

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ESTUDO DE TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL E PÓS-
PROCESSAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

por

Alexandre José Bühler

Tese para obtenção do Título de
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, abril de 2011

ESTUDO DE TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL E PÓS-
PROCESSAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

por

Alexandre José Bühler

Mestre em Engenharia

Tese submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Doutor em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Manuel Cid Sánchez - USP

Prof. Dr. Mário Henrique Macagnan - UNISINOS

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer – PROMEC - UFRGS

Prof. Dr. Francis Henrique Ramos França

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 27 de abril de 2011

*Para meus pais Antônio Roque e Valdete,
minhas irmãs Cristiane e Ana Paula,
meu grande amor Karine
e para meu tio e eterno amigo Votchi*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Arno Krenzinger pela orientação nesta Tese, por toda a atenção e paciência e acima de tudo, por todo o conhecimento e experiência que através dele pude obter ao longo de todos esses anos de convívio.

A César pelo auxílio na parte de instrumentação do laboratório e por tantas dicas e conselhos, científicos, sociais ou musicais.

A todo o pessoal do Laboratório de Energia Solar da UFRGS que ao longo desses quatro anos participaram de uma forma ou de outra desta Tese. Um especial agradecimento a Luis Vera pelas aulas de espanhol, a Fabiano Perin Gasparin, Rafael Haag e Giuliano Arns Rampinelli.

Aos meus pais por todo o apoio, carinho e paciência.

A minha amada Karine (Milk Mirandinha) que entrou na minha vida de uma forma linda e inesperada para mudá-la para sempre.

A minha sogra Graça, que sempre me tratou como um filho e a quem tenho grande carinho e admiração.

Ao meu tio Votchi, que partiu para a sua mais longa jornada...cedo demais. Um dia nos reencontraremos meu grande amigo.

Ao CIEMAT pelo acolhimento e apoio prestado durante a realização do estágio de doutorado no exterior.

A Faustino Chenlo Romero, por toda a ajuda prestada e pelo exemplo de profissional e acima de tudo, pelo exemplo de ser humano.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro na realização do estágio de doutorado no exterior.

A todos os que de alguma forma contribuíram para a elaboração desta Tese.

RESUMO

ESTUDO DE TÉCNICAS DE DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL E PÓS-PROCESSAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O uso da energia solar fotovoltaica tem aumentado muito nos últimos anos, principalmente em países onde políticas governamentais de incentivo desempenharam um papel fundamental neste processo. No Brasil, embora a realidade ainda esteja longe de países como a Espanha ou a Alemanha, pode-se afirmar que o uso desta tecnologia apresenta um grande potencial de aumento para os próximos anos. Desta forma uma metodologia confiável e de fácil aplicação para a caracterização de módulos fotovoltaicos é um tema de grande importância. Para a análise do desempenho elétrico de um módulo fotovoltaico é imprescindível a determinação da curva ($I-V$) de corrente e tensão denominada curva característica. Através desta curva é possível obter importantes informações sobre as características elétricas do gerador fotovoltaico como a corrente de curto circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e o ponto de máxima potência (P_M). A determinação desta curva, de acordo com as normas técnicas deve ser realizada dentro de condições específicas de temperatura, irradiância incidente e espectro de radiação solar. Fora desta condição padrão, que muitas vezes é difícil de ser obtida, a curva precisa ser corrigida ou transladada sendo então necessário a aplicação de algum método de translação. Outro fator importante na caracterização de um módulo é a representação matemática de sua curva característica. Esta representação é feita de acordo com modelos que possuem parâmetros a serem determinados experimentalmente. Entretanto, modelos que podem ser úteis para módulos de silício cristalino, por exemplo, podem não servir para módulos de filmes finos. Este trabalho apresenta uma proposta de metodologia para a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. É apresentado um estudo completo, desde a técnica de aquisição da curva $I-V$ até o pós-processamento da mesma. Para a determinação das curvas características foi desenvolvido um equipamento de grande velocidade e precisão para aquisição de dados, além da construção de um gabinete refrigerado cuja base é apoiada em um sistema que permite a variação do ângulo azimutal. Foi realizado um estudo da utilização deste gabinete para ensaios com módulos fotovoltaicos e um estudo do comportamento térmico do mesmo. Na presente Tese foi também realizado um estudo para a determinação

dos parâmetros matemáticos que descrevem a curva $I-V$ de acordo com três métodos diferentes, relativos aos modelos de um e dois diodos, dos quais um foi proposto nesta Tese. O método proposto foi o que apresentou os melhores resultados, embora tenha apresentado uma complexidade na aplicação maior do que os outros dois métodos. Um estudo da translação da curva para diferentes condições de temperatura e irradiância utilizando quatro diferentes métodos também foi realizado. Dentre esses métodos foram analisados os procedimentos sugeridos pelas brasileira e americana. Após o estudo de curvas de diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos, ficou constatado que em média o método da norma brasileira apresenta os melhores resultados. A metodologia para caracterização elétrica aqui proposta foi testada em módulos de diferentes configurações e tecnologias, incluindo módulos de filmes finos e híbridos.

ABSTRACT

STUDY ON TECHNIQUES FOR THE EXPERIMENTAL DETERMINATION AND POST-PROCESSING OF CHARACTERISTIC CURVES OF PHOTOVOLTAIC MODULES

The use of photovoltaic solar energy has increased considerably in the last years, mostly in countries in which governmental support played an effective role. Although the reality in Brazil is still very far from countries such as Spain or Germany, it is possible to forecast that the use of PV technology will grow in the next years. Thus, the development of methodology, both reliable and of easy application, for PV module characterization represents a very important issue. In order to determine the electrical performance of a photovoltaic module, it is indispensable to determine the current-voltage curve ($I-V$), known as characteristic curve. From the $I-V$ curve it is possible to obtain important information about the electrical characteristics of a PV generator such as the short-circuit current (I_{SC}), the open circuit voltage (V_{OC}) and the maximum power point (P_M). The determination of an $I-V$ curve, according to the standards shall be performed in specific conditions of module temperature, incident irradiance and solar spectral radiance distribution. In the case of a curve measured in a non standard condition, which is often difficult to obtain, it is necessary to apply a correction or translation method. Other important factor related to characterization of a PV module is the mathematical representation of its $I-V$ curve. This representation is possible by means of mathematical models with parameters that must be experimentally determined. However, some models which are suitable for crystalline silicon, for example, may be not to be for thin films technologies. This work presents a proposal of methodology for the electrical characterization of photovoltaic modules. It is presented a complete study, from the $I-V$ curve measurement technique to the post-processing of data. For the determination of these curves a very fast and accurate system was built. A chamber with internal temperature control was also built. This chamber stands on a rotatory base which makes possible to vary the azimuthal angle along the day. It was performed a study on the use of this chamber in photovoltaic module tests and a study of the chamber's thermal behavior. In this Thesis it was also performed a comparative analysis of three different methods according the single and double diode models for mathematical description of $I-V$ curves. One method based on the double diode model was developed, and this one had the best results among the three methods. The

translation of the characteristic curve to different temperature and irradiance conditions, by means of four methods, was also studied. Among these methods were analyzed those proposed by the Brazilian and American standards. After the study of several curves of different PV modules technologies it was concluded that, in average, the Brazilian standard has the best results. The proposed methodology for electrical characterization was applied in different configurations and technologies modules, including thin films and hybrids.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	OBJETIVOS DA TESE.....	7
1.2.	ESCOPO DA TESE.....	8
2.	GERADORES FOTOVOLTAICOS.....	9
2.1.	HISTÓRICO.....	9
2.2.	EFEITO FOTOVOLTAICO.....	10
2.3.	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	13
2.4.	TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS.....	15
2.4.1.	SILÍCIO MONOCRISTALINO (c-Si).....	15
2.4.2.	SILÍCIO MULTICRISTALINO (mc-Si).....	16
2.4.3.	FILMES FINOS.....	18
2.4.3.1	SILÍCIO AMORFO (a-Si).....	18
2.4.3.2	TELURETO DE CÁDMIO (CdTe).....	20
2.4.3.3	DISSELENETO DE COBRE-ÍNDIO E COBRE-ÍNDIO-GÁLIO (CIS e CIGS).....	22
2.5.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	23
2.6.	CIRCUITO EQUIVALENTE.....	25
2.6.1.	MODELO DE UM DIODO.....	25
2.6.2.	MODELO DE DOIS DIODOS.....	27
2.6.3.	MODELO DE DOIS DIODOS MODIFICADO.....	28
2.7.	FATORES QUE LIMITAM A EFICIÊNCIA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	29
2.7.1.	SELETIVIDADE DE ABSORÇÃO DA CÉLULA.....	29
2.7.2.	PROCEDIMENTOS DE FABRICAÇÃO.....	31
2.8.	CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$	32
2.9	INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$	34
2.10.	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$	36
2.11.	EFEITO DOS PARÂMETROS FOTOVOLTAICOS NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$	38
2.11.1.	RESISTÊNCIA SÉRIE.....	38

2.11.2.	RESISTÊNCIA PARALELA.....	40
2.11.3.	CORRENTE DE SATURAÇÃO REVERSA.....	41
2.11.4.	FATOR DE IDEALIDADE DO DIODO.....	42
3.	CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS SEGUNDO AS NORMAS TÉCNICAS.....	45
3.1.	DETERMINAÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA <i>I-V</i>	45
3.2	DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES TÉRMICOS α E β	47
3.3	CORREÇÃO DA CURVA <i>I-V</i> EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA E IRRADIÂNCIA.....	49
3.3.1.	NORMA AMERICANA ASTM E 1036-02.....	49
3.3.2.	NORMA AMERICANA ASTM E 1036-08.....	50
3.3.3.	NORMA IEC-891 E NBR-12302.....	52
3.3.2.1	DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE SEGUNDO A NORMA NBR-12136.....	52
3.3.2.2	DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CORREÇÃO DA CURVA <i>I-V</i> SEGUNDO A NORMA NBR-12302.....	54
4.	MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DE PARÂMETROS DA CURVA <i>I-V</i>.....	55
4.1.	MÉTODO PROPOSTO POR PHANG <i>ET AL.</i> (1984).....	56
4.2.	MÉTODO PROPOSTO POR KRENZINGER (1994).....	58
4.3.	MÉTODO PROPOSTO.....	59
5.	MÉTODOS ALTERNATIVOS DE TRANSLAÇÃO DE CURVAS <i>I-V</i> DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS.....	67
5.1.	MÉTODO DE TRANSLAÇÃO GEOMÉTRICA	68
5.2.	MÉTODO DE TRANSLAÇÃO SOMA-PROPORÇÃO	72
6.	METODOLOGIA ADOTADA PARA A DETERMINAÇÃO DA CURVA <i>I-V</i>.....	75
6.1	CÂMARA CLIMATIZADA PARA ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	75

6.2	MEDIDAS DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DA CÂMARA CLIMATIZADA.....	78
6.3	EQUIPAMENTO UTILIZADO PARA DETERMINAR A CURVA <i>I-V</i>	83
7.	PÓS-PROCESSAMENTO DAS CURVAS <i>I-V</i>.....	90
7.1.	VALIDAÇÃO DOS MODELOS APLICADOS PARA REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DAS CURVAS <i>I-V</i>	92
8.	ANÁLISE DE DIFERENTES MÉTODOS DE TRANSLAÇÃO DE CURVAS <i>I-V</i>.....	112
8.1.	DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES TÉRMICOS.....	112
8.2.	METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CORREÇÃO DA CURVA SEGUNDO A NORMA NBR-12302.....	116
8.3.	METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE SEGUNDO A NORMA NBR-12136.....	116
8.4.	ESTUDO DO MÉTODO DE DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE PELA NORMA NBR-12136 E PROPOSTA PARA UTILIZAÇÃO DE R_S DETERMINADO POR MÉTODO ANALÍTICO NA TRANSLAÇÃO SEGUNDO A NORMA NBR-12302.....	118
8.5.	APLICAÇÃO DOS DIFERENTES MÉTODOS DE TRANSLAÇÃO.....	128
9.	CONCLUSÕES.....	147
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	150
	PUBLICAÇÕES REALIZADAS DURANTE O DOUTORADO.....	156
	ANEXO A.....	158
A1.	GERAÇÃO DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS ATRAVÉS DE REGRESSÕES POLINOMIAIS.....	159
A1.1.	GERAÇÃO DA CURVA DE REFERÊNCIA.....	159
A1.2.	GERAÇÃO DA CURVA DE COMPARAÇÃO.....	163
A1.3.	COMPARAÇÃO ENTRE CURVAS CARACTERÍSTICAS.....	165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo entre os anos de 2000 e 2009 (EPIA, 2010a).....	3
Figura 1.2	Potência fotovoltaica instalada a cada ano no mundo entre os anos de 2000 e 2009 (EPIA, 2010a).....	4
Figura 2.1	Representação dos níveis de energia em um condutor, semicondutor e isolante elétrico.....	11
Figura 2.2	Representação de uma junção PN e variação do campo elétrico ao longo da mesma.....	12
Figura 2.3	Representação de uma célula fotovoltaica de silício.....	14
Figura 2.4	Estrutura de uma célula de disseleneto de cobre, índio e gálio e estrutura de uma célula de telureto de cádmio, (Noufi e Zweibel, 2006).....	15
Figura 2.5	Célula de silício monocristalino (Honsberg e Bowden, 2010).....	16
Figura 2.6	Célula de silício multicristalino (Honsberg e Bowden, 2010).....	17
Figura 2.7	Bloco de silício multicristalino (Honsberg e Bowden, 2010).....	17
Figura 2.8	Representação de uma estrutura atômica de silício amorfo hidrogenado...	19
Figura 2.9	Módulo flexível de silício amorfo, (catálogo Unisolar, 2008).....	20
Figura 2.10	Módulos de telureto de cádmio da empresa First Solar, modelo FS-272...	21
Figura 2.11	Módulos de tecnologia a) CIGS e b) CIS.....	23
Figura 2.12	Representação de um corte de um módulo fotovoltaico típico de silício cristalino.....	24
Figura 2.13	Módulos fotovoltaicos de silício cristalino de diferentes configurações....	24
Figura 2.14	Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo de um diodo.....	25
Figura 2.15	Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo de dois diodos.....	28
Figura 2.16	Ilustração da definição de massa de ar (<i>air mass</i>) (AM).....	30
Figura 2.17	Curvas de resposta espectral para diferentes tecnologias fotovoltaicas e espectro padrão G173-03, (Gueymard, 2007).....	31
Figura 2.18	Imagem obtida por microscopia eletrônica de uma célula de silício de alta eficiência (Honsberg e Bowden, 2008).....	32

Figura 2.19	Curva característica ($I-V$) e curva de potência <i>versus</i> tensão ($P-V$) de um módulo (m-Si, 36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.....	34
Figura 2.20	Curvas $I-V$ geradas matematicamente e relativas a diferentes irradiâncias para um módulo de 36 células.....	35
Figura 2.21	Curvas $P-V$ geradas matematicamente e relativas a diferentes irradiâncias para um módulo de 36 células.....	35
Figura 2.22	Curvas $I-V$ de um módulo 36 células relativas a diferentes temperaturas e mesma irradiância.....	37
Figura 2.23	Curvas $P-V$ de um módulo 36 células relativas a diferentes temperaturas e mesma irradiância.....	37
Figura 2.24	Esquema de uma célula fotovoltaica destacando os principais elementos que dão origem à resistência série (Honsberg e Bowden, 2008).....	38
Figura 2.25	Efeito da variação da resistência série na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.....	39
Figura 2.26	Efeito da variação da resistência série na curva $P-V$ de um módulo de 36 células.....	39
Figura 2.27	Efeito da variação da resistência paralela na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.....	40
Figura 2.28	Efeito da variação da resistência paralela na curva $P-V$ de um módulo de 36 células.....	41
Figura 2.29	Efeito da variação do fator de idealidade na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.....	43
Figura 2.30	Efeito da variação do fator de idealidade na curva $P-V$ de um módulo de 36 células.....	44
Figura 3.1	Ilustração do método de translação por interpolação bilinear onde: curvas de 1 a 4 são as curvas de referência, curvas 5 e 6 são interpoladas com respeito a V_{OC} a partir das curvas 1 e 2 e 3 e 4, respectivamente e a curva 7 é a curva transladada, que é obtida por interpolação com respeito a I_{SC} a partir das curvas 5 e 6. (adaptado de Marion et al., 2004).....	51
Figura 3.2	Representação do método proposto para a determinação de R_S pela norma NBR – 12136.....	53

Figura 4.1	Curva $V-I$ de um módulo de 36 células destacando as regiões de extração dos parâmetros de entrada para a aplicação do método de Phang et al.....	56
Figura 4.2	Algoritmo utilizado no método proposto para a extração dos parâmetros fotovoltaicos de acordo com o modelo de dois diodos modificado.....	63
Figura 4.3	Exemplos do método iterativo para o cálculo de R_S relativos a curvas $I-V$ de um módulo: a) a-Si e b) CIS.....	64
Figura 4.4	Relação entre diferentes valores de m_R fixados e o desvio médio quadrático entre dois valores de corrente medidos e calculados, relativos as tensões de $0,8 V_M$ e $1,15V_M$ para curvas $I-V$ de um módulo de a) a-Si e b) CIS.....	65
Figura 4.5	Curva $I-V$ medida de um módulo a-Si na condição de $39,8^\circ\text{C}$ e 794 W/m^2 e curva gerada matematicamente de acordo com o modelo de dois diodos modificado.....	65
Figura 4.6	Curva $I-V$ medida de um módulo CIS na condição de $29,6^\circ\text{C}$ e 879 W/m^2 e curva gerada matematicamente de acordo com o modelo de dois diodos modificado.....	66
Figura 5.1	Curvas geradas analiticamente segundo o modelo de um diodo e metodologia proposta para a translação de curvas $I-V$ segundo o método geométrico.....	71
Figura 5.2	Curva analítica gerada para 700 W/m^2 de irradiância e 60°C de temperatura, segundo o modelo de um diodo e translação da mesma por meio de soma e de proporção da tensão para a condição padrão.....	71
Figura 5.3	Curvas geradas analiticamente segundo o modelo de um diodo e método de translação soma-proporção.....	73
Figura 6.1	Detalhes da estrutura metálica da câmara climatizada, bem como da base giratória na época da construção da mesma.....	76
Figura 6.2	Vista frontal da câmara climatizada para ensaio de módulos fotovoltaicos.....	77
Figura 6.3	Vista interna da câmara climatizada.....	78
Figura 6.4	Disposição dos sensores utilizados para a medida da temperatura e irradiância incidente na câmara climatizada.....	79
Figura 6.5	Detalhes do interior da câmara e do posicionamento dos sensores utilizados para as medidas do comportamento térmico da câmara climatizada, vista lateral.....	79

Figura 6.6	Regime de aquecimento e resfriamento de um módulo de silício amorfo e do interior da câmara climatizada sem a utilização das cortinas de ar....	81
Figura 6.7	Regime de aquecimento e resfriamento de um módulo de silício amorfo e do interior da câmara climatizada com a utilização das cortinas de ar....	81
Figura 6.8	Instrumentação utilizada para a medida de curvas $I-V$ junto ao CIEMAT.	83
Figura 6.9	Estrutura metálica utilizada para apoio dos módulos fotovoltaicos durante os ensaios realizados junto ao CIEMAT.....	84
Figura 6.10	Sistema para medida de curvas características de dispositivos fotovoltaicos, (Gasparin, 2008).....	85
Figura 6.11	Diagrama esquemático do sistema de aquisição de curvas $I-V$, (Gasparin, 2009).....	87
Figura 6.12	Tela de configuração do programa utilizado para aquisição de curvas $I-V$	88
Figura 6.13	Interface do programa gerenciador do sistema de aquisição de curvas $I-V$ (Gasparin, 2009).....	88
Figura 7.1	Pontos relativos à região de circuito aberto e ajuste linear por mínimos quadrados para um módulo de silício multicristalino ensaiado a temperatura de 30 °C.....	91
Figura 7.2	Pontos relativos à região de curto-circuito e ajuste linear por mínimos quadrados para um módulo de silício multicristalino ensaiado a temperatura de 30 °C.....	91
Figura 7.3	Pontos relativos à região de máxima potência e ajustes polinomiais de ordem 2 e 4 para um módulo de silício multicristalino na temperatura de 30 °C.....	92
Figura 7.4	Curvas $I-V$ medidas do módulo I-100/24 de tecnologia m-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	94
Figura 7.5	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo I-100/24.....	94
Figura 7.6	Curvas $I-V$ medidas do módulo HG50S de tecnologia m-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	95
Figura 7.7	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo HG50S.....	96
Figura 7.8	Curvas $I-V$ medidas do módulo KC50T de tecnologia mc-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	97

Figura 7.9	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo KC50T.....	97
Figura 7.10	Curvas $I-V$ medidas do módulo SPR-300-WHT-I de tecnologia m-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.	98
Figura 7.11	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo SPR-300-WHT-I.....	99
Figura 7.12	Curvas $I-V$ medidas do módulo HIP-200NHE1 de tecnologia HIT e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.	100
Figura 7.13	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo HIP-200NHE1.....	100
Figura 7.14	Curvas $I-V$ medidas do módulo FS-272 de tecnologia CdTe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	101
Figura 7.15	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo FS-272.....	102
Figura 7.16	Curvas $I-V$ medidas do módulo Eclipse 80-C de tecnologia CIS e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	103
Figura 7.17	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por 3 diferentes métodos para o módulo Eclipse 80-C..	103
Figura 7.18	Curvas $I-V$ medidas do módulo G-EA060 de tecnologia a-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	104
Figura 7.19	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo G-EA060...	105
Figura 7.20	Curvas $I-V$ medidas do módulo MST-43LV de tecnologia a-Si/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.	106
Figura 7.21	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo MST-43LV	106
Figura 7.22	Curvas $I-V$ medidas do módulo MST45MVHS de tecnologia a-Si/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três métodos.....	107
Figura 7.23	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo MST45MVHS.....	108

Figura 7.24	Curvas $I-V$ medidas do módulo US-32 de tecnologia a-Si/a-SiGe/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.....	109
Figura 7.25	Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo US-32.....	109
Figura 8.1	Ensaio da variação com a temperatura da tensão de circuito aberto para o módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.....	113
Figura 8.2	Ensaio da variação com a temperatura da tensão de curto-circuito para o módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.....	114
Figura 8.3	Ensaio da variação com a temperatura da máxima potência do módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.....	114
Figura 8.4	Valores individuais e valor médio de R_S determinados pelo método da norma NBR-12136 em função da porcentagem de tensão superior à de máxima potência para o módulo: a) SLK60P6 e b) Eclipse 80C.....	119
Figura 8.5	Diferença média quadrática entre as potências das curvas transladadas (com diferentes valores de R_S devido à porcentagem da tensão escolhida) e das curvas medidas na condição de translação para o módulo: a) SLK60P6 e b) Eclipse 80C.....	120
Figura 8.6	Curvas $I-V$ medidas para o módulo KC-50T utilizadas para testar o método de translação da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e um valor determinado analiticamente.....	122
Figura 8.7	Curvas $I-V$ do módulo KC50T transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.....	122
Figura 8.8	Curvas $I-V$ do módulo KC50T transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.....	123
Figura 8.9	Curvas $I-V$ medidas para o módulo FS-272 utilizadas para testar o método de translação da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e um valor determinado analiticamente.....	123

Figura 8.10	Curvas $I-V$ do módulo FS-272 transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.....	124
Figura 8.11	Curvas $I-V$ do módulo FS-272 transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado pelo método de Phang <i>et. al.</i> e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.....	124
Figura 8.12	Corte (entre V_{OC} e o ponto onde as curvas se interceptam) de duas curvas $I-V$ de mesma irradiância e diferentes temperaturas, para um módulo de (a) m-Si e (b) a-Si/a-SiGe.....	130
Figura 8.13	Variação do fator de módulo com a temperatura, obtida a partir de curvas $I-V$ medidas, para um módulo de (a) m-Si e (b) a-Si/a-SiGe.....	130
Figura 8.14	Curvas medidas do módulo HIP200NHE1 para teste de diferentes métodos de translação.....	132
Figura 8.15	Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação geométrico.....	132
Figura 8.16	Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação soma-proporção.....	133
Figura 8.17	Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação da norma ASTM.....	133
Figura 8.18	Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação da norma NBR.....	134
Figura 8.19	Curvas medidas do módulo MST45MVHS para teste de diferentes métodos de translação.....	134
Figura 8.20	Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação geométrico.....	135
Figura 8.21	Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação soma-proporção.....	135
Figura 8.22	Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação da norma ASTM.....	136

Figura 8.23	Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação da norma NBR.....	136
Figura 8.24	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo HIP200NHE1.....	137
Figura 8.25	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo HIP200NHE1.....	137
Figura 8.26	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST45MVHS.....	138
Figura 8.27	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST45MVHS.....	138
Figura 8.28	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo KC50T.....	138
Figura 8.29	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo KC50T.....	139
Figura 8.30	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo US32.....	139
Figura 8.31	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo US32.....	139
Figura 8.32	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo SLK60P6.....	140
Figura 8.33	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo SLK60P6.....	140

Figura 8.34	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo Eclipse 80-C.....	140
Figura 8.35	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo Eclipse 80-C.....	141
Figura 8.36	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo FS-272.....	141
Figura 8.37	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo FS-272.....	141
Figura 8.38	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo I-100/24.....	142
Figura 8.39	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro métodos) e uma curva de referência para o módulo I-100/24.....	142
Figura 8.40	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo WSG0001E075.....	142
Figura 8.41	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo WSG0001E075.....	143
Figura 8.42	Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST43-LV.....	143
Figura 8.43	Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST43-LV.....	143
Figura A1	Ampliação da região próxima à de curto-circuito para duas curvas em comparação onde se podem observar três regiões de análise nas quais são aplicadas regressões polinomiais de ordem 2 e então gerados pontos com um valor desejado de tensão.....	161

Figura A2	Curva medida a 720 W/m^2 e 25°C para um módulo (mc-Si) e pontos gerados por regressões polinomiais. Também é possível observar uma região ampliada da curva onde se verifica o ajuste de polinômio de segundo grau para os pontos medidos.....	161
Figura A3	Curva $I-V$ idêntica à da figura A2, porém com pontos gerados matematicamente por meio de ajustes lineares.....	162
Figura A4	Curva medida a 890 W/m^2 e 52°C e transladada para a condição de 720 W/m^2 e 25°C , curva medida na condição de translação e pontos gerados pelas regressões polinomiais.....	163
Figura A5	Curva $I-V$ teórica de um <i>array</i> parcialmente sombreado, pontos gerados matematicamente pela metodologia descrita e ajustes por polinômios de sexto e oitavo grau.....	165
Figura A6	Curvas de potência (transladada e de referência) e diferença entre as potências destas curvas.....	166

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1	Potência, localização e ano de entrada em operação das 10 maiores centrais fotovoltaicas do mundo (Pvresources, 2011).....	4
Tabela 2.1	Energia do <i>gap</i> para diferentes semicondutores na temperatura de 300K, (Makhniv et al., 1992 e Pierret, 1996).....	11
Tabela 2.2	Energia do <i>gap</i> para Si e GaAs com os valores das constantes <i>a</i> e <i>b</i> da Equação (2.13), (Lesnier, 1990).....	36
Tabela 3.1	Condição padrão para ensaio de uma curva <i>I-V</i>	45
Tabela 6.1	Constantes de tempo, para os regimes de aquecimento e resfriamento, determinadas com e sem o uso das cortinas de ar.....	82
Tabela 6.2	Temperatura do módulo e condições de medida para os regimes de aquecimento e resfriamento com e sem o uso da cortina de ar.....	82
Tabela 7.1	Módulos ensaiados.....	93
Tabela 7.2	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo I-100/24 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	95
Tabela 7.3	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo HG50S e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	96
Tabela 7.4	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo KC50T e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	98
Tabela 7.5	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo SPR-300-WHT-I e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	99
Tabela 7.6	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo HIP-200NHE1 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	101
Tabela 7.7	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo FS-272 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	102
Tabela 7.8	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo Eclipse 80-C e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	104
Tabela 7.9	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo G-EA060 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	105
Tabela 7.10	Condições de medida de três curvas <i>I-V</i> do módulo MST-43LV e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	107

Tabela 7.11	Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo MST45MVHS e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	108
Tabela 7.12	Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo US-32 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.....	110
Tabela 8.1	Coefficientes térmicos para os módulos ensaiados: dados medidos e fornecidos pelos fabricantes (quando disponíveis).....	113
Tabela 8.2	Dados relativos à translação segundo a norma NBR-12302 para o módulo KC50T utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos.....	125
Tabela 8.3	Dados relativos à translação segundo a norma NBR-12302 para o módulo FS-272 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos.....	125
Tabela 8.4	Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo SLK60P6 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos.....	126
Tabela 8.5	Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo HIP200NHE1 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos..	126
Tabela 8.6	Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo Eclipse 80C utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos.....	127
Tabela 8.7	Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo US32 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos.....	127
Tabela 8.8	Valores do fator de correção das curvas dos módulos ensaiados.....	129
Tabela 8.9	Intervalos de aplicação dos métodos de translação testados associados aos respectivos DMQ.....	146

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de Ar
a-Si	Silício amorfo
a-SiGe	Silício amorfo-germânio
ASTM	American Society for Testing and Materials
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio -Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
c-Si	Silício monocristalino
DMQ	Desvio Médio Quadrático
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
EVA	Etil Vinil Acetato
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IEC	International Electrotechnical Commission
IL-MC (T)	Semicondutores de tripla junção GaInP/GaAs/InGaAs
ITO	Indium Tin Oxide
Labsol	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
mc-Si	Silício multicristalino
MME	Ministério de Minas e Energia
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
SL (T)	Semicondutores de tripla junção GaInP/GaInAs/Ge
SMARTS	Simple Model of Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UNICAMP	Universidade estadual de Campinas
UR	Umidade Relativa do ar
USP	Universidade de São Paulo
VBA	Visual Basic for Applications

LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO		UNIDADE
a	Constante relativa à variação da energia do <i>gap</i> com a temperatura.....	[-]
a_1, a_2	Coefficientes para ajuste polinomial da máxima potência.....	[-]
A	Constante relativa à variação da corrente de saturação reversa com a temperatura.....	[-]
AM	Massa de ar.....	[-]
b	Constante relativa à variação da energia do <i>gap</i> com a temperatura.....	[-]
b_1, b_2	Coefficientes para ajuste polinomial da máxima potência.....	[-]
BCK	Quantidade de pontos repetidos em uma etapa da análise e na subsequente, utilizada para avaliar os métodos de translação.....	[-]
c_1, c_2	Coefficientes para ajuste polinomial da máxima potência.....	[-]
DMQ	Desvio médio quadrático.....	[%]
e	Carga do elétron.....	[C]
E	Energia.....	[eV]
$E_g(0)$	Energia do <i>gap</i> de referência.....	[eV]
$E_g(T)$	Energia do <i>gap</i> a uma dada temperatura.....	[eV]
FF	Fator de forma da curva <i>I-V</i>	[-]
FF ₀	Fator de forma da curva <i>I-V</i> para uma temperatura de 0°C.....	[-]
G	Irradiância global.....	[W/m ²]
G_1	Irradiância global medida na condição de ensaio da curva <i>I-V</i> a ser translada.....	[W/m ²]
G_2	Irradiância global relativa a condição de translação da curva <i>I-V</i>	[W/m ²]
I	Corrente elétrica.....	[A]
I_0	Corrente de saturação reversa.....	[A]
I_{02}	Corrente de saturação reversa calculada para a condição de translação.	[A]
I_{2GEO}	Corrente corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação geométrica.....	[A]
I_{2SP}	Corrente corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação soma-proporção.....	[A]
I_3, I_4, I_5	Correntes das curvas <i>I-V</i> utilizadas para a determinação do fator de correção da curva.....	[A]

I_D	Corrente de saturação reversa relativa ao fenômeno de difusão.....	[A]
I_{DD}	Corrente através do diodo representando o fenômeno de difusão.....	[A]
I_{Di}	Corrente através do diodo.....	[A]
I_{DR}	Corrente através do diodo representando o fenômeno de recombinação	[A]
I_{fg}	Corrente fotogerada.....	[A]
I_M	Corrente de máxima potência.....	[A]
$I_{M AN}$	Corrente de máxima potência obtida em uma curva transladada analiticamente.....	[A]
I_P	Corrente através da resistência paralela.....	[A]
$I_{QI TRY}$	Valor de corrente obtida por método iterativo e utilizada para calcular a corrente I_{QI}	[A]
I_R	Corrente de saturação reversa relativa ao fenômeno de recombinação...	[A]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito.....	[A]
I_{SC1}	Corrente de curto-circuito da curva $I-V$ a ser transladada.....	[A]
I_{SC2}	Corrente de curto-circuito da curva $I-V$ na condição de translação.....	[A]
$I_{M AN}$	Corrente de máxima potência obtida em uma curva transladada analiticamente.....	[V]
$I_{TR GEO}$	Corrente transladada por meio da Equação (5.3).....	[A]
K	Fator de correção da curva $I-V$	[V/°C.A]
k_B	Constante de Boltzmann.....	[J/K]
m	Fator de idealidade do diodo.....	[-]
m_R	Fator de idealidade do diodo ajustável ao fenômeno de recombinação..	[-]
N	Número de amostras.....	[-]
N_J	Número de junções de cada célula fotovoltaica em um módulo.....	[-]
N_P	Número de células em paralelo.....	[-]
N_S	Número de células em série.....	[-]
P	Ponto com tensão ligeiramente superior à de máxima potência da curva de maior irradiância utilizada para a determinação de R_S .(NBR-12136).....	[V,A]
P_M	Ponto de máxima potência.....	[W]
P_{MREF}	Máxima potência na curva de referência.....	[W]
P_{REFi}	i -ésimo valor de potência na curva de comparação.....	[W]
P_{TRi}	i -ésimo valor de potência na curva transladada.....	[W]

Q	Ponto com tensão ligeiramente superior à de máxima potência da curva de irradiância média utilizada para a determinação de R_S .(NBR-12136).....	[V,A]
R	Ponto com tensão ligeiramente superior à de máxima potência da curva de menor irradiância, utilizada para a determinação de R_S .(NBR-12136).....	[V,A]
R_p	Resistência paralela em uma célula.....	[Ω]
R_P	Resistência paralela em um módulo.....	[Ω]
R_{P0}	Inclinação da curva $V-I$ junto à região de curto-circuito.....	[Ω]
R_s	Resistência série em uma célula.....	[Ω]
R_S	Resistência série em um módulo.....	[Ω]
R_{S0}	Inclinação da curva $V-I$ junto à região de circuito aberto.....	[Ω]
R_{S1}, R_{S2}	Valores de resistência série determinados pelo método da norma	
R_{S3}	NBR-12136.....	[Ω]
STP	Quantidade de pontos que é tomada para cada região de análise na curva.....	[-]
T_C	Temperatura da célula.....	[$^{\circ}C$, K]
T_g	Temperatura do <i>gap</i>	[$^{\circ}C$, K]
T_1	Temperatura do módulo medida na condição a ser transladada.....	[$^{\circ}C$, K]
T_2	Temperatura do módulo na condição de translação.....	[$^{\circ}C$, K]
T_3, T_4, T_5	Temperaturas de medida para as três curvas $I-V$ utilizadas para determinar o fator de correção da curva.....	[V]
TGP	Número total de pontos gerados para a varredura da curva $I-V$	[-]
TUP	Número total de pontos disponíveis (compreendidos no primeiro quadrante) na curva $I-V$ para análise do método de translação.....	[-]
V	Tensão elétrica.....	[V]
V_1, I_1	Coordenadas dos pontos da curva característica medida.....	[V] [A]
V_2, I_2	Coordenadas dos pontos da curva característica transladada.....	[V] [A]
V_{2GEO}	Tensão corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação geométrica.....	[V]
V_{2SP}	Tensão corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação soma-proporção.....	[V]

V_3, V_4, V_5	Tensões das curvas $I-V$ utilizadas para a determinação do fator de correção da curva.....	[V]
V_M	Tensão de máxima potência.....	[V]
$V_{M AN}$	Tensão de máxima potência obtida em uma curva transladada analiticamente.....	[V]
$V_{M AUX}$	Tensão de máxima potência obtida da curva gerada com a corrente translada por soma e a tensão transladada por proporção.....	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto.....	[V]
V_{OC1}	Tensão de circuito aberto da curva $I-V$ a ser transladada.....	[V]
V_{OC2}	Tensão de circuito aberto da curva $I-V$ na condição de translação.....	[V]
$V_{OC AUX}$	Tensão de circuito aberto obtida por meio da corrente transladada pelo método de soma-proporção e os valores de tensão medidos.....	[V]
V_{P1}, I_{P1}	Coordenadas do ponto P_1 , utilizado na determinação de R_S pela norma NBR-12136.....	[V]
V_{Q1}, I_{Q1}	Coordenadas do ponto Q_1 , utilizado na determinação de R_S pela norma NBR-12136.....	[V]
V_{R1}, I_{R1}	Coordenadas do ponto R_1 , utilizado na determinação de R_S pela norma NBR-12136.....	[V]
$V_{Q1 TRY}$	Valor de tensão utilizado para encontrar V_{Q1} por método interativo.....	[V]
V_{Q2}, I_{Q2}	Coordenadas do ponto Q_2 , utilizado na determinação de R_S pela norma NBR-12136.....	[V]
V_{R2}, I_{R2}	Coordenadas do ponto R_2 , utilizado na determinação de R_S pela norma NBR-12136.....	[V]
V_T	Tensão térmica.....	[V]
V_{T2}	Tensão térmica calculada para a condição de translação.....	[V]
$V_{TR SP}$	Tensão translada por proporção na curva $I-V$	[V]

LETRAS GREGAS

UNIDADE

α	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura para um módulo.....	[A/°C]
α_C	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura para uma célula.....	[A/°C]

β	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura de um módulo.....	[V/°C]
β_C	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura para uma célula.....	[V/°C]
β_M	Coeficiente de variação da tensão de máxima potência com a temperatura de um módulo.....	[V/°C]
δ	Coeficiente de correção da tensão de circuito aberto com a irradiância..	[-]
ΔI	Diferença de corrente.....	[A]
ΔV	Diferença de tensão.....	[V]
$\chi, \varepsilon, \varphi,$ κ, μ	Coeficientes de ajuste para a representação da variação de FF com a temperatura.....	[°C ⁻¹]
γ	Coeficiente de variação da potência com a temperatura.....	[W/°C]
θ	Ângulo entre a direção dos raios de luz e o zênite.....	[°, rad]
τ	Constante de tempo.....	[s, min]

1. INTRODUÇÃO

Não há como negar que o ponto evolutivo em que o homem chegou deve-se muito a energia elétrica e a todos os benefícios que ela proporciona. Tentar imaginar como seria a vida hoje sem o conforto e a praticidade que a energia elétrica proporciona não é uma tarefa fácil. Em muitos casos a energia elétrica desempenha papel tão importante que a vida não seria possível sem ela. Ano após ano surgem inovações tecnológicas que melhoram a qualidade de vida ou que proporcionam novas formas de entretenimento e lazer e a imensa maioria delas está direta ou indiretamente ligada ao uso da energia elétrica.

No ano de 2003 o governo brasileiro instituiu o programa Luz para todos que pretendia levar energia elétrica a 10 milhões de pessoas do meio rural até dezembro de 2008. Desde então essa política pública coordenada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), operacionalizada pela Eletrobrás e executada pelas concessionárias estaduais e cooperativas de eletrificação rural, já beneficiou 8,4 milhões de pessoas.

O avanço do programa iluminou o mapa da exclusão elétrica no Brasil, sobretudo nas regiões mais pobres do País. Em 2003, as famílias sem acesso à energia eram majoritariamente de baixa renda e residiam nas localidades de menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Cerca de 90% dessas famílias tinham renda inferior a três salários-mínimos e 80% delas viviam no meio rural. (Portal do Governo Brasileiro, 2008).

Por outro lado, de acordo com o Conselho Mundial de Energia, atualmente cerca de um terço da população mundial, o equivalente a dois bilhões de pessoas, ainda não tem acesso à energia elétrica. Metade deste total está localizada no continente africano. Além disso, o consumo de energia é desuniforme no mundo. Como exemplo, cita-se os Estados Unidos da América cuja população consome em média de 15 a 20 vezes mais energia elétrica que os indianos (Folha de São Paulo, 2006).

Um fato de grande relevância é que o consumo de energia mundial continua aumentando, o que força o mundo a converter cada vez mais energia das mais diferentes formas, mas ainda muito fortemente das formas convencionais, como por exemplo, dos combustíveis fósseis e energia nuclear.

Nos últimos anos o mundo inteiro tem despertado interesse na questão da poluição e aquecimento global provocado pelo uso excessivo dos combustíveis fósseis. As usinas termelétricas, por exemplo, apresentam um grave problema para o meio ambiente, pois atuam como fonte primária de mercúrio na atmosfera. O material particulado proveniente do carvão, que contém mercúrio, é jogado na atmosfera e retorna a terra por gravidade contaminando a

vida terrestre. Além disso, existe o problema da emissão de gases poluentes e causadores do efeito estufa que já não representa mais uma ameaça, mas sim uma realidade.

Por muitos anos a sociedade se desenvolveu baseada no petróleo e seus derivados, mas esses dias começam a mudar visto o grande impacto ambiental ao qual esta sociedade se submeteu. Muito embora as grandes empresas petrolíferas ainda anunciem descobertas de grandes bacias, o que faz com que o fim do petróleo pareça estar longe, a sociedade já se deu conta de que precisa rever seus conceitos quanto à geração de energia oriunda de resíduos fósseis, pois já vem colhendo amargamente os frutos desta antiga prática. Além disso, muito provavelmente em breve, embora ainda existentes, as fontes de petróleo serão tão custosas na questão da extração que não serão mais economicamente viáveis.

Neste contexto as fontes de energia renováveis ganham cada vez mais espaço, tanto na pesquisa quanto na aplicação. As usinas hidroelétricas, que são de longe a maior fonte geradora de energia elétrica no Brasil, apresentam o grande problema referente aos impactos ambientais inerentes à sua instalação. Mesmo com o advento das pequenas centrais hidrelétricas, o impacto ambiental e mesmo social causado nas localidades próximas a essas usinas é inevitável. É fato que o Brasil possui um potencial fantástico para a produção de energia elétrica a partir dos recursos hídricos, mas é importante repensar todas as mudanças no ecossistema causadas pelo intenso uso desse recurso. Além disso, em épocas de estiagem as hidrelétricas podem não ser suficientes para suprir a demanda de certas regiões, quando então são acionadas usinas termoeletricas principalmente a base de carvão.

Dentre as chamadas fontes não convencionais de energia, a energia solar fotovoltaica tem ganhado um espaço cada vez maior em todo o mundo nos últimos anos. A indústria de células fotovoltaicas vem experimentando um crescimento anual muito forte ao longo dos últimos anos, expandindo-se também para sistemas isolados, mas principalmente para sistemas conectados à rede elétrica. Para se ter uma idéia, no ano de 2000 a potência instalada fotovoltaica no mundo era de cerca de 1400 MW. Ao final de 2009 a potência instalada chegou próxima da casa dos 23000 MW. Do total de potência fotovoltaica instalada no mundo, a grande maioria se encontra concentrada na Europa (cerca de 70%) onde a Alemanha, com mais de 9700 MW representa o país com a maior potência instalada, (EPIA, 2010a).

Apenas no ano de 2004, houve um aumento de aproximadamente 100% na potência fotovoltaica instalada na Alemanha, que ao final de 2005 estava em aproximadamente 1,5 GW conectados à rede elétrica pública. O mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra, pela operadora de rede, de toda a eletricidade gerada pelas fontes renováveis. Por esta

energia é pago ao produtor uma tarifa-prêmio por kWh gerado. Essa tarifa-prêmio é relativamente superior ao preço do kWh convencional e é distinta para cada tecnologia.

Na Espanha o Plano de Incentivos das Energias Renováveis (PIER) estabeleceu como objetivo instalar 400 MW de sistemas fotovoltaicos para o ano 2012. O primeiro estímulo para a instalação de sistemas fotovoltaicos na Espanha foi realizado através da promulgação do Real Decreto RD 2818, no ano de 1998, que propiciou um crescimento discreto do setor fotovoltaico estimulando a instalação de sistemas com potência menor ou igual a 5 kW. Seguidamente, no ano de 2004, foi decretado o RD 436 que permitiu um benefício na tarifa de venda de energia para as instalações de até 100 kW, com esta modificação o número de instalações experimentou um importante crescimento. Finalmente com o RD 661/2007, que entre seus incentivos estipula um valor de 0,44 €/ kWh para instalações em edificações para potências menores de 20 kW, conseguiu-se cumprir com folga os objetivos que foram planejados no PIER. Devido a este cenário propício ao fomento da energia solar fotovoltaica na Espanha, o potencial acumulado instalado no país cresceu de pouco mais de 700 MW no ano de 2007 para mais de 3300 MW ao final de 2008.

Para ressaltar a importância que a energia solar fotovoltaica tem ganhado nos últimos anos a Figura 1.1 apresenta a potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo entre os anos de 2000 e 2009 e a Figura 1.2 apresenta a potência instalada anualmente para o mesmo período.

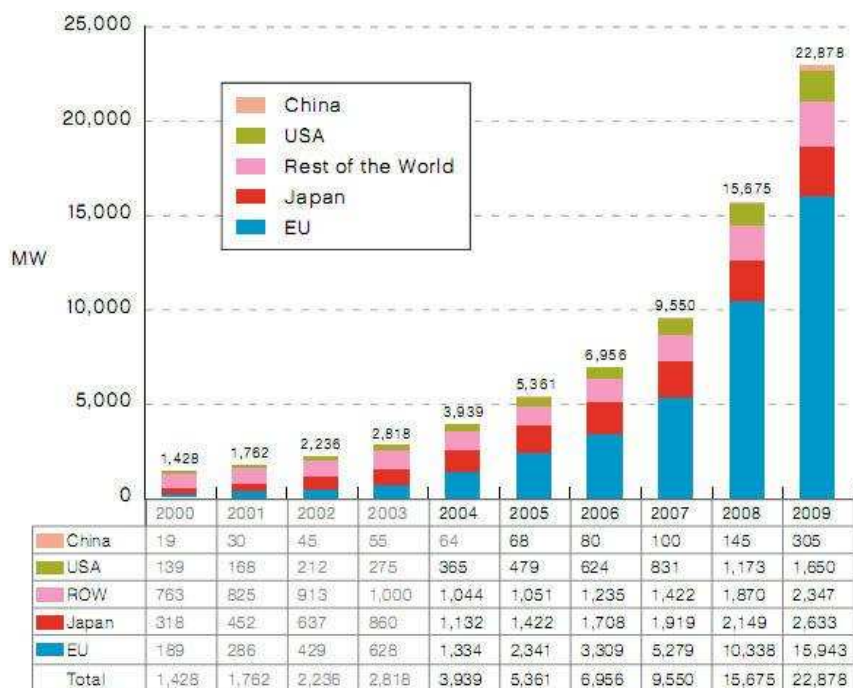


Figura 1.1 – Potência fotovoltaica instalada acumulada no mundo entre os anos de 2000 e 2009 (EPIA, 2010a).

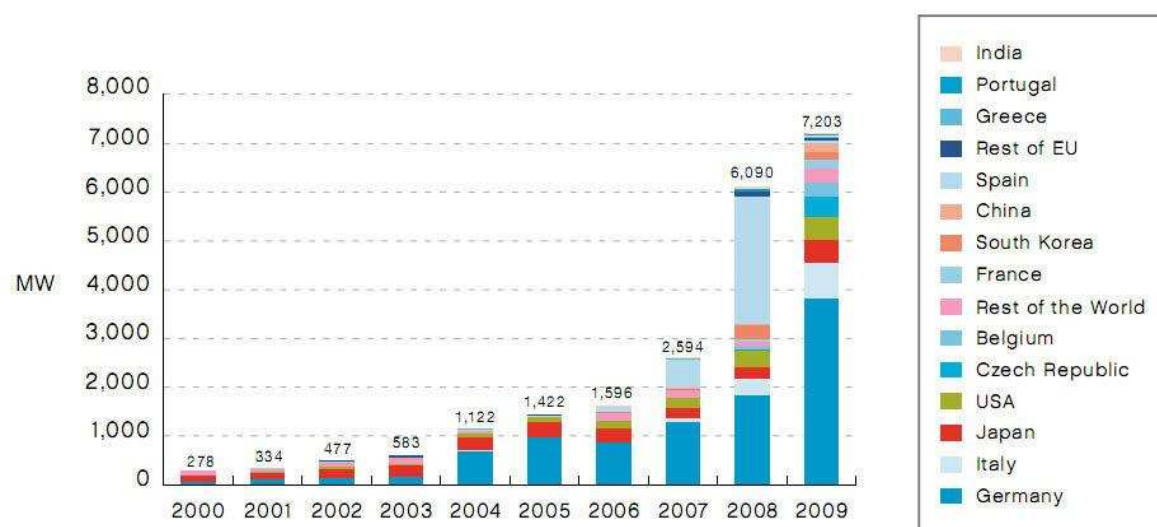


Figura 1.2 – Potência fotovoltaica instalada a cada anualmente no mundo entre os anos de 2000 e 2009 (EPIA, 2010a).

A tendência mundial para a energia solar fotovoltaica é a aplicação em grandes centrais, visto que, principalmente em países com incentivos governamentais esta prática passou a ser economicamente vantajosa. Atualmente as dez maiores centrais fotovoltaicas no mundo são as apresentadas pela Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Potência, localização e ano de entrada em operação das 10 maiores centrais fotovoltaicas do mundo (Pvresources, 2011).

Potência instalada	País	Localização	Em operação desde
97 MW	Canadá	Sarnia	2009
84,2 MW	Itália	Montalto di Castro	2009
80,7 MW	Alemanha	Finsterwalde	2009
70 MW	Itália	Rovigo	2010
60 MW	Espanha	Olmedilla	2008
54 MW	Alemanha	Straßkirchen	2009
53 MW	Alemanha	Turnow-Preilack	2009
50 MW	Espanha	Puertollano	2008
48 MW	Estados Unidos	Boulder City	2010
46 MW	Portugal	Moura	2008

De acordo com a European Photovoltaic Industry Association (EPIA) 12% da demanda de energia da Europa pode ser suprida pela energia solar fotovoltaica até o ano de 2020. Dentre três diferentes cenários analisados, dois apontam uma participação da energia solar fotovoltaica entre 4% e 6% para o ano de 2020, entretanto a casa dos 12% é uma meta possível de ser alcançada, dependendo das políticas de incentivo que possam vir a serem aplicadas. Ainda de acordo com a EPIA, o custo do kWh gerado pela energia fotovoltaica pode ser competitivo com outras fontes de energia em até 76% da Europa até o ano de 2020. Estima-se um custo de dez centavos de Euro para o kWh gerado pela energia fotovoltaica para uso industrial e um custo de quinze centavos para uso residencial, (EPIA, 2010b).

No Brasil a energia fotovoltaica ainda está longe dos patamares europeus, mas seu futuro é promissor. O Brasil possui um potencial solar maior do que qualquer país europeu e já conta com alguns centros de pesquisa e desenvolvimento desta tecnologia como o Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (PUCRS), o Laboratório de Pesquisas Fotovoltaicas (Unicamp) e o Laboratório de Microeletrônica (USP). Existem diversos centros de pesquisa em energia solar fotovoltaica no Brasil, visando aprimorar o conhecimento dos processos que envolvem a utilização desta tecnologia para a geração de energia elétrica, desenvolvimento de tecnologia e formação de profissionais qualificados. Atualmente um forte empecilho para a disseminação da energia solar fotovoltaica no Brasil é o alto custo do kWh gerado, o que dificulta a competitividade em relação a outras fontes de energia. Entretanto o preço dos módulos vem caindo nos últimos anos, principalmente devido à participação da China na produção de células e módulos e devido à inserção da tecnologia de filmes finos no mercado mundial, onde se destaca o telureto de cádmio.

No cenário mundial atual e tendo em vista qualquer previsão para o futuro no mundo, fica claro que a caracterização de módulos fotovoltaicos de forma eficaz e confiável é de suma importância na implementação de novas instalações e averiguação do desempenho das instalações já existentes. Tanto ensaios mecânicos quanto elétricos são muito importantes para prever o comportamento do gerador fotovoltaico sob diferentes condições de operação. Desta forma programas de simulação podem ser capazes de reproduzir a realidade de sistemas fotovoltaicos de forma fiel, ou mesmo analisar a viabilidade de instalação destes em localidades e condições quaisquer.

Para a análise do desempenho elétrico de um módulo fotovoltaico é imprescindível a determinação da curva ($I-V$) de corrente e tensão denominada curva característica. Através desta curva é possível obter importantes informações sobre as características elétricas do gerador fotovoltaico como a corrente de curto circuito (I_{SC}), a tensão de circuito aberto (V_{OC})

e o ponto de máxima potência (P_M). A determinação desta curva, segundo a norma NBR12136 (ABNT, 1991a), deve ser realizada dentro de condições específicas de temperatura e irradiância incidente denominada condição padrão de ensaio ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $AM = 1,5$ e $T_C = 25 \text{ }^\circ\text{C}$). Se a curva for determinada fora da condição padrão, que muitas vezes é difícil de ser obtida, a mesma precisa ser corrigida. Para esta correção ou translação, é necessária a determinação dos coeficientes térmicos (α) e (β) que correspondem à variação da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto com a temperatura, respectivamente.

É possível encontrar na literatura diversos métodos de correção de curvas $I-V$. Alguns propõem a translação ponto a ponto dos valores medidos, tais quais Bleasser, (1995) e Anderson, (1995) enquanto outros métodos propõem a translação por meio analítico considerando o comportamento interno dos geradores fotovoltaicos, como por exemplo, van Overstraeten *et. al.* (1986). As normas técnicas também estabelecem seus métodos de translação para curvas $I-V$ de dispositivos fotovoltaicos. Entre as diferentes normas existentes citam-se a norma americana ASTM E 1036-08, (ASTM, 2008), a norma internacional IEC-891, (IEC, 1987) e a norma brasileira NBR-12302 (ABNT, 1991b).

Outro fator importante na caracterização de um módulo é a representação matemática de sua curva característica. Esta representação é feita de acordo com modelos que possuem parâmetros a serem determinados experimentalmente. Dentre estes parâmetros fotovoltaicos citam-se a resistência série (R_S), resistência paralela (R_P), fator de idealidade do diodo (m), e a corrente de saturação reversa do diodo (I_0).

A determinação dos tais parâmetros fotovoltaicos pode ser feita a partir de curvas características obtidas de ensaios com ou sem iluminação. Algumas metodologias para determinação de parâmetros fotovoltaicos através de ensaios sem iluminação podem ser obtidas em Mártil e Gonzáles Dias (1992), Kaminski *et al.* (1997) e Bühler (2007). Algumas metodologias para determinação de parâmetros fotovoltaicos através de ensaios com curvas características obtidas com iluminação natural ou simulada podem ser encontrados em Araujo *et al.* (1982), Phang *et al* (1984) e Krenzinger, (1994).

Esta Tese apresenta uma proposta de metodologia para a obtenção das características elétricas de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. É apresentado um estudo completo, desde a técnica de aquisição da curva $I-V$, determinação dos parâmetros matemáticos que a descrevem, determinação dos coeficientes térmicos do módulo e translação da curva para diferentes condições de temperatura e irradiância. Além disto, é realizado um estudo dos métodos de translação propostos pelas principais normas técnicas.

1.1 OBJETIVOS DA TESE

O objetivo geral desta Tese é propor uma metodologia completa para a obtenção das características elétricas de dispositivos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. Os objetivos específicos desta Tese são sucintamente descritos a seguir.

- ✓ Construir uma câmara com condicionamento interno do ar e sob uma base giratória para ensaios de módulos fotovoltaicos.
- ✓ Avaliar a utilização desta câmara, levando em conta a capacidade de manter a temperatura interna controlada (levando em conta a temperatura ambiente e irradiância incidente).
- ✓ Propor uma metodologia de ensaio para módulos na condição padrão e em outra qualquer utilizando a câmara climatizada
- ✓ Realizar um estudo da influência da medida da irradiância incidente por meio de uma célula de referência de silício monocristalino na caracterização de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias (incluindo filmes finos).
- ✓ Estudar diferentes métodos de extração de parâmetros fotovoltaicos referentes aos modelos de um e dois diodos.
- ✓ Verificar o grau de confiabilidade destes métodos na representação matemática de curvas $I-V$ de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias.
- ✓ Adotar um método de extração de parâmetros que represente de forma fiel a curva $I-V$ independente da tecnologia da qual o dispositivo fotovoltaico for constituído.
- ✓ Apresentar uma metodologia para a determinação dos coeficientes térmicos de dispositivos fotovoltaicos a partir de ensaios com iluminação natural e com a utilização da câmara climatizada.
- ✓ Realizar um estudo de diferentes metodologias de translação de curvas $I-V$ incluindo as propostas pelas normas técnicas, americana e brasileira.
- ✓ Avaliar a possibilidade da utilização de um valor de resistência série determinado por método analítico na translação de acordo com a norma brasileira.
- ✓ Avaliar o grau de precisão envolvido em cada uma das metodologias de translação estudadas por meio de curvas $I-V$ medidas em diferentes condições de temperatura e irradiância para módulos de diferentes tecnologias. Para tanto, desenvolver um método matemático que permita uma comparação quantitativa entre duas ou mais curvas $I-V$.

- ✓ Adotar um método de translação de curvas $I-V$ que forneça resultados satisfatórios independente da tecnologia fotovoltaica e que seja de fácil aplicação.

1.2 ESCOPO DA TESE

A fim de apresentar adequadamente o desenvolvimento realizado, a presente Tese foi subdividida em nove capítulos descritos a seguir:

No capítulo 1 é apresentada uma breve visão do cenário atual da energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil e, desta forma, ressaltada a importância da caracterização das propriedades elétricas de módulos fotovoltaicos. São também apresentados os objetivos da Tese.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão sobre o mecanismo de funcionamento de uma célula fotovoltaica bem como dos circuitos elétricos equivalentes e da influência dos parâmetros fotovoltaicos na curva $I-V$ de um módulo.

No capítulo 3 é apresentada uma revisão sobre as metodologias estabelecidas pelas normas técnicas para a caracterização das propriedades elétricas de dispositivos fotovoltaicos.

No capítulo 4 é realizada uma revisão sobre alguns métodos de extração de parâmetros fotovoltaicos existentes. Tais parâmetros estão presentes nas equações que descrevem o comportamento da curva $I-V$.

No capítulo 5 é realizada uma revisão sobre alguns métodos de translação de curvas $I-V$ em função da irradiância e temperatura.

No capítulo 6 é apresentada a metodologia proposta por esta Tese para a determinação da curva $I-V$ por meio de ensaios com iluminação natural.

No capítulo 7 é realizado um estudo da aplicação de diferentes métodos de extração de parâmetros em curvas medidas de módulos de diferentes tecnologias e é apresentada a técnica adotada para o pós-processamento das curvas $I-V$.

No capítulo 8 é realizado um estudo da aplicação de diferentes métodos de translação de curvas $I-V$ utilizando curvas medidas em diferentes condições de temperatura e irradiância para módulos de distintas tecnologias.

No capítulo 9 são apresentadas as conclusões e considerações finais.

2. GERADORES FOTOVOLTAICOS

A seguir são apresentados os conceitos básicos envolvendo a conversão de energia solar em elétrica por meio do efeito fotovoltaico. São apresentados alguns modelos matemáticos existentes para células e módulos, diferentes tecnologias existentes hoje no mercado e um breve histórico da energia solar fotovoltaica.

2.1 HISTÓRICO

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839 em células eletrolíticas. No ano de 1877 Charless Fritts construiu a primeira célula fotovoltaica de semicondutor, ao cobrir o selênio com uma camada muito fina de ouro. Estes dispositivos, entretanto, apresentaram uma eficiência muito baixa, inferior a 1%.

No início do século XX, foram descobertas as propriedades do óxido de cobre, onde se observou o fenômeno da conversão direta da energia solar em energia elétrica. No ano de 1914, pela primeira vez, o efeito fotovoltaico foi relacionado com uma barreira de potencial elétrico. Em 1918 o cientista polonês Czochralski desenvolveu um processo de crescimento de cristais de silício a partir de um único cristal. A partir daí, em 1950 desenvolve-se o método Czochralski para obtenção de silício com elevado grau de pureza, sob a forma de lingote monocristalino, para fins industriais.

