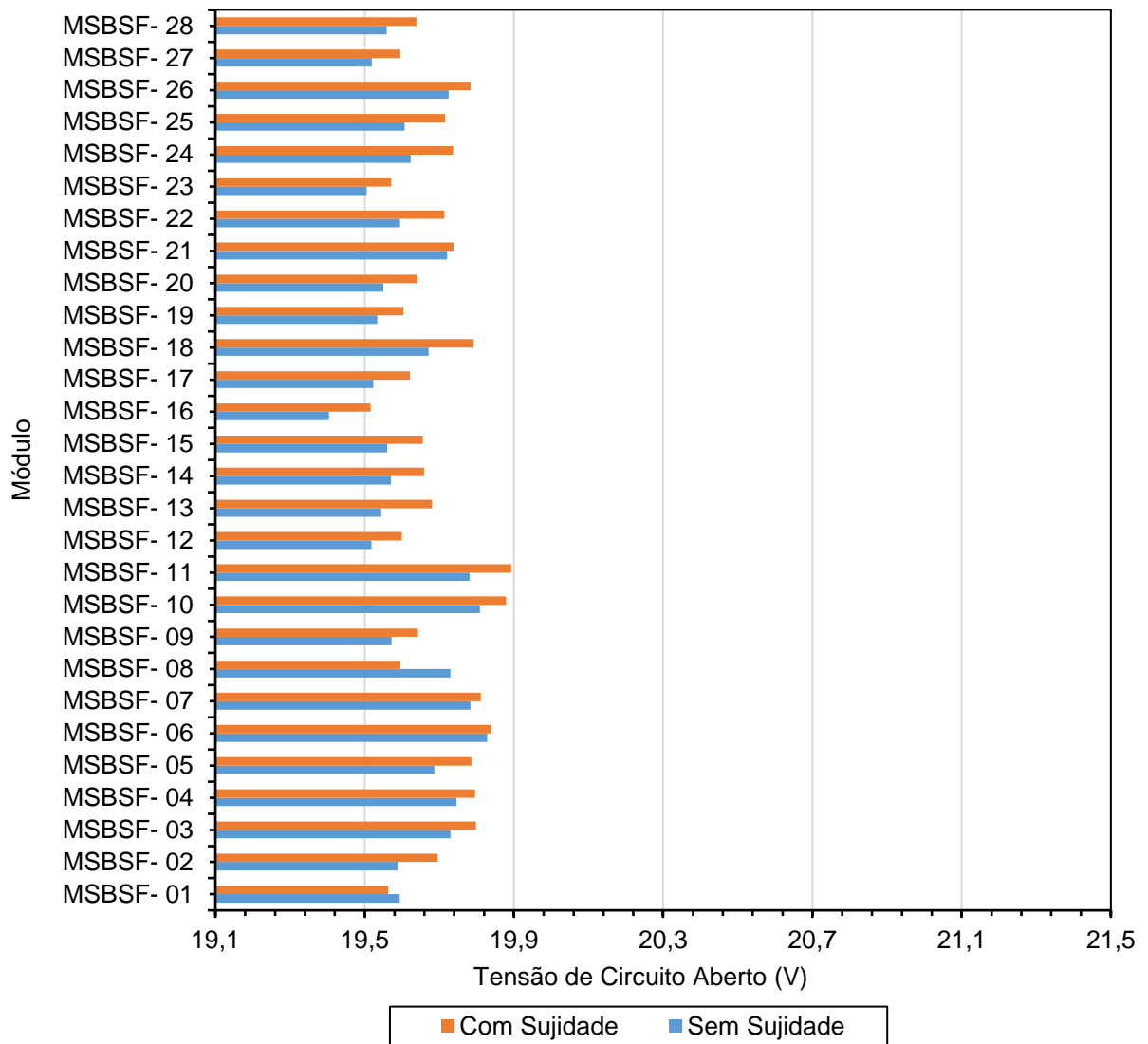


Figura 23 - Tensão de circuito aberto de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

Nota-se que a tensão de circuito aberto praticamente não foi alterada pela sujidade nos módulos MSBSF. Ocorreu uma variação média de 0,4%, que pode estar associada a incerteza na medição. Em apenas 7,1% dos dispositivos MSBSF a tensão de circuito aberto teve uma queda em seus valores. Provavelmente, nestes módulos fotovoltaicos não ocorreu a variação da tensão e a diferença está associada à incerteza da medição.

Analisando a Figura 24, que mostra os valores de corrente de curto-circuito, observa-se claramente que este parâmetro apresentou uma redução significativa, com presença de sujidade, que variou de -12,2% a -1,8%. O módulo MSBSF-22 foi o que

apresentou maior discrepância, o que provavelmente indica que este estava em um local onde possibilitou o maior acúmulo de sujidade em sua superfície.

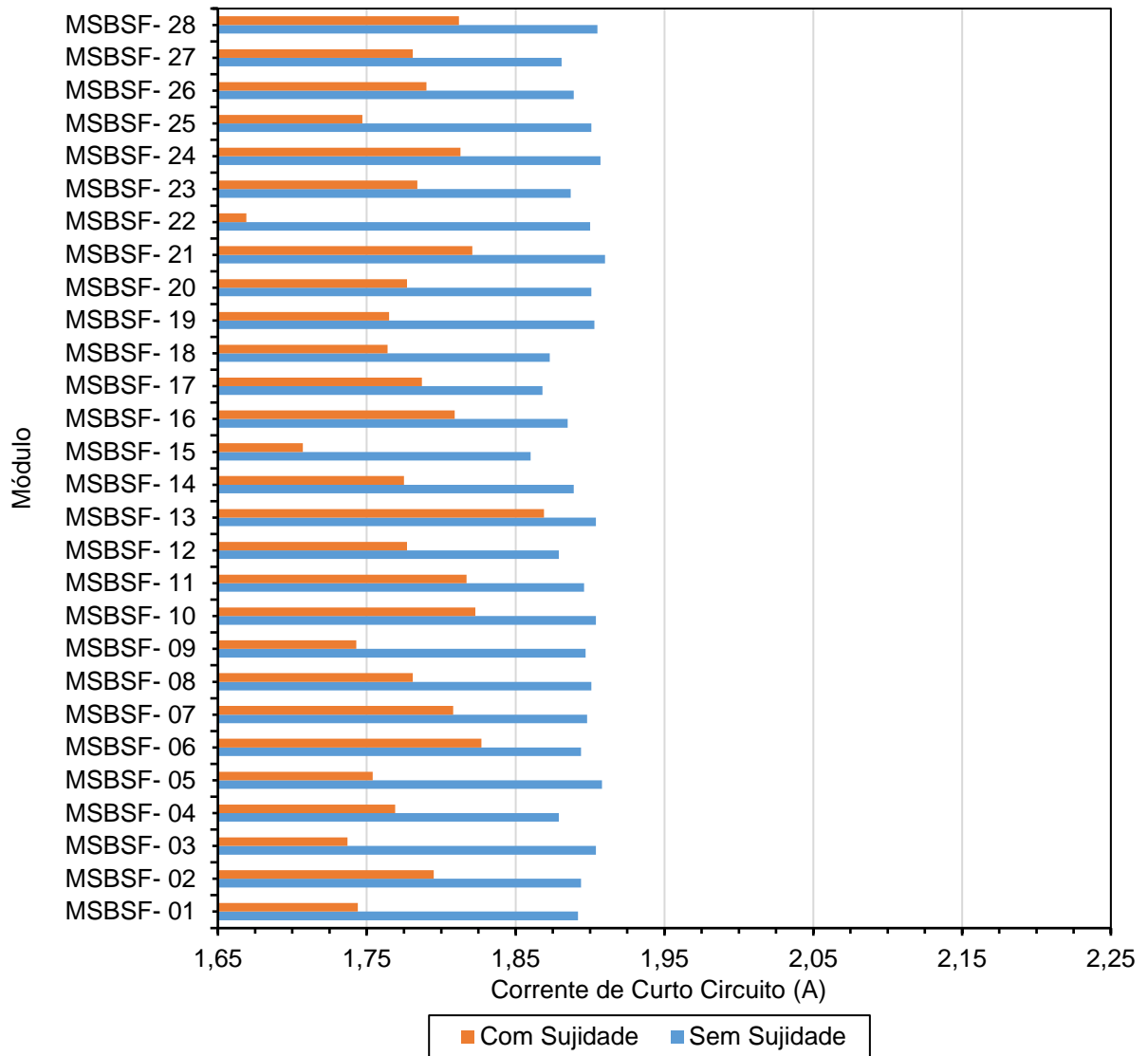


Figura 24 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

A Figura 25 traz a comparação do fator de forma nos módulos MSBSF com e sem presença de sujidade. Nota-se que a sujidade aumentou o fator de forma, aliado a queda da corrente de curto circuito. Também é perceptível que os módulos MSBSF-20 e MSBSF-22 apresentam a maior variação de fator de forma. No módulo MSBSF-22, o aumento médio do FF foi de 3,0% com a presença de sujidade. No entanto, no caso do módulo MSBSF-20, o FF foi de 58,9% sem sujidade, um decréscimo de

aproximadamente 10,2%, que pode estar associado a problemas de conexão elétrica entre as células solares.

