

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

DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE  
ENSAIO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

César Wilhelm Massen Prieb

Dissertação para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, junho de 2002.

DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE  
ENSAIO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

César Wilhelm Massen Prieb  
Engenheiro Eletricista

Dissertação 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

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke

Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Alé

Prof. Dr. Milton Antônio Zaro

Prof. Dr. Alberto Tamagna  
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 10 de junho de 2002.

*Para Juliete e Guilherme*

*Lucy e Anatila*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Arno Krenzinger pela orientação nesta dissertação e pela amizade ao longo destes anos.

Ao Prof. Lúcio Antônio Hecktheuer e ao Eng. Maurício Barcelos Couto pela colaboração na parte experimental deste trabalho, especialmente na construção da bancada refrigerada.

A todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

## RESUMO

Com a progressiva disseminação de sistemas fotovoltaicos nos últimos anos tornou-se cada vez mais importante a correta caracterização dos módulos fotovoltaicos. A partir da análise da curva corrente versus tensão são obtidas as principais características elétricas de um módulo fotovoltaico, especialmente a potência máxima que o módulo é capaz de fornecer a uma determinada carga. Nesta dissertação é descrito o desenvolvimento de um sistema de ensaios e apresentada uma metodologia para a determinação de curvas características  $I-V$  de módulos fotovoltaicos sob iluminação natural.

Sempre observando as normas nacionais e internacionais que regulam ensaios de dispositivos fotovoltaicos, foram estudadas as grandezas necessárias para o levantamento das curvas e qual a instrumentação mais adequada em função das disponibilidades do Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

O sistema de medidas foi montado e posto em operação. Para o funcionamento automatizado deste sistema foi desenvolvido e implantado um *software* específico de aquisição de dados e controle.

Com o sistema desenvolvido foi levantada a curva  $I-V$  de um módulo padrão, previamente calibrado no Instituto de Energías Renovables do Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales de Madrid, Espanha, e comparados os resultados, os quais mostraram ótima concordância.

Através de uma análise das incertezas associadas ao experimento é demonstrada a adequação do método e do instrumental utilizado.

## ABSTRACT

### DEVELOPMENT OF A PHOTOVOLTAIC MODULES TEST SYSTEM

The progressive dissemination of photovoltaic systems in the past few years has brought the need for precise photovoltaic modules characterization methods. The main electrical properties of photovoltaic modules can be obtained from its current-voltage curve, specially the maximum power that the module is able to supply to a certain load. This dissertation describes the development of a testing facility and presents a methodology for  $I$ - $V$  curves determination under natural sunlight.

The necessary elements for  $I$ - $V$  curves tracing were studied, complying with national and international standards, and the suitable instrumental apparatus was chosen according to the availability at the Laboratório de Energia Solar of UFRGS.

The measuring system was set and implemented. A specific control and data acquisition software was developed in order to automate the system operation.

A current-voltage curve of a standard module was obtained with the presented system. This module was previously calibrated at the laboratories of the Instituto de Energías Renovables of Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales at Madrid, Spain. Both curves were compared, showing very good matching.

The sufficiency of the employed method and instrumental was proven through an analysis of the uncertainties associated to the experiment.

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO.....	3
1.2. ESCOPO DA DISSERTAÇÃO .....	4
<b>2. GERADORES FOTOVOLTAICOS</b> .....	5
2.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	5
2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	7
2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	8
2.4. CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$ .....	11
2.5. EFEITO DAS RESISTÊNCIAS SÉRIE E PARALELA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$ .....	13
2.6. EFEITO DA INTENSIDADE DA IRRADIÂNCIA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$ .....	14
2.7. EFEITO DA TEMPERATURA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$ .....	15
<b>3. CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b> .....	17
3.1. OBJETIVOS DA CARACTERIZAÇÃO.....	17
3.2. CONDIÇÕES PADRÃO PARA ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	17
3.3. NORMAS TÉCNICAS .....	17
3.4. EFEITO DO USO DE CONDIÇÕES NATURAIS .....	23
<b>4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO</b> .....	26
4.1. SISTEMA DE ENSAIO DE DETERMINAÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$ .....	26
4.2. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ENSAIO .....	28
4.3. BANCADA REFRIGERADA .....	31
4.4. PROGRAMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS .....	32
4.5. PROCEDIMENTO DE ENSAIO.....	34

