



PUCRS

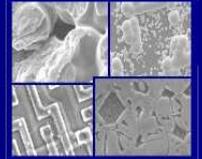
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia

Faculdade de Física

Faculdade de Química



PGETEMA

ANÁLISE DE MATERIAIS E TÉCNICAS DE ENCAPSULAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

SÍLVIO LUÍS DOS REIS SANTOS JÚNIOR

Engenheiro Mecânico

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

Porto Alegre

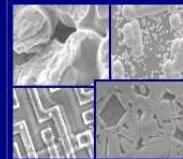
Agosto, 2008



PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

ANÁLISE DE MATERIAIS E TÉCNICAS DE ENCAPSULAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

SÍLVIO LUÍS DOS REIS SANTOS JÚNIOR

Engenheiro Mecânico

ORIENTADOR: Prof. Dr ADRIANO MOEHLECKE

CO-ORIENTADORA: Prof(a). Dr(a). IZETE ZANESCO

Dissertação 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.

Trabalho vinculado ao Projeto Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional.

**Porto Alegre
Agosto, 2008**

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Adriano Moehlecke

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul**

Prof. Dra. Izete Zanescó

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul**

Prof. Dr. Carlos Alexandre dos Santos

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul**

Prof. Dr. Airton Cabral de Andrade

**Faculdade de Física
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul**

DEDICATÓRIA

Dedico esta Dissertação de Mestrado para meu Pai, minha Mãe, que incontestavelmente investiram na minha formação. Como filho caçula, acredito que o orgulho desta titulação de Mestre, é mais importante para vocês Pais do que de fato para mim mesmo.

Dedico esta dissertação também aos meus amigos e colegas de trabalho pela força extra despendida na reta final.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Silvio e Tâmara, à minha família e à minha namorada Esther pela compreensão e apoio durante a execução de meu mestrado. Agradeço de coração a importância que vocês têm na minha vida. Agradeço também às dificuldades, aos problemas, aos defeitos e às intrigas por existirem. Sem estes, talvez eu ainda não soubesse o conceito de conquista, vitória, felicidade amizade, entre outros.

Agradeço os meus orientadores Adriano e Izete por acreditarem na minha capacidade, pela dedicação e investimento disponibilizado.

Agradeço aos patrocinadores do projeto “Planta Piloto para Fabricação de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional”, em especial à CEEE, Petrobras, FINEP e Eletrosul.

Agradeço a CAPES pela bolsa de estudos e ao PGETEMA pela qualidade de ensino e profissionalismo.

Agradeço aos colegas do NT-SOLAR. Esta equipe faz diferença quando a coisa aperta.

Agradeço ao LABELO pela realização do teste de Névoa Salina, e ao colega Nestor pela atenção e execução do teste.

Agradeço ao NUTEMA pelo empréstimo da câmera de imagens térmicas e ao colega Gabriel pela atenção e utilização do equipamento.

Agradeço ao IEE-USP e ao professor Roberto Zilles pela atenção e realização dos testes de Ciclos térmicos e umidade e congelamento

Agradeço enfim, a todos.

ÍNDICE

DEDICATÓRIA	3
AGRADECIMENTOS	4
ÍNDICE	5
LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	13
LISTA DE QUADROS.....	14
LISTA DE SÍMBOLOS.....	15
RESUMO	17
ABSTRACT	18
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	19
1.1. Justificativas.....	19
1.2. Objetivos	20
2. MÓDULO FOTOVOLTAICO: ENCAPSULAMENTO E ENSAIOS PARA CERTIFICAÇÃO	22
2.1. Célula Solar	22
2.2. Módulo Fotovoltaico	25
2.2.1. Cobertura Frontal.....	26
2.2.1.1. Vidro	26
2.2.1.2. Politetrafluoretileno (Teflon® / PTFE)	28
2.2.2. Encapsulante	29
2.2.2.1. Acetato de Vinila (EVA).....	30
2.2.2.2. Polivinil Butiral (PVB).....	33
2.2.3. Cobertura Posterior.....	33
2.2.3.1. Fluoreto de Polivinila (Tedlar®)	34
2.2.4. Suporte de Sustentação	35
2.2.5. Vedante de Bordas	36
2.2.6. Caixa de Conexões.....	37
2.3. Degradação do Módulo Fotovoltaico e Problemas Associados	38
2.3.1. Envelhecimento e Descoloração do EVA.	39

2.3.2. Reações entre Filme AR e EVA e Contatos Metálicos	40
2.4. Características Elétricas das Células Solares e Módulos Fotovoltaicos	44
2.4.1. Curva Característica de Células e Módulos Fotovoltaicos.....	46
2.5. Procedimentos para Certificação	48
2.5.1. Critérios de Aprovação	50
2.5.2. Inspeção Visual.....	51
2.5.2.1. Objetivo	51
2.5.2.2. Procedimentos.....	52
2.5.3. Teste de Exposição Externo	52
2.5.3.1. Objetivo	52
2.5.3.2. Aparatos Necessários	52
2.5.3.3. Procedimentos.....	53
2.5.3.4. Requisitos Finais do Teste	53
2.5.4. Teste de Exposição à Radiação Ultravioleta	53
2.5.4.1. Objetivo	53
2.5.4.2. Aparatos Necessários	53
2.5.4.3. Procedimentos.....	54
2.5.4.4. Requisitos Finais do Teste	54
2.5.5. Teste de Ciclos Térmicos	54
2.5.5.1. Objetivo	54
2.5.5.2. Aparatos	54
2.5.5.3. Procedimentos.....	55
2.5.5.4. Requisitos Finais do Teste	56
2.5.6. Teste de Umidade e Congelamento	56
2.5.6.1. Objetivo	56
2.5.6.2. Aparatos	56
2.5.6.3. Procedimentos.....	57
2.5.6.4. Requisitos Finais do Teste	58
2.5.7. Teste de Névoa Salina.....	58
2.5.7.1. Objetivo	59
2.5.7.2. Aparato	59
2.5.7.3. Procedimentos.....	59
2.5.7.4. Restabelecimento.....	59
2.5.7.5. Requisitos Finais do Teste	60

3. FABRICAÇÃO E ANÁLISE DE PROTÓTIPOS.....	61
3.1. Introdução.....	61
3.2. Descrição dos Protótipos.....	62
3.2.1. Técnicas de Caracterização	62
3.2.1.1. Caracterização Óptica	62
3.2.1.2. Caracterização Elétrica.....	66
3.2.1.3. Pré-Seleção das Células	67
3.2.1.4. Verificação de Efeitos Resistivos Associados à Soldagem	68
3.2.2. Caracterização dos Protótipos em Condições Externas.....	68
3.3. Seqüência de Fabricação	70
3.3.1. Caracterização Elétrica em Laboratório e Seleção das Células	71
3.3.2. Soldagem.....	71
3.3.3. Laminação	72
3.3.4. Selos de Vedação e Montagem do Alumínio nos Protótipos	73
3.4. Testes e Resultados.....	74
3.4.1. Teste de Névoa Salina.....	74
3.4.1.1. Inspeção Visual	75
3.4.1.2. Características Ópticas.....	76
3.4.1.3. Características Elétricas	77
3.4.2. Teste de Envelhecimento por Radiação Ultravioleta	78
3.4.2.1. Inspeção Visual	80
3.4.2.2. Características Ópticas.....	80
3.4.2.3. Características Elétricas	82
3.4.3. Teste de Exposição às Condições Externas.....	83
3.4.3.1. Procedimentos.....	83
3.4.3.2. Inspeção Visual	84
3.4.3.3. Características Ópticas.....	84
3.4.3.4. Características Elétricas	86
3.4.4. Teste de Ciclos Térmicos	87
3.4.4.1. Inspeção Visual	87
3.4.4.2. Características Elétricas	87
3.4.5. Teste de Ciclos Térmicos e Umidade e Congelamento.....	88
3.4.5.1. Inspeção Visual	88
3.4.5.2. Características ópticas	88

3.4.5.3. Características Elétricas	90
3.4.6. Resumo dos Resultados	91
4. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS ...	92
4.1. Conclusões	92
4.2. Sugestões de Continuidade do Trabalho.....	93
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
APÊNDICE	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Seqüência de processo de fabricação de células solares com lâminas de silício desenvolvido no NT-Solar [2].	23
Figura 2.2. Detalhes da célula solar de silício [2].	24
Figura 2.3. Módulos fotovoltaicos [3].	24
Figura 2.4. Componentes de um módulo fotovoltaico [3].	25
Figura 2.5. Transmitância espectral de diferentes chapas de vidros [10].	28
Figura 2.6. Telha fotovoltaica com cobertura de polímero fluorado.	29
Figura 2.7. Configuração de módulos com cobertura de Teflon [®] [5].	29
Figura 2.8. Configurações de módulos fotovoltaicos laminados com EVA.	31
Figura 2.9. (a) Laminadora típica para produção de módulos e (b) esquema de funcionamento.	31
Figura 2.10. Temperatura e pressão nos ciclos do processo de laminação. PS é o período de pré-aquecimento.	32
Figura 2.11. Alguns tipos de perfis de alumínio.	35
Figura 2.12. Materiais de um módulo fotovoltaico, destacando o selante de bordas.	36
Figura 2.13. Caixa de conexões, circuito elétrico e prensa cabos.	38
Figura 2.14. Principais agentes responsáveis por degradações do módulo fotovoltaico [12].	39
Figura 2.15. Delaminação em módulos fotovoltaicos registrados no sistema interligado do Ministério Federal da Economia em Berlim, Alemanha [24].	41
Figura 2.16. Delaminação em módulos fotovoltaicos da planta de 1 MW instalada em Toledo, Espanha.	41
Figura 2.17. Pontos quentes produzido pela delaminação [22].	43

Figura 2.18. Pontos de junções e solda de um módulo envelhecido naturalmente mostram a segregação do SnPb [22].	43
Figura 2.19. Esquema elétrico ideal de uma célula fotovoltaica.	44
Figura 2.20. Esquema elétrico de uma célula fotovoltaica real.	45
Figura 2.21. Característica I-V de uma célula solar.	47
Figura 2.22. Influência da resistência em paralelo e em série, na curva I-V de um módulo fotovoltaico.	48
Figura 2.23. Seqüência de testes recomendado pelo PBE/INMETRO com base na norma IEC 61215.	49
Figura 2.24. Seqüência de temperatura utilizada nos testes de ciclos térmicos.	55
Figura 2.25. Desenho esquemático de uma câmara de ciclagem térmica e congelamento [27].	57
Figura 2.26. Ciclo de temperaturas para o teste de umidade e congelamento.	58
Figura 3.1. Esquema representativo do protótipo A e protótipo B.	62
Figura 3.2. Espectrofotômetro Lambda 950.	63
Figura 3.3. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do conjunto Vidro + EVA + filme Akasol.	64
Figura 3.4. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do conjunto Vidro + EVA + célula solar.	64
Figura 3.5. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do filme Akasol na face posterior.	65
Figura 3.6. Resultados da caracterização elétrica de uma célula solar com o simulador solar AD1000 e o aplicativo IVK8.	66
Figura 3.7. Simulador solar e sistema de caracterização elétrica de células solares.	67
Figura 3.8. Caracterização elétrica de células fotovoltaicas.	68
Figura 3.9. Caracterização elétrica dos protótipos A e B mostrando a plataforma, os protótipos e os equipamentos utilizados.	69

Figura 3.10. Curva Característica I-V da célula do protótipo B, amostra 12.	69
Figura 3.11. Imagem termográfica dos protótipos A e B no teste de exposição em condições externas.	70
Figura 3.12. Medição da resistência dos PT-100 para conversão em temperatura dos protótipos A e B durante teste de exposição em ambiente externo.	70
Figura 3.13. Células solares no equipamento de soldagem.	71
Figura 3.14. Protótipos em etapa de laminação.	73
Figura 3.15. Câmara de corrosão com as amostras antes do ensaio.	75
Figura 3.16. Protótipo B após o teste de névoa salina. Pode-se observar a oxidação do perfil de alumínio.	75
Figura 3.17. Refletância dos conjuntos (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos antes e após os testes de névoa salina. Protótipo A, amostra 71.	76
Figura 3.18. Câmara de envelhecimento UV.	79
Figura 3.19. Transmitância da amostra laminada com EVA - Vidro, sendo que a face com EVA estava exposta à radiação UV.	80
Figura 3.20. Refletância dos conjuntos (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos antes e após o teste de exposição à radiação UV. Protótipo A, amostra 48.	81
Figura 3.21. Curva I-V de células solares n^+pn^+ , semelhante às utilizadas nos protótipos A e B, antes e após o teste de envelhecimento UV. Estas células foram expostas à radiação UV sem encapsulamento.	83
Figura 3.22. Protótipos A e B instalados a 48° , voltados para o norte, em teste de exposição à condições externas.	84
Figura 3.23. Irradiação incidente durante o período de 07/07/2008 à 31/07/2008. ...	84
Figura 3.24. Refletância dos conjuntos (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol medido na face posterior dos protótipos antes e após o teste de exposição externa protótipo A, amostra 51.	85

Figura 3.25. Delaminação pontual na amostra 24, protótipo A.	88
Figura 3.26. Refletância dos conjuntos vidro + EVA + filme Akasol (a), vidro + EVA + célula solar (b) e filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos, antes e após o teste de ciclos térmicos. Amostra 24 protótipo A e amostra 31 protótipo B.	89
Figura 3.27. Resumo de aprovação dos protótipos nos testes realizados.	91
Figura A.1 Irradiância espectral das lâmpada UVA 340 e UVB 313 para diferentes potências reguladas na câmara de envelhecimento.	99
Figura A.2. Sobreposição dos espectros das lâmpadas UVA e UVB, destacando as regiões de irradiância consideradas pela norma IEC 61345.	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Refletância média no intervalo de 350 nm–1300 nm, para as amostras usadas nesta dissertação.....	65
Tabela 3.2. Processo de laminação utilizado para fabricação dos protótipos A e B.	72
Tabela 3.3. Características ópticas de protótipos A e B, antes e após o teste de névoa salina.	77
Tabela 3.4. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de névoa salina, corrigidos para as condições padrão (1000 W/m ² , 25°C).	78
Tabela 3.5. Características ópticas dos protótipos, antes e após o teste de exposição UV.	80
Tabela 3.6. Características elétricas dos protótipos, antes e após o teste de exposição UV.	82
Tabela 3.7. Características ópticas de protótipos, antes e após a irradiação de 76,16 kW/m ²	85
Tabela 3.8. Características elétrica dos protótipos antes e após o teste de exposição às condições externas com irradiância de 76,16 kW/m ²	86
Tabela 3.9. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de ciclos térmicos.....	87
Tabela 3.10. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de ciclos térmicos.....	90
Tabela 3.11 Características elétricas dos protótipos que passaram pelo teste de ciclos térmicos e umidade e congelamento.	90
Tabela A.1. Possibilidades de utilização da câmara UV em conformidade com a IEC 61345.	101

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1. Resumo da seqüência de testes recomendado pelo PBE-INMETRO com referência às normas IEC 61215.....	50
Quadro 2.2. Resumo da seqüência de procedimentos utilizados neste trabalho.	51

LISTA DE SÍMBOLOS

Cz	Czochralski	
Mc	Multicristalino	
EVA	Acetato de Vinila	
PVB	Polivinil Butiral	
PTFE	Politetrafluoretileno	
PET	Polietilenotereftalato	
PVF	Polivinil Fluorado	
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem	
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial	
NT-SOLAR	Núcleo Tecnológico de Energia Solar Fotovoltaica	
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	
UV	Ultravioleta	
UVA	Ultravioleta próximo	
UVB	Ultravioleta distante	
AR	Filme anti-reflexo	
PS	Pré-Set	
I_L	Corrente fotogerada	A
I_D	Corrente do diodo no escuro	A
I	Corrente da célula solar	A
I_O	Corrente de saturação de uma célula solar no escuro	A
K	Constante de Boltzmann	J/K
R_S	Resistência série	Ω
R_P	Resistência paralelo	Ω
I_P	Corrente de fuga	A
N_S	Número de células associadas em série	
J_{SC}	Densidade de corrente de curto-circuito	mA/cm^2
V_{max}	Tensão em máxima potência	V
I_{max}	Corrente em máxima potência	A
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	A
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	V
P_{max}	Potência máxima	W

AM	Massa de Ar	
G	Irradiância	W/m ²
η	Eficiência	%
ρ	Refletância	%
ρ_m	Refletância média	%
FF	Fator de forma	

RESUMO

REIS SANTOS JÚNIOR, Silvio Luís. **Análise de Materiais e Técnicas de Encapsulamento de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre. 2008. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Esta dissertação teve como objetivo a fabricação e caracterização de protótipos de módulos fotovoltaicos para análise dos materiais utilizados no encapsulamento dos mesmos. Os protótipos foram submetidos a testes de corrosão por névoa salina, teste de ciclos térmicos, teste ciclo térmico seguido de umidade e congelamento, teste de exposição à radiação ultravioleta e a exposição à radiação solar (exposição externa). Estes protótipos foram caracterizados opticamente e eletricamente antes e após cada teste. Os testes foram realizados baseados nas normas do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica, Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) e nas normas 61215 da *International Electrotechnical Commission* (IEC). Na inspeção visual após os testes, 90 % das amostras não apresentaram mudanças significativas. Somente após o teste de ciclos térmicos e teste de umidade e congelamento foram observadas alterações na superfície dos vidros e delaminação em área próxima a barra coletora de uma célula solar. Na análise de refletância de diferentes regiões dos protótipos não foram evidenciados processos de delaminação ou descoloração após os testes. Concluiu-se que, considerando os testes realizados, não houve degradação significativa dos materiais encapsulantes EVA Etimec 485 e filme posterior Akasol PTL 3-38/75 e tampouco reações entre EVA e filme anti-reflexo de TiO_2 e metalização serigráfica. Foram observadas degradações nas características elétricas dos protótipos, com um percentual de aprovação de todos os protótipos igual a 60 % no teste de névoa salina, 75 % no teste de exposição à radiação ultravioleta, 50 % no teste de exposição externa, 75 % no teste de ciclos térmicos e 75 % no teste de ciclo térmico seguido de umidade e congelamento. Em relação ao tipo de selante utilizado nas bordas dos módulos, observou-se que aqueles selados com fita Lohmann apresentaram os melhores resultados nos testes, exceto no de exposição externa.

Palavras-Chaves: Encapsulamento, Caracterização, Materiais, Módulo fotovoltaico.

ABSTRACT

REIS SANTOS JÚNIOR, Sílvio Luís. **Analysis of Materials and Techniques for Photovoltaic Module Encapsulation**. Porto Alegre. 2008. Master Thesis. Post-Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The goal of this dissertation was to fabricate and characterize prototypes of photovoltaic modules to analyze the encapsulation materials. The prototypes were submitted to salt spray corrosion tests, thermal cycle test, thermal cycle followed of humidity and freezing test, ultra-violet and solar radiation exposure (external exposure) test. These prototypes were optically and electrically characterized before and after each test. The tests follow standards of the Brazilian Labeling Program (PBE), Photovoltaic Energy Systems and Equipments, National Institute of Normalization, Metrology and Industrial Quality (INMETRO) and the 61215 standard of International Electrotechnical Commission (IEC). In the visual inspection, 90 % of the samples presented no significant changes after the tests. Surface alterations in the glasses and delamination in the area next to the busbar bar of the solar cell were observed only after the thermal cycles and humidity and freezing tests. In the reflectance analysis of different regions of the prototypes, no delamination or discoloration processes were observed after the tests. In summary, considering the analysis of materials after the tests, no significant degradation of encapsulating materials EVA 485 Etimex and Akasol PTL 3-38/75 were detected neither reactions between EVA and anti-reflective TiO_2 coating and screen-printing metal grid. Degradation of the electric characteristics of the prototypes were observed, with 60 % approval in the salt spray test, 75 % in the exposition to ultraviolet radiation test, 50 % in the external exposition test, 75 % in the thermal cycle test and 75 % in the thermal cycle followed of humidity and freezing test. Concerning edge seal, it was observed that Lohmann tape presented the best results for most tests, with exception to the external exposure test.

Key-words: Photovoltaic module, Encapsulation, Certification.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Justificativas

A energia solar é fundamental à criação e ao sustento da vida no planeta. Sem os fluxos diários de irradiação solar, a temperatura da Terra cairia a ponto de impossibilitar a vida como a conhecemos.

O futuro da energia solar fotovoltaica apresenta-se de forma promissora. Devido à exaustão das reservas naturais conhecidas, a utilização de combustíveis fósseis deverá cair acentuadamente nos próximos 50 anos. Isto abrirá uma oportunidade para tornar a energia solar fotovoltaica uma das formas de energia de grande parcela da matriz energética mundial.

A produção de energia elétrica por meio da conversão da radiação solar, chamada energia solar fotovoltaica, é o método mais elegante para produzir eletricidade. Isenta de peças móveis, emissões gasosas ou ruídos, é não contaminante durante todo o período para o qual o sistema fotovoltaico foi projetado para operar, entre 25 e 30 anos. O dispositivo capaz desta conversão é a célula solar, também conhecida como célula fotovoltaica. Estas são fabricadas em material semicondutor com alto grau de pureza, sendo o silício o mais comum. Após, este material semicondutor passa por processos físico-químicos e determinadas impurezas formam a junção pn, estrutura básica da célula solar. O módulo fotovoltaico é um conjunto de células solares conectadas em série e/ou paralelo, encapsuladas com cobertura frontal e posterior, caixa de conexões e marco de alumínio.

O prolongamento da vida útil dos módulos fotovoltaicos é de interesse econômico e social. A redução do custo da produção de energia solar é associada ao aumento da vida útil, que depende dos materiais utilizados no encapsulamento do módulo fotovoltaico.

O encapsulamento consiste no mecanismo físico de proteção das células

solares contra ações como umidade, radiação ultravioleta (UV), esforços mecânicos leves como torções e impactos de baixa energia. Para que haja esta proteção são utilizados materiais ditos encapsulantes (resinas termoplásticas ou silicones com excelente transparência óptica), cobertura frontal (vidros com baixo teor de ferro, resinas termoplásticas ou plásticos de engenharia com excelente transparência óptica e resistência mecânica) e cobertura posterior (filmes poliméricos, chapas metálicas e vidros entre outros materiais). Estes materiais devem ter propriedades físicas e químicas estáveis, que não degradem com a ação da radiação ultravioleta, tendo boa estabilidade dimensional, baixo coeficiente de permeabilidade, fácil processamento, baixo custo e compatibilidade entre eles.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho foi projetar, fabricar e analisar materiais utilizados no encapsulamento de módulos fotovoltaicos e fabricar 50 protótipos de módulos fotovoltaicos com duas configurações de distribuição das células solares. Estes foram submetidos a testes de corrosão por névoa salina, testes de ciclos térmicos, teste de umidade e congelamento, exposição à radiação ultravioleta e exposição em condições externas. Estes protótipos foram caracterizados opticamente e eletricamente antes e após cada teste.

Um dos modelos de protótipos fabricados simula uma célula fotovoltaica localizada nas bordas de um módulo, região mais favorável para ingresso de umidade e o outro simula uma célula localizada em uma região afastada das bordas. Os parâmetros de análise dos protótipos são as curvas características elétricas I-V e de refletância.

Os objetivos específicos foram:

- Projetar, fabricar e caracterizar eletricamente e opticamente os 50 protótipos;
- Avaliar o material encapsulante EVA 485 Etimex frente aos ensaios propostos;
- Avaliar a cobertura posterior Akasol PTL 3-38/75;
- Verificar a compatibilidade entre o filme anti-reflexo TiO_2 e a metalização serigráfica frente ao encapsulante EVA Etimex 485;

- Comparar dois materiais selantes de bordas do módulo fotovoltaico.

O presente trabalho está estruturado nos capítulos 2, 3 e 4. A revisão bibliográfica está no Capítulo 2, onde são descritos os componentes dos módulos fotovoltaicos e testes utilizados para avaliação dos mesmos. O Capítulo 3 descreve o processo de laminação e montagem, bem como os testes e resultados obtidos. O Capítulo 4 apresenta as conclusões e sugestões futuras.

2. MÓDULO FOTOVOLTAICO: ENCAPSULAMENTO E ENSAIOS PARA CERTIFICAÇÃO

2.1. Célula Solar

As células solares são dispositivos que transformam energia solar diretamente em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico. As células solares podem ser fabricadas em diversos substratos semicondutores simples (silício) ou compostos (arsenieto de gálio, sulfeto de cádmio, etc.). O silício é um dos materiais mais utilizados na indústria de módulos fotovoltaicos, será descrita a célula de silício cristalino.

O silício é o semicondutor mais abundante na natureza, sendo a matéria prima mais utilizada na indústria microeletrônica e fotovoltaica. O silício passa por diversos processos de refino até atingir a qualidade necessária. Parte-se da obtenção de rochas ricas em quartzo e a conseqüente purificação até o denominado grau metalúrgico, onde a pureza é próxima a 99 %. Este silício não é suficientemente puro para a fabricação de células solares e logo passa por diversos procedimentos químicos até atingir uma concentração de impurezas próximas a 0,2 partes por milhão.

Seqüencialmente, cresce-se o lingote de silício pela técnica Czochralski (Cz) que dá origem a monocristais, ou pela técnica de solidificação controlada, que origina o silício multicristalino (Mc). A qualidade da estrutura cristalina é definida com a determinação de algumas propriedades da célula solar como orientação cristalina e dopagem p ou n. É importante salientar que este processo de crescimento serve como purificador, produzindo um cristal de maior pureza.

Os lingotes de silício monocristalinos têm diversos tamanhos, com comprimentos de até 2 m e diâmetros que podem variar de 50 mm a 300 mm. Os de silício multicristalino passam por um processo de solidificação orientada podendo

chegar a tamanhos de 890 mm x 890 mm x 425 mm. Os lingotes são cortados por fios ou serras especiais, resultando em lâminas de silício com espessuras de 200 μm a 500 μm [1].

A partir das lâminas de silício são realizados diversos passos e processamentos em laboratórios especiais como limpezas químicas, texturação, difusão de dopantes, deposição de filmes anti-reflexo e de contatos metálicos. A Figura 2.1 apresenta um esquema de processamento padrão para fabricação de células fotovoltaicas [2].