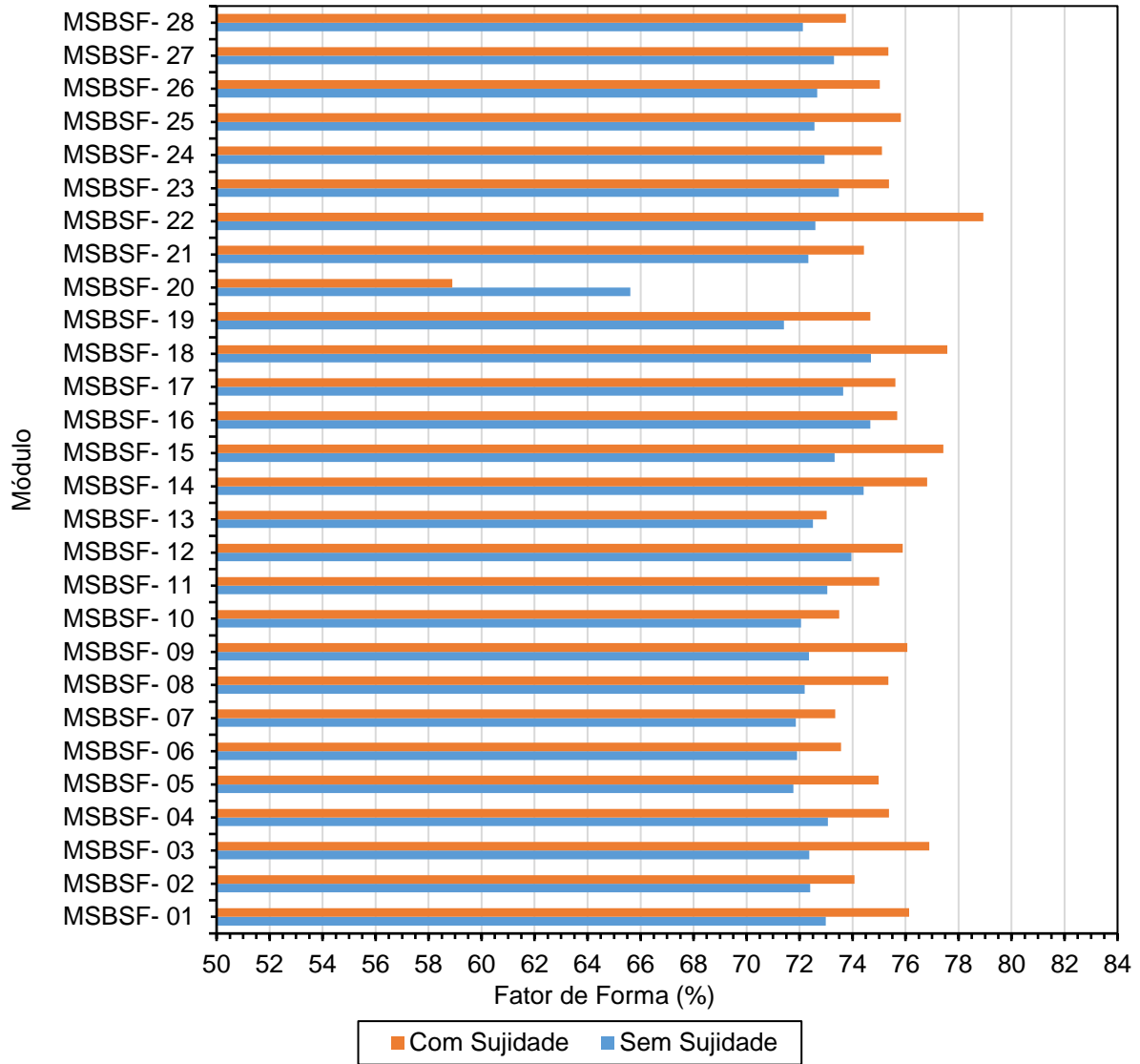


Figura 25 - Fator de forma de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

A diferença na potência elétrica no ponto de máxima potência é mostrada na Figura 26. Verifica-se que a potência elétrica apresentou valores inferiores para todos os módulos com presença de sujidade. Isso se deve à diminuição dos valores da corrente elétrica no ponto de máxima potência.

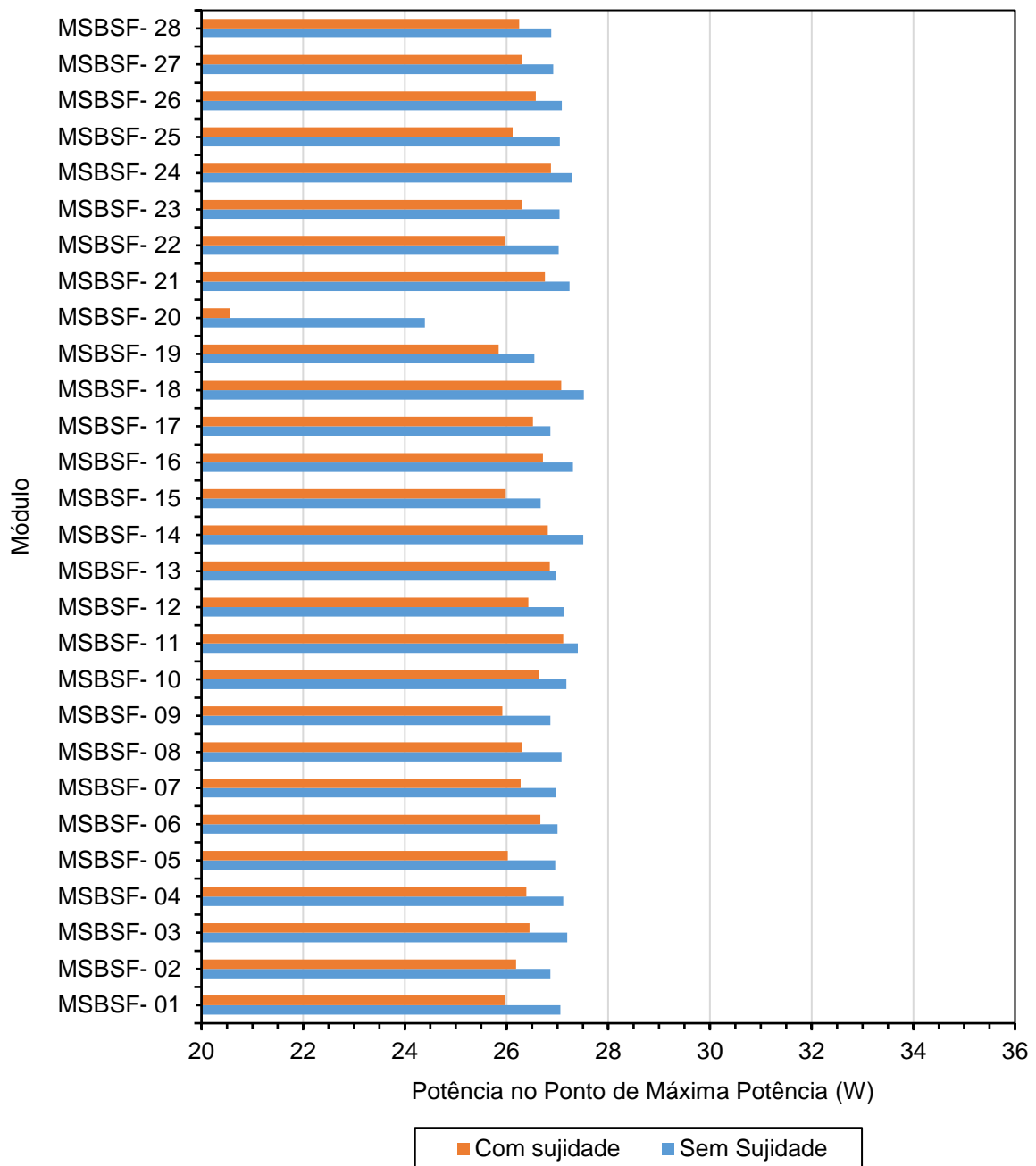


Figura 26 - Potência de cada módulo fotovoltaico MSBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

O módulo MSBSF-20 apresenta potência elétrica discrepante dos demais valores mostrados na Figura 26. No caso deste módulo fotovoltaico, analisando as Figuras 23, 24 e 25, constata-se que o parâmetro elétrico que mais contribuiu para a redução da potência foi o fator de forma. Provavelmente, a causa do baixo valor do fator de forma pode ser devido a defeitos na soldagem do contato elétrico entre as células solares ou as tiras de células solares.

4.4.2. Influência da Sujidade nos Módulos com Células Solares com Campo Retrodifusor de Alumínio

A mesma análise da influência da sujidade nos parâmetros elétricos foi feita para os módulos com BSF. As Figuras 27 e 28 mostram os valores de V_{oc} e I_{sc} , respectivamente, dos módulos com BSF, sem e com presença de sujidade.