Em 1954, no Bell Laboratories, foi fabricada uma célula de silício com uma eficiência da ordem de 6% e um ano depois a companhia americana Western Electric começou a comercializá-las. Ainda no ano de 1954 o efeito fotovoltaico é descoberto no arseneto de gálio (GaAs) e em cristais de sulfeto de cádmio. Com o programa espacial americano, as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tiveram um grande avanço e a partir de 1958 muitos satélites lançados ao espaço já possuíam módulos fotovoltaicos para seu suprimento de energia elétrica. No ano de 1960, com melhorias no processo de fabricação e desenvolvimento da teoria de operação do dispositivo a Hoffman Electronics já era capaz de construir células com uma eficiência de 14%.

As primeiras células de silício multicristalino começam a ser fabricadas a partir de 1959 e a partir do ano de 1976 as primeiras células de silício amorfo por Carlson e Wronski (Carlson e Wronski, 1976).

No final dos 80 foi atingida uma eficiência superior a 20% para células de silício e de arseneto de gálio. Por outro lado, segundo alguns pesquisadores, otimizando uma energia de

gap igual a 1,5 eV o máximo de eficiência para uma célula de monojunção seria de 24% (Spitzer, 1991). Desta forma, buscando atingir eficiências de conversão superiores, as células de multijunção tiveram um grande progresso a partir dos anos 90. O termo multijunção é utilizado, pois estas células são formadas por duas ou mais subcélulas de materiais diferentes de forma que cada uma atua numa região diferente do espectro solar.

Em Dezembro de 2006 o Departamento de Energias Renováveis dos Estados Unidos anunciou ter obtido uma eficiência de 40,7% para células multijunção com concentração, sendo então o recorde em eficiência de conversão fotovoltaica. Atualmente o recorde de eficiência pertence a uma célula de tecnologia GaInP/GaInAs/Ge, que sob um fator de concentração de irradiância de 364 vezes possui uma eficiência de 41,6% medida com relação ao espectro padrão ASTM G173-03. Mais informações sobre esta célula podem ser encontradas em King *et al.* (2009).

2.2. EFEITO FOTOVOLTAICO

A base do funcionamento de um dispositivo fotovoltaico é o chamado efeito fotovoltaico. Este efeito consiste no surgimento de uma diferença de potencial entre dois materiais semicondutores de propriedades elétricas diferentes devido à incidência de luz na região de junção entre os mesmos. A grande maioria dos dispositivos que fazem uso do efeito fotovoltaico é constituída de silício nas suas diferentes formas, principalmente na forma de silício multicristalino. Dessa forma o efeito fotovoltaico será explicado para o silício como exemplo, uma vez que nos outros materiais semicondutores o funcionamento é muito semelhante.

Um átomo de silício possui quatro elétrons na última camada eletrônica, sendo, portanto, um átomo tetravalente. Quando os átomos de silício se ligam uns aos outros em redes cristalinas, todos os elétrons de valência são usados em ligações do tipo covalente, não restando, a princípio, elétrons responsáveis pela condução eletrônica. Entretanto, um material semicondutor só seria um isolante perfeito na temperatura de 0 K, pois em temperaturas acima desta alguns elétrons absorvem energia térmica e se libertam da estrutura cristalina, passando para a banda de condução como elétrons livres. Nota-se que cada elétron libertado da estrutura cristalina deixa um átomo com uma carga positiva em excesso, que pode ser interpretado como uma carga positiva, também responsável pela condução elétrica. Estas ligações incompletas são chamadas de lacunas. A energia necessária para que um elétron salte da banda de valência para a de condução é denominada energia do *gap*. Esta diferença de

energia entre a banda de valência e a de condução é determinante para que um material tenha propriedades elétricas de condutor, semicondutor ou isolante elétrico. A Figura 2.1 mostra uma representação de um condutor, semicondutor e isolante com suas bandas de valência e condução e a Tabela 2.1 apresenta as energias do *gap* de alguns materiais semicondutores para temperatura ambiente.

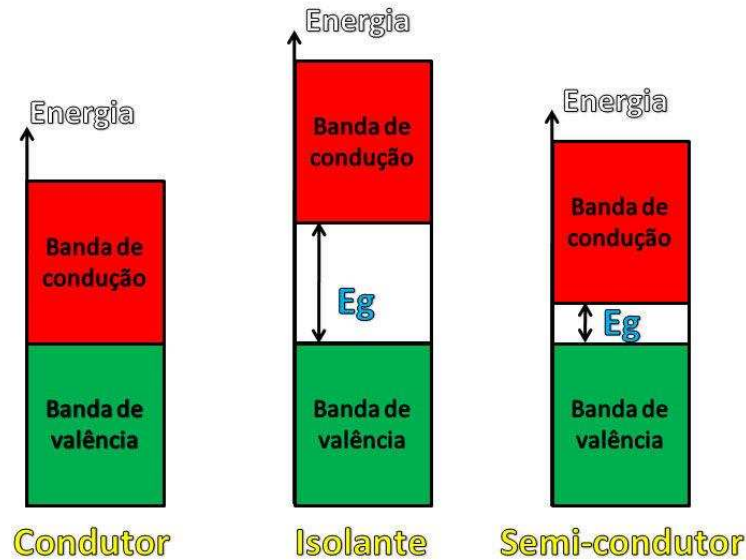


Figura 2.1 - Representação dos níveis de energia em um condutor, semicondutor e isolante elétrico.

Tabela 2.1 - Energia do *gap* para diferentes semicondutores na temperatura de 300 K, (Makhniy *et al.*, 2005 e Pierret, 1996).

<i>Semicondutor</i>	<i>Energia do gap (eV)</i>
Silício (Si)	1,12
Germânio (Ge)	0,66
Telureto de cádmio (CdTe)	1,50
Sulfeto de cádmio (CdS)	2,53
Arseneto de gálio (GaAs)	1,42

A condutividade adquirida devido à temperatura é, no entanto, muito pequena, podendo ser drasticamente aumentada por um processo conhecido como dopagem. A dopagem consiste na adição controlada de átomos de elementos com mais ou com menos de quatro elétrons na banda de valência. Como exemplo, se uma amostra de silício for contaminada com átomos de boro, que possuem três elétrons na banda de valência, existirá

um elétron a menos na estrutura cristalina para cada átomo de boro acrescentado. Interpretando de outra forma, tal contaminação faria surgir uma carga positiva em excesso para cada átomo de boro. A região na qual seria feita essa inserção de átomos de boro é chamada de região P. Se, por outro lado, fossem acrescentados átomos de um material pentavalente, tal qual o fósforo, ter-se-ia um elétron a mais na estrutura cristalina para cada átomo inserido. A região na qual seriam acrescentados tais átomos com mais de quatro elétrons na banda de valência passa a ser chamada de região N.

Se uma amostra de silício puro for dopada de um lado com átomos pentavalentes e do outro com átomos trivalentes tem-se então o que é chamado de junção PN. Como de um lado da junção existe um excesso de elétrons e do outro um excesso de lacunas, ocorre uma migração de elétrons do lado N para o lado P e uma migração de lacunas no lado P para o lado N. Esta migração de cargas elétricas gera um campo elétrico que vai aumentando à medida que mais cargas se deslocam para o lado contrário da junção até que o valor desse campo se torne suficientemente forte para contrabalançar a força de atração elétrica que era responsável pela migração das cargas. A região na qual ocorre o acúmulo de íons positivos não neutralizados do lado P e íons negativos não neutralizados do lado N é chamada de região de depleção. A Figura 2.2 ilustra uma junção PN, a variação do campo elétrico ao longo da mesma e a região de acúmulo de cargas elétricas migradas do lado P para o lado N e lado N para o lado P. Tal como apresentado na Figura 2.2, o processo de dopagem normalmente não é simétrico em relação à concentração de átomos com mais e com menos de quatro elétrons na última camada.

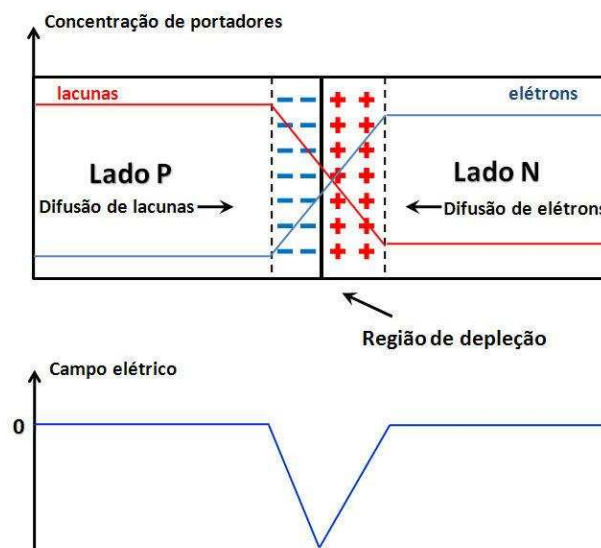


Figura 2.2 - Representação de uma junção PN e variação do campo elétrico ao longo da mesma.

Devido ao campo elétrico gerado na região de depleção, não há diferença de potencial entre as superfícies do lado P e do lado N. Entretanto se a junção for exposta à luz (fótons com energia maior do que o *gap*) ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se estes pares elétron-lacuna forem gerados em uma região onde o campo elétrico não é nulo, eles serão acelerados, dando origem a uma corrente através da junção e por sua vez a uma diferença de potencial entre as superfícies das regiões P e N. Este fenômeno é chamado de efeito fotovoltaico. Se as superfícies das regiões P e N forem interconectadas com um condutor, uma corrente elétrica circulará, perdurando enquanto a junção permanecer iluminada.

2.3. CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas são os dispositivos conversores de energia radiante em energia elétrica que funcionam segundo o efeito fotovoltaico. Na sua grande maioria, as células usadas em aplicações comerciais podem ser encaradas como diodos de junção PN de grande área. As células fotovoltaicas podem ser divididas quanto à estrutura de ligação dos átomos dos quais são constituídas. Desta forma a estrutura atômica pode ser do tipo cristalina ou do tipo amorfa. A estrutura cristalina pode ser ainda monocristalina, multicristalina ou microcristalina.

Quanto ao material utilizado para a fabricação das células, este pode ser composto por ligas, como telureto de cádmio e arseneto de gálio entre outros ou por apenas um elemento como o silício, germânio ou selênio. Na parte frontal das células é acrescentada uma camada de um material, geralmente TiO_2 ou SiO_2 , a fim de minimizar as perdas por reflexão. Apesar de crescente a produção de células de filmes finos, bem como de multi-camadas, o silício nas suas diferentes formas ainda representa mais de 90% de toda a tecnologia fotovoltaica produzida anualmente.

Os terminais das células consistem em metalizações em ambas as faces da célula. Para obter um bom dreno na corrente gerada, os contactos metálicos ocupam toda a área da face não exposta à luz e formam uma grade na face que recebe a radiação solar. Em células convencionais de silício cristalino, tanto o desenho da grade frontal, quanto à metalização na parte posterior da célula são comumente impressos por um processo de serigrafia, que envolve diversas etapas. A pasta utilizada na serigrafia para a formação do contato posterior é uma mistura de diversos compostos orgânicos e metais em pó. Estes metais são geralmente alumínio e prata, ou uma combinação de ambos. Para a formação do contato frontal, uma vez

que a célula tenha o emissor do tipo N, a pasta não pode conter alumínio, já que este é um dopante do tipo P. A Figura 2.3 apresenta uma representação de uma célula de silício típica.

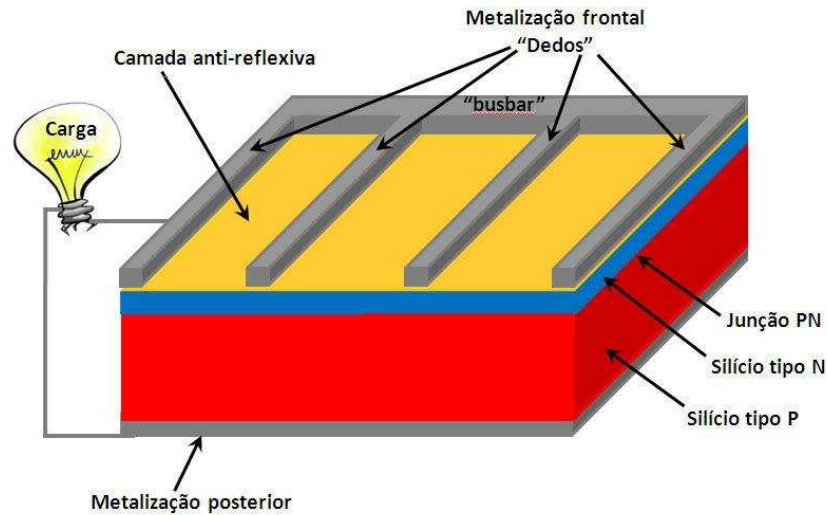


Figura 2.3 - Representação de uma célula fotovoltaica de silício.

Normalmente a camada de Silício tipo N tem uma espessura compreendida entre valores da ordem de $0,3 \mu\text{m}$ até $1 \mu\text{m}$ enquanto a camada de silício tipo P apresenta uma espessura entre $200 \mu\text{m}$ e $500 \mu\text{m}$. No caso dos filmes finos a espessura total da célula é bem inferior do que no caso do silício. A Figura 2.4 apresenta a estrutura de composição de uma célula de telureto de cádmio e de disseleneto de cobre, índio e gálio onde se podem observar as espessuras associadas a cada camada.

Existe ainda uma classificação comumente utilizada que consiste em três gerações distintas de tecnologias fotovoltaicas, as quais são:

Células de primeira geração: Consistem em células com uma camada única e de grande superfície, normalmente feitas de silício mono ou multicristalino. Foram as primeiras tecnologias a serem desenvolvidas e ainda representam hoje cerca de 90% do que é produzido anualmente em termos de células fotovoltaicas.

Células de segunda geração: Consiste em células de filmes finos como, por exemplo, o silício amorfo ou o telureto de cádmio. Apresentam eficiências inferiores ao silício na forma cristalina, mas em contrapartida seu preço também é menor. Isto se deve a uma menor quantidade de material necessária para a fabricação dos filmes finos tendo em vista espessuras da ordem de 100 vezes menores do que células de silício cristalino.

Células de terceira geração: Consiste em uma tecnologia bastante diferente da primeira e segunda gerações uma vez que não dispõem de uma junção PN. Para aplicações de uso espacial, compostos com carbono na forma de nano tubos então sendo estudados e existe uma perspectiva de eficiência de até 45% para um espectro solar equivalente a AM0. Para aplicações terrestres, essa tecnologia inclui células foto eletroquímicas, células orgânicas e células de nano cristais.

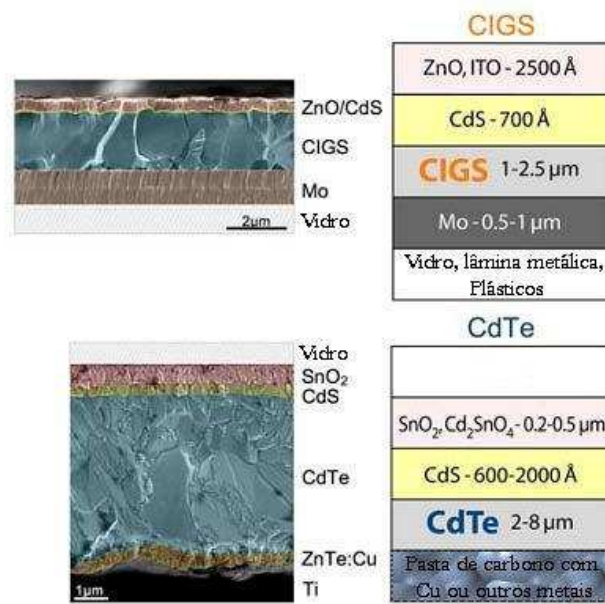


Figura 2.4 – Estrutura de uma célula de disseleneto de cobre, índio e gálio e estrutura de uma célula de telureto de cádmio, (Noufi e Zweibel, 2006).

2.4 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

São sucintamente descritas a seguir as principais tecnologias de células fotovoltaicas existentes hoje no mercado.

2.4.1 SILÍCIO MONOCRISTALINO (c-Si)

O silício monocristalino é basicamente o mesmo material utilizado na fabricação de diodos de junção e circuitos integrados usados na microeletrônica. O silício utilizado para a fabricação das células é normalmente obtido a partir de um processo denominado “processo Czochralski”. Segundo este processo o silício com alto grau de pureza, superior a 99,9999%, é fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro. Com

um fragmento de cristal imerso no silício fundido, devidamente orientado e sob um rígido controle de temperatura, vai-se extraíndo do material fundido um lingote de um único cristal. Este lingote resultante do cristal “crescido” é então usinado e posteriormente fatiado em lâminas muito finas (*wafers*). Entre a usinagem, serrilhamento para obtenção dos *wafers*, dentre outros processos que se fazem necessário desde a fabricação do cristal até a obtenção da célula fotovoltaica, existe uma grande perda de material, da ordem de 50%. Estas perdas de material ao longo do processo de fabricação constituem um importante fator de encarecimento do produto. É comum encontrar uma eficiência na faixa de 12 a 16% em módulos comerciais para esta tecnologia de célula fotovoltaica. Existem células já disponíveis no mercado baseadas em silício monocristalino, mas com características especiais, como contatos enterrados, que apresentam eficiências superiores a casa dos 20% atualmente. No ano de 2010 foi anunciado pela empresa SunPower a criação de uma célula fotovoltaica para produção em larga escala com uma eficiência de 24,2%, eficiência esta comprovada pelo órgão americano NREL. O módulo fotovoltaico de maior eficiência disponível no mercado atualmente é o de modelo SPR-315E-WHT-D, fabricado pela empresa SunPower com 19,3% de eficiência (SunPower Corporation, 2010). A Figura 2.5 apresenta uma célula de silício monocristalino.



Figura 2.5 – Célula de silício monocristalino (Honsberg e Bowden, 2010).

2.4.2 SILÍCIO MULTICRISTALINO (mc-Si)

A principal diferença entre o silício multicristalino e o monocristalino é que enquanto o segundo é obtido a partir do crescimento de um único cristal, o outro é obtido a partir da solidificação do material fundido, originando a formação de inúmeros cristais. Desta forma o custo de produção em comparação com o silício monocristalino é consideravelmente menor,

em contrapartida a eficiência das células fabricadas com silício multicristalino também é menor. A eficiência de uma célula de silício multicristalino é tanto menor quanto menores forem os cristais que a formam.

Existe ainda uma técnica de produção de silício multicristalino denominada *Ribbon* que consiste em depositar o silício fundido diretamente em camadas sobre um substrato, evitando assim a necessidade de serilhamento e conseqüente diminuição na perda de material o que implica em diminuição nos custos de fabricação. No ano de 2003 foi obtida uma eficiência de 17,8% em laboratório para células de produzidas com este procedimento (Kim *et al.*, 2003). Na prática, módulos comerciais de silício multicristalinos apresentam eficiências entre 12 e 14%. A Figura 2.6 apresenta uma célula de silício multicristalino e a Figura 2.7 apresenta um bloco de silício multicristalino utilizado para a fabricação de células fotovoltaicas.

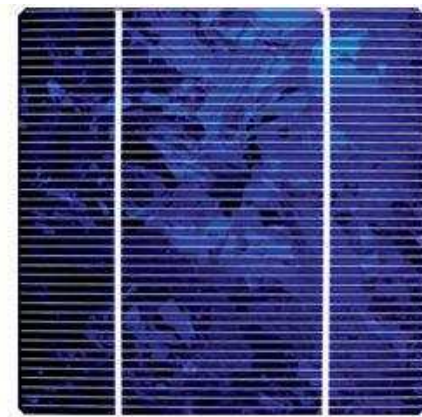


Figura 2.6 – Célula de silício multicristalino (Honsberg e Bowden, 2010)



Figura 2.7 – Bloco de silício multicristalino, (Honsberg e Bowden, 2010)

Atualmente a terminologia multicristalino é aplicada para células cujo tamanho de grão médio dos cristais de silício seja superior a 1 mm. Para células que possuam grãos com tamanho entre 1 μm e 1 mm o termo utilizado é o de silício policristalino, já células com tamanho de grão inferior a 1 μm são chamadas de microcristalinas.

2.4.3 FILMES FINOS

O alto custo de células solares de silício na forma cristalina (entre 40 a 50% do custo total de um módulo) tem feito com que outros materiais sejam pesquisados. A fim de propiciar um menor custo final para módulos fotovoltaicos, os materiais que vem sendo estudados possuem um elevado coeficiente de absorção de luz e necessitam de uma espessura da ordem de apenas 1 μm para funcionar. Dada a pequena espessura, esses materiais constituem uma tecnologia chamada de filmes finos. Devido a esta pequena espessura, pouco material é necessário para a fabricação de cada módulo fotovoltaico, e associado à possibilidade de deposição em grandes áreas o que permite uma larga escala de produção, os custos relacionados aos filmes finos são consideravelmente reduzidos. Em contrapartida, a eficiência obtida para esta tecnologia ainda é consideravelmente inferior ao silício na forma cristalina. Os materiais mais comumente utilizados na fabricação de filmes finos são sucintamente descritos a seguir.

2.4.3.1 SILÍCIO AMORFO (a-Si)

O silício amorfo corresponde a uma estrutura atômica cujos átomos não se encontram organizados tal como acontece em uma estrutura do tipo cristalina, seja ela do tipo mono, poli ou multi. Uma estrutura do tipo amorfa não possui uma ordem atômica de longo alcance, ou seja, contém uma grande quantidade de defeitos estruturais e de ligações atômicas defeituosas. Existem defeitos que correspondem a átomos que perderam seus “vizinhos” (átomos próximos com quem deveriam formar uma ligação atômica), dando origem a ligações atômicas incompletas que são potenciais lugares para que elétrons se recombinem e dessa forma não contribuam para a corrente fotogerada. Esses defeitos na rede atômica são conhecidos como *dangling bond* e uma explicação mais completa deste fenômeno, bem como a influência da inserção de hidrogênio pode ser encontrada em Morigaki (1998). A presença de *dangling bonds* faz com que o silício amorfo seja a princípio inadequado para aplicações em dispositivos eletrônicos, entretanto se uma pequena quantidade de hidrogênio for introduzida no a-Si os átomos de hidrogênio saturam muitas das ligações incompletas

tornando o material propício para uso em células fotovoltaicas, por exemplo. O termo a-SiH, muito utilizado na área da energia solar fotovoltaica corresponde, portanto a um material chamado de silício amorfo hidrogenado, cuja origem corresponde justamente à inserção de hidrogênio para saturar as tais ligações atômicas incompletas.

A Figura apresenta uma representação de uma estrutura amorfa onde se pode visualizar a presença dos chamados *dangling bonds*.

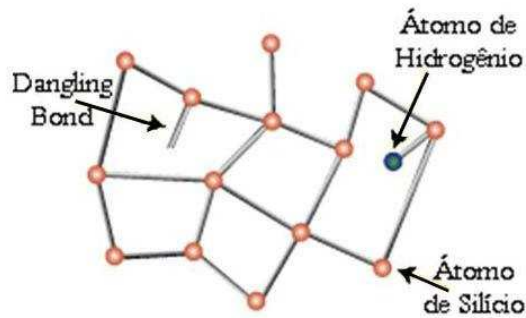


Figura 2.8 – Representação de uma estrutura atômica de silício amorfo hidrogenado.

O silício amorfo possui uma absorvidade para a radiação solar 40 vezes mais eficiente do que o silício monocristalino, o que permite que uma lâmina de apenas 1 μm seja capaz de absorver 90% da energia solar útil.

O silício amorfo foi empregado pela primeira vez em células solares no ano de 1974 sendo o material dentre os filmes finos mais estudado até o presente momento. Este material apresenta uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético, o que aumenta a sua eficiência sob iluminação artificial e sob radiação difusa. O comportamento desta tecnologia é tal que sua potência diminui com o aumento da temperatura, mas em uma taxa relativa menor do que ocorre com a tecnologia cristalina.

Um aspecto negativo importante do silício amorfo é que nos primeiros meses de utilização seu desempenho elétrico diminui muito. A empresa Unisolar, por exemplo, especifica que seus módulos têm uma redução na máxima potência da ordem de 15% nas primeiras oito a dez semanas de uso, entretanto, de acordo com um trabalho publicado por Rüther *et al.*, (2003) essa diminui  o pode chegar a 35% em módulos desta tecnologia. Ainda neste trabalho constata-se que o tempo de estabiliza  o da potência gerada por um módulo de silício amorfo    da ordem de 5 meses. Este mecanismo de degrada  o    conhecido como Staebler-Wronski. Tendo em conta este fenômeno, os fabricantes de módulos desta tecnologia informam sua potencia relativa ao valor após a estabiliza  o. A eficiência de módulos comerciais de silício amorfo encontra-se na faixa de 5 a 8%.

Nos últimos anos tecnologias de multijunções para o silício amorfo tem sido empregadas na indústria fotovoltaica. O objetivo é que cada camada contenha silício amorfo com um material diferente ou o mesmo material, mas em diferentes proporções, de forma a modificar a resposta espectral. Assim, cada camada passa a absorver a radiação luminosa numa faixa diferente do espectro solar o que aumenta a eficiência da célula. No ano de 1997 foi obtida uma eficiência inicial de 14,6% para uma célula com a configuração a-Si/a-SiGe/a-SiGe. Após a estabilização esta mesma célula atingiu uma eficiência de 13%, caracterizando uma degradação de 11% (Guha, 1999). Uma lista das maiores eficiências para células multijunção de silício amorfo pode ser encontrada em García, (2009).

As temperaturas necessárias para os processos de fabricação do a-Si apresentam valores baixos, inferiores a 300°C, o que possibilita a que estes filmes finos sejam depositados sobre camadas plásticas. Esta propriedade possibilitou com que fossem desenvolvidos módulos flexíveis, semitransparentes e com superfícies curvas abrindo um leque enorme de opções na área da arquitetura. A Figura 2.9 apresenta um módulo flexível de silício amorfo de tripla união, produzido pela empresa Unisolar.

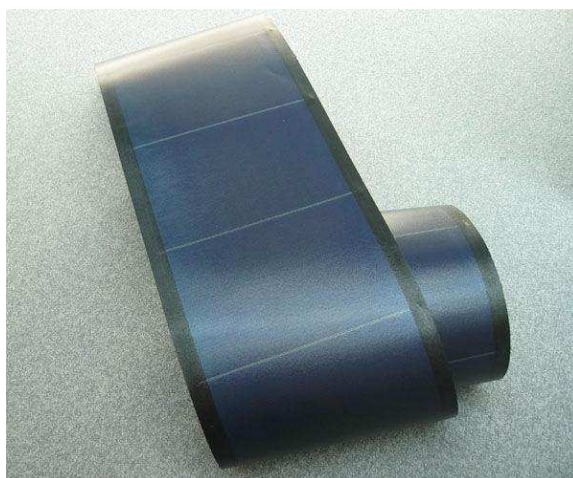


Figura 2.9 – Módulo flexível de silício amorfo, (Unisolar, 2008).

2.4.3.2 TELURETO DE CÁDMIO (CdTe)

O telureto de cádmio corresponde a um material utilizado na fabricação de células de filmes finos na forma policristalina. É um material que apresenta uma grande potencialidade, uma vez que apresenta um alto índice de absorção ótica e possui uma energia de gap de 1,5 eV, muito próxima da ideal para conversão fotovoltaica (1,45 eV).

Graças ao seu alto nível de absorvidade ótica, células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências de conversão próximas as das tecnologias tradicionais, mas utilizando apenas 1% a 2% do material requerido para essas tecnologias. Por outro lado, o CdTe possui uma largura de banda estreita, similar ao do silício amorfo e, desta forma, tem sua eficiência de conversão fotovoltaica muito mais suscetível á mudanças do espectro solar. Em outras palavras, a eficiência de conversão do CdTe, assim como do a-Si varia muito mais do que a eficiência do m-Si e mc-Si ao longo do dia e ao longo do ano.

A configuração mais comum encontrada comercialmente é a do tipo CdTe/CdS onde a camada de sulfeto de cádmio faz o papel do lado N da junção. Eficiências da ordem de 16,5% já foram obtidas em laboratório para estes tipos de células. No caso de módulos comerciais a eficiência máxima encontrada hoje no mercado pertence aos modelos FS-280 e FS-380, ambos produzidos pela empresa First Solar com um valor de 11,1%. A eficiência máxima teórica para células de telureto de cádmio é da ordem de 27%. A Figura 2.10 apresenta módulos de telureto de cádmio da empresa First Solar.



Figura 2.10 – Módulos de telureto de cádmio da empresa First Solar, modelo FS-272.

Uma vantagem substancial das células de CdTe é o seu baixo custo de produção em relação às tecnologias que envolvem silício na forma cristalina. Um contraponto à utilização desta tecnologia é a toxicidade dos materiais envolvidos em sua fabricação, embora sistemáticas

e bem elaboradas de reciclagem e tratamento dos resíduos possam facilmente solucionar este problema.

2.4.3.3 DISSELENETO DE COBRE-ÍNDIO E COBRE-ÍNDIO-GÁLIO (CIS e CIGS)

Os materiais CIS e CIGS correspondem a uma forma multicristalina de filmes finos cujas propriedades vêm sendo estudadas desde 1980. Uma propriedade importante do CIGS é que este possui um dos coeficientes de absorção mais altos conhecidos, o que permite absorver cerca de 90% dos fótons incidentes com energia superior a 1 eV para uma espessura de 1 μm a 3 μm . Outro fator favorável a esta tecnologia é a boa resistência ao aquecimento que ela possui, propriedade fundamental para aplicações espaciais.

Em dezembro de 2005 células de CIGS atingiram uma eficiência de 19,5 % em laboratório. Em 2006 o National Renewable Energy Laboratory publicou um trabalho onde células de CIGS atingiram uma eficiência de 19,9% (Noufi e Zweibel, 2006). A eficiência máxima atingida para um módulo de CIGS, em 2006, foi de 16,5%. Atualmente tanto módulos de CIS quanto de CIGS são os que possuem as maiores eficiências no mercado dentre as tecnologias de filmes finos. Tal qual o a-Si ou o CdTe estes materiais apresentam uma excelente aparência estética o que possibilita seu uso em telhados e fachadas, constituindo instalações incorporadas à construção. A energia despendida na fabricação de módulos de CIGS é cerca de 50% inferior quando comparada com um módulo de silício cristalino, entretanto esta tecnologia ainda não se encontra largamente difundida visto o seu alto custo de produção.

A Figura 2.11a apresenta um módulo flexível de tecnologia CIGS vendido pela empresa Global Solar, que desde 1996 tem se dedicado à produção de células e módulos desta tecnologia depositados em substratos flexíveis e a Figura 2.11b apresenta um módulo comercial de tecnologia CIS produzido pela empresa Würth Solar.

A família de semicondutores CIGS pode formar diferentes compostos com diferentes valores de gap, desde 1 eV até 1,7 eV. Isto permite sua utilização em células de multijunção, já que cada camada atua em uma faixa diferente do espectro aumentando significativamente a eficiência da célula. Essas características fazem dessa tecnologia uma grande promessa para o futuro da indústria fotovoltaica.

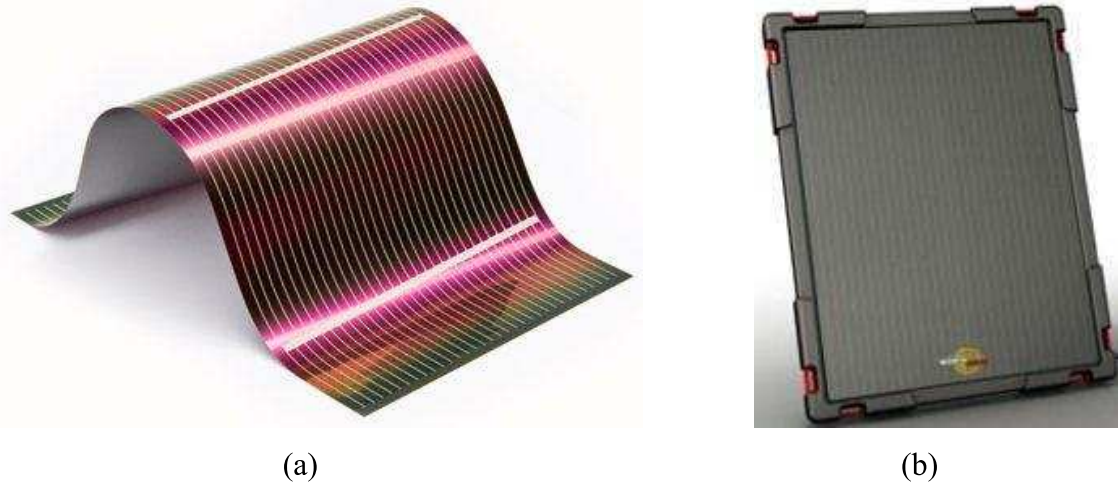


Figura 2.11 – Módulos de tecnologia a) CIGS e b) CIS.

2.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A máxima tensão gerada por uma célula de silício cristalino, em circuito aberto, e para a condição padrão de testes, se encontra entre 0,6 e 0,65 V. Como pouquíssimos aparelhos funcionam com uma alimentação dessa ordem de tensão, faz-se necessário associar células em série a fim de aumentar a tensão fornecida pelo dispositivo fotovoltaico. Em termos de corrente elétrica, uma célula de silício cristalino tem a capacidade de fornecer entre 37 e 42 mA/cm² para uma radiação global de 1000 W/m² equivalente a um espectro AM 1,5. Para obter uma corrente mais elevada em um dispositivo fotovoltaico, podem-se associar células em paralelo. Tais associações de células são chamadas de módulos fotovoltaicos.

Considerando uma associação de n células idênticas, a tensão final é igual à tensão de cada célula multiplicada pelo número de células, enquanto a corrente é a mesma fornecida por uma célula da associação. Se as células são ligadas em paralelo a corrente de cada célula é somada, mas a tensão se mantém igual. Na prática, um módulo nunca terá células idênticas, e desta forma o que se pode afirmar é que para um módulo com células conectadas em série, a tensão de circuito aberto do módulo será igual à soma das tensões de circuito aberto de cada célula. A corrente do módulo será igual à corrente da célula com a menor corrente. No caso de módulos de filmes finos, estes também são compostos por células, normalmente apresentando a forma de linhas que atravessam o módulo horizontalmente ou verticalmente. Uma diferença é que devido à forma como as células são confeccionadas no caso dos filmes finos (depositadas sobre um substrato sob as mesmas condições), a diferença entre as células é normalmente muito menor do que no caso de módulos de silício cristalino.

Comercialmente, os módulos fotovoltaicos, além das células geradoras de eletricidade, possuem os seguintes itens: na parte frontal uma camada de EVA (*Etil Vinil Acetato*) além de uma camada de vidro temperado, na parte posterior do módulo uma camada de Tedlar, outra camada de EVA e uma moldura (geralmente de alumínio). Também é comum encontrar módulos que possuam uma camada de vidro na parte posterior. Estes componentes acabam por fornecer ao módulo uma estrutura rígida o que garante uma boa durabilidade do conjunto. A Figura. 2.12 apresenta uma representação de um corte de um módulo típico de silício.

O tempo de durabilidade de um módulo fotovoltaico de silício cristalino depende das condições de operação às quais ele for submetido ao longo dos anos. Em média os fabricantes oferecem uma garantia superior a 20 anos para os módulos fotovoltaicos. A Figura 2.13 apresenta alguns módulos comerciais de tecnologia cristalina de diferentes configurações.

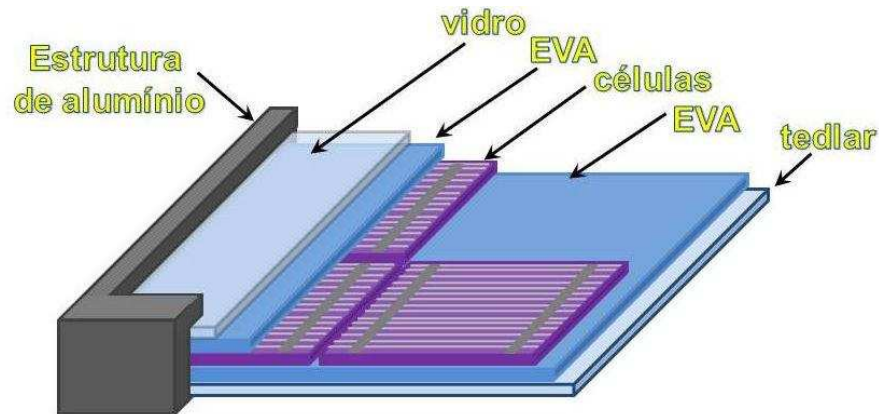


Figura 2.12 – Representação de um corte de um módulo fotovoltaico típico de silício cristalino.



Figura 2.13 – Módulos fotovoltaicos de silício cristalino de diferentes configurações.

2.6. CIRCUITO EQUIVALENTE

A representação de uma célula fotovoltaica através de um circuito elétrico é de grande valia para a representação do comportamento elétrico da mesma. Na grande maioria dos casos esta representação é feita segundo um dos dois modelos descritos a seguir. Entretanto muitos pesquisadores têm utilizado variações destes circuitos equivalentes alterando alguns de seus parâmetros de forma a tornar o modelo mais adequado para determinadas pesquisas ou situações. Em alguns casos surge a necessidade de alterar os modelos existentes uma vez que estes não conseguem representar de forma fiel células de determinadas tecnologias, como por exemplo, as células orgânicas, cujas pesquisas têm avançado bastante nos últimos anos. Exemplos de circuitos equivalentes que sofreram modificações podem ser encontrados em King *et al*, (1997) e King *et al*, (2003).

2.6.1 MODELO DE UM DIODO

Nesse modelo a corrente elétrica gerada a partir da radiação incidente sobre a célula é representada por um gerador de corrente. Um diodo faz o papel da junção PN, responsável pela corrente de saturação reversa e pelo fator de idealidade.

Como existe uma queda de tensão devido à resistência dos materiais nas células e nas ligações entre as mesmas, é acrescentada ao circuito uma resistência série. Por fim, representando uma fuga de corrente, é adicionado um resistor paralelo. A Figura 2.14 representa o circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica segundo o modelo de um diodo.

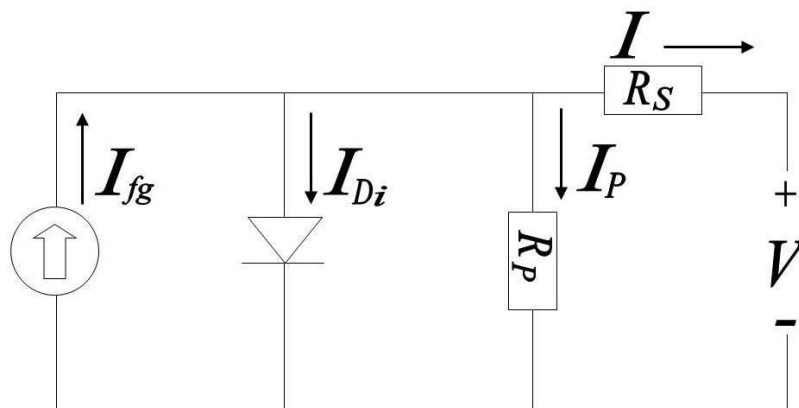


Figura 2.14 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo de um diodo

De acordo com o modelo de um diodo, obtém-se a Equação (2.1) que relaciona a corrente elétrica fotogerada (I_{fg}) com a fuga de corrente representada pelo resistor paralelo (I_P) e com a corrente do diodo, que representa os fenômenos de recombinação e de difusão I_{Di} .

$$I = I_{fg} - I_{Di} - I_P \quad (2.1)$$

A corrente que passa pelo diodo, em função da tensão aplicada em seus terminais, pode ser representada pela Equação (2.2) e sua dedução pode ser encontrada em diversos livros sobre semicondutores entre os quais pode-se destacar Pierret (1996).

$$I_{Di} = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{mk_B T_C} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

onde, I_0 é a corrente de saturação reversa, e é a carga do elétron, m é o fator de idealidade do diodo, k_B é a constante de Boltzmann [$1,381 \times 10^{-23}$ J/K], T_C é a temperatura da célula, V é a tensão e R_s é a resistência série.

Dessa forma, substituindo a Equação (2.2) na Equação (2.1) e fazendo as devidas considerações quanto à corrente que flui pelo resistor em paralelo, tem-se a Equação (2.3) que relaciona a corrente elétrica gerada a partir da luz incidente na junção da célula fotovoltaica em função da tensão de seus terminais e de sua temperatura.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{mk_B T_C} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.3)$$

Na Equação (2.3) R_p representa a resistência paralela e esta equação é válida para uma célula fotovoltaica. No caso dos módulos fotovoltaicos, considerando pequenas alterações, tanto o circuito equivalente quanto às equações descritas acima são válidas, uma vez que os módulos correspondem a associações de células. Tais associações, na grande maioria dos módulos usados em aplicações fotovoltaicas, são feitas de maneira a ligar os terminais das células em série o que faz da tensão do módulo ser um somatório das tensões de cada célula.

Sendo V_T um termo definido pela Equação (2.4), onde N_S representa o número de células associadas em série no módulo e N_J o número de junções de cada célula, e substituindo este termo na Equação (2.3), obtém-se a Equação (2.5) que representa a relação entre corrente e a tensão em um módulo fotovoltaico.

$$V_T = \frac{N_J N_S m k_B T_C}{e} \quad (2.4)$$

$$I = I_{SC} - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.5)$$

onde R_S e R_P representam as resistências série e paralela do módulo completo. A corrente fotogerada pode ser considerada aproximadamente igual à corrente de curto-circuito sendo, portanto, substituída por esta, tal qual é feito na Equação (2.5). A corrente de curto-circuito é representada pelo termo I_{SC} .

O modelo de 1 diodo é utilizado por inúmeros autores e pesquisadores, como por exemplo Macabebe e Van Dyk (2008), Ortiz-Conde et al, (2006) e Krenzinger (1994).

2.6.2. MODELO DE DOIS DIODOS

O modelo de dois diodos é semelhante ao modelo descrito anteriormente com a diferença que para a representação da junção PN são utilizados dois diodos. Um dos diodos representa o fenômeno de recombinação que é predominante quando é aplicada aos terminais da célula tensões baixas, tipicamente inferiores a 0,4 V. O outro diodo representa o fenômeno de difusão que é responsável pelo aumento de corrente quando a tensão aplicada à célula alcança tensões tipicamente superiores a 0,4 V. Cada diodo passa a ter um valor de corrente de saturação reversa próprio e um fator de idealidade pré-definido segundo a teoria de Shockley (1949). Vale lembrar que segundo essa teoria o diodo que representa a difusão apresenta fator de idealidade igual a 1, enquanto que o diodo que representa a recombinação tem fator de idealidade igual a 2.

O modelo de dois diodos não apresenta vantagem numérica em relação ao modelo de 1 diodo, uma vez que embora os fatores de idealidade sejam pré-definidos, existe a necessidade da determinação de duas correntes de saturação reversa caracterizando assim o mesmo número de variáveis em ambos os modelos. A Figura 2.15 representa o circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica segundo o modelo de dois diodos, onde I_{DD} representa a corrente devido ao fenômeno de difusão e I_{DR} representa a corrente devido ao fenômeno de recombinação.

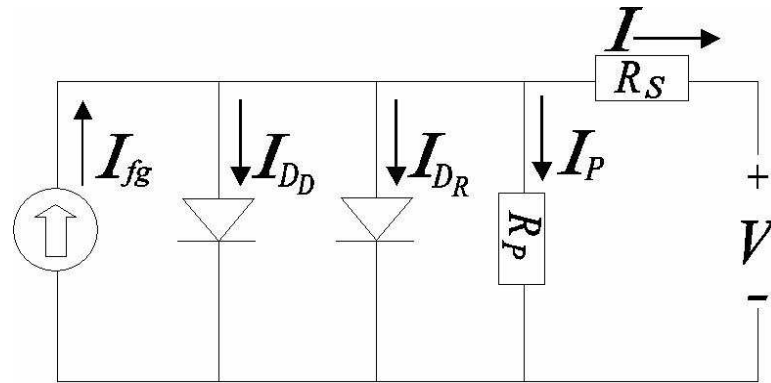


Figura 2.15 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, modelo de dois diodos

A Equação (2.6) apresenta a relação entre corrente e tensão de acordo com o modelo de 2 diodos. Exemplos de trabalhos onde este modelo é utilizado podem ser encontrados em Chan e Phang, (1987) e Eikelboom e Reinders, (1997).

$$I = I_{fg} - I_D \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_S)}{k_B T} \right] - 1 \right\} - I_R \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_S)}{2k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.6)$$

2.6.3. MODELO DE DOIS DIODOS MODIFICADO

Como descrito anteriormente, o comportamento elétrico de um dispositivo fotovoltaico pode ser descrito pelo modelo de dois diodos, entretanto em se tratando de dispositivos de estrutura amorfa ou de tecnologias distintas do silício na forma cristalina, este modelo pode não representar bem a forma da curva $I-V$. Nas estruturas amorfas, o fenômeno de recombinação apresenta uma importância maior do que em estruturas cristalinas, justamente devido à presença de defeitos na estrutura atômica. Em outros materiais utilizados na fabricação de filmes finos suas curvas características $I-V$ apresentam um fator de forma normalmente mais baixo do que ocorre para o silício cristalino. Este “arredondamento” da curva pode ser atribuído a intensidades de correntes de recombinação maiores do que normalmente ocorre com o silício cristalino.

Para que as curvas de muitos dispositivos de filmes finos possam ser melhor representadas um modelo matemático mais flexível pode ser adotado, cujo o fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação possa assumir valores diferentes de 2. Embora o modelo se torne mais refinado existe a desvantagem do aumento no número de variáveis a serem determinadas. Desta forma a obtenção dos parâmetros relativos ao modelo

de dois diodos modificado acaba por exigir procedimentos matemáticos mais complexos, ou processos de múltiplas interações que necessitam de mais tempo de processamento computacional ou ainda de bons valores iniciais para convergência. O uso do modelo de dois diodos modificado pode ser encontrado em Garrido-Alzar, (1997) e King *et. al.*, (1997). A Equação (2.7) apresenta a relação entre corrente e tensão de acordo com o modelo de 2 diodos modificado.

$$I = I_{fg} - I_D \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_S)}{k_B T} \right] - 1 \right\} - I_R \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_S)}{m_R k_B T} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.7)$$

2.7. FATORES QUE LIMITAM A EFICIÊNCIA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A eficiência das células e dos módulos fotovoltaicos é definida pela relação entre a potência que os mesmos são capazes de fornecer e a irradiância solar incidente.

O silício é um material que possui uma energia de *gap* de 1,1 eV, que corresponde a um comprimento de onda de 1,1 μm enquanto o espectro solar tem comprimentos de onda entre 0,3 e 2 μm . Isto significa que de toda a faixa útil do espectro solar o silício só pode absorver aproximadamente a metade.

Segundo Spitzer, (1991), para uma célula de silício de mono junção, 24% do espectro solar têm energia inferior à energia do *gap* e 33% da energia é perdida por processos térmicos. Devido a estes dois processos, a eficiência do silício ficaria na casa dos 43%, mas como a mais alta tensão de operação de uma célula corresponde somente a 70% do espaçamento entre as bandas de condução e valência o limite de eficiência do silício cai para cerca de 30%.

Comercialmente, as células de silício cristalino apresentam uma eficiência da ordem de 15%, enquanto células de filmes finos apresentam uma eficiência, nos melhores casos da ordem de 10%. De forma geral pode-se dizer que o limite de eficiência de uma célula fotovoltaica é devido principalmente a dois fatores: seletividade da absorção da célula e procedimentos de fabricação. Estes fatores são sucintamente descritos a seguir.

2.7.1. SELETIVIDADE DE ABSORÇÃO DA CÉLULA

A radiação que chega à superfície da Terra, provinda do Sol, apresenta diferentes intensidades de energia em relação ao comprimento de onda. Essa distribuição espectral é

afetada por absorções devido ao vapor de água e a gases presentes na atmosfera, bem como por resíduos sólidos que eventualmente estejam presentes no ar, de maneira que o espectro que chega à superfície não é o mesmo fora da atmosfera. A distribuição espectral também varia com a espessura da camada de ar que os raios de luz precisam atravessar para atingir a superfície. A relação entre esse “caminho óptico” e a espessura da atmosfera é chamada de massa de ar, do inglês *air mass* (AM).

Uma definição mais precisa para massa de ar é dada pela relação entre o caminho efetivo percorrido pelos raios solares (radiação direta) na atmosfera até atingir a superfície de um dado lugar e o caminho percorrido pelos raios solares na atmosfera até a superfície de um lugar ao nível do mar estando o Sol no zênite. A Figura 2.16 ilustra a definição de massa de ar. A massa de ar pode ser calculada, de forma aproximada, a partir da Equação (2.8).

$$AM = 1/\cos \theta \quad (2.8)$$

onde θ é o ângulo formado entre a direção dos raios de luz e o zênite.

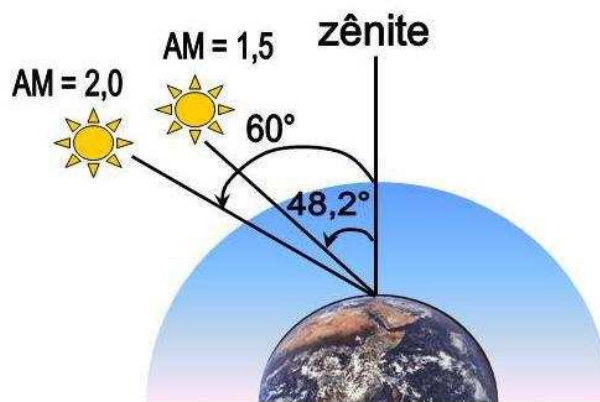


Figura 2.16 – Ilustração da definição de massa de ar (*air mass*) (AM).

Quando a radiação solar incide em uma célula fotovoltaica, boa parte dos fótons não é aproveitada para a geração de pares elétron-lacuna. A energia dos fótons pode ser inferior à do *gap* e dessa forma estes não são absorvidos pelo semicondutor. Se a energia dos fótons for superior à do *gap*, cada fóton gera apenas um par elétron lacuna e o excesso de energia é perdido. Essa perda é percebida pela resposta espectral do material que compõem a célula. Uma alternativa de aumentar a faixa de energia do espectro solar para a conversão de energia luminosa em elétrica vem sendo fruto de grande empenho da comunidade científica nos últimos anos. As chamadas células de multijunção são células formadas por camadas de

materiais com energias de gap diferentes de forma que cada um desses materiais absorva energia de uma faixa diferente do espectro. Desta forma a eficiência teórica para uma célula de tripla junção (com concentração) é de cerca de 50% (Partain, 1995). A Figura 2.17 apresenta curvas de resposta espectral normalizadas para diferentes materiais utilizados na fabricação de células fotovoltaicas, bem como o espectro solar padrão G173-03. Na Figura 2.17, as siglas SL (T) e IL-MC (T) correspondem respectivamente a semicondutores de tripla junção GaInP/GaInAs/Ge e GaInP/GaAs/InGaAs.

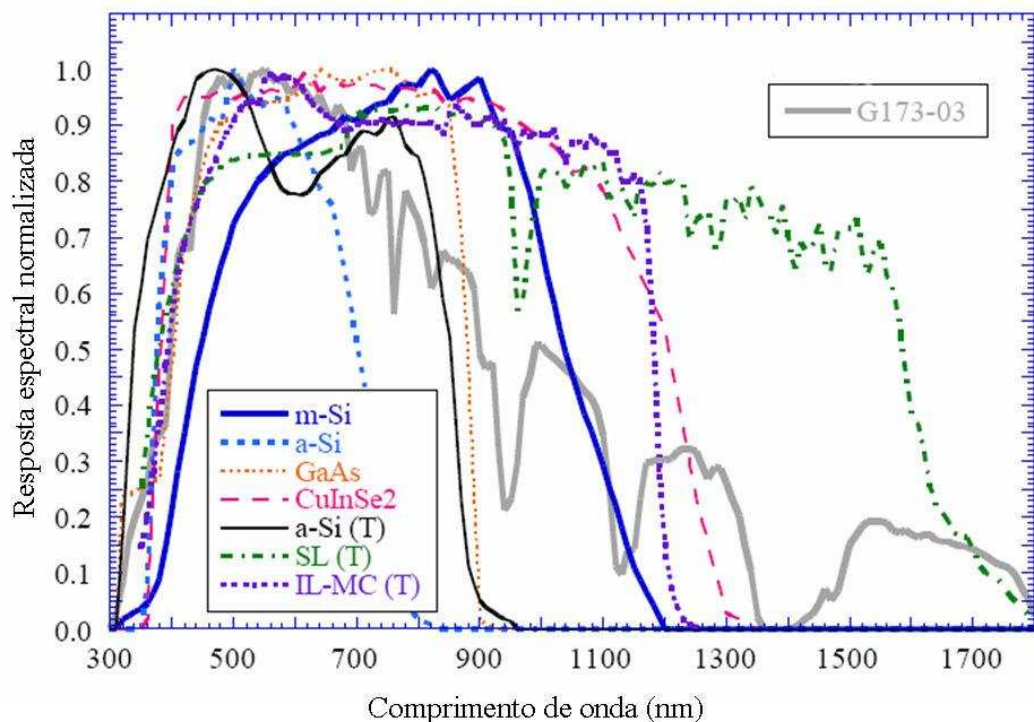


Figura 2.17 – Curvas de resposta espectral para diferentes tecnologias fotovoltaicas e espectro padrão G173-03, (Gueymard, 2007).

2.7.2. PROCEDIMENTOS DE FABRICAÇÃO

Outro mecanismo que ocasiona potencial perda na eficiência das células fotovoltaicas é a reflexão. Cerca de 30% da radiação incidente normal à superfície é refletida no caso do silício. Para minimizar essa perda as células são normalmente recobertas com um material anti-reflexivo e a superfície do silício é fabricada de modo a apresentar uma textura do tipo pirâmide. Essa textura faz com que um mesmo raio incidente, quando refletido, atinja a superfície duas ou mais vezes. Com esses mecanismos as perdas por reflexão acabam apresentando valores muito pequenos (Pierret, 1996). A Figura 2.18 apresenta uma imagem

ampliada de uma célula de silício de alta eficiência onde se pode observar a textura do tipo pirâmide invertida.

O fenômeno de recombinação entre elétrons e lacunas também é um fator importante na limitação da eficiência de uma célula fotovoltaica, visto que pares elétron-lacuna recombinados não contribuem para a corrente elétrica que é fornecida pelo gerador fotovoltaico. Para diminuir as perdas devido à recombinação, passivações das superfícies frontal e posterior podem ser introduzidas. Com o mesmo objetivo algumas células possuem campos elétricos na forma de pontos, ou sobre toda a superfície, na face posterior.

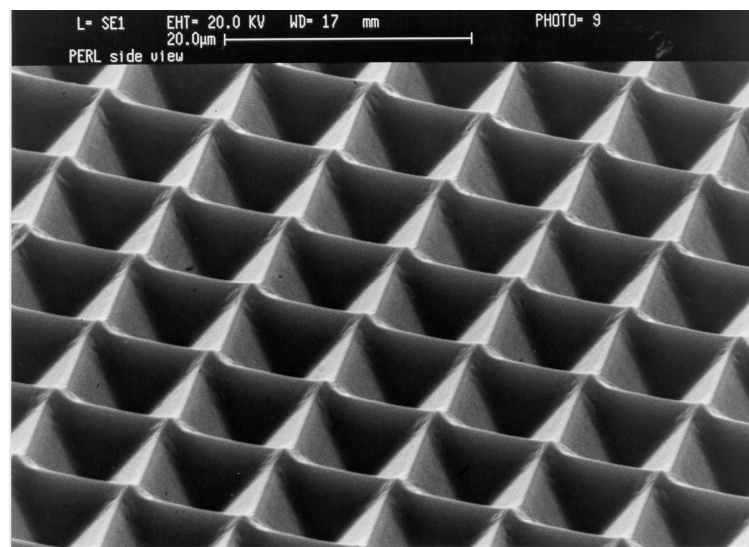


Figura 2.18 – Imagem obtida por microscopia eletrônica de uma célula de silício de alta eficiência (Honsberg e Bowden, 2010)

Existem ainda as limitações impostas pelas resistências série e paralela que ocasionam considerável diminuição na potência que o gerador fotovoltaico é capaz de fornecer.

A área útil da célula na qual a radiação incide é limitada devido à grade metálica na face frontal da célula, entretanto quanto menor for esta metalização frontal maior será a resistência série. Dessa forma a metalização frontal corresponde a um importante fator que deve ser dimensionado buscando uma otimização na energia convertida.

2.8. CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

A curva característica de um dispositivo fotovoltaico seja uma célula, um módulo ou um *array* (associação de módulos) consiste na representação matemática do comportamento

da corrente elétrica em função da tensão. A determinação dessa curva é imprescindível na caracterização dos módulos fotovoltaicos, pois é através dela que se obtêm informações sobre o desempenho elétrico do gerador fotovoltaico, tais quais:

Corrente de curto-circuito (I_{SC}): Corrente que o dispositivo fotovoltaico fornece quando seus terminais são interligados por um conector com resistência elétrica idealmente nula, ou seja, é a corrente equivalente a uma tensão igual a zero.

Tensão de circuito aberto (V_{OC}): Tensão que surge nos terminais de um dispositivo fotovoltaico quando entre estes terminais existe uma resistência elétrica idealmente infinita, ou seja, é a tensão equivalente a uma corrente elétrica igual a zero.

Ponto de máxima potência: É a máxima potência que o dispositivo fotovoltaico é capaz de fornecer sob uma determinada condição de irradiância e temperatura.

Corrente de máxima potência (I_M): É a corrente elétrica que o dispositivo fornece no ponto de máxima potência.

Tensão de máxima potência (V_M): É a tensão que surge nos terminais do dispositivo no ponto de máxima potência.

Fator de forma (FF): É um indicativo importante da qualidade das propriedades elétricas do módulo. Quanto maior o valor de FF mais retangular é a curva e, portanto, melhor serão as características elétricas do dispositivo. Considerando uma temperatura de aproximadamente 25°C, o máximo valor teórico que uma célula de m-Si pode ter para FF é de 0,83, enquanto que para uma célula de GaAs este valor é de 0,89, (Honsberg e Bowden, 2010). O fator de forma é definido pela Equação (2.9).

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.9)$$

A Figura 2.19 representa a curva característica $I-V$ medida para um módulo fotovoltaico de 36 células em série, bem como a curva de potência *versus* tensão para este mesmo módulo.

Os pontos de potência são obtidos simplesmente multiplicando cada valor de tensão pelo correspondente valor de corrente. Nota-se que a potência é variável ao longo da tensão apresentando um valor máximo na região do joelho da curva $I-V$. De forma simplificada, a curva $I-V$ pode ser interpretada como a curva de um diodo no escuro e sua soma algébrica com a corrente fotogerada. Como essa corrente é negativa em relação à diferença de potencial

entre os terminais do módulo, a curva $I-V$ resultaria no quarto quadrante do sistema de coordenadas, porém convencionalmente essa curva é rebatida para o primeiro quadrante (Lasnier, 1990).

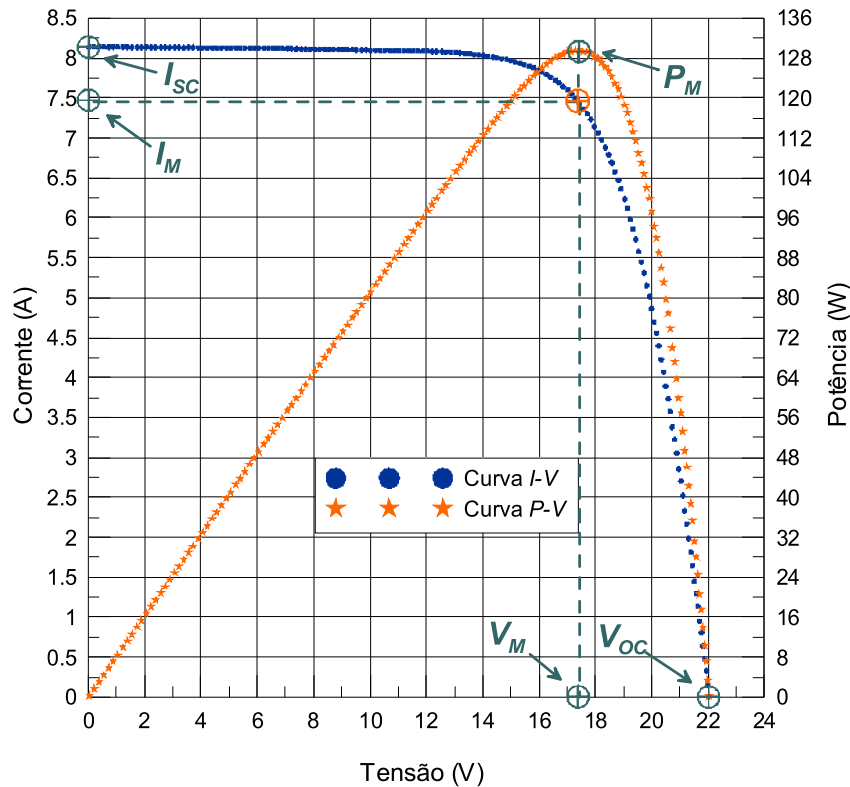


Figura 2.19 - Curva característica ($I-V$) e curva de potência *versus* tensão ($P-V$) de um módulo (m-Si, 36 células) com 130 W de potência e 12 V de tensão nominal.