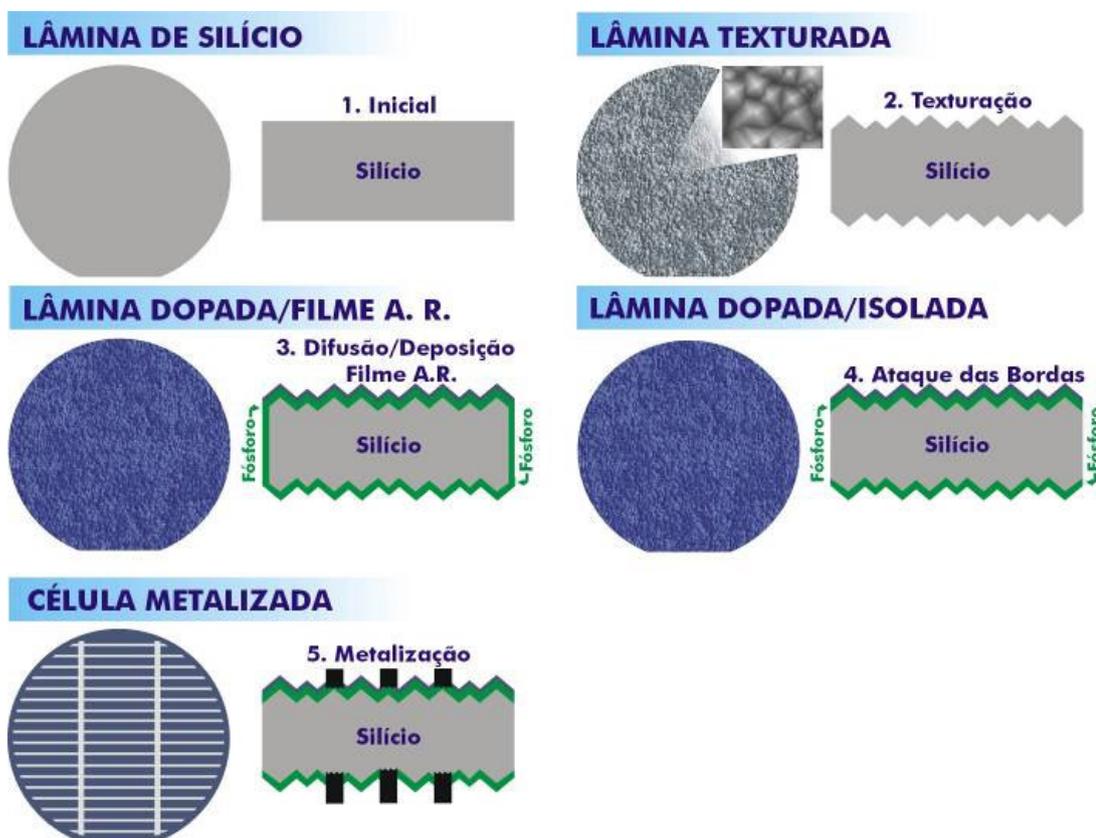


Figura 2.1. Seqüência de processo de fabricação de células solares com lâminas de silício desenvolvido no NT-Solar [2].

A corrente elétrica é extraída da célula fotovoltaica por meio de uma malha metálica depositada em ambas as faces da célula. A metalização no lado frontal é em forma de grade, de modo a permitir a passagem de radiação solar. A texturação da superfície da célula e a aplicação de um filme anti-reflexo contribuem para minimizar as perdas por reflexão da radiação incidente. A Figura 2.2 apresenta um

esquema simplificado de uma célula solar destacando os contatos frontais e posteriores, as regiões n e p e a junção pn bem como o filme anti-reflexo [3].

As células fotovoltaicas de silício cristalino apresentam tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V e tensão de operação de 0,50 V-0,55 V. Portanto, para utilizar a energia produzida é necessário associar várias células, para então obter-se a tensão e a corrente elétrica necessárias. Um conjunto de células solares associadas em série e/ou paralelo, protegido contra as intempéries, é denominado de módulo fotovoltaico. A estrutura do módulo confere durabilidade temporal, resistência a intempéries climáticas e esforços mecânicos. A Figura 2.3 apresenta dois módulos fotovoltaicos instalados e em operação.

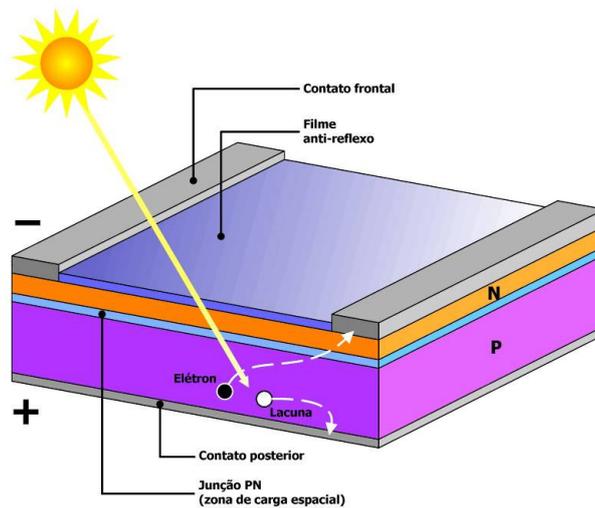


Figura 2.2. Detalhes da célula solar de silício [2].



Figura 2.3. Módulos fotovoltaicos [3].

2.2. Módulo Fotovoltaico

Em um sistema fotovoltaico os módulos são os elementos responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade. A ABNT (NBR10899/2005) define o módulo fotovoltaico como sendo a “unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”. O conjunto de células é encapsulado, de modo a oferecer proteção contra intempéries climáticas ao mesmo tempo possibilitando um caminho óptico eficiente até as mesmas. A maioria dos módulos ainda conta com uma moldura metálica que proporciona a rigidez mecânica necessária ao conjunto e facilita a fixação do módulo. Módulos com tensões nominais de 18 V são constituídos por 30 a 36 células em série [5]. A Figura 2.4 representa os principais componentes que constituem um módulo fotovoltaico, sendo eles:

- Cobertura Frontal: vidro, resinas termoplásticas;
- Encapsulante: acetato de vinila (EVA), polivinil butiral (PVB);
- Cobertura Posterior: polímeros fluorados como o polivinil fluorado (PVF), politetrafluoretileno (PTFE)
- Vedação de bordas: borracha butílica, silicone, fita dupla face;
- Caixa de conexões elétricas: polietilenotereftalato (PET);
- Moldura: perfil de alumínio ou de plástico.

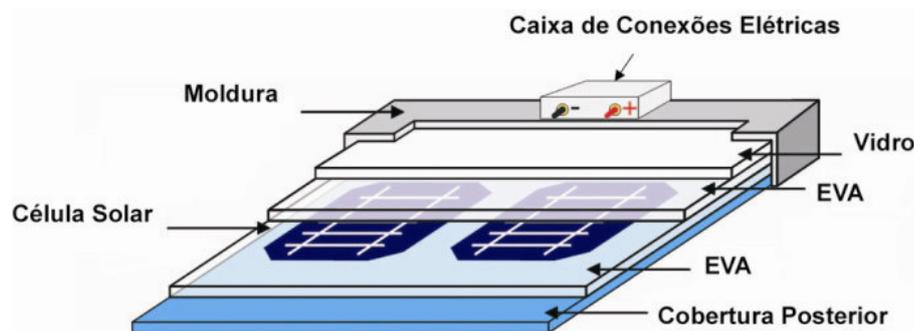


Figura 2.4. Componentes de um módulo fotovoltaico [3].

O encapsulamento é a técnica que confere durabilidade para a vida funcional de um módulo fotovoltaico, consistindo em mecanismo físico de proteção das células solares contra ações como umidade, radiação ultravioleta, esforços

mecânicos leves como torções e impactos de baixa intensidade. Para que haja esta proteção são utilizados materiais encapsulantes, cobertura frontal e cobertura posterior.

O desempenho de módulos fotovoltaicos encapsulados com diferentes combinações e materiais modificam consideravelmente as propriedades elétricas dos mesmos com a ação da degradação. Testes de envelhecimento em câmaras climáticas, câmaras salinas e exposição à radiação ultravioleta, associados ao comportamento das medidas elétricas fornecem uma previsão do desempenho e durabilidade de um módulo fotovoltaico exposto a intempéries climáticas estimada em 25 anos ou mais.

2.2.1. Cobertura Frontal

A cobertura frontal é utilizada com a finalidade de proteger o módulo fotovoltaico da ação de intempéries, forças externas, entre outros. A seleção da cobertura frontal e posterior de um módulo fotovoltaico ocorre de acordo com a natureza tecnológica utilizada na fabricação da célula fotovoltaica, neste caso a de silício. Requisitos importantes do material para cobertura frontal são a transparência, elevada resistência mecânica à cargas estáticas por longos períodos de tempo, boa resistência dinâmica e resistência a riscos. Pode-se considerar como requisito indispensável a estabilidade das propriedades ópticas, como elevada transmitância para todo espectro solar aproveitado pela célula solar de silício (400 nm à 1100 nm) [3]. Todos os materiais utilizados para cobertura frontal e posterior devem possuir coeficiente de expansão compatível com o conjunto, estabilidade e resistência à exposição do espectro solar, tendo uma durabilidade útil estimada em 25 anos.

2.2.1.1. Vidro

A escolha do material para cobertura frontal recai normalmente sobre materiais cerâmicos como vidro, devido à alta resistência mecânica que pode ser alcançada por meio de técnicas de tratamento térmico, laminação e adição de elementos químicos à sua composição.

A indústria de vidros utiliza na sua composição elementos como o óxido de

ferro, que dá ao vidro um aspecto esverdeado. Porém, elementos como o óxido de ferro não são desejáveis aos módulos fotovoltaicos por absorverem certa parcela de energia útil para conversão fotovoltaica. Conseqüentemente, a maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaicos utiliza vidros especiais com baixo teor de ferro, o que forçou os fabricantes de vidro a implementarem linhas de produção específicas para a aplicação fotovoltaica.

Vidros com carbonato de sódio (Na_2CO_3) são os vidros mais comuns e são utilizados em quase todas as aplicações como, por exemplo, pára-brisas de automóveis, janelas e boxes de banheiro. Estes vidros, no entanto, não contêm propriedades físico-químicas desejáveis, contendo quantidade significativa de sódio e fósforo, que com o tempo difundem prejudicando o funcionamento do módulo [6].

Vidros com teores reduzidos de ferro, sódio e fósforo são fabricados para módulos fotovoltaicos ou para outras aplicações específicas e são utilizadas técnicas de têmpera para melhorar suas propriedades mecânicas de resistência a fratura. Vidros temperados podem ser produzidos com resistência à flambagem de quatro a cinco vezes maior do que um vidro não temperado.

Algumas alterações na composição do vidro, como redução do percentual de ferro, requerem a adição de quantidades significativas de sódio e conseqüentemente a adição de outros elementos como o carbonato de magnésio, para neutralizar parcialmente o sódio. O tratamento do SiO_2 é realizado geralmente durante a fabricação do vidro para reduzir o sódio, deixando a superfície do vidro relativamente inerte e com percentual de sódio inferior a 13 % [7].

A própria composição química do vidro proporciona difusão ativa de sódio e fósforo, precipitando compostos que satisfazem algumas reações nas ligações das superfícies do EVA e do silício, formando uma superfície reativa e reduzindo a força das ligações adesivas. Além disso, gases resultantes do processo de laminação formam pequenas bolhas, que por sua vez facilitam o acúmulo de umidade e precipitação de impurezas ativas. Estas impurezas aumentam a possibilidade de falhas e de corrosão nos contatos metálicos [12].

Como foi visto, os vidros mais utilizados na fabricação de módulos fotovoltaicos são os de baixo teor de ferro. Neste caso, a transmitância é mantida constante na faixa de 400 nm à 1100 nm ao contrário do vidro com alto teor de ferro, denominado de “comum”. Vidros especiais com textura superficial, com adição de

filmes anti-reflexos ou elementos absorventes podem contribuir para melhorar as qualidades ópticas nas aplicações fotovoltaicas. Por exemplo, a aplicação de átomos de cério no vidro o torna absorvedor da radiação ultravioleta, que desta forma não atinge o material encapsulante, aumentando sua vida útil. A Figura 2.5 apresenta dados de transmitância de vidros comuns, de baixo teor de ferro e com adição de cério.

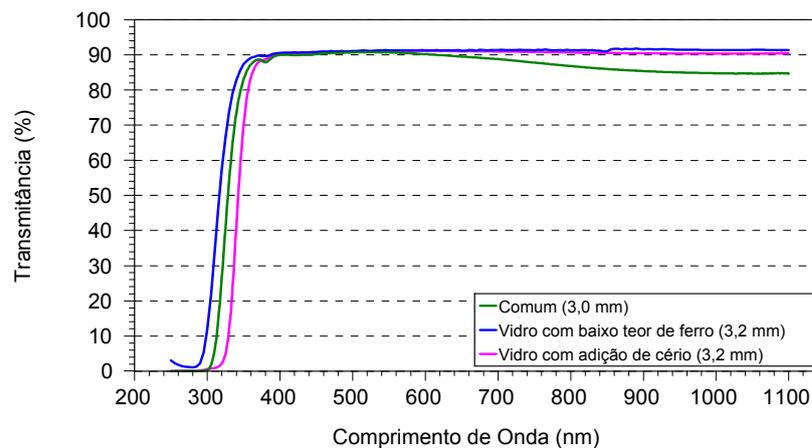


Figura 2.5. Transmitância espectral de diferentes chapas de vidros [10].

Algumas técnicas como a espectroscopia eletrônica Auger evidenciam a dinâmica da difusão de elementos como carbono, fósforo, sódio, titânio, oxigênio entre outros. Fatores como a difusão de impurezas influenciam piorando o desempenho e a durabilidade dos módulos fotovoltaicos, instabilizando a adesão entre o vidro e o material encapsulante [9].

2.2.1.2. Politetrafluoretileno (Teflon[®] / PTFE)

O Teflon[®] é um polímero termoplástico composto por politetrafluoretileno quimicamente inerte com baixa permeabilidade a líquidos e vapores, desenvolvido para trabalhar em temperaturas contínuas de até 260 °C, com elevada resistência e durabilidade mecânica, transparência, estabilidade no tempo e à radiação solar [11]. Disposto em filmes transparentes, com espessuras a partir de 0,025 mm que permitem sua termo-conformação e laminação à vácuo, podem copiar a forma da superfície na qual é repousado.

O encapsulamento com teflon é comum em módulos como telhas fotovoltaicas, ilustrados na Figura 2.6 e pode sofrer variações de configurações na montagem conforme apresentado na Figura 2.7. A cobertura posterior pode ser uma chapa convencional de vidro que satisfaça as necessidades estruturais, ou chapas de metal, ardósia, cimento ou cerâmica. O encapsulamento com Teflon[®] é usado na maioria das vezes para módulos especiais produzidos em pequena escala (ex.: telhas solares), porém vem ganhando espaço com a credibilidade conquistada e na redução de massa associada ao módulo frente à outros materiais como vidros.



Figura 2.6. Telha fotovoltaica Isofoton com cobertura de teflon.

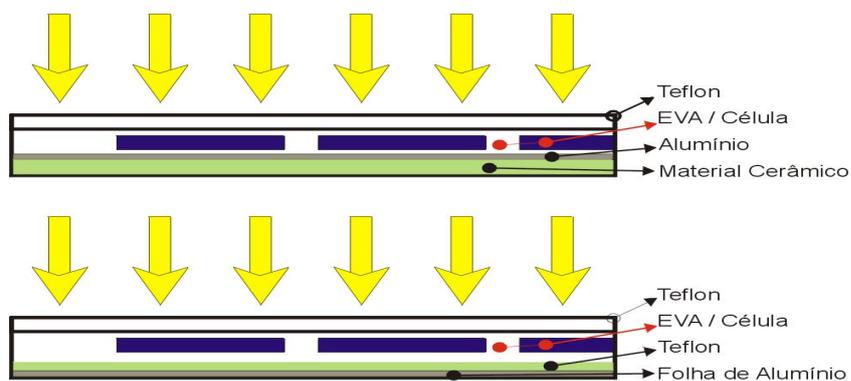


Figura 2.7. Configuração de módulos com cobertura de Teflon[®] [5].

2.2.2. Encapsulante

O encapsulante é um material polimérico no qual será envolvida a célula fotovoltaica. A finalidade do encapsulamento é proporcionar acoplamento óptico,

proteção à célula fotovoltaica da ação de agentes externos causadores de degradação. Os mecanismos de degradação são oriundos da ação das intempéries ambientais e agentes externos como impactos de baixa energia, abrasão mecânica entre outros. As quatro funções básicas dos materiais de encapsulamento são [5]:

- Promover suporte estrutural e posicionamento da célula solar no *layout* previsto durante o processo de fabricação, manipulação, armazenamento, instalação e operação;
- Atingir e manter o acoplamento óptico entre a célula solar e o vidro, mantendo a incidência da radiação solar com transmitância de pelo menos 90 % e uma perda máxima de 5 % após 20 anos;
- Proporcionar e manter o isolamento físico das células solares e componentes e proteger o circuito da ação de elementos agressivos e degradantes;
- Alcançar e manter o isolamento elétrico entre as células solares e os elementos operacionais do circuito durante a vida útil do módulo fotovoltaico.

2.2.2.1. Acetato de Vinila (EVA)

O filme de EVA é o encapsulante mais utilizado para módulos fotovoltaicos, fornecendo sustentação estrutural, acoplamento óptico entre célula e módulo, isolamento elétrico e físico. Como mostra a Figura 2.8, módulos são montados em camadas de vidro/EVA/célula/EVA/Tedlar[®] ou vidro/EVA/célula/EVA/Vidro. Após a montagem, o conjunto é inserido em uma laminadora. A Figura 2.9 apresenta uma laminadora e um esquema da mesma.

A Figura 2.10 mostra uma seqüência típica do processo de laminação com EVA, a seqüência do processo inicia-se logo após o fechamento da câmara, iniciando com um pré-aquecimento (PS) até 70 °C. Durante o ciclo 1, o EVA está em forma de gel e, então, inicia-se o vácuo na parte inferior da câmara. No ciclo 2, a temperatura é aumentada para 90 °C e desconecta-se o vácuo da parte superior, fazendo com que a membrana de silicone pressione o módulo. No ciclo 3, a temperatura sobe para 150 °C para realização da cura do EVA. O tempo de cura depende do tipo de EVA e no caso dos protótipos fabricados no âmbito desta dissertação, o tempo foi de 500

s. Depois da cura, o sistema é refrigerado com água até atingir a uma temperatura da ordem de 75 °C e, depois, é conectada o vácuo na parte superior da câmara a fim de soltar a membrana de silicone do módulo fotovoltaico laminado.

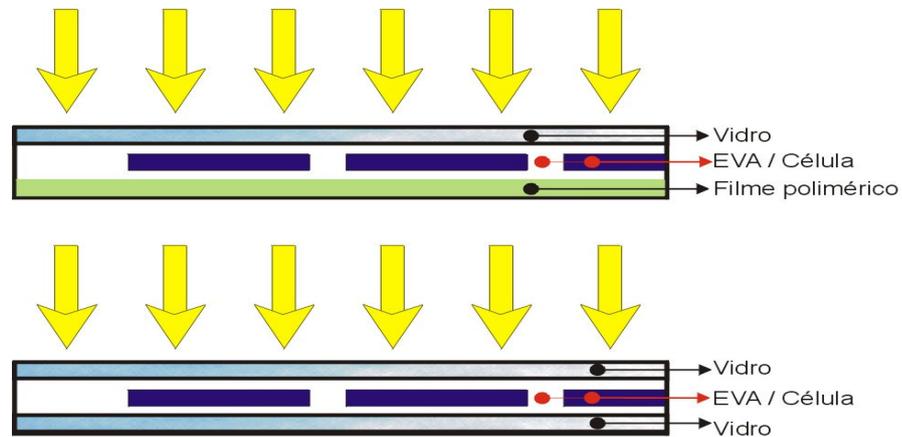
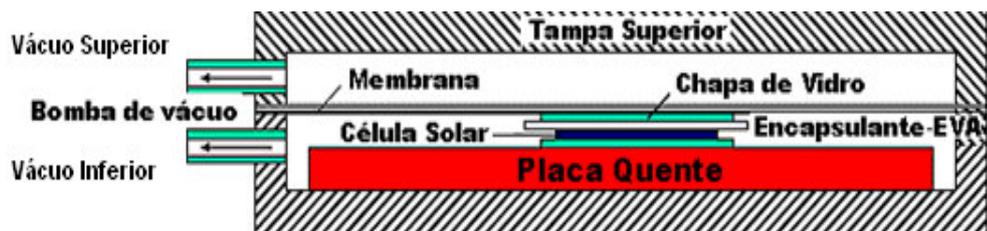


Figura 2.8. Configurações de módulos fotovoltaicos laminados com EVA.



(a)



(b)

Figura 2.9. (a) Laminadora modelo L 150 A e (b) esquema de funcionamento.

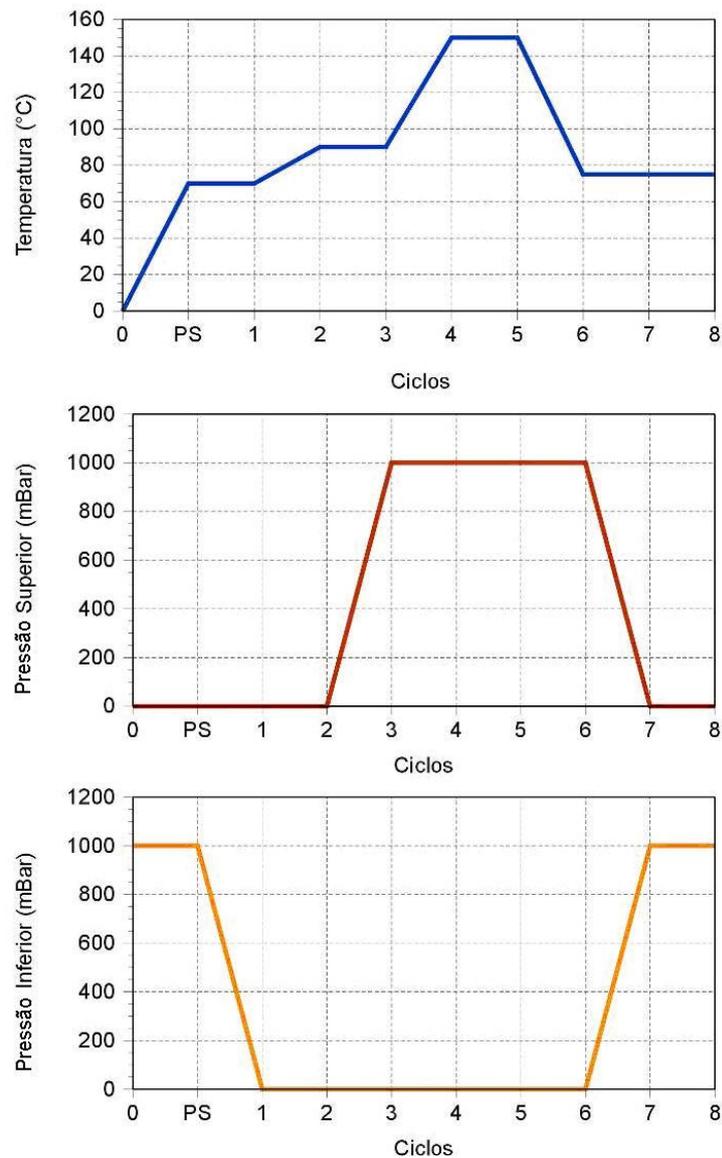


Figura 2.10. Temperatura e pressão nos ciclos do processo de laminação. PS é o período de pré-aquecimento.

O EVA apresenta as seguintes vantagens para fabricação do módulo fotovoltaico:

- Constante dielétrica elevada;
- Baixo coeficiente de absorção de água e vapores úmidos;
- Boa adesão com diferentes materiais;
- Baixo custo;
- Elevada transmitância óptica.

2.2.2.2. Polivinil Butiral (PVB)

Uma alternativa para a utilização do EVA é o polímero polivinil butiral (PVB). O filme de PVB é amplamente utilizado na fabricação de vidros automotivos e estruturas arquitetônicas onde se faz necessário a aplicação de vidros com alta resistência mecânica. A laminação automotiva exige elevada durabilidade, resistência mecânica e transmitância, sendo estas as características necessárias para laminação de módulos fotovoltaicos [14].

O encapsulamento com PVB já foi amplamente utilizado por indústrias como Siemens Solar e AEG, porém com o passar do tempo percebeu-se que o PVB absorvia água, deixando turva a interface vidro-célula, vindo a ser substituído pelo EVA. Atualmente é encarado como uma alternativa para substituir o EVA, visto que o material foi melhorado e pode ser utilizado na laminação com duplo vidro com vantagens sobre o EVA [15]. Com algumas adaptações no processo convencional de laminação do EVA é possível laminar PVB em uma laminadora padrão.

A laminação com PVB é semelhante à laminação do EVA. O PVB é montado entre dois vidros sendo aquecido e prensado, formando uma combinação com alta capacidade de resistência ao impacto sem comprometer a transparência.

Características do PVB:

- Boa qualidade óptica e transmitância;
- Excelente estabilidade à radiação UV;
- Permeável à água e ao vapor de água;
- Resistente ao calor;

O comparativo do PVB em relação ao EVA mostra que o PVB possui:

- Maior resistência mecânica, indicado para laminações com duplo vidro.
- Menor resistência à umidade.

2.2.3. Cobertura Posterior

A cobertura posterior de um módulo fotovoltaico deve, da mesma forma que a cobertura frontal, proteger as células solares das intempéries. Podem ser utilizados

materiais de elevada refletância, como filmes poliméricos do tipo PVB, Tedlar® e Teflon®, contando também com o uso de resinas termoplásticas, materiais cerâmicos e metálicos entre outros. A cobertura posterior permite a utilização de uma ampla gama de materiais por não ser necessário iluminar a parte posterior de um módulo fotovoltaico com células monofaciais. Quando se faz necessária esta iluminação, segue-se a arquitetura do projeto e a tecnologia utilizada.

As coberturas mais utilizadas são constituídas de compósitos poliméricos como Tedlar®/poliéster/Tedlar® (TPT) ou com adição de metais como alumínio Tedlar®/poliéster/alumínio/Tedlar® conservando a elevada refletância característica do filme de Tedlar®. A alta refletância contribui para que uma parcela da irradiação incidente não utilizada na conversão fotovoltaica seja refletida, reduzindo o aquecimento [5]. Por outro lado, parte da irradiação refletida pode incidir na célula devido à reflexão interna total no vidro.