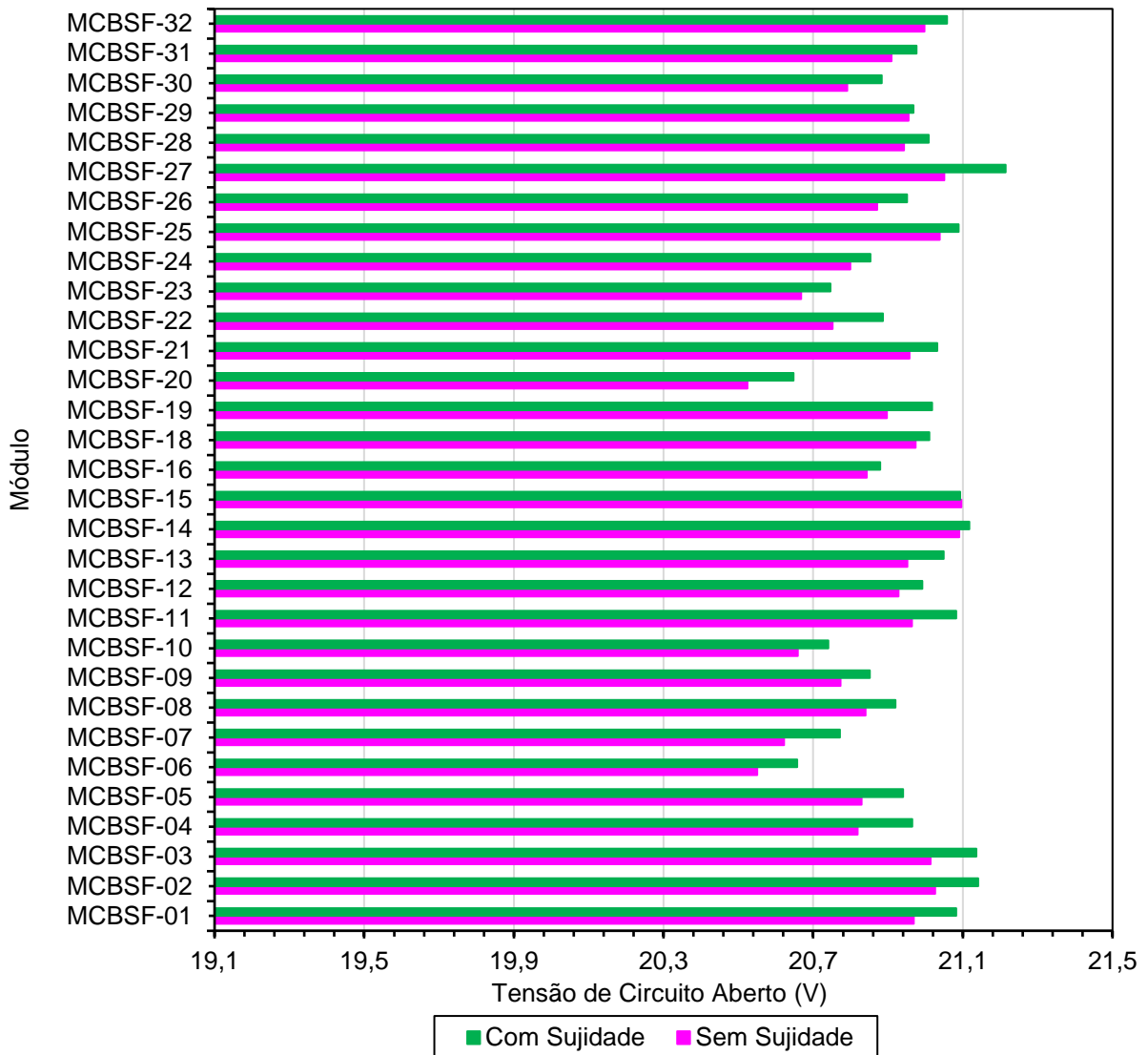


Figura 27 - Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

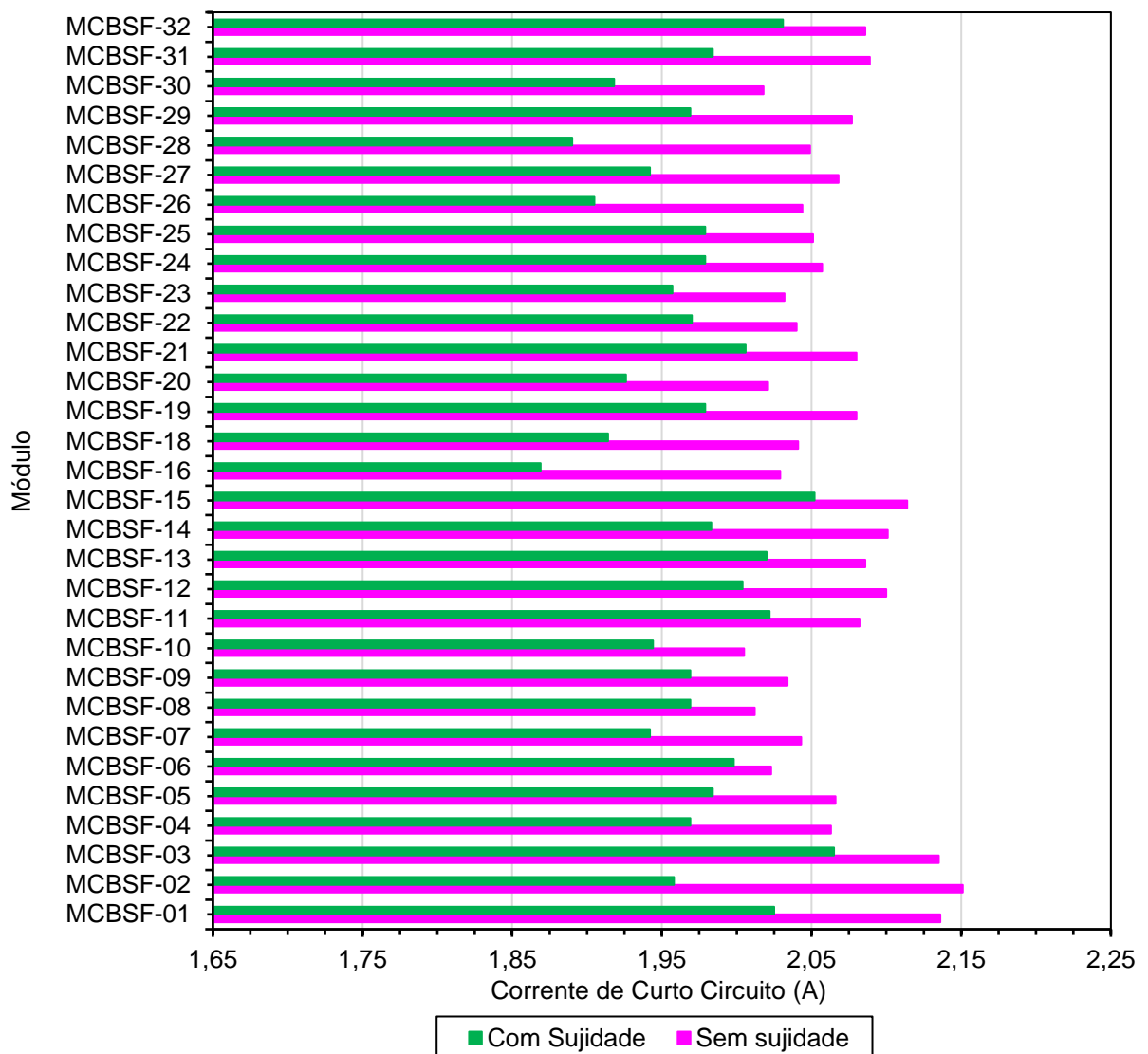


Figura 28 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

Assim como nos módulos com células solares sem BSF, a partir dos valores ilustrados na Figura 27, constata-se que a sujidade afeta pouco a V_{oc} e em todos os casos, a tensão de circuito aberto apresentou valores superiores com a presença de sujidade. O aumento da V_{oc} com a presença de sujidade está no intervalo de 0,01% a 0,78% e está associado à incerteza da medição deste parâmetro, que é afetado principalmente pela temperatura.

No entanto, como mostra a Figura 28, os valores da I_{sc} diminuíram de forma significativa com a sujidade, variando em média 4,5% com a presença da sujidade. O módulo MCBSF-02 foi o que apresentou uma maior queda no valor da corrente de curto-circuito, provavelmente por uma presença maior de sujidade.

A Figura 29 mostra os dados obtidos referentes ao fator de forma. Esse parâmetro foi pouco afetado pela sujidade e, nestes módulos, também apresentou um pequeno aumento com a sujidade. Os valores do fator de forma observados na Figura 24, dos módulos MSBSF, aumentaram aproximadamente 3,0% na presença de sujidade. Nos módulos MCBSF o acréscimo foi menor, de 1,5%.

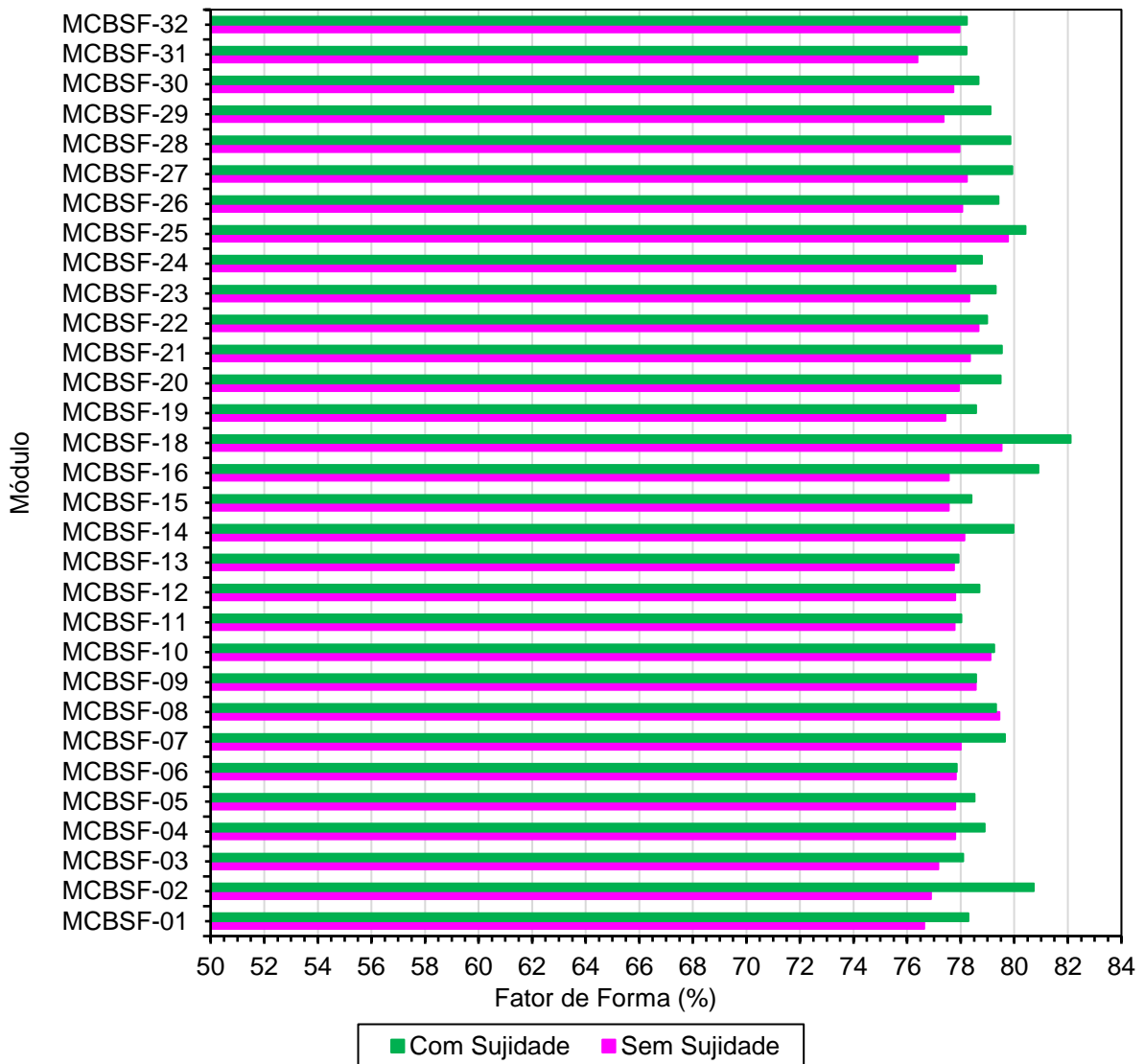


Figura 29 - Fator de forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

Como consequência da redução na I_{sc} provocada pela sujidade, a P_{MP} sofreu uma queda com a presença de sujidade, como ilustra a Figura 30. A maior redução da P_{MP} foi observada no módulo MCBSF-28, com a diminuição de 5,2%.

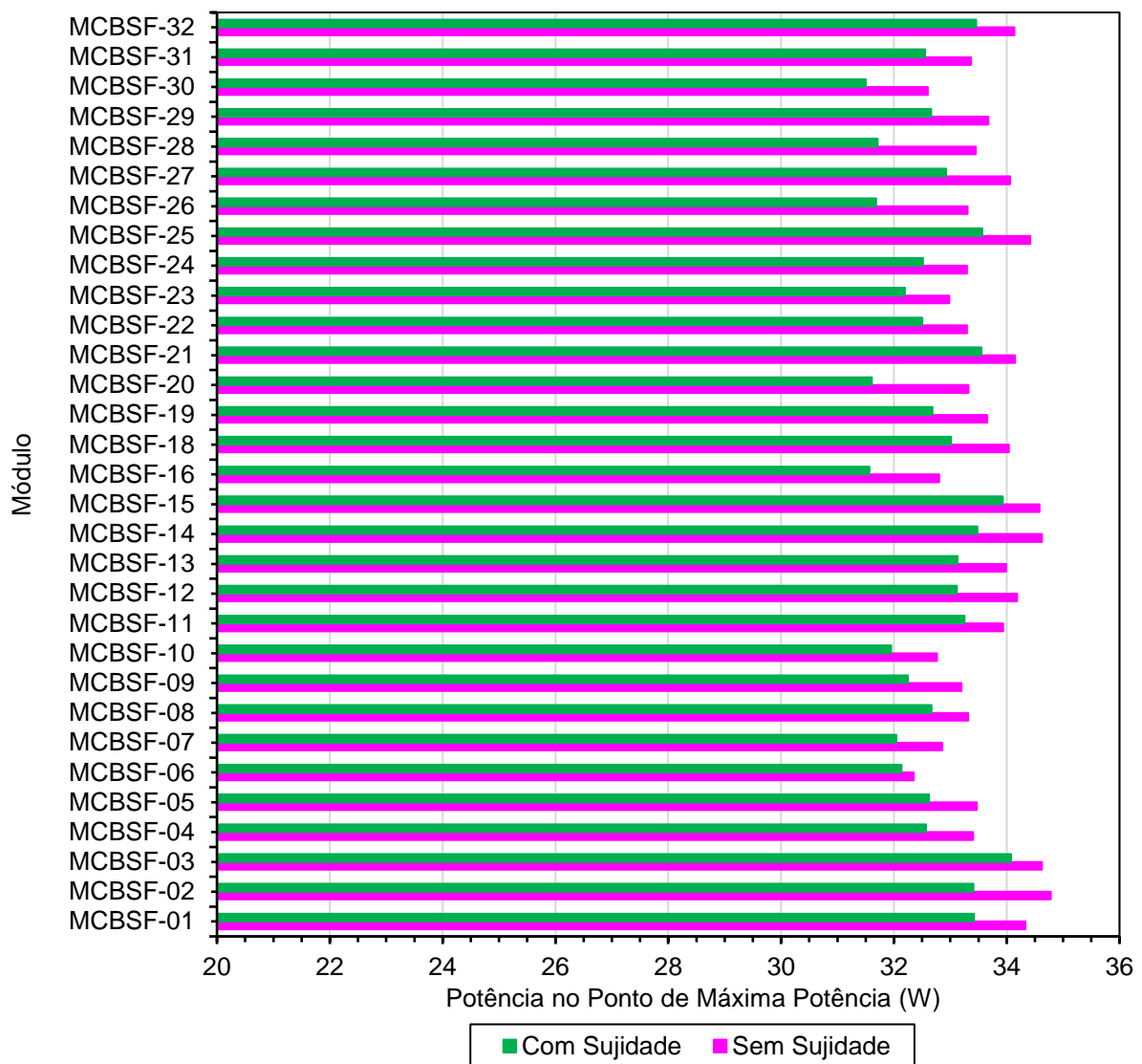


Figura 30 – Potência de cada módulo fotovoltaico MCBSF com e sem sujidade, após 77 meses de operação.