2.9. INFLUÊNCIA DA IRRADIÂNCIA NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$

A corrente elétrica gerada a partir da irradiância incidente na junção PN é linearmente proporcional à intensidade da mesma, uma vez que com um maior número de fótons incidentes (com energia adequada ao *gap*), maior o número de pares elétrons lacunas gerados. Como a relação entre a corrente e tensão é dada por uma função exponencial, a tensão sofre um aumento logarítmico com o aumento da irradiância. A Figura 2.20 apresenta curvas $I-V$ geradas matematicamente para um módulo de 36 células correspondentes a 25 °C de temperatura e diferentes valores de irradiância. A consequência da variação da irradiância na curva de potência é apresentada na Figura 2.21.

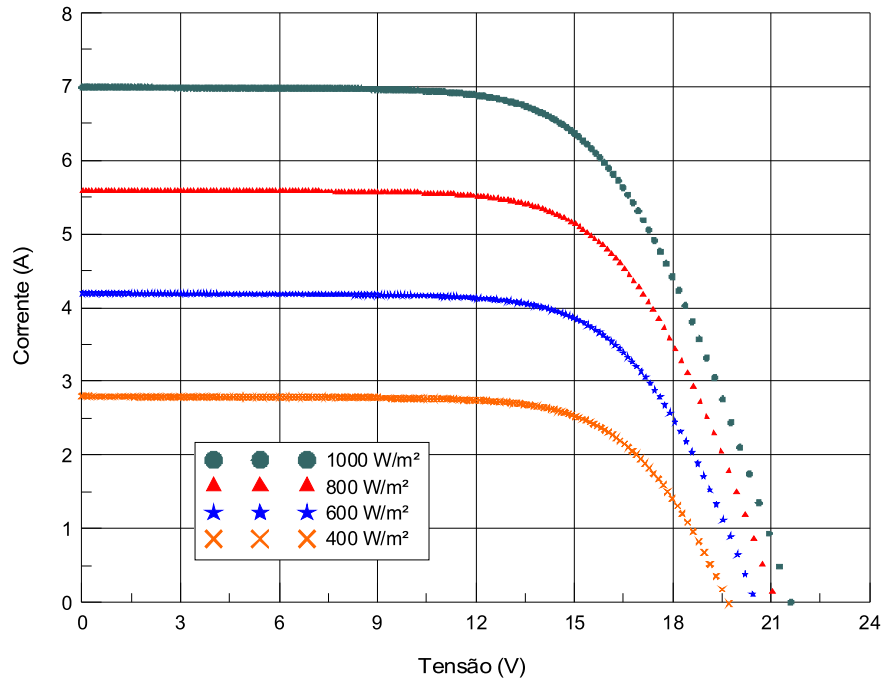


Figura 2.20 – Curvas $I-V$ analíticas relativas a diferentes intensidades de irradiações para um módulo de 36 células.

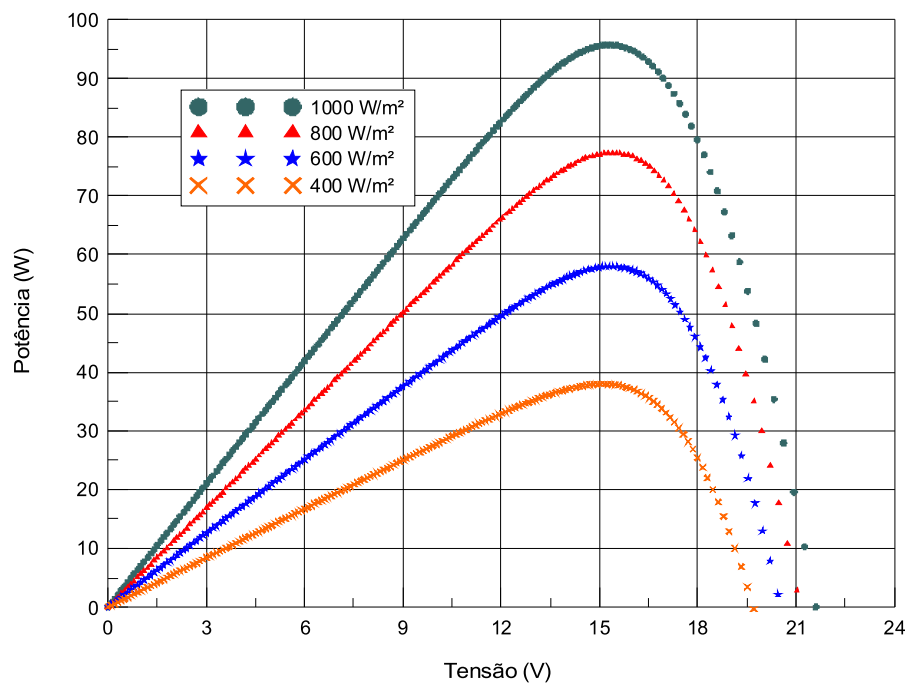


Figura 2.21 – Curvas $P-V$ geradas matematicamente e relativas a diferentes irradiações para um módulo de 36 células.

2.10. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$

A temperatura é um fator de importante influência na curva característica de um dispositivo fotovoltaico. A corrente elétrica de curto-circuito, em geral, aumenta ligeiramente com a temperatura segundo um coeficiente (α) que apresenta valores típicos para o silício de $0,06\%^\circ\text{C}^{-1}$ ou $0,03 \text{ mA}^\circ\text{C}^{-1} \text{ cm}^{-2}$. O coeficiente da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura é definido pela Equação (2.10). Este aumento de corrente é devido a uma diminuição da energia do *gap* do material, expressa pela Equação (2.11):

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (2.10)$$

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{aT_g^2}{T_g + b} \quad (2.11)$$

onde $E_g(T)$ é a energia do *gap* do material a uma dada temperatura, $E_g(0)$ é uma energia de referência e a e b são constantes do material. A Tabela 2.2 apresenta os valores das constantes a e b e as energias o *gap* para dois materiais, silício e arsenieto de gálio.

Tabela 2.2 - Energia do *gap* para *Si* e *GaAs* com os valores das constantes a e b da Equação (2.13) (Lesnier, 1990).

Material	$E_g(0)$ (eV)	a (10^{-4}eV K^{-1})	b (K)
Si	1,16	7	1100
GaAs	1,52	5,8	300

A tensão, por sua vez, apresenta uma variação linear com a temperatura. Tipicamente, para módulos de silício monocristalino, a tensão decai de acordo com um coeficiente (β) que apresenta valores da ordem de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ por célula. O coeficiente da variação da tensão de circuito aberto com a temperatura pode ser definido pela Equação (2.14).

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (2.14)$$

Esta diminuição da tensão ocorre principalmente devido ao incremento exponencial da corrente de saturação reversa, corrente essa originada pelos portadores de carga minoritários criados por excitação térmica. A Figura 2.22 apresenta curvas $I-V$ e a Figura 2.23 apresenta curvas $P-V$ para um módulo de 36 células na condição de 1000 W/m^2 e diferentes temperaturas .

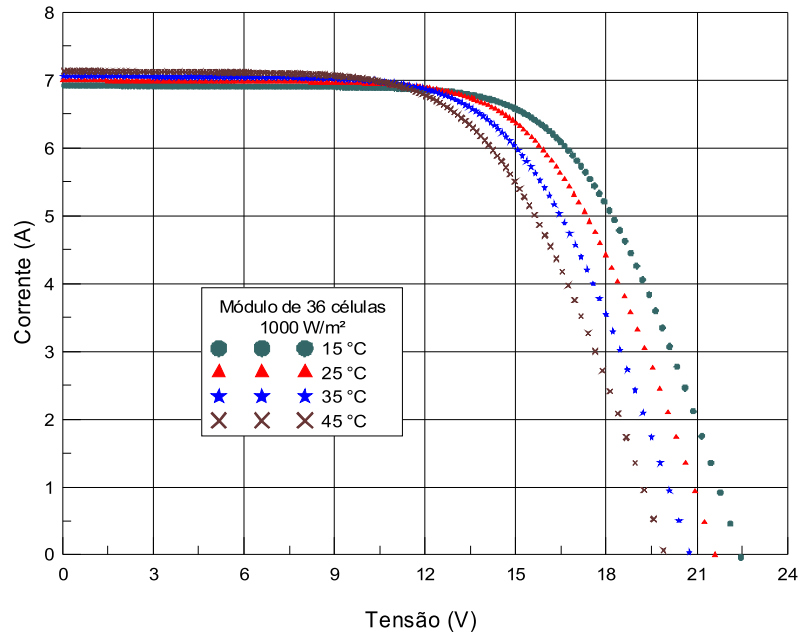


Figura 2.22 - Curvas $I-V$ de um módulo 36 células relativas a diferentes temperaturas e mesma irradiância.

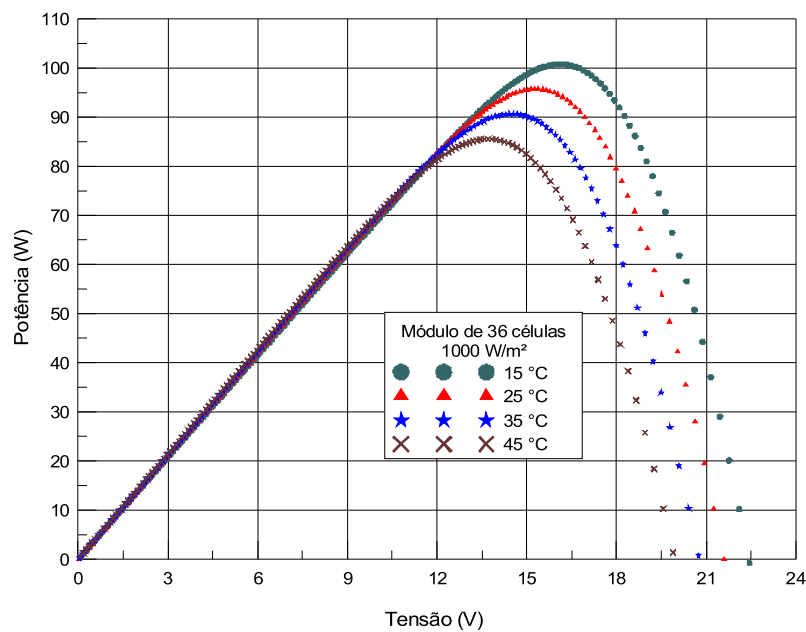


Figura 2.23 - Curvas $P-V$ de um módulo 36 células relativas a diferentes temperaturas e mesma irradiância.

2.11. EFEITO DOS PARÂMETROS FOTOVOLTAICOS NAS CURVAS $I-V$ E $P-V$

Nesta seção serão considerados os quatro parâmetros fotovoltaicos presentes na equação característica de uma célula ou módulo fotovoltaico de acordo com o modelo de um diodo. São apresentadas as influências de cada um destes parâmetros na curva característica $I-V$ e curva $P-V$ de um dispositivo fotovoltaico.

2.11.1. RESISTÊNCIA SÉRIE

Este parâmetro está associado, para cada célula solar que compõe um módulo fotovoltaico, a uma resistência devida aos seguintes elementos: base das células, região do emissor, resistências de contato entre o metal e o semiconductor (lados frontal e posterior), resistência à passagem da corrente através dos dedos e do *busbar* (barra coletora dos portadores de carga) da grade metálica. A Figura 2.24 mostra uma representação de uma célula fotovoltaica destacando os elementos que dão origem à resistência série.

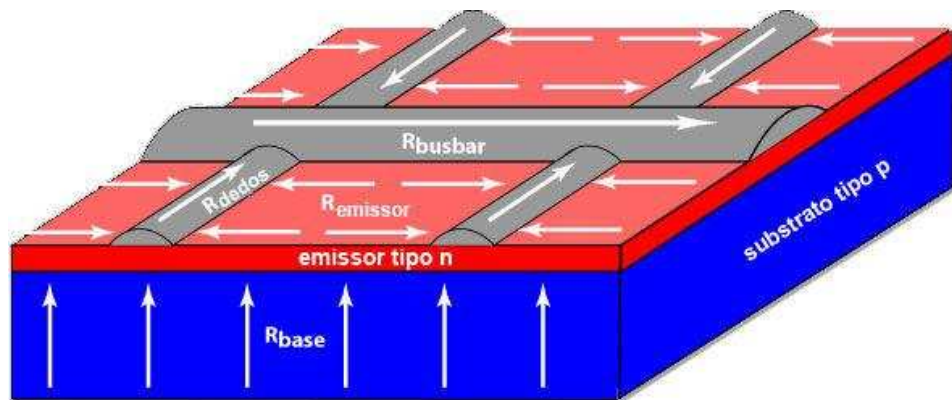


Figura 2.24 – Esquema de uma célula fotovoltaica destacando os principais elementos que dão origem à resistência série (adaptado de Honsberg e Bowden, 2010).

No caso de um módulo, existe ainda uma resistência devida às ligações entre as diversas células que compõem o circuito elétrico do mesmo. Desta forma, um resultado esperado é que módulos com maior número de células associadas em série apresentem um maior valor de R_s . O efeito desta resistência no desempenho de um módulo é o da redução na potência do mesmo. A Figura 2.25 apresenta curvas teóricas $I-V$ e a Figura 2.26 apresenta curvas $P-V$ para um módulo de 36 células relativas a diferentes valores de resistência série.

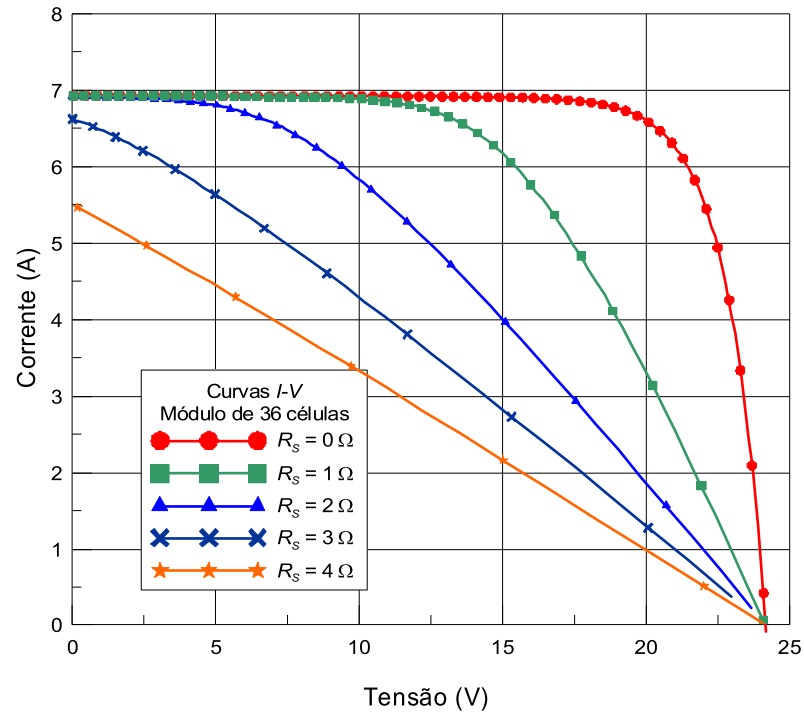


Figura 2.25 - Efeito da variação da resistência série na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.

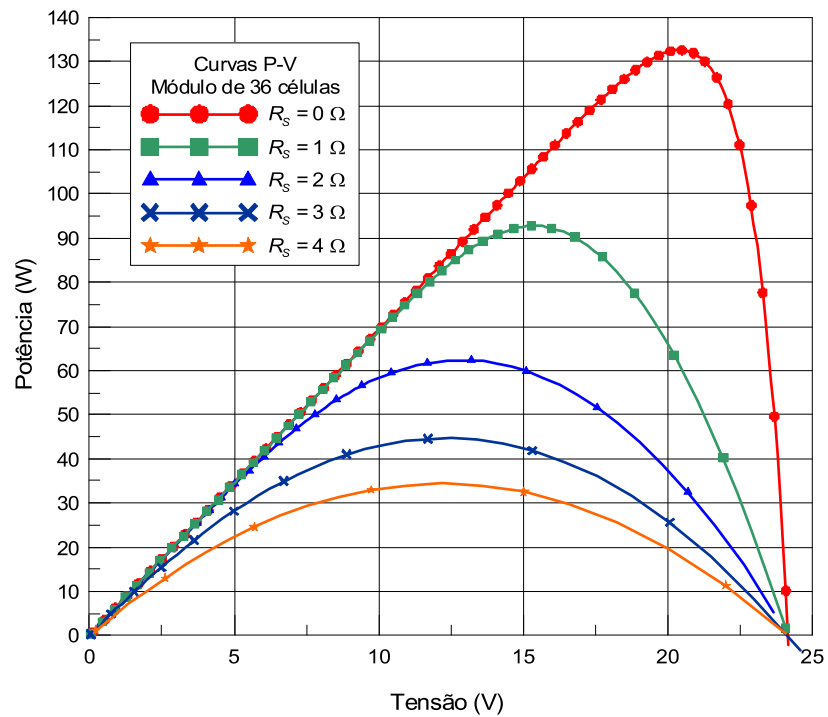


Figura 2.26 - Efeito da variação da resistência série na curva $P-V$ de um módulo de 36 células.

2.11.2. RESISTÊNCIA PARALELA

A resistência paralela é tratada como uma representação das perdas de corrente elétrica pelo gerador fotovoltaico sendo um importante indicador de defeitos de fabricação no módulo. Idealmente um módulo ou uma célula teriam um valor de R_p infinito, o que representaria inexistência de corrente de fuga. Valores baixos de R_p causam queda na potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico devido a um caminho alternativo que a corrente elétrica fotogerada tem para circular. A resistência paralela é responsável por um incremento na inclinação da curva $I-V$ na região de curto-circuito até o joelho da mesma. Verifica-se, no entanto, que valores baixos de R_p causam uma diminuição no valor da tensão de circuito aberto. A influência mais direta de R_p é observada na diminuição da potência do gerador fotovoltaico e este efeito é tanto mais importante quanto menor for o valor da irradiação na qual a curva for medida. A Figura 2.27 apresenta curvas $I-V$ teóricas e Figura 2.28 apresenta curvas $P-V$ para um módulo de 36 células relativas a diferentes valores de R_p .

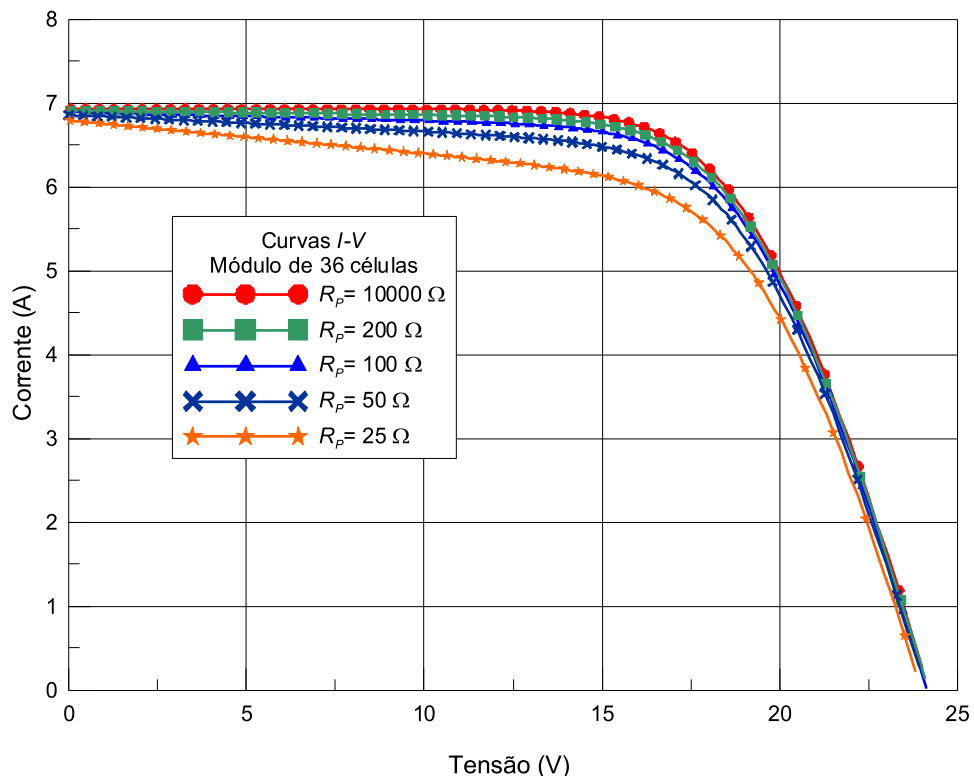


Figura 2.27 - Efeito da variação da resistência paralela na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.

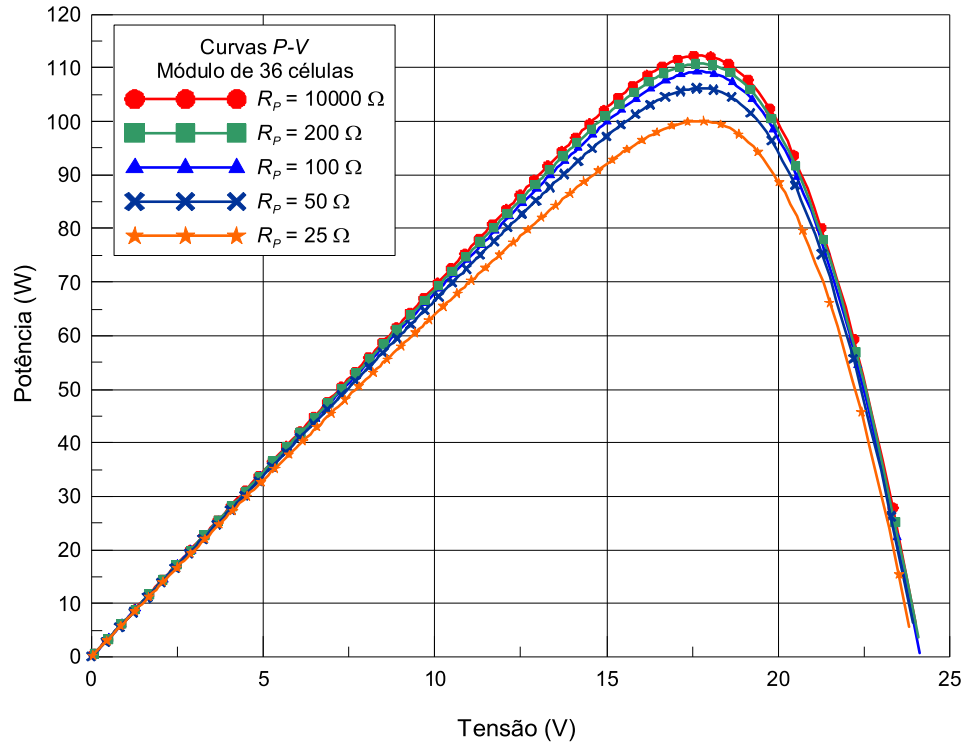


Figura 2.28 - Efeito da variação da resistência paralela na curva $P-V$ de um módulo de 36 células

2.11.3. CORRENTE DE SATURAÇÃO REVERSA

A corrente elétrica que circula através de uma célula fotovoltaica de silício pode ser interpretada como a soma de uma corrente gerada a partir da incidência de radiação luminosa na superfície da célula com uma corrente em sentido contrário, correspondente à corrente de um diodo no escuro.

Quando é aplicada uma tensão de polarização reversa nos terminais de um diodo haverá um aumento da barreira de potencial e como consequência uma diminuição dos portadores minoritários em ambos os lados da região de depleção. Entretanto pares elétron-lacuna serão gerados por efeito térmico dando origem então a uma corrente devido à ação do campo elétrico da junção do lado P para o lado N. Essa corrente é chamada de corrente de saturação reversa do diodo.

A corrente de saturação reversa pode ser dividida em duas componentes, uma devido ao fenômeno de difusão dos portadores minoritários (I_D) e outra devida recombinação dos mesmos na região de depleção (I_R).

O principal efeito causado pela corrente de saturação reversa é a diminuição da tensão de circuito aberto com o aumento da temperatura. Isto acontece uma vez que a corrente de saturação reversa, originada por portadores de carga minoritários gerados por excitação térmica, aumenta exponencialmente com a temperatura ocasionando queda na tensão da junção e por conseqüência nos terminais do módulo fotovoltaico. Essa variação de I_0 com respeito à temperatura é apresentada na Equação (2.15).

$$I_0(T) = AT_C^3 \exp\left(\frac{-E_g(T)}{k_B T_C}\right) \quad (2.15)$$

onde T é a temperatura da célula, k_B é a constante de Boltzmann, E_g é a energia do *gap* relativa a temperatura na qual se está calculando, $I_0(T)$ é a corrente de saturação reversa em função da temperatura e A é uma constante independente da temperatura (para silício cristalino essa constante é da ordem de $1,5 \times 10^5$).

2.11.4. FATOR DE IDEALIDADE

Valores típicos de I_D para uma célula de silício monocristalino, na temperatura ambiente, são da ordem de 10^{-12} A/cm² e 10^{-8} A/cm² de para I_R . Dessa forma fica fácil comprovar que para tensões baixas (inferiores a 0,4 V para uma célula de silício) a componente de recombinação na região de depleção predomina enquanto que para tensões altas (superiores a 0,4 V para uma célula), próximas às tensões de operação de uma célula, é a componente de difusão que predomina. É comum então, como uma boa aproximação, considerar apenas a componente de difusão para o estudo da corrente elétrica de uma célula. Outra possibilidade é a adoção de um modelo que considere apenas uma componente de corrente com influência tanto dos processos de difusão quanto de recombinação. Nesse modelo é adicionado um fator de correção denominado fator de idealidade do diodo (m). O fator de idealidade tende a 2 para tensões baixas (predomínio do fenômeno de recombinação) e tende a 1 para tensões altas (predomínio do fenômeno de difusão).

O fator de idealidade é um parâmetro diretamente associado com a curvatura da curva $I-V$ na região do joelho da mesma, influenciando dessa forma a máxima potência do dispositivo fotovoltaico. Como já foi mostrado neste trabalho, o comportamento da corrente como função da tensão em uma célula ou módulo fotovoltaico apresenta uma relação exponencial. Entretanto é sabido que se a relação $I-V$ de uma célula fotovoltaica fosse

inteiramente logarítmica uma curva $\ln(I)$ versus V deveria corresponder a uma reta, o que não se verifica. Esse comportamento não linear na curva semilogarítmica de um gerador fotovoltaico corresponde à uma variação no fator de idealidade. Este fenômeno também ocorre no caso de diodos, e vale ressaltar que a curva $\ln(I)$ versus V do chamado diodo ideal resulta em uma reta.

Os valores para m situam-se entre 1 e 2 segundo o modelo de 1 diodo. Entretanto, como será apresentado posteriormente nesta Tese, para tecnologias de filmes finos, devido a curvatura acentuada de suas curvas $I-V$, é comum se encontrar fatores de idealidade maiores do que 2 para a correta representação do comportamento elétrico destes dispositivos.

A Figura. 2.29 apresenta a influência do fator de idealidade em uma curva $I-V$ correspondente a um módulo de 36 células ligadas em série e a Figura 2.30 apresenta a influência do fator de idealidade na curva $P-V$ para o mesmo módulo

Para fins de visualizar unicamente a influência do fator de idealidade do diodo nas curvas $I-V$ e $P-V$, estas foram geradas numericamente com diferentes valores de corrente de saturação reversa. Estes valores foram ajustados de forma a manter a mesma tensão de circuito aberto em todas as curvas geradas.

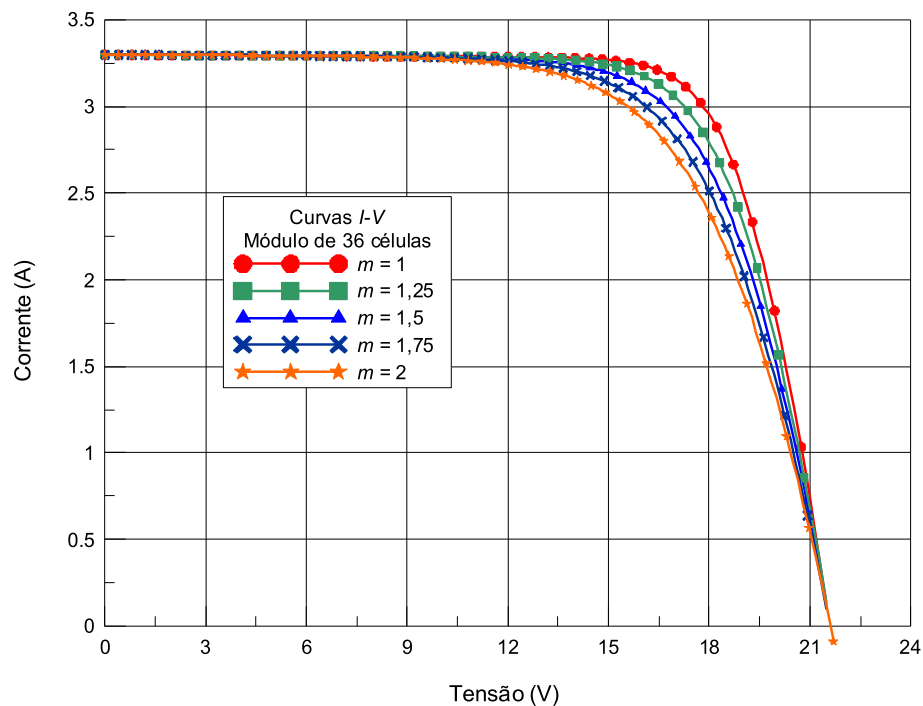


Figura 2.29 - Efeito da variação do fator de idealidade na curva $I-V$ de um módulo de 36 células.

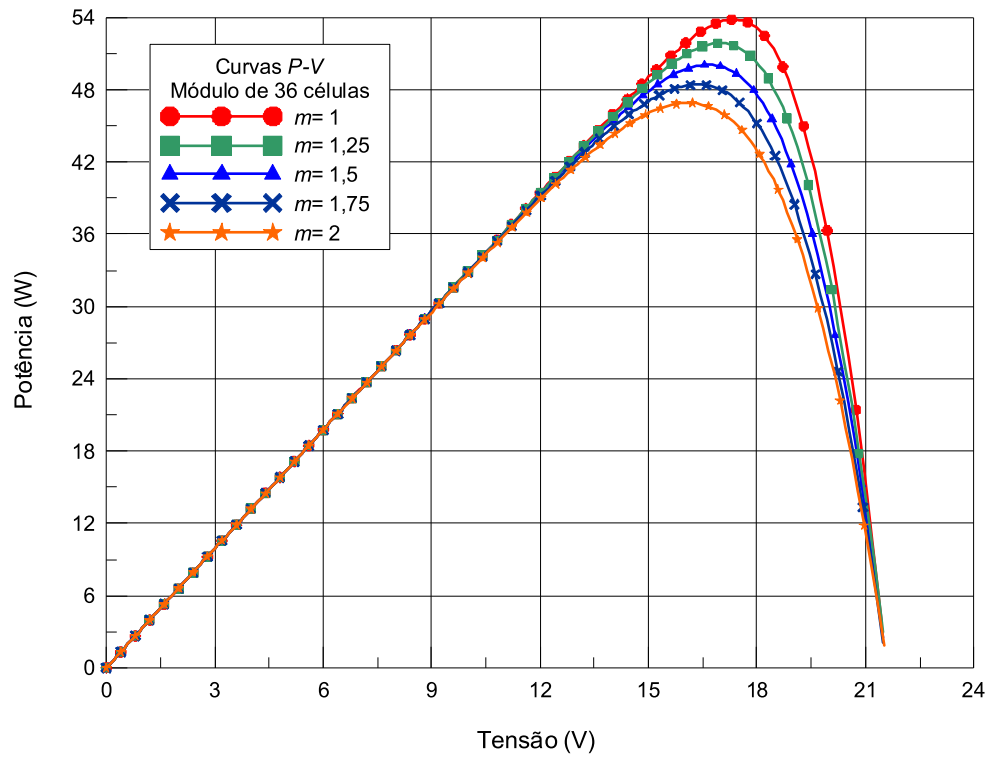


Figura 2.30 - Efeito da variação do fator de idealidade na curva $P-V$ de um módulo de 36 células

3. CARACTERIZAÇÃO DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS SEGUNDO AS NORMAS TÉCNICAS

A completa caracterização de um dispositivo fotovoltaico passa por uma série de ensaios elétricos, mecânicos e ambientais que visam determinar e prever o comportamento elétrico do módulo sob diferentes condições de operação. Tanto os ensaios mecânicos quanto os ambientais não serão abordados uma vez que objetivo principal desta tese é a qualificação das características elétricas de um módulo fotovoltaico.

Os procedimentos, condições de ensaio e quesitos necessários para a qualificação de módulos são definidos pelas normas específicas. Dentre as principais entidades responsáveis pela emissão dessas normas estão a IEC (*International Electrotechnical Commission*), a ASTM (*American Society for Testing and Materials*) e a ABNT (*Associação Brasileira de Normas Técnicas*).

3.1. DETERMINAÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

A caracterização das propriedades elétricas de um módulo fotovoltaico passa pela determinação da curva característica de corrente por tensão ($I-V$). Por meio dessa curva é possível obter importantes informações tal qual a potência que o mesmo é capaz de fornecer, bem como detectar possíveis defeitos de fabricação ou ainda demonstrar a capacidade que um módulo tem de manter as suas características ao longo dos anos.

A norma brasileira NBR-12136 (ABNT, 1991a), a norma internacional IEC 891 (1987) e a norma americana E 1036-08 (ASTM, 2008) estabelecem a mesma condição padrão para a determinação da curva $I-V$. Esta condição é apresentada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Condição padrão para ensaio de uma curva $I-V$.

<i>Grandeza</i>	<i>Valor</i>
Temperatura	25 °C
Irradiância	1000 W/m ²
Espectro solar	AM = 1,5

A norma americana G 173-03 (ASTM, 2008) estabelece o espectro solar padrão para aplicações terrestres. Este espectro foi elaborado com base no modelo SMARTS (Simple

Model of Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine). Trata-se de um espectro relativo à irradiância solar hemisférica contendo tanto uma componente difusa como uma componente direta. A distribuição espectral padrão da norma G 173-03 é apresentada em tabelas com intervalos de comprimento de onda uniforme de 0,5 nm abaixo de 400 nm, 1 nm entre 400 e 1700 nm, um comprimento de onda intermediário para 1702 nm e intervalos de 5 nm entre 1705 e 4000 nm. Estas tabelas representam um espectro característico de céu limpo em atmosfera de baixa turbidez para uma radiação incidente em uma superfície inclinada de 37° com o zênite e para uma massa de ar igual a 1,5. O ângulo, de 37° representa a latitude média dos 48 estados contíguos norte americanos.

De acordo com as normas técnicas, para a aquisição de uma curva $I-V$ as correntes de curto-circuito dos dispositivos em ensaio devem ser medidas com tensão igual a zero. Para tal é necessário, por exemplo, a utilização de polarização variável, de forma a compensar a queda de tensão através da resistência série do módulo. Estas correntes podem ser determinadas através da queda de tensão em um resistor fixo de precisão com quatro terminais, desde que a medição seja realizada a uma tensão menor que 3% da tensão de circuito aberto do dispositivo em teste e dentro de uma faixa onde exista uma relação linear entre tensão e corrente.

Ensaio para a determinação das características fotoelétricas de módulos fotovoltaicos podem ser executados expondo-se o módulo à radiação solar ou simulada. No caso da radiação simulada esta pode ser do tipo contínua ou pulsante.

De acordo com as normas brasileira e internacional, as medidas sob iluminação natural requerem condições estáveis de irradiância com flutuações inferiores a 1% durante a aquisição dos dados e valor superior a 800 W/m². Deve ser utilizada uma célula de referência, fabricada com a mesma tecnologia do dispositivo que está sendo testado, calibrada para a medida da irradiância solar. Durante a aquisição da curva $I-V$ a célula de referência deve ser posicionada de forma coplanar ao módulo com uma diferença máxima de 5°. O conjunto módulo e célula de referência devem ser posicionados de forma perpendicular a fonte de luz com um desvio máximo de $\pm 10^\circ$. De acordo com a norma americana, a diferença de resposta espectral do dispositivo em ensaio e da célula de referência não pode ser superior a $\pm 5\%$ e o posicionamento do módulo e da célula de referência deve ser coplanar com uma diferença máxima de 2°.

As temperaturas da célula de referência e do dispositivo em teste precisam ser conhecidas, uniformes e estáveis durante a medida dos pontos da curva característica. A norma americana E 1036-08 requer uma resolução mínima de 0,1 °C para o equipamento que

medir a temperatura dos módulos e tolera um erro total máximo de $\pm 1^\circ\text{C}$ nas medidas de temperatura.

Segundo a norma NBR – 12136 (ABNT, 1991a), é recomendado que, caso seja difícil ou pouco prático controlar as temperaturas, a célula de referência e o dispositivo em ensaio sejam cobertos de maneira que suas temperaturas entrem em equilíbrio com a temperatura do meio. Logo depois que a cobertura é retirada procedem-se as medições. Se o ensaio for realizado fora das condições estabelecidas pela norma NBR-12136, então segundo esta mesma norma uma curva ($I-V$) medida não pode ser transladada para a condição padrão.

As medições são realizadas registrando simultaneamente os valores de corrente, tensão e irradiância incidente, esta última através da corrente de curto-circuito da célula de referência. Estabelece-se em seguida uma nova tensão de polarização e os registros são repetidos, até que toda a extensão da curva entre curto-circuito e circuito aberto seja varrida. A polarização do módulo pode ser feita utilizando uma fonte de potência programável ou circuito capacitivo de varredura. De acordo com a norma americana a carga variável, utilizada para a polarização do módulo, deve ser capaz de operar o módulo em uma voltagem de 1% V_{OC} , 1% I_{SC} e variar em incrementos menores do que 0,2% de P_M .

Para a medida da tensão, segundo as normas internacional e brasileira, é necessário um voltímetro com resistência interna superior a $20\text{ kV}/\Omega$, com exatidão de 0,5% e resolução de ao menos $3\frac{1}{2}$ dígitos. Para a corrente o equipamento também deve apresentar exatidão de 0,5% e resolução de ao menos $3\frac{1}{2}$ dígitos. A norma americana por sua vez, exige uma resolução de 0,05% de I_{SC} para a medida da corrente com um erro total inferior a 0,1% a máxima corrente medida. Nas medidas de tensão, a resolução deve ser de ao menos 0,05% de V_{OC} para a medida da tensão com um erro total inferior a 0,1% a máxima tensão medida. A norma americana determina ainda que a variação da carga na aquisição da curva $I-V$ deve possuir um passo na potência (obtida multiplicando a tensão e corrente medida) menor do que 0,2% da máxima potência do dispositivo em ensaio.

3.2. DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES TÉRMICOS (α e β)

A determinação dos coeficientes térmicos α e β é importante uma vez que estes valores são necessários para a correção da curva $I-V$ das condições medidas para a condição padrão ou outra qualquer. Estes coeficientes estão diretamente ligados com a variação da potência de um módulo em função da temperatura. Sendo assim α e β correspondem a uma

importante informação sobre o desempenho do módulo nas condições reais de operação que normalmente apresentam temperaturas na faixa de 45 °C a 55 °C.

As normas brasileira, internacional e americana apresentam procedimentos muito parecidos no que diz respeito à determinação dos coeficientes térmicos α e β . Cabe ressaltar, no entanto, que estas normas tratam da determinação dos coeficientes em células fotovoltaicas individuais e não em módulos. O procedimento descrito em NBR – 12136 é o seguinte:

- a) São anexados sensores de temperatura às células de maneira que apresentem um erro nas medidas inferior a 0,5 °C.
- b) As células de referência e teste são orientadas, no mesmo plano, normais aos raios solares dentro de uma tolerância de $\pm 5^\circ$.
- c) Ajusta-se a radiação no plano da célula de referência à temperatura de 25 °C (com um erro inferior a 0,5 °C) de tal forma que a célula de referência produza sua corrente de curto-circuito de calibração para o nível de radiação desejado.
- d) Procede-se então com a medida da tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto circuito (I_{SC}) na célula teste uma vez estabilizada sua temperatura.
- e) Estabiliza-se a temperatura da célula teste 10 °C acima da anterior e são repetidas as medidas de V_{OC} e I_{SC} até que se tenham pontos para a elaboração de um gráfico com a resolução desejada.
- f) Faz-se um gráfico de temperatura *versus* tensão de circuito aberto ($T \times V_{OC}$) e outro de temperatura *versus* corrente de curto-circuito ($T \times I_{SC}$). Ambos os gráficos devem gerar retas, onde as inclinações fornecerão os valores de $\alpha_C (T \times I_{SC})$ e $\beta_C (T \times V_{OC})$.
- g) Os valores de α e β para um módulo são calculados de acordo com as Equações (3.1) e (3.2), onde N_P é o número de células em paralelo no módulo e N_S o número de células em série:

$$\alpha = \alpha_C N_P \quad (3.1)$$

$$\beta = \beta_C N_S \quad (3.2)$$

Caso o coeficiente α seja determinado em proporção a um valor de I_{SC} , por exemplo, $\% I_{SC} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, como foi realizado nesta Tese, então o coeficiente do módulo será o mesmo que o medido na célula. Com relação ao coeficiente β , se este for determinado em $\text{mV}^\circ\text{C}^{-1}$, então o coeficiente do módulo também será o mesmo que o da célula.

3.3. CORREÇÃO DA CURVA $I-V$ EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA E IRRADIÂNCIA

Quando a curva $I-V$ é obtida fora da condição padrão, ou quando se deseja conhecer seu comportamento em uma condição diferente da medida, se faz necessária a aplicação de algum método de correção ou translação. As normas técnicas possuem seus procedimentos, metodologias e equações de translação, tal como é sucintamente descrito a seguir para o caso das três normas abordadas neste trabalho.

3.3.1. NORMA AMERICANA ASTM E 1036-02

A norma americana ASTM E 1036-02, (2002) estabelece um método de translação onde tanto a corrente quanto a tensão são transladadas por proporcionalidade. De acordo com este método uma matriz de ao menos 36 curvas abrangendo um conjunto de 6 diferentes temperaturas e 6 valores de irradiância deve ser determinada. Esta norma sugere a medição de curvas em um intervalo de 0°C a 80°C e de 100 W/m^2 a 1200 W/m^2 . Por meio desta matriz de curvas os coeficientes térmicos do módulo devem ser determinados, bem como um coeficiente de variação de V_{OC} com a irradiância. De acordo com esta norma este coeficiente deve ser determinado para cada um dos valores de temperatura medidos.

A determinação de I_{SC} para a condição medida deve ser feita da seguinte forma:

- a) Se existir um ponto medido cuja tensão estiver no intervalo de $0 \pm 0,005V_{OC}$ então a corrente associada este ponto é tomada como I_{SC} .
- b) Não existindo um ponto de tensão no intervalo de $0 \pm 0,005V_{OC}$ então devem ser tomados alguns pontos com tensão maior e menor que zero, dos quais por meio de interpolação ou extrapolação linear é obtido o valor de I_{SC} .

A determinação de V_{OC} para a condição medida deve ser feita da seguinte forma:

- a) Se existir um ponto medido cuja corrente estiver no intervalo de $0 \pm 0,001 I_{SC}$ então a tensão associada este ponto é considerada V_{OC} .
- b) Não existindo um ponto de corrente no intervalo de $0 \pm 0,001 I_{SC}$ então devem ser tomados alguns pontos com corrente maior e menor que zero, dos quais por meio de interpolação linear ou extrapolação é obtido o valor de V_{OC} .

A Equação. (3.3) permite calcular o novo valor da corrente de curto-circuito e a Equação (3.4) fornece o novo valor da tensão de circuito aberto de acordo com a norma

ASTM E 1036-08. Fica claro que é necessária a determinação dos coeficientes térmicos α e β , além de um coeficiente δ para que as Equações (3.3) e (3.4) possam ser aplicadas.

$$I_{SC2} = \frac{I_{SC1}}{[1 + \alpha(T_1 - T_2)]} \quad (3.3)$$

$$V_{OC2} = \frac{V_{OC1}}{[1 + \beta(T_1 - T_2)][1 + \delta \ln(G_1/G_2)]} \quad (3.4)$$

Nas equações. (3.3) e (3.4) os termos com sub índice 1 correspondem a condição de medida da curva $I-V$ e os termos com sub índice 2 correspondem a condição para a qual se pretende transladar. O termo δ é obtido a partir da inclinação da curva V_{OC} versus $\ln(G)$. Para a elaboração desta curva é necessária a determinação de diversas curvas $I-V$ com a mesma temperatura para a qual se deseja transladar, porém com diferentes irradiâncias.

A corrente e a tensão são transladadas por meio das Equações (3.5) e (3.6).

$$I_2 = I_1(I_{SC2}/I_{SC1}) \quad (3.5)$$

$$V_2 = V_1(V_{OC2}/V_{OC1}) \quad (3.6)$$

3.3.2 NORMA AMERICANA ASTM E 1036-08

Esta é a ultima versão da norma americana que regulamenta os ensaios para caracterização elétrica de dispositivos fotovoltaicos de uso terrestre. O conteúdo desta norma é bastante similar ao da sua versão anterior, exceto pela questão da correção da curva $I-V$ pela irradiância e pela temperatura. Na norma ASTM E 1036-08 (ASTM, 2008) o método de translação adotado é um método proposto por Marion et al. (2004). Este método é baseado na interpolação bilinear de quatro curvas $I-V$ de referência que devem ser medidas em duas condições de irradiância diferentes e em dois valores de temperatura para cada condição de irradiância. A partir destas quatro curvas de referência uma quinta curva $I-V$ pode ser transladada para qualquer condição de irradiância e temperatura que estejam entre os valores mínimos e máximos nos quais as curvas de referência foram medidas. A Figura 3.1 apresenta uma ilustração do método de translação onde são visualizadas as quatro curvas de referência.

O método de translação adotado pela norma americana a partir do ano de 2008 apresenta uma diferença importante em relação aos outros métodos estudados nesta Tese, incluindo os propostos pela própria ASTM nas versões anteriores. Todos os outros métodos permitem a translação de uma curva $I-V$ para uma condição de irradiância e temperatura qualquer. Conhecendo os parâmetros necessários para a aplicação de cada método de translação é possível aplicá-lo em uma curva $I-V$ medida que se pretende transladar. O método da norma ASTM E 1036-08, por sua vez, exige sempre 4 curvas de referência, de forma que, tendo em mãos apenas uma curva $I-V$ não é possível transladá-la por este método. Por esta razão este método não foi escolhido para a comparação com os outros métodos de translação estudados. Uma vez que sua natureza é completamente diferente dos demais este não será detalhadamente aqui explicado. Em contrapartida, como será posteriormente apresentado, o método de translação da norma ASTM E 1036-96 foi um dos escolhidos para serem testados nesta Tese. Sua escolha, no lugar da norma ASTM E 1036-02 foi feita, uma vez que os métodos de translação propostos são essencialmente idênticos, com a única diferença que na versão de 2002 a ASTM determina a obtenção de uma matriz de 36 curvas, o que seria experimentalmente inviável visto o grande número de ensaios necessários. Além disso, um dos objetivos desta Tese é justamente o estudo comparativo da translação da corrente e da tensão por proporcionalidade, como proposto pela versão de 1996 da ASTM.

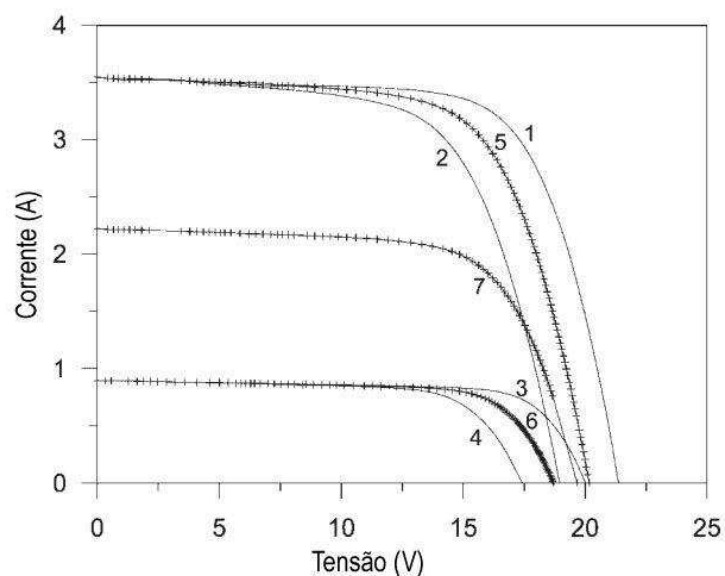


Figura 3.1 - Ilustração do método de translação por interpolação bilinear onde: as curvas de 1 a 4 são as curvas de referência, curvas 5 e 6 são interpoladas com respeito a V_{OC} a partir das curvas 1 e 2 e 3 e 4, respectivamente e a curva 7 é a curva transladada, que é obtida por interpolação com respeito a I_{SC} a partir das curvas 5 e 6. (adaptado de Marion et al., 2004)

3.3.3 NORMA IEC 891 E NBR-12302

A norma internacional IEC 891, (1987) e a norma brasileira NBR-12302 (ABNT, 1991b), estabelecem um método de translação para curvas $I-V$ de dispositivos fotovoltaicos. Os procedimentos destas normas em relação à translação podem ser considerados praticamente idênticos.

De acordo com a norma internacional a correção da corrente para uma condição de temperatura e irradiância é dada pela Equação (3.7) e a correção da tensão pela Equação (3.8).

$$I_2 = I_1 + I_{SC1} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (3.7)$$

$$V_2 = V_1 - R_S(I_2 - I_1) - KI_2(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad (3.8)$$

onde, V_1 , I_1 e I_{SC1} são respectivamente a tensão, a corrente e a corrente de curto-circuito medidas na condição de temperatura T_1 e irradiância G_1 e V_2 e I_2 correspondem respectivamente a tensão e a corrente corrigidas para a condição de temperatura T_2 e irradiância G_2 . O termo K corresponde ao fator de correção da curva e R_S é a resistência série do dispositivo fotovoltaico.

Como é possível verificar a partir das equações (3.7) e (3.8), para a aplicação deste método é necessária a determinação de dois parâmetros: o fator de correção da curva (K) e a resistência série (R_S) do módulo, cujos procedimentos de determinação são descritos em NBR-12136 (ABNT, 1991a). Para o fator K , responsável pelo ajuste da curva devida a não uniforme variação de cada valor de tensão com a temperatura, a norma estabelece a determinação de três curvas com mesma irradiância e diferentes temperaturas. Para a determinação de R_S são necessárias três curvas com mesma temperatura, mas diferentes irradiâncias.

3.3.3.1 DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE SEGUNDO AS NORMAS NBR-12136 E IEC 891

Para melhor compreensão do método proposto pela norma brasileira é apresentada a figura 3.2 e a seguir é feita uma breve descrição do método.

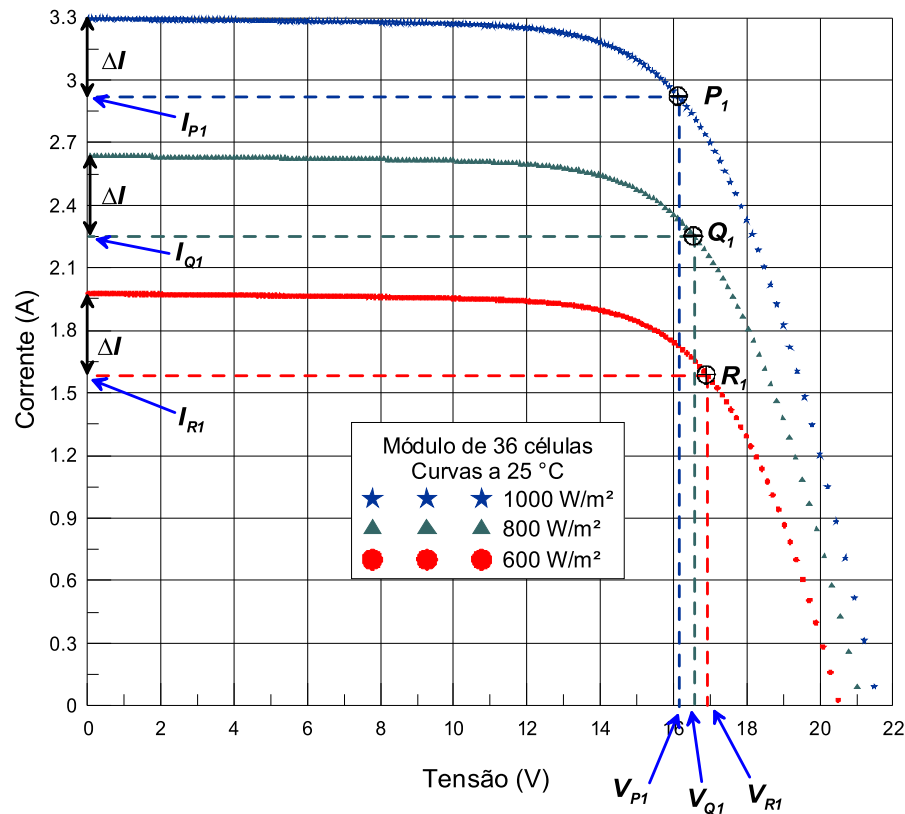


Figura 3.2 - Representação do método proposto para a determinação de R_S pela norma NBR-12136.

Determinam-se três curvas I - V , cada uma com um valor diferente de irradiância, mas com a mesma temperatura dentro de uma tolerância de ± 1 °C. É escolhido um ponto P_I (V_{P_I} , I_{P_I}) na curva referente ao maior valor de irradiância correspondente a um valor de tensão ligeiramente maior do que a tensão do ponto de máxima potência. Determina-se então a diferença entre a corrente de curto-circuito e a corrente relativa ao ponto P_I . Esta diferença de corrente é então subtraída da corrente de curto-circuito da curva de irradiância intermediária resultando no ponto Q_I (V_{Q_I} , I_{Q_I}). Um valor de resistência série é obtido a partir da equação (3.7).

$$R_{S1} = \frac{V_{Q1} - V_{P1}}{I_{P1} - I_{Q1}} \quad (3.7)$$

O mesmo procedimento é realizado entre as curvas de maior e menor irradiância e entre as curvas de intermediária e menor irradiância, resultando em outros dois valores de

resistência série, R_{S2} e R_{S3} . O valor de R_S do módulo é obtido a partir da média aritmética das três resistências calculadas.

3.3.3.2 DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CORREÇÃO DA CURVA I - V SEGUNDO AS NORMAS NBR-12302 E IEC 891

Determinam-se três curvas I - V do dispositivo em ensaio com diferentes temperaturas dentro da faixa de interesse (no mínimo 30°C de diferença entre a maior e a menor temperatura), porém mesma irradiância, entretanto com um valor não superior ou inferior a 30% da irradiância para a qual se pretende transladar a curva posteriormente. Translada-se a curva medida na condição de temperatura T_3 para a condição medida de temperatura T_4 . Esta translação é feita de acordo com as Equações (3.8) e (3.9).

$$I_4 = I_3 + \alpha(T_4 - T_3) \quad (3.8)$$

$$V_4 = V_3 - KI_4(T_4 - T_3) - N_S\beta(T_4 - T_3) \quad (3.9)$$

Para esta translação deve ser utilizado um valor inicial de K . A norma sugere um valor de $1,25 \times 10^{-3} \Omega/^\circ\text{C}$, que é típico de células de silício cristalino. Se não for atingida a precisão desejada com a translação utilizando o valor inicial de K , então o procedimento deve ser realizado com diferentes valores de K até que o resultado da translação esteja dentro do desejável. Resulta então um valor de fator de correção. O mesmo procedimento é realizado transladando a curva medida na condição de temperatura T_3 para T_5 e T_4 para T_5 , resultando em mais dois valores para o fator de correção. O valor de K para o dispositivo em ensaio é calculado a partir da média aritmética dos valores individuais obtidos para cada translação.

4. MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DE PARÂMETROS DA CURVA $I-V$

Existem dois circuitos equivalentes que são normalmente utilizados para a representação da curva característica de um dispositivo fotovoltaico. Estes circuitos são relativos aos modelos de um e de dois diodos. Conhecendo os parâmetros que compõem estes modelos é possível reproduzir curvas $I-V$ em diferentes condições de temperatura e irradiância. Dessa forma é possível a simulação de sistemas fotovoltaicos com as mais diversas configurações, a fim de prever a energia elétrica convertida a partir da solar ao longo do tempo sob diferentes condições de operação.

Existem inúmeros métodos de determinação dos parâmetros matemáticos (também conhecidos como parâmetros fotovoltaicos) que descrevem a curva $I-V$ para os modelos de um ou dois diodos. Alguns destes métodos propõem soluções analíticas como, por exemplo, Chan e Phang, (1987), enquanto outros propõem soluções que necessitam de métodos de iteração numérica, como por exemplo, Garrido-Alzar, (1997) e Sandrolin et al., (2010). Existem ainda métodos que se baseiam em modelos modificados, usualmente com um grande número de variáveis, como por exemplo, um modelo de três diodos proposto por Nishioka et al., (2007). Existem ainda métodos que fazem uso de curvas determinadas no escuro, denominadas curvas de polarização reversa. Em Bühler e Krenzinger (2006), por exemplo, é apresentado um método para determinação de parâmetros fotovoltaicos de acordo com o modelo de um diodo que utiliza curvas $I-V$ em polarização reversa determinadas em diferentes temperaturas. Neste mesmo trabalho, é apresentado um método para a determinação da resistência série que leva em conta o efeito da mesma no ponto de circuito aberto, que é nulo para uma curva determinada sobre iluminação, e o efeito sobre a curva determinada no escuro em um ponto equivalente ao circuito aberto. A diferença entre essas duas curvas nessas regiões permite determinar um valor de resistência série presente em um módulo. Também em Bühler (2007) podem ser encontradas outras aplicações de curvas em polarização reversa para análise do comportamento elétrico de módulos fotovoltaicos. Outros exemplos de métodos que utilizam curvas $I-V$ em polarização reversa podem ser encontrados em Kaminski, (1997), Mártil e González Díaz, (1992).

Para a elaboração desta Tese foram estudados dois métodos de extração de parâmetros relativos ao modelo de um diodo. Foi também elaborado um método de extração relativo ao modelo de dois diodos modificado. Os três métodos estudados partem da análise matemática de uma única curva $I-V$ medida sob iluminação natural. A seguir são apresentados cada um dos métodos estudados.

4.1. MÉTODO PROPOSTO POR PHANG *ET AL.* (1984)

Este método consiste em um grupo de equações que a partir de uma única curva I - V medida sob condição de iluminação é capaz de extrair os parâmetros matemáticos relativos ao modelo de um diodo. O método é descrito a seguir:

A partir dos dados de tensão e corrente de uma curva característica medida são obtidos os valores da tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão (V_M) e corrente (I_M) de máxima potência. Considerando que a inclinação da curva V - I junto à região de curto-circuito (R_{P0}) é predominantemente influenciada pela resistência paralela, esta é aproximada por R_{P0} , mas com sinal trocado.