2.2.3.1. Fluoreto de Polivinila (Tedlar®)

O filme de Tedlar® utilizado para cobertura posterior é um compósito polimérico formado normalmente de Polivinil fluorado (PVF) / Polietileno tereftalato (PET) / (PVF), podendo sofrer variações. Por ser um polímero fluorado, o PVF tem excelente durabilidade e resistência a uma variedade de solventes e produtos químicos [5]. Ele é impermeável e possui boa resistência à degradação do espectro solar. O PVF resiste bastante aos poluentes atmosféricos, ao ataque da chuva ácida e à formação de fungos.

O PET é um poliéster usado para compor a cobertura posterior devido às suas propriedades mecânicas e custo baixo. Entretanto, o PET sem revestimento exibe permeabilidade elevada. O filme de Tedlar® composto por PVF/PET/PVF, PVF/PET ou PVF/PET/Alumínio/PVF, permite que o fluoropolímero proteja ambos os lados do poliéster da ação da fotodegradação e umidade. Esta combinação une as melhores propriedades de ambos os materiais para as características desejadas: o isolamento elétrico aumenta e diminui a permeabilidade de água. A barreira de umidade é reforçada com a adição do alumínio ao compósito [18].

2.2.4. Suporte de Sustentação

O suporte mecânico do módulo fotovoltaico usualmente é composto pela cobertura frontal e por um quadro de alumínio anodizado, conferindo rigidez mecânica ao módulo sem o acréscimo demasiado de massa. O alumínio ainda funciona como trocador térmico entre o módulo e o meio. Há configurações de módulos que não utilizam a moldura metálica por motivos arquitetônicos.

Materiais plásticos, embora muito versáteis, não são recomendados para utilização por períodos prolongados de tempo, considerando que os materiais poliméricos ou semelhantes não suportam cargas estáticas e esforços dinâmicos com confiabilidade durante longos períodos de tempo quando expostos a radiação UV e intempéries. Atualmente, devido à evolução tecnológica dos materiais, empresas como a Dupont dispõem de produtos como o Rynite[®], o qual a empresa afirma ser um excelente candidato para substituir os perfis metálicos hoje utilizados, pois reduz a massa do módulo e elimina potenciais problemas de corrosão nas peças expostas ao ar livre. O Rynite[®] é composto de poliéster termoplástico a base de PET e combina excelente desempenho e estabilidade dimensional com alta resistência e firmeza. Na Figura 2.11 são apresentados desenhos típicos de perfis de alumínio [16].

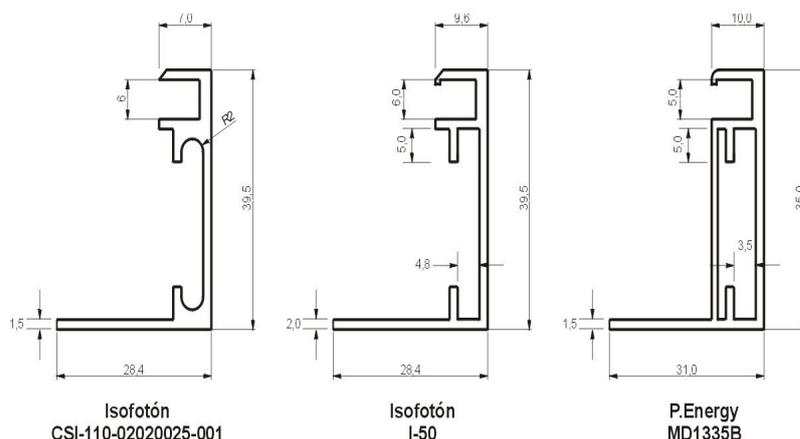


Figura 2.11. Alguns tipos de perfis de alumínio.

Os perfis de alumínio são os mais utilizados pela indústria fotovoltaica, priorizando as dimensões dos módulos, material de vedação, agrupamento de módulos em sistemas de grande porte, sistemas de fixação entre outros.

2.2.5. Vedante de Bordas

O vedante de bordas tem a função de preencher o espaço entre o perfil de alumínio e o conjunto laminado de vidro-EVA-célula-EVA-Tedlar®, selando as bordas do módulo, conforme mostra a Figura 2.12. Este vedante impede o ingresso da umidade através das frestas, fendas ou defeitos que ocorrem nesta região durante o processo de encapsulamento. O defeito desta vedação ou a não utilização desta implica em sérios problemas constatados durante a operação dos módulos [17]. Na maioria dos casos estes problemas comprometem a durabilidade e eficiência de todo módulo fotovoltaico. O material utilizado para o vedante das bordas pode ser desde borrachas butílicas a selantes desenvolvidos especificamente para este fim como, por exemplo, fitas adesivas dupla face Lohmann Duplomont 918 e silicone Dowcorning PV 804. Estes selantes são feitos de materiais qualificados em testes de durabilidade de módulos de acordo com as normas IEC.

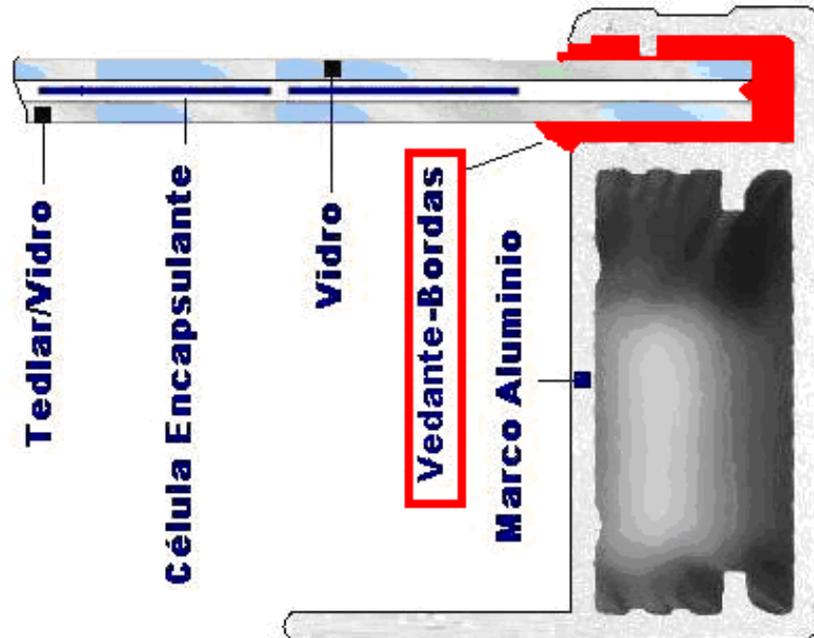


Figura 2.12. Materiais de um módulo fotovoltaico, destacando o selante de bordas.

As características avaliadas relevantes para os vedantes de bordas desenvolverem sua funcionalidade são [5], [19]:

- Impermeabilidade à água e percolação, pressão hidrostática ou umidade;
- Impermeabilidade a gases e vapores;
- Resistência aos esforços de tração, compressão, cisalhamento, impacto;
- Resistência ao puncionamento, vibração, abrasão, torção;
- Boa aderência aos mais diversos substratos, sem perda de aderência ao longo do tempo;
- Expandir-se e contrair-se quando submetido a tensões;
- Resistência à irradiação ultravioleta;
- Resistência à produtos químicos ou agentes agressivos, tais como, óleos, gasolina, ácidos, sais, excrementos de pássaros, etc.;
- Resistente à variações térmicas;
- Não permitir proliferação de fungos ou bactérias;
- Elevada durabilidade (25 - 30 anos).

2.2.6. Caixa de Conexões

A caixa de conexões é o local onde ocorrem as conexões elétricas de interconexão módulo – módulo ou módulo com o meio externo.

Construída em material polimérico resistente às intempéries, a caixa de conexões é composta por um circuito elétrico simples com diodos e terminais para soldar as fitas condutoras do módulo. A finalidade das caixas de conexão é a ligação entre módulos de forma segura, protegendo também o circuito elétrico de todo o módulo fotovoltaico de correntes reversas. Os outros componentes que constituem a caixa de conexões são o prensa cabo e tampa, conforme mostrado na Figura 2.13. A caixa de conexões é montada e colada na cobertura posterior do módulo fotovoltaico com adesivo ou selante similar ao utilizado para selar as bordas do módulo.

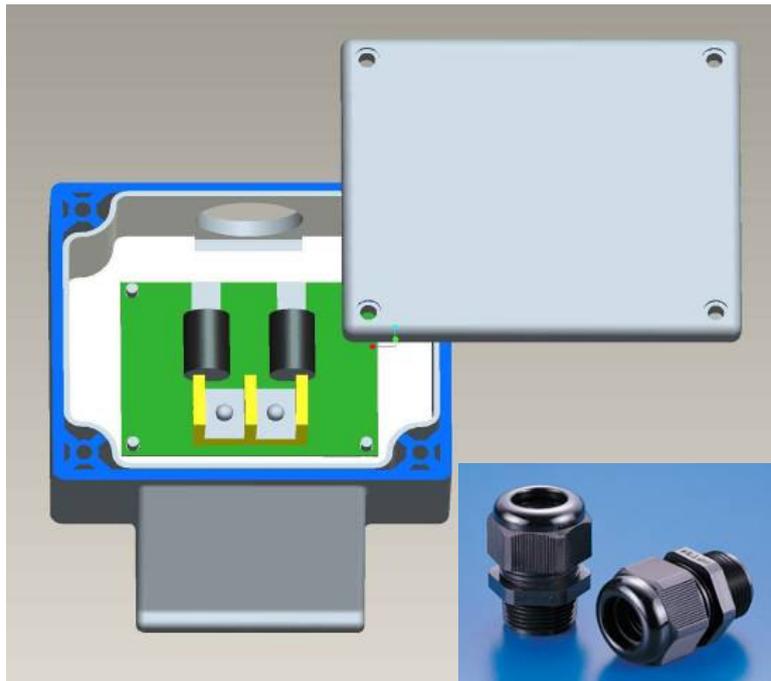


Figura 2.13. Caixa de conexões, circuito elétrico e prensa cabos.

2.3. Degradação do Módulo Fotovoltaico e Problemas Associados

A degradação que conduz à falha nos módulos fotovoltaicos segue uma progressão que depende de múltiplos fatores. Fatores como a degradação de materiais de laminação, perda de adesão, degradação de interconexão entre células, degradação causada pela umidade e a degradação da célula solar são os fatores mais preocupantes.

Tal como ilustrado na Figura 2.14, a degradação pode ocorrer por intempéries, impurezas, acúmulo de sujeira e detritos no vidro, degradação fototérmica, oxidação e degradação do encapsulante, interdifusão dos íons e reações na interface polimérica que causam reações de delaminação. Muitos desses problemas ocorrem em decorrência de elevadas concentrações iônicas provindas do aprisionamento de vapores e gases bem como a utilização inadequada de produtos durante o processo de fabricação do módulo fotovoltaico. Além destes, ocorrem também problemas como a descoloração do encapsulante que é classificada por índices, que variam desde branco levemente amarelo até tonalidades castanho escuro [19].

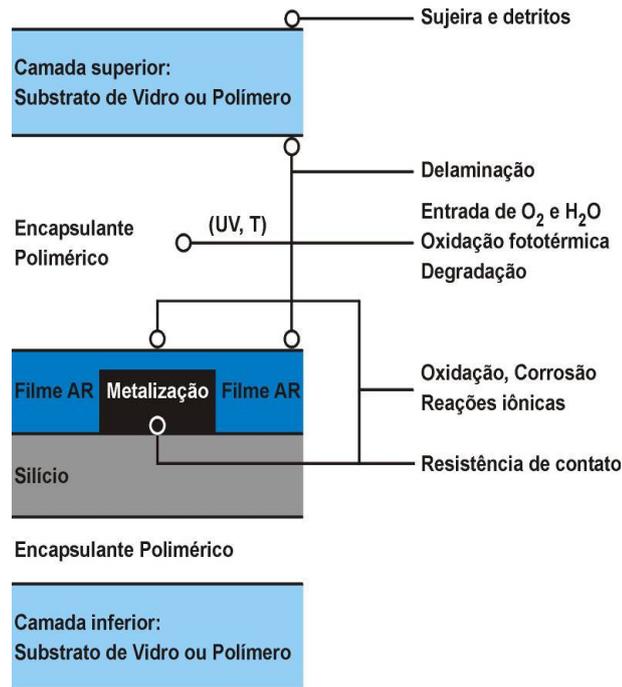


Figura 2.14. Principais agentes responsáveis por degradações do módulo fotovoltaico [12].

2.3.1. Envelhecimento e Descoloração do EVA.

Segundo Pern [12], somente nos anos 90, após um teste de envelhecimento acelerado com aumento da irradiação UV, é que ficou claro que descoloração do EVA é diretamente proporcional à energia ultravioleta na qual o mesmo foi exposto.

Em avaliações de sistemas fotovoltaicos foi observado que sistemas instalados em climas quentes e úmidos, e quentes e secos, ou seja, locais onde a temperatura de trabalho das células solares fique próximo aos 70 °C, ocorre com maior intensidade o envelhecimento e conseqüentemente perda de eficiência associada ao módulo ou sistema fotovoltaico. Por exemplo, nas planícies de Carrisa na Califórnia-EUA existia uma central fotovoltaica com capacidade de 5,2 MW que utiliza um sistema óptico de concentração da radiação solar. A central era formada por 10 segmentos com 9 espelhos para concentração da irradiação. Porém a produção de energia começou a diminuir progressivamente com o passar de um curto período devido à degradação óptica do EVA. A degradação foi tão intensa que os módulos atingiram tonalidade castanho-escuro, devido à temperatura de operação ser da ordem de 90 °C [12], [20], [21], [22].

A explicação para o descoloramento foi a combinação de fatores climáticos,

como temperatura, índice de insolação e presença intensa de radiação ultravioleta. A combinação destes fatores provoca a degradação dos polímeros tão intensa quanto à intensidade destas combinações [19].

A radiação ultravioleta pode acarretar dois tipos de reações: cisão da cadeia polimérica e formação de ligações cruzadas nas terminações das cadeias. Com a exposição à longo prazo e ou à intensidade elevada em curto prazo, o peso molecular do polímero é alterado, o que proporciona as ligações cruzadas e ou a cisão [19].

Propriedades importantes como à flexibilidade e a adesividade são influenciadas respectivamente pelas ligações cruzadas e pela cisão das cadeias poliméricas. Outra propriedade que se altera é a permeabilidade do polímero. Esta depende da mobilidade do polímero e da força de interação entre as ligações químicas. A radiação UV tem forte influência neste processo e as ligações cruzadas impedem a mobilidade, diminuindo a permeabilidade, porém aumentam o volume do polímero, aumentando a retenção de líquidos e vapores no interior do EVA [19].

A degradação fototérmica produz uma reação química que resulta em ácido acético entre outros compostos. O ácido acético produz um efeito corante, causando a redução da transmitância do encapsulante e proporcionando ao módulo perda de potência elétrica. Esta degradação explica às tonalidades amarelas fracas até marrom escuro, sendo que a tonalidade depende da quantidade de ácido acético que foi produzido com a reação. A formação de pontos quentes também influencia na degradação fototérmica localizada e conseqüentemente a coloração destes pontos [19].

2.3.2. Reações entre Filme AR e EVA e Contatos Metálicos

A delaminação pode ser causada por uma reação química entre o encapsulante e o filme anti-reflexo (AR) que reveste as células solares para redução da refletância. Esta reação pode causar a degradação do polímero encapsulante comprometendo a durabilidade do módulo fotovoltaico.

Alguns casos conhecidos onde ocorreram delaminação em diferentes níveis podem ser relatados como, por exemplo, a construção do sistema fotovoltaico integrado a rede elétrica junto ao Ministério Federal da Economia em Berlim,

Alemanha. Instalado em 1998, todos os módulos, totalizando 100 kW, apresentaram reação de degradação do encapsulante com o filme anti-reflexo [22]. A Figura 2.15 apresenta um módulo deste sistema. Durante o mesmo período, foi relatado delaminação em módulos do sistema fotovoltaico de Bremen, Rheinbach Troisdorf e sistemas em Munique, também na Alemanha [22]. Pode-se relatar também a falha de módulos ocorrida entre os anos 1995 e 1996 em um dos segmentos de 1 MW da planta fotovoltaica de Toledo na Espanha [22], conforme mostra a Figura 2.16.

A oxidação metálica ocorre entre os contatos metálicos da célula fotovoltaica, provenientes da umidade que ingressa no módulo por problemas de vedação nas bordas. O motivo é falha do selante, aplicação incorreta do mesmo ou ruptura destes elementos por agentes externos. A oxidação da malha metálica pode causar curto-circuito e pontos quentes, comprometendo a qualidade do módulo fotovoltaico [26].



Figura 2.15. Delaminação em módulos fotovoltaicos registrados no sistema interligado do Ministério Federal da Economia em Berlim, Alemanha [24].

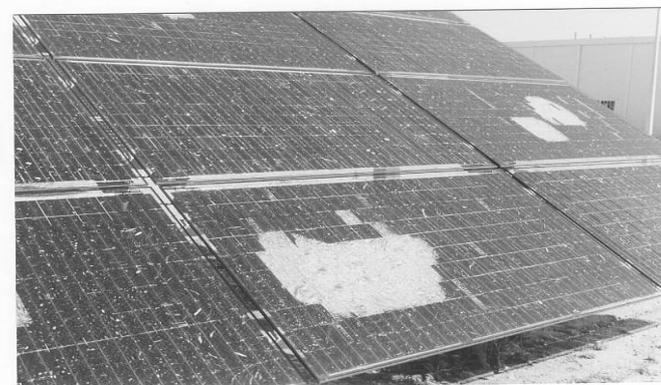


Figura 2.16. Delaminação em módulos fotovoltaicos da planta de 1 MW instalada em Toledo, Espanha.

A delaminação também pode ser causada por bolhas de gases formadas na interface do EVA com o vidro ou com a célula solar, podendo ser observadas macroscopicamente no módulo. A formação destas bolhas é controlada por parâmetros do processo de laminação.

Outros fatores causadores de defeitos associados são propriedades físicas como a elasticidade e coeficiente de expansão. Existe diferença significativa entre o coeficiente de expansão térmica dos materiais poliméricos e de outros materiais como o silício, vidro, interconexões metálicas e quadro de alumínio. É importante salientar que os ciclos térmicos diurnos e noturnos podem resultar em fraturas das interconexões ou mesmo separação entre os encapsulantes. Para evitar estes problemas, o material utilizado para encapsular deve possuir propriedades bem flexíveis, dando conta desta gama de variações dimensionais.

Fatores como a distribuição de temperatura de forma não uniforme no módulo fotovoltaico em operação, prejudicam o funcionamento e contribuem com a degradação do mesmo. É importante determinar a temperatura e uniformidade térmica de uma célula ou módulo. Para obter medidas de temperatura podem ser utilizados alguns métodos com tipos diferentes de sensores invasivos e não invasivos. Para realizar esta medição são colocados os sensores de temperatura na face posterior do módulo fotovoltaico. Esta superfície é, na maioria dos casos, constituída por uma lâmina de Tedlar[®] utilizado como proteção para o EVA encapsulante das células. Deve-se ter cuidado ao medir a temperatura da célula desta maneira devido ao fato de existir uma camada encapsulante entre a célula e a superfície do Tedlar[®]. Este fato pode causar, conforme as condições do contorno, uma diferença de temperatura entre a célula e a superfície externa do Tedlar[®]. Outro problema experimental, inerente ao método de medidas de temperaturas por contato, está relacionado ao fato de que ao posicionar o sensor junto à superfície que se deseja medir, este sensor está interferindo termicamente com o que se quer medir. Para evitar este problema, pode-se usar células solares com tensão de circuito aberto calibradas em função da temperatura e irradiância incidente.

Outra forma de medir temperatura é com termometria sem contato. O sensor utilizado por estes equipamentos é um radiômetro sensível à parte do espectro infravermelho que capta a irradiação térmica emitida pelos materiais. A Figura 2.17 mostra uma imagem infravermelha de um módulo em curto-circuito com pontos

quentes em regiões delaminadas. A delaminação pode provocar uma diferença de temperatura maior que 30 °C entre o ponto quente e o restante do módulo, reduzindo a eficiência de transferência de calor [21].

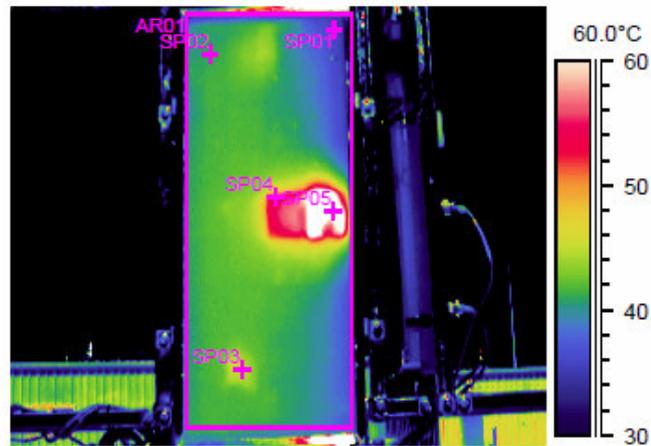


Figura 2.17. Pontos quentes produzido pela delaminação [21].

As variações térmicas contribuem com a degradação da fita metálica utilizada para soldar as células. Esta estrutura sofre mudanças em consequência da segregação dos metais estanho e chumbo contidos na liga da fita. A segregação causa a formação de grãos de tamanho maiores na fita metálica, conduzindo a perdas elétricas resistivas e fadiga termomecânica. A Figura 2.18 mostra em corte transversal à segregação dos componentes de uma trilha da malha metálica após vinte anos de operação. Devido à robustez do projeto e ao processo de solda utilizado, nenhum sinal de estresse termomecânico foi identificado [21].

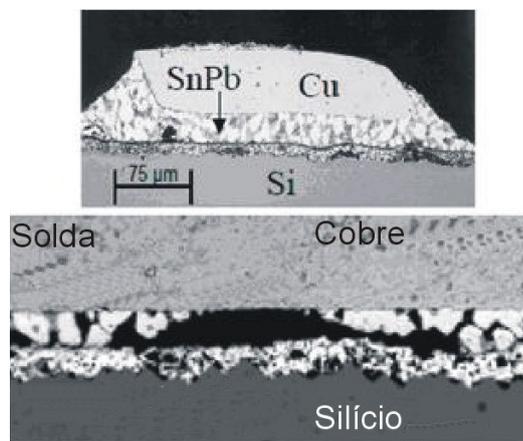


Figura 2.18. Pontos de junções e solda de um módulo envelhecido naturalmente mostram a segregação do SnPb [21].

Por medidas de resistência série é possível verificar a presença de segregação nos contatos, pois a área condutiva diminui, aumentando a resistência. Questões como esta causam o aquecimento demasiado de pontos específicos do módulo degradando o encapsulante e a proteção posterior.

2.4. Características Elétricas das Células Solares e Módulos Fotovoltaicos

O esquema elétrico representado na Figura 2.19 é o circuito resumido de uma célula fotovoltaica, onde I_L é a corrente elétrica fotogerada e I_D é a corrente do diodo no escuro.

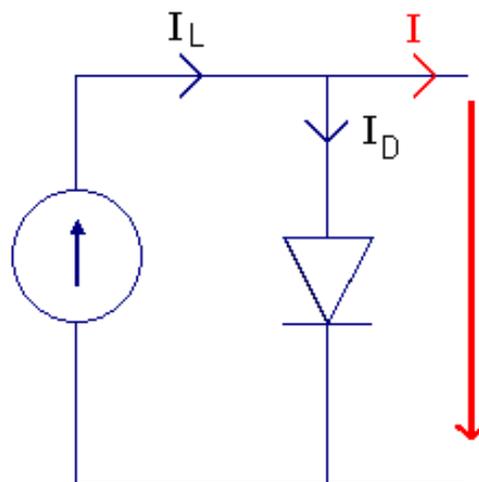


Figura 2.19. Esquema elétrico ideal de uma célula fotovoltaica.

A corrente I da célula solar é dada por:

$$I = I_L - I_D \quad (3.1)$$

Pode-se escrever a corrente I_D em função da tensão, conforme Equação 3.2 [9]:

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{eV}{mkT_{\text{cel}}} \right] - 1 \right\} \quad (3.2)$$

onde I_0 é a corrente de saturação da célula no escuro, V é a tensão aplicada aos terminais da célula, e é a carga do elétron, m o fator de idealidade (1 a 2 para silício cristalino), k é a constante de Boltzmann e T_{cel} é a temperatura absoluta da célula solar.

Assim, a corrente da célula fotovoltaica, em função da tensão pode ser reescrita conforme Equação 3.3:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{eV}{mkT_{\text{cel}}} \right] - 1 \right\} \quad (3.3)$$

Verifica-se na Equação 3.3 que na condição de curto-circuito ($V=0$) a corrente do dispositivo é a própria corrente fotogerada (I_L) e que se a célula for colocada em circuito aberto ($I = 0$), ela se auto polarizará com tensão tal que a corrente de polarização equilibra a fotocorrente, sendo denominada de tensão de circuito aberto [24].

Em uma célula real, outros fatores ocorrem adicionando ao circuito da célula uma resistência série (R_S) e uma resistência paralela (R_P), associada às correntes de fuga (I_P). O esquema elétrico apresentado na Figura 2.20 é estendido à aplicação nos módulos fotovoltaicos.

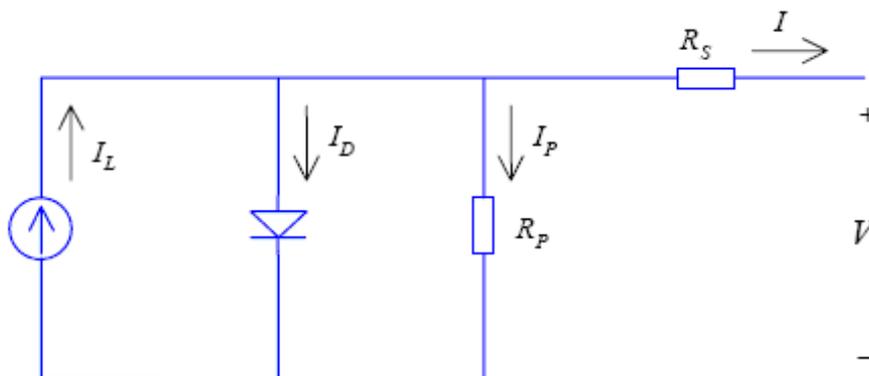


Figura 2.20. Esquema elétrico de uma célula fotovoltaica real.

Considerando estas resistências, a Equação 3.3 torna-se:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{eV}{mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3.4)$$

Para um módulo fotovoltaico com células idênticas conectadas em série pode-se apenas acrescentar um termo que informe o número de células conectadas em série conforme a equação:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{eV}{N_S mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3.5)$$

onde N_S é o número de células associadas em série.