4.4.3. Comparação da Influência da Sujidade em Módulos com Células Solares com e sem Campo Retrodifusor de Alumínio

A fim de determinar qual grupo de módulos fotovoltaicos teve uma maior influência da sujidade em sua operação, foi calculada a variação percentual dos parâmetros elétricos (V_{OC} , I_{SC} , P_{MP} , FF) de cada um dos módulos com células solares sem e com BSF. Os resultados são comparados na Figura 31, por meio da variação percentual média de cada um dos parâmetros elétricos.

A tensão de circuito aberto foi o parâmetro menos afetado pela sujidade, podendo ser desconsiderada, por estar dentro da incerteza da medição. No entanto,

a corrente elétrica de curto-circuito foi o parâmetro mais influenciado pela sujidade, indicando que a sujidade reduz principalmente a radiação solar que chega nas células solares. Nos módulos MSBSF a redução média da I_{sc} foi de quase 6,0% enquanto que nos dispositivos MCBSF a redução média foi inferior e da ordem de 4,5%. Portanto, se constatou que nos módulos fotovoltaicos com células solares sem campo retrodifusor a I_{sc} sofreu uma redução 1,5 % maior com a sujidade, embora a superfície dos vidros de encapsulamento seja a mesma.

Nos dispositivos MCBSF, que apresentaram maior FF, o aumento foi menor, da ordem de 1,5%. Porém, nos módulos fotovoltaicos MSBSF o aumento médio foi de aproximadamente 3,0 %.

Devido à redução na I_{sc} , a potência no ponto de máxima potência sofreu uma redução com a sujidade, similar nos dois grupos de dispositivos, da ordem de - 2,8% a - 2,9 %.

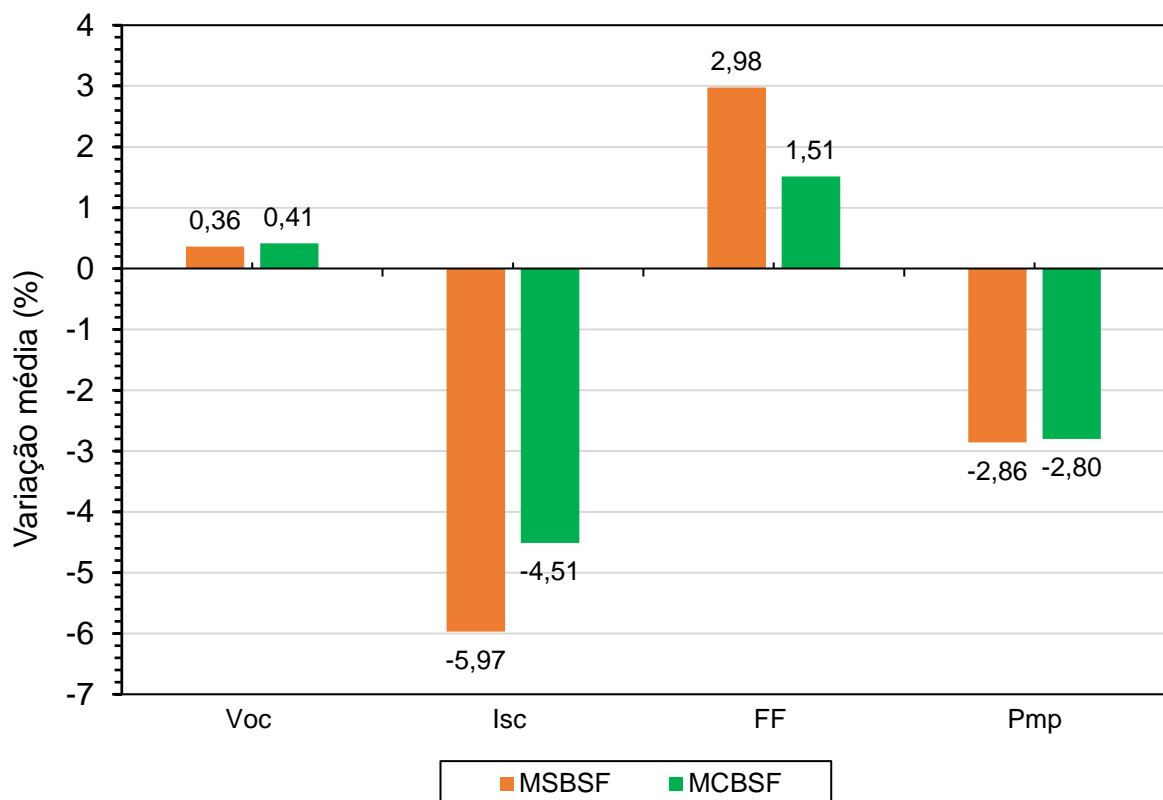


Figura 31 – Variação percentual média da tensão de circuito aberto (V_{oc}), da corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) dos módulos fotovoltaicos fabricados com e sem BSF, sobre a influência de sujidade.

4.5. Análise da Degradação dos Parâmetros Elétricos

4.5.1. Degradação nos Módulos com Células Solares sem Campo Retrodifusor

A fim de analisar a degradação, os dados dos módulos fotovoltaicos iniciais, mostrados na Tabela 3, foram comparados com os valores dos módulos sem sujidade após 77 meses de operação, apresentados na Tabela 7. Na Figura 32, pode-se observar a variação da V_{oc} dos dispositivos MSBSF.

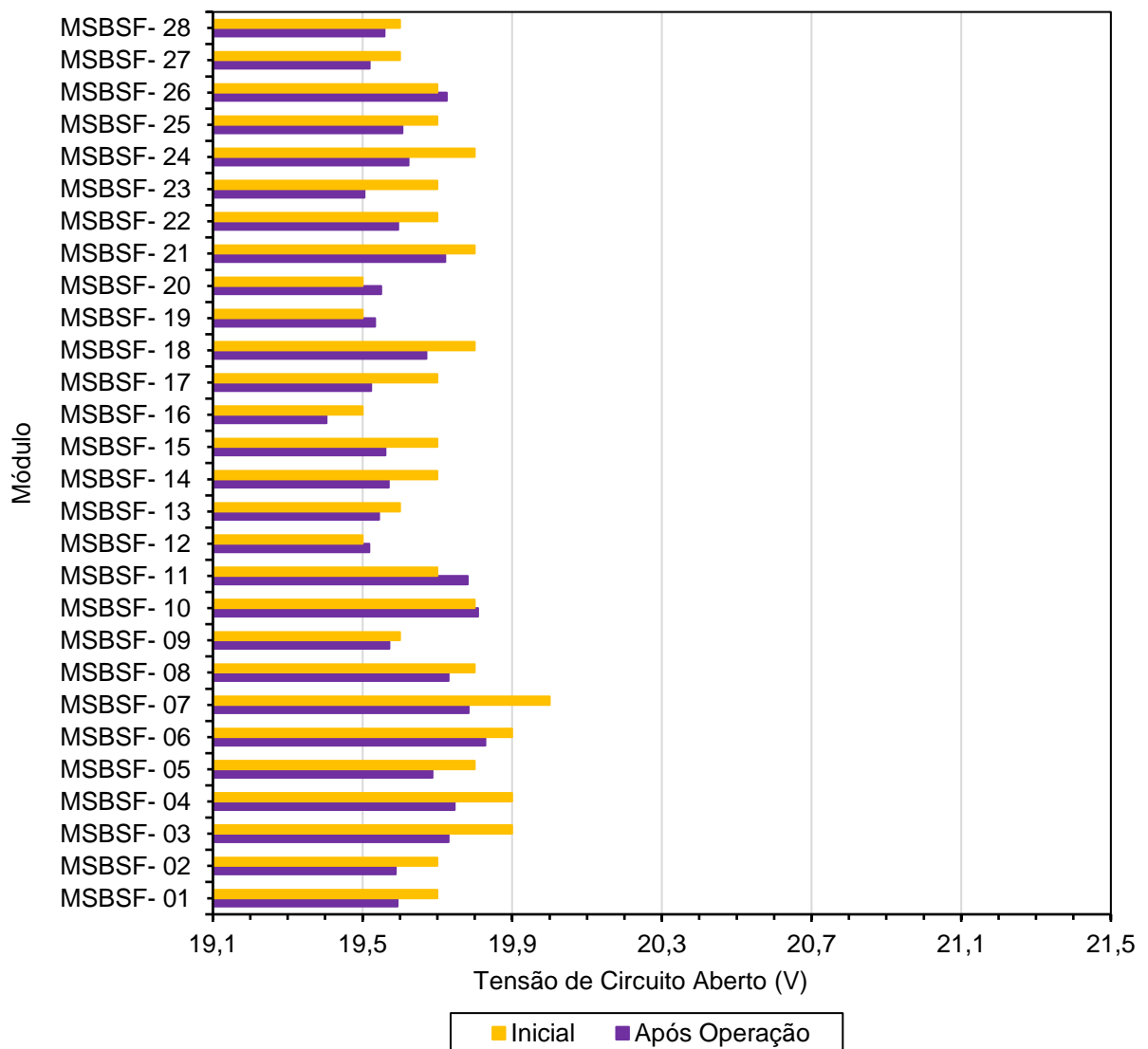


Figura 32 – Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Na maioria dos módulos fotovoltaicos, a tensão de circuito aberto após os 77 meses de operação variou de forma praticamente inexpressiva. Nestes dispositivos, na maioria dos casos, a V_{OC} é menor após a exposição dos módulos fotovoltaicos à irradiação solar e este resultado pode estar associado à incerteza da medida.

No entanto, a I_{sc} variou em média - 4,2% após os 77 meses de operação. Este parâmetro variou de forma similar em cada um dos 28 módulos fotovoltaicos como pode ser visualizado na Figura 33.