A inclinação da curva V - I junto à região de circuito aberto também é determinada (R_{S0}), o que corresponde à derivada da tensão em função da corrente aplicada no ponto onde a corrente é nula. A Figura 4.1 apresenta uma curva V - I de um módulo fotovoltaico destacando as regiões de interesse de onde são extraídos os parâmetros de entrada para a aplicação do método de Phang *et al.*

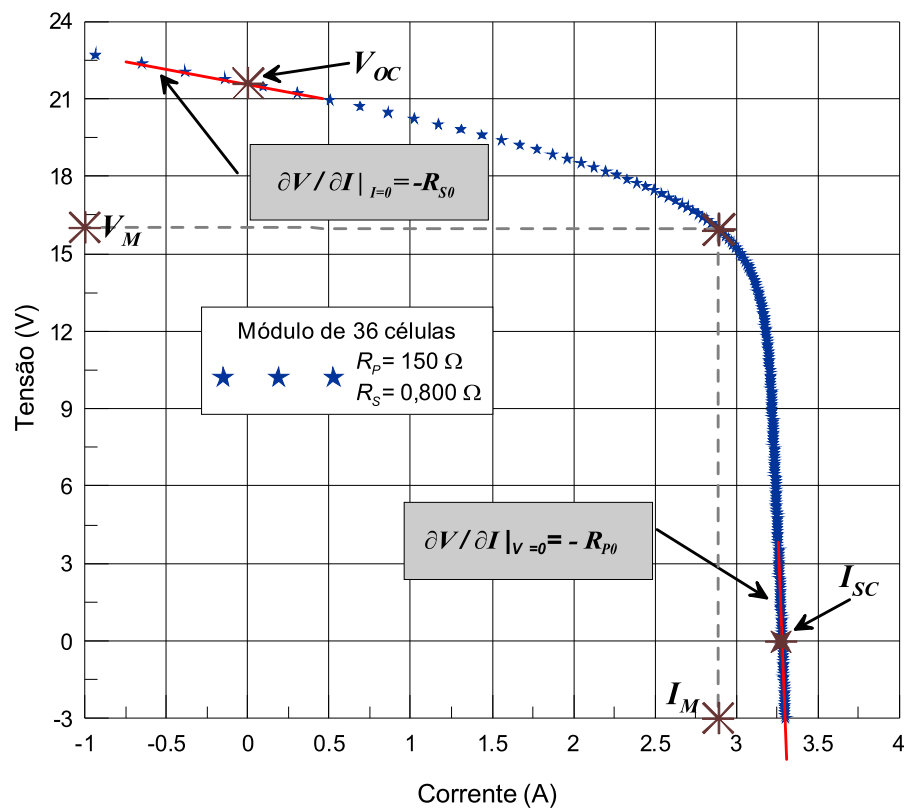


Figura 4.1 - Curva V - I de um módulo de 36 células destacando as regiões de extração dos parâmetros de entrada para a aplicação do método de Phang *et al.*

Como já apresentado no capítulo 2 desta Tese, a Equação (2.5) relaciona a corrente com a tensão segundo o modelo de um diodo para um dispositivo fotovoltaico. Fazendo a derivada implícita da Equação (2.5) da tensão com respeito à corrente, obtém-se:

$$\frac{\partial V}{\partial I} = - \frac{mV_T(R_p + R_s) + R_p R_s I_0 \exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_T}\right)}{mV_T + R_p I_0 \exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_T}\right)} \quad (4.1)$$

Aplicando as condições de circuito aberto ($0, V_{OC}$), curto-circuito ($I_{SC}, 0$) e de máxima potência (I_M, V_M) nas Equações (2.5) e (4.1) obtém-se, as Equações (4.2) – (4.5):

$$I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) - \exp\left(\frac{I_{SC} R_s}{mV_T}\right) \right] - I_{SC} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + \frac{V_{OC}}{R_p} = 0 \quad (4.2)$$

$$(R_{s0} - R_s) \left[\frac{I_0}{mV_T} \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) + \frac{1}{R_p} \right] - 1 = 0 \quad (4.3)$$

$$\frac{1}{R_p} - \frac{1}{R_p - R_s} + \frac{I_0}{mV_T} \exp\left(\frac{I_{SC} R_s}{mV_T}\right) = 0 \quad (4.4)$$

$$I_0 \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) + \frac{V_{OC} - V_M}{R_p} - \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) I_M - I_0 \exp\left(\frac{V_M - I_M R_s}{mV_T}\right) = 0 \quad (4.5)$$

Estas quatro equações não lineares podem ser resolvidas através de métodos numéricos. Entretanto fazendo as seguintes simplificações, o sistema pode ser resolvido analiticamente:

$$\text{a) } \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) \gg \exp\left(\frac{I_{SC} R_s}{mV_T}\right)$$

$$\text{b) } R_p \gg R_s \Rightarrow 1 + \frac{R_s}{R_p} \approx 1$$

$$c) \quad \frac{I_0}{mV_T} \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) \gg \frac{1}{R_P}$$

$$d) \quad \frac{I_0}{mV_T} \exp\left(\frac{I_{SC}R_S}{mV_T}\right) \ll 1$$

Dessa forma, aplicando os dados obtidos da curva medida relativos à V_{OC} , I_{SC} , V_M , I_M , R_{P0} e R_{S0} obtêm-se as Equações (4.6) – (4.10) que permitem calcular com precisão os parâmetros de uma curva I - V segundo o modelo de um diodo.

$$R_P \cong -R_{P0} \quad (4.6)$$

$$m = \frac{V_M + I_M R_{S0} - V_{OC}}{V_T \left[\ln\left(I_{SC} - \frac{V_M}{R_P} - I_M\right) - \ln\left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_P}\right) + \frac{I_M R_P}{I_{SC} R_P - V_{OC}} \right]} \quad (4.7)$$

$$I_0 = \left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_P} \right) \exp\left(\frac{-V_{OC}}{mV_T}\right) \quad (4.8)$$

$$R_S = \left(R_{S0} - \frac{mV_T}{I_0} \right) \exp\left(\frac{-V_{OC}}{mV_T}\right) \quad (4.9)$$

$$I_{fg} = I_{SC} \left(1 + \frac{R_S}{R_P} \right) + I_0 \left(\exp\left(\frac{I_{SC}R_S}{mV_T}\right) - 1 \right) \quad (4.10)$$

4.2. MÉTODO PROPOSTO POR KRENZINGER (1994)

Segundo Krenzinger, (1994) o fator de idealidade do diodo pode ser expresso em termos do fator de forma pela relação empírica apresentada na Equação (4.11).

$$m = 2,8 - 2,3FF \quad (4.11)$$

Aplicando a condição de circuito aberto na Equação (2.5) e fazendo as considerações que seguem, obtém-se a Equação (4.12) para a corrente de saturação reversa e a Equação (4.13) para a resistência série.

$$\text{a) } \frac{V_{OC}}{R_p} \ll I_0 \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) \qquad \text{b) } \frac{V_{OC}}{R_p} \ll I_{SC}$$

$$I_0 = I_{SC} / \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_T}\right) \quad (4.12)$$

$$R_s = -R_{s0} - (V_T / I_{SC}) \quad (4.13)$$

Por fim, a resistência paralela é tomada, tal como no método de Phang *et al.*, como igual à derivada da tensão em função da corrente em V_{OC} , mas com sinal inverso. A corrente fotogerada é aproximada por I_{SC} tal como apresentado na Equação (4.14).

$$I_{fg} \cong I_{SC} \quad (4.14)$$

4.3. MÉTODO PROPOSTO

Uma vez que o papel da recombinação de portadores de carga assume maior importância em dispositivos de filmes finos, o fator de idealidade relativo a este fenômeno necessita assumir valores superiores a 2 (valor fixado pelo modelo de 2 diodos) para que a curva $I-V$ seja melhor representada. Desta forma foi desenvolvido um método de extração de parâmetros para o modelo de 2 diodos modificados, já que este modelo assume como variável o fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação. Este método de extração de parâmetros, como será posteriormente apresentado, é capaz de representar com grande grau de confiabilidade curvas de $I-V$ de dispositivos de tecnologia cristalina ou amorfa.

De acordo com o modelo de 2 diodos modificado, a relação entre corrente elétrica e tensão, fornecidas por um gerador fotovoltaico, é descrita pela Equação (2.7).

A Equação (2.7) pode ser reescrita, como apresentado na Equação (4.15), de forma a possibilitar uma derivada implícita desta em relação à corrente, como será posteriormente realizado. Na Equação (4.15) a corrente fotogerada é aproximada pela corrente de curto-

circuito ($I_{fg} \approx I_{SC}$). Esta é uma primeira aproximação, já que posteriormente a corrente fotogerada é calculada garantindo maior precisão do método.

$$V = R_P \left\{ I_{SC} - I - I_D \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{V_T}\right) - 1 \right] - I_R \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{m_R V_T}\right) - 1 \right] \right\} - IR_S \quad (4.15)$$

A resistência paralela é considerada igual, mas com sinal trocado, a derivada da tensão em relação à corrente no ponto de curto-circuito ($\partial V / \partial I|_{V=0} = R_P$).

Aplicando a condição de $V = V_{OC}$ e $I = 0$ na equação (4.15), obtém-se:

$$V_{OC} = R_P \left\{ I_{SC} - I_D \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) - 1 \right] - I_R \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) - 1 \right] \right\} \quad (4.16)$$

Isolando I_D da Equação (4.16) e considerando que $\exp(V_{OC}/V_T)$ e $\exp(V_{OC}/m_R V_T) \gg 1$, tem-se a Equação (4.17).

$$I_D = \left[I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_P} - I_R \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \right] \exp\left(\frac{-V_{OC}}{V_T}\right) \quad (4.17)$$

Aplicando a condição de curto-circuito ($I = I_{SC}$ e $V = 0$) na Equação (4.15), obtém-se:

$$0 = R_P \left\{ -I_D \left[\exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_T}\right) - 1 \right] - I_R \left[\exp\left(\frac{V + I_{SC} R_S}{m_R V_T}\right) - 1 \right] \right\} - I_{SC} R_S \quad (4.18)$$

Aplicando o ponto de máxima potência (V_M, I_M) na Equação (4.15), obtém-se:

$$0 = R_P \left\{ I_{SC} - I_M - I_D \left[\exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{V_T}\right) - 1 \right] - I_R \left[\exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{m_R V_T}\right) - 1 \right] \right\} - I_M R_S - V_M \quad (4.19)$$

Igualando a Equação (4.18) com a Equação (4.19), reagrupando os termos, considerando que $R_P \gg R_S$ e $\exp(I_{SC} R_S / V_T) \ll \exp(V_M + I_M R_S / V_T)$ e então isolando I_R , obtém-se a Equação (4.20).

Substituindo a Equação (4.17) na Equação (4.20) obtém-se a Equação (4.21) que fornece uma relação entre a resistência série e a corrente de recombinação.

$$I_R = \frac{Rp \left[I_M - I_{SC} + I_D \exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{V_T}\right) - I_D \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_T}\right) \right] + V_M}{Rp \left[\exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{m_R V_T}\right) - \exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{m_R V_T}\right) \right]} \quad (4.20)$$

$$I_R = \frac{\exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) \left[I_M - I_{SC} + \frac{V_M}{R_P} \right] + \exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{V_T}\right) \left[I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_P} \right] + \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_T}\right) \left[\frac{V_{OC}}{R_P} - I_{SC} \right]}{\exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) \left[\exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{m_R V_T}\right) - \exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{m_R V_T}\right) \right] + \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \left[\exp\left(\frac{V_M + I_M R_S}{V_T}\right) - \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_T}\right) \right]} \quad (4.21)$$

Por meio da Equação (4.21) é possível calcular a corrente de difusão uma vez que se conheça o valor da resistência série e uma vez que seja fixado um valor para o fator de idealidade do diodo relativo ao fenômeno de recombinação. Uma vez obtido o valor da corrente de recombinação, este é utilizado para calcular a corrente de difusão através da Equação (4.17). A resistência série e o fator de idealidade relativo ao fenômeno de recombinação são obtidos por meio de interações fazendo uso de mais uma equação cuja origem é apresentada a seguir.

Fazendo a derivada implícita da Equação (4.15) da tensão com respeito à corrente e aplicando a condição de $V = V_{OC}$ e $I = 0$, obtém-se a Equação (4.22):

$$\frac{\partial V}{\partial I} = - \frac{m_R R_P V_T + (R_P R_S) \left[m_R \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \right]}{m_R V_T + R_P \left[m_R I_R \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) + I_D \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \right]} \quad (4.22)$$

Isolando R_S da Equação (4.22), obtém-se a Equação (4.23):

$$R_S = \frac{- \frac{\partial V}{\partial I} \left\{ m_R V_T + R_P \left[m_R I_R \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) + I_D \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \right] \right\} - m_R R_P V_T}{R_P \left[m_R I_R \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_T}\right) + I_D \exp\left(\frac{V_{OC}}{m_R V_T}\right) \right]} \quad (4.23)$$

Considerando que a influência da resistência série em uma curva característica se pronuncia principalmente junto à região de circuito aberto, seu valor precisa obrigatoriamente ser menor do que a derivada da curva nesta região. Por outro lado, considerando que a resistência série presente no modelo matemático que descreve a curva $I-V$ também representa uma resistência física existente no dispositivo fotovoltaico, seu valor não pode ser negativo. Assim, o procedimento para a determinação de todos os parâmetros relativos ao modelo de 2 diodos modificado é o seguinte:

- a) Adota-se um valor para m_R . O primeiro valor a ser adotado é sempre igual a 2.
- b) Adota-se um valor inicial para R_S (R_{Sguess}) igual ao valor da derivada da curva $V-I$, com sinal positivo, junto à região de V_{OC} .
- c) Com o valor de R_S inserido na Equação (4.21) é calculado um valor para I_R .
- d) É calculado um valor para I_D por meio da Equação (4.17).
- e) Com os valores já calculados de I_R e I_D e com m_R fixado em 2 a resistência série é calculada por meio da Equação (4.23).
- f) O valor de R_S inserido na Equação (4.21) é comparado com o calculado pela Equação (4.23). Tanto a diferença entre esses valores quanto o valor de R_S calculado pela Equação (4.23) são armazenados em um vetor.
- g) Caso a diferença entre os valores de R_S seja superior a um mínimo pré-estabelecido (valor de convergência), é inserido na Equação (4.21) um novo valor de R_S , ligeiramente menor que o inserido anteriormente, e as etapas de c) a f) são realizadas novamente. O valor mínimo adotado para convergência no cálculo de R_S foi definido como 2%. O passo para os valores inseridos de R_S foi estabelecido em $0,01\Omega$.
- h) A etapa g) é repetida até que se obtenha convergência para cálculo da resistência série ou até que o valor inserido de R_S se torne negativo, pois desta forma todos os valores fisicamente aceitáveis foram testados.
- i) Caso todos os valores fisicamente aceitáveis de R_S tenham sido testados e ainda assim não se obtenha convergência para o método, parte-se para a etapa a). Cabe ressaltar que o método para o cálculo de R_S só não apresenta convergência quando o valor fixado de m_R não for adequado para a curva $I-V$ em análise.
- j) A corrente fotogerada é calculada por meio da Equação (4.24), a qual é obtida aplicando a condição de $I=I_{SC}$ na Equação (2.7).
- k) Utilizando os parâmetros determinados até esta etapa, são calculados dois valores de corrente a partir do modelo de 2 diodos modificado. São calculados valores de corrente relativos a dois valores de tensão medidas, um ligeiramente maior e um

menor do que a tensão de máxima potência. Neste trabalho os valores escolhidos foram de $0,8 V_M$ e $1,15V_M$.

- l) É calculado o desvio médio quadrático (DMQ) entre os dois valores de corrente calculados e medidos.
- m) Um novo valor de m_R , acrescido de um passo, é fixado e todas as etapas de b) a k) são repetidas. O valor do DMQ calculado com m_R nesta etapa é comparado com o DMQ com o valor de m_R fixado na etapa anterior. Se o DMQ tiver diminuído então todas as etapas de b) a k) são repetidas e assim sucessivamente até que o desvio aumente. Neste caso, todos os parâmetros da curva calculados com o valor de m_R adotado na etapa anterior são os parâmetros que fornecem o melhor ajuste para a curva $I-V$ em análise. Para este trabalho foi estabelecido um passo de 0,01 para o cálculo de m_R .

$$I_{fg} = I_{SC} + I_D \left[\exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{V_T}\right) - 1 \right] + I_R \left[\exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{m_R V_T}\right) - 1 \right] + \frac{I_{SC} R_S}{R_P} \quad (4.24)$$

A Figura 4.2 apresenta o algoritmo implementado no método proposto para a determinação dos parâmetros fotovoltaicos segundo o modelo de dois diodos modificado.

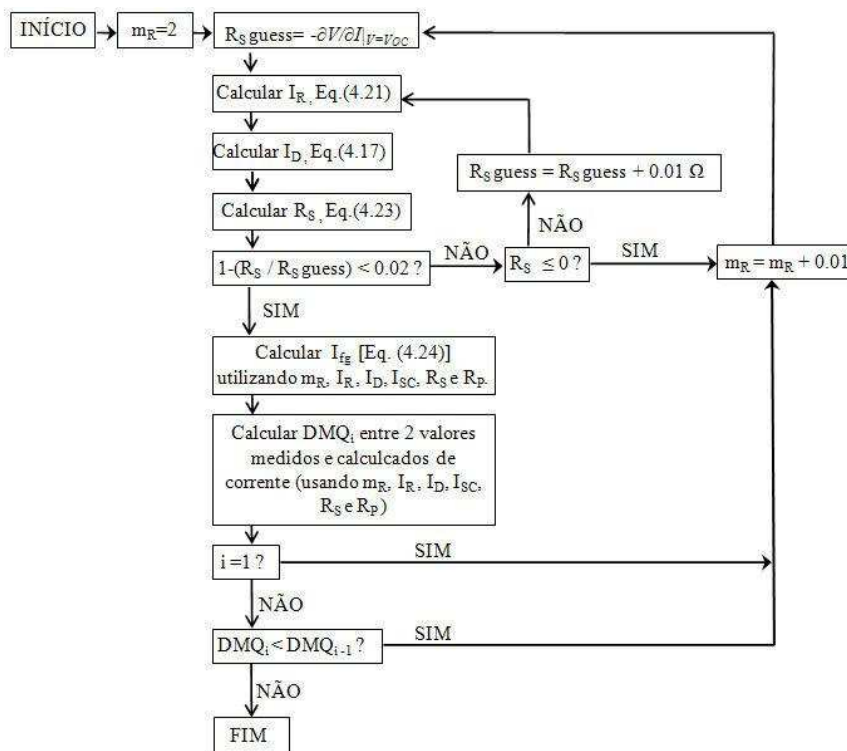


Figura 4.2 – Algoritmo utilizado no método proposto para a extração dos parâmetros fotovoltaicos de acordo com o modelo de dois diodos modificado.

A Figura 4.3 apresenta dois exemplos de relação entre valores inseridos de R_S na Equação (4.21), “valores de estimativa”, e a diferença entre esses valores com os calculados pela Equação (4.23) que é a Equação que verifica a convergência do cálculo de R_S . Estes exemplos são relativos a curvas $I-V$ de um módulo silício amorfo hidrogenado e um módulo de tecnologia CIS. Nota-se que em ambos os casos a convergência para o cálculo de R_S foi obtida, embora para o módulo de a-Si mais iterações tenham sido necessárias. O cálculo de R_S representado na Figura 4.3 foi realizado com valores de m_R adequados para cada curva $I-V$.

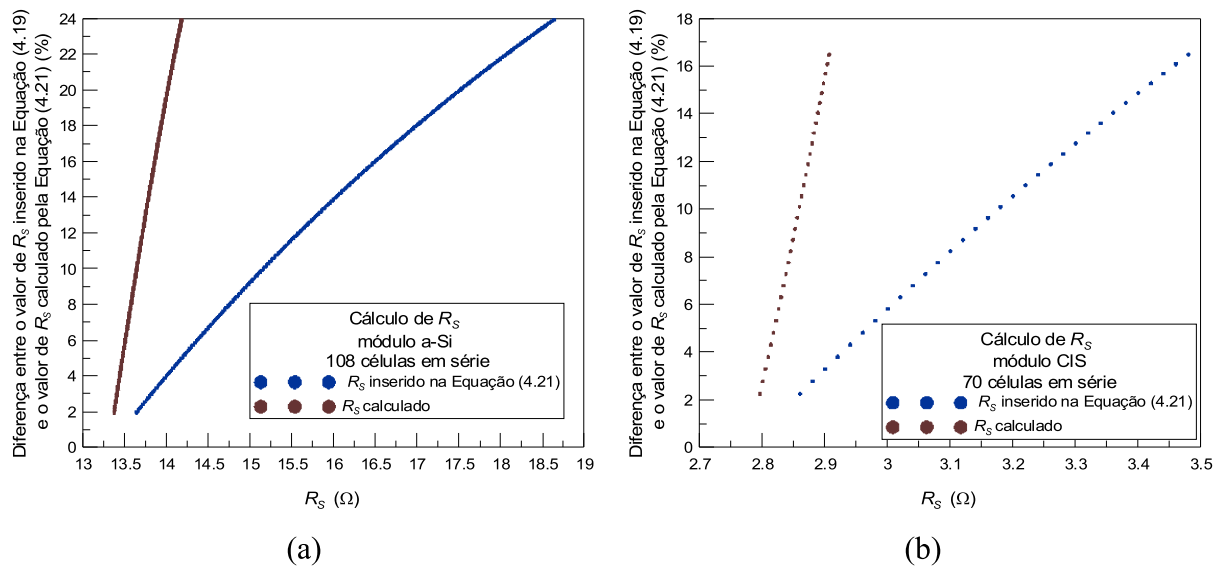


Figura 4.3 – Exemplos do método iterativo para o cálculo de R_S relativos a curvas $I-V$ de um módulo: a) a-Si e b) CIS.

A Figura 4.4 apresenta a relação entre os diferentes valores de m_R fixados, ao longo do processo de determinação de parâmetros fotovoltaicos de acordo com o modelo de dois diodos modificado e o desvio médio quadrático entre dois valores de corrente medidos e calculados para as mesmas curvas $I-V$ utilizadas no exemplo da Figura 4.3.

As Figuras 4.5 e 4.6 apresentam curvas medidas para um módulo a-Si e para um módulo CIS, respectivamente, e as curvas geradas matematicamente pelo método proposto. As curvas $I-V$ das Figuras 4.5 e 4.6 são as mesmas que foram utilizadas nos exemplos apresentados nas Figuras 4.3 e 4.4.

Como pode ser observado pelas Figuras 4.5 e 4.6 os parâmetros fotovoltaicos obtidos pelo método proposto, de acordo com o modelo de dois diodos modificado forneceu um excelente resultado para a representação das curvas $I-V$ analisadas. Um estudo mais

aprofundado da qualidade deste método e dos demais métodos apresentados neste capítulo será apresentado no capítulo 7 desta Tese.

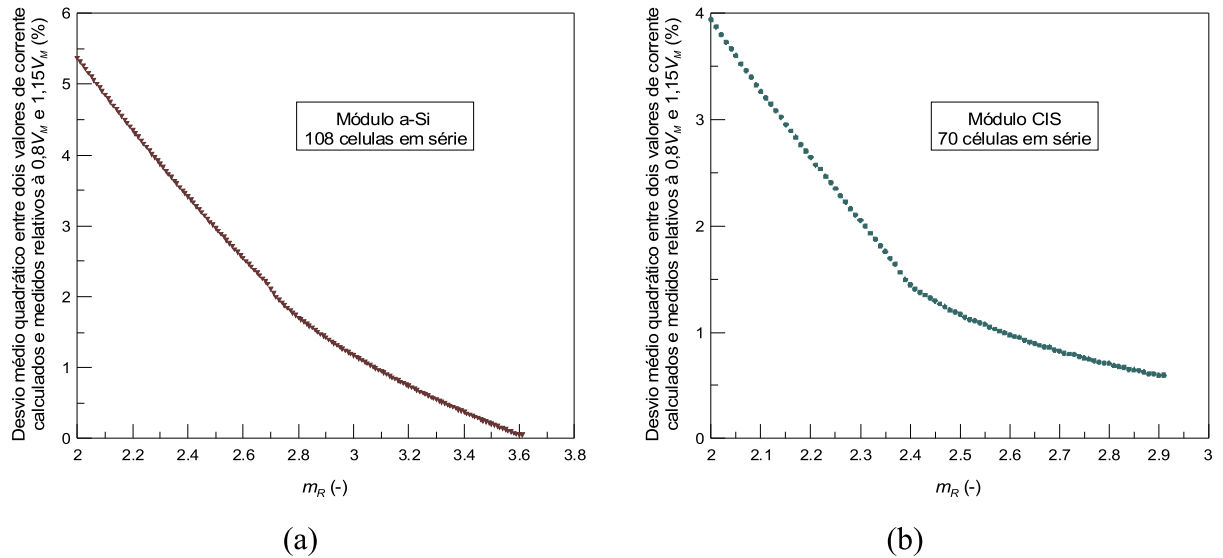


Figura 4.4 – Relação entre diferentes valores de m_R fixados e o desvio médio quadrático entre dois valores de corrente medidos e calculados, relativos as tensões de $0,8 V_M$ e $1,15V_M$ para curvas $I-V$ de um módulo de a) a-Si e b) CIS.

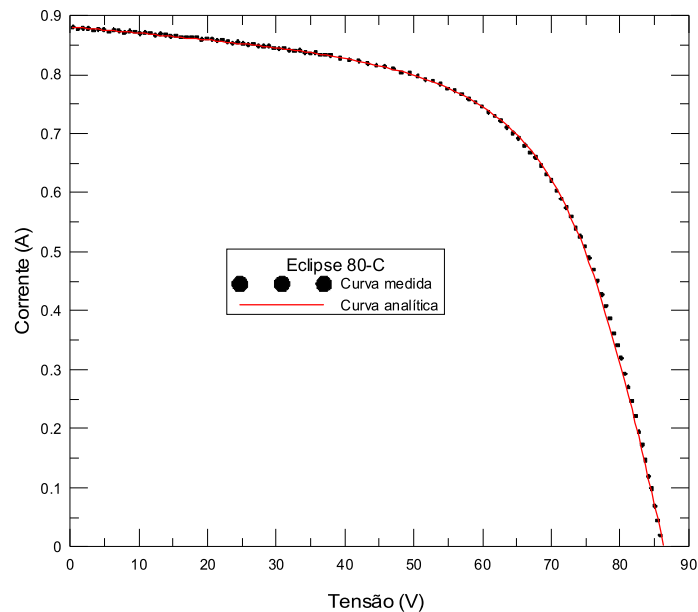


Figura 4.5 – Curva $I-V$ medida de um módulo a-Si na condição de $39,8^\circ\text{C}$ e 794 W/m^2 e curva gerada matematicamente de acordo com o modelo de dois diodos modificado.

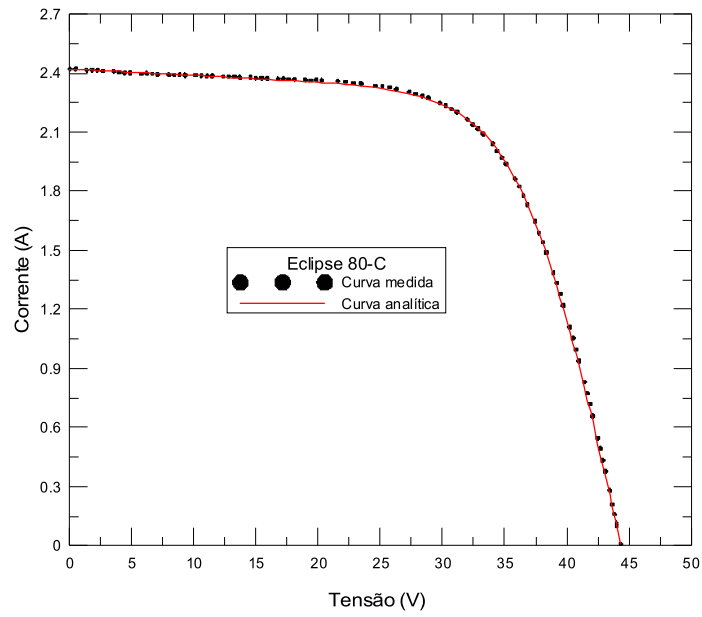


Figura 4.6 – Curva $I-V$ medida de um módulo CIS na condição de $29,6^{\circ}\text{C}$ e 879 W/m^2 e curva gerada matematicamente de acordo com o modelo de dois diodos modificado.

5. MÉTODOS ALTERNATIVOS DE TRANSLAÇÃO DE CURVAS I - V DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

De forma a padronizar os ensaios de caracterização de módulos fotovoltaicos, estes tem de ser feitos sob uma condição específica de temperatura, irradiância e espectro da radiação incidente, denominada condição padrão ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $AM = 1,5$ e $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$).

A translação por meio das normas brasileira (NBR-12302) e internacional (IEC 891), como será posteriormente apresentada nesta Tese, apresenta ótimos resultados, entretanto consistem em métodos bastante trabalhosos, uma vez que exigem a determinação de diversas curvas com condições controladas de temperatura e irradiância para que alguns parâmetros sejam determinados.

A norma americana ASTM E 1036M-96 (1996) estabelecia um método de translação onde tanto a corrente quanto a tensão são trasladadas por proporcionalidade. Este procedimento, embora consideravelmente mais simples do que o método da norma internacional implica com que o fator de forma não seja alterado na translação. Isto resulta em uma deformação na curva trasladada e conseqüente erro na predição da potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico. Como forma de minimizar os erros inerentes a este método Marion, et *al.*, (1999) sugerem a obtenção de uma matriz de curvas com diferentes valores de irradiância e temperatura limitando assim a faixa de translação. A sugestão de Marion, et *al.* foi adotada pela norma americana E 1036-02, que determina a obtenção de uma matriz com ao menos 36 curvas referentes a diferentes condições de temperatura e irradiância. Dessa forma, o método de translação estabelecido pela norma americana modificada não resulta em erros muito grandes na região da máxima potência da curva, entretanto é um método de difícil aplicação, uma vez que exige muitos ensaios para dispositivo fotovoltaico a ser qualificado. No ano de 2008 a ASTM adotou um método de translação por interpolação bilinear proposto por Marion et *al.* (2004), como já descrito no capítulo 3. Contra esse método pesa o fato de que os coeficientes α e β são obtidos a partir de apenas dois pontos além de ser um método que não permite a translação de uma única curva medida para outra condição de irradiância e temperatura. No mínimo 4 curvas de referência sempre tem que ser medidas.

Uma vez que as translações por meio das normas técnicas apresentam dificuldades associadas aos seus métodos, surge o interesse na obtenção de metodologias de translação mais eficientes e simples de serem executadas. É possível encontrar na literatura diversos métodos de correção de curvas I - V . Alguns pesquisadores propõem a translação ponto a ponto dos valores medidos, tais quais Bleasser, (1995), Tsuno et *al.*, (2006) e Anderson, (1995)

enquanto outros métodos propõem a translação por meio analítico considerando o comportamento interno dos geradores fotovoltaicos como, por exemplo, van Overstraeten et al. (1986). O problema da translação por meio analítico é que, em caso de módulos que apresentam imperfeições em suas curvas características, estas não são reproduzidas na translação, obtendo-se uma curva que não representa de forma fiel o que realmente ocorre com o módulo.

Além das metodologias de translação propostas pelas normas técnicas foram estudados mais dois métodos apresentados originalmente por Alonso, (2002) e Krenzinger, (2004). Ambos os métodos propõem a translação ponto a ponto dos valores medidos e não necessitam de ensaios para a determinação de parâmetros (com exceção dos parâmetros térmicos α e β) como ocorre, por exemplo, na translação proposta pela norma internacional.

5.1. MÉTODO DE TRANSLAÇÃO GEOMÉTRICA

O método proposto por Alonso, (2002) para correção de curvas $I-V$ consiste basicamente na translação ponto a ponto dos valores medidos por intermédio de soma algébrica. Este método será aqui chamado de **translação geométrica**.

O método de translação geométrica baseia-se no conceito de que a curva característica de um dispositivo fotovoltaico é modificada unicamente devido à variação de temperatura e irradiância. Esse método implica com que todos os pontos da curva sejam deslocados igualmente na tensão e na corrente, de forma que os novos valores de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito coincidam com os valores calculados segundo as Equações (5.1) e (5.2). Vale lembrar que embora o acréscimo ou decréscimo na tensão e na corrente seja o mesmo ao longo da curva $I-V$ isso não evita que o fator de forma varie na translação em acordo com o que é observado experimentalmente.

A translação geométrica pode ser descrita pelos seguintes passos:

- a) São calculados os novos valores de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito por meio da Equação (5.1) e Equação (5.2), respectivamente;

$$V_{OC2} = V_{OC1} + \beta(T_1 - T_2) + [(N_s m k_B T) / e] \ln(G_2 / G_1) \quad (5.1)$$

$$I_{SC2} = I_{SC1} (G_2 / G_1) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (5.2)$$

O fator de idealidade (m) presente na Equação (5.1) é calculado de acordo com a Equação (4.11), uma vez que ao longo desta Tese foi constatado que obtendo m por esta Equação obtém-se resultados melhores para o cálculo de V_{OC2} do que utilizando o valor de m obtido pelo método de Phang *et al.* O fator de forma (FF) presente na Equação (4.11) é relativo à condição de medida da curva I - V . Desta forma o valor de m é considerado o mesmo para a condição de medida e para a condição de translação. Esta consideração é válida desde que a diferença de irradiância entre a condição medida e a condição de translação não seja superior a 500 W/m².

- b) Transladam-se os valores de corrente de acordo com a Equação (5.3);

$$I_{TR\ GEO} = I_1 + (I_{SC2} - I_{SC1}) \quad (5.3)$$

- c) É calculado um valor de tensão de circuito aberto auxiliar ($V_{OC\ AUX}$) a partir dos pontos relativos à corrente transladada e de tensão medida;
- d) Cada ponto de tensão é então transladado de acordo com a Equação (5.4);

$$V_{2GEO} = V_1 + (V_{OC2} - V_{OC\ AUX}) \quad (5.4)$$

- e) Uma vez que a tensão é deslocada ponto a ponto, a corrente de curto-circuito é alterada devido à inclinação da curva I - V naquela região. Desta forma se faz necessário deslocar novamente a corrente, ponto a ponto, por meio de um fator de correção apresentado na Equação (5.5);

$$I_{2GEO} = I_{TR\ GEO} + \left(\frac{V_{OC\ AUX} - V_{OC2}}{R_p} \right) \quad (5.5)$$

A nomenclatura relativa às Equações (5.1) a (5.5) é apresentada a seguir:

V_{2GEO} = Tensão corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação geométrica;

V_{OC1} = Tensão de circuito aberto na condição medida;

V_{OC2} = Tensão de circuito aberto na condição padrão ou outra para a qual se deseja transladar;

$V_{OC\ AUX}$ = Tensão de circuito aberto relativa à tensão medida e a corrente transladada;

$I_{2\ GEO}$ = Corrente corrigida para a condição padrão ou outra qualquer segundo o método de translação geométrica;

I_{SC2} = Corrente de curto-circuito na condição padrão ou outra qualquer para a qual se deseja transladar;

$I_{TR\ GEO}$ = Corrente transladada por meio da Equação (5.3);

É importante ressaltar que a correção proposta para a corrente transladada, Equação (5.5), pode ser desprezada quando a correção da curva não apresentar uma diferença grande de temperatura (inferior a 10°C) ou quando a resistência paralela for consideravelmente alta (superior a 1000 Ω).

Como forma de apresentar a eficácia da metodologia proposta para a translação das curvas pelo método geométrico foram geradas duas curvas segundo o modelo de um diodo. A fim de facilitar a visualização de cada passo da metodologia proposta, as curvas foram geradas para um módulo de 72 células com um valor relativamente baixo de resistência paralela (100 Ω) e em condições extremas de operação. Na primeira condição a curva foi gerada para uma irradiância de 700 W/m² e temperatura de 70°C e a condição de translação considerada foi de 1100 W/m² e temperatura de 20°C.

A Figura 5.1 ilustra o método de translação geométrica a partir de uma curva gerada matematicamente relativa a uma condição extrema de operação comparando com uma curva também gerada matematicamente em outra condição de temperatura e irradiância.

Para translações que envolvam pequenas diferenças de temperaturas e irradiâncias este método apresenta bons resultados, entretanto quando é exigida uma translação maior surge um defeito da curva devido a um problema no método. O fato é que no método de translação geométrica a tensão é transladada por meio de soma, o que implica que todos os pontos sofram a mesma variação na tensão para uma dada translação. Isto na realidade não ocorre, e por isso o mais correto é uma translação por proporção.

A diferença entre a translação da tensão por soma e por proporção é muito sutil para módulos com curvas sem imperfeições, porém quando existe um “degrau” de corrente a diferença se torna significativa. Para uma melhor compreensão desta diferença, uma curva defeituosa de um módulo hipotético de 72 células em série foi gerada. Esta curva seria correspondente a uma irradiância de 700 W/m² e temperatura de 60 °C. Posteriormente esta curva foi transladada para a condição padrão por meio de soma e de proporção na tensão. A Figura 5.2 ilustra o exemplo.

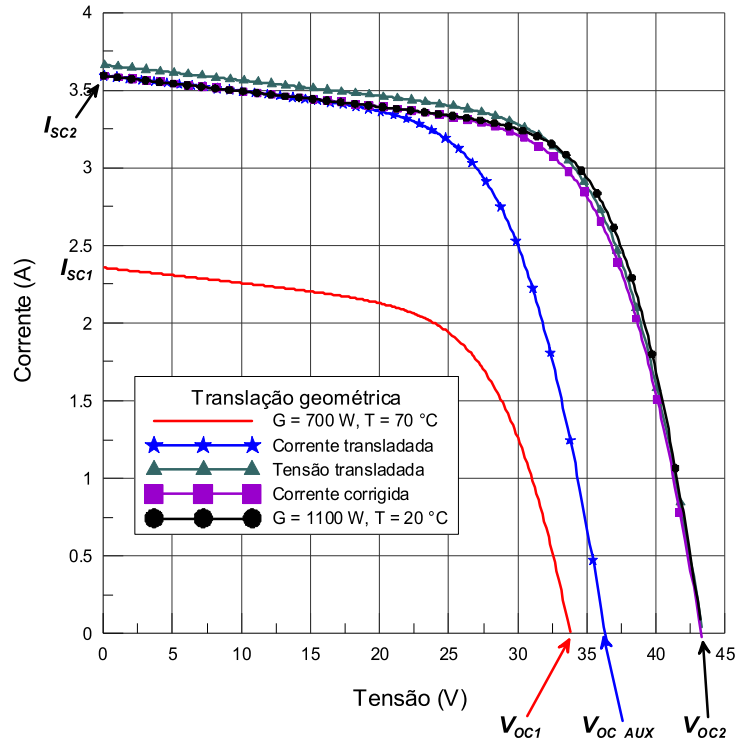


Figura 5.1 – Curvas geradas analiticamente segundo o modelo de um diodo e metodologia proposta para a translação de curvas I - V segundo o método geométrico.

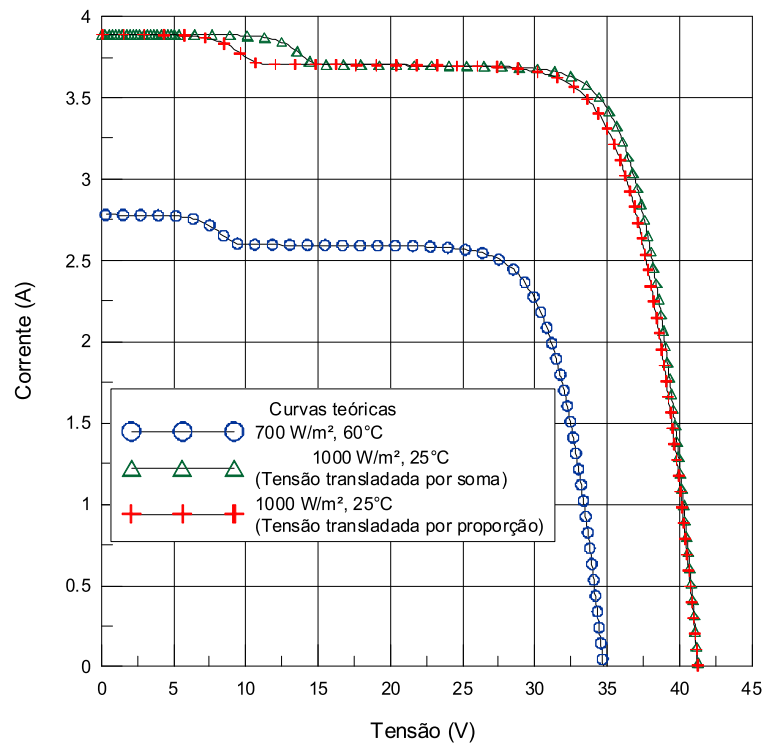


Figura 5.2 – Curva gerada analiticamente equivalente a 700 W/m^2 e $60 \text{ }^\circ\text{C}$, segundo o modelo de um diodo e translação da mesma por soma e de proporção da tensão para a condição padrão.

Pode-se observar que para a translação por soma o “degrau” termina em uma tensão de aproximadamente $0,43 V_{OC}$, enquanto para a translação por proporção a tensão é de $0,32 V_{OC}$. Embora a Figura 5.2 simbolize uma situação exagerada, tais degraus de corrente não são difíceis de serem encontrados em módulos, uma vez que podem ser oriundos de diferenças entre as células que compõem o módulo. Essas células nunca serão idênticas e freqüentemente podem apresentar diferenças razoáveis, principalmente em módulos de baixa qualidade.

5.2. MÉTODO DE TRANSLAÇÃO SOMA-PROPORÇÃO

O método de translação geométrica retorna resultados satisfatórios, como inclusive será apresentado no decorrer desta Tese, entretanto o fato da tensão ser deslocada por soma e não por proporção pode acarretar erros consideráveis, principalmente em módulos com defeitos, módulos que apresentem imperfeições em suas curvas características. Além disso, o método de translação geométrica não apresenta bons resultados junto à região de máxima potência para translações em condições extremas de operação. Buscando um método mais preciso na região de máxima potência e que translade a corrente por soma e a tensão por proporção, foi elaborado um método (Krenzinger, 2004) que é descrito a seguir.

A translação pelo método proposto pode ser descrita pelos seguintes passos:

- a) São calculados os novos valores de tensão de circuito aberto e de corrente de curto-circuito por meio da Equação (5.1) e Equação (5.2), respectivamente;
- b) A corrente é transladada (I_{2SP}) por meio da Equação (5.3);
- c) É calculado um valor de tensão de circuito aberto auxiliar ($V_{OC\ AUX}$) a partir dos pontos relativos à corrente transladada na etapa anterior e de tensão medida;
- d) A tensão é translada por proporção de acordo com a Equação (5.6);

$$V_{TR\ SP} = V \left(V_{OC2} / V_{OC\ AUX} \right) \quad (5.6)$$

- e) É obtida uma tensão relativa à máxima potência ($V_{M\ AUX}$) da curva formada pela corrente e pela tensão transladadas;
- f) Da curva medida, são obtidos os parâmetros fotovoltaicos necessários para gerar uma curva analítica, de acordo com o procedimento anteriormente descrito. Dos parâmetros analíticos obtidos, a corrente de curto-circuito, a tensão térmica e a corrente de saturação reversa são recalculadas para a condição de translação. A corrente de saturação reversa é

obtida por meio de aproximação pela Equação (5.7). Uma vez gerada a curva analítica, é então obtida sua tensão ($V_{M AN}$) e corrente ($I_{M AN}$) de máxima potência;

$$I_{O2} = I_{SC2} - \frac{(V_{OC2}/R_P)}{\exp(V_{OC2}/mV_{T2})} \quad (5.7)$$

g) Por fim a corrente elétrica transladada é multiplicada ponto a ponto por um fator de correção e somada à tensão transladada, resultando dessa forma na tensão corrigida (V_{2SP}), tal qual apresentado pela Equação (5.8)

$$V_{2SP} = V_{TR SP} + I_{2SP} \frac{V_{M AN} - V_{M AUX}}{I_{M AN}} \quad (5.8)$$

A Figura 5.3 ilustra o método de translação soma-proporção a partir de uma curva gerada matematicamente relativa a uma condição extrema de operação, comparando com uma curva também gerada matematicamente em outra condição de temperatura e irradiância.

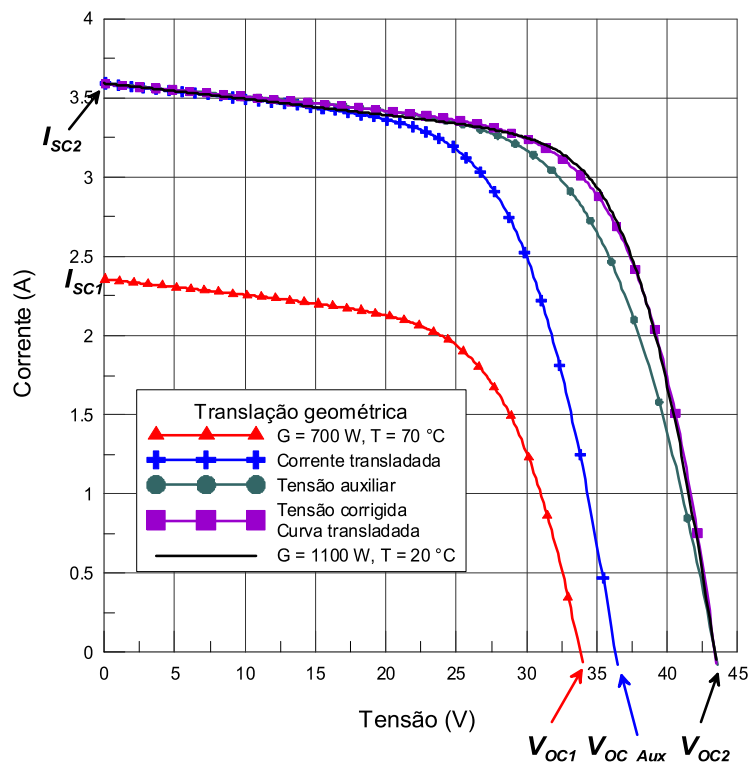


Figura 5.3 – Curvas geradas analiticamente segundo o modelo de um diodo e método de translação soma-proporção.

Cabe ressaltar que a condição para a qual foram geradas as curvas $I-V$ das Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 é sabidamente uma condição que dificilmente seria encontrada em um módulo em condições normais de operação. Tal condição de temperatura e irradiância apenas foi escolhida de forma a facilitar a visualização da diferença entre os métodos de translação geométrica e soma-proporção. É possível, dessa forma, verificar que a translação por soma-proporção apresenta um melhor resultado junto à região de máxima potência do que o método de translação geométrica.

6. METODOLOGIA ADOTADA PARA A DETERMINAÇÃO DA CURVA *I-V*

A seguir é apresentada uma descrição completa de todos os equipamentos de medida utilizados para a aquisição das curvas características, bem como dos procedimentos adotados para a determinação das mesmas. O projeto, construção e instalação da câmara climatizada descrita a seguir é fonte das contribuições desta Tese.

6.1. CÂMARA CLIMATIZADA PARA ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A obtenção de uma curva característica na temperatura padrão de 25°C consiste em uma tarefa muitas vezes difícil de realizar, principalmente no verão, onde mesmo no sul do Brasil é comum dias com temperaturas ambiente de mais de 30°C. Para facilitar o controle da temperatura dos módulos nos ensaios de caracterização, foi construída uma câmara climatizada em estrutura metálica. Trata-se de uma câmara com cerca de 17 m³ de volume interno cuja temperatura interna é controlada por um aparelho de ar-condicionado de 12000 BTU/hora, que é equivalente a uma potência de aproximadamente 3517 W de potência térmica. O aparelho de ar-condicionado é do tipo *split* e possui função de aquecimento e resfriamento.

A câmara climatizada é constituída de paredes e teto de painéis com perfil trapezoidal, com dupla face metálica e preenchimento interno de poliuretano. Os painéis possuem espessura de 50 mm e boa resistência mecânica devido ao perfil trapezoidal. Tais painéis possibilitam isolamento térmico, de forma que o condicionamento do ar no interior da câmara possa ser bem controlado.

A câmara possui uma janela (abertura sem vidro) com dimensões de 3,0 m por 1,4 m e corte em um ângulo de 30° com a horizontal, que permite com que os módulos fiquem expostos a radiação solar direta durante todo o dia. Isto é possível, pois a câmara climatizada é apoiada em uma base giratória que permite uma variação de até 360° na orientação do mesmo. A Figura 6.1 apresenta detalhes da base giratória quando a câmara ainda estava em construção onde se pode observar o sistema de base giratória.

Como forma de minimizar as trocas de calor entre os meios externo e interno da câmara, esta possui duas cortinas de ar na parte inferior da janela de ensaios. Estes dispositivos são capazes de fornecer um fluxo de ar de 14 m/s, junto à saída dos mesmos. Estas cortinas de ar têm a função de forçar uma circulação no interior da câmara, de ar frio no verão e quente no inverno, diminuindo assim as trocas de energia térmica com o meio externo

e, conseqüentemente, melhorando o condicionamento do ar. Além desta função as cortinas também podem ser utilizadas para resfriamento dos módulos por meio de convecção forçada. A câmara possui ainda um toldo auto-retrátil localizado na parte externa, logo acima da cortina metálica, o que possibilita um controle rápido da irradiação solar que atinge a parte interna da câmara.



Figura 6.1 - Detalhes da estrutura metálica da câmara climatizada, bem como da base giratória na época da construção da mesma.

Para a aquisição de uma curva característica de um dispositivo fotovoltaico na temperatura de 25 °C, ou em outra qualquer desde que esta temperatura seja menor do que a ambiente, é adotado o seguinte procedimento:

- 1) Com o toldo auto-retrátil estendido (protegendo o interior da câmara da radiação solar), o ar em seu interior é condicionado a uma temperatura aproximadamente 2°C inferior a temperatura na qual se pretende medir a curva $I-V$. Dada a capacidade de condicionamento do aparelho de ar-condicionado, curvas $I-V$ com temperatura mínima de aproximadamente 20°C podem ser medidas.
- 2) Considerando que o dispositivo em ensaio está em equilíbrio térmico com o interior da câmara climatizada, a temperatura do conjunto é medida por meio de um sensor fixado no módulo fotovoltaico, na parte traseira do mesmo com pasta térmica.

- 3) As cortinas de ar podem ser acionadas, caso a temperatura no exterior da câmara esteja muito maior do que a temperatura em seu interior, tornando mais lento o tempo de aquecimento do dispositivo em ensaio uma vez que o toldo auto-retrátil seja recolhido.
- 4) O toldo é recolhido expondo desta forma o módulo a irradiação solar e a sua temperatura é monitorada até atingir o valor desejado quando então é medida a curva característica.
- 5) A orientação da câmara (ângulo azimutal) pode ser modificada caso se deseje uma variação na intensidade da irradiância incidente no módulo. Entretanto, o ângulo azimutal é mantido dentro de uma tolerância que garante que o ângulo entre os raios de luz incidentes e a normal ao plano do módulo não seja maior do que 50° .

A Figura 6.2 apresenta a fachada da câmara climatizada em meio a um ensaio de caracterização de módulos fotovoltaicos.



Figura 6.2 – Vista frontal da câmara climatizada para ensaio de módulos fotovoltaicos.

A Figura 6.3 apresenta uma visão interna da câmara climatizada onde a janela da mesma se encontra protegida da luz solar pelo toldo auto-retrátil.



Figura 6.3 – Vista interna da câmara climatizada.

6.2. MEDIDAS DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DA CÂMARA CLIMATIZADA

Com o intuito de realizar uma análise do comportamento interno da câmara climatizada e sua influência no regime de aquecimento e resfriamento de um módulo fotovoltaico, foi realizado um experimento tal qual é descrito a seguir.

Foram utilizados três sensores de temperatura Pt 100 classe A, de forma a medir a temperatura do interior da câmara, temperatura externa e temperatura de um módulo fotovoltaico, esta última medida na parte posterior do módulo. Outras duas grandezas importantes para este ensaio, a umidade relativa do ar (UR) e a irradiação solar também foram monitoradas. A irradiância solar horizontal foi medida simultaneamente com as temperaturas, por meio de uma célula de referência de silício monocristalino previamente calibrada. A disposição dos sensores utilizados é apresentada nas Figuras 6.4 e 6.5.

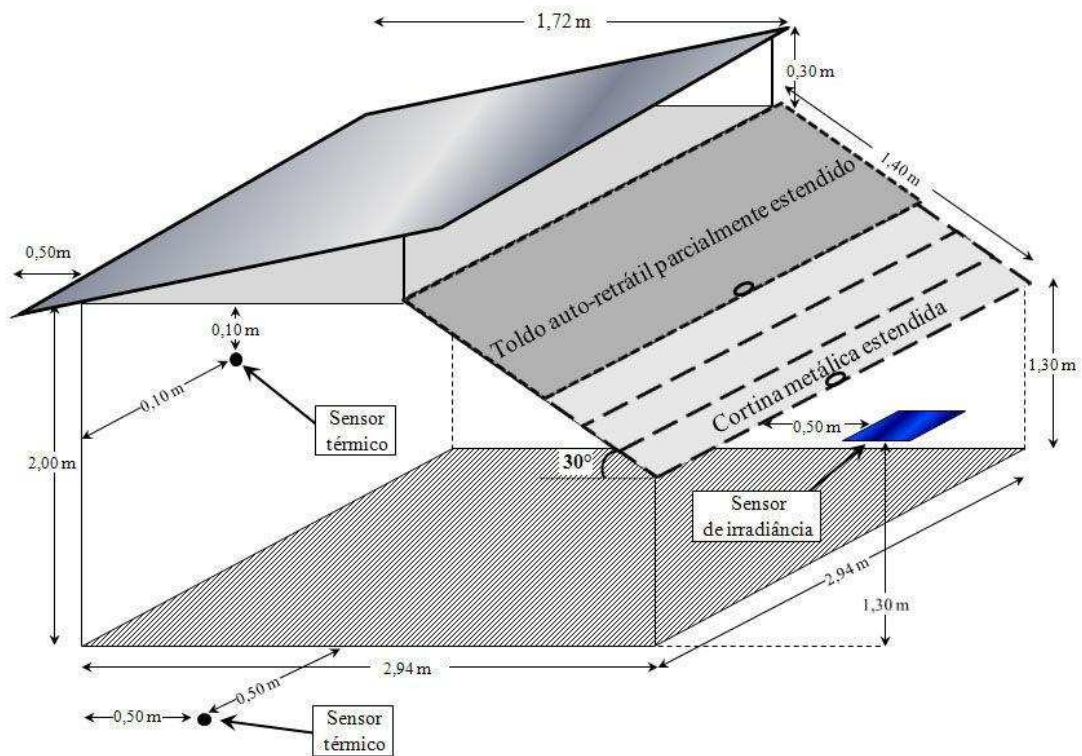


Figura 6.4 – Disposição dos sensores utilizados para a medida da temperatura e irradiância incidente na câmara climatizada.

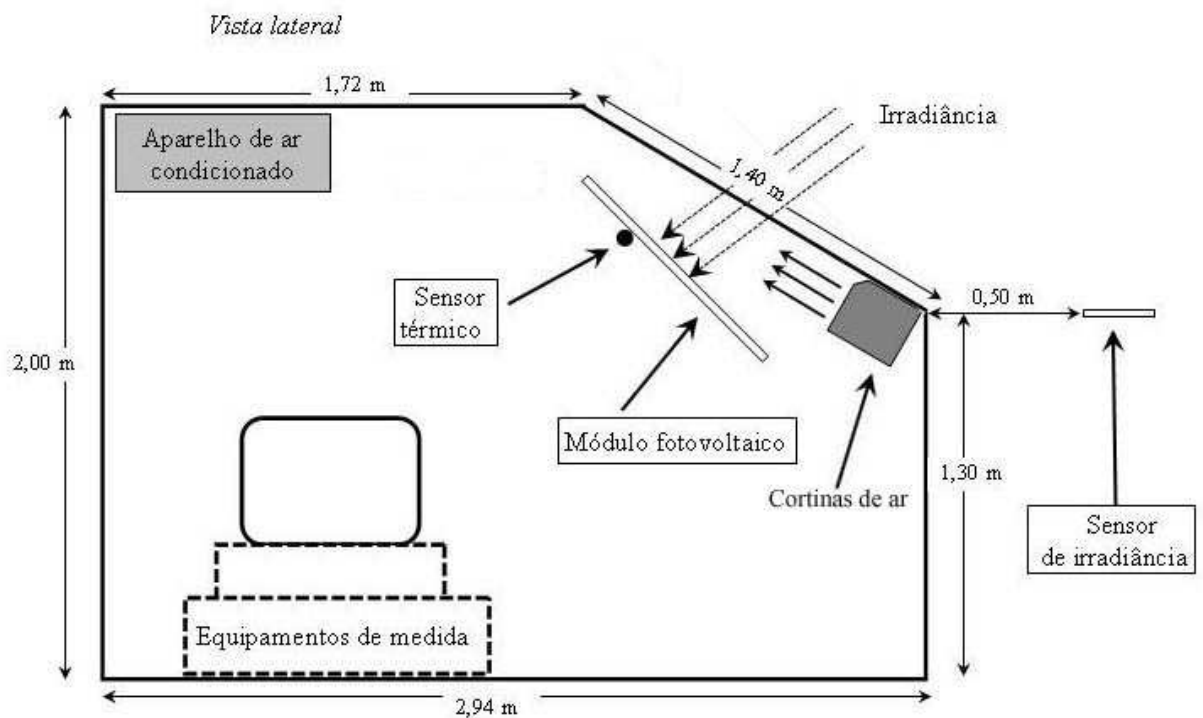


Figura 6.5 – Detalhes do interior da câmara e do posicionamento dos sensores utilizados para as medidas do comportamento térmico da câmara climatizada, vista lateral.

As etapas do experimento são descritas a seguir:

- a) A janela da câmara é orientada na direção da radiação direta do Sol, a cortina metálica é aberta e a temperatura do módulo monitorada até atingir seu máximo valor.
- b) A umidade relativa do ar é medida.
- c) A cortina metálica é então fechada e a câmara é orientada de forma que sua parte traseira fique exposta a radiação direta do Sol. Este passo é importante na tentativa de manter a cortina metálica sem exposição à radiação solar direta garantindo a menor absorção de radiação térmica possível, e conseqüente aumento na velocidade de resfriamento do interior da câmara e do módulo.
- d) A temperatura externa, do interior da câmara e do módulo bem como a irradiância solar global horizontal são medidas a cada intervalo de 20 segundos a partir desta etapa até o final do experimento.
- e) A temperatura do módulo é monitorada até atingir um valor mínimo quando a janela é novamente orientada para a irradiação direta do Sol.
- f) A cortina metálica é aberta e o regime de aquecimento do módulo e do interior da câmara são monitorados até que a temperatura do módulo entre em regime permanente.
- g) A umidade relativa do ar é novamente medida.
- h) As etapas b) a g) são realizadas novamente, mas agora com as duas cortinas de ar acionadas. Este passo é realizado na tentativa de avaliar a influência dessas cortinas nos regime de aquecimento e resfriamento analisados.

Este ensaio foi realizado em um dia de céu limpo, sem nuvens e em um horário próximo ao meio-dia solar, pois desta forma o efeito da variação da irradiância no aquecimento do módulo e do interior da câmara ao longo do ensaio pode ser desprezado. A velocidade do vento durante o ensaio pode ser considerada pequena a ponto de não interferir consideravelmente nos regimes de aquecimento e resfriamento analisados. Foi utilizado um módulo de silício amorfo com área de aproximadamente $0,81 \text{ m}^2$, coeficiente de absorção de aproximadamente 70% e calor específico médio de $920 \text{ J kg}^{-1}\text{°C}^{-1}$.

As Figuras. 6.6 e 6.7 apresentam o regime de aquecimento e resfriamento do módulo e do interior da câmara, bem como a variação da temperatura externa e da irradiância solar global horizontal ao longo do ensaio. Na Figura 6.6 o ensaio foi realizado sem a utilização das cortinas de ar e na Figura 6.7 o ensaio foi realizado com as cortinas de ar acionadas.

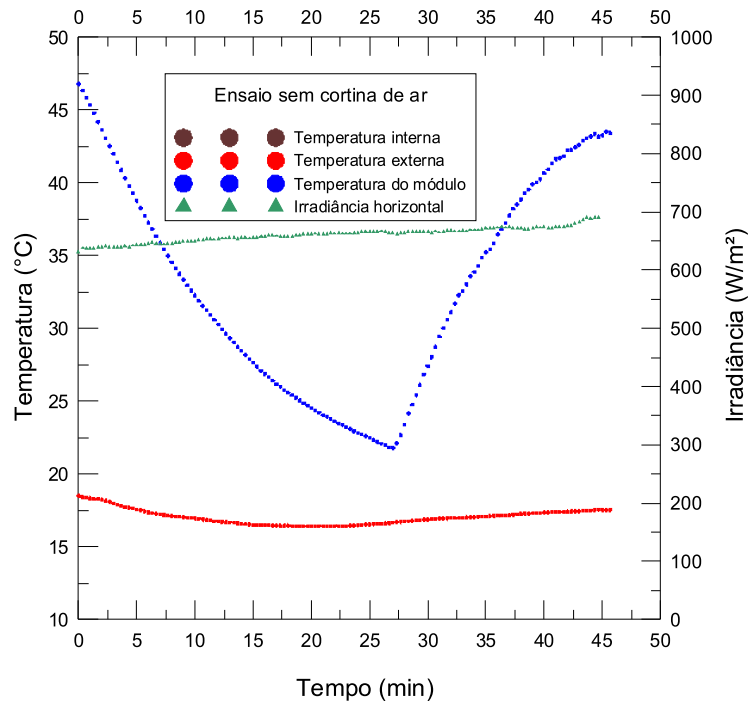


Figura 6.6 - Regime de resfriamento e aquecimento de um módulo de silício amorfo e do interior da câmara climatizada sem a utilização das cortinas de ar.