<b>5. RESULTADOS DE ENSAIO E ANÁLISE DE INCERTEZAS</b> .....	35
5.1. DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL DA CURVA CARACTERÍSTICA I-V .....	35
5.2. TRANSPOSIÇÃO DOS PONTOS DA CURVA MEDIDA PARA AS CONDIÇÕES PADRÃO .....	36
5.3. COMPARAÇÃO ENTRE AS CURVAS MEDIDAS NO IER/CIEMAT E LES/UFRGS .....	38
5.4. ANÁLISE DAS INCERTEZAS ASSOCIADAS AO EXPERIMENTO .....	39
5.4.1 <u>Incerteza na Determinação da Irradiância</u> .....	40
5.4.2 <u>Incerteza na Determinação da Tensão de Circuito Aberto</u> .....	40
5.4.3 <u>Incerteza na Determinação da Corrente de Curto-Circuito</u> .....	41
5.4.4 <u>Incerteza na Determinação da Potência Máxima</u> .....	41
<b>6. CONCLUSÕES</b> .....	43
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	44
<b>APÊNDICE 1</b> .....	48



## LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO		UNIDADE
$AM$	Massa de ar .....	[ - ]
$e$	Carga do elétron .....	[C]
$FF$	Fator de preenchimento .....	[ - ]
$G$	Irradiância.....	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{medido}$	Irradiância medida nas condições de teste.....	[W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente elétrica .....	[A]
$I_{CORR}$	Corrente do módulo corrigida para as condições padrão .....	[A]
$I_D$	Corrente da célula fotovoltaica no escuro .....	[A]
$I_L$	Corrente fotogerada .....	[A]
$I_{medido}$	Corrente do módulo medida nas condições de teste.....	[A]
$I_{MP}$	Corrente no ponto de máxima potência.....	[A]
$I_{ref}$	Corrente da célula de referência .....	[A]
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito.....	[A]
$I_{SC_{medido}}$	Corrente de curto circuito do módulo medida nas condições de teste .....	[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa.....	[A]
$k$	Constante de Boltzmann.....	[J/K]
$K$	Fator de correção da forma da curva característica .....	[Ω/°C]
$m$	Fator de idealidade do diodo .....	[ - ]
$N_S$	Número de células fotovoltaicas associadas em série .....	[ - ]
$P_M$	Potência máxima .....	[W]
$R$	Resistência elétrica .....	[Ω]
$R_P$	Resistência paralela .....	[Ω]
$R_S$	Resistência série .....	[Ω]
$T_{cel}$	Temperatura da célula fotovoltaica .....	[°C]
$V$	Tensão elétrica.....	[V]
$V_{CORR}$	Tensão do módulo corrigida para as condições padrão .....	[V]
$V_{medido}$	Tensão medida nas condições de teste .....	[V]

$V_{MP}$	Tensão no ponto de máxima potência .....	[V]
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto.....	[V]

LETRAS GREGAS

UNIDADE

$\alpha$	Coeficiente de variação da corrente de curto circuito com a temperatura.....	[A/°C]
$\beta$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.....	[V/°C]
$\eta$	Eficiência do módulo fotovoltaico .....	[ - ]