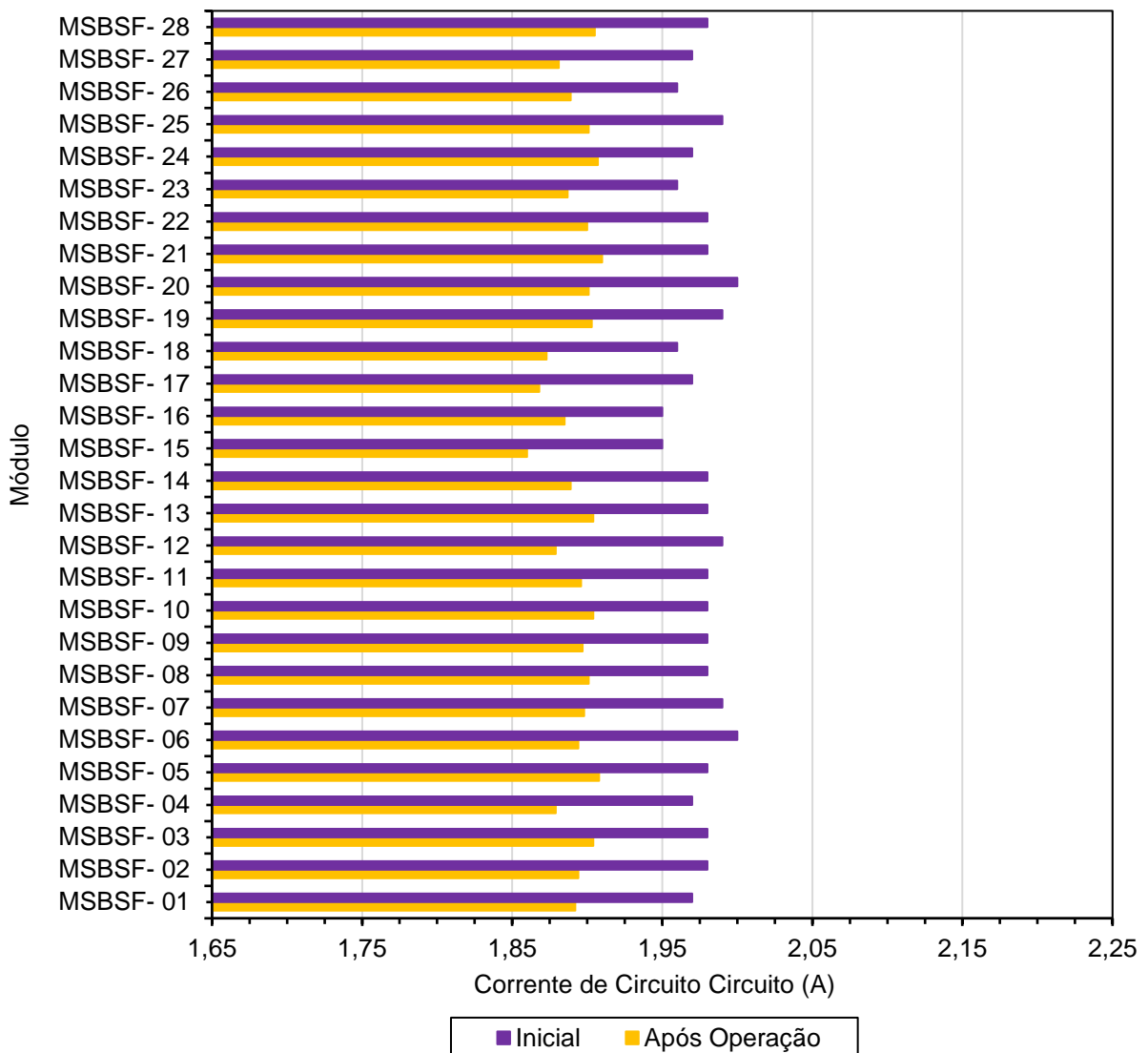


Figura 33 – Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Os valores do fator de forma são comparados na Figura 34. Na maioria dos módulos observa-se um pequeno aumento, após 77 meses em operação, porém

numa escala inferior a 1%. Conforme comentado anteriormente, somente o módulo MSBSF-20 apresentou uma redução significativa no FF devido a problemas construtivos.

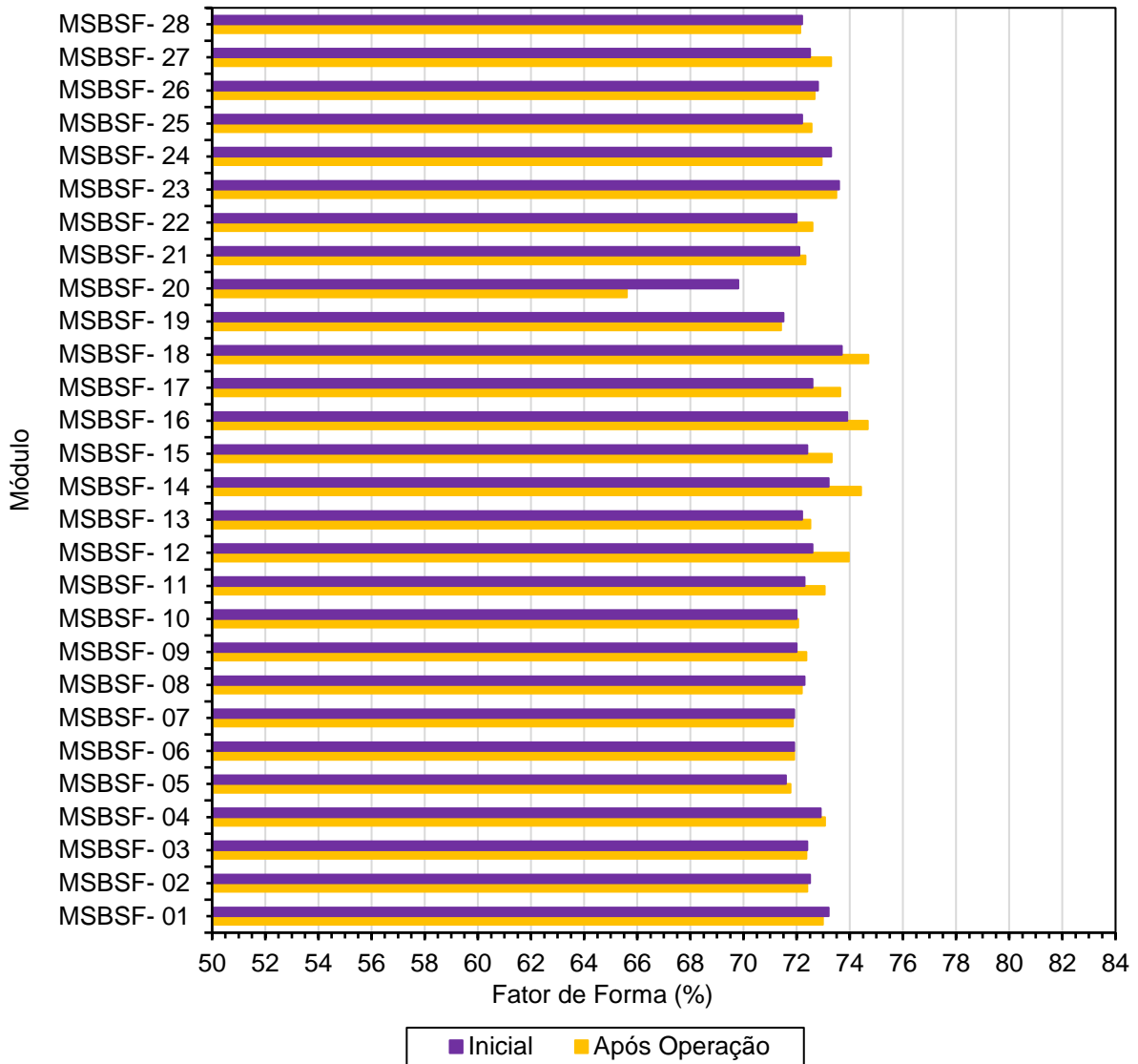


Figura 34 - Fator de Forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Principalmente por causa da redução na I_{sc} , a potência elétrica, após os 77 meses de operação, sofreu uma redução no entorno de 4,5%. Como se pode ver na Figura 35, este parâmetro decresceu de forma similar em todos os módulos fotovoltaicos MCBSF, mostrando a tendência da degradação. A exceção a esse fato é o módulo MSBSF-20, onde já havia sido evidenciada uma anomalia, comentada anteriormente.

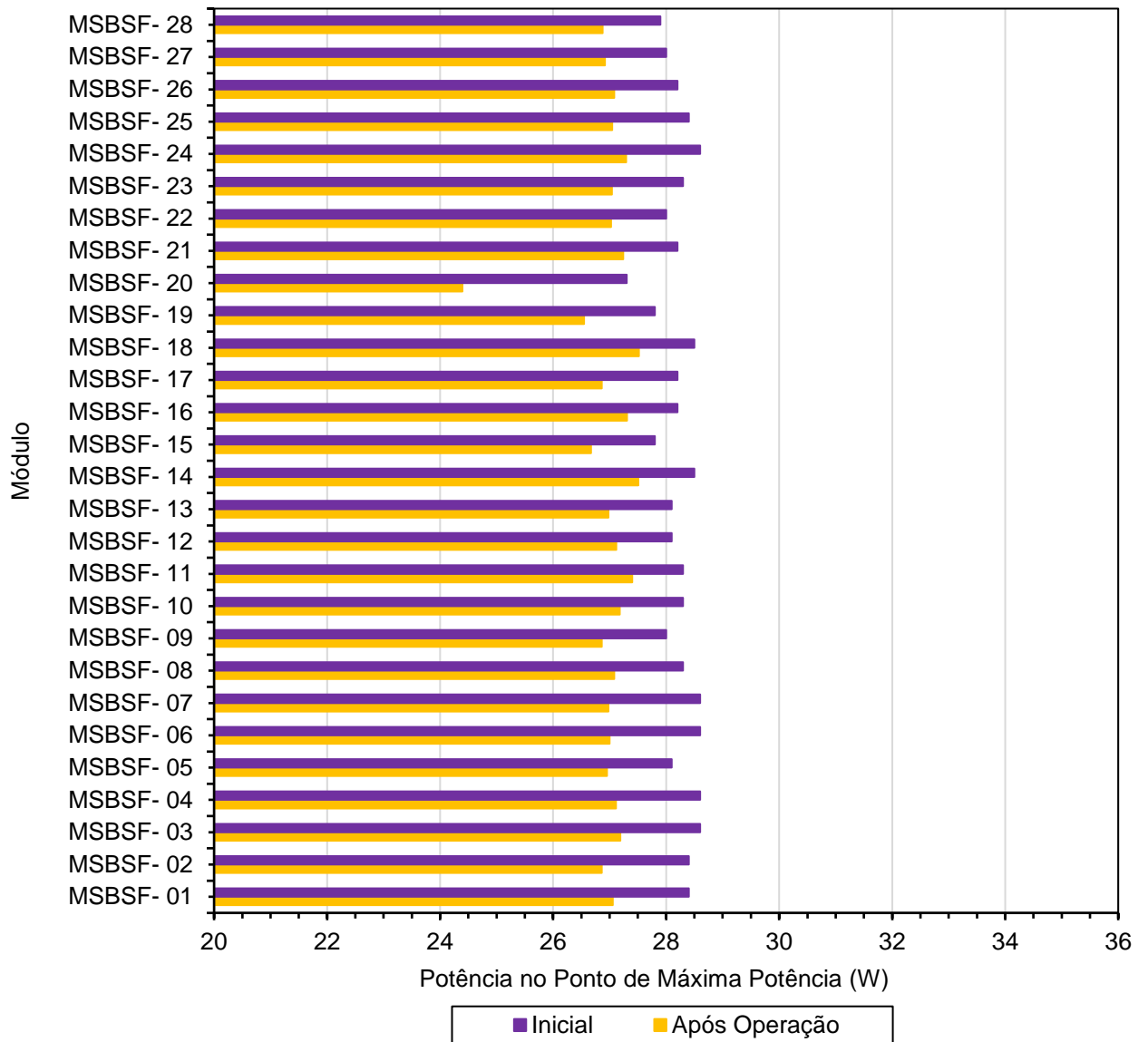


Figura 35 - Potência de cada módulo fotovoltaico MSBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

4.5.2. Degradação nos Módulos com Células Solares com Campo Retrodifusor de Alumínio

Na Figura 36 são comparados os valores da tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos produzidos com células solares com campo retrodifusor de Al, antes e após 77 meses em operação.