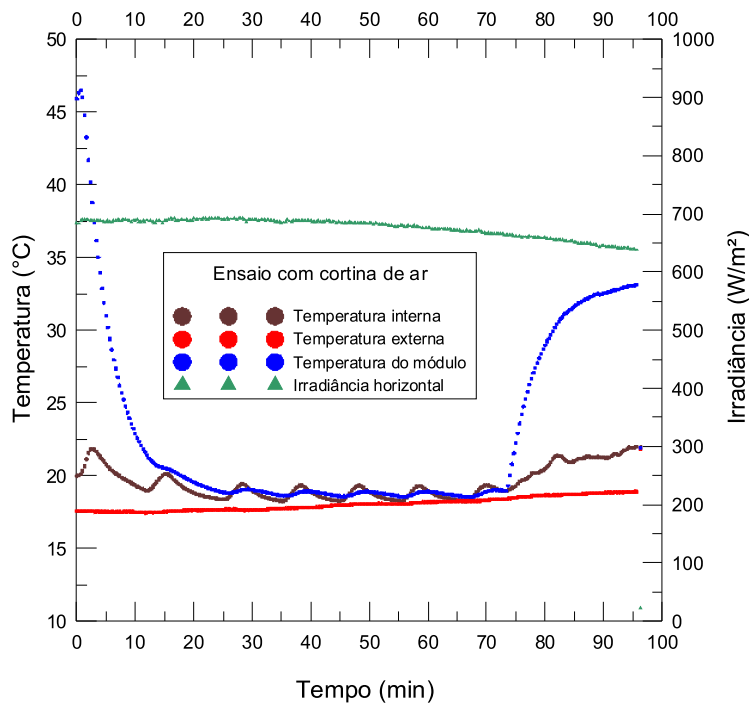


Figura 6.7 - Regime de resfriamento e aquecimento de um módulo de silício amorfo e do interior da câmara climatizada com a utilização das cortinas de ar.

A partir dos ensaios realizados foram determinadas as constantes de tempo (τ) para o aquecimento e para o resfriamento do módulo ensaiado. As constantes de tempo foram determinadas com e sem a utilização das cortinas de ar. Os resultados são apresentados na Tabela 6.1 e as condições de medida são apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.1 - Constantes de tempo, para os regimes de aquecimento e resfriamento, determinadas com e sem o uso das cortinas de ar.

Sem cortina de ar	τ (min)	Com cortina de ar	τ (min)
Aquecimento	6	Aquecimento	7
Resfriamento	14,3	Resfriamento	6

Tabela 6.2 – Temperatura do módulo e condições de medida para os regimes de aquecimento e resfriamento com e sem o uso da cortina de ar.

- Cortinas de ar desligadas -					
	Temperatura inicial (°C)	Temperatura final (°C)	Temperatura externa média (°C)	Irradiância média (W/m²)	UR (%)
Aquecimento	21	43,5	20	680	45
Resfriamento	47	17	21	670	45
- Cortinas de acionadas -					
Aquecimento	19	33,5	18,5	650	45
Resfriamento	46	19	17,5	680	45

Analisando os resultados obtidos pelo ensaio realizado, é possível observar que o tempo de aquecimento do módulo foi ligeiramente superior quando as cortinas de ar foram acionadas. Por outro lado, o tempo de resfriamento foi consideravelmente menor com as cortinas de ar em operação. É importante ressaltar que estes resultados certamente não seriam os mesmos se o módulo em análise possuísse outras características e se as condições ambientais, tais quais temperatura externa e irradiância solar fossem diferentes. Um fato importante que tem que ser levado em conta é que durante os ensaios realizados a temperatura externa esteve muito próxima da mínima temperatura para a qual o interior da câmara pode ser ajustado por meio do condicionamento do ar. Certamente se a temperatura externa

apresentar um valor mais elevado, as cortinas de ar terão um papel mais importante nos regimes de aquecimento e resfriamento do módulo e do interior da câmara climatizada.

6.3 EQUIPAMENTO UTILIZADO PARA DETERMINAR A CURVA $I-V$

Todos os ensaios para a determinação de curvas $I-V$ realizados para a elaboração desta Tese foram feitos sob iluminação natural em dias de céu limpo e com velocidade de vento desprezível. As medidas de temperatura dos módulos, em cada ensaio, foram realizadas sempre duas vezes, uma antes e outra depois da aquisição da curva, com uma variação máxima aceitável de $\pm 0,5$ °C.

Parte das curvas medidas que foram utilizadas para a elaboração desta Tese foram medidas na cidade de Madri, Espanha, junto ao CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas), centro de ensaios e estudos em energia solar fotovoltaica do governo da Espanha. Estas curvas $I-V$ foram medidas como uso de iluminação natural, com instrumentos de medida elétrica com uma resolução de 4 ½ dígitos para a corrente e para a tensão. O tempo total para a aquisição de uma curva $I-V$ nos ensaios realizados junto ao CIEMAT depende do número de pontos a serem medidos, o que podia ser escolhido em cada ensaio. Para 100 pontos medidos em 4 ½ dígitos o tempo total da aquisição de uma curva é de pouco mais de um segundo. A figura 6.8 apresenta a instrumentação utilizada para a medida das curvas características junto ao CIEMAT.



Figura 6.8 - Instrumentação utilizada para a medida de curvas $I-V$ junto ao CIEMAT.

A polarização do módulo para a varredura da curva $I-V$ foi realizada por meio de uma carga eletrônica de quatro quadrantes (no decorrer dos diversos ensaios realizados foram utilizadas diversas cargas eletrônicas). A temperatura foi medida por meio de um sensor termopar tipo J fixado em uma célula central na parte traseira dos módulos, tanto no caso de módulos de tecnologia cristalina quanto no caso de módulos de filmes finos. A resolução na medida da temperatura foi de $0,1^{\circ}\text{C}$.

Durante os ensaios para determinação de curvas $I-V$ realizados junto ao CIEMAT os módulos foram posicionados sobre uma estrutura metálica de apoio, a qual permitia a variação dos ângulos azimutal e zenital. Esta estrutura é apresentada na Figura 6.9, onde pode-se verificar um módulo fotovoltaico de tecnologia CdTe em meio a um ensaio.

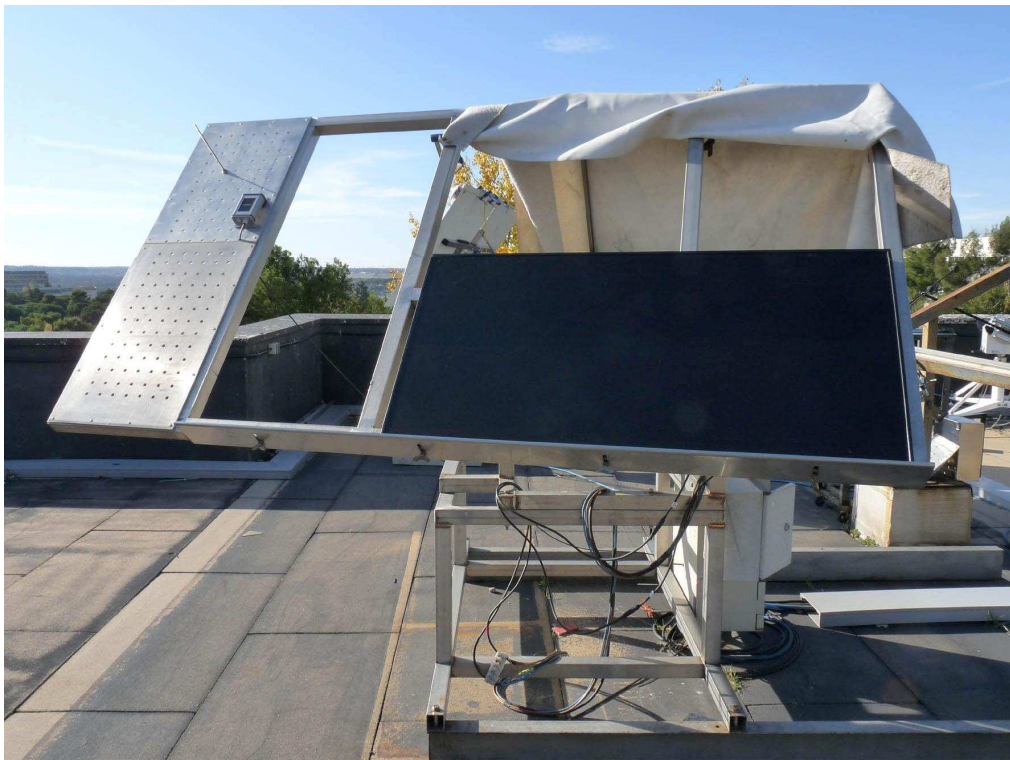


Figura 6.9 – Estrutura metálica utilizada para apoio dos módulos fotovoltaicos durante os ensaios realizados junto ao CIEMAT.

A outra parte das curvas analisadas neste trabalho foi medida junto ao Labsol (Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Brasil). Estas curvas também foram medidas sob iluminação natural e com uma resolução de $6 \frac{1}{2}$ dígitos para a corrente e para a tensão. A temperatura também foi medida em uma célula central na parte traseira dos módulos, mas com um sensor Pt100. A incerteza associada à medida de

temperatura, levando em conta o instrumento de medida e o sensor utilizado é de 0,26 °C. O tempo total para aquisição de um conjunto de 500 pares de tensão e corrente é de 200 ms.

O equipamento de medida de curvas $I-V$ desenvolvido no Labsol e utilizado para a elaboração desta Tese, que é apresentado na Figura 6.10, é descrito detalhadamente em Gasparin, (2009). Este sistema de determinação de curvas características possui como carga eletrônica uma fonte bipolar de quatro quadrantes da marca KEPCO, modelo BOP 100-10 MG. As funções da fonte são programadas remotamente por meio de um programa de gerenciamento que permite grande flexibilidade nas aplicações. A fonte tem potência máxima de 1000 W com limites de ± 100 V e ± 10 A, permitindo caracterizar módulos e arranjos dentro desta faixa de operação. Através de comandos enviados por um programa de gerenciamento, esta fonte é programada com um valor inicial e final de uma rampa de tensão com variação linear que pode tanto ter direção de I_{SC} para V_{OC} como de V_{OC} para I_{SC} . Nesta Tese todas as medidas foram realizadas com direção de rampa de I_{SC} para V_{OC} e com o módulo mantido em circuito aberto até o início de cada medida. O tempo de duração da rampa de tensão é calculado a partir do número de pontos e do tempo de integração de cada medida, que é dependente da resolução escolhida.



Figura 6.10 – Sistema para medida de curvas características de dispositivos fotovoltaicos utilizados no Labsol (Gasparin, 2009).

As medidas de tensão e corrente são feitas simultaneamente e de forma sincronizada com a rampa de tensão. A corrente é medida por meio de um resistor tipo shunt (300 mV / 10 A) e classe de precisão 0,5%. Para a medida de tensão e corrente são utilizados multímetros da marca Agilent, modelo 3458. Estes multímetros possuem resolução máxima de 8 ½ dígitos e memória interna para até 10240 medidas. Na escala de 100 V e 6 ½ dígitos, que é a utilizada no sistema, apresentam resolução de 100 μ V para a tensão. A resolução de medida da corrente é de 30 μ A.

As medidas de irradiância e temperatura são feitas através de multímetros da marca Agilent, modelo 34410 A. A resolução máxima deste equipamento é de 6 ½ dígitos. O tempo de integração mínimo para a medida de tensão DC é de 100 μ s. A memória interna tem capacidade de armazenar até 50000 leituras.

Para a medida da irradiância é utilizada uma célula de referência de silício monocristalino previamente calibrada junto ao CIEMAT. Esta célula apresenta corrente de curto-circuito de 122,8 mA para 1000 W/m² de irradiância. A corrente gerada pela célula é medida através de um resistor de 0,2504 Ω , resultando em uma relação de 30,750 mV para 1000 W/m² de irradiância.

A Figura 6.11 apresenta um diagrama esquemático do sistema utilizado para a medição de curvas características de dispositivos fotovoltaicos.

Um computador com sistema operacional Windows®, interfaces USB e porta paralela disponível é utilizado para comandar o sistema.

Um programa computacional em linguagem Visual Basic foi desenvolvido para gerenciar os equipamentos utilizados no sistema de aquisição e armazenar os dados em um arquivo para posterior processamento. O programa possui basicamente duas telas de interface com o usuário. Na tela de configuração, que pode ser observada na Figura 6.10, são inseridos os parâmetros para configurar o valor inicial e final da rampa de varredura de tensão. Estes valores são transmitidos para a fonte KEPCO através do barramento GPIB deixando-a preparada para a execução a partir de um comando futuro. O tempo mínimo de cada medida foi estabelecido em 50 μ s e o número total de medidas foi limitado em 2000. Para a irradiância, o tempo mínimo de cada medida foi estabelecido em 150 μ s. Este tempo foi fixado em 3 vezes o tempo de medida da tensão, pois como a irradiância pode apresentar variações muito rápidas durante um ensaio, um maior tempo de integração possibilita um melhor resultado, como foi inclusive observado em alguns ensaios realizados na elaboração desta Tese.

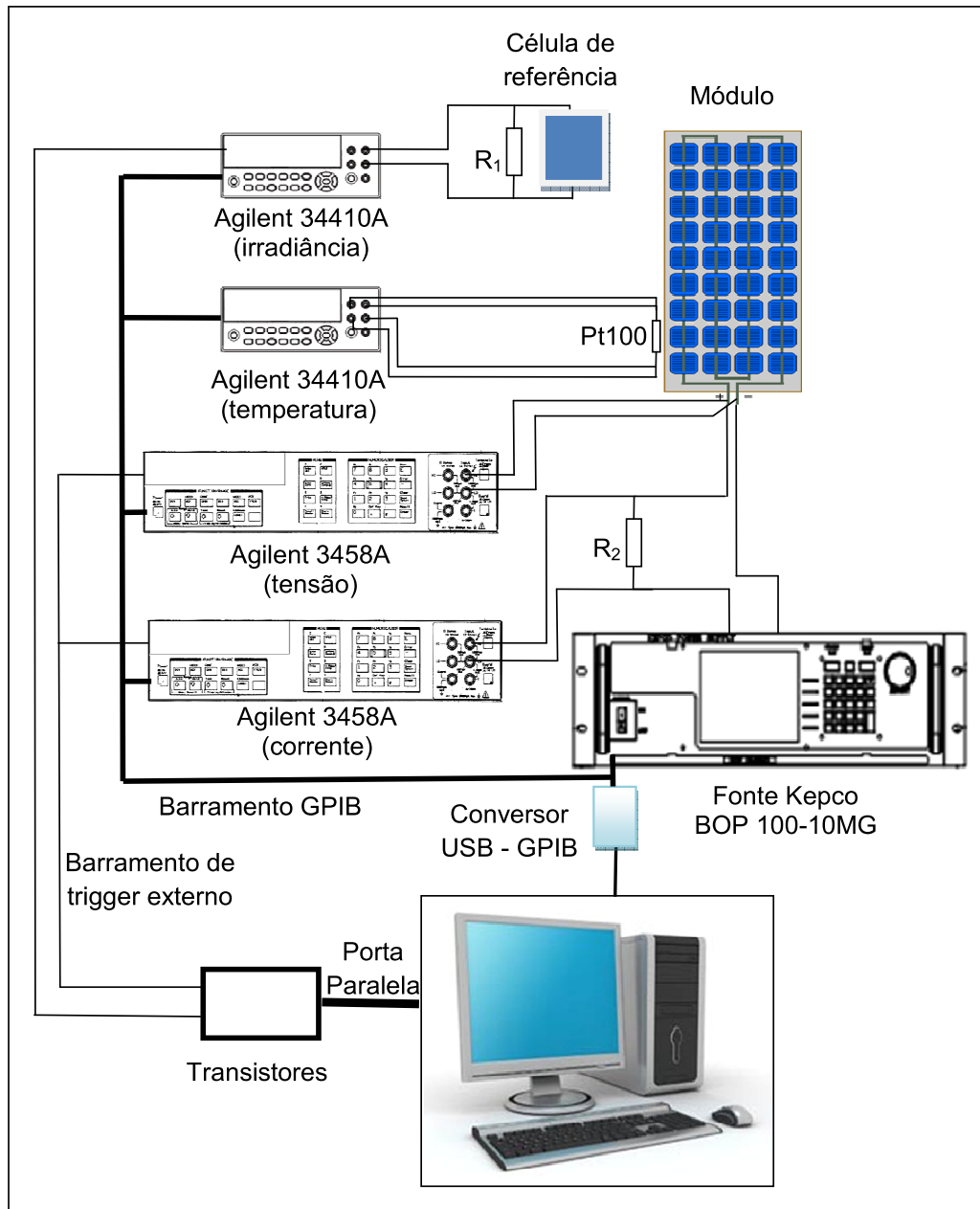


Figura 6.11 – Diagrama esquemático do sistema de aquisição de curvas $I-V$, (Gasparin, 2009).

A Figura 6.12 apresenta a tela de configuração do programa de gerenciamento do sistema utilizado para determinação de curvas $I-V$. Nesta tela são inseridos os valores inicial e final de tensão para os quais se deseja fazer a varredura (rampa de tensão), número de medidas a serem realizadas e tempo de integração de cada medida, além das constantes relacionadas ao resistor *shunt* de medida da corrente no módulo e de medida da corrente na célula de referência.

A tela principal do programa, onde é apresentada a curva $I-V$ medida e alguns parâmetros desta, é apresentada na Figura 6.13.

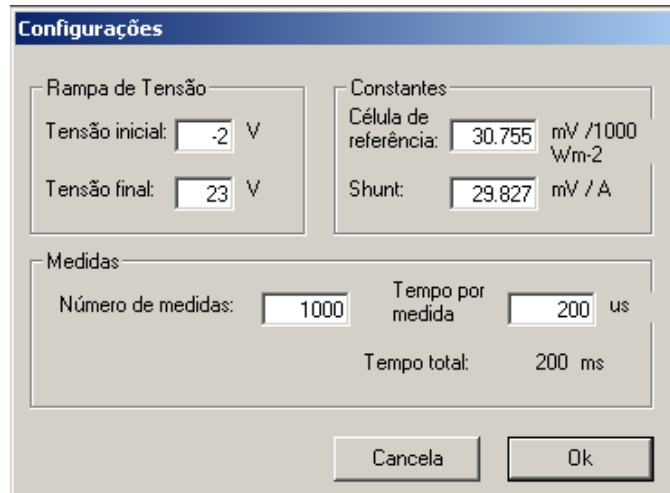


Figura 6.12 – Tela de configuração do programa utilizado para aquisição de curvas $I-V$.
(Gasparin, 2009)

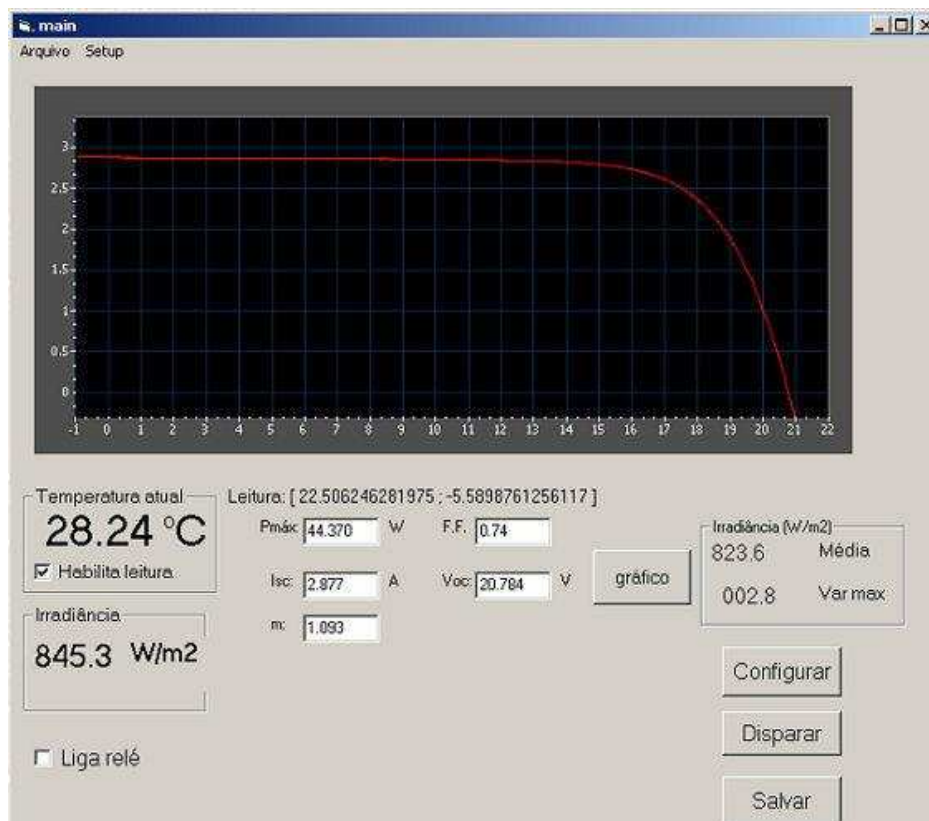


Figura 6.13 – Interface do programa gerenciador do sistema de aquisição de curvas $I-V$ (Gasparin, 2009)

Na tela principal foi configurado um botão de disparo que inicia as seguintes ações no sistema:

- 1) Os comandos de configuração são enviados para cada multímetro.
- 2) O circuito elétrico é fechado através de um relé comandado pela porta paralela.
- 3) A temperatura inicial do módulo é medida.
- 4) É enviado o comando para a fonte iniciar a rampa de varredura.
- 5) Os pulsos de disparo são enviados para os multímetros pela porta paralela do computador.
- 6) Cada medida é armazenada na memória do multímetro.
- 7) Após o envio do número de pulsos programado é tomada outra medida de temperatura.
- 8) O circuito é interrompido pelo relé, deixando o módulo em circuito aberto.
- 9) As medidas são transferidas do multímetro para o computador e armazenadas em vetores.

Na tela principal do programa são apresentadas a irradiância e temperatura do dispositivo em ensaio. Seus valores são atualizados em um pequeno intervalo de tempo, inferior a um segundo. O valor da temperatura é apresentado com duas casas decimais, precisão superior a incerteza associada a esta grandeza. Isto é feito unicamente para que seja possível verificar com maior facilidade, em regimes próximos de estacionários, se a temperatura do módulo se encontra em aumento ou diminuição.

7. PÓS-PROCESSAMENTO DAS CURVAS $I-V$

O pós-processamento de curvas $I-V$ medidas experimentalmente é de suma importância na qualificação das propriedades elétricas de um módulo fotovoltaico. Através deste processo é que se obtêm todas as informações a respeito dos parâmetros que descrevem o comportamento elétrico do dispositivo em ensaio. O pós-processamento consiste na última etapa na caracterização de um dispositivo fotovoltaico, de forma que se este processo não for bem executado ele pode invalidar toda a parte de ensaios e medidas que o antecedeu.

Para o pós-processamento das curvas $I-V$ medidas na elaboração desta Tese foi desenvolvido um programa VBA (Visual Basic for Applications). Este programa foi desenvolvido de forma a possibilitar a determinação com grande precisão de todos os parâmetros de interesse da curva característica de um módulo fotovoltaico em processo de caracterização. Os procedimentos utilizados pelo programa desenvolvido são sucintamente descritos a seguir:

- a) Selecionam-se pontos compreendidos em uma região entre $-2\% I_{SC}$ e $20\% I_{SC}$ e a partir de uma regressão linear por mínimos quadrados é obtido o valor de V_{OC} e de R_{S0} . A Figura 7.1 apresenta o conjunto de pontos selecionados para a determinação de V_{OC} e de R_{S0} para um dos módulos ensaiados.
- b) Selecionam-se pontos entre uma região de tensão $-5\% V_{OC}$ e $+20\% V_{OC}$ (para módulos sem diodos de *bypass*) e $-2\% V_{OC}$ e $+20\% V_{OC}$ (para módulos com diodos de *bypass*). A partir destes pontos é então aplicada uma regressão linear por mínimos quadrados e daí obtidos os valores de I_{SC} e de R_{P0} . A Figura 7.2 apresenta o conjunto de pontos escolhidos para a determinação de I_{SC} e de R_{P0} para um dos módulos ensaiados.
- c) Calculam-se os pontos de potência multiplicando os valores de tensão e corrente medidos originando desta forma uma curva $P-V$. Selecionam-se então pontos compreendidos entre $0,93 V_M$ e $1,06 V_M$. É então aplicada uma regressão polinomial de ordem 2 a partir da qual são obtidos os valores de V_M e I_M .
- d) Os parâmetros da curva relativos ao modelo de um diodo e dois diodos são obtidos pelas metodologias descritas no capítulo 4 desta Tese.
- e) A curva é corrigida para uma condição de irradiância e temperatura qualquer segundo algum dos métodos de translação, como será posteriormente descrito.

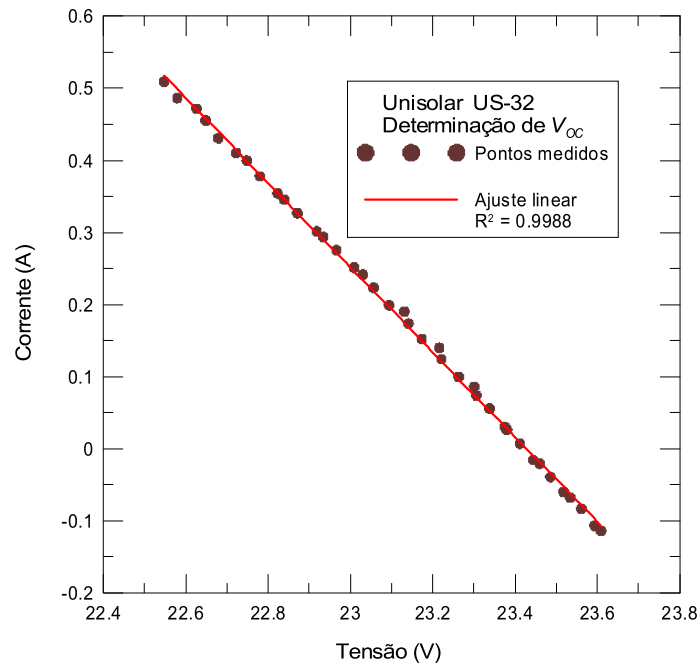


Figura 7.1 - Pontos relativos à região de circuito aberto e ajuste linear por mínimos quadrados para a curva $I-V$ de um módulo de silício amorfo de tripla junção.

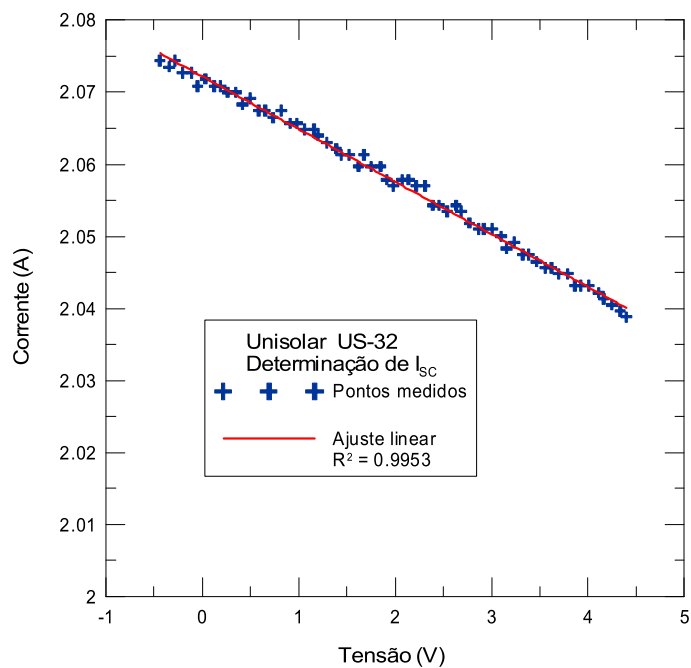


Figura 7.2 - Pontos relativos à região de curto-circuito e ajuste linear por mínimos quadrados para a curva $I-V$ de um módulo de silício amorfo de tripla junção.

De acordo com a norma americana E 1036-08 (ASTM, 2008), para a determinação do ponto de máxima potência é proposta a aplicação de uma regressão polinomial de quarta

ordem em uma região compreendida entre 0,75% e 1,15% da tensão de circuito aberto. Entretanto, visto a precisão envolvida no sistema de aquisição de curvas utilizado pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS, observou-se não haver vantagem substancial na aplicação de uma regressão de quarta ordem em relação a uma regressão de segunda ordem, isto tendo em conta o intervalo da curva selecionado para o cálculo de P_M . A Figura 7.3 apresenta pontos medidos relativos à região de máxima potência de um módulo de silício multicristalino e ajustes polinomiais de segunda e quarta ordem por método de mínimos quadrados.

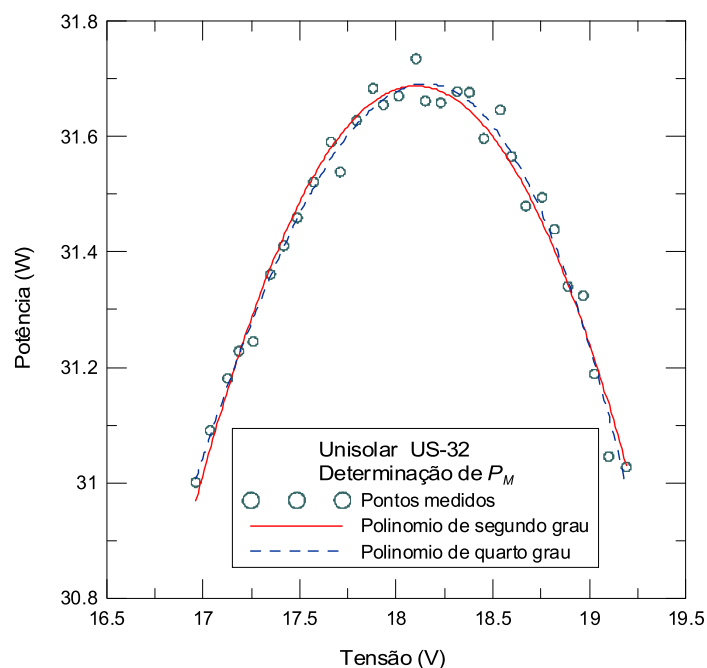


Figura 7.3 - Pontos relativos à região de máxima potência e ajustes polinomiais de ordem 2 e 4 para um módulo de silício amorfo de tripla junção.

7.1. VALIDAÇÃO DOS MODELOS APLICADOS PARA REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DAS CURVAS $I-V$

A fim de verificar a precisão envolvida na extração dos parâmetros fotovoltaicos, segundo as metodologias e modelos aplicados nesta Tese, foram medidas três curvas $I-V$ em condições diversas de temperatura e irradiância para onze módulos de diferentes configurações e tecnologias, cujas especificações são apresentadas na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Módulos ensaiados.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	V_{OC} (V)	I_{SC} (A)	P_M (W)	N_S
Isofotón*	I-100/24	c-Si	43,2	3,27	100	72
Himin*	HG50S	c-Si	21,6	3,13	50	36
Kyocera*	KC50T	mc-Si	21,7	3,31	54	36
BP Solar*	MST45MVHS	a-Si/a-SiGe	101	0,78	45	70
Unisolar*	US32	a-Si/a-SiGe/a-SiGe	23,8	2,4	32	11
First Solar**	FS-272	CdTe	88,7	1,23	72,5	116
Shell**	Eclipse 80-C	CIS	46,6	2,68	80	42
Kaneka**	G-EA060	a-Si	91,8	1,19	60	108
Solarex**	MST-43LV	a-Si/a-SiGe	22,7	3,30	43	16
SunPower**	SPR-300-WHT-I	c-Si	64,0	5,87	300	96
Sanyo**	HIP-200NHE1	HIT	49,6	5,50	200	72

*Módulos medidos junto ao Labsol.

**Módulos medidos junto ao CIEMAT.

O módulo SPR-300-WHT-I, apresentado na Tabela 7.1, corresponde a um módulo de silício monocristalino de contato posterior de alta eficiência, 18,4 na condição padrão, de acordo com o fabricante. O módulo HIP-200NHE1 é constituído de células com tecnologia HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) que correspondem a uma célula de silício monocristalino envolta por duas camadas ultrafinas de silício amorfo.

A seguir são apresentadas três curvas $I-V$ medidas para cada um dos módulos analisados, bem como a aplicação dos modelos de um e dois diodos e seus parâmetros. As curvas de cada módulo ensaiado foram reproduzidas matematicamente de acordo com os parâmetros obtidos pelos métodos apresentados no capítulo 4 desta Tese. A equação que descreve o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico é uma equação transcendental, desta forma é necessário algum método matemático para calcular a corrente a partir de um valor de tensão conhecido. Para esta Tese foi aplicado o método de bissecção que permitiu calcular um valor de corrente para cada valor de tensão medido. Fazendo a diferença entre a corrente medida e a simulada ao longo do primeiro quadrante de cada curva $I-V$, foi possível calcular o desvio médio quadrático. Realizou-se então, uma análise quantitativa de cada

método de extração de parâmetros testado. As Figuras 7.4 a 7.24 (numeração par) apresentam as curvas dos módulos ensaiados e a aplicação dos modelos de extração de parâmetros fotovoltaicos. As Figuras 7.5 a 7.25 (numeração ímpar) apresentam o desvio médio quadrático entre as curva $I-V$ medidas e as geradas matematicamente segundo os diferentes métodos de extração de parâmetros. As Tabelas 7.2 a 7.12 apresentam os parâmetros relativos aos modelos de um e dois diodos para os módulos ensaiados.

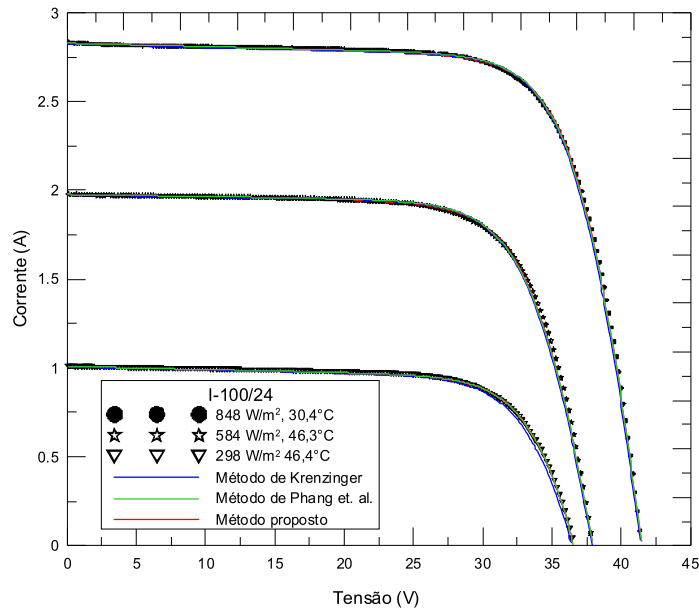


Figura 7.4 – Curvas $I-V$ medidas do módulo I-100/24 de tecnologia c-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

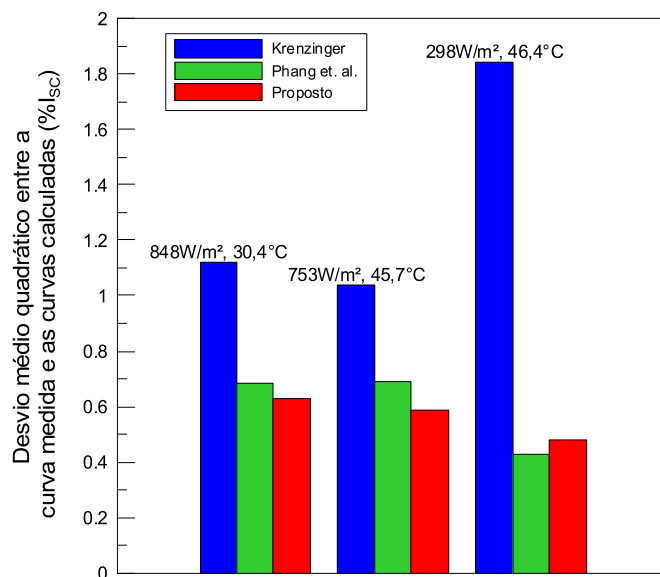


Figura 7.5 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo I-100/24.

Tabela 7.2 – Condições de medida de três curvas I - V do módulo I-100/24 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: Isotófon I-100/24, Tipo de célula: c-Si						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
848 W/m ² e 30,4 °C	2,834	0,904	511	$6,961 \times 10^{-10}$	$4,928 \times 10^{-6}$	2,01
584 W/m ² e 46,3 °C	1,980	1,079	841	$8,491 \times 10^{-9}$	$1,709 \times 10^{-5}$	2,00
298 W/m ² e 46,3 °C	1,011	1,249	565	$8,782 \times 10^{-9}$	$7,190 \times 10^{-6}$	2,04
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
848 W/m ² e 30,4 °C	2,829	0,883	511	$6,605 \times 10^{-9}$	1,11	
584 W/m ² e 46,3 °C	1,977	1,026	841	$9,868 \times 10^{-8}$	1,14	
298 W/m ² e 46,4 °C	1,009	1,151	565	$1,063 \times 10^{-7}$	1,15	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
848 W/m ² e 30,4 °C	2,834	0,836	511	$1,229 \times 10^{-8}$	1,14	
584 W/m ² e 46,3 °C	1,979	0,968	841	$1,506 \times 10^{-7}$	1,17	
298 W/m ² e 46,4 °C	1,010	1,105	565	$4,665 \times 10^{-8}$	1,09	

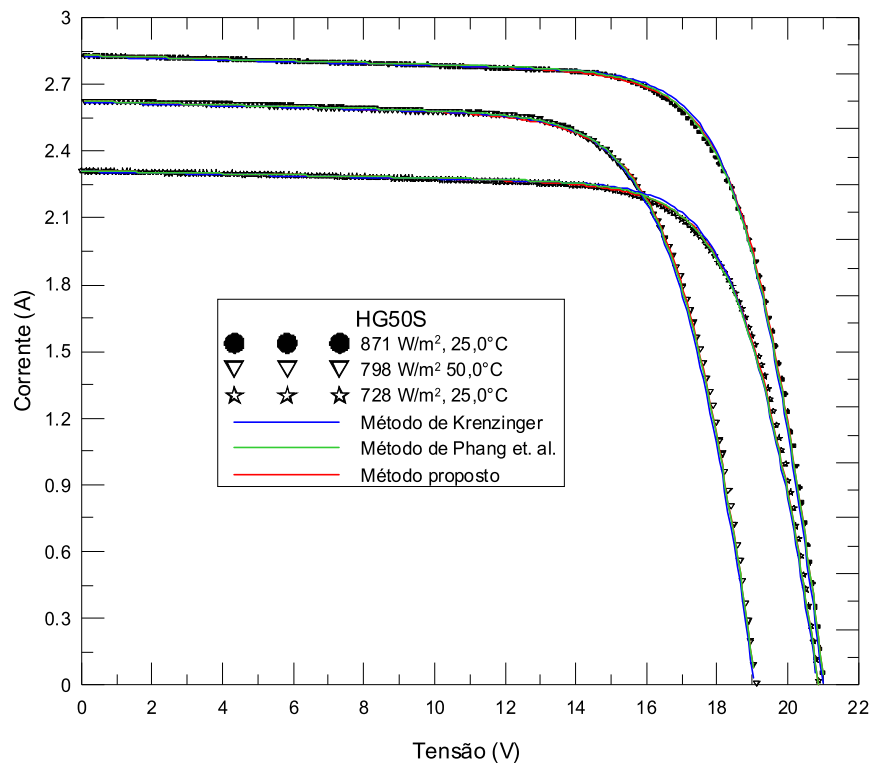


Figura 7.6 – Curvas I - V medidas do módulo HG50S de tecnologia c-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

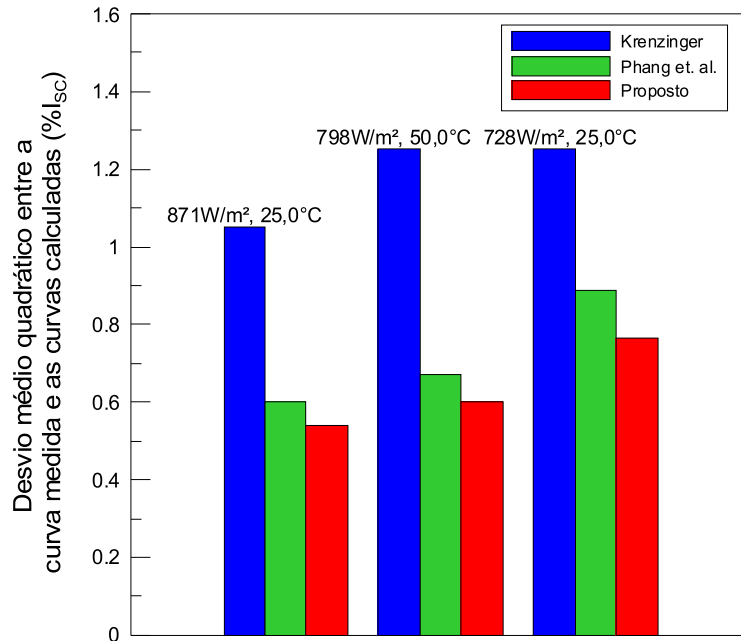


Figura 7.7 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo HG50S.

Tabela 7.3 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo HG50S e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: BP Solar HG50S, Tipo de célula: c-Si						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
871 W/m ² e 25,0 °C	2,834	0,390	247	$3,212 \times 10^{-10}$	$5,325 \times 10^{-6}$	2,02
798 W/m ² e 50,0 °C	2,629	0,424	248	$1,195 \times 10^{-8}$	$2,936 \times 10^{-5}$	2,02
728 W/m ² e 25,0 °C	2,314	0,453	317	$3,058 \times 10^{-10}$	$4,722 \times 10^{-6}$	2,01
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
871 W/m ² e 25,0 °C	2,830	0,393	247	$2,867 \times 10^{-9}$	1,10	
798 W/m ² e 50,0 °C	2,624	0,404	248	$1,866 \times 10^{-7}$	1,16	
728 W/m ² e 25,0 °C	2,311	0,460	317	$2,545 \times 10^{-9}$	1,09	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
871 W/m ² e 25,0 °C	2,834	0,342	247	$2,114 \times 10^{-8}$	1,21	
798 W/m ² e 50,0 °C	2,628	0,375	248	$3,150 \times 10^{-7}$	1,20	
728 W/m ² e 25,0 °C	2,314	0,394	317	$2,189 \times 10^{-10}$	1,22	

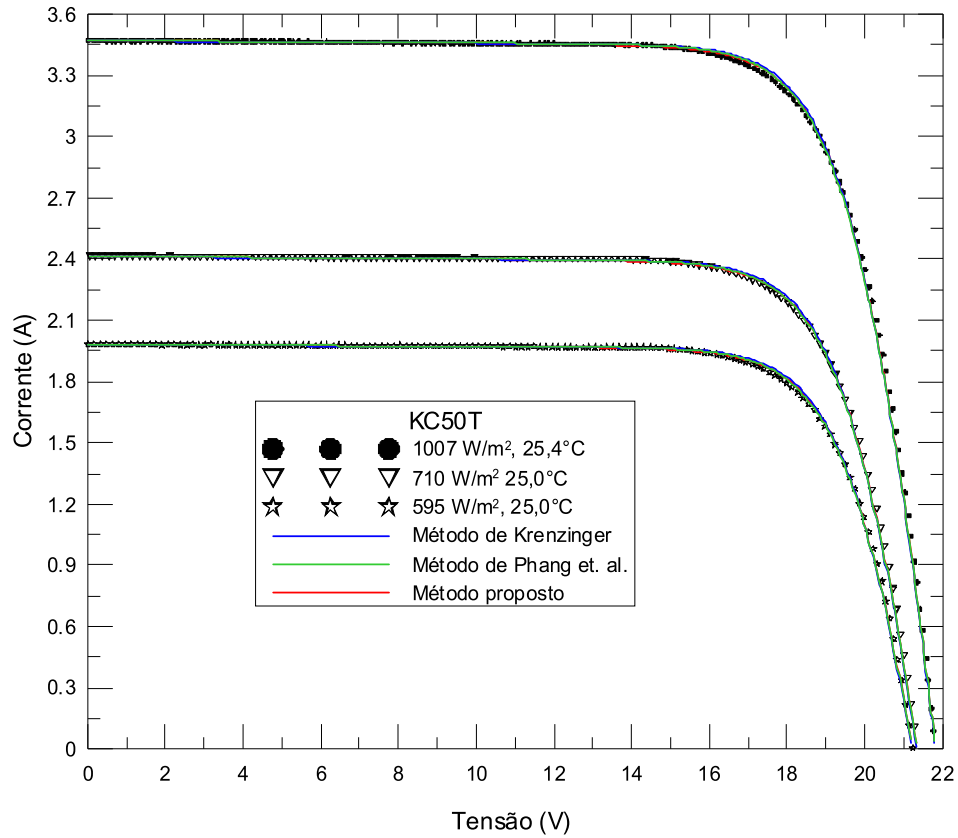


Figura 7.8 – Curvas I - V medidas do módulo KC50T de tecnologia mc-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

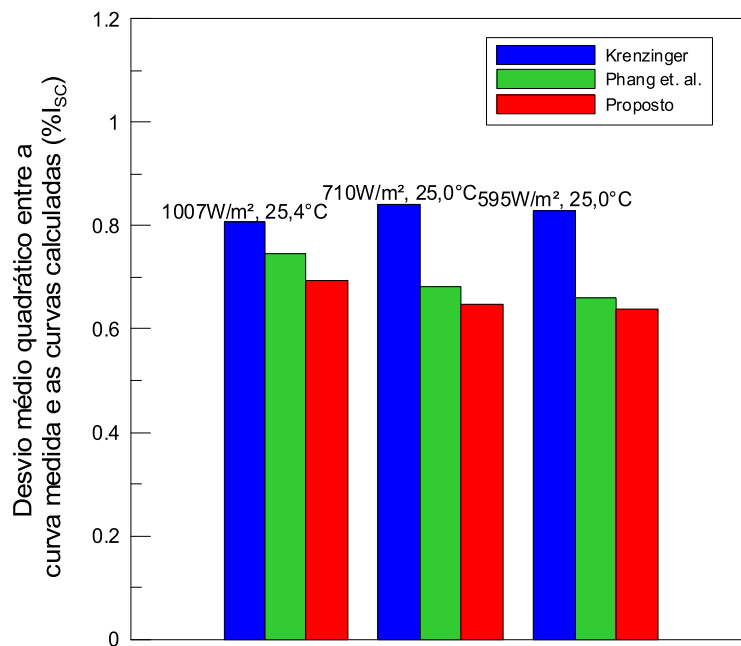


Figura 7.9 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo KC50T.

Tabela 7.4 – Condições de medida de três curvas I - V do módulo KC50T e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: Kyocera KC50T, Tipo de célula: mc-Si						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
1007 W/m ² e 25,4 °C	3,472	0,334	864	$1,956 \times 10^{-10}$	$2,868 \times 10^{-6}$	2,16
710 W/m ² e 25,0 °C	2,415	0,832	823	$2,180 \times 10^{-10}$	$1,877 \times 10^{-6}$	2,06
595 W/m ² e 25,0 °C	1,984	0,400	988	$2,053 \times 10^{-10}$	$1,201 \times 10^{-6}$	2,00
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
1007 W/m ² e 25,4 °C	3,471	0,334	864	$4,041 \times 10^{-10}$	1,03	
710 W/m ² e 25,0 °C	2,417	0,385	823	$3,886 \times 10^{-10}$	1,02	
595 W/m ² e 25,0 °C	1,983	0,410	988	$2,876 \times 10^{-10}$	1,01	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
1007 W/m ² e 25,4 °C	3,472	0,318	864	$1,145 \times 10^{-9}$	1,08	
710 W/m ² e 25,0 °C	2,415	0,354	823	$1,583 \times 10^{-9}$	1,09	
595 W/m ² e 25,0 °C	1,984	0,370	988	$1,296 \times 10^{-9}$	1,08	

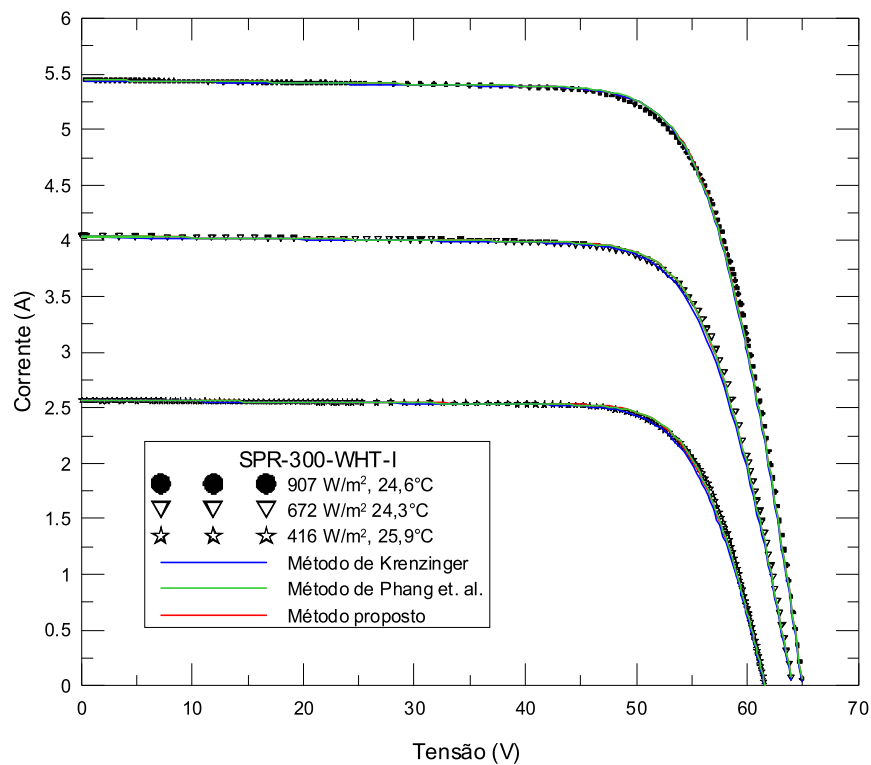


Figura 7.10 – Curvas I - V medidas do módulo SPR-300-WHT-I de tecnologia c-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

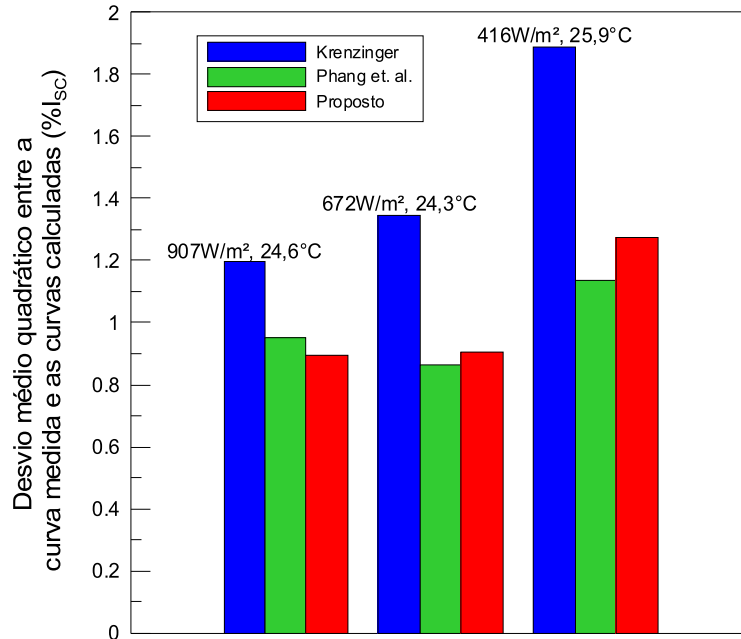


Figura 7.11 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo SPR-300-WHT-I.

Tabela 7.5 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo SPR-300-WHT-I e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: Sun Power SPR-300-WHT-I, Tipo de célula: c-Si						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
907 W/m ² e 24,6 °C	5,453	0,957	807	$1,788 \times 10^{-11}$	$6,034 \times 10^{-7}$	2,02
672 W/m ² e 24,3 °C	4,048	1,221	867	$2,017 \times 10^{-11}$	$1,118 \times 10^{-7}$	2,00
416 W/m ² e 25,9 °C	2,573	1,382	1174	$4,220 \times 10^{-11}$	$7,767 \times 10^{-7}$	2,00
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
907 W/m ² e 24,6 °C	5,447	0,945	807	$9,328 \times 10^{-11}$	1,06	
672 W/m ² e 24,3 °C	4,042	1,197	867	$6,506 \times 10^{-11}$	1,05	
416 W/m ² e 25,9 °C	2,570	1,630	1174	$4,357 \times 10^{-11}$	1,00	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
907 W/m ² e 24,6 °C	5,453	0,929	807	$1,405 \times 10^{-10}$	1,08	
672 W/m ² e 24,3 °C	4,048	1,223	867	$1,353 \times 10^{-11}$	0,98	
416 W/m ² e 25,9 °C	2,573	1,448	1174	$2,005 \times 10^{-12}$	0,89	

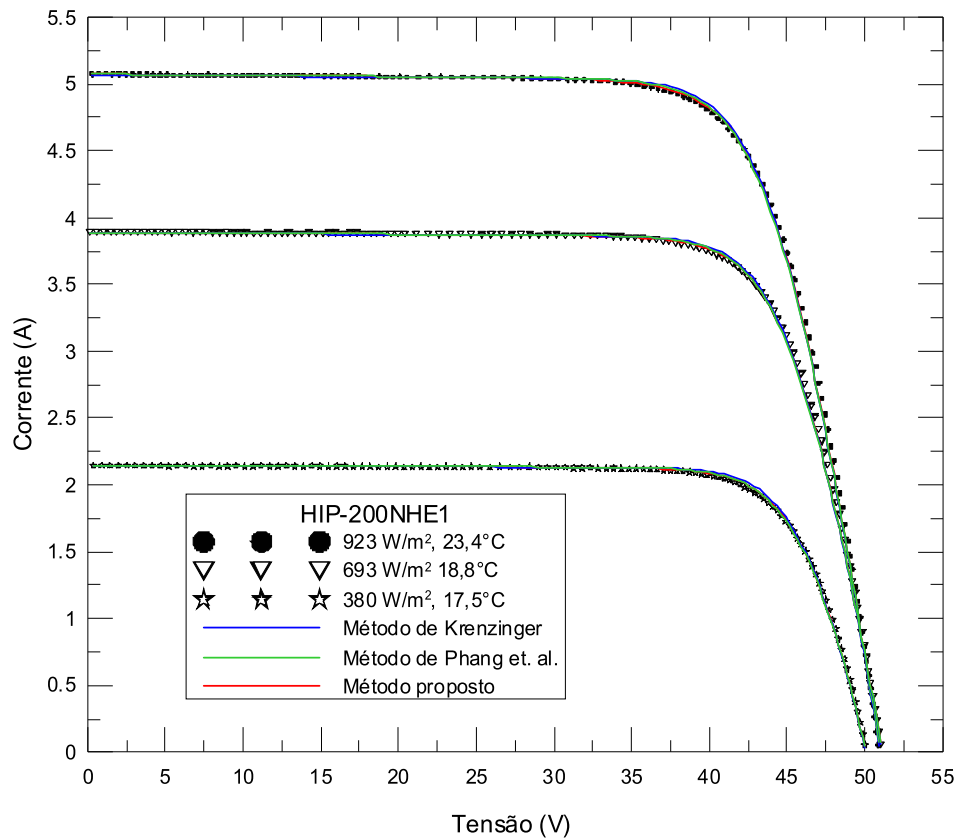


Figura 7.12 – Curvas $I-V$ medidas do módulo HIP-200NHE1 de tecnologia HIT e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

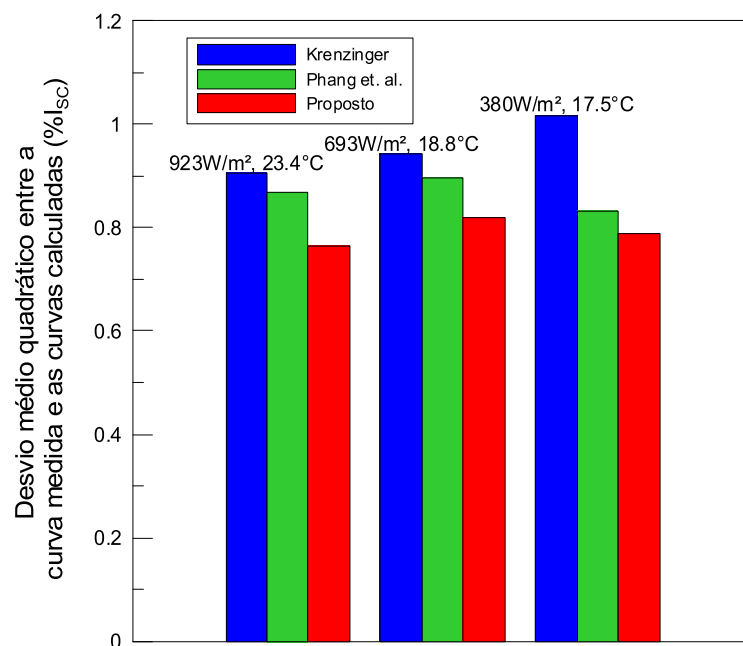


Figura 7.13 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo HIP-200NHE1.