2.4.1. Curva Característica de Células e Módulos Fotovoltaicos

Para caracterizar uma célula solar é necessário medir a curva da corrente elétrica gerada em função da diferença de potencial aplicada, quando a célula está exposta à irradiância de 1000 W.m^{-2} com o espectro solar AM1,5G e a uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A análise da curva I-V de uma célula solar fornece dados e parâmetros fundamentais para que possam ser quantificados o seu desempenho e qualificá-la energeticamente. Segundo a ABNT(NBR 10899/2005) a curva característica ou curva I-V, é definida como a *“representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e de irradiância total”*.

A curva característica de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino apresenta um comportamento exponencial conforme mostra a Figura 2.21.

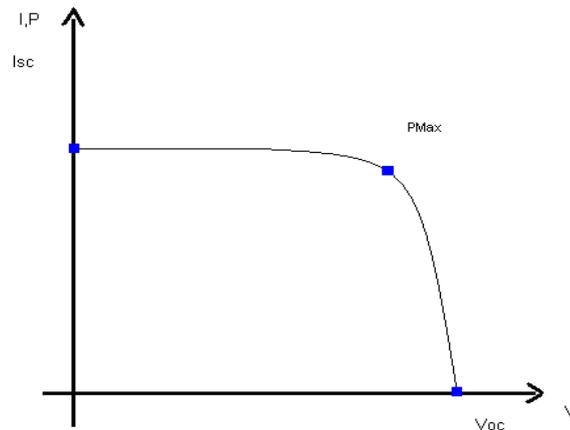


Figura 2.21. Característica I-V de uma célula solar.

Conforme a Figura a 2.21, a corrente de curto-circuito, I_{sc} , é a corrente obtida de uma célula iluminada quando a tensão em seus terminais é nula:

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L \quad (3.6)$$

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) é a tensão onde os processos de recombinação se igualam aos processos de geração e, portanto, a corrente que se extrai da célula é nula, constituindo-se a máxima tensão elétrica que se pode obter de uma célula solar. Em células de silício industriais a V_{oc} é de aproximadamente 0,6 V. A V_{oc} aumenta logarithmicamente com a irradiação incidente, sendo dada conforme a equação:

$$V_{oc} = V(I=0) = \frac{kT}{e} \ln \left[1 + \frac{I_L}{I_0} \right] \quad (3.7)$$

O fator de forma (FF), é uma grandeza que expressa quanto a curva característica se aproxima do valor ideal no diagrama I-V, sendo determinado conforme a equação abaixo:

$$FF = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{oc} I_{sc}} < 1 \quad (3.8)$$

onde $P_{m\acute{a}x}$ é a máxima potência extraída da célula solar ou módulo fotovoltaico.

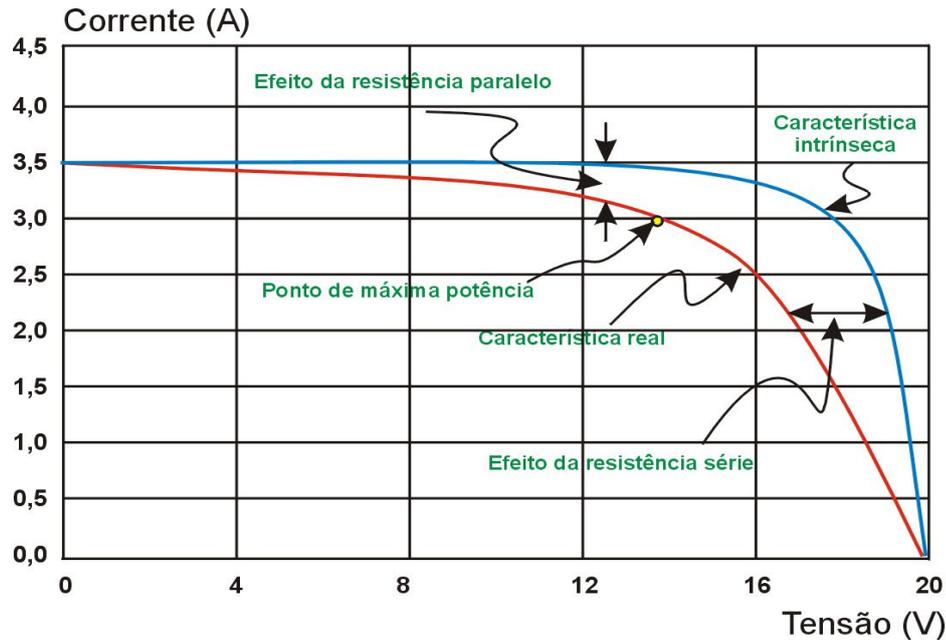


Figura 2.22. Influência da resistência em paralelo e em série, na curva I-V de um módulo fotovoltaico.

A R_S e R_P são fatores que alteram a curva I-V de uma célula solar afetando o FF e a eficiência da célula. A R_S é uma resistência interna da célula e deve-se a malha de metalização, à resistência nos contatos e à resistência do próprio semicondutor. A R_P tem sua origem nas imperfeições da junção pn, que permitem a existência de fugas de corrente. Os efeitos das resistências em série e em paralelo influenciam o fator de forma, fazendo com que ele seja reduzido e conseqüentemente a potência diminua como apresentado na Figura 2.22.

2.5. Procedimentos para Certificação

Os procedimentos a serem utilizados nos ensaios ambientais seguem as recomendações do Regulamento Específico para uso da Etiqueta Nacional de conversão de Energia – Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica, Programa Brasileiro de Etiquetagem do Instituto Nacional de Metrologia Normalização e Qualidade Industrial (PBE-INMETRO), com base na norma Internacional IEC 61215 (1993) que estabelece as exigências e testes para qualificação e homologação de módulos fotovoltaicos adequados a operar em condições externas por longos períodos de tempo. A Figura 2.23 e o Quadro 2.1 apresentam um resumo destes testes necessários para a certificação.

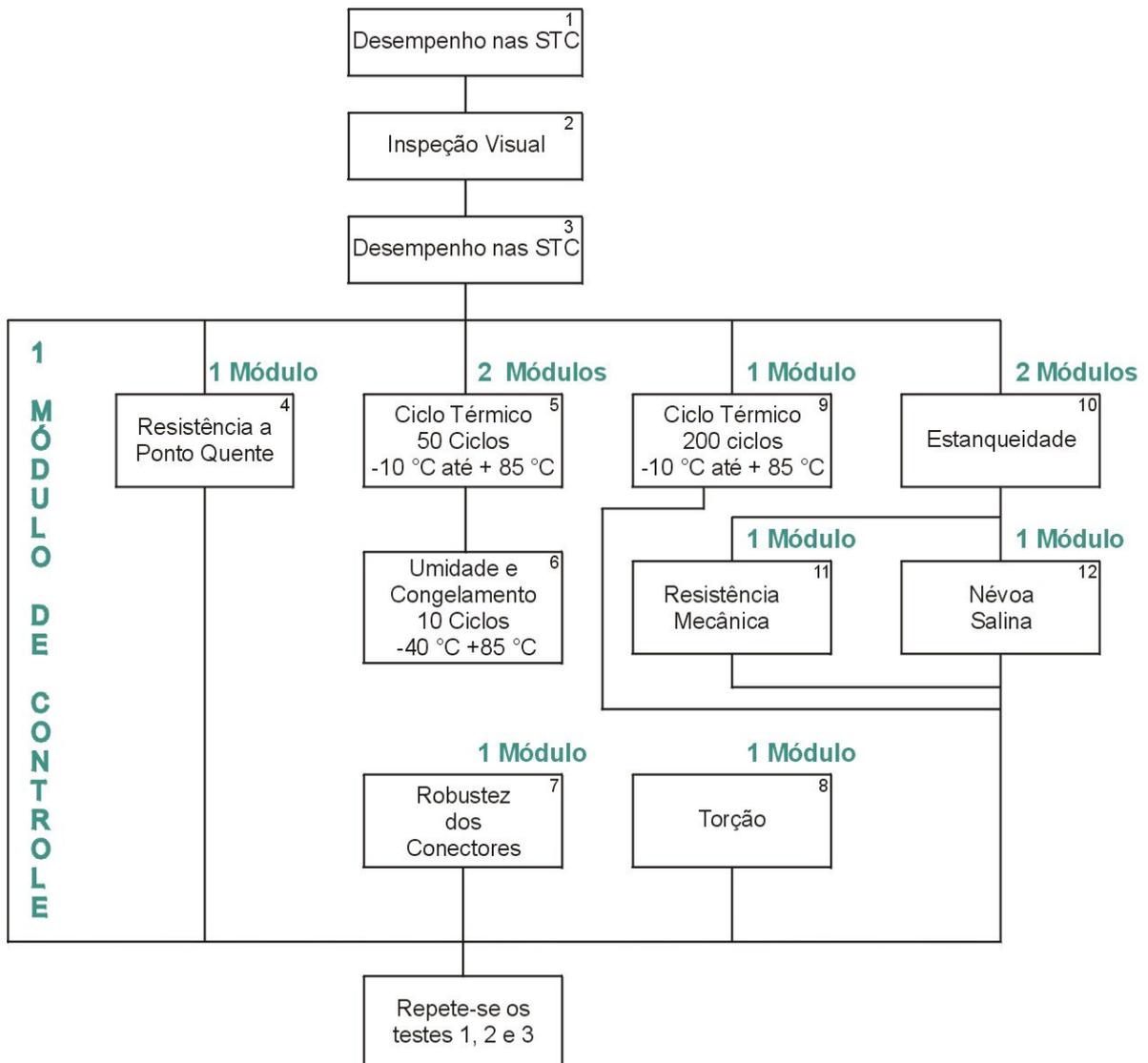


Figura 2.23. Seqüência de testes recomendado pelo PBE/INMETRO com base na norma IEC 61215.

A norma IEC 61215 indica que se (*STC*, *standard test conditions*) deve determinar o desempenho elétrico dos módulos nas condições padrão de teste: espectro AM1,5G, temperatura da célula solar de $(25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C})$, irradiância de 1000 W/m^2 . A norma permite que seja utilizada radiação solar natural ou simulador classe A, em conformidade com os requisitos da Norma IEC 904-3 e acrescenta que a característica corrente-tensão do módulo nas condições padrão de teste deverá ser determinada de acordo com a Norma IEC 904-1. Quando necessário, pode-se fazer as correções de temperatura e irradiância, em conformidade com a IEC 891. Todas essas normas se referem aos dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino [31].

Quadro 2.1. Resumo da seqüência de testes recomendado pelo PBE-INMETRO com referência às normas IEC 61215.

Teste	Título	Condições de teste
1	Inspeção Visual	Defeitos visuais não significativos
2	Desempenho nas STC	Temperatura da Célula 25 °C; Irradiância: 1000 W/m ² , com referência à IEC 904-3 da distribuição espectral da irradiância solar
3	Teste de Isolamento	1000 Vdc + o dobro da tensão de circuito aberto do sistema STC por 1 minuto. A resistência de isolamento não pode ser menor que 50 MΩ
4	Resistência ao Ponto Quente	Cinco exposições de 1 h à 1000 W/m ² de irradiância na condição de ponto quente (pior situação)
5	Ciclo Térmico	50 ciclos de - 10 °C à + 85 °C
6	Umidade e Aquecimento	10 ciclos - 40 C° a + 85 °C, 85 % de umidade relativa do ar à 40 °C
7	Robustez dos Conectores	conforme IEC 68-2-21
8	Torção	Ângulo de deformação: 1,2 °
9	Ciclo Térmico	200 ciclos de - 10 °C a + 85 °C
10	Estanqueidade	1000 (h) por 85 °C, 85 % de umidade relativa do ar
11	Resistência à Carga Mecânica	Dois Ciclos de 2.400 Pa de carga uniforme, aplicada por 1 h nas superfícies frontal e traseira

2.5.1. Critérios de Aprovação

Cada amostra é considerada qualificada e pode ser homologada pela IEC 61215 se reunir os seguintes critérios:

- a máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste não deve exceder o limite recomendado após cada teste de ou de 8 % após cada seqüência de testes;
- nenhuma amostra deve ter demonstrado descontinuidade no circuito elétrico.
- não deve apresentar evidência visual de defeito importante.

Se dois ou mais módulos do lote não atenderem aos critérios estabelecidos acima, o modelo dos módulos estará reprovado no teste de qualificação. Se apenas um módulo do lote falhar em qualquer teste outros dois do mesmo lote amostrado conforme recomendado no item 4.1.1 da norma IEC 61215, poderão ser submetidos à toda seqüência de testes pertinentes desde o início. Se um ou ambos desses módulos também falharem serão considerados sem condições de serem qualificados. Se, no entanto, ambos os módulos passarem na seqüência de testes, caberá ao técnico que os executa avaliar se reúnem ou não à qualificação.

Foram selecionados os testes apresentados no Quadro 2.2 para analisar os materiais utilizados no encapsulamento dos protótipos desenvolvidos no âmbito desta dissertação. Os testes 5 e 7, embora não previstos pelo PBE/INMETRO, são recomendados pela IEC 61215 e foram realizados tendo em vista as possíveis degradações proporcionadas pela radiação UV.

Quadro 2.2. Resumo da seqüência de procedimentos utilizados neste trabalho.

Teste	Título	Condições de teste
1	Inspeção Visual	Defeitos visuais não significativos
2	Desempenho nas STC	Temperatura da célula 25 °C; Irradiância: 1000 W/m ² , com referência a IEC 904-3, distribuição espectral da irradiância solar
3	Ciclo Térmico	50 ciclos de - 10 °C a + 85 °C
4	Umidade e Congelamento	10 ciclos - 10 C° a + 85 °C, 85 % de umidade relativa do ar a 40 °C
5	Teste de Exposição Externa	60 kWh/m ² de irradiação solar
6	Teste de Névoa em Salina	Temperatura 35 °C, 96 h duração
7	Teste de Exposição Ultra Violeta	7,5 kWh/m ² UVA 15 kWh/m ² UVB

2.5.2. Inspeção Visual

2.5.2.1. Objetivo

Detectar qualquer defeito visual no módulo.

2.5.2.2. Procedimentos

Cuidadosamente inspecionar cada módulo sob iluminação de pelo menos 1000 lux nas seguintes condições:

- a) Superfícies apresentando rachaduras, mal preparadas ou faltando um pedaço;
- b) Células quebradas;
- c) Células rachadas;
- d) Falhas nos pontos de interconexão ou de juntas;
- e) Células se tocando ou tocando a moldura;
- f) Falta de adesão entre os materiais;
- g) Bolhas ou delaminação formando um caminho contínuo entre qualquer parte do circuito elétrico,
- h) Materiais plásticos danificados;
- i) Defeito nas terminações, expondo partes elétricas;
- j) Qualquer outra condição que possa afetar o desempenho.
- k) Anotar e/ou fotografar a natureza e posição de cada rachadura, bolhas ou lascas, etc., as quais poderão piorar e afetar negativamente o desempenho do módulo nos testes subseqüentes.

2.5.3. Teste de Exposição Externo

2.5.3.1. Objetivo

Fazer uma avaliação preliminar da habilidade do módulo em resistir à condições externas e revelar quais os efeitos da degradação que podem não ser detectados por testes de laboratório.

2.5.3.2. Aparatos Necessários

Medidor de irradiação solar, incerteza de $\pm 10\%$ e estrutura para montar o módulo, conforme recomendado pelo fabricante, co-planar ao medidor de irradiação.

2.5.3.3. Procedimentos

- a) Curto-circuitar o módulo e montar o mesmo ao ar livre, conforme recomendado pelo fabricante, co-planar ao medidor de irradiação. Qualquer dispositivo de proteção contra ponto quente deve ser instalado antes que o módulo seja testado;
- b) Submeter o módulo a uma irradiação totalizando 60 kWhm^{-2} , medida com equipamento específico, medido pelo monitor sob condições comuns ao ar livre, definido na IEC 721-2-1.

2.5.3.4. Requisitos Finais do Teste

- a) Não ter evidência visual de um defeito importante;
- b) A máxima degradação da potência de saída não deve exceder $\pm 5 \%$ do valor medido antes do teste;
- c) A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

2.5.4. Teste de Exposição à Radiação Ultravioleta

2.5.4.1. Objetivo

Determinar a capacidade do módulo em resistir à exposição à radiação ultravioleta (UV):

- a) temperatura de $60 \text{ }^\circ\text{C}$;
- b) irradiação de 15 kWh.m^{-2} em UVA (320 nm a 400 nm) e $7,5 \text{ kWh.m}^{-2}$ em UVB (280 nm a 400 nm).

2.5.4.2. Aparatos Necessários

- a) Câmara de irradiação UV, com sensor de irradiação e correção durante exposição;
- b) Estrutura para montar o módulo, no mesmo plano que o sensor de irradiação.

2.5.4.3. Procedimentos

- a) Submeter os módulos a uma irradiação de 15 kWh.m^{-2} UVA e $7,5 \text{ kWh.m}^{-2}$ UVB, conforme medido pelo sensor, à temperatura de $60 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.5.4.4. Requisitos Finais do Teste

- a) Não ter evidência visual de um defeito importante.
- b) A máxima degradação da potência de saída não deve exceder $\pm 5 \%$ do valor medido antes do teste.
- c) A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

2.5.5. Teste de Ciclos Térmicos

2.5.5.1. Objetivo

Determinar a capacidade do módulo em resistir a más combinações, fadiga e outros estresses causados por repetidas variações de temperatura.

2.5.5.2. Aparatos

- a) Uma câmara climática com controle de temperatura, com circulação de ar interna para evitar condensação no módulo durante o teste, com capacidade para submeter um ou mais módulos no ciclo térmico.
- b) Estrutura para montagem e suporte dos módulos na câmara, de forma que a circulação livre do ar seja permitida. A condução térmica da moldura ou suporte deverá ser baixa, de forma que, para objetivos práticos o módulo esteja termicamente isolado.
- c) Medição e registro da temperatura dos módulos com incerteza de $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$. Um sensor de temperatura deve ser anexado na superfície frontal ou traseira do módulo, num ponto médio. Se mais de um módulo for ensaiado simultaneamente, bastará monitorar a temperatura de uma amostra representativa.

- d) Recursos de monitoramento, durante todo o teste, de continuidade do circuito interno de cada módulo.
- e) Instrumentação para monitoramento da integridade de cada módulo, verificando o isolamento entre um de seus terminais e o quadro ou estrutura de suporte.

2.5.5.3. Procedimentos

- a) Instala-se o módulo na câmara à temperatura ambiente. Se o quadro for mal condutor de eletricidade, monta-se o módulo num suporte metálico, simulando uma estrutura de suporte aberto.
- b) Conecta-se o equipamento de monitoração ao sensor de temperatura. Conecta-se o instrumento para medida de continuidade elétrica através dos terminais do módulo. Conecta-se o monitor de isolamento entre um terminal e o quadro de suporte.
- c) Fecha-se a câmara e com o ar circulando internamente a uma velocidade de não menos que 2 m/s, submete-se o módulo a ciclos de temperatura entre $(- 10 \pm 2) ^\circ\text{C}$ e $+ (85 \pm 2) ^\circ\text{C}$, de acordo com o perfil de temperatura da Figura 2.24 . A taxa de mudança da temperatura entre os extremos alto e baixo não pode exceder $100 ^\circ\text{C/h}$ e a temperatura do módulo deve ficar estável em cada extremo por um período de no mínimo 10 minutos. O ciclo térmico não pode exceder 6 h. O numero de ciclos deve ser de 50 ou de 200 ciclos, segundo a seqüência de testes prevista na Figura 2.23.

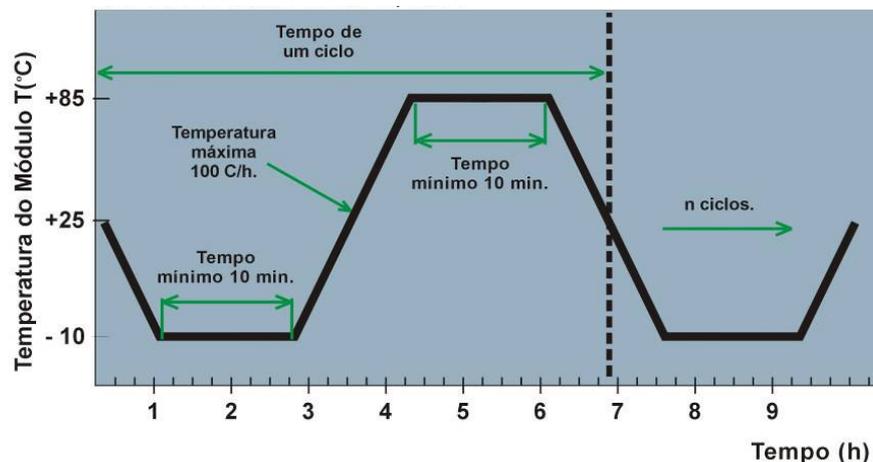


Figura 2.24. Seqüência de temperatura utilizada nos testes de ciclos térmicos.

2.5.5.4. Requisitos Finais do Teste

- a) Não ter evidência visual de um defeito importante.
- b) A máxima degradação da potência de saída não deve exceder $\pm 5 \%$ do valor medido antes do teste.
- c) A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

2.5.6. Teste de Umidade e Congelamento

2.5.6.1. Objetivo

Determinar a capacidade do módulo em resistir à condições de alta temperatura e alta umidade seguidas por temperaturas baixas.

2.5.6.2. Aparatos

- a) Uma câmara climática conforme apresentado na Figura 2.25 com controle automático de temperatura e umidade, capaz de submeter um ou mais módulos a um ciclo de umidade e congelamento para temperaturas negativas.
- b) Medição e registro da temperatura do módulo com uma incerteza de ± 1 °C.
- c) Recursos para monitoramento, durante todo o teste, da continuidade do circuito interno de cada módulo.
- d) Instrumentação para monitoramento da integridade de cada módulo, verificando o isolamento entre seus terminais e o quadro do módulo ou estrutura de suporte.

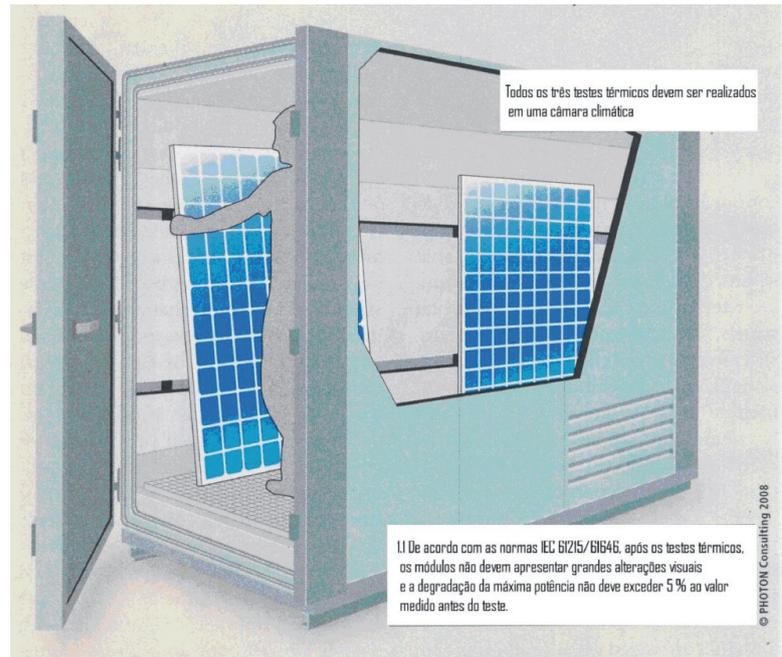


Figura 2.25. Desenho esquemático de uma câmara de ciclagem térmica e congelamento [27].

2.5.6.3. Procedimentos

- a) Instala-se o módulo na câmara à temperatura ambiente, num ângulo maior que 5° em relação à horizontal. Se o quadro for mau condutor de eletricidade, monta-se o módulo num suporte metálico, simulando uma estrutura de suporte aberto.
- b) Conecta-se o equipamento de monitoração ao sensor de temperatura. Conecta-se o instrumento para medida de continuidade elétrica através dos terminais do módulo. Conecta-se o monitor de isolamento entre um terminal e o quadro de suporte.
- c) Após o fechamento da câmara, submete-se o módulo a 10 ciclos completos de acordo com o perfil traçado da Figura 2.26. As temperaturas mínimas e máximas devem estar dentro de $\pm 2^\circ\text{C}$ dos níveis especificados e a umidade relativa deve ser mantida dentro de $\pm 5\%$ do valor especificado para todas as temperaturas acima da temperatura ambiente.
- d) Durante todo o teste, registra-se a temperatura e monitora-se o módulo detectando qualquer circuito aberto ou falha de aterramento que possa ocorrer durante a exposição.

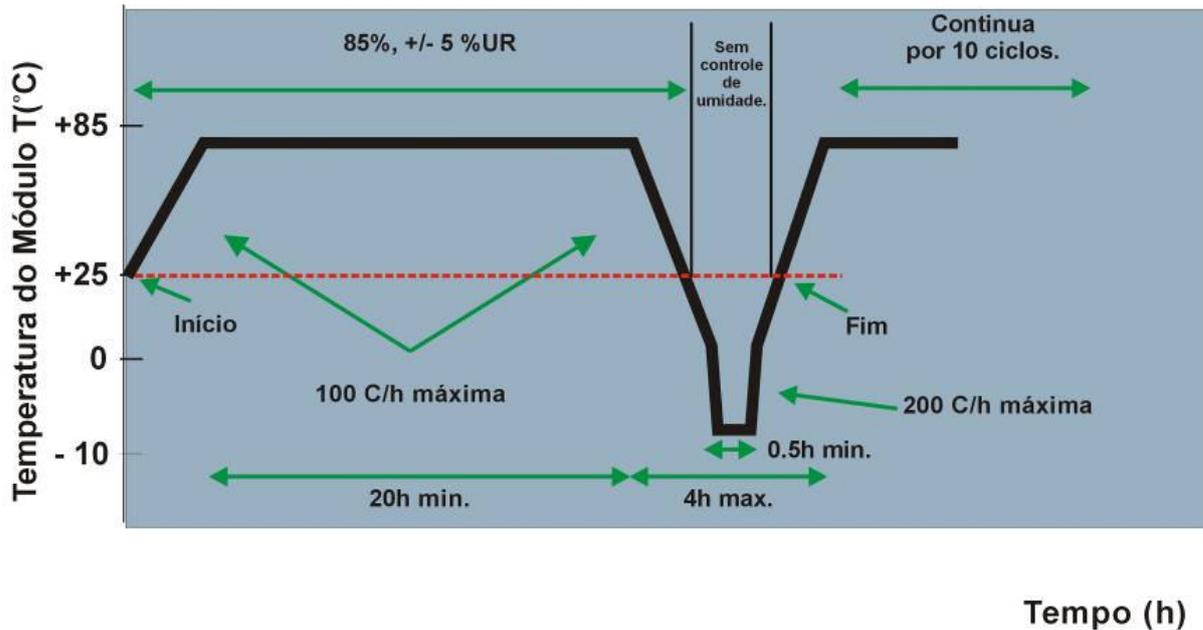


Figura 2.26. Ciclo de temperaturas para o teste de umidade e congelamento.