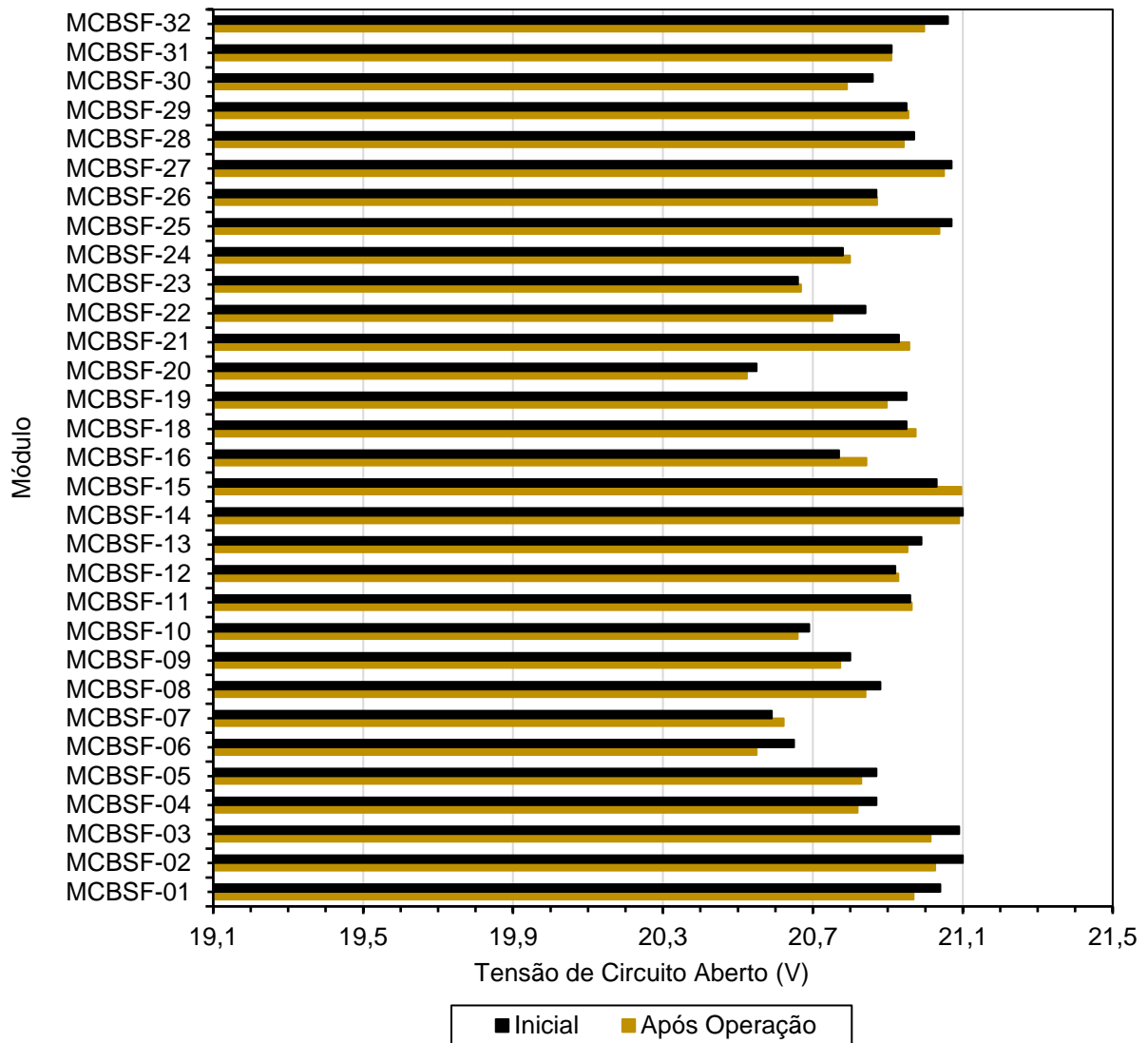


Figura 36 – Tensão de Circuito Aberto de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Nesse caso, na maioria dos módulos, a tensão de circuito aberto permaneceu praticamente a mesma, com tendência de uma pequena diminuição. Após a exposição à irradiação solar, a V_{oc} variou de 20,5 V a 21,1 V e inicialmente os valores foram no intervalo de 20,6 V a 21,1. Porém, a corrente de curto-circuito apresentou um decréscimo significativo após os 77 meses de operação, como mostra a Figura 37.

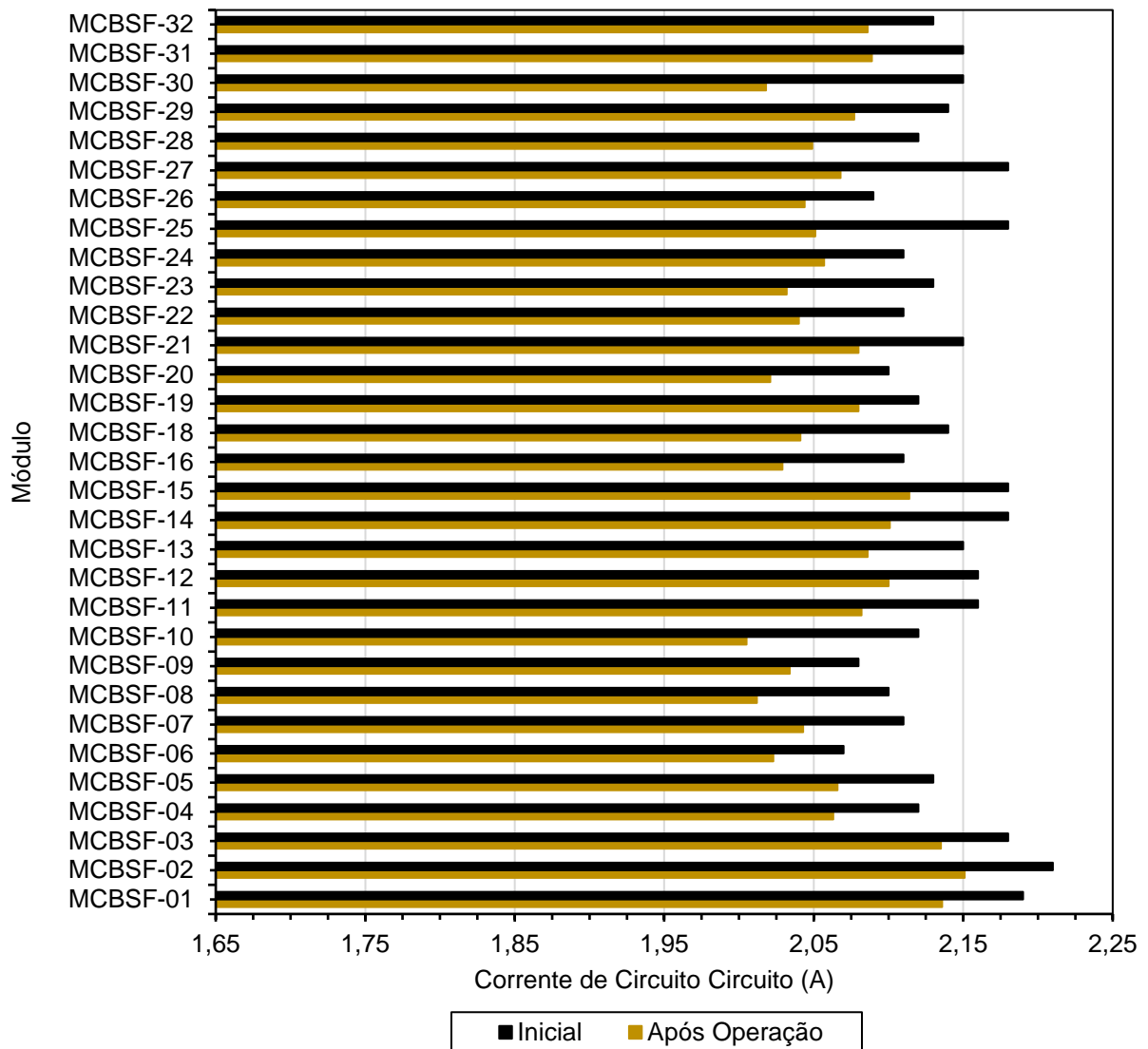


Figura 37 - Corrente de curto-circuito de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Os valores de I_{sc} decaíram em média 3,4% nos módulos fotovoltaicos MCBSF, aproximadamente 0,8% menos do que nos módulos com células solares sem BSF. O módulo fotovoltaico MCBSF-30 apresentou o maior decréscimo, de 2,15 A para 2,02 A.

Na Figura 38, comparam-se os valores do fator de forma. Observa-se que os valores aumentaram em média 1,7%. Apenas o FF do módulo MCBSF-03 não apresentou um aumento.