Tabela 7.6 – Condições de medida de três curvas I - V do módulo HIP-200NHE1 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: Sanyo HIP-200NHE1, Tipo de célula: HIT						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
923 W/m ² e 23,4 °C	5,079	0,922	1073	$4,291 \times 10^{-12}$	$5,295 \times 10^{-7}$	2,00
693 W/m ² e 18,8 °C	3,893	1,008	1400	$2,018 \times 10^{-12}$	$2,314 \times 10^{-7}$	2,02
380 W/m ² e 17,5 °C	2,146	1,141	2727	$1,769 \times 10^{-12}$	$1,551 \times 10^{-7}$	2,06
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
923 W/m ² e 23,4 °C	5,075	0,913	1073	$3,853 \times 10^{-11}$	1,08	
693 W/m ² e 18,8 °C	3,891	1,009	1400	$6,153 \times 10^{-12}$	1,04	
380 W/m ² e 17,5 °C	2,145	1,184	2727	$1,100 \times 10^{-12}$	0,98	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
923 W/m ² e 23,4 °C	5,079	0,883	1073	$1,884 \times 10^{-10}$	1,15	
693 W/m ² e 18,8 °C	3,893	0,971	1400	$3,483 \times 10^{-11}$	1,11	
380 W/m ² e 17,5 °C	2,146	1,086	2727	$1,797 \times 10^{-11}$	1,09	

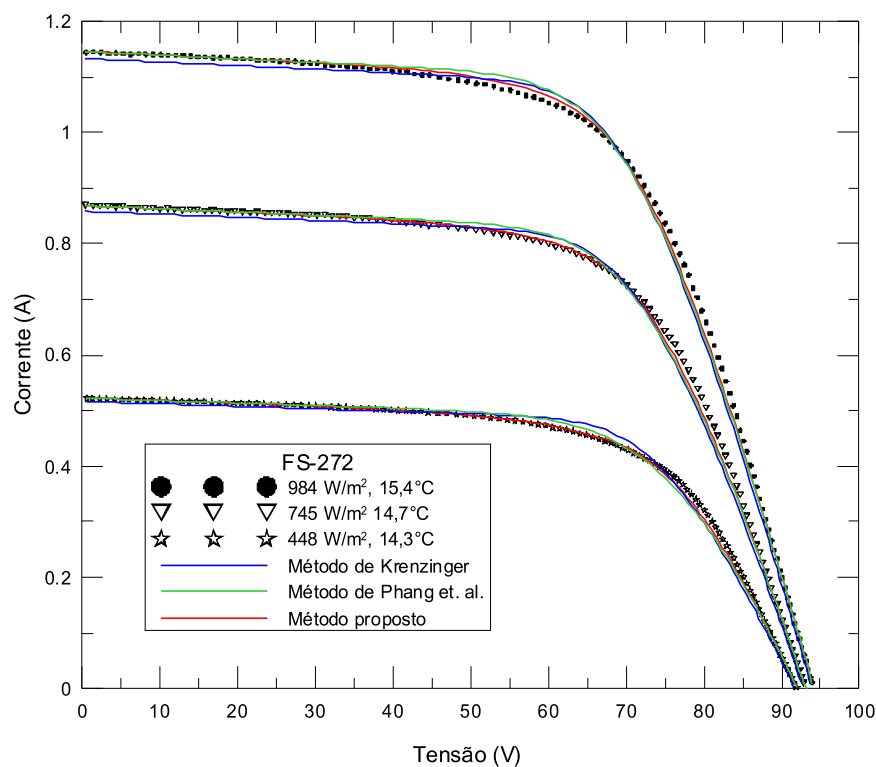


Figura 7.14 – Curvas I - V medidas do módulo FS-272 de tecnologia CdTe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

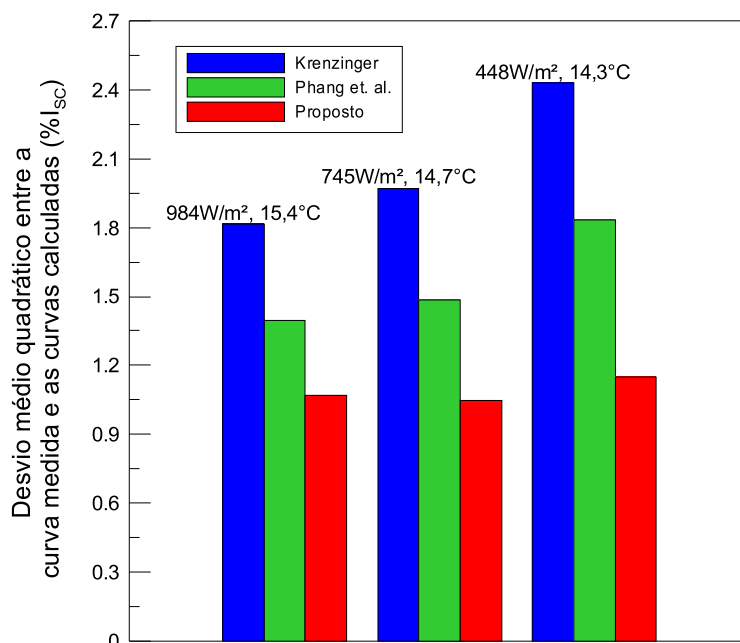


Figura 7.15 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo FS-272.

Tabela 7.7 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo FS-272 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: First Solar FS-272, Tipo de célula: CdS/CdTe						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
984 W/m ² e 15,4 °C	1,158	17,102	1530	$5,648 \times 10^{-15}$	$2,485 \times 10^{-6}$	2,81
745 W/m ² e 14,7 °C	0,878	20,279	1769	$5,989 \times 10^{-15}$	$1,097 \times 10^{-5}$	3,36
448 W/m ² e 14,3 °C	0,529	26,950	2291	$4,631 \times 10^{-15}$	$4,219 \times 10^{-5}$	4,02
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
984 W/m ² e 15,4 °C	1,146	16,745	1530	$5,774 \times 10^{-11}$	1,37	
745 W/m ² e 14,7 °C	0,868	19,851	1769	$3,507 \times 10^{-11}$	1,35	
448 W/m ² e 14,3 °C	0,523	26,762	2291	$2,715 \times 10^{-11}$	1,35	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
984 W/m ² e 15,4 °C	1,157	15,807	1530	$2,971 \times 10^{-9}$	1,65	
745 W/m ² e 14,7 °C	0,877	18,409	1769	$3,480 \times 10^{-9}$	1,68	
448 W/m ² e 14,3 °C	0,528	21,869	2291	$9,254 \times 10^{-8}$	2,07	

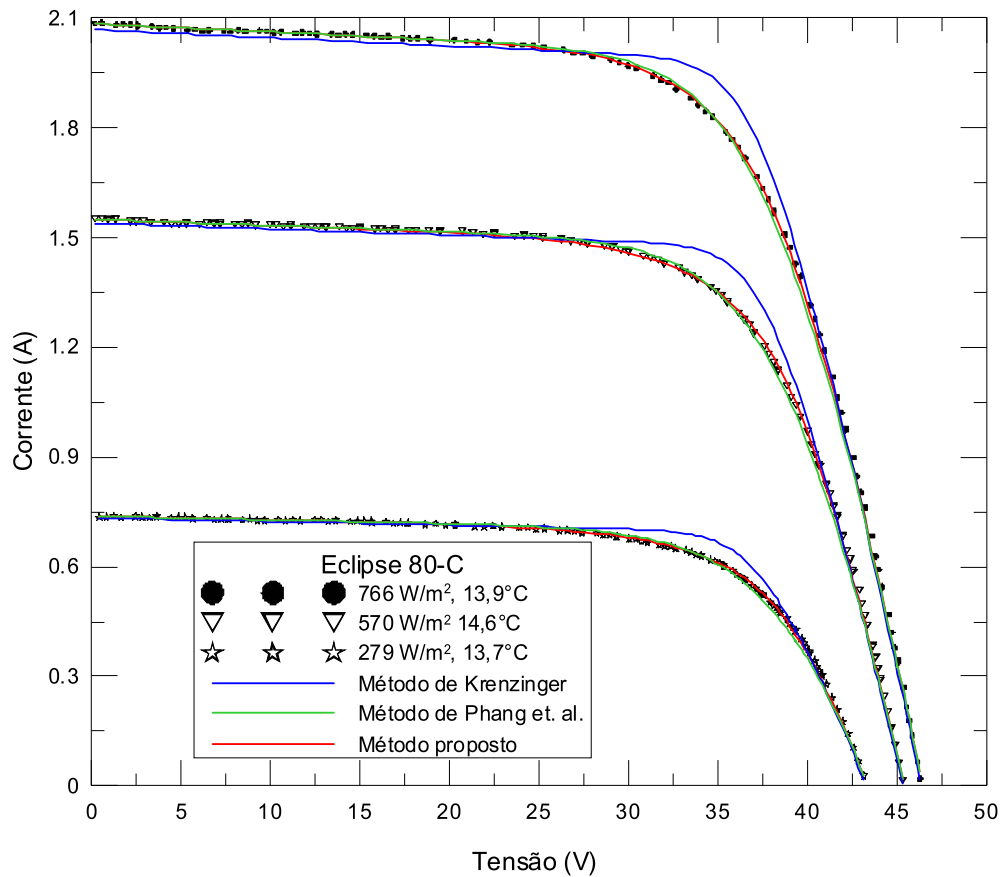


Figura 7.16 – Curvas $I-V$ medidas do módulo Eclipse 80-C de tecnologia CIS e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

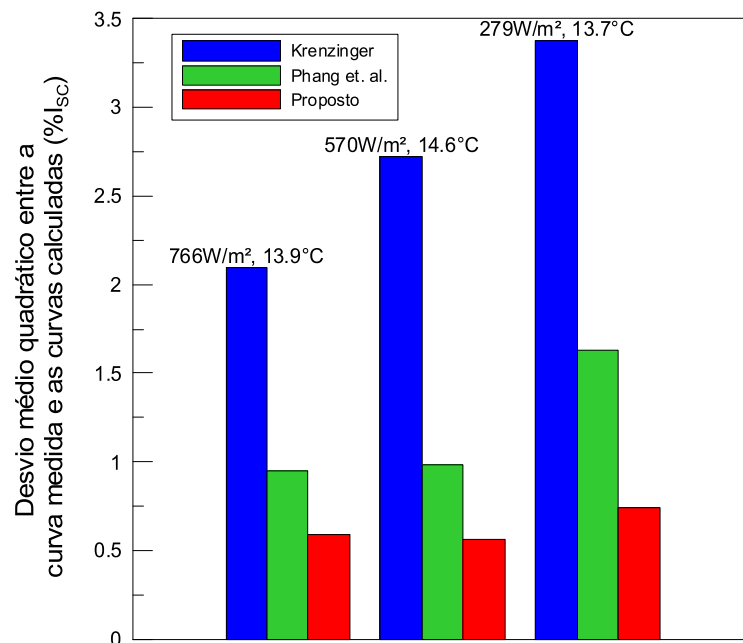


Figura 7.17 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo Eclipse 80-C.

Tabela 7.8 – Condições de medida de três curvas I - V do módulo Eclipse 80-C e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

<i>Módulo: Shell Solar Eclipse 80C, Tipo de célula: CIS</i>						
<i>Modelo Proposto</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
766 W/m ² e 13.9 °C	2,099	3,415	449	$4,047 \times 10^{-20}$	$4,336 \times 10^{-7}$	3,06
570 W/m ² e 14.6 °C	1,558	3,674	594	$1,049 \times 10^{-19}$	$2,886 \times 10^{-6}$	3,56
279 W/m ² e 13.7 °C	0,742	6,076	1000	$3,049 \times 10^{-19}$	$7,118 \times 10^{-6}$	3.96
<i>Modelo de Krenzinger</i>						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
766 W/m ² e 13.9 °C	2,083	3,531	449	$1,850 \times 10^{-15}$	1,29	
570 W/m ² e 14.6 °C	1,549	3,813	594	$1,380 \times 10^{-15}$	1,26	
279 W/m ² e 13.7 °C	0,737	6,397	1000	$2,766 \times 10^{-15}$	1,26	
<i>Modelo de Phang et. al.</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
766 W/m ² e 13.9 °C	2,096	2,801	449	$7,492 \times 10^{-8}$	2,61	
570 W/m ² e 14.6 °C	1,556	2,679	594	$2,528 \times 10^{-7}$	2,68	
279 W/m ² e 13.7 °C	0,740	3,650	1000	$6,787 \times 10^{-7}$	3,02	

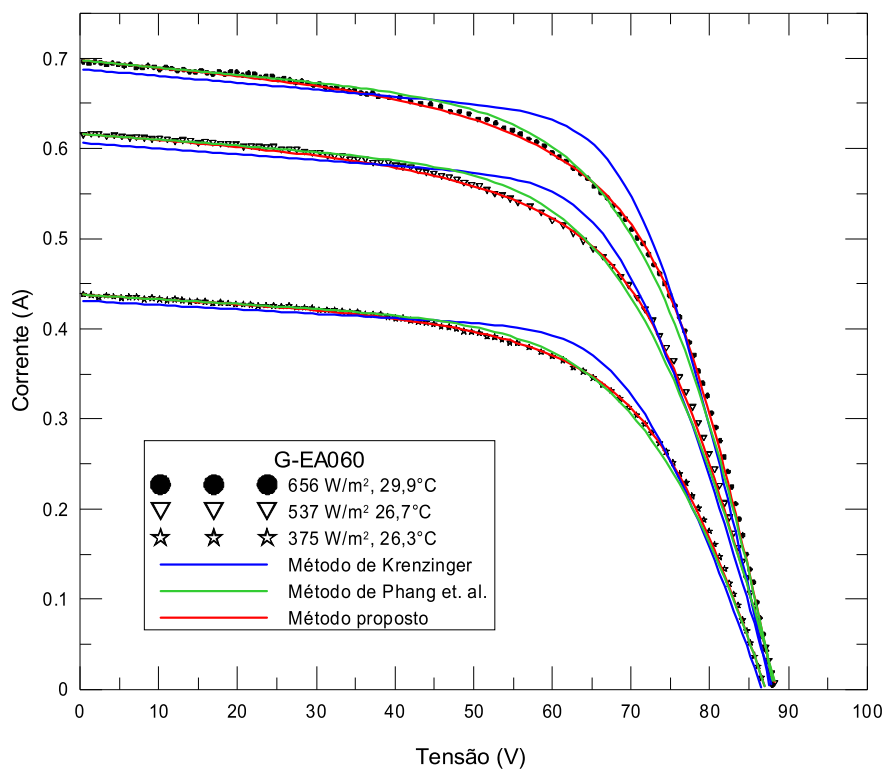


Figura 7.18 – Curvas I - V medidas do módulo G-EA060 de tecnologia a-Si e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

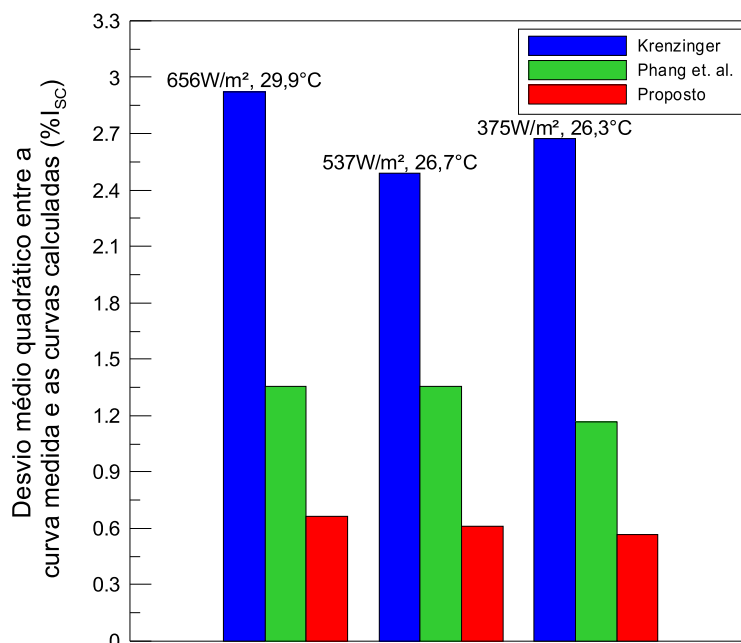


Figura 7.19 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo G-EA060.

Tabela 7.9 – Condições de medida de três curvas I - V do módulo G-EA060 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

<i>Módulo: Kaneka G-EA060, Tipo de célula: a-Si</i>						
<i>Modelo Proposto</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
656 W/m ² e 29,9 °C	0,707	17,410	1298	$1,108 \times 10^{-14}$	$2,395 \times 10^{-4}$	4,53
537 W/m ² e 26,7 °C	0,626	24,835	1544	$6,543 \times 10^{-15}$	$1,738 \times 10^{-4}$	4,53
375 W/m ² e 26,3 °C	0,444	28,874	2023	$6,501 \times 10^{-15}$	$7,159 \times 10^{-5}$	4,04
<i>Modelo de Krenzinger</i>						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
656 W/m ² e 29,9 °C	0,697	17,853	1298	$2,424 \times 10^{-10}$	1,43	
537 W/m ² e 26,7 °C	0,616	24,928	1544	$2,152 \times 10^{-10}$	1,45	
375 W/m ² e 26,3 °C	0,438	29,782	2023	$1,659 \times 10^{-10}$	1,44	
<i>Modelo de Phang et. al.</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
656 W/m ² e 29,9 °C	0,703	9,625	1298	$2,933 \times 10^{-5}$	3,13	
537 W/m ² e 26,7 °C	0,623	17,620	1544	$6,354 \times 10^{-6}$	2,78	
375 W/m ² e 26,3 °C	0,441	17,603	2023	$1,285 \times 10^{-5}$	3,02	

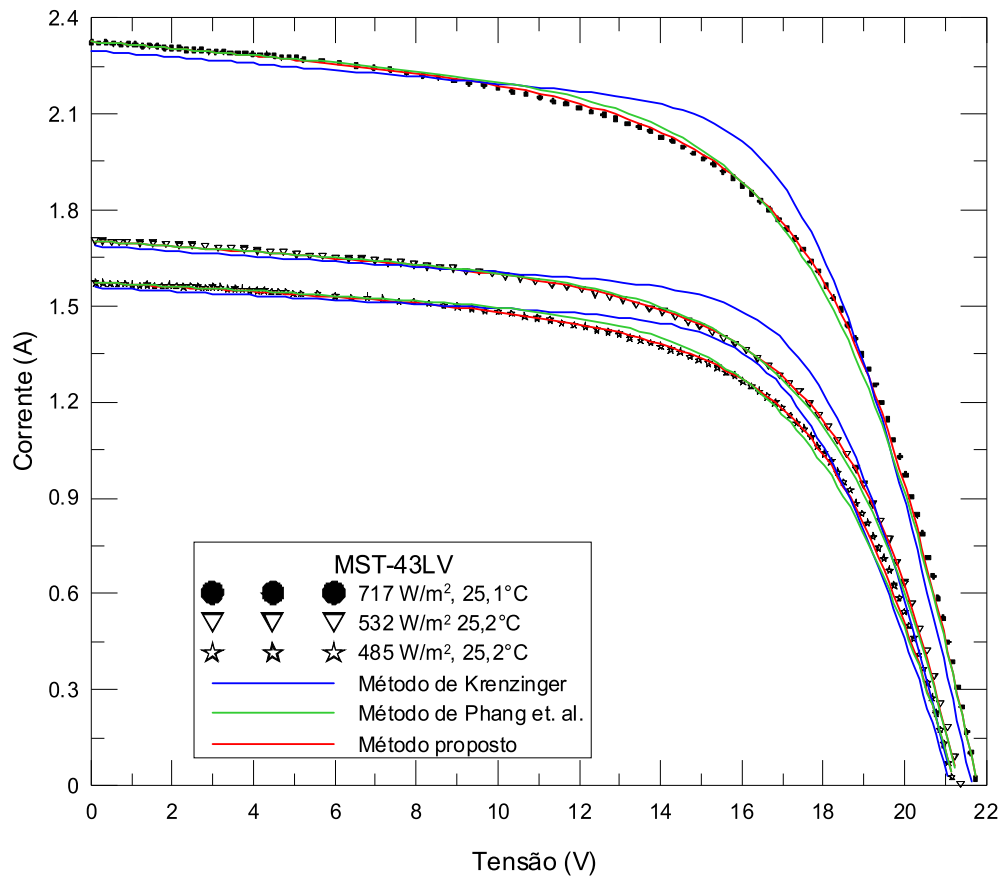


Figura 7.20 – Curvas $I-V$ medidas do módulo MST-43LV de tecnologia a-Si/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

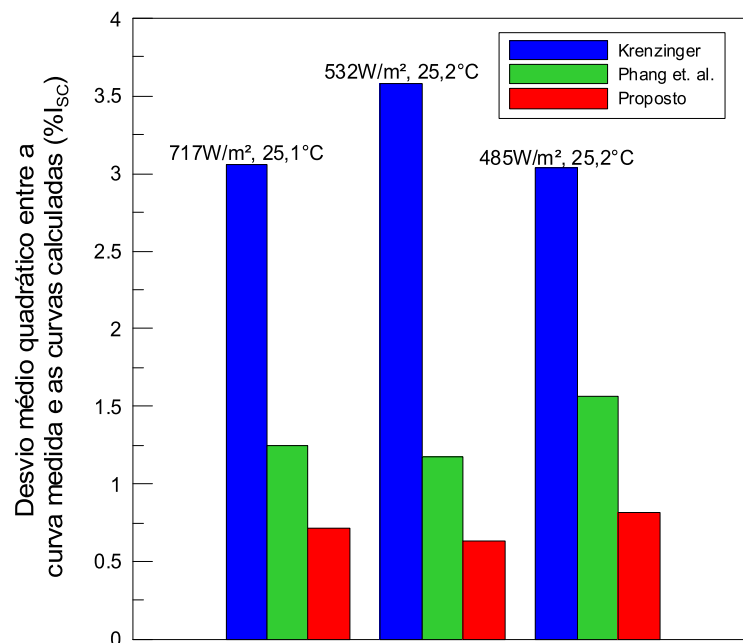


Figura 7.21 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo MST-43LV.

Tabela 7.10 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo MST-43LV e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

<i>Módulo: Solarex Millennia MST-43LV, Tipo de célula: a-Si/a-SiGe</i>						
<i>Modelo Proposto</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
717 W/m ² e 25,1°C	2,351	1,052	96	$3,501 \times 10^{-12}$	$4,600 \times 10^{-4}$	3,43
532 W/m ² e 25,2°C	1,717	0,907	120	$3,819 \times 10^{-12}$	$3,766 \times 10^{-4}$	3,35
485 W/m ² e 25,2°C	1,589	1,332	152	$5,316 \times 10^{-12}$	$5,225 \times 10^{-4}$	3,69
<i>Modelo de Krenzinger</i>						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
717 W/m ² e 25,1°C	2,325	1,136	96	$2,212 \times 10^{-8}$	1,43	
532 W/m ² e 25,2°C	1,703	1,103	120	$1,828 \times 10^{-8}$	1,41	
485 W/m ² e 25,2°C	1,573	1,530	152	$1,628 \times 10^{-8}$	1,40	
<i>Modelo de Phang et. al.</i>						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
717 W/m ² e 25,1°C	2,338	0,525	96	$1,966 \times 10^{-4}$	2,85	
532 W/m ² e 25,2°C	1,705	0,139	120	$3,132 \times 10^{-4}$	3,05	
485 W/m ² e 25,2°C	1,581	0,748	152	$8,137 \times 10^{-5}$	2,64	

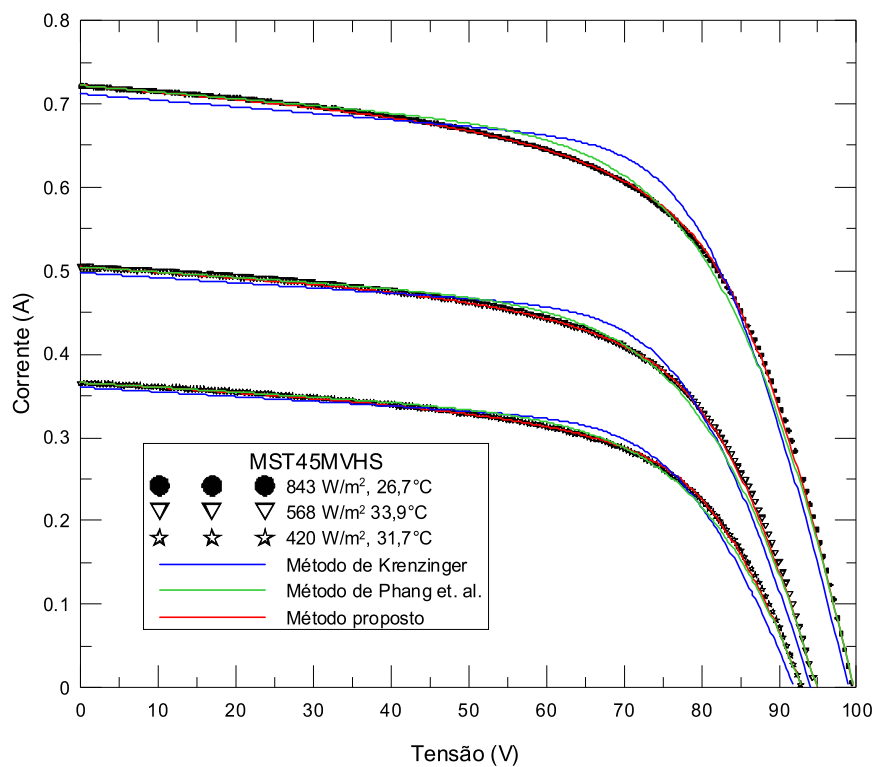


Figura 7.22 – Curvas $I-V$ medidas do módulo MST45MVHS de tecnologia a-Si/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

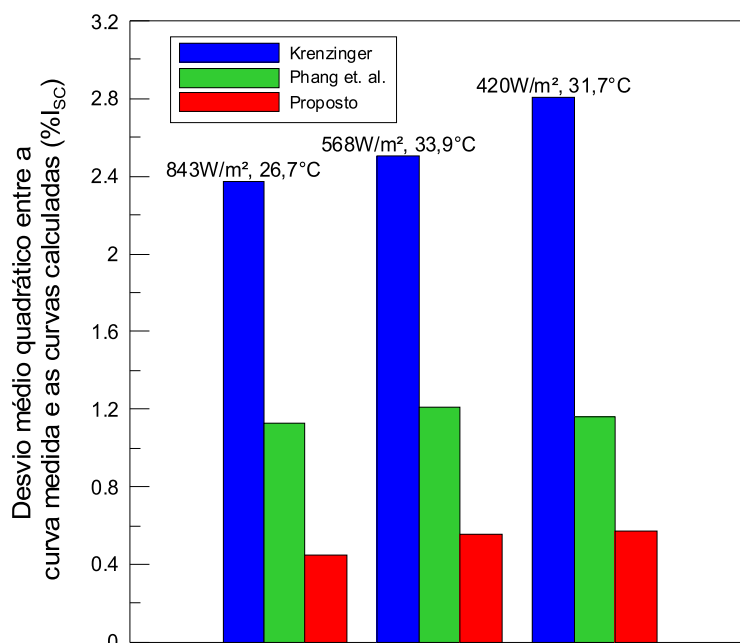


Figura 7.23 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo MST45MVHS.

Tabela 7.11 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo MST45MVHS e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: BP Solar MST45MVHS, Tipo de célula: a-Si/a-SiGe						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
843 W/m ² e 26,7 °C	0,728	13,339	1413	$3,545 \times 10^{-13}$	$9,343 \times 10^{-5}$	3,32
568 W/m ² e 33,9 °C	0,509	17,234	1795	$1,930 \times 10^{-12}$	$1,362 \times 10^{-4}$	3,47
420 W/m ² e 31,7 °C	0,370	20,608	1909	$1,695 \times 10^{-12}$	$7,690 \times 10^{-5}$	3,29
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
843 W/m ² e 26,7 °C	0,721	15,184	1413	$2,762 \times 10^{-9}$	1,41	
568 W/m ² e 33,9 °C	0,504	18,685	1795	$7,582 \times 10^{-9}$	1,42	
420 W/m ² e 31,7 °C	0,366	23,995	1909	$8,903 \times 10^{-9}$	1,44	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
843 W/m ² e 26,7 °C	0,724	5,585	1413	$7,031 \times 10^{-5}$	3,00	
568 W/m ² e 33,9 °C	0,506	5,543	1795	$6,164 \times 10^{-5}$	2,87	
420 W/m ² e 31,7 °C	0,367	5,295	1909	$4,667 \times 10^{-5}$	2,86	

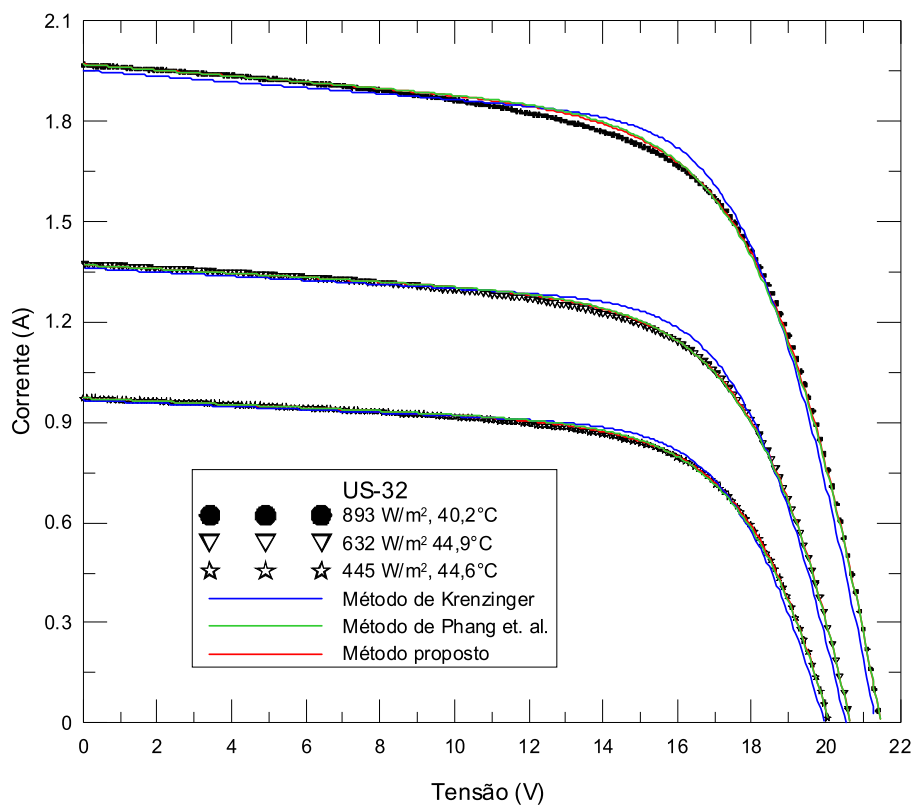


Figura 7.24 – Curvas I - V medidas do módulo US-32 de tecnologia a-Si/a-SiGe/a-SiGe e curvas geradas matematicamente de acordo com três diferentes métodos.

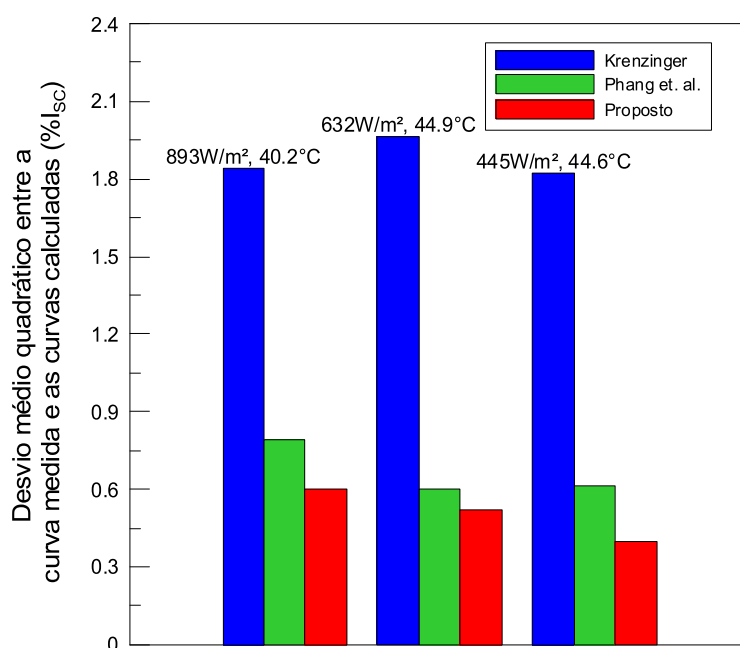


Figura 7.25 – Desvio médio quadrático entre diferentes curvas medidas e geradas matematicamente por três diferentes métodos para o módulo US-32.

Tabela 7.12 – Condições de medida de três curvas $I-V$ do módulo US-32 e parâmetros fotovoltaicos relativos a três diferentes métodos.

Módulo: Unisolar US32, Tipo de célula: a-Si/a-SiGe/a-SiGe						
Modelo Proposto						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_D (A)	I_R (A)	m_R (-)
893 W/m ² e 40,2 °C	1,986	0,946	114	$2,709 \times 10^{-11}$	$2,074 \times 10^{-5}$	2,23
632 W/m ² e 44,9 °C	1,377	0,832	162	$5,040 \times 10^{-11}$	$1,775 \times 10^{-5}$	2,12
445 W/m ² e 46,6 °C	0,977	1,154	211	$1,189 \times 10^{-10}$	$1,664 \times 10^{-5}$	2,18
Modelo de Krenzinger						
Condições de medida	I_{SC} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
893 W/m ² e 40,2 °C	1,969	1,057	114	$3,068 \times 10^{-8}$	1,34	
632 W/m ² e 44,9 °C	1,370	1,080	162	$3,930 \times 10^{-8}$	1,31	
445 W/m ² e 46,6 °C	0,971	1,323	211	$3,804 \times 10^{-8}$	1,29	
Modelo de Phang et. al.						
Condições de medida	I_{FG} (A)	R_S (Ω)	R_P (Ω)	I_0 (A)	m (-)	
893 W/m ² e 40,2 °C	1,981	0,679	114	$8,561 \times 10^{-6}$	1,96	
632 W/m ² e 44,9 °C	1,374	0,503	162	$1,254 \times 10^{-5}$	1,98	
445 W/m ² e 46,6 °C	0,974	0,676	211	$3,890 \times 10^{-6}$	1,79	

Analisando as curvas $I-V$ dos onze diferentes módulos testados, conclui-se que todos os métodos matemáticos aplicados para a extração dos parâmetros fotovoltaicos das curvas $I-V$ apresentam resultados muito bons para as tecnologias de silício cristalino. Para os módulos de filmes finos, com exceção do módulo de CdTe, o método de Krenzinger se mostrou inadequado. Em alguns casos o desvio médio quadrático ficou próximo dos 3,5% de I_{SC} caracterizando um ajuste ruim para estas tecnologias. O método de Phang *et. al.* e o método proposto, entretanto, apresentaram um ajuste muito bom em todas as curvas medidas e para todos os módulos analisados. Embora o resultado de ambos os métodos possa ser considerado bom, o método proposto foi o que apresentou os melhores resultados em todas as curvas $I-V$ analisadas. O desvio médio quadrático para este método se manteve inferior a 1% de I_{SC} em praticamente todas as curvas analisadas o que evidencia a eficácia deste método na descrição matemática de uma curva $I-V$ de um módulo de tecnologia cristalina ou de filme fino.

Verificou-se também que a adoção do número de junções ao invés do número de células em série nos modelos de extração de parâmetros melhorou muito os resultados para os módulos de silício de dupla ou tripla união. O cálculo da corrente fotogerada também se mostrou importante, melhorando significativamente os resultados, principalmente em

módulos de filmes finos e em curvas medidas com valores de irradiância inferiores a 500 W/m².

Após a análise realizada com os três métodos de extração de parâmetros de curvas $I-V$, para fins de pós-processamento, foi adotado o método de Phang *et al.* Embora os resultados deste método tenham sido inferiores ao do método proposto, este método é relativamente mais simples e para a maioria dos casos em situações de pós-processamento é suficientemente confiável. Para análises mais detalhadas, como o estudo da influência de algum parâmetro fotovoltaico na curva $I-V$ em situações de irradiâncias muito baixas, o método proposto é mais indicado, pois este apresenta uma capacidade de ajuste muito boa mesmo nestas condições.

8. ANÁLISE DE DIFERENTES MÉTODOS DE TRANSLAÇÃO DE CURVAS $I-V$

A primeira etapa para a aplicação dos métodos de translação que foram estudados na elaboração desta Tese, e que serão descritos neste capítulo, é a determinação dos coeficientes térmicos do dispositivo fotovoltaico.

8.1. DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES TÉRMICOS

Os coeficientes térmicos aqui mencionados são aqueles associados à variação da tensão de circuito aberto (β), corrente de curto-circuito (α) e máxima potência (γ) com a temperatura. Sua determinação é importante, uma vez que permite a translação da curva $I-V$ para diferentes condições de temperatura e, além disso, permite prever a potência que um módulo é capaz de fornecer sob diferentes condições de operação.

Em nenhum dos métodos de translação estudados se faz necessário o uso do coeficiente (γ), entretanto, uma vez dispondo de uma família de curvas $I-V$ com mesma irradiância e diferentes temperaturas, utilizadas para determinar α e β , o coeficiente γ foi também determinado, já que este coeficiente constitui um importante indicador do desempenho do módulo em diferentes temperaturas.

O procedimento adotado consiste na determinação de uma família de curvas $I-V$ correspondes à mesma irradiância, mas diferentes temperaturas. Estas curvas devem ser determinadas sob um espectro solar próximo da condição de AM 1,5 e cuja irradiância apresente valor preferencialmente superior a 600 W/m^2 , pois para valores muito baixos de irradiância sua influência na variação da tensão de circuito aberto passa a ser importante, interferindo na determinação de β . Nesta Tese, todas as famílias de curvas ensaiadas para a determinação dos coeficientes térmicos apresentaram valores de irradiância superiores a 700 W/m^2 , fornecendo dessa forma excelentes resultados.

A Tabela 8.1 apresenta os coeficientes térmicos determinados para o grupo de módulos ensaiados, além dos valores fornecidos pelos fabricantes, uma vez que estes se encontrem disponibilizados. Alguns destes módulos foram ensaiados junto ao CIEMAT e outros junto ao Labsol.

As Figuras 8.1 – 8.3 apresentam respectivamente dados de tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e máxima potência em função da temperatura para um dos módulos ensaiados.

Tabela 8.1 - Coeficientes térmicos para os módulos ensaiados:
dados medidos e fornecidos pelos fabricantes (quando disponíveis).

MÓDULO	DADOS MEDIDOS			DADOS DE CATÁLOGO			Tecnologia de célula
	α $\left(\frac{\%I_{SC}}{^{\circ}C}\right)$	β $\left(\frac{mV}{^{\circ}C}\right)$	γ $\left(\frac{\%P_M}{^{\circ}C}\right)$	α $\left(\frac{\%I_{SC}}{^{\circ}C}\right)$	β $\left(\frac{mV}{^{\circ}C}\right)$	γ $\left(\frac{\%P_M}{^{\circ}C}\right)$	
KC50T*	0,05	-75,5	-0,404	0,04	-82,1	-	mc-Si
KC130TM*	0,08	-67,1	-0,362	0,04	-82,1	-	mc-Si
HG50S*	0,11	-67,2	-0,324	0,10	-82,1	-0,47	c-Si
US32*	0,12	-73,5	-0,291	0,08	-51,0	-	a-Si/a-SiGe/a-SiGe
I-100/2*4	0,04	-173,8	-0,483	0,05	-160,0	-	c-Si
MST45MVHS*	0,08	-423,0	-0,284	-	-	-	a-Si/a-SiGe
Eclipse 80-C**	0,02	-136,3	0,34	0,013	-178,0	-0,49	CIS
SLK60P6**	0,08	-110,8	-0,38	0,06	-131,4	-0,43	mc-Si
MST-43LV**	0,08	-111,0	-0,42	-	-	-	a-Si/a-SiGe
HIP-200NHE1**	0,07	-140,4	-0,26	0,03	-129,0	-0,33	HIT
WSG0001E075**	0,03	-114,1	-0,21	0,05	-125,0	-0,36	CIS
FS-272**	0,09	-109,7	-0,30	0,04	-178,0	-0,25	CdTe

*Módulos medidos junto ao Labsol.

**Módulos medidos junto ao CIEMAT.

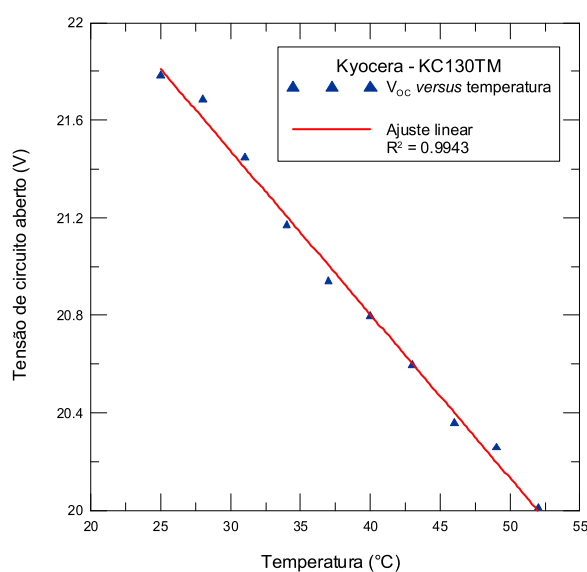


Figura 8.1 - Ensaio da variação com a temperatura da tensão de circuito aberto para o módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.

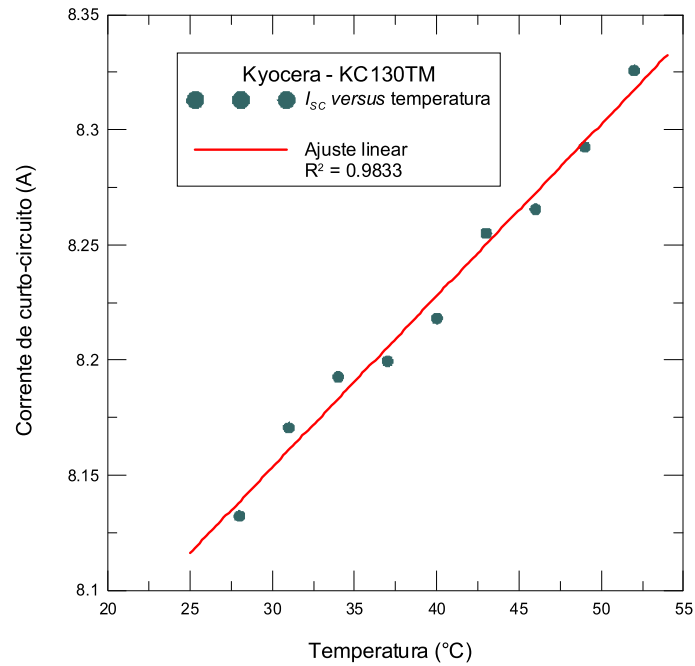


Figura 8.2 - Ensaio da variação com a temperatura da tensão de curto-circuito para o módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.

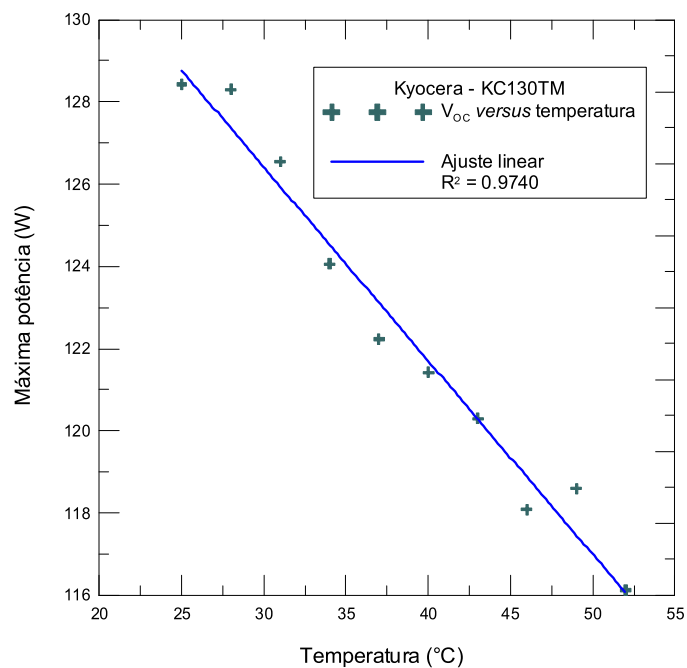


Figura 8.3 - Ensaio da variação com a temperatura da máxima potência do módulo da marca Kyocera, modelo KC130TM.

A técnica adotada para a determinação dos coeficientes térmicos é detalhadamente descrita a seguir:

- a) O módulo a ser ensaiado é posicionado no interior do gabinete refrigerado, ou em um lugar amplo, longe de obstáculos que possam fazer com que, por influência do albedo, a distribuição de irradiância no dispositivo em ensaio não seja uniforme. O módulo deve ser coberto com um material opaco antes de se iniciarem os ensaios e sua orientação deve ser normal à radiação solar direta.
- b) Ao iniciar a aquisição das curvas, a temperatura do módulo deve ser preferencialmente a menor possível dentro das condições do ensaio, preferencialmente inferior a 25 °C. Isto é desejável para que se obtenha um bom intervalo de temperatura entre as curvas $I-V$.
- c) A cobertura opaca é retirada, e com o módulo exposto à radiação solar, determina-se uma curva característica a cada intervalo de temperatura (normalmente entre 2°C e 3°C), até que a temperatura do módulo atinja seu máximo valor para a condição do ensaio. É importante que o valor de irradiância média varie pouco entre as curvas medidas para a determinação dos coeficientes térmicos, uma vez que a influência da irradiância nas curvas não é desejada, já que pode interferir nos resultados. O desvio médio máximo tolerado para a elaboração desta tese foi de 3% entre a irradiância média na família de curvas $I-V$. Isto corresponde, por exemplo, a um ensaio que possua curvas com valores de irradiância desde 776 W/m² até 824 W/m², sendo o valor médio de irradiância da família de curvas igual a 800 W/m². A máxima variação da irradiância ao longo da aquisição de uma única curva $I-V$ também deve ser baixa. Nesta Tese foi tolerada uma variação de até 1% do valor médio da irradiância ao longo da aquisição de cada curva $I-V$. Isto significa que durante a aquisição de uma curva $I-V$, cujo valor médio da irradiância tenha sido de 1000 W/m², esta mesma irradiância não pode ter atingido um valor inferior a 990 W/m² ou superior a 1010 W/m².
- d) Uma vez que as curvas $I-V$ correspondentes a diferentes temperaturas tenham sido obtidas, todas são corrigidas para a condição de irradiância média do ensaio (mantendo a condição de temperatura medida). Este processo é muito importante, principalmente para a determinação de α , pois mesmo pequenas variações de irradiância afetam de forma significativa a determinação deste coeficiente. Como as correções são sempre feitas para pequenas variações de irradiância (da ordem máxima de 20 W/m²), é aplicado o método de translação geométrica, devido a sua simplicidade e confiabilidade em correções de condições próximas de irradiância (Alonso, 2002).

- e) Após corrigidas as curvas $I-V$, os valores da tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e máxima potência são determinados para cada curva com alto grau de precisão de acordo com a metodologia já descrita no capítulo 7 desta Tese.

8.2. METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CORREÇÃO DA CURVA SEGUNDO A NORMA NBR-12302

- a) Uma vez determinados os coeficientes térmicos do dispositivo em ensaio, são então escolhidas três curvas, relativas à menor, intermediária e maior temperatura.
- b) Através das equações de translação estabelecidas pela norma NBR-12302 a curva relativa à menor temperatura é transladada para a condição de temperatura intermediária utilizando um fator de correção igual a $2 \times 10^{-3} \Omega/^{\circ}\text{C}$.
- c) As máximas potências da curva transladada e da curva medida na temperatura de translação são determinadas com alto grau de precisão através de uma regressão polinomial de ordem 2 junto aos “joelhos” de cada curva.
- d) Caso a diferença entre as máximas potências da curva transladada e medida for superior a 0,5%, duas novas translações são realizadas, uma com um valor de $K + 0,5 \times 10^{-3} \Omega/^{\circ}\text{C}$ e outra com $K - 0,5 \times 10^{-3} \Omega/^{\circ}\text{C}$.
- e) Se a primeira soma de $0,5 \times 10^{-3} \Omega/^{\circ}\text{C}$ em K fizer a diferença entre as potências diminuir, então este valor é acrescido sucessivamente até que a diferença entre as potências se torne inferior a 0,5%, caso contrário esse valor é subtraído sucessivamente até que a diferença entre as potências se torne inferior a 0,5%.
- f) Os passos de b) a e) são repetidos para a translação da curva relativa à menor temperatura para a maior temperatura e posteriormente da temperatura intermediária para a maior.
- g) O valor final de K é obtido através da média dos três valores de K pré-determinados.

8.3. METODOLOGIA PROPOSTA PARA A DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE SEGUNDO A NORMA NBR-12136

- a) Uma das curvas utilizadas para a determinação dos coeficientes térmicos e do fator de correção é escolhida como a curva de maior irradiância no conjunto das três curvas necessárias para a determinação de R_S .

- b) Posiciona-se o módulo variando o ângulo entre a normal à superfície do módulo e ao feixe de raios solares, de forma que se obtenha um valor de irradiância entre 100 e 200 W/m² menor do que a irradiância relativa à curva utilizada na etapa a).
- c) A temperatura do módulo é controlada (utilizando irradiância solar para o aquecimento ou uma cobertura opaca para o resfriando) até que assuma o mesmo valor da curva de maior irradiância com uma precisão de 0,5°C.
- d) Determina-se a curva com irradiância intermediária.
- e) Posiciona-se o módulo com um ângulo entre a normal à superfície do módulo e ao feixe de raios solares, de forma que se obtenha um valor de irradiância entre 100 e 200 W/m² menor do que a irradiância relativa à curva utilizada no passo b). Quando a temperatura do módulo atinge o valor no qual as outras duas curvas foram determinadas, é medida a curva de menor irradiância.
- f) São selecionados pontos compreendidos entre 0,75 V_M e 1,15 V_M de cada uma das 3 curvas obtidas para a determinação de R_s . Através destes pontos é obtida uma equação de ajuste por meio de regressão polinomial de ordem 2. Dessa forma, a máxima potência de cada curva é determinada com grande precisão.
- g) Um valor de tensão 1% maior do que a de máxima potência da curva de maior irradiância é inserido na Equação (8.1). A escolha deste valor será explicada posteriormente. Calcula-se então a corrente associada à tensão mencionada;

$$I_{P1} = a_1 V_{P1} + b_1 + \frac{c_1}{V_{P1}} \quad (8.1)$$

Na Equação (8.1), V_{P1} é a tensão 1% superior à tensão de máxima potência na curva de maior irradiância, I_{P1} é a corrente correspondente à V_{P1} e a_1 , b_1 e c_1 são os coeficientes da regressão polinomial de ordem 2 aplicada junto a região de máxima potência na curva de maior irradiância. Um intervalo de corrente ΔI é então obtido subtraindo a corrente de curto-circuito da curva de maior irradiância de I_{P1} .

- h) Fazendo a diferença entre a corrente de curto-circuito da curva de irradiância intermediária e ΔI obtém-se I_{Q1} . O valor de tensão associado a esta corrente (V_{Q1}) é então determinado com grande precisão da seguinte forma:

Um valor de tensão ($V_{Q1\ TRY}$) igual à tensão de máxima potência da curva de irradiância intermediária é utilizado como valor inicial na Equação (8.2) resultando em um valor de corrente ($I_{Q1\ TRY}$). Este valor de corrente é então comparado com I_{Q1} . Se a diferença entre $I_{Q1\ TRY}$ e I_{Q1} for superior a 0,1% então um novo valor de $V_{Q1\ TRY}$, igual a $V_{Q1\ TRY} + 0,001\text{ V}$ é inserido na Equação (8.2), e assim sucessivamente. O valor de $V_{Q1\ TRY}$ que fizer $I_{Q1\ TRY}$ ficar igual a I_{Q1} , dentro da precisão desejada, é tomado como V_{Q1} .

$$I_{Q1\ TRY} = a_2 V_{Q1\ TRY} + b_2 + (c_2 / V_{Q1\ TRY}) \quad (8.2)$$

Na Equação (8.2), a_2 , b_2 e c_2 são os coeficientes da regressão polinomial de ordem 2 aplicada junto a região de máxima potência na curva de irradiância intermediária.

- i) O passo h) é repetido para a curva de menor irradiância, obtendo assim a corrente I_{R1} e a tensão V_{R1} ;
- j) Os passos g) e h) são repetidos utilizando as curvas de irradiância intermediária e de menor irradiância resultando assim nas correntes I_{Q2} e I_{R2} e tensões V_{R2} e V_{Q2} ;
- k) Por fim, são calculados 3 valores de R_S e a média destes fornece o valor da resistência série do dispositivo em ensaio, tal como é apresentado na Equação (8.3).

$$R_S = \frac{1}{3} \left(\frac{V_{Q1} - V_{P1}}{I_{P1} - I_{Q1}} + \frac{V_{R1} - V_{P1}}{I_{P1} - I_{R1}} + \frac{V_{R2} - V_{Q2}}{I_{Q2} - I_{R2}} \right) = \frac{R_{S1} + R_{S2} + R_{S3}}{3} \quad (8.3)$$

Como pode ser visto o procedimento proposto para a determinação de R_S não difere essencialmente da norma, mas estabelece um critério bem definido para a escolha do valor de tensão acima da máxima potência da curva de maior irradiância. A razão deste critério será posteriormente explicada.

8.4. ESTUDO DO MÉTODO DE DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA SÉRIE PELA NORMA NBR-12136 E PROPOSTA PARA UTILIZAÇÃO DE R_S DETERMINADO POR MÉTODO ANALÍTICO NA TRANSLAÇÃO SEGUNDO A NORMA NBR-12302

No caso da determinação de R_S , tanto a norma NBR-12136, quanto à norma IEC-891 não estabelecem um critério definido quanto ao valor de tensão que deve ser escolhido (V_{P1}).

Ambas as normas apenas estabelecem que deve ser escolhida uma tensão “ligeiramente” maior do que a de máxima potência na curva de maior irradiância. Com a finalidade de verificar qual valor de tensão seria mais adequado para a determinação de R_S foi realizado o procedimento descrito a seguir, que foi aplicado a um grupo de módulos dentre os listados na Tabela 8.1.

Para cada um dos módulos utilizados foram escolhidos 5 diferentes valores de tensão, variando de uma tensão de 1% a 5% superior à de máxima potência. Este procedimento teve como objetivo avaliar a influência da escolha da tensão no resultado obtido para resistência série. Verificou-se uma dependência apreciável no valor obtido de R_S em função da porcentagem de tensão superior à de máxima potência escolhida. As Figuras 8.4 (a) e (b) apresentam os valores individuais e o valor médio de R_S obtidos para dois módulos em função da tensão escolhida para o cálculo deste parâmetro de acordo com a norma NBR-12136.

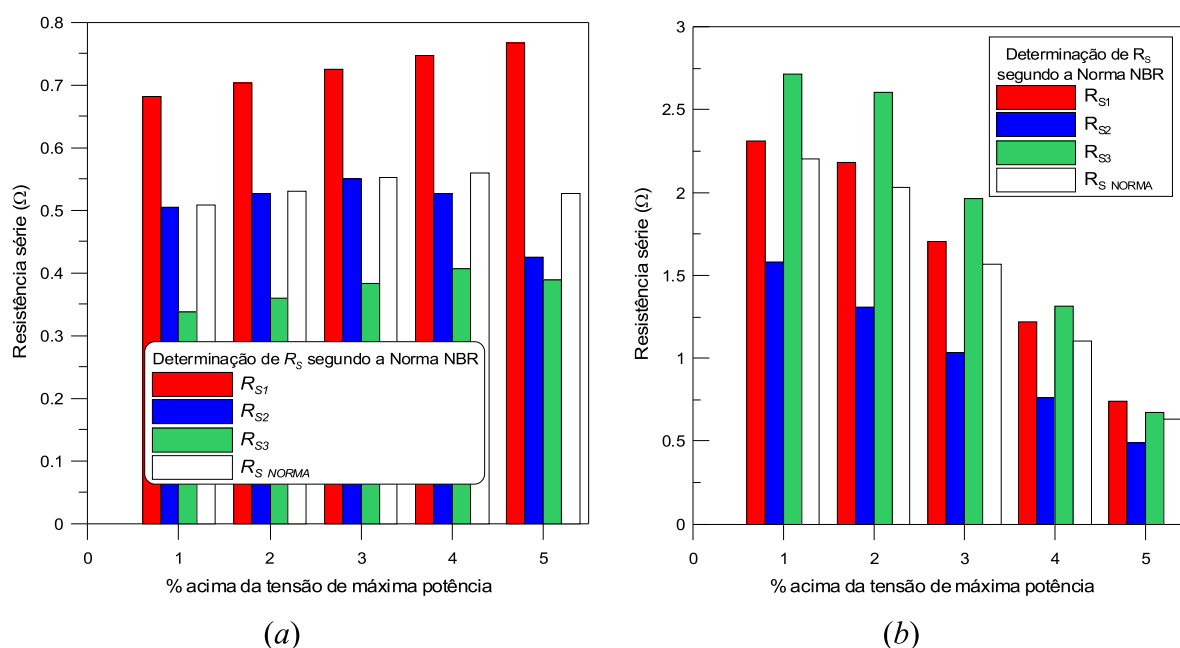


Figura 8.4 - Valores individuais e valor médio de R_S determinados pelo método da norma NBR-12136 em função da porcentagem de tensão superior à de máxima potência escolhida para o módulo: a) SLK60P6 e b) Eclipse 80C.

Posteriormente, os mesmos módulos para os quais haviam sido determinados valores de R_S , foram transladados entre duas condições para as quais foram medidas curvas. Cada uma das translações foi realizada com um dos 5 valores de R_S anteriormente determinados. Para cada uma das translações foi aplicado um método de comparação de curvas $I-V$ proposto

nesta Tese pelo qual é possível determinar a diferença média quadrática entre as potências de duas curvas características quaisquer. Este método de comparação de curvas características é descrito detalhadamente no Anexo A.

A Figura 8.5 apresenta a diferença média quadrática entre as potências das curvas transladas e da curva medida na condição de translação em função da porcentagem de tensão escolhida acima da tensão de máxima potência, utilizada no cálculo de R_S . O desvio médio quadrático entre as potências é apresentado em termos percentuais da máxima potência da curva de referência (P_{MREF}) A Figura 8.5 se refere aos mesmos módulos apresentados na Figura 8.4.

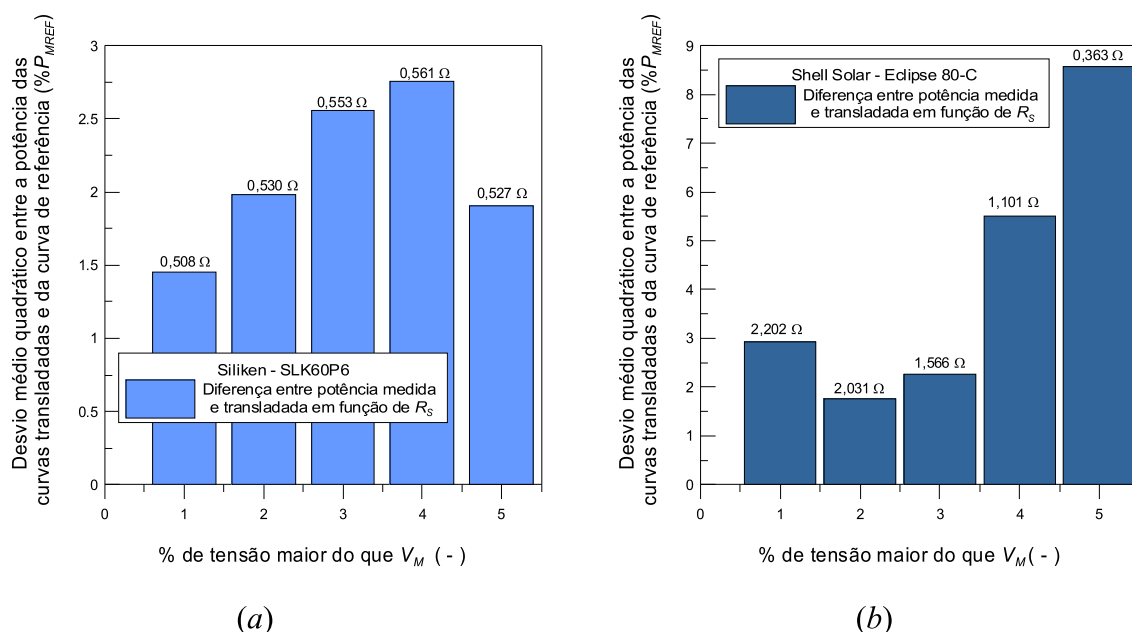


Figura 8.5 - Diferença média quadrática entre as potências das curvas transladas (com diferentes valores de R_S devido à porcentagem da tensão escolhida) e das curvas medidas na condição de translação para o módulo: a) SLK60P6 e b) Eclipse 80C.

Analisando a Figura 8.5 (a) observa-se que para o módulo SLK60P6, na condição de translação aplicada não se obtém uma diferença de potência elevada entre a curva translada e a medida na condição de translação. Por outro lado fica claro que quanto menor a porcentagem de tensão superior à de máxima potência escolhida, melhor o resultado na translação. No caso do módulo Eclipse-80C, a melhor translação foi obtida para um R_S calculado com uma tensão 2% superior a da máxima potência. Por fim, após todo um grupo de módulos ter sido analisado, verificou-se que adotando um valor de 1% de tensão se obtém,

em média, valores de resistência série que proporcionam translações pela norma NBR com os melhores resultados.

Observando a Figura 8.4 verifica-se uma grande dispersão entre R_{S1} , R_{S2} e R_{S3} , que em teoria deveriam apresentar valores parecidos. Esta dispersão foi verificada em todos os módulos ensaiados, o que leva a conclusão de que o método para determinação de R_S pela norma brasileira não apresenta grande precisão. Paralelo a este fato, o método de determinação de R_S segundo a norma brasileira pode ser considerado trabalhoso e muitas vezes difícil de ser realizado tendo em vista a grande dependência das condições climáticas e de medida. É possível demonstrar que quanto maior a diferença entre as irradiâncias das curvas utilizadas para a determinação de R_S , menos influente é a incerteza na medida da temperatura e, portanto, melhor o resultado. Entretanto quando se obtém um valor de R_S a partir de curvas com uma grande diferença de irradiância, o valor deste coeficiente geralmente fornece resultados piores nas translações do que quando obtido a partir de curvas com uma diferença moderada de irradiância. Por este motivo nesta Tese ficou estabelecida em 100 W/m^2 a diferença de irradiância entre cada curva utilizada na determinação de R_S .