2.5.6.4. Requisitos Finais do Teste

- Não ter evidência visual de um defeito importante.
- A máxima degradação da potência de saída não deve exceder $\pm 5\%$ do valor medido antes do teste.
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

2.5.7. Teste de Névoa Salina

Este ensaio é recomendado pela norma IEC 1701 (1995) - Ensaio de Corrosão por Névoa Salina em Módulos Fotovoltaicos - que referencia a norma IEC 68-1 (1988) - Ensaio Ambientais: Parte 1, Guia Geral e a Norma IEC 68-2-11(1981) - Ensaio Ambientais: Parte 2, Teste Ka. O PEB/INMETRO recomenda a verificação de resistência à corrosão pelo motivo do Brasil ser um país de extensa costa litorânea. Este ensaio avalia a compatibilidade dos materiais, qualidade e uniformidade do encapsulamento.

2.5.7.1. Objetivo

Este ensaio tem como objetivo determinar a resistência do módulo à corrosão por névoa salina.

2.5.7.2. Aparato

Uma câmara salina com um pulverizador com controle automático de temperatura e umidade e analisador de solução salina. O equipamento deve ser capaz de submeter um ou mais módulos a um ciclo de névoa salina por no mínimo de 96 h.

2.5.7.3. Procedimentos

Posicionar os módulos dentro da câmara salina com uma inclinação de 5° até 30°. A solução salina deve ser composta de cloreto de sódio (NaCl) de alta qualidade, contendo quando seco, não mais que 0,1 % de sódio iodado e não mais que 0,3 % de impurezas no total.

- a) A solução deve ser separada dissolvendo-se 5 partes por peso de sal em 95 partes por peso de água destilada ou desmineralizada.
- b) O valor do pH da solução deve ser entre 6,5 e 7,2, a temperatura de (35 ± 2) °C.
- c) O valor do pH deve ser mantido dentro da faixa estipulada e verificado a cada 48 h.
- d) A temperatura de operação deve ser de 35 °C, onde a entrada da solução salina, também deve ter a mesma temperatura.
- e) Duração do teste: o teste durou 96h.

2.5.7.4. Restabelecimento

Conforme a norma IEC 60068-2-11, as amostras pequenas, salvo outras recomendações pertinentes, devem ser lavadas em água destilada e submetidas a um jato de ar comprimido para remover gotas de água.

2.5.7.5. Requisitos Finais do Teste

- a) Não ter evidência visual de um defeito importante.
- b) A máxima degradação da potência de saída não deve exceder $\pm 5 \%$ do valor medido antes do teste.
- c) A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

3. FABRICAÇÃO E ANÁLISE DE PROTÓTIPOS

3.1. Introdução

Para atingir o objetivo proposto neste trabalho, foram fabricados dois tipos de protótipos, testando dois tipos de vedantes. Os protótipos têm a finalidade de simular as condições das células fotovoltaicas dentro do módulo fotovoltaico. Duas situações foram verificadas: 1) na situação mais favorável a ação da delaminação por umidade, a célula está próxima das bordas do módulo fotovoltaico; 2) na outra situação, a célula está distante das bordas. Ambos os protótipos visam analisar a reação de dois materiais vedantes de bordas e dos materiais de fechamento EVA e cobertura posterior frente à presença de umidade, variações térmicas, exposição à radiação UV e exposição ao tempo em condições externas, como recomendado e especificado pelas normas do PBE/INMETRO e IEC 61215.

Os materiais em questão são utilizados na indústria de módulos fotovoltaicos sendo eles respectivamente os vedantes silicone PV 804, marca Dowcorning e a fita adesiva dupla face Duplomont 918, marca Lohmann. O filme de EVA é fabricado pela empresa Etimec, modelo VistaSolar 485, de cura padrão (lenta) e o material de cobertura posterior é o copolímero fluorado da empresa Krempel, modelo AKASOL PTL 3-38/75 TWH, com 180 μm de espessura, PVF+PET+PVF. As células solares de 80 mm x 80 mm foram fabricadas segundo o processo da Figura 3.1 nos laboratórios do NT-Solar da PUCRS. Estas células foram metalizadas por serigrafia e o filme anti-reflexo utilizado foi óxido de titânio.

Para a montagem dos protótipos, foi utilizado vidro comum, isto é, com alto teor de ferro, encontrado no mercado local. As placas de vidro não foram temperadas.

3.2. Descrição dos Protótipos

Os protótipos estão descritos como Protótipo A e Protótipo B. O protótipo A foi desenvolvido para demonstrar a pior situação de uma célula fotovoltaica em um módulo fotovoltaico frente à presença de umidade advinda das bordas. No protótipo B, a célula está centralizada em relação às dimensões do módulo. Foram fabricadas e testadas 25 unidades do protótipo A e 25 unidades dos protótipos B conforme representado na Figura 3.1.

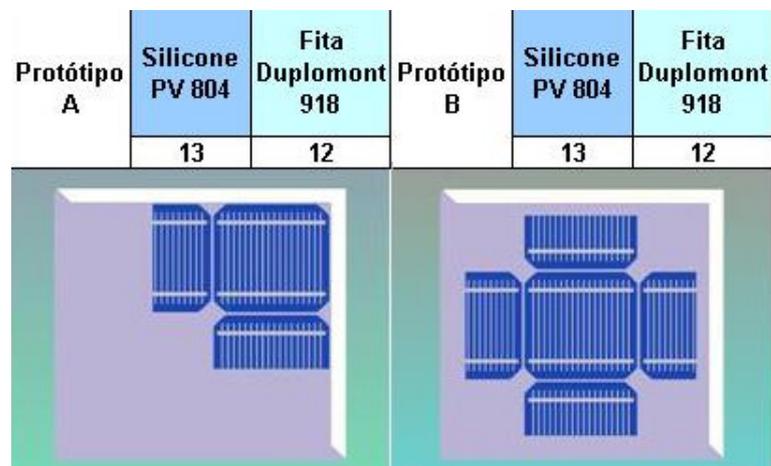


Figura 3.1. Esquema representativo do protótipo A e protótipo B.

3.2.1. Técnicas de Caracterização

Os testes propostos terão como linha base a análise inicial e final de medidas de refletância e dos parâmetros elétricos da curva característica I-V. A análise de refletância consistiu em medir a refletância inicial de três pontos de cada módulo monitorando as variações resultantes após cada teste.

3.2.1.1. Caracterização Óptica

Os protótipos foram caracterizados opticamente para observar possíveis alterações nas propriedades ópticas dos materiais encapsulantes e da própria célula fotovoltaica. A caracterização foi realizada antes de iniciar os testes de envelhecimento previstos neste trabalho e após a realização dos mesmos.

Para efetuar estas medidas de refletância, foi usado o espectrofotômetro Lambda 950 marca Perkin-Elmer. Trata-se de um equipamento que permite medir a transmitância e a refletância nas regiões do ultravioleta, visível e infravermelho próximo para comprimentos de onda que variam de 185 nm a 3000 nm. Está constituído de duas fontes de radiação e apresenta alta estabilidade.

A fonte que opera na região espectral do ultravioleta e parte do visível está constituída de uma lâmpada de deutério (tempo de vida: 1.000 h). As lâmpadas de tungstênio halógenas (tempo de vida de 10.000 h) irradiam na região do visível e infravermelho próximo. A Figura 3.2 mostra o espectrofotômetro Lambda 950.



Figura 3.2. Espectrofotômetro Lambda 950.

Este equipamento possui duas redes de difração, que têm a função de decompôr a radiação policromática em vários intervalos de comprimento de onda, obtendo um feixe de radiação quase monocromática. Esta radiação, após atravessar um compartimento contendo a amostra, atinge o detector, onde o sinal é captado e enviado a um registrador. Este espectrofotômetro está ligado a um microcomputador que armazena os dados dos espectros transmitidos ou refletidos durante a medição [31].

A caracterização óptica se baseou na medida de refletância espectral hemisférica sendo verificada em três pontos, descritos nas Figuras 3.3, 3.4 e 3.5. Foi utilizada a esfera integradora de 150 mm de diâmetro, sendo que a superfície de medida é um círculo de 25 mm de diâmetro.

Para realizar a medida de refletância após os testes, os protótipos tiveram que ser desmontados, isto é, foi retirado o perfil de alumínio.

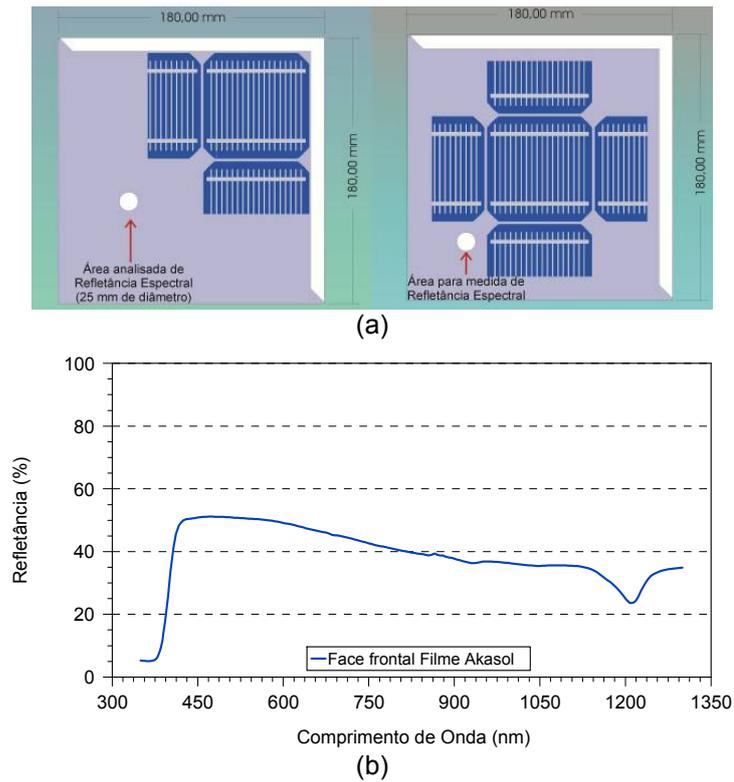


Figura 3.3. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do conjunto Vidro + EVA + filme Akasol.

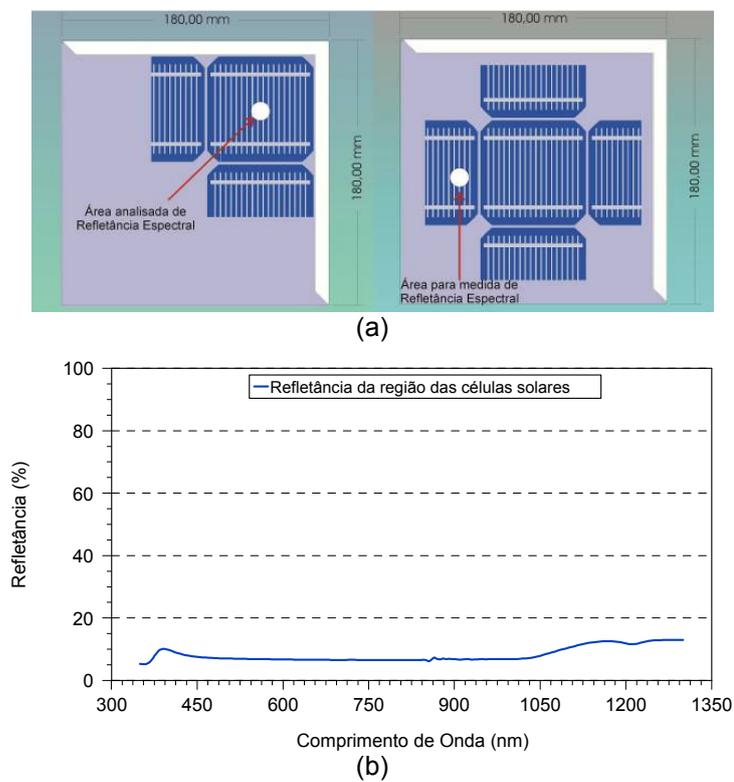
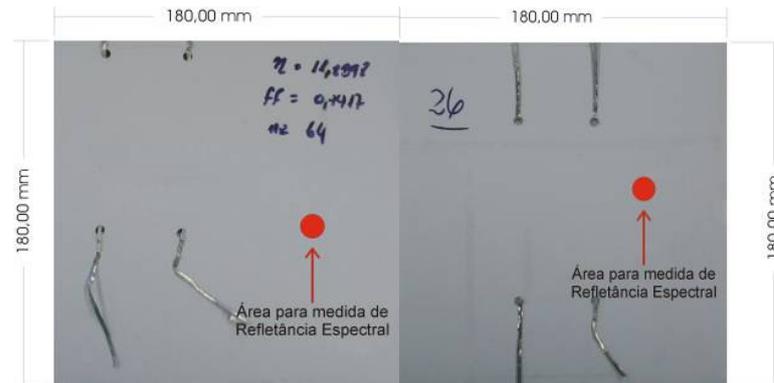
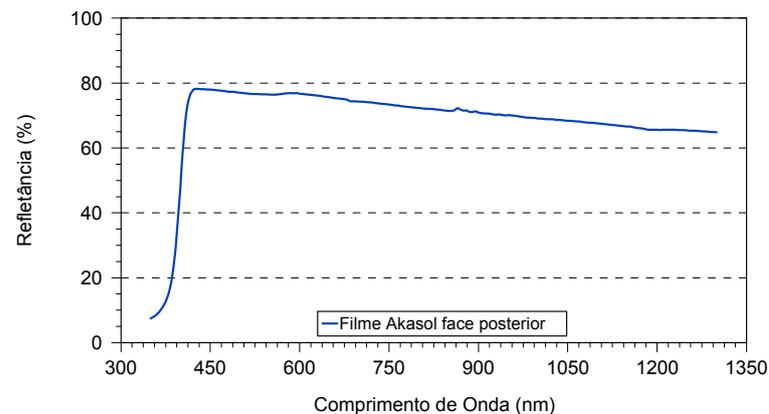


Figura 3.4. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do conjunto Vidro + EVA + célula solar.



(a)



(b)

Figura 3.5. (a) Pontos de medida e (b) curva de refletância média do filme Akasol na face posterior.

Como parâmetro de comparação, será usada a refletância média no intervalo de comprimentos de onda de 350 nm a 1300 nm, denominada de ρ_m . Esta refletância foi calculada para cada amostra e a Tabela 3.1 apresenta o valor médio de ρ_m dos grupos de 25 amostras de cada protótipo.

Tabela 3.1. Refletância média no intervalo de 350 nm–1300 nm, para as amostras usadas nesta dissertação.

Conjuntos	Protótipo	Quantidade	$\bar{\rho}_m \pm \Delta\rho$
Vidro + EVA + filme Akasol	A	25	$36,8 \pm 0,5$
	B	25	$38,6 \pm 2,6$
Vidro + EVA + célula solar	A	25	$7,8 \pm 0,6$
	B	25	$8,2 \pm 0,6$
Filme Akasol face posterior	A	25	$69,2 \pm 0,8$
	B	25	$68,5 \pm 1,4$

3.2.1.2. Caracterização Elétrica

Para caracterizar uma célula solar é necessário aplicar uma diferença de potencial sobre ela e medir a corrente elétrica gerada. Para isso, necessita-se de uma fonte de tensão variável e de dois multímetros, um para medir a corrente elétrica e outro para medir a tensão aplicada na célula. Neste procedimento, se faz necessário utilizar também um microcomputador para registrar e armazenar os dados e o aplicativo computacional IVK8 que automatiza o processo de medida desenvolvido com o “software”, neste caso o VEE da Agilent Technologies [28].

Para que possam ser analisados visualmente, os resultados devem ser representados em um gráfico. Para auxiliar na análise dos dados, também devem ser apresentadas as seguintes informações: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}) e densidade de corrente elétrica (J_{sc}) de curto-circuito, tensão elétrica ($V_{m\acute{a}x}$) e corrente elétrica ($I_{m\acute{a}x}$) no ponto de máxima potência, potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$), eficiência da célula (η) e fator de forma (FF), apresentadas na Figura 3.6.

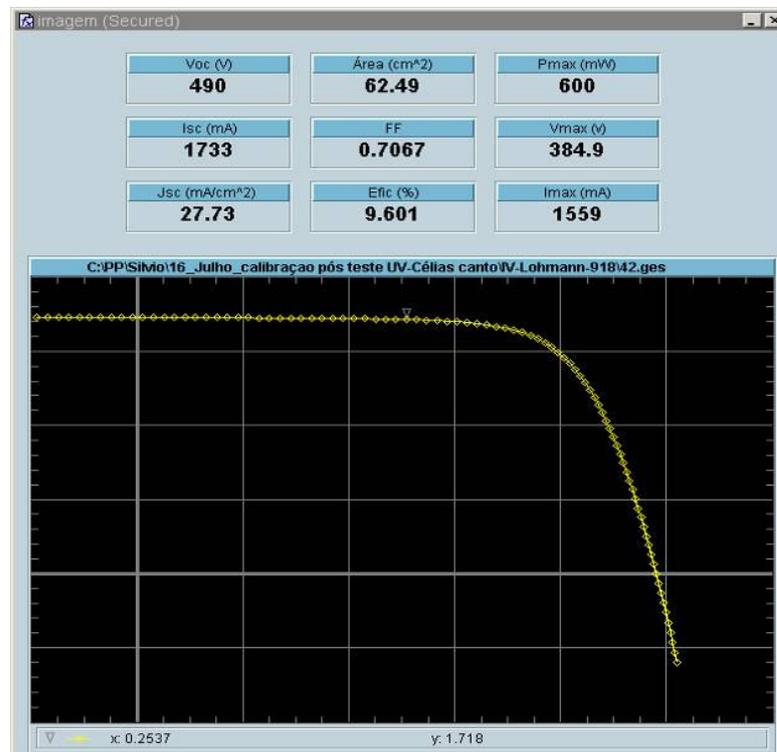


Figura 3.6. Resultados da caracterização elétrica de uma célula solar com o simulador solar AD1000 e o aplicativo IVK8.

A Figura 3.7 mostra o equipamento utilizado para a medição da curva (I-V). Este equipamento, o simulador solar, foi desenvolvido e caracterizado por Eberhardt [28], sendo constituído pelos seguintes subsistemas: iluminação, refrigeração, vácuo, plataforma termostatzada e um sistema de caracterização elétrica. Com este equipamento é possível caracterizar células solares sob condições padrão, isto é, temperatura da célula de 25 °C, distribuição espectral correspondente ao padrão AM1,5G e irradiância G incidente de 1000 Wm⁻².

A caracterização elétrica consiste em medir a curva característica das células solares nas condições padrão. Esta foi realizada em três etapas do processo de fabricação dos protótipos, sendo respectivamente: pré-seleção das células fotovoltaicas, verificação de efeitos resistivos associados à soldagem e caracterização dos protótipos em ambiente externo. Após os testes de envelhecimento todas as amostras foram medidas novamente em ambiente externo.

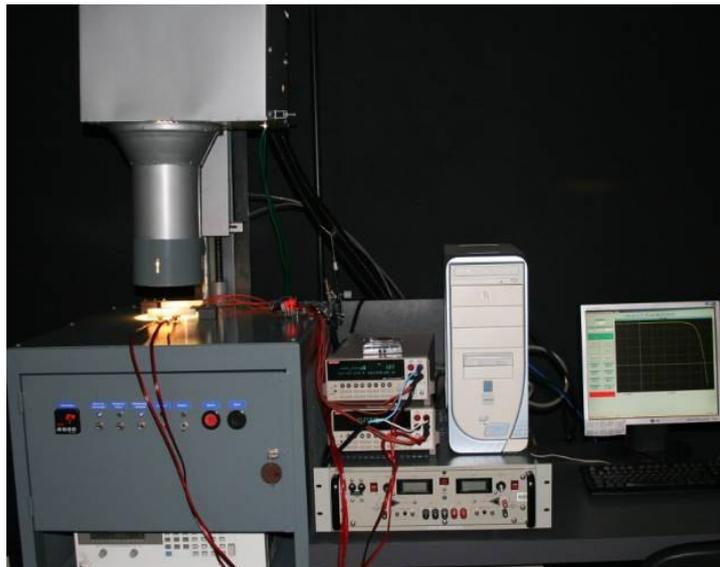


Figura 3.7. Simulador solar e sistema de caracterização elétrica de células solares.

3.2.1.3. Pré-Seleção das Células

A caracterização inicial teve por objetivo selecionar células semelhantes em eficiência e fator de forma, e formar um banco de dados de características elétricas de cada célula para posterior comparação e análise dos testes de certificação. A Figura 3.8 mostra a caracterização inicial das células realizada no simulador solar.

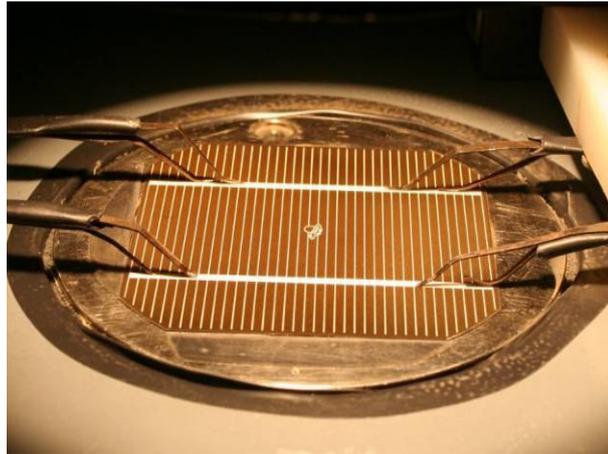


Figura 3.8. Caracterização elétrica de células fotovoltaicas.

3.2.1.4. Verificação de Efeitos Resistivos Associados à Soldagem

A segunda etapa de caracterização ocorreu após a soldagem de fitas metálicas para conexões entre células, sendo que este procedimento está descrito no item 3.2.2. Esta caracterização é importante para verificar efeitos resistivos dos contatos avaliando o processo de soldagem.

3.2.2. Caracterização dos Protótipos em Condições Externas

O objetivo desta caracterização é avaliar o comportamento elétrico dos protótipos pela curva característica I-V. O procedimento para esta calibração exige que o dia esteja com céu claro, isento de nuvens. A irradiância G incidente deve ser próxima de 1000 Wm^{-2} e permanecer constante durante o período da medição.

Esta medição necessita de um plano com área suficiente para apoiar as amostras e um piranômetro. Assim, foi utilizada uma plataforma de madeira com ajuste angular de 0° até 90° e um dispositivo que indica em qual ângulo e direção a plataforma deve estar posicionada para que o plano fique normal aos raios solares. Os protótipos foram expostos sobre a plataforma com antecedência de uma hora ao início da caracterização, garantindo a estabilidade térmica dos mesmos com o meio.

Foi utilizado um sistema de medição e aquisição de dados similares ao utilizado para caracterizar as células no simulador solar [28], porém para a caracterização externa não foi usado o sistema de iluminação e de controle de

temperatura. Os dados foram posteriormente tratados e aplicados em uma planilha de Excel, baseando-se nas equações propostas por Lorenzo [29] para corrigir as características elétricas em função da temperatura e irradiância. A Figura 3.9 mostra o aparato utilizado para a obtenção das curvas I-V.

A Figura 3.10 apresenta as características das células solares no protótipo B, na temperatura de operação e corrigidas para 25 °C, 1000 Wm⁻², antes e depois de passarem pelo teste de exposição externa (irradiação maior que 60 kWhm⁻²).



Figura 3.9. Caracterização elétrica dos protótipos A e B mostrando a plataforma, os protótipos e os equipamentos utilizados.

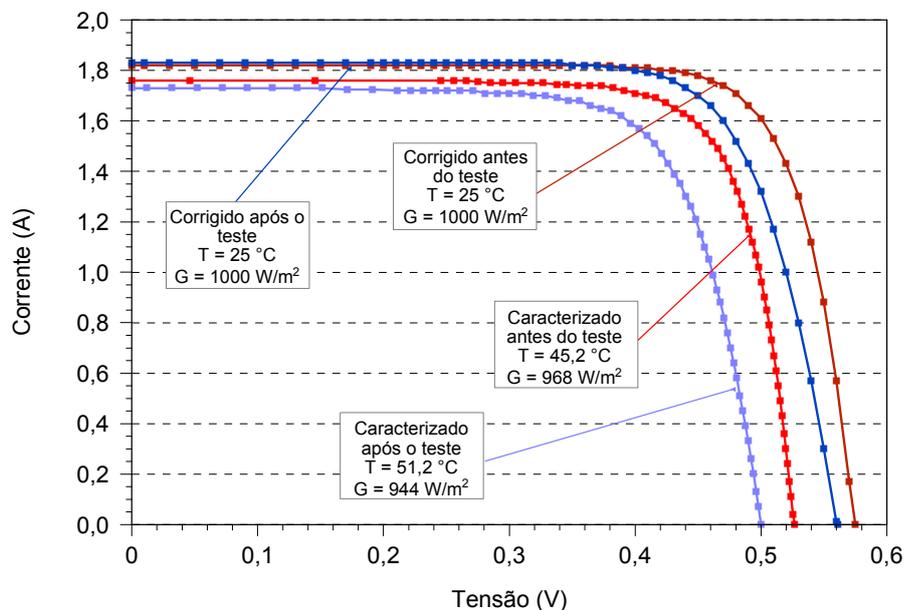


Figura 3.10. Curva Característica I-V da célula do protótipo B, amostra 12.

Para determinar a temperatura dos protótipos durante a medição das características elétricas sob radiação solar, foram fabricados protótipos A e B com sensores PT-100, previamente calibrados, instalados entre a célula e a cobertura posterior. Assim, pela semelhança entre estes protótipos e aqueles que passaram pelos ensaios, pode-se estimar a temperatura dos módulos. Além desta técnica, também foram obtidas estimativas da temperatura dos módulos utilizando uma câmara de imagens térmicas, marca Fluke, modelo Ti30. A Figura 3.11 apresenta uma imagem termográfica e a Figura 3.12 os protótipos de teste.