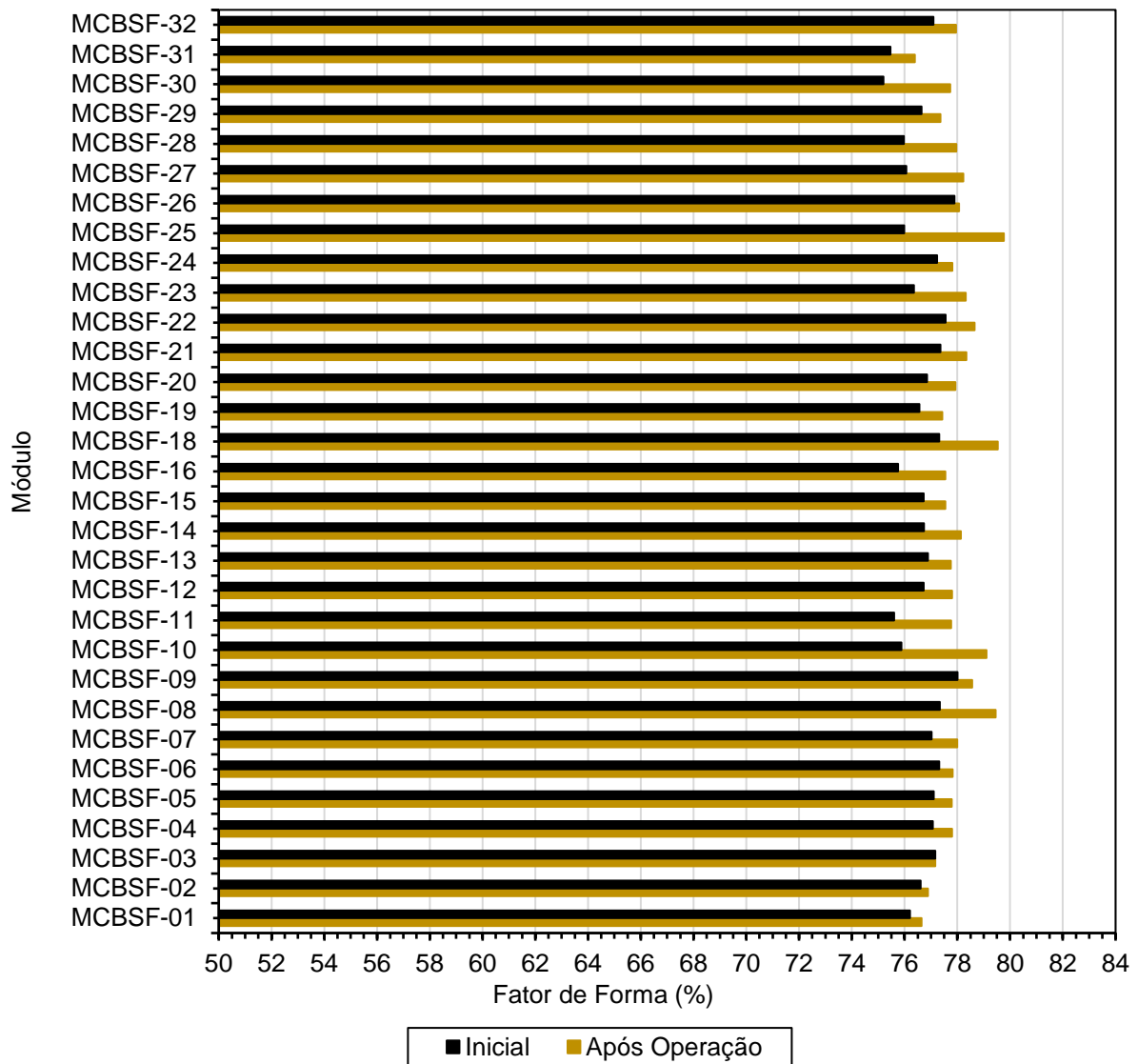


Figura 38 - Fator de Forma de cada módulo fotovoltaico MCBSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

Em relação à potência elétrica dos módulos fotovoltaicos com células solares com BSF de Al, após os 77 meses de operação, identificou-se que a maioria dos módulos apresentaram valores menores do que os iniciais, como mostra a Figura 39.

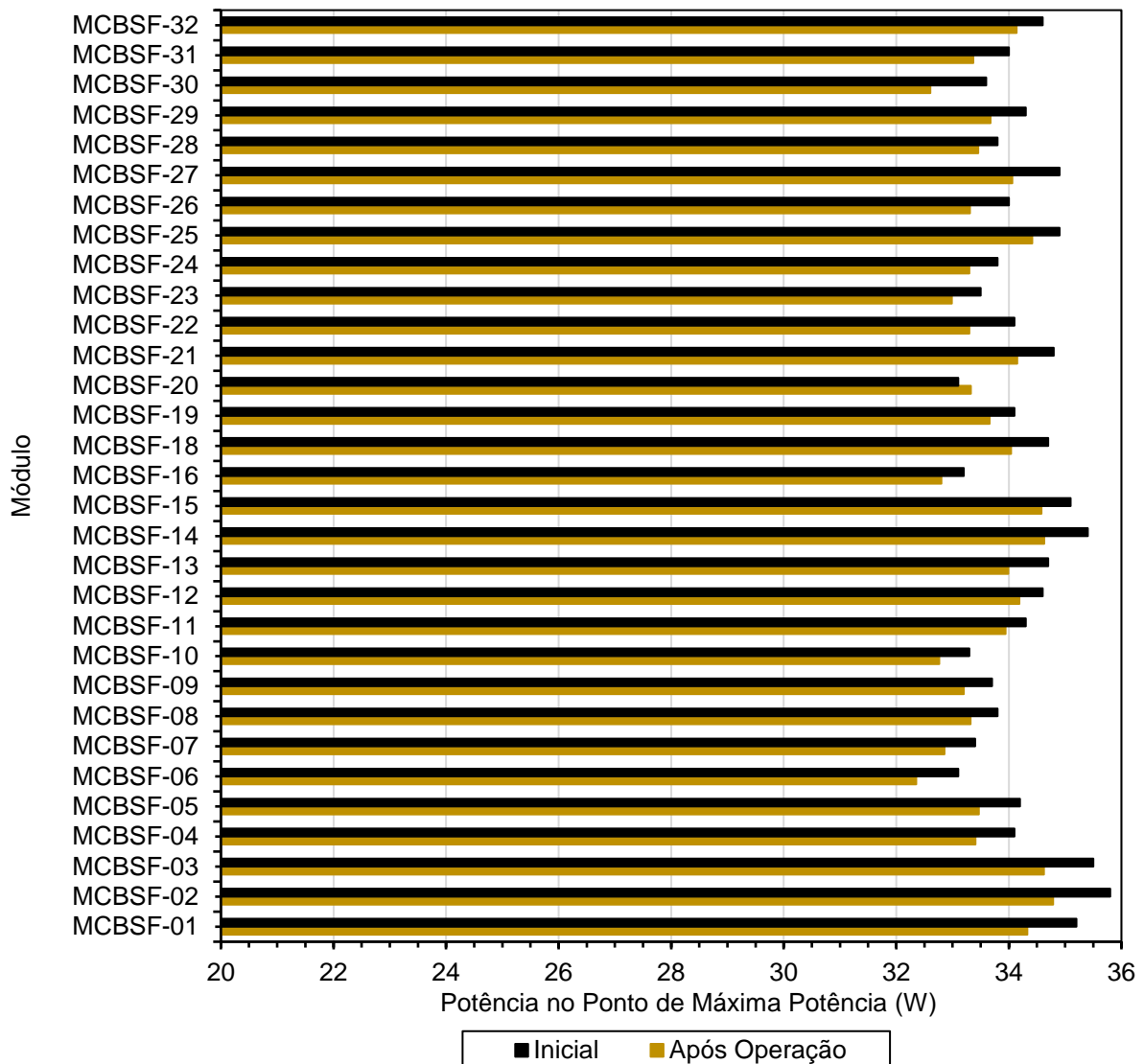


Figura 39 - Potência de cada módulo fotovoltaico MCSF antes e depois de 77 meses de operação, sem sujidade.

4.5.3. Comparação da Degradação de Módulos com Células Solares com e sem Campo Retrodifusor de Alumínio

Compara-se a degradação entre os dois grupos de módulos fotovoltaicos na Figura 40. Verifica-se que a V_{oc} dos módulos fotovoltaicos MSBSF e MCSF teve uma redução praticamente desprezível, estando dentro da incerteza. No que se refere a I_{sc} , constatou-se que os dispositivos com células solares com campo retrodifusor de Al sofreram uma menor degradação. A redução na I_{sc} dos módulos fotovoltaicos MSBSF foi de 4,2 % enquanto que nos dispositivos MCSF a redução foi de 3,4 %.

Quanto ao fator de forma os módulos sem BSF obtiveram resultados médios desprezíveis, estando dentro da incerteza. Já os módulos com BSF tiveram um acréscimo médio de 1,7%.

Portanto, o parâmetro elétrico que mais afetou a potência máxima foi a corrente de curto-circuito. Como mostra a Figura 40, no período analisado, a redução média da P_{MP} foi de 4,5% nos módulos sem BSF, que corresponde a uma degradação por ano da ordem de 0,7%. Este valor é típico e apresentado na folha de dados de módulos fotovoltaicos comercializados, que é entre 0,5% a 0,8% por ano. Os módulos com células solares com BSF, no mesmo período, apresentaram uma redução de 1,7% na P_{MP} , resultando na degradação da ordem de 0,3% por ano. Nestes dispositivos, a degradação anual média ficou abaixo dos valores típicos dos módulos fotovoltaicos comercializados atualmente.

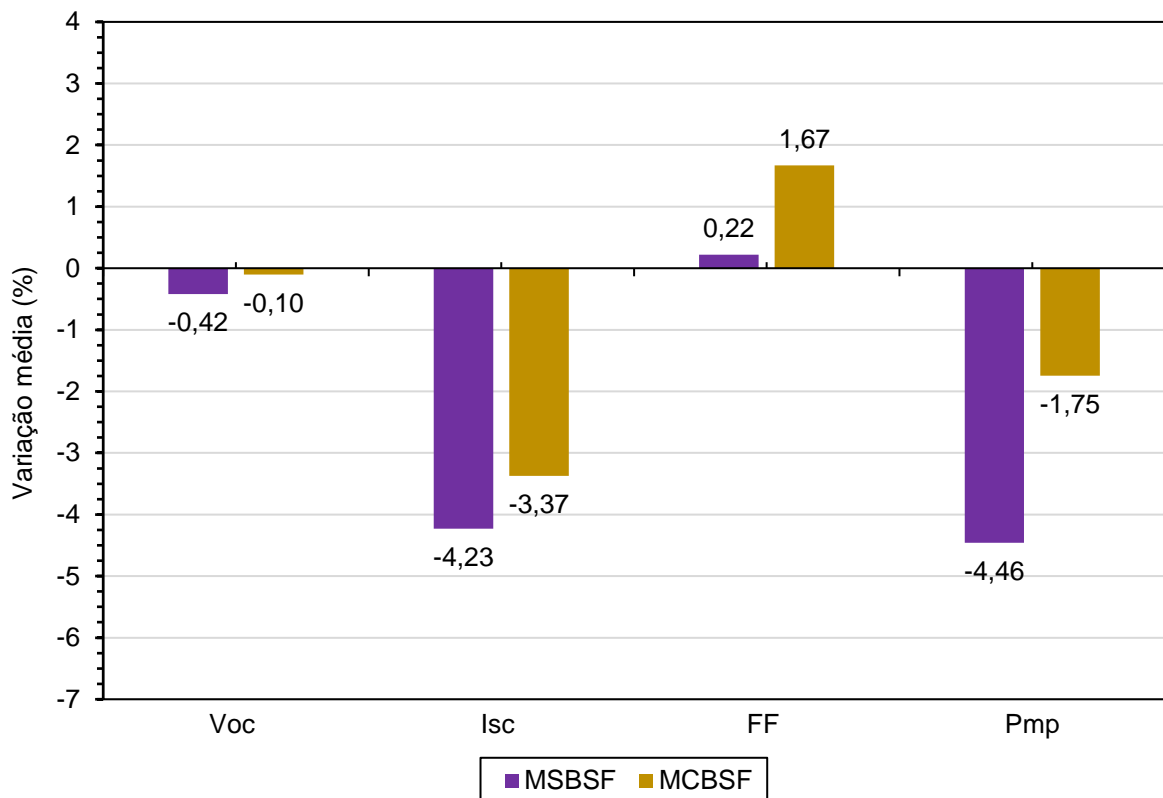


Figura 40 - Variação percentual média da tensão de circuito aberto (V_{OC}), da corrente de curto-circuito (I_{SC}), fator de forma (FF), potência máxima (P_{MP}) dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com e sem BSF, após 77 meses de operação, sem sujidade.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Verificou-se a existência de trilhas de caracol nas bordas em todas as células solares dos dois grupos de dispositivos. Também se constatou que em 29% e 25% dos módulos fotovoltaicos MSBSF e MCBSF surgiram trilhas de caracol em regiões afastadas da borda após 77 meses em operação.