A resistência série, contudo, pode ser determinada ou estimada por diversos outros métodos. O método de determinação de R_S proposto por Phang et al., como apresentado no capítulo 7, se mostrou eficiente em todos os casos estudados. O valor obtido pelo método de Phang et al. para R_S só apresenta problemas em condições de irradiâncias muito baixas onde podem ser encontrados valores de R_S negativas ou com valores incoerentes, tal como é descrito em Chan et al., (1984). Desta forma, foi analisada a possibilidade de transladar curvas $I-V$ segundo as equações propostas pela norma NBR-12302, mas utilizando para tanto um valor de R_S determinado pelo método analítico de Phang et al. A fim de verificar se esta metodologia apresentaria bons resultados foi realizado o seguinte procedimento: foram medidas curvas de seis módulos e estas foram transladadas (utilizando um valor de R_S determinado segundo o procedimento estabelecido pela norma brasileira e posteriormente pelo método analítico) para uma condição na qual uma curva $I-V$ havia sido medida. A curva utilizada para a determinação de R_S pelo método analítico foi sempre aquela a ser transladada. As Figuras 8.6 e 8.9 apresentam as curvas utilizadas para o teste do valor de R_S na translação pela norma NBR. A Figura 8.7 e a Figura 8.8 apresentam, respectivamente, as translações realizadas pela norma NBR com R_S obtido pelo método desta mesma norma e pelo método de Phang et al. para o módulo KC50T e as Figuras 8.10 e 8.11 apresentam, respectivamente, as translações realizadas com R_S obtido pelo método da norma NBR e pelo método de Phang et al. para o módulo FS-272.

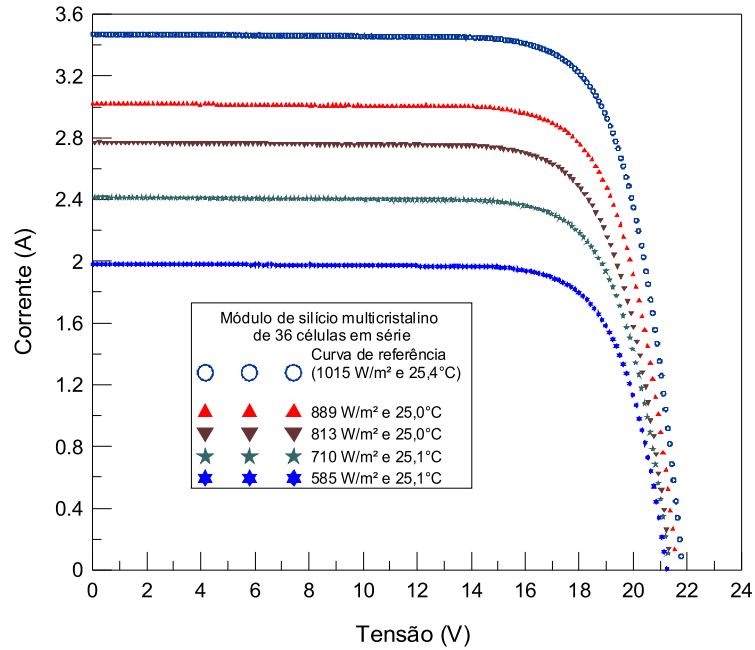


Figura 8.6 – Curvas I - V medidas para o módulo KC50T utilizadas para testar o método de translação da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e um valor determinado analiticamente.

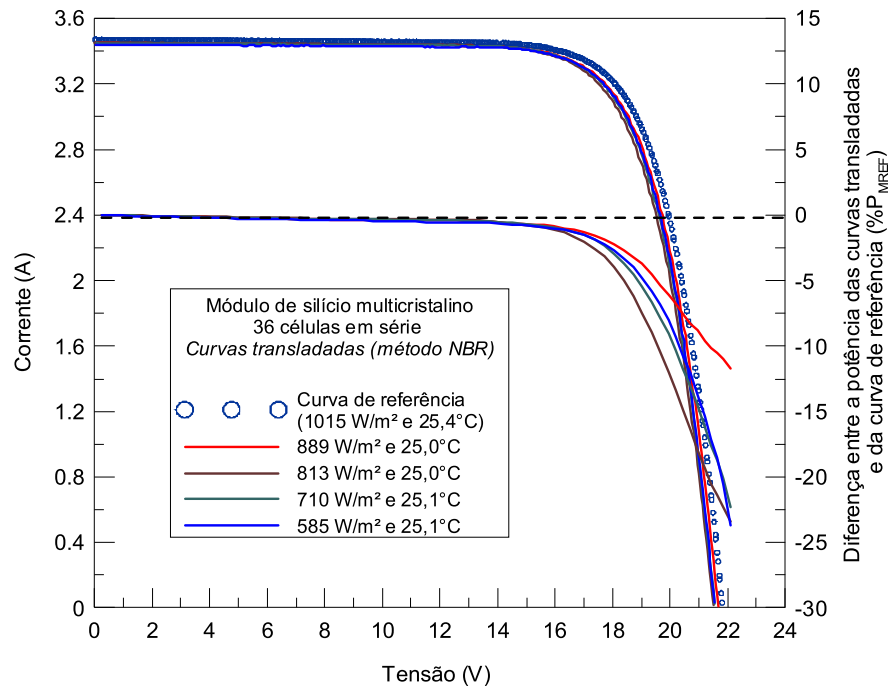


Figura 8.7 – Curvas I - V do módulo KC50T transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_S determinado por esta norma e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.

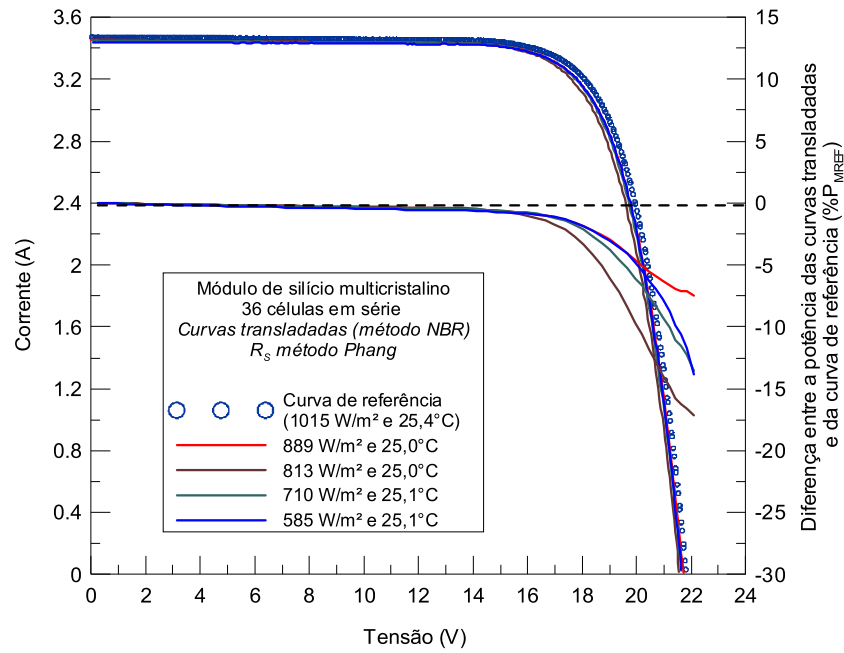


Figura 8.8 – Curvas I - V do módulo KC50T transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_s determinado pelo método de Phang *et al.* e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.

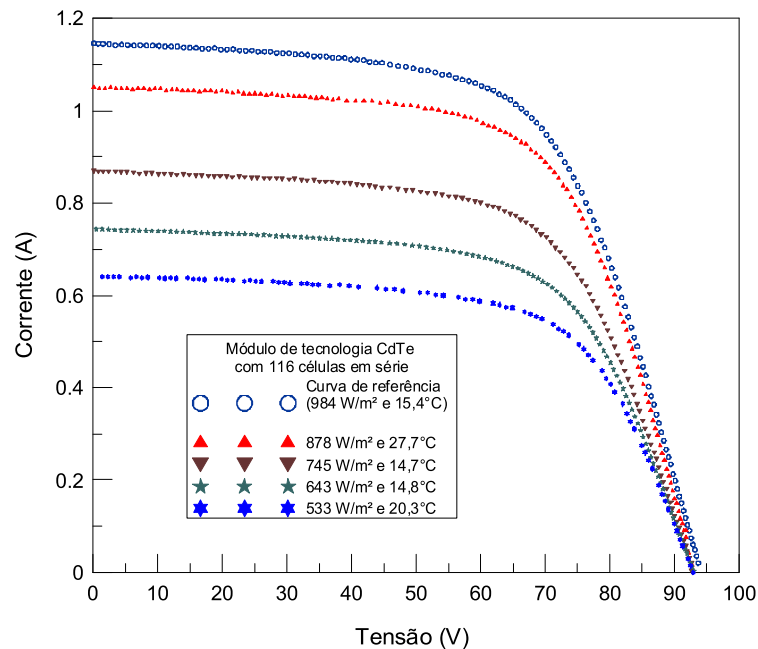


Figura 8.9 – Curvas I - V medidas para o módulo FS-272 utilizadas para testar o método de translação da norma NBR utilizando um valor de R_s determinado por esta norma e um valor determinado analiticamente.

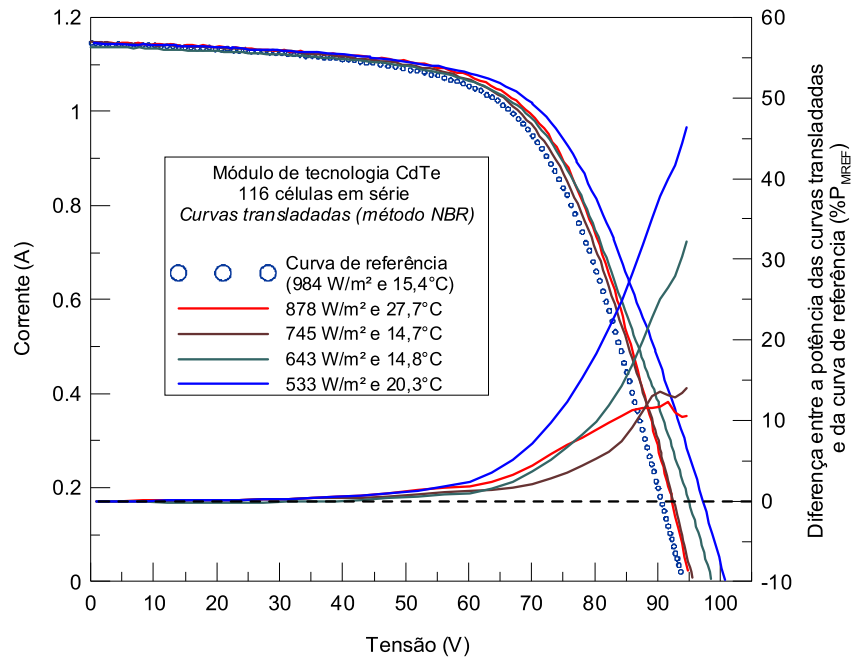


Figura 8.10– Curvas I - V do módulo FS-272 transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_s determinado por esta norma e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.

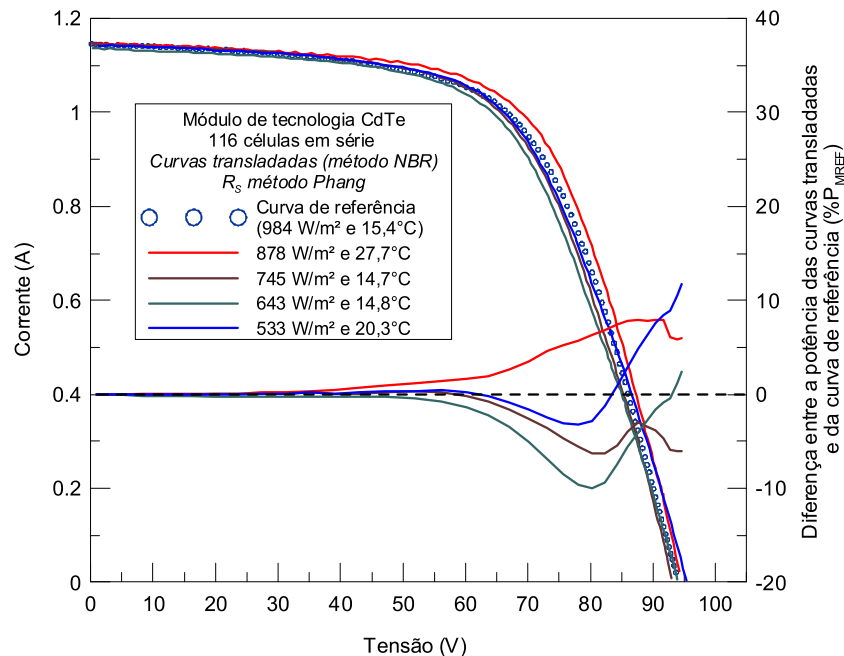


Figura 8.11 – Curvas I - V do módulo FS-272 transladadas pelo método da norma NBR utilizando um valor de R_s determinado pelo método de Phang *et al.* e diferença entre a potência destas curvas e a potência de uma curva de referência, medida na condição de translação.

As Tabelas 8.2 a 8.7 apresentam os dados relativos às condições de medida, de translação, desvio médio quadrático (relacionando a corrente medida na condição de translação e a corrente da curva transladada) e diferença entre as máximas potências da curva de comparação e da curva transladada.

Tabela 8.2 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR-12302 para o módulo KC50T utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: KC50T (mc-Si), Curva de referência: 1015 W/m², 25,4°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR ($R_{S\ NORMA}$)	NBR ($R_{S\ PHANG}$)
889	25,0	DMQ	3,82	2,68
		Diferença em P_M	1,96	1,67
813	25,0	DMQ	7,64	5,87
		Diferença em P_M	3,17	2,73
710	25,1	DMQ	6,49	4,08
		Diferença em P_M	2,41	1,83
585	25,1	DMQ	6,35	3,69
		Diferença em P_M	2,28	1,65

Tabela 8.3 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR-12302 para o módulo FS-272 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: FS-272 (CdTe), Curva de referência: 984 W/m², 15,4°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR ($R_{S\ NORMA}$)	NBR ($R_{S\ PHANG}$)
878	27,7	DMQ	5,56	3,28
		Diferença em P_M	2,81	3,64
745	14,7	DMQ	6,67	3,34
		Diferença em P_M	1,85	1,78
643	14,8	DMQ	13,37	4,10
		Diferença em P_M	3,26	3,50
533	20,3	DMQ	20,06	4,12
		Diferença em P_M	6,49	1,44

Tabela 8.4 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo SLK60P6 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: SLK60P6 (mc-Si), Curva de referência: 995 W/m², 26,1°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR ($R_{S\ NORMA}$)	NBR ($R_{S\ PHANG}$)
831	23,8	DMQ	0,41	0,58
		Diferença em P_M	0,25	0,45
712	24,4	DMQ	1,34	0,71
		Diferença em P_M	0,66	0,96
608	23,5	DMQ	1,78	1,64
		Diferença em P_M	0,40	0,47
506	24,8	DMQ	1,75	3,10
		Diferença em P_M	0,02	0,62

Tabela 8.5 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo HIP200NHE1 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: HIP200NHE1 (HIT), Curva de referência: 924 W/m², 23,4°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR ($R_{S\ NORMA}$)	NBR ($R_{S\ PHANG}$)
774	29,6	DMQ	2,75	2,18
		Diferença em P_M	1,72	1,53
575	35,9	DMQ	4,96	3,53
		Diferença em P_M	1,85	1,40
458	41,4	DMQ	5,53	2,81
		Diferença em P_M	1,68	0,87
328	16,2	DMQ	5,84	2,53
		Diferença em P_M	3,34	1,35

Tabela 8.6 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo Eclipse 80C utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: Eclipse 80-C (CIS), Curva de referência: 924 W/m², 23,4°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR (R_S NORMA)	NBR (R_S PHANG)
934	16,6	DMQ	0,23	0,28
		Diferença em P_M	0,08	0,06
867	40,7	DMQ	3,67	2,75
		Diferença em P_M	0,62	0,99
766	13,9	DMQ	0,75	0,51
		Diferença em P_M	0,64	0,19
570	14,6	DMQ	1,13	3,38
		Diferença em P_M	1,23	0,34

Tabela 8.7 – Dados relativos à translação segundo a norma NBR 12302 para o módulo US32 utilizando R_S obtido por dois diferentes métodos

Módulo: US32 (a-Si/a-SiGe/a-SiGe), Curva de referência: 956 W/m², 39,0°C				
Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Análise (%P_{MREF})	NBR (R_S NORMA)	NBR (R_S PHANG)
880	57,5	DMQ	6,02	4,27
		Diferença em P_M	1,44	0,90
884	42,5	DMQ	1,07	2,97
		Diferença em P_M	1,77	2,50
690	52,0	DMQ	12,97	3,47
		Diferença em P_M	1,61	1,70
624	56,0	DMQ	14,08	2,68
		Diferença em P_M	1,88	2,24

Em todas as translações realizadas para os diferentes módulos ensaiados foram encontrados resultados que podem ser considerados muito bons com a utilização de R_S determinado pelo método analítico. Para todos os módulos cujas curvas apresentaram FF superior a 0,75 (considerando uma curva em uma condição próxima da condição padrão) não existiu diferença significativa entre os resultados obtidos nas translações utilizando R_S obtido pelo método da norma ou analítico. Por outro lado, para os módulos com baixo FF, quando as translações envolveram diferenças grandes de irradiância, os resultados obtidos utilizando R_S analítico foram muito superiores. Para o módulo FS-272, as translações realizadas com curvas medidas a valores inferiores a 750 W/m^2 apresentaram um desvio médio quadrático até 15% menor com R_S analítico do que com R_S obtido pelo método da norma. Para o módulo US32 esta diferença chegou a 13% para curvas transladas que haviam sido medidas a 700 W/m^2 ou menos. Observa-se, portanto, que em casos como estes não se deve realizar a translação de curvas $I-V$ utilizando R_S obtido pelo método da norma se a diferença de irradiância entre a condição de medida e a condição de translação for superior a 20%.

Conclui-se que a utilização das equações de translação da norma NBR – 12302 utilizando uma resistência série determinada pelo método analítico aqui apresentado é plenamente possível, melhorando na maioria dos casos os resultados obtidos e simplificando consideravelmente o processo de translação, uma vez que toda a complexidade experimental associada à determinação de R_S pode ser excluída. Além disso, para módulos de filmes finos, principalmente, os que apresentam curvas com baixo FF, como é o caso do a-Si e do CdTe, a utilização de um valor de R_S obtido pelo método analítico é mais indicada, principalmente quando as translações envolverem diferenças de irradiâncias superiores a 20%.

8.5. APLICAÇÃO DOS DIFERENTES MÉTODOS DE TRANSLAÇÃO

Os quatro métodos de translação anteriormente descritos foram aplicados aos mesmos seis módulos utilizados para o teste da resistência série na translação pela norma NBR além de outros quatro módulos. Os resultados das translações de acordo com a norma brasileira, que são apresentados, utilizaram valores de resistência obtidos pelo método de Phang *et. al.* uma vez que, como anteriormente demonstrado, fornecem em média resultados melhores e mais confiáveis. Para a aplicação da norma brasileira foi também determinado, para cada módulo ensaiado, o fator de correção da curva (K).

A Tabela 8.8 apresenta os modelos de módulos ensaiados e os valores do fator de correção da curva. Os valores dos fatores de correção apresentados nesta tabela são referentes aos módulos como um todo e não as suas células individualmente.

Tabela 8.8 - Valores do fator de correção das curvas dos módulos ensaiados.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	K ($\Omega/^{\circ}\text{C}$)
Isofotón*	I-100/24	c-Si	$5,33 \times 10^{-3}$
BP Solar*	MST45MVHS	a-Si/a-SiGe	$-181,50 \times 10^{-3}$
Kyocera*	KC50T	mc-Si	$0,33 \times 10^{-3}$
Unisolar*	US32	a-Si/a-SiGe/a-SiGe	$-12,00 \times 10^{-3}$
Siliken**	SLK60P6	mc-Si	$2,67 \times 10^{-3}$
Shell Solar**	Eclipse 80-C	CIS	$-5,83 \times 10^{-3}$
First Solar**	FS-272	CdTe	$-60,33 \times 10^{-3}$
Sanyo**	HIP-200NHE1	HIT	$1,16 \times 10^{-3}$
Würth Solar**	WSG0001E075	CIS	$-11,7 \times 10^{-3}$
Solarex**	MST 43-LV	a-Si/a-SiGe	$-6,16 \times 10^{-3}$

**Módulos medidos junto ao LABSOL*

***Módulos medidos junto ao CIEMAT*

Como pode-se observar, todos os dispositivos de filmes finos, apresentaram um fator de correção negativo, (ressalta-se que o módulo HIP200NHE1, de tecnologia HIT tem um comportamento similar ao de um módulo de silício cristalino). Isto significa que à medida que a tensão da curva desses módulos se aproxima da tensão de máxima potência a sua variação com a temperatura diminui. A Figura 8.12 apresenta um corte de duas curvas medidas em condições de mesma irradiância, mas diferentes temperaturas, para um módulo de silício cristalino (a) e um módulo de silício amorfo (b).

Como pode ser observado na Figura 8.12(b), a variação da tensão com a temperatura, para o módulo de filme fino diminui à medida que a tensão diminui. Este processo, que implica em um coeficiente β_M (variação da tensão de máxima potência com a temperatura) menor do que β , que é exatamente o inverso do que ocorre em dispositivos de silício cristalino. Para os módulos de silício amorfo, o coeficiente β_M é aproximadamente a metade de β , já em módulos de silício cristalino o coeficiente β_M é levemente superior a β , o que implica em fatores de correção com valores baixos. Este fenômeno acaba fazendo com que os

módulos de filmes finos, em especial módulos de a-Si, apresentem um aumento de FF com a temperatura ao contrário do que ocorre com dispositivos de silício cristalino. Como exemplo, a Figura 8.13 apresenta a variação do fator de forma com a temperatura através de curvas $I-V$ medidas para um módulo de (a) silício cristalino e (b) um módulo de silício amorfo.

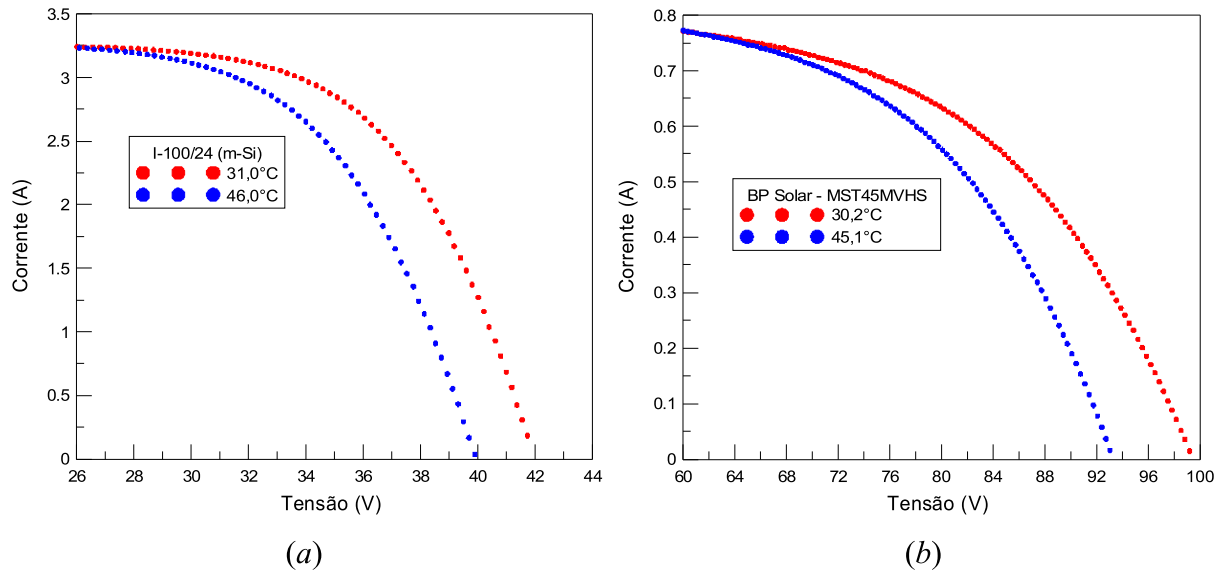


Figura 8.12 – Corte (entre V_{OC} e o ponto onde as curvas se interceptam) de duas curvas $I-V$ de mesma irradiância e diferentes temperaturas, para um módulo de (a) m-Si e (b) a-Si/a-SiGe.

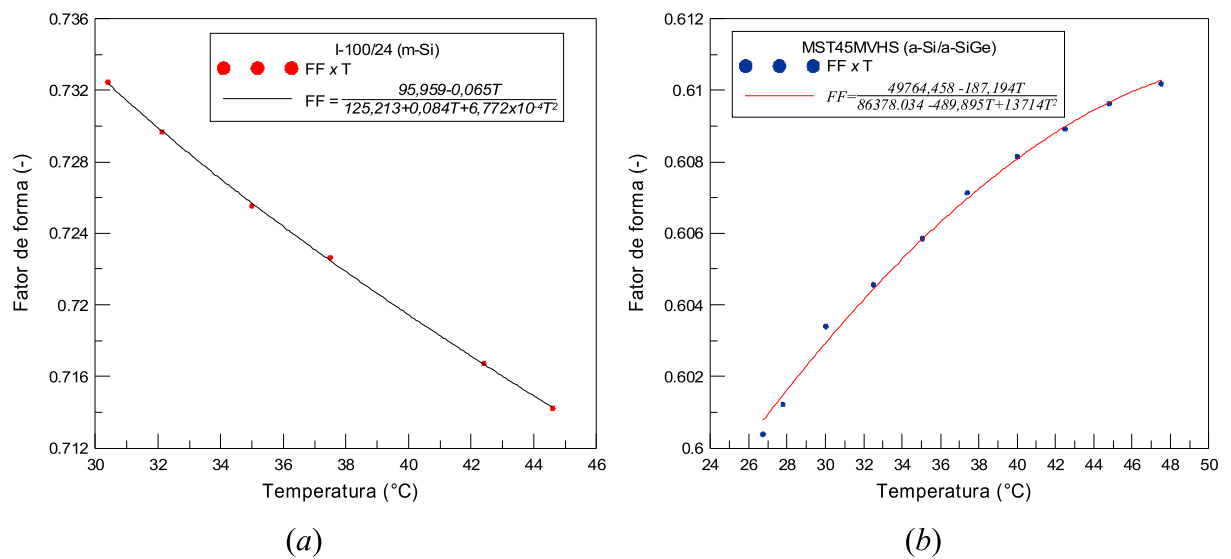


Figura 8.13 – Variação do fator de forma com a temperatura, obtida a partir de curvas $I-V$ medidas, para um módulo de (a) m-Si e (b) a-Si/a-SiGe.

Como é possível observar a partir da Figura 8.13, a variação do fator de forma não é representada por uma função linear, como é feito usualmente por simplificação, mas sim por uma função cuja dedução é apresentada a seguir.

O fator de forma é obtido através da razão de P_M pelo produto de V_{OC} por I_{SC} . A variação de FF com a temperatura deve estar associada com a variação com a temperatura de P_M, V_{OC} e I_{SC} e, portanto ter a forma tal qual apresentada pela Equação (8.4).

$$FF(T) = \frac{P(T)}{V_{OC}(T)I_{SC}(T)} = + \frac{P(0) + \gamma T}{(V_{OC}(0) + \beta T)(I_{SC}(0) + \alpha T)} \quad (8.4)$$

onde $P(0)$, $V_{OC}(0)$ por $I_{SC}(0)$ representam valores de referência para estes três parâmetros, T representa a temperatura média das células que constituem o módulo e γ , α e β representam, respectivamente, a variação com a temperatura da máxima potência, corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

A Equação (8.4) pode ser simplificada, multiplicado os termos entre parênteses e reagrupando os termos que envolvem T . Dessa forma chega-se a Equação (8.5) cujo o aspecto matemático representa a variação do fator de forma com a temperatura para módulos de qualquer tecnologia.

$$FF(T) = \frac{\chi + \varepsilon T}{\varphi + \kappa T + \mu T^2} \quad (8.4)$$

onde χ , ε , φ , κ e μ representam coeficientes de ajuste para a representação da variação de FF com a temperatura.

Para a análise dos métodos de translação estudados foram escolhidos módulos com configurações distintas e de diferentes tecnologias, buscando avaliar dessa forma a validade de cada método não só para as tecnologias já consolidadas, mas também para as tecnologias de filmes finos que estão tomando cada vez mais espaço no mercado mundial. Para cada um dos módulos ensaiados, foram medidas quatro curvas em diferentes condições de irradiância e temperatura, além de uma curva na condição para a qual se pretendia realizar a translação. Dessa forma foi possível comparar as eficácias das metodologias de translação de duas formas. Uma das formas de análise foi medir a máxima potência na curva transladada e na curva medida na condição de comparação e a outra forma de análise foi aplicar o método de comparação de curvas $I-V$ desenvolvido nesta Tese e descrito detalhadamente no apêndice A.

Além disso, também foi avaliado o tempo envolvido para a aplicação de cada metodologia, bem como sua complexidade e dificuldade de aplicação.

As Figuras 8.14 e 8.19 apresentam as curvas $I-V$ medidas para teste dos diferentes métodos de translação, respectivamente para os módulos HIP200NHE1 e MST45MVHS. As Figuras 8.15 – 8.18 e as Figuras 8.20 – 8.23 apresentam, respectivamente para os módulos HIP200NHE1 e MST45MVHS, as curvas transladadas e a diferença entre a potência destas curvas e da curva de referência para os quatro diferentes métodos testados.

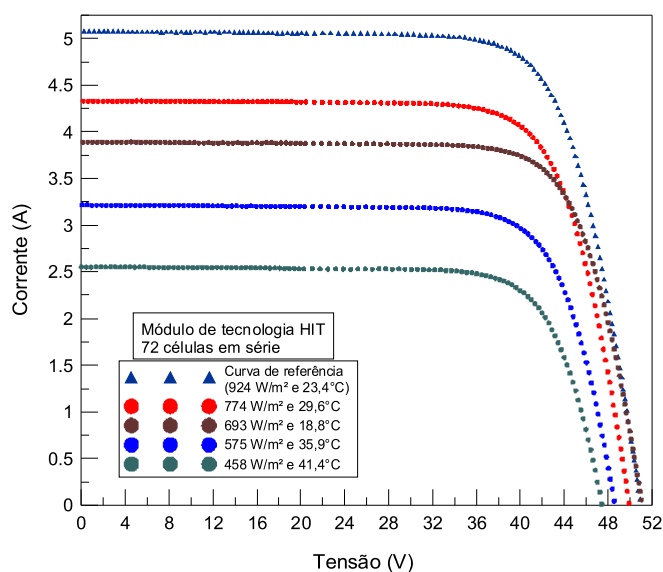


Figura 8.14 - Curvas medidas do módulo HIP200NHE1 para teste de diferentes métodos de translação.

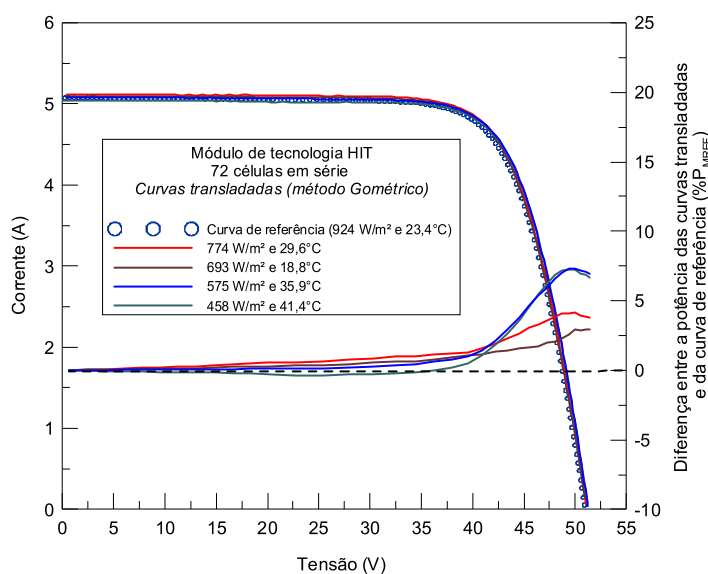


Figura 8.15 - Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação geométrico

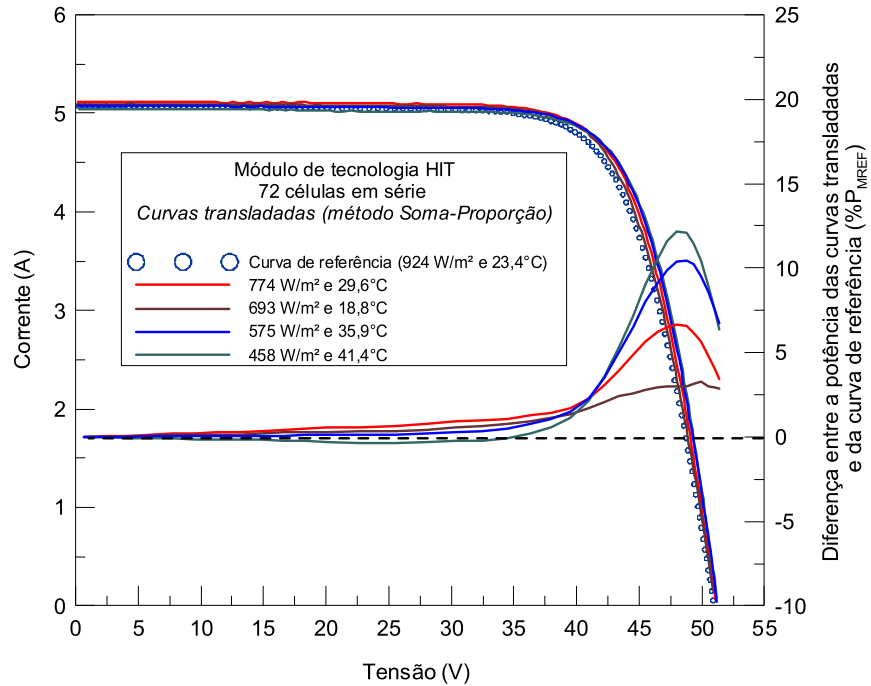


Figura 8.16 - Curvas transladas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação soma-proporção

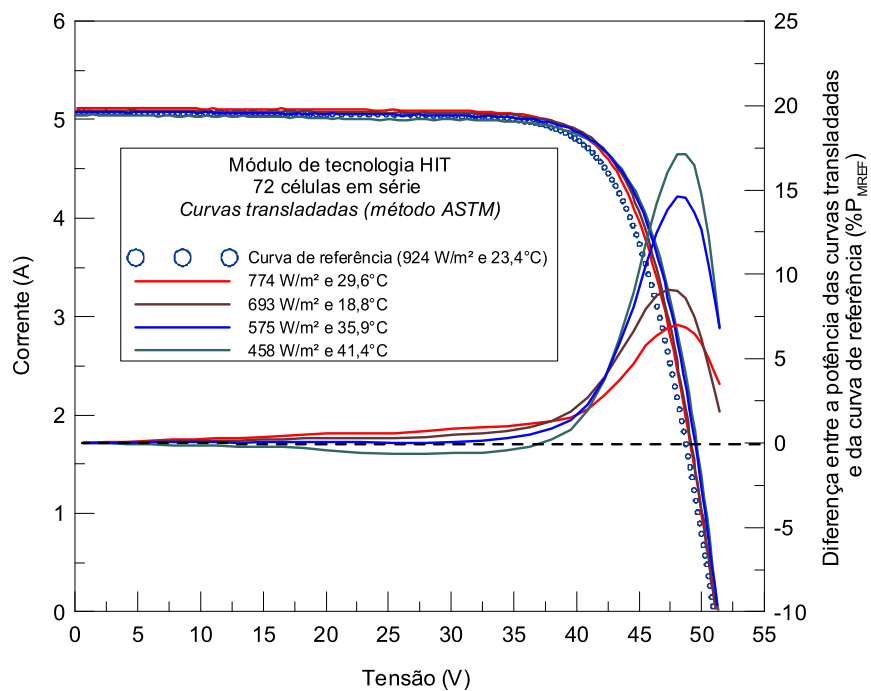


Figura 8.17 - Curvas transladas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação da norma ASTM.

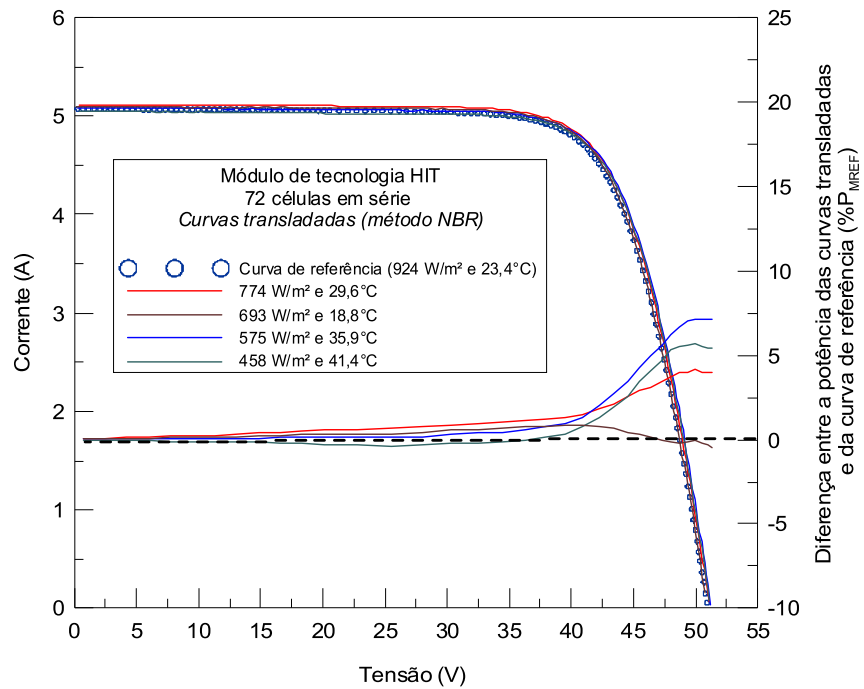


Figura 8.18 - Curvas transladadas do módulo HIP200NHE1 de acordo com o método de translação da norma NBR.

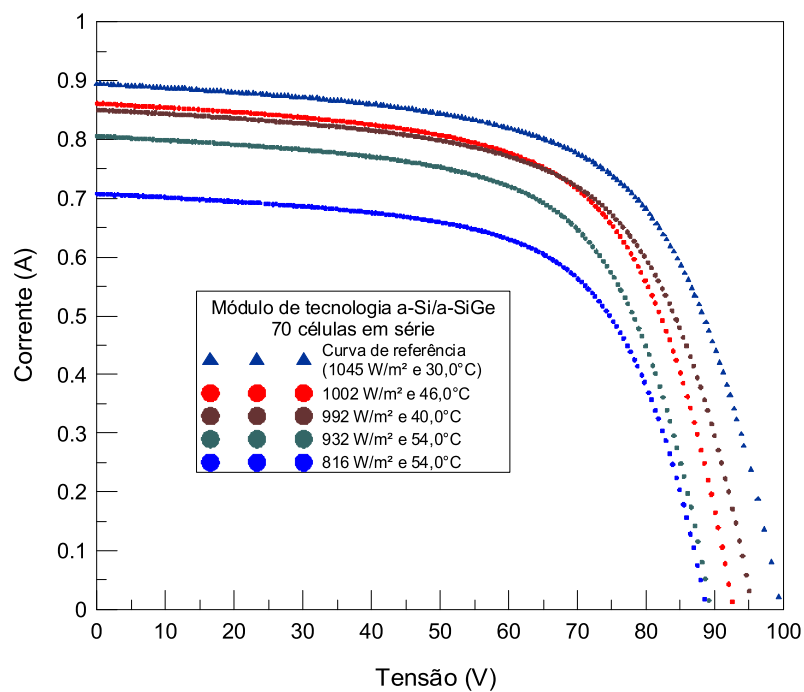


Figura 8.19 - Curvas medidas do módulo MST45MVHS para teste de diferentes métodos de translação.

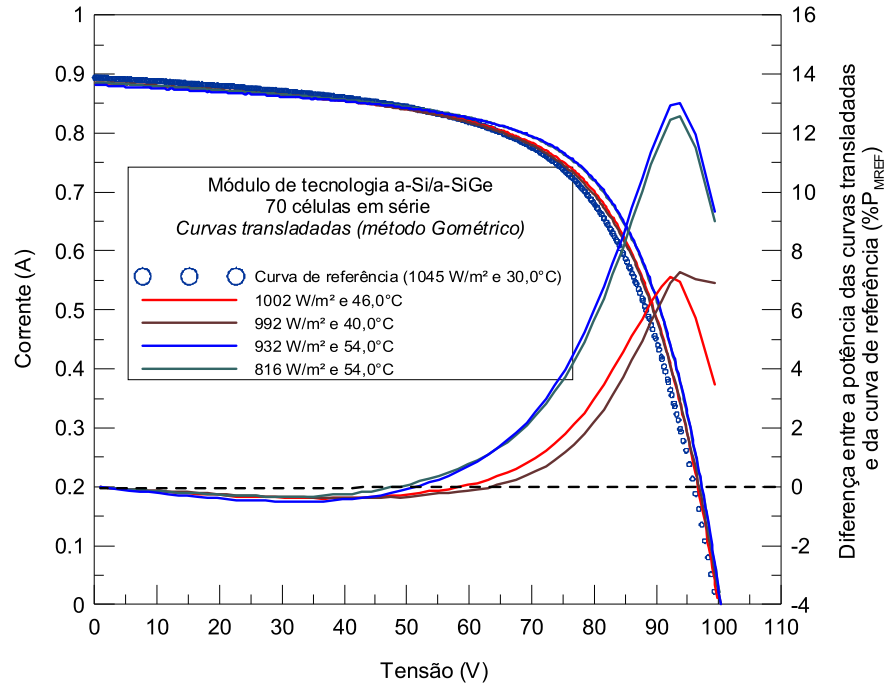


Figura 8.20 - Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação geométrico.

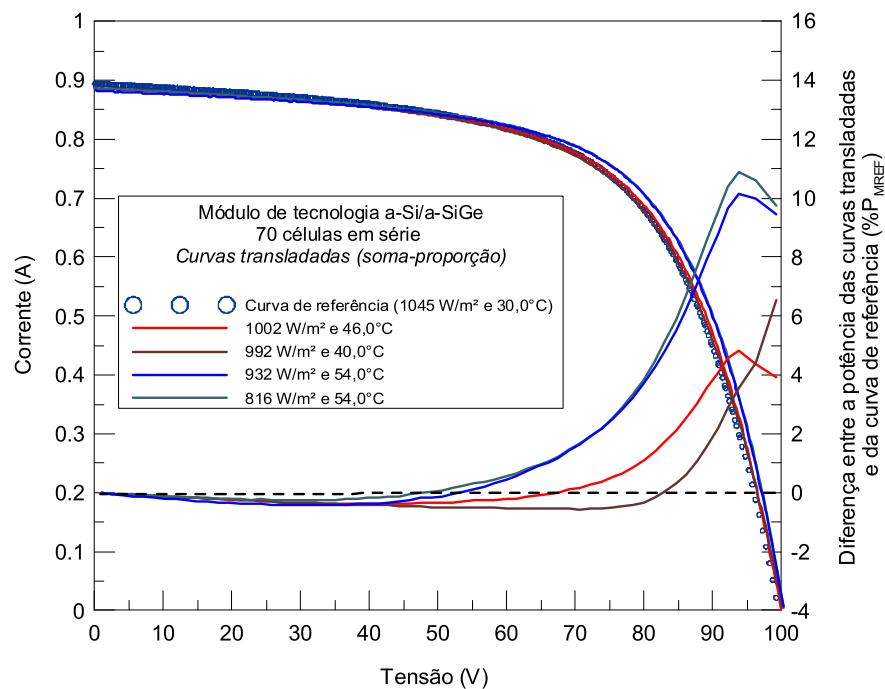


Figura 8.21 - Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação soma-proporção.

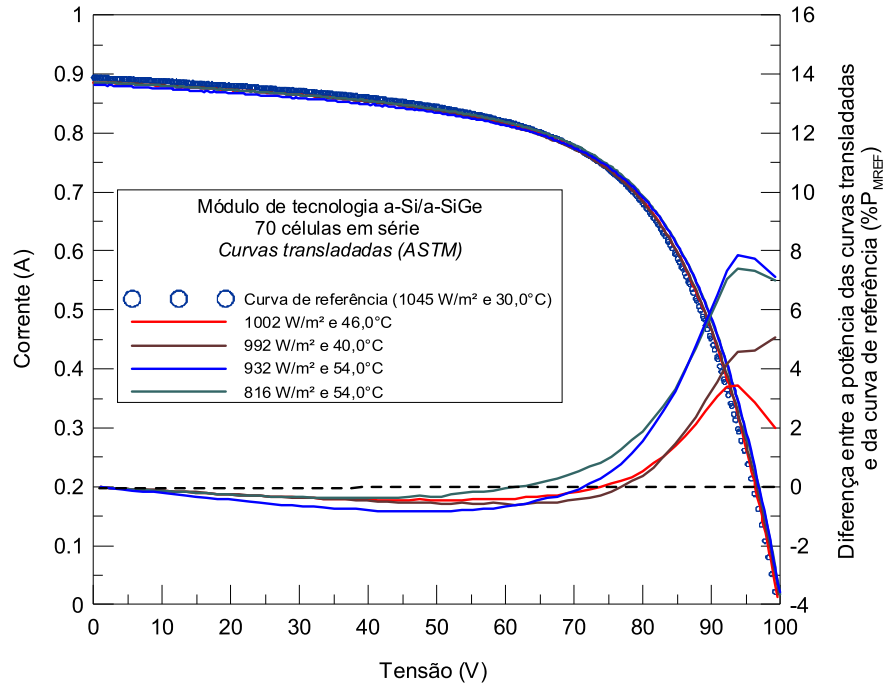


Figura 8.22 - Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação da norma ASTM.

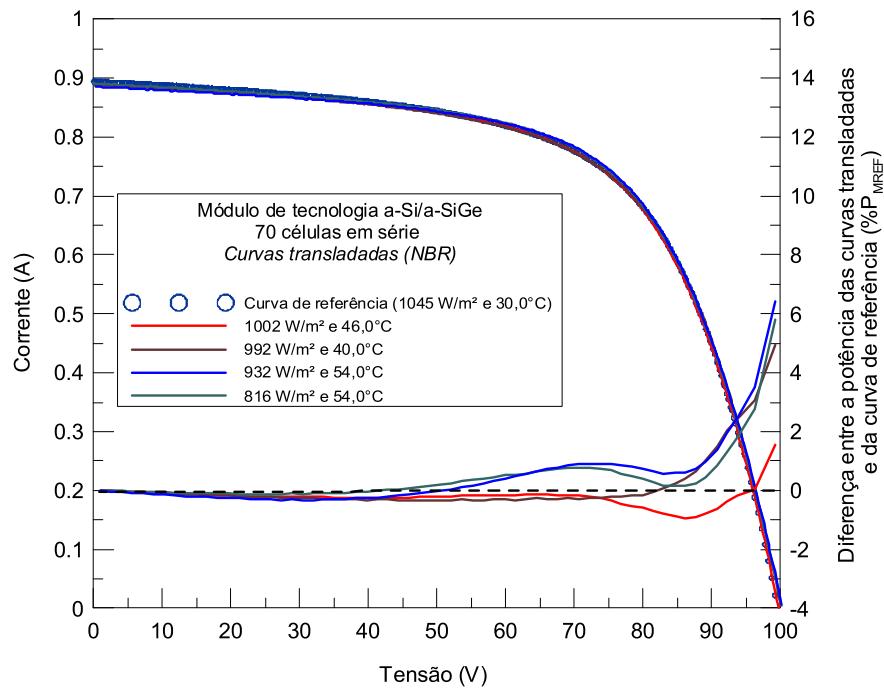


Figura 8.23 - Curvas transladadas do módulo MST45MVHS de acordo com o método de translação da norma NBR.

Como forma de qualificar as translações realizadas pelos quatro diferentes métodos para os oito módulos analisados, foi determinada em cada caso a diferença entre máxima potência medida na curva de comparação e medida na curva transladada. Além disso, foi também determinado o desvio quadrático médio relativo à diferença entre a corrente medida na curva de comparação e a corrente na curva transladada.

As Figuras 8.24 a 8.43 apresentam o desvio médio quadrático das translações realizadas para testar cada método de translação estudado nesta Tese para cada um dos dez módulos ensaiados.

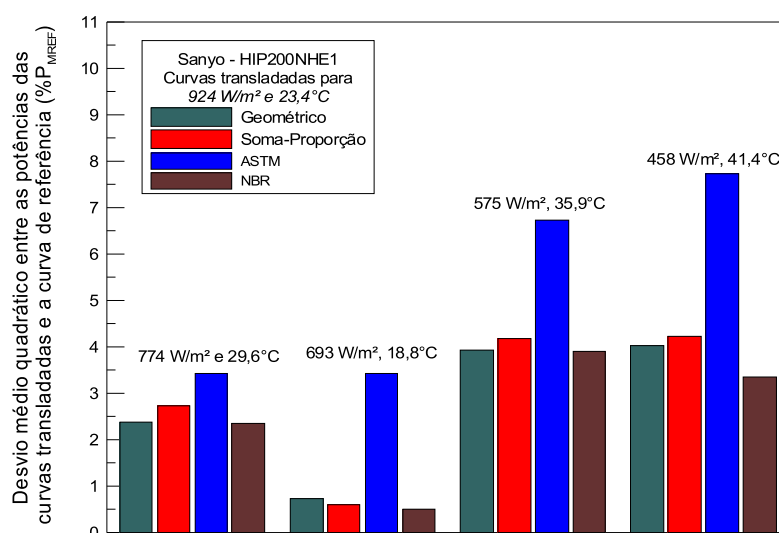


Figura 8.24 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo HIP200NHE1.

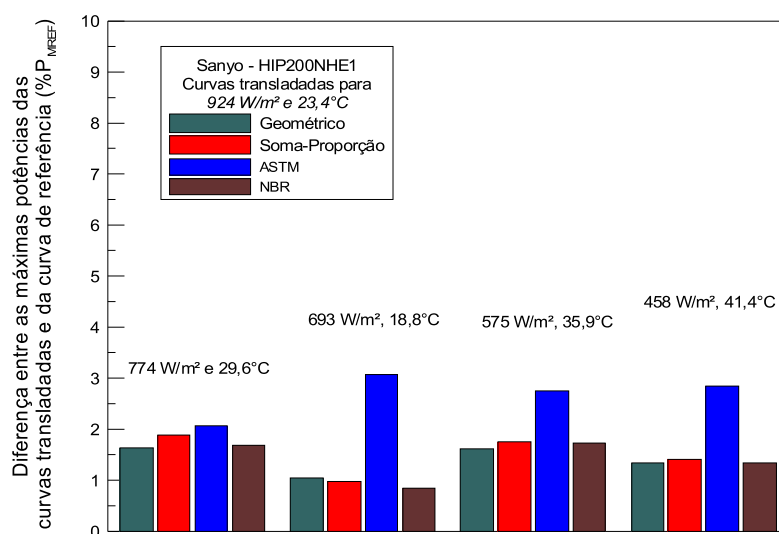


Figura 8.25 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo HIP200NHE1.

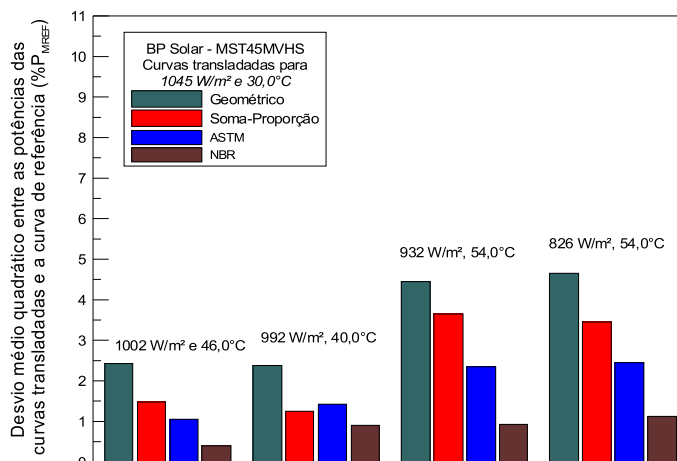


Figura 8.26 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST45MVHS.

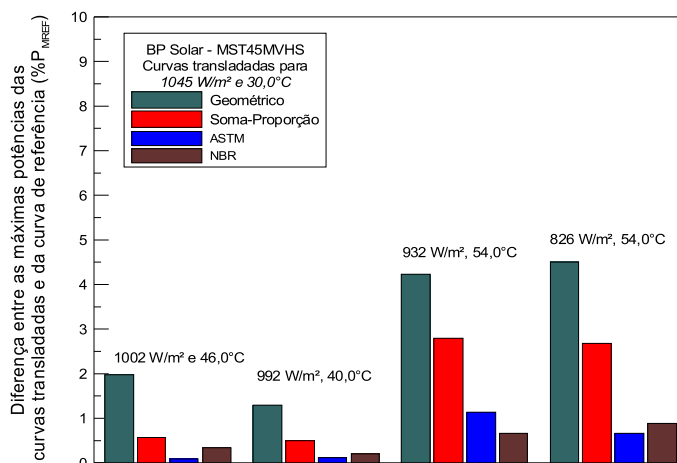


Figura 8.27 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST45MVHS.

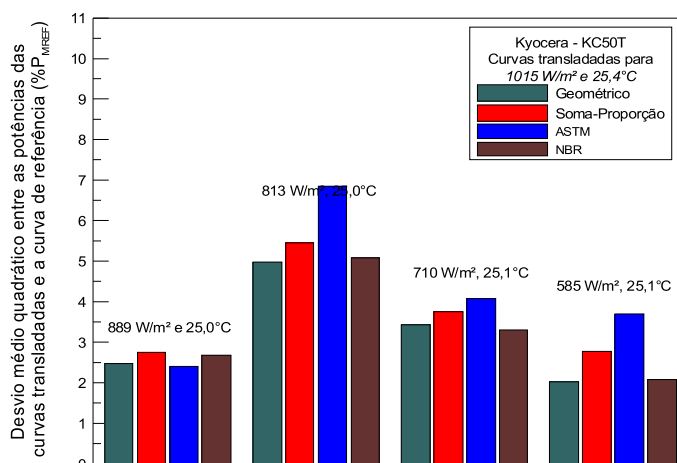


Figura 8.28 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo KC50T.

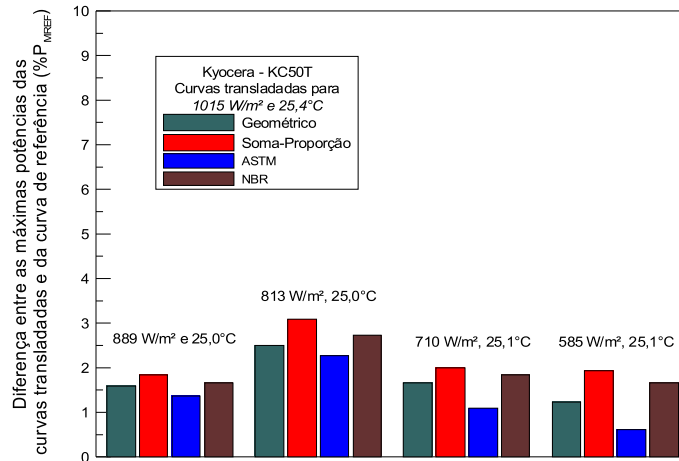


Figura 8.29 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo KC50T.

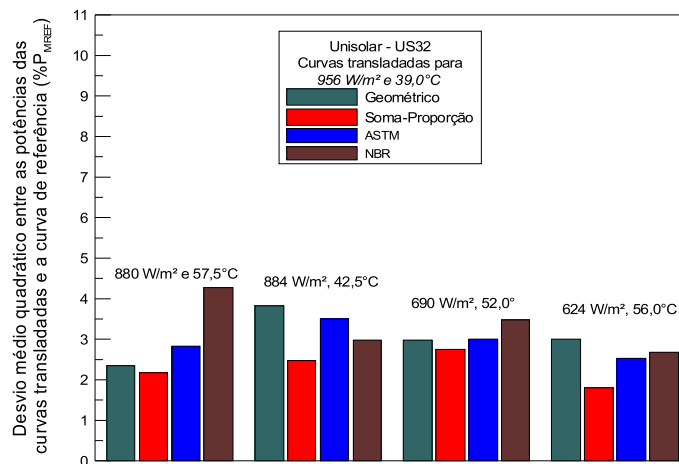


Figura 8.30 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo US32.

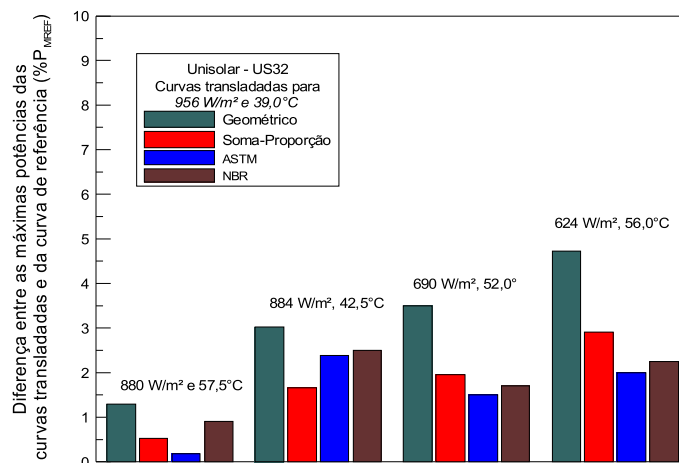


Figura 8.31 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo US32.

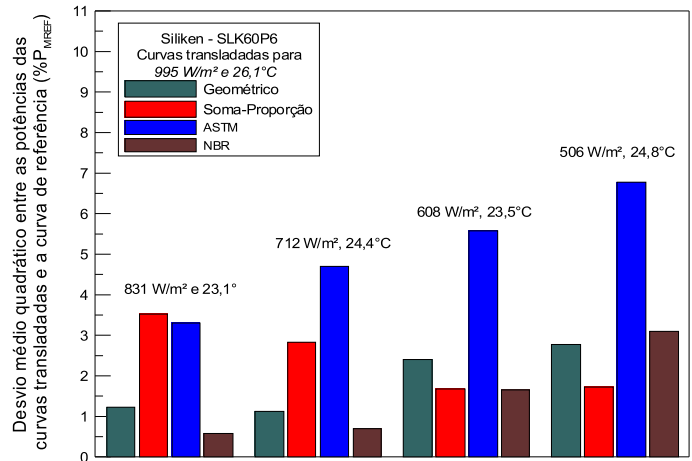


Figura 8.32 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo SLK60P6.

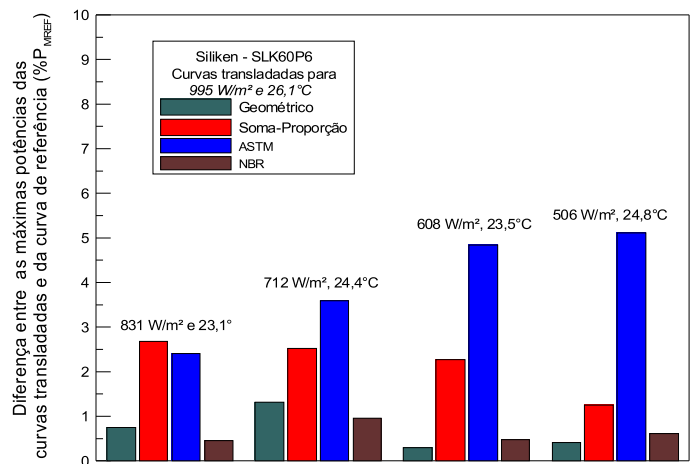


Figura 8.33 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo SLK60P6.