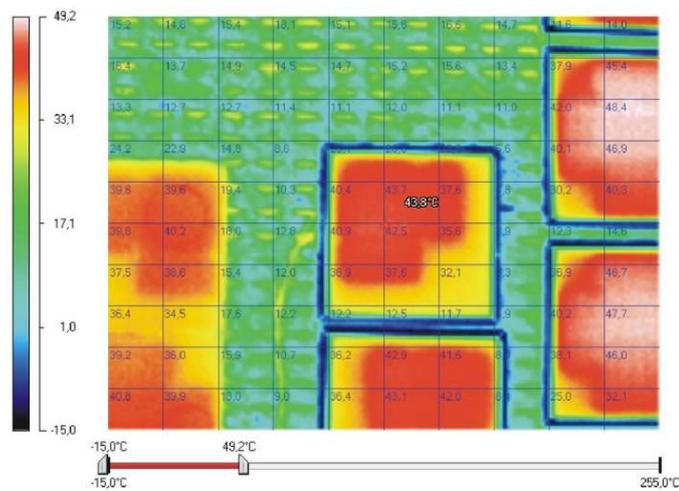


Figura 3.11. Imagem termográfica dos protótipos A e B no teste de exposição em condições externas.

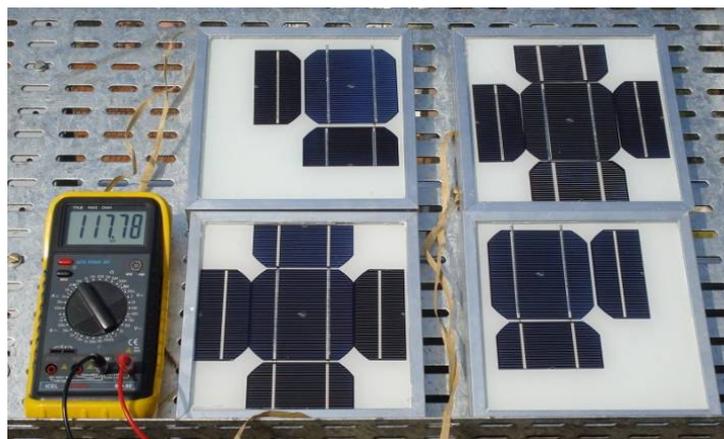


Figura 3.12. Medição da resistência dos PT-100 para conversão em temperatura dos protótipos A e B durante teste de exposição em ambiente externo.

3.3. Seqüência de Fabricação

3.3.1. Caracterização Elétrica em Laboratório e Seleção das Células

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram fabricados dois lotes de cinquenta células fotovoltaicas monofaciais de silício monocristalino Cz, de 80 mm x 80 mm, utilizando o processo de fabricação padrão para estruturas n^+pn^+ desenvolvido pela equipe do Núcleo Tecnológico de Energia Solar da PUCRS [32]. Logo após a fabricação das células, as mesmas foram caracterizadas eletricamente de acordo com a descrição apresentada no item 3.1.1.2. Após esta caracterização inicial, as células foram classificadas e selecionadas de acordo com a eficiência e fator de forma e posteriormente seguiram para o processo de soldagem e laminação.

3.3.2. Soldagem

As células caracterizadas foram encaminhadas para receber solda nas faces frontal e posterior. A solda frontal foi realizada por um equipamento automatizado baseado em radiação infravermelha advinda de um conjunto de lâmpadas halógenas, conforme ilustra a Figura 3.13.

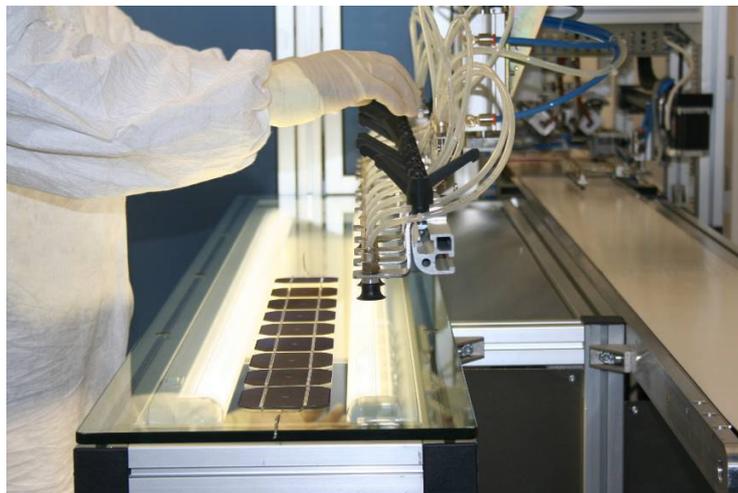


Figura 3.13. Células solares no equipamento de soldagem.

A face posterior das células fotovoltaicas foi soldada manualmente. Foi utilizado uma estação de solda e uma placa aquecedora de uso laboratorial. A superfície da placa aquecedora foi revestida com uma folha de alumínio, evitando

sujeiras e o contato direto com a mesma. Foi utilizado um fluxante para auxiliar a soldabilidade entre a fita de prata e os contatos da célula solar. Após a soldagem, as células foram novamente submetidas à caracterização elétrica conforme descrito no item 3.1.1.4.

3.3.3. Laminação

A preparação para a laminação iniciou com o procedimento de limpeza dos vidros. Os vidros foram limpos com água e detergente especial, sem presença de sódio. Logo em seguida foram secos com jato de ar comprimido filtrado e seco e armazenados em um local apropriado, evitando-se o acúmulo de pó e impurezas.

Os materiais de laminação Akasol e EVA-Etimex foram separados e cortados nas mesmas dimensões que os vidros, sendo estas de 180 mm x 180 mm. Previamente foram cortadas cerca de cento e trinta células fotovoltaicas, para serem colocadas ao lado das células inteiras nos protótipos. Para efetuar o corte foi utilizado um sistema de corte à laser.

Por fim, os vidros passaram novamente por uma limpeza utilizando álcool isopropílico aplicado diretamente sobre a superfície e espalhado com a ajuda de um pano especial para salas limpas. Esta limpeza é importante para retirar eventuais resíduos de gordura e particulados, antes da laminação.

O processo de laminação ocorreu em uma laminadora da marca PENERGY modelo L150A, aonde os protótipos foram submetidos ao ciclo de pressão e temperatura apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Processo de laminação utilizado para fabricação dos protótipos A e B.

Passos	Temperatura (°C)	Pressão Sup. (mbar)	Pressão Inf. (mbar)
0	70	0	1000
1	70	0	1000
2	90	0	1000
3	110	0	0
4	150	1000	0
5	150	1000	0
6	135	1000	1000
7	130	0	1000
8	130	0	1000

Ao todo, setenta e dois protótipos foram laminados em quatro etapas, e selecionados cinquenta para serem utilizadas nos testes. A Figura 3.14 apresenta em seqüência os protótipos (a) dentro da laminadora, (b) e quando os mesmos já estão fora do equipamento.

Inicialmente, após a retirada dos protótipos da laminadora, foi realizada uma inspeção visual a fim de constatar algum defeito visível como de células trincadas ou vidros quebrados. Após a verificação, foi utilizado um estilete, para aparar o excesso de filme posterior Akasol e EVA.



Figura 3.14. Protótipos em etapa de laminação.

Seguindo o fluxo do processo de fabricação, os protótipos foram limpos novamente com álcool isopropílico e acondicionados em um local seco e escuro até a realização das medidas de refletância.

3.3.4. Selos de Vedação e Montagem do Alumínio nos Protótipos

Esta fase de fabricação dos protótipos tem como objetivo fornecer proteção contra a ação de intempéries, impactos mecânicos, torções, umidade entre outros. Para realizar o fechamento dos protótipos foram utilizados dois diferentes selos de bordas. De 25 módulos do protótipo A, 13 módulos foram selados com o silicone PV 804 e 12 módulos foram selados com a fita dupla face Lohmann Duplomont 918. Esta mesma distribuição foi seguida para os protótipos B. Foi utilizado o mesmo

perfil de alumínio em ambos protótipos, desenvolvido no âmbito do projeto “Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional” [33].

A aplicação dos selantes foi realizada manualmente. Para aplicar o silicone PV 804 foi necessário utilizar um aplicador de silicone convencional tipo mecânico, para tubos de 300 ml. Na aplicação da fita dupla face nenhum dispositivo auxiliar foi utilizado, sendo posicionada manualmente e cortada com auxílio de um de estilete. Para a instalação do perfil de alumínio foram utilizadas as ferramentas necessárias de acordo com o tipo de selante. De forma geral, foi necessário um martelo de borracha, um “sargento” tipo marceneiro, uma furadeira de bancada e parafusos.

Após todos os módulos dos protótipos A e B estarem completos com o selo de bordas e a moldura de alumínio, foi utilizado o silicone PV 804 para vedar os terminais elétricos das células. Este procedimento teve por objetivo impedir que a umidade penetre nos módulos pelos terminais elétricos visto que estes protótipos não dispunham de uma caixa de conexões.

3.4. Testes e Resultados

Os testes utilizados para este trabalho têm a finalidade de avaliar os módulos fotovoltaicos, neste caso os protótipos A e B, verificando se ocorre ou não alguma forma de degradação proporcionada pelas condições dos testes. A verificação foi realizada por parâmetros elétricos e ópticos sendo que os protótipos foram caracterizados antes e após cada teste.

3.4.1. Teste de Névoa Salina

Os ensaios de corrosão foram realizados no LABELO, Laboratórios Especializados em Eletro-Eletrônica, Calibração e Ensaio da PUCRS. Foi utilizado um equipamento SS Salt Spray, marca Equilam. Este equipamento possui sistema de controle de temperatura, umidade e coletor de solução salina para realizar correções durante o ensaio, contando também com aquecimento indireto da câmara de ensaio por meio de uma jaqueta d’água ao redor de toda a câmara e um sistema de atomização com antiblocante, que garante uma névoa uniforme e sem entupimento do bico de atomização [30].

Os protótipos foram submetidos ao teste de névoa salina durante 96 h contínuas com temperatura constante de 35 °C. As amostras foram dispostas com ângulo de 48°, pois este é ângulo ideal para sistemas autônomos localizados na latitude de Porto Alegre. A Figura 3.15 mostra os protótipos na câmara sendo possível verificar o atomizador da solução salina do equipamento, que está localizado no centro da imagem.



Figura 3.15. Câmara de corrosão com as amostras antes do ensaio.

3.4.1.1. Inspeção Visual

Na inspeção visual não foi constatado nenhum defeito visual importante nas células e nos materiais encapsulantes. No entanto, observou-se a oxidação do quadro de alumínio, resultado esperado, pois o mesmo não possuía tratamento de anodização. A Figura 3.16 apresenta um protótipo depois do teste.

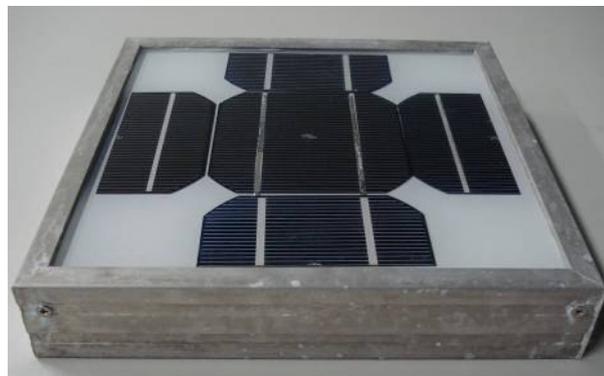


Figura 3.16. Protótipo B após o teste de névoa salina. Pode-se observar a oxidação do perfil de alumínio.

3.4.1.2. Características Ópticas

As Figuras 3.17 a, b e c apresentam a refletância do conjunto vidro+EVA+filme Akasol, vidro+EVA+célula solar e da face posterior do filme Akasol, respectivamente, para a amostra 71 protótipo A. A Tabela 3.3 resume os resultados da medida de refletância de quatro amostras e o valor médio.

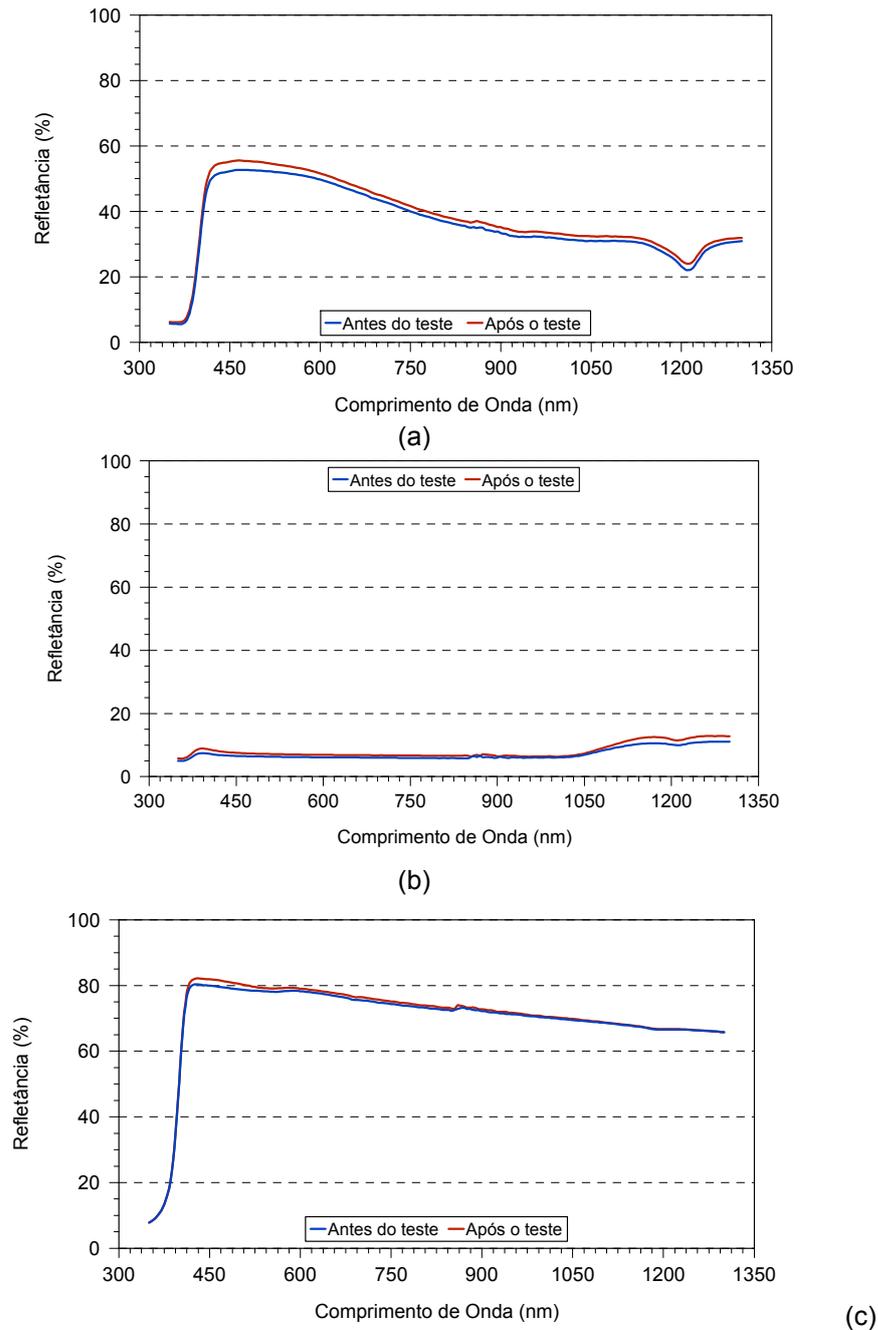


Figura 3.17. Refletância dos conjuntos: (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos antes e após os testes de névoa salina. Protótipo A, amostra 71.

Não foi verificada uma alteração significativa na refletância espectral dos protótipos que poderia evidenciar uma descoloração ou delaminação. Em geral as refletâncias aumentaram e conclui-se que não houve um processo de delaminação entre EVA, filme Akasol e célula solar. Por exemplo, na amostra 50, ocorreu o maior aumento relativo em refletância do conjunto vidro+EVA+célula solar, sendo de 7,49 % para 9,70 %, Isto é 30 % de aumento. Porém a corrente de curto-circuito do mesmo protótipo A mostrou um aumento de 3,3 %, como pode ser visto na Tabela 3.4. Este aumento da refletância foi observado tanto nos protótipos B como nos de tipo A.

Tabela 3.3. Características ópticas de protótipos A e B, antes e após o teste de névoa salina.

Conjuntos	Amostra	2 (B) Fita		11 (B) Fita		50 (A) Silicone		71 (A) Silicone		$(\rho_m \pm \Delta\rho_m) \%$	
		Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após
Vidro + EVA + filme Akasol	ρ_m (%)	36,14	36,19	36,40	41,13	36,35	37,40	36,56	38,27	$36,40 \pm 0,20$	$38,2 \pm 2,1$
Vidro + EVA + célula solar	ρ_m (%)	8,81	8,84	7,64	9,31	7,49	9,70	7,79	8,50	$7,9 \pm 0,6$	$9,1 \pm 0,5$
Filme Akasol - face posterior	ρ_m (%)	69,78	68,20	68,69	70,97	69,37	69,89	69,63	70,50	$69,4 \pm 0,5$	$69,9 \pm 1,2$

3.4.1.3. Características Elétricas

A Tabela 3.4 apresenta os resultados da caracterização elétrica realizada antes e após o teste de névoa salina. O valor de $\Delta\eta$ é a variação percentual da eficiência, equivalente a variação percentual na potência produzida pelo protótipo, parâmetro citado nas normas do PBE/INMETRO e IEC 61315 para aprovação ou não dos módulos.

Das dez amostras que passaram pelo teste, seis foram aprovadas com $\Delta\eta < 5 \%$. Destas seis amostras, quatro tiveram suas bordas seladas com fita e duas com silicone PV804.

As amostras 11, 71 e 18 apresentaram elevadas quedas em potência de 13,3 %, 21,1 % e 9,9 %, respectivamente. No caso das amostras 11 e 71, a principal queda foi no fator de forma; para a amostra 18, o principal fator para a redução na potência foi a tensão de circuito aberto, que caiu de 572 mV para 539 mV. A redução nos fatores de forma pode ser explicada pela entrada de umidade e solução salina pelas bordas dos protótipos ou pelos orifícios por onde saem os contatos elétricos (selados com silicone PV804). Contudo, para o caso da amostra 18, a elevada tensão inicial é atribuída a um erro na correção da curva I-V para a

temperatura de 25 °C, pois pela estrutura da célula fabricada, isto é, n^+pn^+ fabricada sobre substratos de resistividade da ordem de 9 Ω .cm, as células atingem V_{oc} máximas de 560 mV.

Tabela 3.4. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de névoa salina, corrigidos para as condições padrão (1000 Wm^{-2} , 25 °C).

ANTES DO TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	
Protótipo B	Fita	2-150	551	1698	0,689	10,3	
		41	566	1770	0,767	12,3	
	Média		559 ± 10	1734 ± 50	0,73 ± 0,06	11,3 ± 1,4	
	Silicone	11	559	1827	0,780	12,8	
		17	567	1751	0,761	12,1	
34		507	1787	0,768	11,1		
Média		544 ± 40	1788 ± 28	0,77 ± 0,01	12,0 ± 1,1		
Protótipo A	Fita	65	542	1775	0,721	11,1	
		71	553	1844	0,781	12,8	
	Média		547 ± 8	1809 ± 50	0,75 ± 0,04	11,9 ± 1,2	
	Silicone	36	543	1785	0,732	11,4	
		50	543	1786	0,720	11,2	
18		572	1833	0,720	12,1		
Média		553 ± 20	1081 ± 30	0,72 ± 0,01	11,5 ± 0,5		
APÓS TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	$\Delta\eta$ (%)
Protótipo B	Fita	2-150	552	1697	0,681	10,2	-1,0
		41	575	1795	0,745	12,3	0,0
	Média		563 ± 17	1746 ± 70	0,71 ± 0,05	11,2 ± 1,5	
	Silicone	11	541	1819	0,707	11,1	-13,3
		17	555	1770	0,716	11,3	-6,6
34		541	1857	0,717	11,5	3,6	
Média		546 ± 10	1815 ± 26	0,71 ± 0,01	11,3 ± 0,3		
Protótipo A	Fita	65	547	1696	0,714	10,6	-4,5
		71	542	1633	0,710	10,1	-21,1
	Média		545 ± 3	1664 ± 40	0,71 ± 0,003	10,3 ± 0,4	
	Silicone	36	548	1809	0,723	11,5	0,9
		50	539	1846	0,701	11,2	0,0
18		539	1759	0,716	10,9	-9,9	
Média		542,2 ± 0,4	1805 ± 30	0,71 ± 0,01	11,2 ± 0,4		

Em resumo, pelo número de amostras aprovadas, a fita mostrou-se a mais adequada. No entanto, esta conclusão não pode ser definitiva porque o número de amostras foi menor que as seladas com silicone.

3.4.2. Teste de Envelhecimento por Radiação Ultravioleta

O teste de exposição à radiação UV foi realizado nos laboratórios do NT-SOLAR. Foi utilizado o equipamento QUV “Accelerated Weathering Tester”, marca QLab. O equipamento é um modelo fabricado para testar amostras com dimensões

máximas de 535 mm x 580 mm, podendo ser usado dois conjuntos de lâmpadas, sendo elas UVA, com pico de irradiância em $\lambda = 350$ nm e UVB, com pico de irradiância em 313 nm. O mesmo possui um sistema eletrônico de controle e de correção automática da irradiação incidente. O sensor de correção está posicionado no mesmo plano em que se posicionam as amostras.

Os módulos foram fixados aos pares em um suporte de alumínio vazado com as dimensões de 180 mm x 180 mm. Este suporte foi posicionado na câmara UV de modo a ficar no plano ótimo de incidência da irradiação UV. A Figura 3.18 apresenta os suportes, as amostras e a câmara UV em funcionamento.

Por ser um equipamento novo, foi realizado um procedimento de calibração verificando a distribuição espectral e a irradiância, sendo calculado o tempo de exposição necessário para cada conjunto de lâmpadas UVA e UVB para realização dos ensaios conforme a norma IEC 61345. Este procedimento é apresentado no Apêndice A.

Foram ensaiadas duas células solares sem encapsulamento. Também foram envelhecidas duas amostras laminadas apenas com EVA e vidro comum. Em uma das amostras a face com EVA foi exposta diretamente a fonte irradiante; na outra o EVA estava sob a chapa de vidro de 3 mm de espessura.



Figura 3.18. Câmara de envelhecimento UV.

3.4.2.1. Inspeção Visual

As células solares não encapsuladas, os protótipos, bem como os laminados de EVA-Vidro e Vidro-EVA não evidenciaram nenhum defeito visual significativo.

3.4.2.2. Características Ópticas

Não foi verificada alteração significativa na refletância dos protótipos e dos laminados de EVA–Vidro, Vidro–EVA. A Figura 3.19 apresenta a transmitância do filme de EVA laminado a uma chapa de vidro, medida também realizada com o espectrofotômetro Lambda 950.

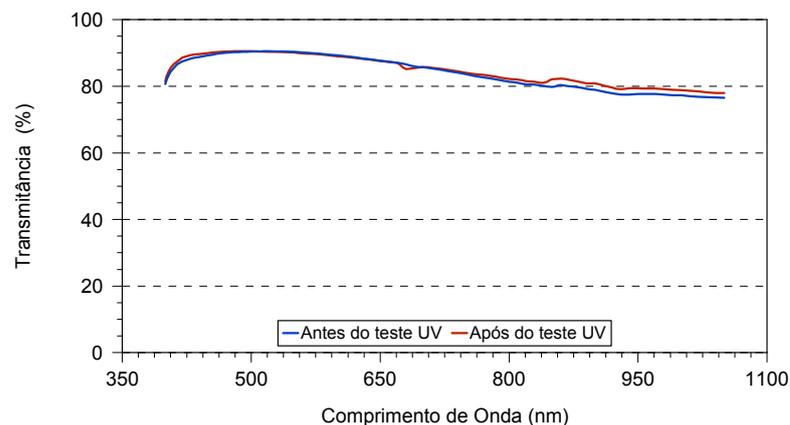


Figura 3.19. Transmitância da amostra laminada com EVA - Vidro, sendo que a face com EVA estava exposta à radiação UV.

As Figuras 3.20 a, b e c, apresentam a refletância do conjunto vidro +EVA+filme Akasol, vidro+EVA+célula solar e da face posterior do filme Akasol, respectivamente, para a amostra 48, protótipo A. A Tabela 3.5 resume os resultados das medidas de refletância das amostras 48, 58, 62 e 72 e o valor médio.

Não foi verificada uma alteração significativa na refletância espectral dos protótipos que poderia evidenciar uma descoloração ou delaminação.

Em geral as refletâncias aumentaram, mas não se atribui a um processo de delaminação entre EVA, filme Akasol e célula solar, pois o aumento está na ordem de magnitude da incerteza de medida.

Tabela 3.5. Características ópticas dos protótipos, antes e após o teste de exposição UV.