A sujidade fez com que os módulos fotovoltaicos sem e com BSF apresentassem um decréscimo nos valores de P_{MP} muito similares, podendo concluir que sofreram a mesma influência da sujidade. A maior discrepância entre as duas tecnologias foi no fator de forma, no qual observou-se um maior aumento nos dispositivos MSBSF sob influência da sujidade, de aproximadamente 3%, em comparação ao aumento de apenas 1,5 % nos módulos MCBSF. Porém, quando analisada a degradação dos módulos, foi identificado que os MCBSF apresentaram um maior valor do fator de forma em relação aos MSCSF, que obtiveram valores médios próximo a zero.

O parâmetro elétrico mais afetado pela sujidade e degradação foi a corrente de curto-circuito e apresentou maior variação sob a influência da sujidade do que da degradação.

Também como resultado, verificou-se que os módulos fotovoltaicos com células solares sem BSF apresentaram em média uma maior degradação na potência elétrica em comparação aos com células solares com BSF. Os módulos fotovoltaicos com e sem BSF mostraram similares comportamentos na presença de sujidade. Sendo que os módulos com células solares com BSF, tiveram uma diminuição de seus valores médios, de P_{MP} , de somente 0,25% quando comparados com os sem BSF. Isso pode ter ocorrido, pelo seu posicionamento no local de instalação do sistema fotovoltaico.

Como continuidade desta dissertação sugere-se analisar os módulos fotovoltaicos por termografia de infravermelho com o auxílio de uma câmara de infravermelho para identificar pontos quentes e pelo método da eletroluminescência,

para analisar possíveis trincas nas células solares e se há relação com as regiões com as trilhas de caracol.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.** 2014.

CHEN, D.; CONTRERAS, M. V.; CIESLA, A.; HAMER, P.; HALLAM, B.; ABBOTT, M.; CHAN, C. Progress in the understanding of light- and elevated temperature-induced degradation in silicon solar cells: A review. **Progress in Photovoltaics**. v. 29, p. 1180-1201, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/pip.3362>>. Acesso em 11/09/21.

CIEMAT. **Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.** Madri, 2011.

CIESLA, Alison et al. A case study on accelerated light- and elevated temperature induced degradation testing of commercial multi-crystalline silicon passivated emitter and rear cell modules. **Progress in Photovoltaics**. v. 29, p. 1202-1212, 2021.

CORDERO, R.R.; DAMIANI, A.; LAROZE, D; MACDONELL, S. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. **Scientific Report 8**, p. 1-14, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41598-018-32291-8>>. Acesso em 08/08/21.

CORREA-BETANZO, C.; Calleja, H.; De León-Aldaco, S. Module temperature models assessment of photovoltaic seasonal energy yield. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 27, p. 9-16, 2018.

FERTIG, F.; KERSTEN, F.; PETTER, K.; BARTZSCH, M.; STENZEL, F.; METTE, A.; KLÖTER, B.; MÜLLER, J. W. Light and Elevated Temperature Induced Degradation of Multicrystalline Silicon Solar Cells and Modules. **In: 26th NREL Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells & Modules: Materials and Processes:** 2016, Vail.

GREEN, Martin. **Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications**. Sidnei, Prentice Hall, 1982. 274 p.

GOOSSENSA, D.; LUNDHOLM, R.; GOVERDE, H.; GOVAERTS, J.; Effect of soiling on wind-induced cooling of photovoltaic modules and consequences for electrical performance. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 34, p. 116-125, 2019.

IEA, **International Energy Agency**, Photovoltaic Power Systems Programme, Global Status Report, 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org>>. Acesso em 01/08/21.

IEA. **International Energy Agency**. Renewable Energy Market Update – Outlook for 2021 and 2022, 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org>>. Acesso em 01/08/21.

IEC. International Electrotechnical Commission. 60904-2. Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices. Edição 3. International Electrotechnical Commission, 2015.

IEC. International Electrotechnical Commission. 60904-5 - Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method. Edição 2.0, p. 24, 2011.

ITRPV – **International Technology Roadmap for Photovoltaic** – 12^a edição, 2021. Disponível em: <<https://itrvp.vdma.org/>>. Acesso em 12/09/21.

J.G.; MICHELI, L.; FLORENCIA ALMONACID, F.; FERNANDEZ, E. F.; Monitoring photovoltaic soiling: assessment, challenges, and perspectives of current and potential strategies. **Journal of Photovoltaics**. v. 99, p 1-9, 2019. Disponível em: <[10.1109/JPHOTOV.2019.2943706](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2943706)>. Acesso em 12/08/21.

KAZMERSKI, L. L.; DINIZ, A. S. A. C.; BRAGA, D. S.; MAIA, C. B.; VIANA, M. M.; COSTA, S. C.; BRITO, P. P.; CAMPOS, C. D.; HANRIOT, S. M.; CRUZ, L. R. O. (2018). Interrelationships among non-uniform soiling distributions and pv module performance parameters, climate conditions, and soiling particle and module surface properties. In: **44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/pvsc.2017.8366584>>. Acesso em 15/08/21.

KAZMERSKI, L. L.; DINIZ, A. S. A. C.; MAIA, C. B.; VIANA, M. M.; COSTA, S. C.; BRITO, P. P.; CAMPOS, C. D.; HANRIOT, S. M.; Fundamental studies of the adhesion of dust to PV module chemical and physical relationships at the microscale. **In: 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. v. 1, p. 1–7, 2015. Disponível em: <10.1109/PVSC.2015.7356135>. Acesso em: 20/09/21.

KRAUTER, S. **Manufacturing the Solar Future: The 2012 Production Annual Hardcover**. Londres, Solar Media, 2012. 366 p.

LAARABI, B.; BAQQAL, Y.; RAJASEKAR, N.; BARHDADI, A. updated review on soiling of solar photovoltaic systems morocco and india contributions. **Journal of cleaner production**. v. 311. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127608>. Acesso em 20/09/21.

LIU, H.-C., Huang, C.-T., Lee, W.-K., Yan, S.-S. and Lin, F.-M. A Defect formation as snail trails in photovoltaic modules, 2015. **Energy and Power Engineering**. v. 7, p. 348-353. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.4236/epe.2015.78032>. Acesso em 15/10/21.

LORENZO, E. **Ingeniería Fotovoltaica**. Espanha, ed. Progensa, 2014, 275 p.

LORENZO, E.; ARAUJO, G. L.; CUEVAS, A. **Electricidad solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. Seville: Progensa, 1994. 338 p.

LUQUE, A. **Solar cells and optics for photovoltaic concentration**. Reino Unido: IOP Publishing, 1989. 551 p.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Solar Cells Materials Manufacture and Operation**. Kidlington: Elsevier, 2005. 556 p.

MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2. ed. Flórida: Crc Press, 2004. 455 p.

MICHELI L.; FERNANDEZ, E. F.; MULLER M.; Greg P. SMESTAD G.P.; ALMONACID, F. Selection of optimal wavelengths for optical soiling modelling and detection in photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. v. 2, p. 254-263, 2020. Disponível em: <10.1016/j.solmat.2020.110539>. Acesso em 26/10/21.

MOEHLECKE, A.; MARCONDES, T. L.; ZANESCO, I.; POLICARPI, T., C.; MACHADO, A. Desenvolvimento de células solares n^+pn^+ em lâminas de silício de 100 μm de espessura. **Matéria-Rio de Janeiro**, v. 22, p. 11926-9, 2018.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional**. (Relatório oitavo quadrimestre, Confidencial A). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2007.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Pilot Production of n^+pn^+ and n^+pp^+ silicon solar cells: efficiency x yield. In: **25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition and 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion: 2010**, Valencia. p. 2497-2500.

MOHAN, S. M. An overview of particulate dry deposition: measuring methods, deposition velocity and controlling factors. **International Journal of Environmental Science and Technology**, v. 13, p. 387–402, 2016.

OSORIO, E. A. A. **Implementação e análise de um sistema fotovoltaico com módulos de silício multicristalino instalados em solo em propriedade rural**. Porto Alegre, 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.

Omazic, A.; Oreski, G.; Halwachs, M.; Eder, G.C.; Hirschl, C.; Neumaier, L.; Pinter, G.; Erceg, M. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. v. 192, p. 123–133, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.12.027>>. Acesso em 12/01/2022.

PERLIN, J. **From Space to Earth. The Story of Solar Electricity**. Aatec Publications: Ann Arbor, 1999.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

REIN, S.; GLUNZ S.W. Electronic properties of interstitial iron and iron-boron pairs determined by means of advanced lifetime spectroscopy. **Journal of Applied Physics**. v. 98, no. 11, p.113711, 2005.

- RÜHLE, S. Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells. **Solar Energy**, v. 130, p. 139–147, 2016.
- SANTOS JUNIOR, S., L., R. **Análise de materiais e técnicas de encapsulamento de módulos fotovoltaicos**. Porto Alegre, 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.
- SANTOS JUNIOR, S., L., R.; MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Analysis of materials and techniques for photovoltaic module encapsulation. 2009. In: **24th European Photovoltaic Solar Energy Conference: 2009**, Hamburgo, Alemanha.
- SCHWEIGER, Markus. **Performance of PV Modules with Different Technologies and the Impact on Energy Yield in Four Climatic Zones**. Aachen, 2017. Tese (Pós-Doutorado em Engenharia Elétrica e Tecnologia da Informação), Universidade Técnica de Aachen, Alemanha.
- SILVA, Aline Martins. **Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas**. Uberlândia, 2018. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia, Brasil.
- SOUZA, A; ARISTONE, F.; FERRARI, L, F.; REIS, R. R. Modelagem da temperatura do módulo de células fotovoltaicas em função da temperatura ambiente, velocidade dos ventos e irradiância. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**. v. 5, p. 504-518, 2017.
- VORONKOV, V. V.; FALSTER, R. Latent complexes of interstitial boron and oxygen dimers as a reason for degradation of silico-based solar cells. **Journal of Applied Physics**. v. 107, no. 5, p. 53509, 2010.
- ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; SOUZA, J. A.; ARAUJO, R. G.; BRAGA, J. F. P.; SELINKE, R. Desenvolvimento de Planta Piloto de Produção de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional. In: **XXI SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2011, Florianópolis**. p. 1-9.

ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; SOUZA, J. A.; ARAUJO, R. G.; BRAGA, J. F. P.; SELINKE, R. Desenvolvimento de Planta Piloto de Produção de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional. **In: XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**: 2011, Florianópolis. p. 1-9.

ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; GARCIA, S. B.; VALDIVIA, H. B.; LIMA, N. W. Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares. **Revista Brasileira de Energia Solar**. v. 5, p. 101-108, 2014.

ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; RAZERA, R. A. Z.; AQUINO, J.; CRESTANI, T.; MODEL, J. C. M.; LY, M. Análise de passivação com SiO₂ na face posterior e frontal de células solares com campo retrodifusor seletivo. **In: Simpósio Matéria**: 2016, Rio de Janeiro. Caderno de Resumos do Simpósio Matéria 2016. Rio de Janeiro: Laboratório de Hidrogênio, COPPE, UFRJ, 2016. p. 4182-4