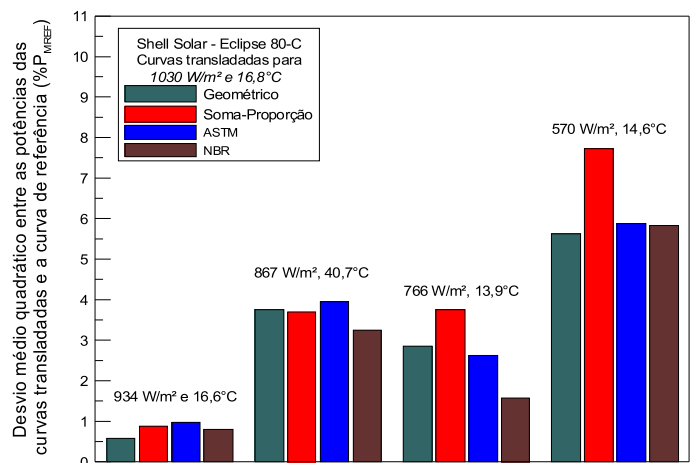


Figura 8.34 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo Eclipse 80-C.

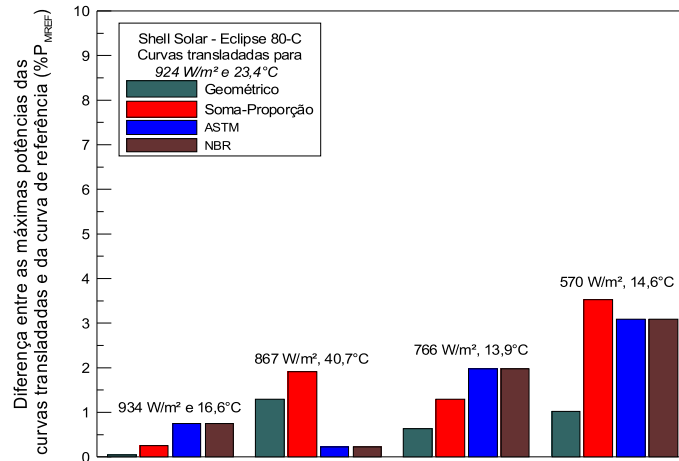


Figura 8.35 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo Eclipse 80-C.

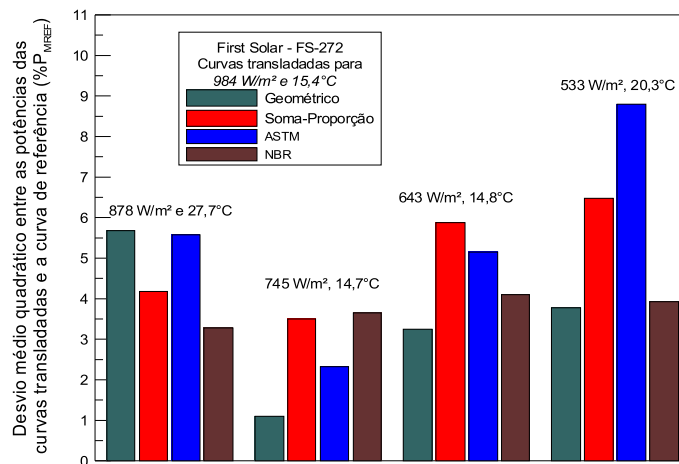


Figura 8.36 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo FS-272.

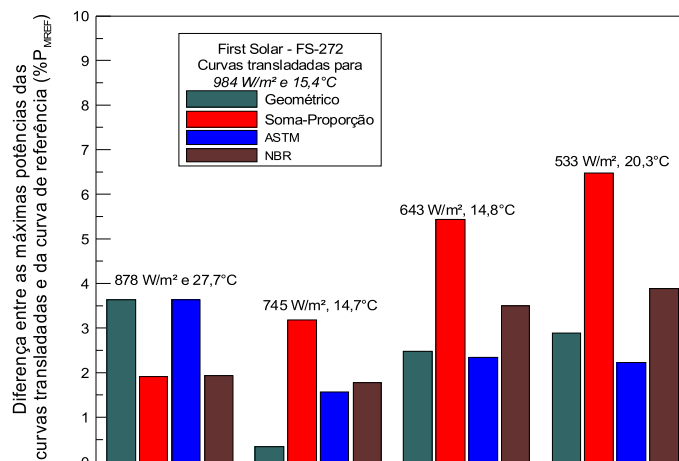


Figura 8.37 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo FS-272.

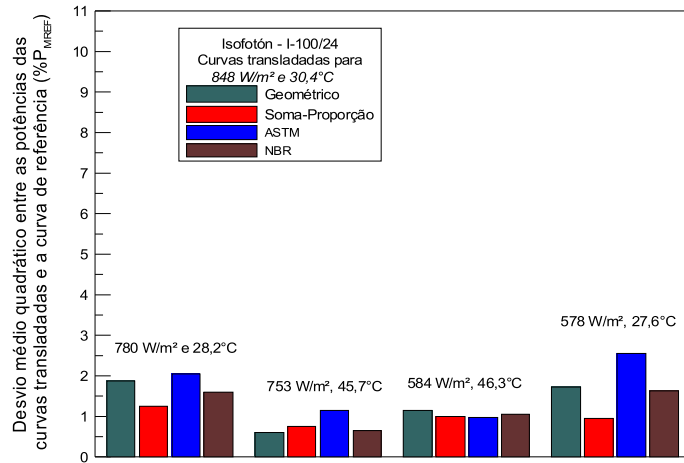


Figura 8.38 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo I-100/24.

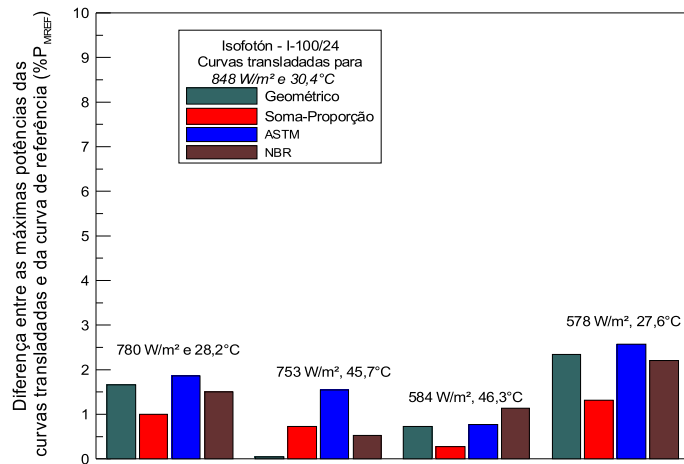


Figura 8.39 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo I-100/24.

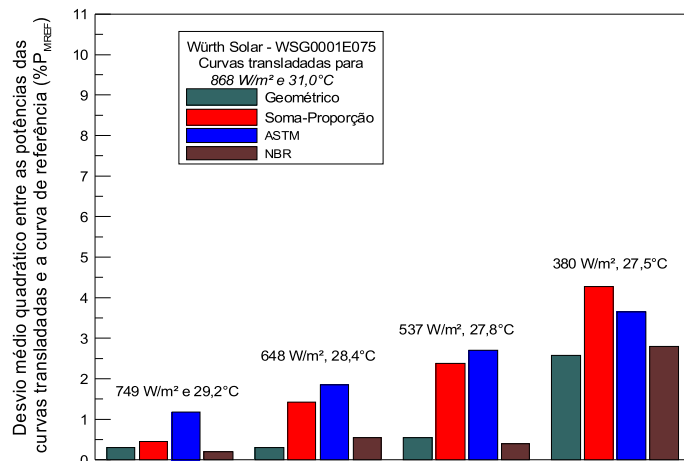


Figura 8.40 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo WSG0001E075.

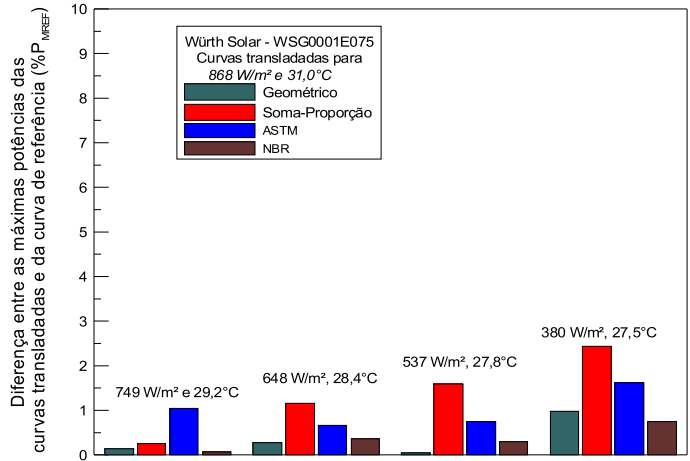


Figura 8.41 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo WSG0001E075.

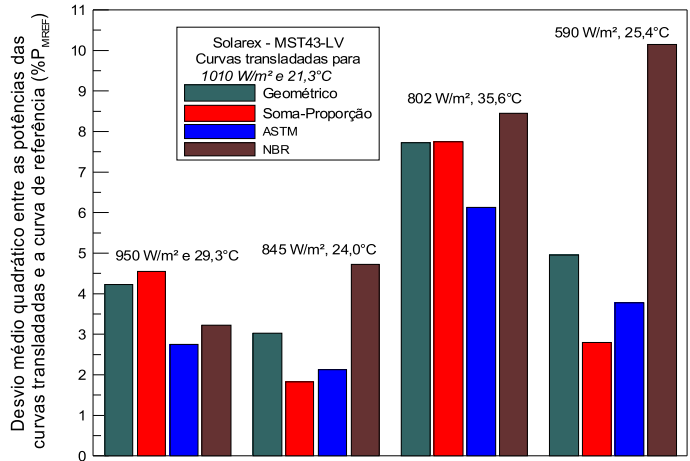


Figura 8.42 – Desvio médio quadrático entre a potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST43-LV.

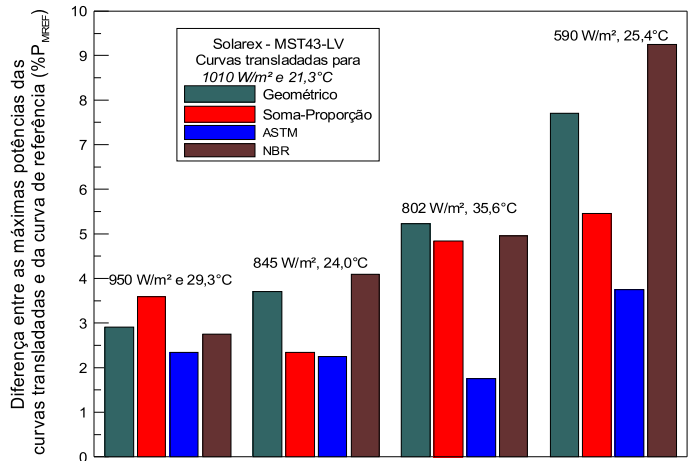


Figura 8.43 – Diferença entre a máxima potência das curvas transladadas (de acordo com quatro diferentes métodos) e uma curva de referência para o módulo MST43-LV.

De acordo com os resultados obtidos pelas translações através dos diferentes métodos analisados conclui-se o seguinte a respeito de cada método:

Método da norma NBR – 12302: Este método apresenta os melhores resultados tanto na análise apenas do ponto de máxima potência quanto na análise da curva $I-V$ como um todo. Este resultado, entretanto, só pode ser considerado, a partir da análise realizada nesta Tese, quando a resistência série adotada para a translação for obtida por meio analítico. O que ocorre é que o método de determinação da resistência série pela norma NBR não apresenta um bom grau e confiabilidade, podendo em alguns casos gerar translações com resultados muito ruins.

Evidentemente a qualidade da translação está associada com o intervalo de irradiância e de temperatura no qual esta será realizada. Desta forma, o que pode ser concluído é que tanto para silício cristalino quanto para filmes finos, translações envolvendo intervalos de até 50% na irradiância, com variações de temperatura de até 30°C, apresentam um desvio médio quadrático de no máximo 6%. Apenas em módulos de silício amorfo podem se observar erros maiores. Para esta tecnologia em especial, o intervalo de aplicação da norma NBR, garantindo um erro máximo de 6% é de 20% na irradiância e de até 10°C na temperatura. Se o intervalo da translação for de até 30% na irradiância, as translações envolvendo módulos de silício cristalino apresentam erros de no máximo 2% enquanto para filmes finos este erro pode chegar a 4%.

Um ponto a se destacar é que as curvas necessárias para a determinação do fator de correção K podem ser utilizadas para a determinação dos coeficientes térmicos do módulo. Cabe ressaltar que apesar de apresentar os melhores resultados, o método da norma NBR exige, no mínimo a determinação de 3 curvas com diferentes temperaturas e mesma irradiância, mesmo que os coeficientes térmicos já sejam conhecidos.

Método da norma ASTM E1036-02: Trata-se de um método limitado a pequenas translações, de até 20% na irradiância e 10°C na temperatura. No que diz respeito à determinação do coeficiente δ , exige bastante trabalho, entretanto este coeficiente não precisa ser determinado se a tensão de circuito aberto da condição de translação for calculada tal como no método de translação geométrica. De forma geral, apresentou os piores resultados dentre os métodos analisados. Entretanto, para módulos de silício amorfo, este método é mais indicado que o da norma NBR. Isto se deve ao fato de que a translação por proporção na

tensão causa uma deformação na curva $I-V$ que é bastante parecida com o que ocorre em dispositivos de silício amorfo quando a temperatura varia.

Método de translação geométrica: É um método bastante simples e de fácil aplicação que apresentou resultados apenas um pouco inferiores aos da norma NBR. Não exige a determinação de coeficientes além dos térmicos, necessários para calcular os novos valores de I_{SC} e V_{OC} , e que podem ser obtidos a partir de dados de catálogo. Em geral apresenta bons resultados, mas não é um método indicado para translações que envolvam curvas $I-V$ com imperfeições. Este método pode ser aplicado em translações com variações de até 50% na irradiância e 20°C na temperatura apresentando um erro máximo de 3% para silício cristalino (isto exclui o módulo KC50T onde em alguns casos todos os métodos apresentaram desvios superiores a 3%). Para módulos de filmes finos, translações com essa amplitude podem acarretar em erros de até 8% e erros de até 3% para translações com variações de até 20% na irradiância e 20°C na temperatura. Conclui-se por fim, que este método apresenta uma excelente alternativa para translações de curvas $I-V$ pela sua simplicidade e por apresentar resultados próximos aos da Norma para translações com variações de até 30% na irradiância e 20°C na temperatura.

Método de translação soma-proporção: Assim como o método geométrico não exige a aquisição de curvas $I-V$ para a determinação de parâmetros uma vez conhecidos os coeficientes térmicos do módulo. Pode ser encarado como um método de translação geométrico melhorado. Apresenta resultados melhores do que o método geométrico para dispositivos de silício cristalino. Para filmes finos os resultados do método geométrico e do método soma-proporção se equivalem, mas o método geométrico apresenta um maior grau de confiabilidade, principalmente para módulos de tecnologia CIS. Isto se deve ao fato de que o método soma-proporção depende de uma curva $I-V$ analítica que é gerada na condição medida e posteriormente recalculada na condição de translação. Se esta curva analítica destoar muito da curva real na condição de translação o método apresentará resultados ruins. Em geral curvas de dispositivos de filmes finos variam mais a sua forma com a irradiância e com a temperatura do que dispositivos de silício cristalino. Desta forma, o método soma-proporção é mais indicado do que o geométrico apenas para curvas de dispositivos de tecnologia cristalina. Este método pode ser aplicado em translações com variações de até 40% na irradiância e 30°C na temperatura apresentando um erro máximo de 3%, para silício cristalino e de 6% para filmes finos, embora tenham sido encontrados erros maiores, principalmente para curvas de dispositivos de tecnologia CIS e CdTe.

A partir dos diversos ensaios realizados durante esta Tese com módulos de diferentes tecnologias, medidos em diferentes condições de operação, foi possível elaborar a Tabela 8.9 que fornece uma estimativa média dos intervalos de aplicação de cada método de translação e o desvio médio quadrático associado ao processo de translação.

Tabela 8.9 – Intervalos de aplicação dos métodos de translação testados associados aos respectivos DMQ.

Método de translação	Intervalo de irradiância	Intervalo de temperatura	DMQ
<i>Silício cristalino e CIS</i>			
Geométrico	30%	20°C	3%
Soma-proporção	40%	30°C	3%
NBR/IEC	30%	30°C	2%
ASTM	20%	10°C	5%
<i>Silício amorfo e CdTe</i>			
Geométrico	30%	20°C	7%
Soma-proporção	40%	30°C	6%
NBR/IEC	30%	30°C	4%
ASTM	20%	10°C	6%

9. CONCLUSÕES

Foi apresentada uma metodologia para a caracterização de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias e configurações. O processo de caracterização das propriedades elétricas dos módulos, desenvolvido nesta Tese englobou a técnica de determinação da curva $I-V$ sob iluminação natural, determinação dos parâmetros matemáticos para a representação da curva $I-V$, determinação dos coeficientes térmicos do módulo e translação da curva $I-V$ para qualquer condição de temperatura ou irradiância incidente.

Foram testados três métodos diferentes de extração de parâmetros fotovoltaicos. Dois desses métodos foram referentes ao modelo de um diodo e o terceiro método, que foi desenvolvido nesta Tese, foi referente ao modelo de dois diodos modificado. Para os módulos de silício cristalino analisados, todos os métodos apresentaram resultados satisfatórios, embora o método proposto tenha apresentado resultados ligeiramente melhores do que os outros dois métodos. Para os módulos de filmes finos analisados, entretanto, o método de Krenzinger não se mostrou confiável. O método proposto apresentou os melhores resultados para estas tecnologias fotovoltaicas, embora o método de Phang et al. tenha apresentado resultados suficientemente bons. Tendo em conta a facilidade na aplicação e os resultados satisfatórios proporcionados, independente da tecnologia estudada, o método de Phang et al. foi o escolhido para ser utilizado na representação da curva $I-V$ e conseqüentemente em outras aplicações, como por exemplo em programas de simulação de sistemas fotovoltaicos. Apenas em condições de baixa irradiância, tipicamente valores abaixo de 200 W/m^2 , o método proposto se mostrou efetivamente mais indicado.

A técnica adotada para a determinação dos coeficientes térmicos retornou bons resultados, que puderam ser verificados quando estes coeficientes foram utilizados nas equações de translação para a curva $I-V$. Além disso, a metodologia para a determinação dos coeficientes térmicos mostrou-se relativamente simples de ser realizada, principalmente devido à versatilidade e rapidez do equipamento de aquisição de curvas $I-V$ utilizado e a capacidade de controle da temperatura interna da câmara climatizada.

A metodologia adotada para a determinação da curva $I-V$, fazendo uso da câmara condicionada giratória, que também foi desenvolvida nesta Tese, mostrou-se bastante confiável. O controle da temperatura interna e a possibilidade de orientar facilmente o módulo variando o ângulo azimutal e zenital foram importantes fatores de contribuição da câmara para ensaios de módulos. Com o advento da câmara condicionada tornou-se possível a

determinação de uma curva $I-V$ na condição padrão durante qualquer época do ano, ao menos no que diz respeito a sua temperatura.

Foram testados quatro métodos de translação de curvas $I-V$, dentre estes dois métodos relativos às normas técnicas. Estes métodos foram testados em dez módulos de diferentes configurações e tecnologias através de curvas medidas em cinco condições diferentes de temperatura e irradiâncias. Foi realizado um estudo da utilização das equações de translação da norma brasileira com um valor de resistência série determinado por método analítico. Os resultados obtidos mostraram que a resistência série obtida por meio analítico pode ser usada na translação segundo a norma brasileira, com considerável ganho na qualidade da translação, principalmente quando a diferença de irradiância entre a curva medida e a transladada for superior a 30%. A comprovação deste fato permite que, além de melhores resultados possam ser obtidos, o processo de translação pela norma brasileira possa ser mais facilmente realizado, uma vez que toda a complexidade experimental envolvida na determinação de R_S pode ser evitada. Desta forma, a análise do método de translação da norma brasileira, a fim de comparação com os outros métodos analisados, foi realizada utilizando valores de resistência série determinados pelo método de Phang et. al.

Analisando os quatro métodos de translação testados constatou-se que quando a diferença de irradiância entre a condição de medida e a condição de translação for inferior a 20% todos os métodos apresentam resultados consideravelmente bons, desde que a diferença de temperatura não seja superior a 10°C. Levando em conta todos os módulos analisados em todas as condições de medida, constatou-se que o método da norma brasileira foi o que apresentou os melhores resultados, seguido do método de Krenzinger. O método da norma ASTM de 1996 foi o que, em média, apresentou os piores resultados. Já o método geométrico, apresentou resultados razoáveis para translações com grandes diferenças de irradiância e temperatura. Entretanto, para diferenças de até 20°C e 30% entre a irradiância na condição de medida e na condição de translação este método apresenta uma excelente alternativa para translações de curvas $I-V$, devido à sua simplicidade e por apresentar resultados próximos aos da norma brasileira. Toda a análise da qualidade dos métodos de translação utilizados foi realizada por meio de um método de comparação quantitativa de curvas características de dispositivos fotovoltaicos que foi desenvolvido nesta Tese e que permite uma análise das diferenças entre duas ou mais curvas $I-V$ ao longo de todo o primeiro quadrante.

Por fim todas as medidas de curvas $I-V$ realizadas sob iluminação natural realizadas para a elaboração desta Tese foram feitas com a utilização de uma célula de referência de silício monocristalino como sensor para a medida da irradiância global. Constatou-se, ao

longo desta Tese, e apoiado por trabalhos na área e pela comunicação com profissionais do CIEMAT que, dentro de uma faixa de mais ou menos duas horas em relação ao meio-dia solar não existe a necessidade efetiva de uma correção de resposta espectral uma vez que se esteja utilizando uma célula de referência de silício monocristalino, mesmo quando utilizada para medir a irradiância em ensaios de módulos de outras tecnologias. Este mesmo raciocínio não se aplica ao inverno para regiões com latitudes elevadas, como é o caso da cidade de Madrid com cerca de 40° e Porto Alegre, com 30°. Entretanto, mesmo nesses casos, respeitando uma faixa de mais ou menos meia hora em relação ao meio-dia solar, a célula de silício monocristalino pode ser utilizada sem que grandes erros sejam inseridos. Nas demais situações, o indicado é que se utilize um piranômetro térmico como sensor de medida de irradiância juntamente com uma célula de silício cristalino. Esta célula deve ser utilizada devido ao seu tempo de resposta ser muito mais rápido do que o piranômetro, podendo perceber assim eventuais variações na irradiância imperceptíveis para o piranômetro.

Como sugestões para trabalhos futuros sugerem-se:

- Realizar uma análise para a cidade de Porto Alegre, onde está situado o Labsol, do descasamento espectral entre células de referência de silício cristalino e de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias. Esta análise pode ser feita ao longo de um ano a fim de verificar a variação do descasamento espectral para as diferentes épocas do ano.
- Realizar uma análise da uniformidade da irradiação no interior do gabinete refrigerado e a possibilidade de inserção de um vidro junto à janela de medidas, a fim de melhorar o condicionamento da temperatura no interior da câmara.
- Realizar uma comparação da translação analítica de curvas $I-V$, que pode ser utilizada em programas de simulação, utilizando o modelo de um e dois diodos. Este estudo pode ser dirigido à condição de baixa irradiância, onde os modelos normalmente apresentam diferenças mais significativas.
- Elaborar um programa computacional com interface gráfica amigável (por meio de uma linguagem de programação tal qual o Visual Basic, por exemplo) para o pós-processamento de curvas $I-V$ incluindo a translação da mesma para diferentes condições de temperatura e irradiância.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991a. “**NBR12136 Módulos fotovoltaicos – Determinação de características fotoelétricas**”, Rio de Janeiro.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas 1991b. “**NBR12302 Módulos fotovoltaicos – Correção das curvas características corrente *versus* tensão ($I \times V$), em função da temperatura e radiação**”, Rio de Janeiro.

Alonso-Abella, M., 2002. “Medida y evaluación de productos para el mercado fotovoltaico: Sistemas de bombeo fotovoltaico”, **trabajo tutelado**, ETSIT-UPM, Madrid.

Anderson, A. J., 1995. “Final report for task 2.0 NREL” **subcontract N° TAD-4-14166-01**, Oak Leaf Place.

Araújo, G. L., Sanchez, E. and Marti, M., 1982. “Determination of the two exponential solar cell equation parameters from empirical data”. **Solar Cells**, vol. 5, 199-204.

ASTM, 1996. American Society for Testing and Materials. “**ASTM E 1036M-96 Standard Test Methods for Electrical Performance of Non-Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”.

ASTM, 2002. American Society for Testing and Materials. “**ASTM E 1036-02. Standard Test Methods for Electrical Performance of Non-Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”.

ASTM, 2008. American Society for Testing and Materials. “**ASTM G173-03 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface**”.

ASTM, 2008. American Society for Testing and Materials. “**ASTM E 1036-08. Standard Test Methods for Electrical Performance of Non-Concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”.

Acevedo, A. M., 2005. "Thin film CdS/CdTe solar cells: Research and perspectives", **Solar Energy**, vol. 80, pp. 675-681.

Bleasser, G., 1995. "PV array translation procedure", **Proc. 13th EC PVSEC**.

Bühler, A. J. e Krenzinger, A., 2006. "Análise de Curvas Características Sem Iluminação como Ferramenta para Determinação de Parâmetros Fotovoltaicos", **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 10, pp. 17-24.

Bühler, A. J., 2007. "**Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação**", dissertação de mestrado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.

Carlson, D. E. and Wronski, C. R., 1976. "Amorphous Silicon Solar Cells", **Applied Physics Letters** 28, 671-673.

Chan, D. S. H. e Phang, J. C. H., Phillips, J.R. and Loong, M. S., 1984. "A comparison of extracted solar cell parameters from single and double lumped circuit models", **Tech. Dig. 1st Int. Photovoltaic Science and Engineering Conf.**, Kobe, Japan, pp. 151-153.

Chan, D. S. H. e Phang, J. C. H., 1987. "Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single and Double Diode Model Parameters from *I-V* Characteristics", **IEEE Transactions on Electron Devices**, vol. 34, n. 2, pp 286-293.

Eikelboom, J., A. e Reinders, A., H., M., E, (1997). "Determination of the Irradiance Dependent Efficiency of Multicrystalline Si PV Modules on Basis of I-V Curve Fitting and its Influence on the Annual Performance", **Proceedings of 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Barcelona, España.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2010a. "Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014", disponível no endereço eletrônico <http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>, capturado em 25 de outubro de 2010.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2010b. “Annual Report 2009”, disponível no endereço eletrônico <http://www.epia.org/publications/epia-publications.html>, capturado em 25 de outubro de 2010.

Folha de São Paulo, 2007. Disponível no endereço eletrônico <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u105684.shtml> capturado em 21 de outubro de 2008.

García, M., T., G., 2009. “**Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**”, volumen I, Tema 4, CIEMAT, Madrid, España.

Garrido-Alzar, C. L., 1997. “Algorithm for Extraction of Solar Cell Parameters from *I-V* Curve Using Double Exponential Model”, **Renewable Energy**, vol. 10, nº 2/3, pp. 125-128.

Gasparin, F. P., (2009). Desenvolvimento de um traçador de curvas características de Módulos Fotovoltaicos, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Gueymard, C., A. 2007. “Latitude and climate dependent optimal siting and spectral effects of concentrating PV technologies: Preliminary analysis”, **Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design and Grid Connection**, Marburg, Germany.

Guha, S., 1999. “High-Efficiency Triple-Junction Amorphous Silicon Alloy Photovoltaic Technology”, Annual Technical Progress Report, **National Renewable Energy Laboratory**, NREL/SR-520-26648.

Honsberg e Bowden, 2010. PVCDROM, disponível no endereço eletrônico www.pveducation.org/pvcdrom, capturado em outubro de 2010.

IEC, 1987. International Electrotechnical Commission. “**IEC-891 - Procedures irradiance correction to measured *I-V* characteristics of crystalline silicon devices for temperature and irradiance**”.

Kaminski, A., Marchand, J. J., Fave, A. and Laugier, A., 1997. “New Method of Parameters Extraction from Dark I - V Curve”, **26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, September 29 – October 3, Anaheim, CA, pp. 203-206.

Kim, D. S., Gabor, A. M., Yelundur, V., Upadhyaya, A. D., Meemongkolkiat, V. e Rohatgi, A., 2003. “String Ribbon Silicon Solar Cells with 17,8% Efficiency”, **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, pp. 1293-1296, Osaka, Japan.

King, D.L., Hansen, B. R., Kratochvil, J. A. and Quintana, M. A., 1997. “Dark Current-Voltage Measurements on Photovoltaic Modules as a Diagnostic or Manufacturing Tool”, **26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, September 29 – October 3, Anaheim, CA, pp. 1125-1128

King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., 2003. “Photovoltaic Array performance model”, **Sandia National Laboratories Report**, 87185-0752.

King, R.R., Boca, A., Hong, W., Liu, X-Q, Bhusari, D., Larrabee, D., Edmondson, K.M., Law, D.C., Fetzer, C.M., Mesropian, S. and Karam, N.H., 2009. “Band-gap-engineered architectures for high-efficiency multijunction concentrator solar cells”, **24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, Hamburg, Germany, 21–25.

Krenzinger, A., 1994. “Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador”, **I Congreso Latinoamericano sobre Energías Alternativas**, 1, Editora da Facultad Regional Córdoba, Argentina. Córdoba, pp. 21-33.

Krenzinger, A., 2004. “Programa de pós-processamento de dados para ensaios de módulos fotovoltaicos”, **XII Congreso Ibérico y VII Congreso Íbero Americano de Energía Solar**, pp. 763-768, Vigo, Españã.

Lasnier, F. and Ang, T. G., 1990. “**Photovoltaic Engineering Handbook**”.Adam Hilger, New York. 568p.

Macabebe, E., Q., B. e Van Dyk, E., E., (2008). “Extraction of device parameters from dark current-voltage characteristics of PV devices”, *Physics Status Solids*, vol. 5, pp. 616-619.

Makhniy, V. P., Sletov, M. M., Mel'nyk, V. V., Grivul, V. I., Horley, P.P., Gorley, P. N., Horváth, Z. J., 2005. "Luminescence peculiarities of wide-gap II-IV compounds with quantum-size surface structure" **First International Workshop on Semiconductor Nanocrystals, SEMINANO 2005**, Budapest, Hungary.

Marion, B., Kroposki, B., Emery, K., Del Cueto, J., Myers, D. e Osterwald, C., 1999. "Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL", **NREL Technical Report 520-26909**.

Marion, B., Rummel S. e Anderberg, A., 2004. "Current-Voltage Curve Translation by Bilinear Interpolation", **Progress in Photovoltaics**, vol. 12, pp. 593-607.

Mártil, I. e González Díaz, G., 1992. "Determination of the dark and illuminated characteristic parameters of a solar cell from $I-V$ characteristics", **European. J. Phys.**, vol. 13, pp. 193-197.

Meyer, J., Siptznagel, J. Kroll, U., Bucher, C., Fäy, S., Moriarty, T. e Shah, A., 2003. "High Efficiency Amorphous and Micromorph Silicon Solar Cells", **Photovoltaic Energy Conversion, Proceedings of 3rd World Conference** , vol. 3, pp. 2801-2805.

Morigaki, K., Hikita, H., Yamaguchi, M. e Fujita, Y., 1998. "The structure of dangling bonds having hydrogen at a nearby site in a-Si:H", **Non-crystalline solids**, vol. 227-230, pp. 338-342.

Nishioka, K., Sakitani, N., Uraoka, Y. and Fuyuki, T, 2007. "Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration", **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 91, pp. 1222-1227.

Noufi, R. e Zweibel, K., 2006. "High-Efficiency CdTe and CIGS Thin-Film Solar Cells: Highlights and Challenges", **4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, pp. 317-320, Waikoloa, Hawaii.

Ortiz-Conde, A., García Sánchez, F., J. e Muci, J., 2006. “New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solution of their illuminated $I-V$ characteristics”, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, vol. 90, pp. 352-361.

Partain, L. D., 1995. “**Solar cells and their applications**”, John Wiley and Sons, New York – USA, 566p.

Pierret, R. F., 1996. “**Semiconductor Device Fundamentals**”, Addison-Wesley, United States of America, 792p.

Phang, J. C. H., Chan, D. S. H., Phillips, J.R., 1984. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters, **Electronic Letters**, vol. 20, n. 10, pp 406-408.

Photovoltaic Systems - Technologies and Applications, 2008. “Large-scale photovoltaic power plants”, disponível em <http://www.pvresources.com>, capturado em 21 de outubro de 2008.

Portal do Governo Brasileiro, 2008. “Programa Luz para Todos”, <http://www.brasil.gov.br>, capturado em 21 de outubro de 2008.

Prieb, C. W. M., 2002, “**Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**”. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS.

Pvresources, 2011. Disponível no endereço eletrônico www.pvresources.com, capturado em 01 de março de 2011.

Rüther, R; Tamizh-Mani, G., Del Cueto, J., Adelstein, J., Montenegro, A. A. e von Roedern, B., 2003. “Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels”, **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, pp 11-18, Osaka, Japan.

Sandrolin, L., Artioli, M. and Reggiani, U., 2010. “Numerical method for the extraction of photovoltaic module double-diode model parameters through cluster analysis”, **Applied Energy**, vol. 87, pp. 442-451.

Shockley, W., 1949. **Bell Systems Tech**, J. 28, 435.

Spitzer, M. B., 1991. “Advances in high performance multijunction III-V solar cells”, **Electro International Conference**, pp. 674 – 677, New York, USA.

SunPower Corporation, 2010. Disponível no endereço eletrônico <http://us.sunpowercorp.com/residential/products-services/products/panels.php>, capturado em 19 de outubro de 2010.

Technology Review, 2008. “Focusing on Solar's Cost”, disponível no endereço eletrônico www.technologyreview.com/Biztech/20737, capturado em 23 de outubro de 2008.

Tsuno, Y., Hishikawa, Y. e Kurokawa, K., 2006. “Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V Curves of Various PV Cells and Modules”, *Proceedings of the 4th WCPEC, Waikoloa, Hawaii*, pp. 2246-2249.

Unisolar, 2008. Página eletrônica oficial da empresa Uni-Solar, disponível no endereço eletrônico <http://www.uni-solar.com>, capturado em 20 de outubro de 2008.

Van Overstraeten, R. J., Mertens, R. P., 1986. “Physic, technology and use of photovoltaics”, Adam Hilger Ltd, Bristol and Boston.

PUBLICAÇÕES REALIZADAS DURANTE O DOUTORADO

Bühler, A., J. e Krenzinger, A., 2007. “Estudo do coeficiente de variação da tensão de circuito aberto de módulos fotovoltaicos com a temperatura a partir de ensaios no escuro“, **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol. 11, p. 25-32.

Bühler, A., J. e Krenzinger, A., 2008. “Análise da translação de curvas características de módulos fotovoltaicos segundo as normas técnicas“, **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol. 12, p. 04.47-04.54.

Bühler, A., J. e Krenzinger, A., 2009. “Proposta de um método para comparação de curvas características de dispositivos fotovoltaicos”, **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol. 13, p. 04.01-04.08.

Bühler, A., J. e Krenzinger, A., 2008. “Comparação entre diferentes métodos de translação de curvas I-V de módulos fotovoltaicos”, Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferencia Latinoamericana de la ISES, 2008, Florianópolis, **Anais do II CBENS & III ISES-CLA**. Recife: ABENS.

Krenzinger, A., Bühler, A., J. e Gasparin, F., P., 2009. “Aparato para medir curvas características de módulos fotovoltaicos con radiación natural“, **XVI Simposio Peruano de Energia Solar**, Arequipa, Peru.

Bühler, A., J., Gasparin, F., P., Rampinelli, G., A. e Krenzinger, A., 2009. “Development of a climatic chamber for photovoltaic modules testing”, **20th International Congress of Mechanical Engineering**, Gramado - RS.

Gasparin, F., P., Bühler, A., J. e Prieb, C., W., M., 2010. “Influência da temperatura a medida de irradiância solar com células de referência de silício cristalino”, **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 21 a 24 de setembro de 2010, Belém-PA.

Bühler, A., J., Krenzinger, A. e Chenlo, F., R., 2010. “Análise da variação da eficiência de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias em função da temperatura e irradiância”, **III Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 21 a 24 de setembro de 2010, 2010, Belém-PA.

Bühler, A., J., Gasparin, F., P. e Krenzinger, A., 2010. “Análise da medida da temperatura de módulos fotovoltaicos em ensaios de caracterização elétrica”, **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol. 14, p. 09-16.

Bühler, A., J. e Krenzinger, A., 2010. “Method for PV parameters extraction according to a modified double-diode model“, artigo submetido para publicação no periódico **Progress in Photovoltaics**.

ANEXO A. METODOLOGIA PARA COMPARAÇÃO ENTRE DIFERENTES CURVAS CARACTERÍSTICAS

Comparar curvas características de dispositivos fotovoltaicos é uma tarefa que pode ser muito útil para analisar a qualidade de um método de translação, por exemplo. Para analisar o quão confiável ou eficiente é um método de translação, primeiramente é necessário que uma curva na condição para a qual será feita a translação tenha sido medida. Esta curva corresponde a um padrão com o qual a curva transladada é comparada.

A comparação entre curvas características também pode ser muito útil quando se comparam módulos de um mesmo modelo buscando quantificar as diferenças existentes entre os mesmos, e dessa forma, verificar a diferença entre a potência que cada módulo é capaz de fornecer ao longo de sua curva característica. No caso de comparar um conjunto de módulos de mesmo modelo, isto pode ser feito a partir de uma curva padrão gerada matematicamente com os valores, fornecidos pelo fabricante, de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e máxima potência.

Para que duas curvas possam ser comparadas através de uma análise matemática, levando em conta a diferença entre suas formas, desde a região de curto-circuito até a região de circuito aberto, foi desenvolvida uma metodologia de análise que será descrita a seguir. De forma simples, esta metodologia consiste nas seguintes etapas:

- 1) Uma das duas curvas a serem comparadas é tomada como referência. A curva é dividida em intervalos de tensão e para cada intervalo é aplicada uma regressão de polinômio da qual resulta um ponto com o valor de tensão desejado. São gerados pontos suficientes de forma a reproduzir uma nova curva, que possua a mesma forma do que a original. Esta curva é chamada de *curva de referência*.
- 2) A outra curva que está sendo comparada também é reconstruída a partir de pontos gerados por polinômios. Tais pontos devem possuir a mesma tensão dos pontos da curva de referência e devem ser gerados por polinômios de mesmo grau que originaram a curva de referência.
- 3) As correntes ou potências das duas curvas geradas matematicamente são comparadas, pois possuem pontos com a mesma tensão. O desvio médio quadrático pode ser calculado de forma a quantificar a diferença de corrente ou de potência entre as curvas.

A1. GERAÇÃO DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS ATRAVÉS DE REGRESSÕES POLINOMIAIS

Uma análise visual da diferença entre duas curvas $I-V$ pode ser feita em um primeiro momento, bastando para isso que a curva de comparação e a transladada sejam superpostas. Os valores de I_{SC} , V_{OC} e P_M também podem ser utilizados como critério de comparação. Por outro lado, para uma avaliação quantitativa ao longo de todo o primeiro quadrante é necessário que as duas curvas possuam valores de tensão medidos idênticos, de forma que suas correntes elétricas ou potências correspondentes possam ser comparadas.

Obter experimentalmente (dentro das imprecisões envolvidas nas medidas) os mesmos valores de tensão para duas curvas características diferentes é algo muito difícil de ocorrer. Dessa forma foi desenvolvida uma metodologia capaz de obter por múltiplas regressões polinomiais, através do método de mínimos quadrados, pontos com valores de tensão iguais nas duas curvas que se pretende comparar. Com esses pontos, ambas as curvas são reconstruídas e fica então possível comparar suas correntes ou potências associadas a valores de tensão pré-determinados.

A1.1. GERAÇÃO DA CURVA DE REFERÊNCIA

- a) Primeiramente os pontos medidos na curva de referência compreendidos entre a tensão igual a zero e a tensão de circuito aberto são contados. Estes pontos são os utilizados para a análise da curva.
- b) Um valor de “passo” é escolhido. Este passo corresponde ao número de pontos que é utilizado em cada regressão polinomial e, portanto, em cada região de análise na curva. O passo a ser escolhido deve corresponder a um número ímpar (para que exista sempre um termo central em cada região de análise). O valor de tensão deste termo central é posteriormente utilizado para calcular um valor de corrente associado, resultando assim em um ponto calculado.
- c) Calcula-se um valor de “recuo”. O recuo corresponde à quantidade de pontos medidos que são utilizados para o cálculo de um par $I-V$ e que também são utilizados para o cálculo do par $I-V$ subsequente. Estes pontos sempre correspondem aos maiores valores de tensão pertencentes a cada passo, considerando que a análise é feita varrendo a curva do curto-circuito em direção ao circuito aberto. A adoção deste recuo faz com que as regiões que originam os polinômios tenham uma região de

superposição, o que melhora significativamente a qualidade da análise. O valor do recuo é definido pela Equação (A.1).

$$BCK = \frac{STP}{2} - 1,5 \quad (A.1)$$

onde BCK e STP correspondem respectivamente ao recuo e ao passo de cada região de análise na curva $I-V$.

- d) Para cada região de análise é aplicada uma regressão linear da qual é obtida uma equação de ajuste.
- e) A tensão correspondente ao termo central dos pontos pertencentes a cada passo é inserida no polinômio de ajuste e é então calculada uma corrente elétrica por meio da equação linear. Um valor de potência pode ser calculado através do produto da tensão pela corrente.
- f) As regressões polinomiais são aplicadas para cada região de análise e este processo é realizado tantas vezes quanto a Equação (A.2) definir, de forma que toda a curva seja varrida.

$$TGP = \frac{TUP}{(STP - BCK)} + 1,5 \quad (A.2)$$

onde TGP e TUP correspondem respectivamente ao número total de pontos gerados para a varredura da curva de comparação e ao número de pontos disponíveis.

A figura A1 apresenta uma região próxima ao curto-circuito para uma curva transladada e uma curva medida na condição de translação onde é possível observar os pontos pertencentes a cada região de análise das curvas e os pontos gerados a partir das regressões polinomiais.

Como a tensão que é inserida no polinômio de ajuste é igual ao termo central dos pontos escolhidos para cada região de análise, mesmo nas regiões de maior curvatura de uma curva $I-V$, uma regressão por polinômio de grau 1 fornece um bom resultado. A figura A2 apresenta uma curva $I-V$ e os pontos gerados matematicamente por meio de polinômios de segundo grau. É possível também observar alguns desses polinômios. A figura A2 apresenta ainda uma região ampliada da curva $I-V$ onde se verifica uma boa coerência entre o polinômio de ajuste e os pontos medidos.

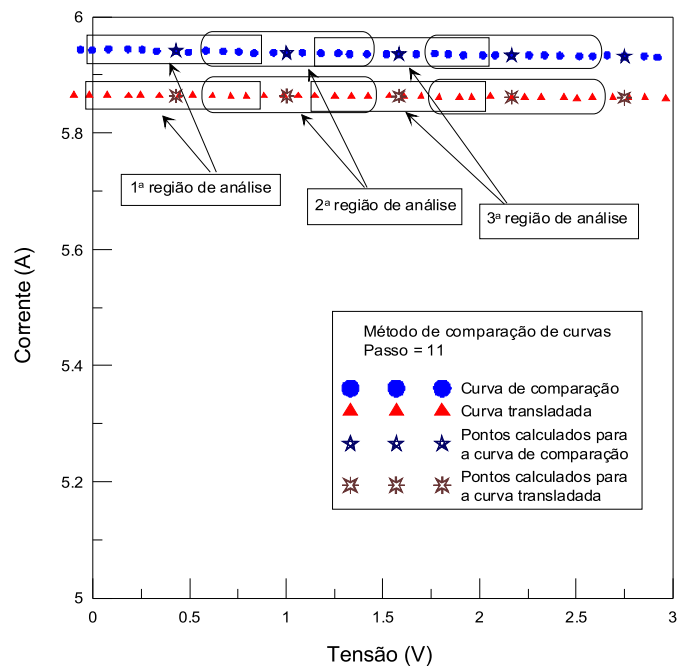


Figura A1 – Ampliação da região próxima à de curto-circuito para duas curvas em comparação onde se podem observar três regiões de análise nas quais são aplicadas regressões polinomiais de ordem 2 e então gerados pontos com um valor desejado de tensão.

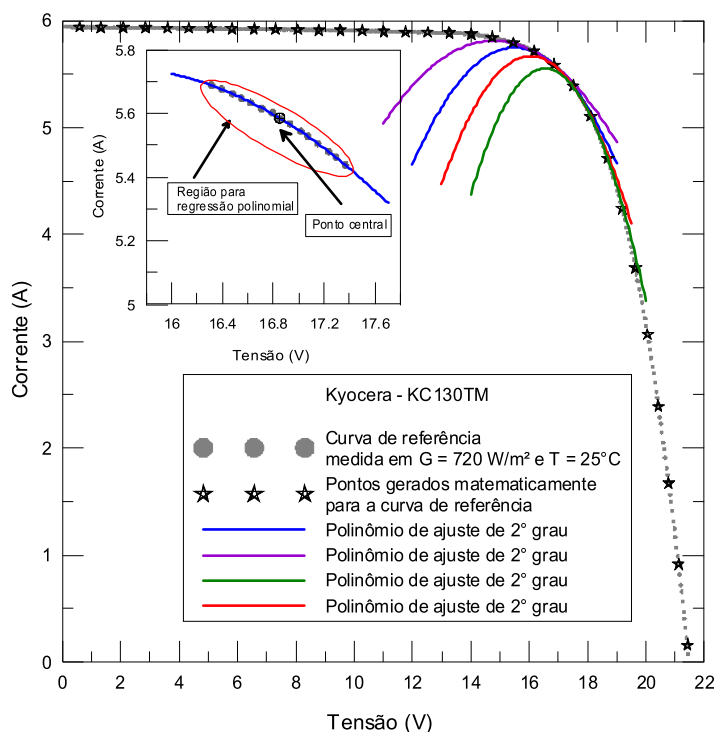


Figura A2 – Curva medida a 720 W/m^2 e 25°C para um módulo (mc-Si) e pontos gerados por regressões polinomiais. Também é possível observar uma região ampliada da curva onde se verifica o ajuste de polinômio de segundo grau para os pontos medidos.

A figura A3 apresenta a mesma curva $I-V$ da figura A2, porém agora com pontos gerados matematicamente por meio de polinômios de primeiro grau.

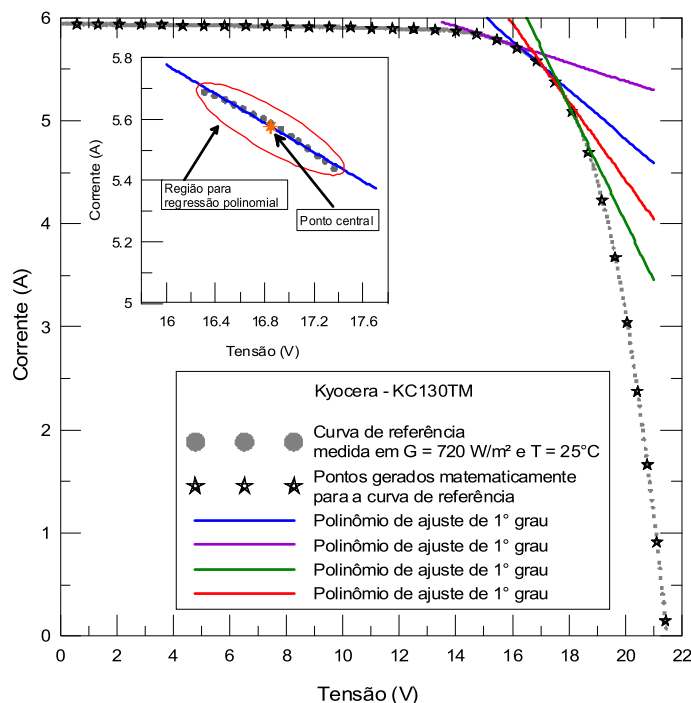


Figura A3 – Curva $I-V$ idêntica à da figura A2, porém com pontos gerados matematicamente por meio de ajustes lineares.

Embora nas regiões de destaque das figuras A2 e A3 pode-se observar que o polinômio de segundo grau apresenta um melhor ajuste do que o polinômio de primeiro grau, é também possível verificar que os pontos gerados matematicamente tanto pelas regressões de polinômio de ordem 1 como de ordem 2 representam a curva $I-V$ com grande precisão. Nas curvas das figuras A2 e A3 cada ponto gerado matematicamente foi obtido a partir de uma regressão de polinômio aplicada a 15 pontos medidos (passo = 15).

Após diversos testes em módulos de diferentes configurações e de diferentes tecnologias chegou-se a conclusão de que um polinômio de ajuste de grau 2 só é mais vantajoso se o passo escolhido compreender uma faixa de tensão superior a 1,5% da tensão de circuito aberto. Em termos práticos isto corresponde a 15 ou mais pontos por regressão para uma curva medida com ao menos 300 pontos pertencentes ao primeiro quadrante, desde que a medida da curva tenha sido feita com uma taxa constante de aquisição. Se o passo escolhido for pequeno, de forma que o intervalo de tensão mínimo seja inferior a 1,5% de V_{OC} , então um polinômio de grau 1 é mais indicado.

A1.2. GERAÇÃO DA CURVA DE COMPARAÇÃO

- São determinados os valores de tensão onde começam e terminam cada uma das regiões de análise na curva de referência.
- Estes valores de tensão são utilizados para delimitar as regiões de análise na curva de comparação, ou seja, a primeira região de análise, de onde é obtido o primeiro par I-V da curva de comparação será compreendida pelos mesmos intervalos de tensão que a primeira região de análise da curva de referência. Isto é realizado da mesma forma para todas as regiões de análise da curva de referência.
- Os pontos pertencentes a cada região de análise na curva de comparação são contados. Esta etapa precisa ser realizada, pois o número de pontos pertencentes a cada região de análise não será necessariamente o mesmo.
- Uma regressão polinomial de ordem 1 ou 2 é aplicada para cada região de análise. Para esta Tese foram aplicadas somente regressões polinomiais de ordem 1.
- As mesmas tensões que foram inseridas nos polinômios da curva de referência são agora inseridas nos polinômios da curva de comparação. As correntes elétricas ou potências para cada valor de tensão são calculadas. A figura A4 apresenta uma curva medida na condição de translação e uma curva transladada para um módulo de silício monocristalino, bem como os pontos gerados a partir das regressões polinomiais.

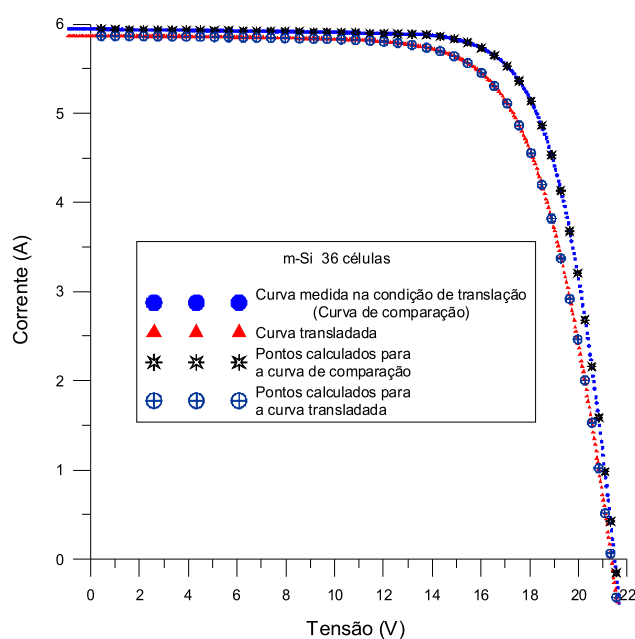


Figura A4 – Curva medida a 890 W/m^2 e 52°C e transladada para a condição de 720 W/m^2 e 25°C , curva medida na condição de translação e pontos gerados pelas regressões polinomiais.

Esta técnica de múltiplas equações lineares permite com que a curva gerada matematicamente represente bem a curva original, mesmo se a forma da curva apresentar imperfeições que podem ser oriundas de células defeituosas ou de diferenças entre as células constituintes de um módulo. Este método de análise também pode ser muito útil no caso de curvas de *arrays*. A qualidade da curva de um *array* depende da semelhança das características elétricas dos módulos que o constituem. Como a diferença entre módulos de um *array*, mesmo módulos pré-selecionados, é freqüentemente maior do que as diferenças entre as células de um módulo, a curva de um *array* também é freqüentemente mais defeituosa.

Uma boa representação da curva em análise, de acordo com a metodologia proposta, depende evidentemente de dois aspectos que são o número de pontos por região de análise (passo) e o número total de pontos gerados matematicamente. Estes dois aspectos estão ligados e ambos dependem do número de pontos que a curva $I-V$ possui entre o curto-circuito e o circuito aberto. De forma simples pode-se dizer que quanto mais pontos cada região de análise dispor para a regressão polinomial, e quanto mais pontos forem gerados matematicamente para representar a curva $I-V$, melhor será o resultado final deste método. Atualmente o sistema de aquisição de curvas $I-V$ do Laboratório de Energia Solar da UFRGS possui um limite de medição 2000 pontos por curva, entretanto curvas $I-V$ medidas com 200 pontos pertencentes ao primeiro quadrante já proporcionam bons resultados. Pode-se afirmar ainda que esta técnica funciona como um filtro para ruídos presentes nas medidas de corrente e tensão, uma vez que cada ponto calculado é obtido de um grupo de pontos medidos onde um possível ruído presente das medidas diminui consideravelmente a sua influência.

Como forma de visualizar a precisão envolvida na metodologia de análise proposta, foi gerada matematicamente, utilizando o *software* CREARRAY, uma curva $I-V$ de um *array* de 6 x 2 módulos de 30 células e 65 W de potência nominal. Esta curva foi gerada simulando uma situação de sombreamento parcial em dois dos módulos do *array*, originando dessa forma dois degraus de corrente. Trata-se de uma curva bastante defeituosa, entretanto através dela fica fácil evidenciar a eficácia do método proposto para análise de curvas $I-V$. A figura A5 apresenta esta curva $I-V$ defeituosa, bem como os pontos gerados matematicamente pelo método proposto através de regressões por polinômios de ordem 1, utilizando 7 pontos por regressão. A figura A5 apresenta ainda, como forma de comparação, ajustes para a curva $I-V$ a partir de um único polinômio de ordem 6 e ordem 8.

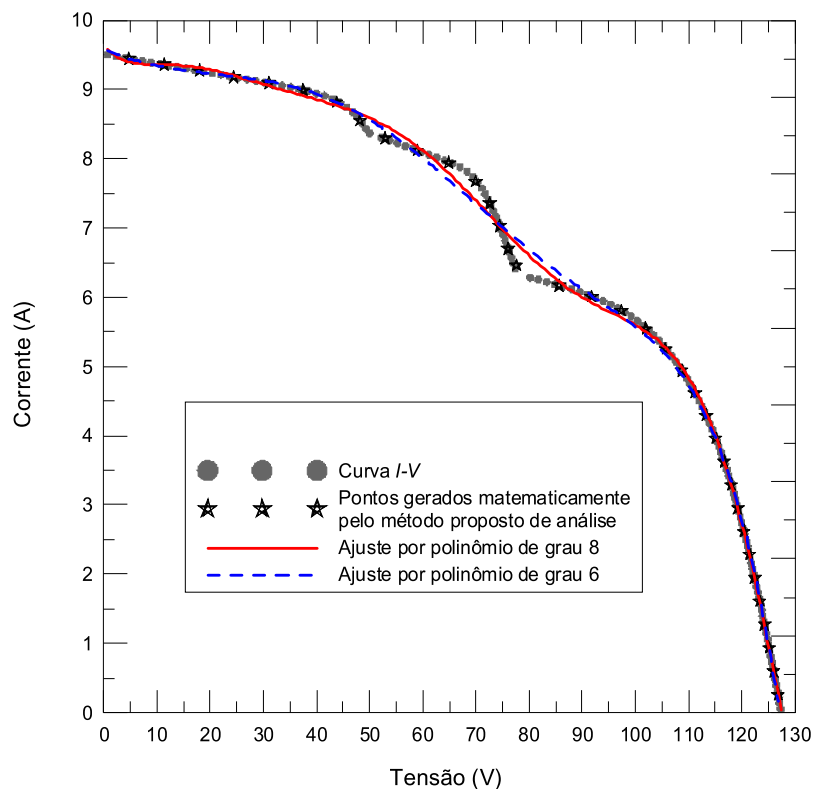


Figura A5 – Curva $I-V$ teórica de um *array* parcialmente sombreado, pontos gerados matematicamente pela metodologia descrita e ajustes por polinômios de sexto e oitavo grau.

Como pode ser observado na figura A5, a técnica de dividir a curva em regiões de análise para gerar pontos com valores desejados de tensão proporciona resultados melhores do que a aplicação de um único polinômio. Para representar matematicamente uma curva $I-V$ a partir de um único polinômio este precisa ter um grau elevado, tipicamente superior a 6, entretanto para a representação de curvas com imperfeições o grau do polinômio precisa ser maior, muitas vezes superior a 10. Na curva da figura A5, pode-se observar que um polinômio de grau 6 fornece um ajuste pobre, e mesmo o polinômio de grau 8 fornece um ajuste consideravelmente inferior ao do método proposto.

A1.3. COMPARAÇÃO ENTRE CURVAS CARACTERÍSTICAS

Uma vez que os pontos para a representação das curvas de referência e de comparação já tenham sido gerados, com valores de tensões iguais, torna-se possível a comparação entre essas curvas seja por meio da corrente ou da potência. Uma vez que o produto de maior

interesse de qualquer dispositivo fotovoltaico é a potência que este é capaz de fornecer, o método de comparação entre duas curvas $I-V$ será aqui apresentado em termos de potência.

A figura A6 apresenta as curvas de potência relativas às mesmas curvas da figura A4 e a diferença de potência entre essas curvas determinada de acordo com a metodologia descrita.

Como forma de obter um resultado da diferença global entre duas curvas, o desvio médio quadrático entre as potências da curva de referência e comparação pode ser calculado. O desvio médio quadrático, aqui apresentado em termos de porcentagem da máxima potência da curva de referência, é definido pela Equação (A.3).

$$DMQ = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{100}{P_{MREF}} \right) (P_{REFi} - P_{TRi}) \right]^2}{N}} \quad (A.3)$$

onde DMQ é o desvio médio quadrático, N corresponde ao número de amostras, P_{REFi} é a i -ésima potência na curva de comparação, P_{TRi} é a i -ésima potência na curva transladada e P_{MREF} é a máxima potência na curva de referência.

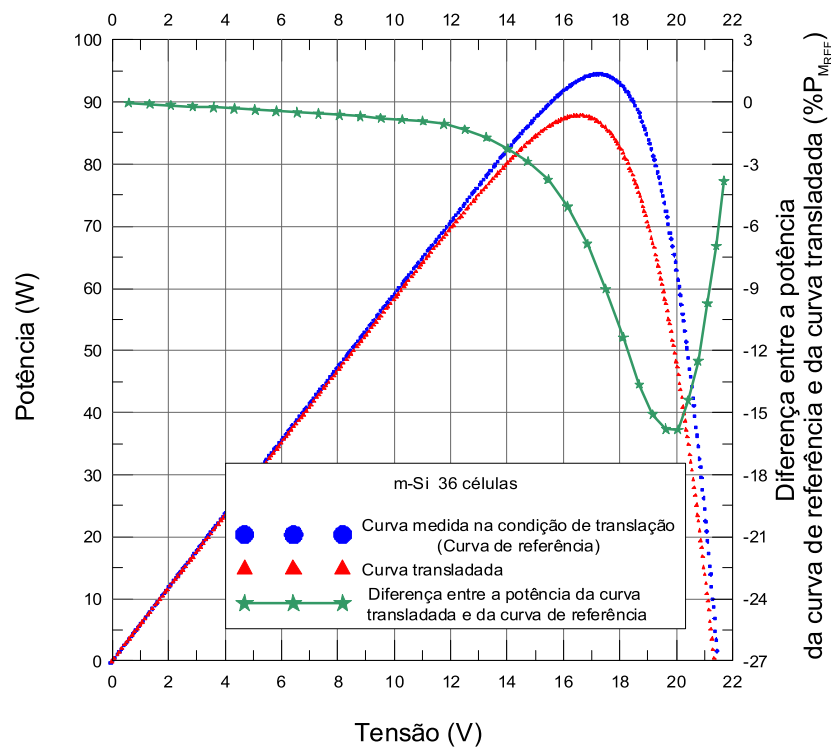


Figura A6 – Curvas de potência (transladada e de referência) e diferença entre as potências destas curvas.