Conjuntos		48 (A) Silicone		58 (A) Fita		62 (B) Silicone		72 (B) Fita		$(\rho_m \pm \Delta\rho_m) \%$	
		Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após
Vidro + EVA + filme Akasol	ρ_m (%)	36,59	38,03	36,40	37,06	35,70	37,00	38,99	38,89	$36,9 \pm 1,4$	$37,7 \pm 0,9$
Vidro + EVA + célula solar	ρ_m (%)	7,18	8,12	7,61	7,78	7,67	8,35	7,52	8,23	$7,50 \pm 0,22$	$8,12 \pm 0,25$
Filme Akasol - face posterior	ρ_m (%)	69,72	70,35	69,55	70,39	68,44	69,94	63,72	69,99	$67,9 \pm 2,8$	$70,2 \pm 0,2$

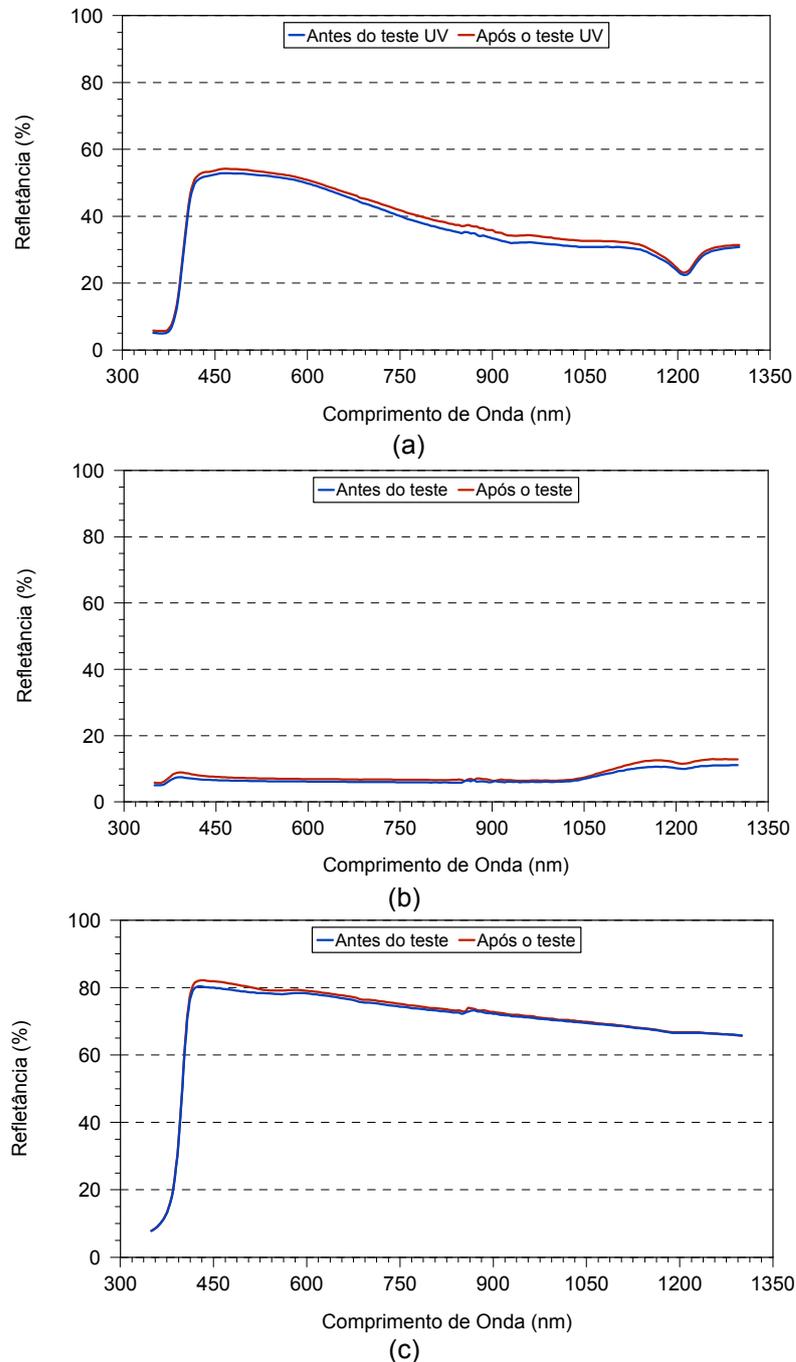


Figura 3.20. Refletância dos conjuntos: (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos antes e após o teste de exposição à radiação UV. Protótipo A, amostra 48.

3.4.2.3. Características Elétricas

Dos doze protótipos que passaram pelo ensaio, oito apresentaram variações em eficiência menores que 5 %. Todos os protótipos A foram aprovados considerando este parâmetro. A elevada degradação nos protótipos B, obtendo-se redução em potência de até 17,3 %, não é facilmente explicável pela distribuição das células. Um dos problemas associados à medida realizada é a adequada correção da curva I-V para as condições padrão (25 °C, 1000 Wm⁻²). Por exemplo, as células de tecnologia n⁺pn⁺, usadas nesta dissertação, antes de serem soldadas e encapsuladas, apresentaram V_{oc} entre 500 mV e 555 mV, abaixo dos valores apresentados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6. Características elétricas dos protótipos, antes e após o teste de exposição UV.

Antes do Teste UV							
Tipo	Selante	N°	V _{oc} (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	
Protótipo B	Fita	72	562	1789	0,768	12,4	
		62	575	1766	0,798	13,0	
		13	520	1803	0,733	11,0	
		Média/Desvio	553 ± 30	1786 ± 10	0,766 ± 0,025	12,1 ± 1,0	
	Silicone	28	572	1852	0,742	12,6	
		13-150	546	1691	0,720	10,6	
22		565	1744	0,778	12,3		
	Média/Desvio	561 ± 4	1762 ± 80	0,746 ± 0,025	11,8 ± 0,2		
Protótipo A	Fita	58	540	1793	0,720	11,2	
		42	532	1813	0,731	11,3	
		53	480	1756	0,678	9,1	
		Média/Desvio	517 ± 40	1787 ± 26	0,71 ± 0,03	10,5 ± 1,4	
	Silicone	23	544	1791	0,703	11,0	
		48	536	1804	0,714	11,1	
46		537	1787	0,723	11,1		
	Média/Desvio	539 ± 5	1794 ± 2	0,713 ± 0,014	11,0 ± 0,1		
Após o Teste							
Tipo	Selante	N°	V _{oc} (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	Δ η (%)
Protótipo B	Fita	72	563	1804	0,740	12,0	-3,2
		62	556	1801	0,741	11,9	-8,5
		13	497	1634	0,701	9,1	-17,3
		Média/Desvio	539 ± 50	1746 ± 120	0,727 ± 0,028	11,0 ± 2,1	
	Silicone	28	580	1873	0,643	11,2	-11,1
		13-150	546	1835	0,685	11,0	3,8
22		557	1762	0,736	11,6	-5,7	
	Média/Desvio	561 ± 16	1823 ± 80	0,69 ± 0,07	11,2 ± 0,3		
Protótipo A	Fita	58	542	1787	0,727	11,3	0,9
		42	541	1748	0,731	11,1	-1,8
		53	475	1689	0,698	9,0	-1,1
		Média/Desvio	519 ± 50	1741 ± 70	0,719 ± 0,020	10,4 ± 1,6	
	Silicone	23	549	1761	0,712	11,0	0,0
		48	549	1758	0,719	11,1	0,0
46		554	1746	0,744	11,5	3,6	
	Média/Desvio	550 ± 3	1755 ± 11	0,725 ± 0,023	11,2 ± 0,4		

Como resumo, pode-se concluir que os materiais encapsulantes EVA Etimex 485 e Akasol PTL 3-38/75 resistem à radiação ultravioleta, sendo que as

propriedades ópticas foram levemente alteradas e 66 % dos protótipos foram aprovados nos testes.

Em relação às células solares sem encapsulamento pode-se observar que as mesmas tiveram um $\Delta\eta$ menor que 0,6 %. A Figura 3.21 apresenta as curvas I-V das células solares envelhecidas junto dos protótipos sem cobertura de Vidro+EVA.

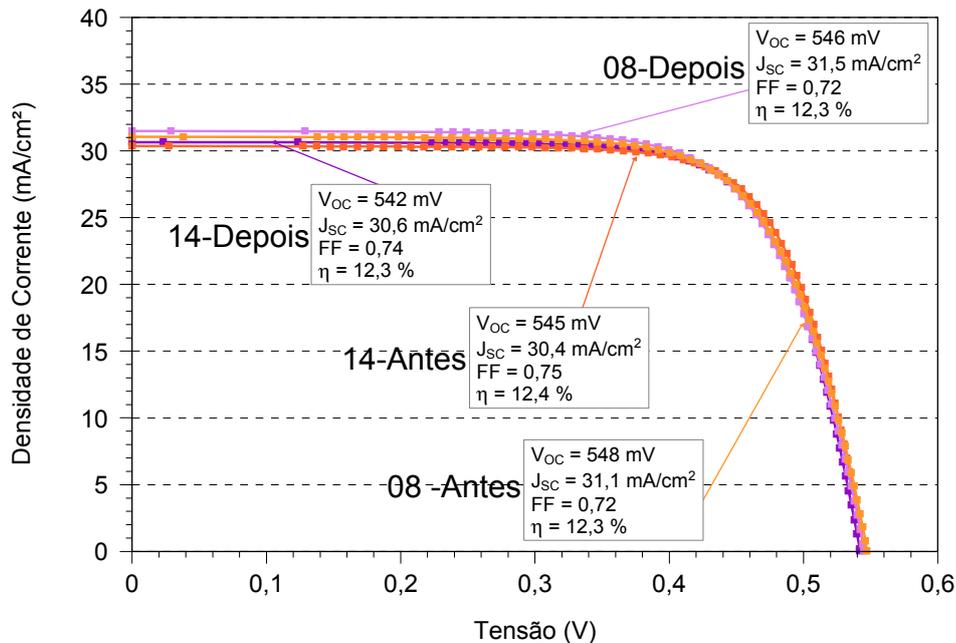


Figura 3.21. Curva I-V de células solares n^+pn^+ , semelhante às utilizadas nos protótipos A e B, antes e após o teste de envelhecimento UV. Estas células foram expostas à radiação UV sem encapsulamento.

3.4.3. Teste de Exposição às Condições Externas

3.4.3.1. Procedimentos

O teste de exposição às condições externas, ou exposição ao ar livre, foi realizado nos laboratórios do NT-Solar. Os protótipos foram curto-circuitados e instalados em uma estrutura metálica com inclinação de 48° , conforme ilustrada na Figura 3.22.

Os módulos foram submetidos a uma irradiação total de $76,16 \text{ kWhm}^{-2}$, durante o período de 07 de julho de 2008 à 28 de julho de 2008. A irradiação foi medida por um piranômetro Eppley PSP instalado no mesmo plano dos protótipos. A Figura 3.23 apresenta a irradiação diária medida durante o teste.



Figura 3.22. Protótipos A e B instalados a 48° de inclinação horizontal, voltados para o norte, em teste de exposição à condições externas.

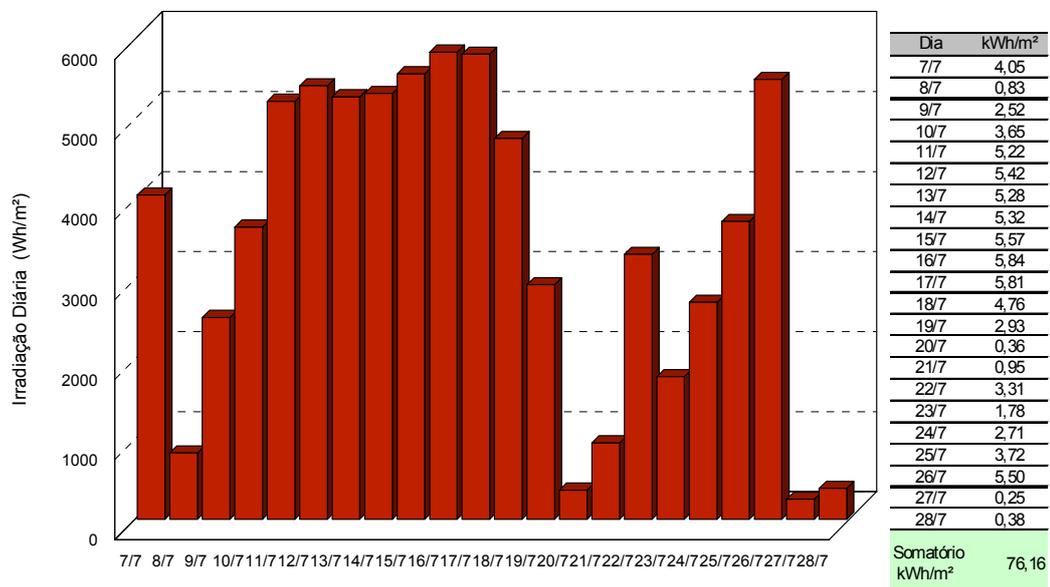


Figura 3.23. Irradiação incidente durante o período de 07/07/2008 à 31/07/2008.

3.4.3.2. Inspeção Visual

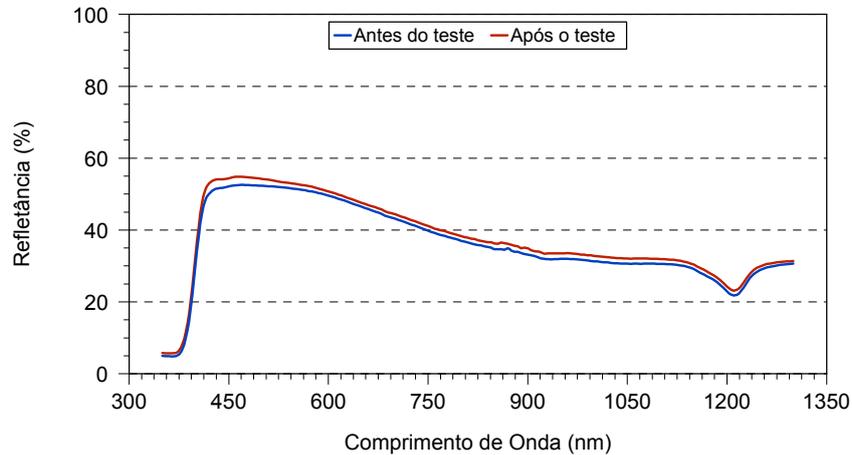
Na inspeção visual não foi constatado nenhum defeito relevante.

3.4.3.3. Características Ópticas

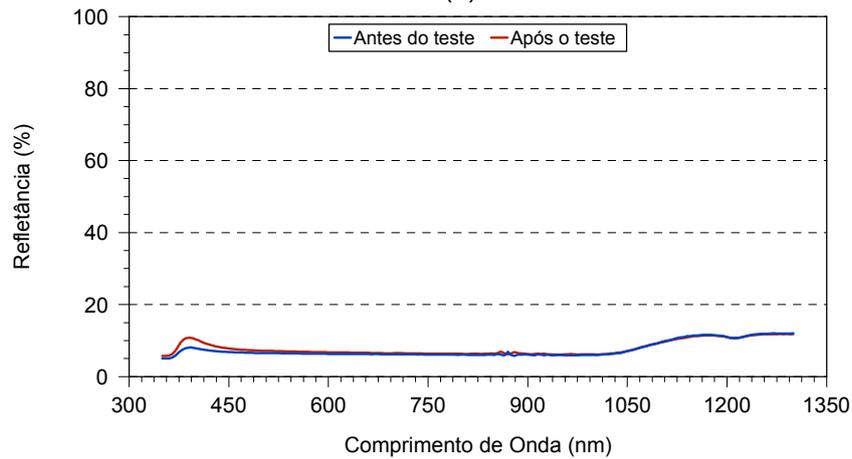
A Tabela 3.7 resume as refletâncias médias calculadas para quatro amostras. A Figura 3.24 apresenta a refletância da amostra 51, protótipo A. Da mesma forma que o observado nos testes anteriores, a refletância apresenta um leve aumento, mas que está dentro do intervalo de incerteza da medição da refletância.

Tabela 3.7. Características ópticas de protótipos, antes e após a irradiação de $76,16 \text{ kWm}^{-2}$.

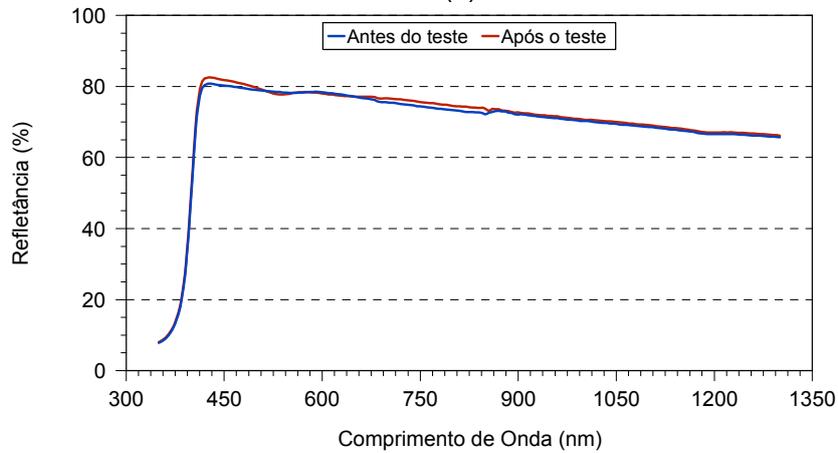
Conjuntos	Amostra	10 (B)Fita		49 (A) Silicone		12 (B) Fita		51 (A) Silicone		$(\bar{\rho}_m \pm \Delta\rho_m) \%$	
		Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após
Vidro + EVA + filme Akasol	$\rho_m (\%)$	39,68	41,45	36,92	37,83	41,06	41,25	36,35	37,80	$38,5 \pm 2,2$	$39,6 \pm 2,0$
Vidro + EVA + célula solar	$\rho_m (\%)$	8,49	9,06	8,65	7,58	8,39	8,55	7,49	7,86	$8,3 \pm 0,5$	$8,3 \pm 0,7$
Filme Akasol - face posterior	$\rho_m (\%)$	67,60	70,87	69,33	70,12	69,73	70,70	69,74	70,36	$69,1 \pm 1,0$	$70,5 \pm 0,3$



(a)



(b)



(c)

Figura 3.24. Refletância dos conjuntos: (a) vidro + EVA + filme Akasol, (b) vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol medido na face posterior dos protótipos antes e após o teste de exposição externa protótipo A, amostra 51.

3.4.3.4. Características Elétricas

A Tabela 3.8 apresenta as características elétricas dos protótipos antes e após serem expostos a $76,16 \text{ kWhm}^{-2}$. De doze protótipos, sete foram aprovados com degradação menor que 5 % e quatro com aumento na eficiência. Este aumento em eficiência é devido principalmente à tensão de circuito aberto, medida que aumentou do intervalo de 542 mV – 546 mV para o intervalo 650 mV – 561 mV. Como estas células atingem no máximo tensões de circuito aberto de 555 mV atribui-se este aumento a incerteza de medida de temperatura e ao procedimento de correção das características elétricas para as condições padrão.

Tabela 3.8. Características elétrica dos protótipos antes e após o teste de exposição às condições externas com irradiância de $76,16 \text{ kWhm}^{-2}$.

TESTE AO AR LIVRE							
ANTES DO TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	
Protótipo B	Fita	75	571	1737	0,78	12,3	
		40	558	1714	0,81	12,4	
		38	565	1752	0,79	12,5	
		Média/Desvio	565 ± 4	1734 ± 10	0,79 ± 0,01	12,4 ± 0,1	
	Silicone	10	554	1830	0,77	12,6	
		12	526	1763	0,77	11,4	
14		533	1787	0,78	11,8		
	Média/Desvio	538 ± 15	1794 ± 50	0,77 ± 0,01	11,9 ± 0,2		
Protótipo A	Fita	51	543	1764	0,72	11,1	
		7	490	1720	0,72	9,8	
		44	549	1802	0,74	11,7	
		Média/Desvio	528 ± 5	1762 ± 27	0,73 ± 0,01	10,9 ± 0,4	
	Silicone	25	546	1786	0,72	11,2	
		59	542	1767	0,69	10,5	
44-9		545	1796	0,73	11,4		
	Média/Desvio	544 ± 1	1783 ± 7	0,71 ± 0,01	11,0 ± 0,1		
APÓS TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	Δη (%)
Protótipo B	Fita	75	545	1777	0,73	11,4	-7,3
		40	540	1730	0,72	10,7	-13,7
		38	552	1792	0,72	11,4	-8,8
		Média/Desvio	546 ± 5	1767 ± 11	0,72 ± 0,01	11,17 ± 0,02	
	Silicone	10	552	1855	0,74	12,1	-4,0
		12	500	1728	0,73	10,1	-11,4
14		500	1729	0,74	10,2	-13,6	
	Média/Desvio	517 ± 40	1771 ± 90	0,74 ± 0,01	10,8 ± 1,4		
Protótipo A	Fita	51	561	1784	0,73	11,7	5,4
		7	501	1684	0,72	9,7	-1,0
		44	532	1813	0,73	11,3	-3,4
		Média/Desvio	531 ± 20	1760 ± 20	0,730 ± 0,008	10,9 ± 0,3	
	Silicone	25	561	1831	0,72	11,9	6,3
		59	560	1801	0,69	11,2	6,7
44-9		545	1803	0,73	11,5	0,9	
	Média/Desvio	555 ± 11	1812 ± 19	0,72 ± 0,02	11,5 ± 0,3		

3.4.4. Teste de Ciclos Térmicos

O teste de ciclos térmicos foi realizado no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo.

Os protótipos foram instalados em uma câmara climática onde foram submetidos a 50 ciclos térmicos com temperatura de - 10 °C a + 85 °C, com gradiente de temperatura máximo de 100 °C/h.

Não foi realizada a caracterização óptica das amostras que passaram somente pela ciclagem térmica devido ao número reduzido de amostras. No entanto, esta análise foi realizada para os protótipos que passaram por ciclagem térmica e teste de umidade e congelamento, que também produziu variações nas características de polimento das chapas de vidro.

3.4.4.1. Inspeção Visual

Na inspeção visual foi verificado que, em uma das amostras do protótipo A, (amostra 45), a superfície externa do vidro apresentou uma mudança em seu polimento, apresentando uma série de manchas não removíveis com álcool isopropílico.

3.4.4.2. Características Elétricas

A Tabela 3.9 apresenta as características elétricas dos protótipos, antes e após o teste de ciclos térmicos. Três dos quatros protótipos tiveram $\Delta\eta$ menor que 5%, sendo aprovados no teste.

Tabela 3.9. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de ciclos térmicos.

ANTES DO TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{SC} (mA)	FF	η (%)	
Protótipo B	Fita	2 F	546	1742	0,70	10,6	
	Silicone	2 S	558	1804	0,75	12,2	
Protótipo A	Fita	45	531	1792	0,72	10,9	
	Silicone	19	540	1776	0,74	11,3	
APÓS O TESTE							
Tipo	Selante	N°	Voc (mV)	I _{SC} (mA)	FF	η (%)	$\Delta\eta_{rel}$ (%)
Protótipo B	Fita	2 F	558	1779	0,70	11,0	3,8
	Silicone	2 S	546	1751	0,72	11,1	-9,0
Protótipo A	Fita	45	545	1837	0,70	11,2	2,8
	Silicone	19	557	1800	0,73	11,7	3,5

3.4.5. Teste de Ciclos Térmicos e Umidade e Congelamento

Doze protótipos passaram pelo teste de ciclos térmicos e oito foram submetidos, em seqüência, ao teste de umidade e congelamento. Os protótipos foram instalados em uma câmara climática onde foram submetidos a dez ciclos térmicos com temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$ com gradiente de temperatura máximo de $200\text{ }^{\circ}\text{C/h}$.

3.4.5.1. Inspeção Visual

Na inspeção visual foi constatado que no protótipo A, n° 24, ocorreu delaminação localizada, conforme apresenta a Figura 3.25. Também foi verificado que em quatro amostras (54, 31, 3 e 47), a superfície externa do vidro apresentou as mesmas manchas observadas na amostra que somente passou pelo teste de ciclos térmicos.



Figura 3.25. Delaminação pontual na amostra 24, protótipo A.

3.4.5.2. Características ópticas

A Tabela 3.10 resume os resultados de refletância para quatro amostras que passaram pelo teste de ciclos térmicos seguidos de teste de umidade e congelamento. A Figura 3.26 apresenta a refletância espectral hemisférica nas três regiões de duas amostras. Na amostra 31 foi observada a formação de manchas na

superfície do vidro. Na Figura 3.26-a observa-se que a refletância da amostra 31 foi alterada apreciavelmente na faixa de comprimentos de onda de 750 nm a 1050 nm, resultado da mudança na superfície do vidro.

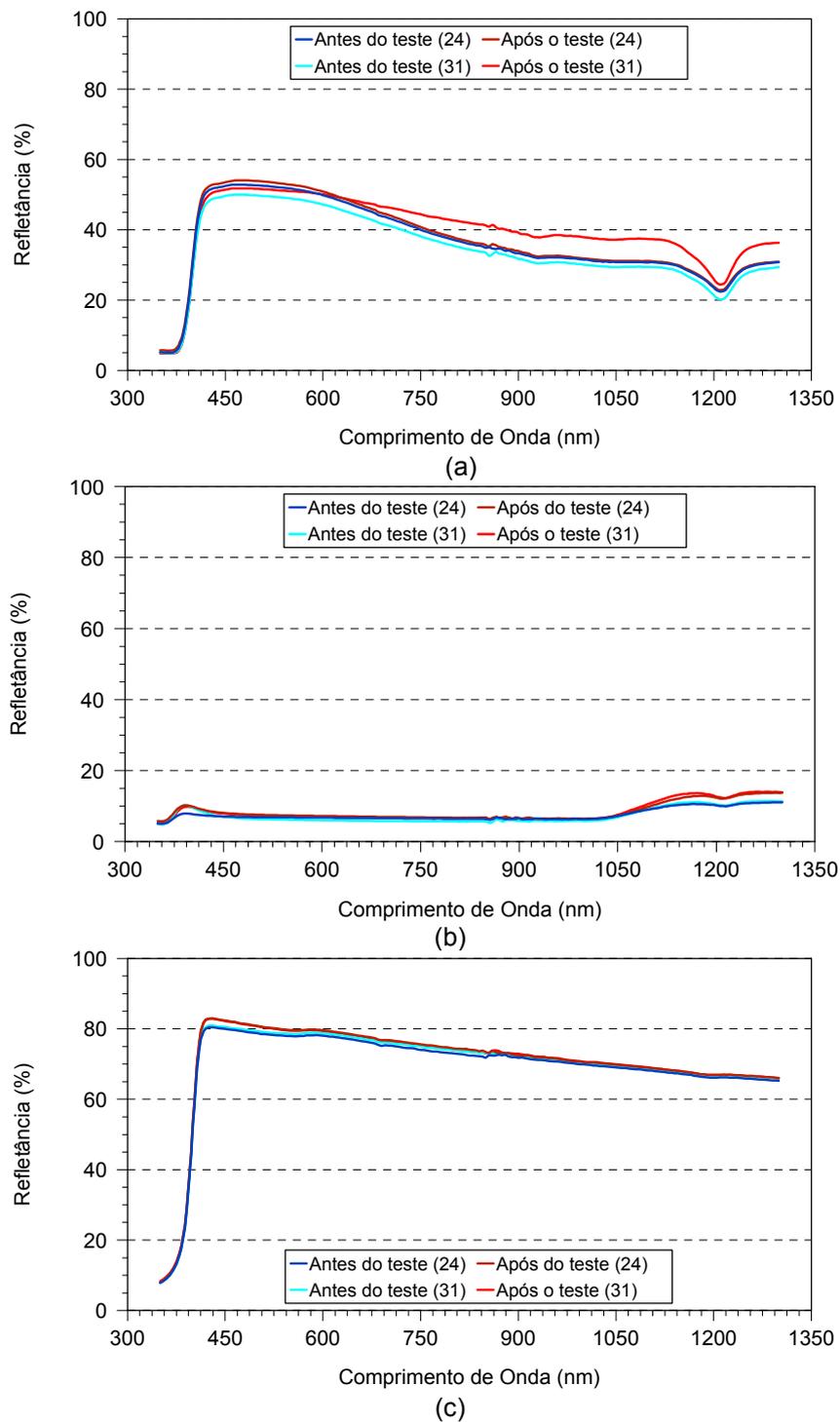


Figura 3.26. Refletância dos conjuntos: (a) vidro + EVA + filme Akasol (b), vidro + EVA + célula solar e (c) filme Akasol (medido na face posterior) dos protótipos, antes e após o teste de ciclos térmicos. Amostra 24 protótipo A e amostra 31 protótipo B.

Tabela 3.10. Características elétricas dos protótipos antes e após o teste de ciclos térmicos.

Conjuntos	Amostra	3 (B) Fita		24 (A) Silicone		31(B) Fita		60 (A) Silicone		$(\bar{\rho}_m \pm \Delta\rho_m) \%$	
		Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após	Antes	Após
Vidro + EVA + filme Akasol	$\rho_m(\%)$	34,68	35,77	36,58	37,25	34,68	39,93	36,56	38,27	$36,5 \pm 1,8$	$37,8 \pm 1,7$
Vidro + EVA + célula solar	$\rho_m(\%)$	7,33	9,45	7,54	8,42	7,33	8,40	7,39	8,10	$8,0 \pm 0,8$	$8,6 \pm 0,6$
Filme Akasol - face posterior	$\rho_m(\%)$	70,02	70,75	69,43	70,64	70,02	70,56	69,75	70,58	$69,80 \pm 0,28$	$70,63 \pm 0,09$

Todas as amostras apresentaram refletância maior após o teste, semelhante ao observado anteriormente, nos outros testes. No entanto, na amostra 31, observou-se um aumento relativo de 15 % na refletância do conjunto Vidro+EVA+Filme Akasol, o que se atribui às manchas observadas na superfície do vidro.

3.4.5.3. Características Elétricas

A Tabela 3.11 apresenta as características elétricas dos protótipos, antes e após o teste de ciclagem térmica e umidade e congelamento.

Tabela 3.11 Características elétricas dos protótipos que passaram pelo teste de ciclos térmicos e umidade e congelamento.

TESTE CILCAGEM TÉRMICA, UMIDADE E CONGELAMENTO							
ANTES DO TESTE							
Tipo	Selante	Nº	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	
Protótipo B	Fita	1	544	1704	0,68	10,1	
		3	557	1725	0,70	10,7	
	Média		551 ± 9	1714 ± 15	$0,69 \pm 0,01$	$10,4 \pm 0,4$	
	Silicone	29	540	1776	0,74	11,3	
		31	536	1804	0,71	11,1	
Média		538 ± 3	1790 ± 20	$0,73 \pm 0,02$	$11,2 \pm 0,2$		
Protótipo A	Fita	47	540	1808	0,69	10,8	
		60	532	1834	0,72	11,3	
	Média		536 ± 6	1821 ± 18	$0,71 \pm 0,02$	$11,0 \pm 0,4$	
	Silicone	24	534	1783	0,71	10,9	
		54	538	1765	0,72	11,0	
Média		536 ± 3	1774 ± 13	$0,72 \pm 0,01$	$10,9 \pm 0,1$		
APÓS O TESTE							
Tipo	Selante	Nº	Voc (mV)	I _{sc} (mA)	FF	η (%)	$\Delta\eta_{rel}$ (%)
Protótipo B	Fita	1	546	1734	0,68	10,3	2,0
		3	558	1761	0,68	10,7	0,0
	Média		552 ± 8	1747 ± 19	$0,68 \pm 0,00$	$10,5 \pm 0,3$	
	Silicone	29	559	1785	0,81	12,9	14,2
		31	561	1880	0,52	8,7	-21,6
Média		560 ± 2	1833 ± 68	$0,66 \pm 0,21$	$10,8 \pm 3,0$		
Protótipo A	Fita	47	535	1844	0,69	10,9	0,9
		60	545	1894	0,70	11,6	2,7
	Média		540 ± 7	1869 ± 35	$0,70 \pm 0,01$	$11,2 \pm 0,5$	
	Silicone	24	545	1807	0,70	11,0	0,9
		54	545	1815	0,71	11,3	2,7
Média		551 ± 9	1811 ± 6	$0,69 \pm 0,01$	$10,4 \pm 0,4$		

Seis células tiveram queda em eficiência menor que 5 % relativos, sendo que todos os protótipos A tiveram $\Delta\eta$ positivo. O protótipo 29 apresentou uma melhora de 14,2 %, mas se atribuiu a um erro na correção da curva I-V para as condições padrão, pois o FF corrigido, de 81 está muito acima do esperado para as células utilizadas. No protótipo “irmão” isto é, n° 31, de tipo B e selado com silicone, o FF caiu de 0,71 para 0,52, produzindo um $\Delta\eta$ de -21,6 %.

3.4.6. Resumo dos Resultados

A Figura 3.27 resume os resultados dos testes realizados. Foram considerados os protótipos com $\Delta\eta$ menor que 5 % e os que apresentaram melhora na eficiência. A menor aprovação foi no teste de exposição em ambiente externo, onde somente um protótipo B, entre os quatro testados, foi aprovado.

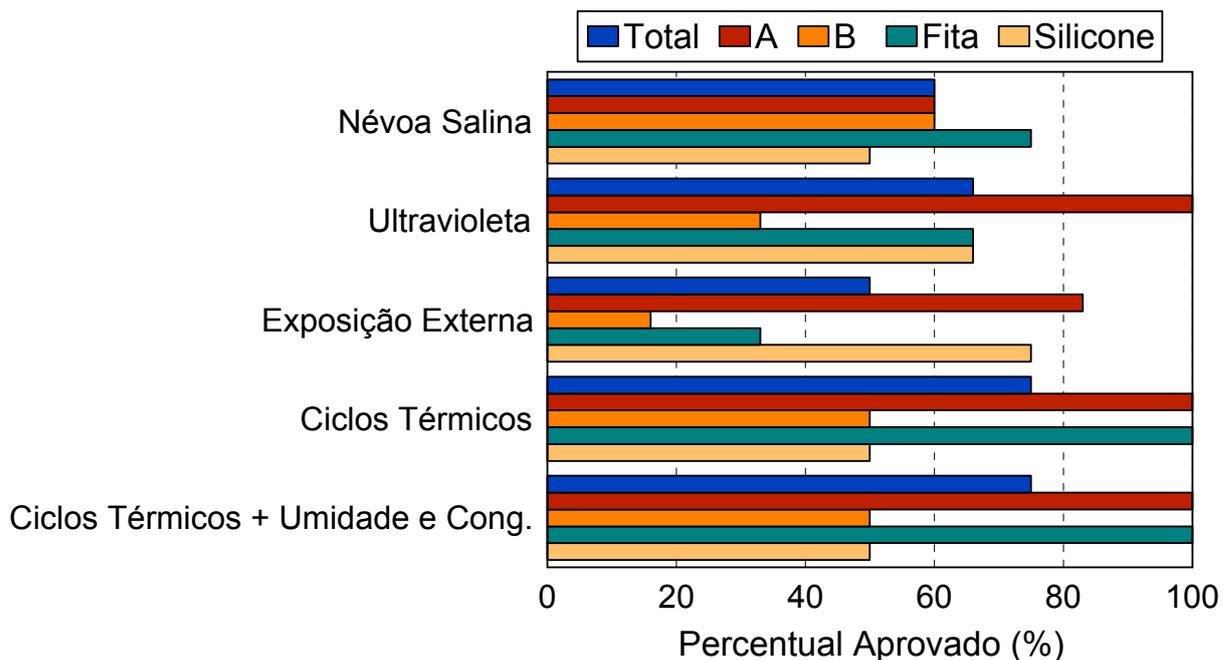


Figura 3.27. Resumo de aprovação dos protótipos nos testes realizados.

4. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

4.1. Conclusões

A análise dos protótipos e dos materiais encapsulante demonstrou que não houveram alterações visuais significativas após os testes realizados. Uma alteração visual percebida foi a oxidação do perfil de alumínio não anodizado em todos os protótipos submetidos ao teste de névoa salina, o que era esperado. Outra alteração constatada foi a mudança nas características de superfície de quatro placas de vidro, pertencentes aos protótipos que foram submetidos aos testes de ciclagem térmica e ciclagem térmica e umidade e congelamento. A degradação visual mais importante ocorreu na amostra 24, protótipo A. Esta amostra apresentou delaminação pontual após ser submetida ao teste de ciclagem térmica seguido de umidade e congelamento. Contudo, este é um fato isolado representando 2 % do total de cinquenta amostras analisadas. Pode-se, então, concluir que com exceção da amostra 24, protótipo A, todas as demais foram aprovadas no requisito visual.

A avaliação espectral do material encapsulante EVA 485 Etimex frente aos ensaios propostos, especialmente ao teste de envelhecimento UV, mostrou que não ocorreu nenhuma degradação significativa.

A avaliação da cobertura posterior Akasol PTL 3-38/75, medida na face frontal, evidenciou que a refletância de todas as amostras sofreram leve aumento, mas sem ocorrer alteração espectral. A amostra 31, protótipo B, a qual foi submetida ao teste de ciclagem térmica e umidade e congelamento, apresentou alteração na refletância espectral. Esta alteração é atribuída à modificação sofrida no polimento do vidro, pois o vidro utilizado foi um vidro comum sem controle de procedência. Não foi evidenciada diferenciação óptica entre os protótipos A e B.

Considerando os critérios estabelecidos de inspeção visual e medidas de refletância, não foi verificada incompatibilidade entre o filme anti-reflexo TiO_2 e a metalização serigráfica frente ao encapsulante EVA Etimex 485. Somente a amostra

24 do protótipo A apresentou vestígios de reação de delaminação entre os materiais encapsulantes e o dispositivo fotovoltaico.

A comparação dos dois materiais selantes de bordas mostrou que os protótipos que menos sofreram variações nos parâmetros elétricos foram os que utilizaram como selante a fita Duplomont Lohmann. Nos testes de ciclos térmica, ciclos térmicos e umidade e congelamento, as amostras que utilizaram a fita obtiveram 100 % de aprovação e no teste de névoa salina as amostras obtiveram 75 % de aprovação. Nos testes de envelhecimento UV e exposição em ambiente externo, o desempenho das amostras foi de a 66 % e 33 % respectivamente.

Todas as amostras que utilizaram como vedante o silicone PV 804, tiveram desempenho de 50 %, 66 %, 75 %, 50 % e 50 %, nos testes de névoa salina, radiação UV, exposição às condições externas, ciclos térmicos e ciclagem térmica seguida de umidade e congelamento, respectivamente.

Embora as normas do PBE/INMETRO e IEC 61215 coloquem a necessidade de serem usados um ou dois módulos segundo o tipo de teste, concluiu-se devido à elevada dispersão nos resultados de caracterização elétrica que é necessário um maior número de amostras para obter conclusões comparativas no desenvolvimento de novos módulos ou no uso de novos materiais.

4.2. Sugestões de Continuidade do Trabalho

Como continuidade deste trabalho sugere-se:

- a) utilizar um maior número de protótipos para realizar uma análise estatística;
- b) realizar a medida de curva I-V com o uso de simulador solar com disparo de flash, pois mantém desta forma a temperatura da célula em 25 °C, evitando-se os procedimentos de correção da medida para as condições padrão;
- c) realizar o teste de estanquidade nas amostras, colocando as mesmas a 85 °C - 85 % umidade relativa por 1000 h, como recomenda a norma IEC 61215;
- d) preparar módulos completos e realizar todos os procedimentos recomendados pelo PBE/INMETRO.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] KUMAR, S. C. Crystal clear. Market survey on crystal growth equipment. **Photon International**, p.169-185, jun. 2008.

[2] MOEHLECKE, A., ZANESCO, I. Mercado, física e processamento de células solares. **Metalurgia e Materiais**, v. 61, p. 394-397, jul. 2005.

[3] ZANESCO, I.; et al. Implementação e Análise de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10., 2004, **Resumos do X Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro: UFRJ, 2004. p. 530-541.

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Resumos: NB-10899/TB328, Rio de Janeiro, 2005.

[5] DHERE, N. G. et al. Effect of glass Na content on adhesional strength of PV modules. In: Photovoltaic Energy Conversion, 29., 2002, **Proceedings of the Twenty Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, USA: New Orleans, 2002. p. 231-234.

[6] DHERE, N. G; WOKLGEMUTH, J. Design and Reliability of PV Modules. In World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 4. **Tutorial of the Fourth World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, p. 3-253.

[7] DHERE, N. G; RARAVIKAR, N. R. Adhesional Strength and Surface Analysis of a PV Module Deployed in Harsh Coastal Climate. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 67, p. 363-367, 2001.

- [8] HOLLEY, W. H.; et al. Investigation into the Causes of Browning in EVA Encapsulated Flat Plate PV Modules. In World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 1., 1994. **Proceedings of the Twenty Fourth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, Hawai: Waikoloa, 1994. p. 893-896.
- [9] FILOMENA, G. Z. Estudo de Vidros para Módulos Fotovoltaicos. Porto Alegre: PUCRS, 2006. 13p (Série Texto Técnico 041/2008).
- [10] DHERE, N. G; WOLLAM, M. E; GADRE, K. S. Correlation Between Surface Carbon Concentration and Adhesive Strength at the Si Cell/Eva Interface in a PV Module. In: Photovoltaic Energy Conversion, 26., 1997, **Proceedings of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, USA: Florida, 1997. p. 1217-1220.
- [11] DUPONT.COM. Disponível em: <http://www2.dupont.com/Teflon_Industrial/en_US/products/product_by_name/teflon_ptfe/index.html>. Acesso em: 23 jul. 2008.
- [12] PERN, F.J.; Factors that Affect the Eva Encapsulant Discoloration Rate Upon accelerated Exposure. In: World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 1., 1994, **Proceedings of the First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, Havai: 1994. p. 5-9.
- [13] PHOTON-MAGAZINE.COM. Disponível em: http://www.photon-magazine.com/news/news_2005-04%20ww%20feat%20PVB%20foils.htm.> Acesso em: 30/06/2008.
- [14] ORESKIA, G; WALLNERA, G. M. Delamination behaviour of multi-layer films for PV encapsulation. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 89, p. 139-151, 2005.
- [15] ISOFOTON.ES. Disponível em: <http://www.isofoton.es/technical/material/pdf/productos/fotovoltaica/modulos/F_T_modulo_fotovoltaico_I75S_12_esp.pdf>. Acesso em: 27 de ago. 2007.

- [16] NUKE.PENERGY.IT. Disponível em: <<http://nuke.penergy.it/Italiano/MateriePrime/Cornici/tabid/67/Default.aspx>>. Acesso em: 27 ago. 2007.
- [17] DHERE, N. G.; GADRE, K. S. Photovoltaic module performance and durability following long-term field In World Conference on Photovoltaic Energy, 2., 1998, **Proceedings of the Second World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, Austria: Vienna, 1998. p. 2214-2217.
- [18] CZANDERNA, A. W.; PERN, F. J.; CZANDERNA, A. W.; PERN, F. J Encapsulation of PV Modules using Ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: critical review. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 43 p. 101-181 1996.
- [19] ROSS, R. G. Technology Developments Toward 30-Year Life of Photovoltaic Modules. In: Photovoltaic Energy Conversion, 17., 1984, **Proceedings of the Seventeenth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, Flórida: 1984. p. 626-631.
- [20] REIS, A. M. et. al. Comparison of PV Module Performance Before and After 11 Years of Field Exposure. In: Photovoltaic Energy Conversion, 29., 2002, **Proceedings of the Twenty Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, USA: New Orleans, 2002. p. 1432-1436.
- [21] QUINTANA, M. A.; et. al. Commonly Observed Degradation In Field-Aged Photovoltaic. In: Photovoltaic Energy Conversion, 29., 2002, **Proceedings of the Twenty Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, Florida: 2002. p. 1436-1439.
- [22] INTERNATIONAL STANDARD IEC 61215. Cristalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules-Design Qualification and Type Approval. IEC 61215, 1993. 77p.

- [23] SWART, J. W. **Materiais Elétricos: Fundamentos e Semicondutores**. Campinas: UNICAMP, 2003. 394p.
- [24] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Resumos: IEC 61215 e IEC 721-2-1, 2005.
- [25] SEVERO, T. C. Caracterização da Câmara de Envelhecimento. Porto Alegre: PUCRS, 2008. 23p (Série Texto Técnico 061/2008)
- [26] How PV Enterprise resisted to honor is warranty. **Photon International**, p. 96-99, jun. 2008.
- [27] EQUILA. COM. Disponível em: <[http:// www.equilam.com](http://www.equilam.com)>. Acesso em: 01/07/2008.
- [28] Lambda 650/850/950 – Getting Started Guide. In: Guía de introducción de Lambda Lambda 650/850/950USA: PERKIN - ELMER, 2004. p. 3-48.
- [29] MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional. Porto Alegre: PUCRS, 2007. 65p. (Relatório oitavo quadrimestre, Confidencial A).

APÊNDICE

Calibração da Câmara de Envelhecimento Ultravioleta

Foi necessário analisar o espectro em diferentes níveis de potência da câmara de envelhecimento UV. Além disso, analisou-se a uniformidade do espectro em diferentes pontos da câmara UV e, por fim, contabilizou-se as horas de exposição necessárias para aferir amostras de módulos fotovoltaicos de acordo com a IEC 61345.

Para analisar o espectro da câmara UV foi utilizado o espectrorradiômetro marca Instrument Systems modelo Espectro 320, programado para responder na faixa de 260 nm até 400 nm.

As medidas de espectrorradiometria foram realizadas no equipamento com lâmpadas UVA e UVB. Após, os dados foram analisados em função da variação do espectro em relação à posição do sensor e a potência da câmara. Além disso, os dados para cada potência foram integralizados e, assim, determinado o tempo necessário de irradiação para efetuar os testes segundo a norma IEC 61345.

Na Figura A.1 são apresentados gráficos com o espectro para seis diferentes potências da câmara UV. Para a lâmpada UVA, observou-se que o pico de irradiância fica em torno do 364,5 nm em todas as irradiações. Entretanto, para esta lâmpada (UVA 340 nm) é esperado um pico em 340 nm. Para lâmpada UVB é possível ver que o ponto de maior irradiância é o de comprimento de onda de 312,5 nm para todas as potências da câmara UV. Isso mostra um leve deslocamento de 0,5 nm do pico fundamental da lâmpada (313 nm).

As lâmpadas UVA 340 e UVB 313 irradiam em maior intensidade em determinadas faixas tendo picos de potência em 340 nm (UVA 340) e de 313 nm (UVB 313). De uma maneira geral, a lâmpada UVA 340 é destinada a análises de envelhecimento que compreendam a faixa de 320-400 nm e a lâmpada UVB para a faixa de 280-320 nm.

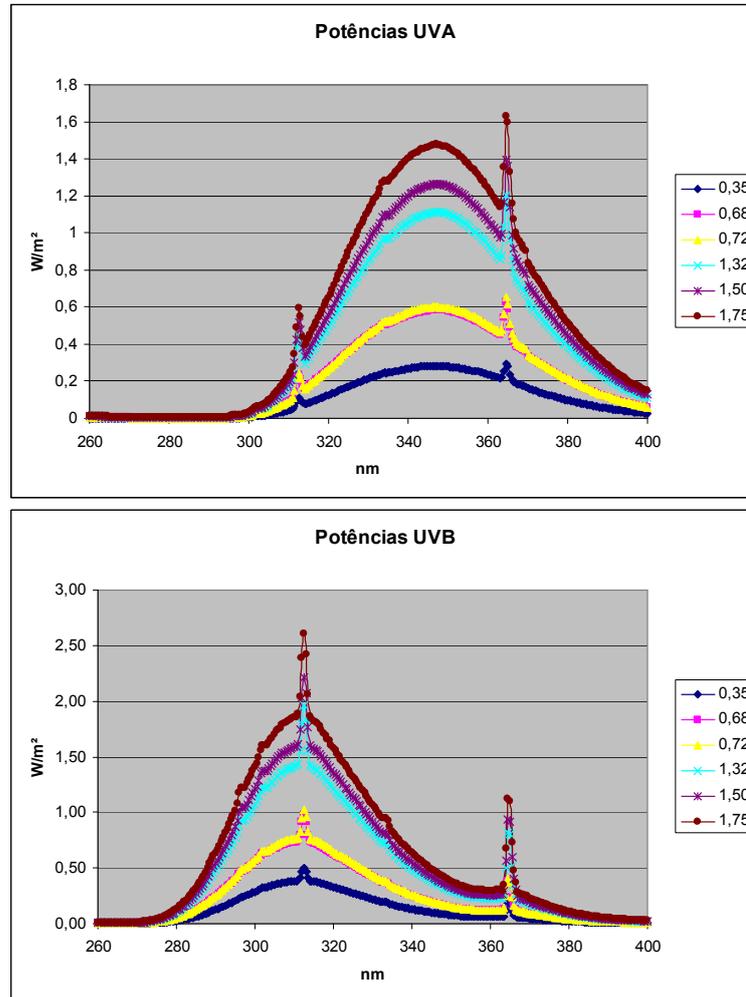


Figura A.1 Irradiância espectral das lâmpada UVA 340 e UVB 313 para diferentes potências reguladas na câmara de envelhecimento.

Observando os gráficos apresentados na Figura A.1, verifica-se que a lâmpada UVA 340 e a UVB 313 atravessam as fronteiras de medição previstas na norma IEC 61345. A atenção para este ponto é importante para que não haja exposição em excesso em nenhuma faixa sobre as amostras e assim ficar dentro do processo padrão dado pela IEC 61645. Uma rotina foi criada em Excel para calcular o número de horas necessárias de exposição levando em conta este parâmetro particular de cada lâmpada, isto é, a extensão total do espectro que pode ser aproveitado. A equação inserida na rotina apresenta a irradiação total (I_t) sobre a amostra, que é dada pela Equação A.1.

$$I_t = t_1 I_a + t_1 I_b + t_2 I_{a'} + t_2 I_{b'} \quad (\text{A.1})$$

onde:

- t_1 é igual ao tempo de exposição usando a lâmpada UVA 340 em horas;
- t_2 é igual ao tempo de exposição usando a lâmpada UVB 313 em horas;
- I_a é a integração na faixa de 280-320 nm da lâmpada UVA 340 em Wm^{-2} ;
- I_b é a integração na faixa de 320-400 nm da lâmpada UVA 340 em Wm^{-2} ;
- $I_{a'}$ é a integração na faixa de 280-320 nm da lâmpada UVB 313 em Wm^{-2} ;
- $I_{b'}$ é a integração na faixa de 320-400 nm da lâmpada UVB 313 em Wm^{-2} .

Os valores I_a , I_b , $I_{a'}$ e $I_{b'}$ foram medidos e localizados a partir das medições realizadas com o espectrorradiômetro. Na Figura A.2 são observadas as localizações de I_a , I_b , $I_{a'}$ e $I_{b'}$ que equivalem a integração das faixas de irradiação solicitadas pela norma IEC 61345.

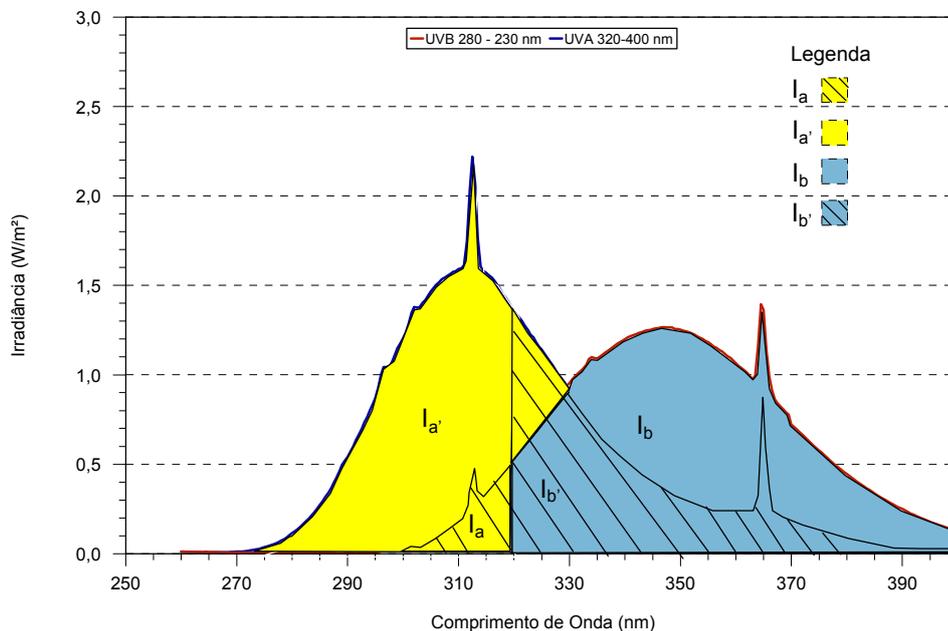


Figura A.2. Sobreposição dos espectros das lâmpadas UVA e UVB, destacando as regiões de irradiação consideradas pela norma IEC 61345.

Na Tabela A.1 são apresentadas algumas possibilidades de tempo de exposição e com quais lâmpadas e potências podem ser mescladas para alcançar o valor total. Uma observação a ser lembrada é que os limites de exposição

determinados pela norma IEC 61345 foram respeitados. Tais limites são de 7.500 Wm^{-2} para a faixa de 280-320 nm e de 15.000 Wh/m^2 para a faixa de 320 nm - 400 nm. Nesta dissertação foi escolhido o teste de envelhecimento com menor duração de tempo 11,2 dias [33].

Tabela A.1. Possibilidades de utilização da câmara UV em conformidade com a IEC 61345.

Irradiância UVA (W/m^2)	Irradiância UVA (W/m^2)	t_1 (h)	t_2 (h)	t_1 (dias)	t_2 (dias)	Total (dias)
1,75	0,35	134	662	5,6	27,6	33,2
1,75	0,68	135	343	5,6	14,3	19,9
1,75	0,71	135	330	5,6	13,8	19,4
1,75	1,32	134	176	5,6	7,3	12,9
1,75	1,5	134	157	5,6	6,5	12,1
1,75	1,15	134	135	5,6	5,6	11,2