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Representação de uma célula fotovoltaica.....	5
<b>Figura 2.2</b> Corte de um módulo fotovoltaico .....	8
<b>Figura 2.3</b> Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica.....	9
<b>Figura 2.4</b> Circuito equivalente uma célula fotovoltaica .....	10
<b>Figura 2.5</b> Uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação: (a) no escuro a célula tem as mesmas características elétricas de um diodo. (b) quando a célula é iluminada, sua curva $I-V$ se desloca para o 4º quadrante. (c) quanto maior a intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva. (d) a curva é, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tornando o 1º quadrante o quadrante de geração.....	11
<b>Figura 2.6</b> Curvas da corrente (linha vermelha) e potência (linha azul) de uma célula fotovoltaica em função da tensão. Na figura também são destacados os pontos de corrente de curto-circuito $I_{SC}$ , tensão de circuito aberto $V_{OC}$ e máxima potência $P_M (V_{MP}, I_{MP})$ .....	12
<b>Figura 2.7</b> Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica .....	13
<b>Figura 2.8</b> Efeito da variação da resistência paralela sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica .....	13
<b>Figura 2.9</b> Efeito da variação da irradiância sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica.....	15
<b>Figura 2.10</b> Efeito da variação da temperatura sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica .....	16
<b>Figura 4.1</b> Equipamentos utilizados para o ensaio de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos e suas interconexões.....	30
<b>Figura 4.2</b> Bancada refrigerada .....	31

<b>Figura 4.3</b> Detalhe do posicionamento dos mini-ventiladores.....	32
<b>Figura 4.4</b> Captura da tela principal do programa TRACER.....	33
<b>Figura 5.1</b> Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS nas condições de $G = 974 \text{ W/m}^2$ , $T_{cel} = 24 \text{ °C}$ e espectro AM 1,5 global.....	36
<b>Figura 5.2</b> Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS corrigida para as condições padrão. Os pontos A, B e C representam, respectivamente, os valores de $V_{OC}$ , $I_{SC}$ e $P_M$ medidos no IER/CIEMAT.....	37
<b>Figura 5.3</b> Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Instituto de Energías Renovables/CIEMAT nas condições padrão. O ponto em destaque representa a localização do ponto de potência máxima .....	37
<b>Figura 5.4</b> Superposição das curvas características do módulo Kyocera KC45 N.S. 96812235 levantadas no Instituto de Energías Renovables/CIEMAT e no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, ambas nas condições padrão.....	38

## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 3.1</b> Normas da ABNT referentes a dispositivos e sistemas fotovoltaicos .....	18
<b>Tabela 3.2</b> Classificação dos simuladores solares segundo a ABNT (NBR11879/EB2179) .....	24
<b>Tabela 3.3</b> Distribuição espectral da radiação de referência (NBR11879/EB2179) .....	24
<b>Tabela 5.1</b> Especificações elétricas do módulo Kyocera KC45 para as condições de irradiância $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e espectro AM 1,5 (dados do fabricante).....	35
<b>Tabela 5.2</b> Comparação entre as características elétricas do módulo Kyocera KC45 levantadas no LES/UFRGS e no IER/CIEMAT .....	38
<b>Tabela 5.3</b> Exatidão dos instrumentos de medida na escala de $6 \frac{1}{2}$ dígitos (dados do fabricante).....	40
<b>Tabela 5.4</b> Resumo das grandezas medidas e suas respectivas incertezas para o levantamento da curva $I-V$ do módulo Kyocera KC45 no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.....	42

## 1. INTRODUÇÃO

A eletricidade é certamente a forma de energia com maior poder de transformação sobre o modo de vida das pessoas. Nas cidades, a eletricidade fornece luz e energia para lares, indústria, comércio, comunicações, transporte e toda a sorte de serviços. Na zona rural, sua disponibilidade é um importante fator na fixação do homem ao campo, na medida em que possibilita ao campesino algumas das facilidades urbanas, resultando em melhores condições de vida e produção.

Entretanto, mais de dois bilhões de pessoas (cerca de 40 % da população mundial) não têm ainda acesso à eletricidade e, conseqüentemente, a tudo que ela significa em termos de conforto, saúde, higiene, lazer, etc. Mesmo não sendo uma panacéia para a questão energética mundial, as chamadas *energias alternativas* podem contribuir significativamente para mitigar este problema a partir de soluções localizadas. Opções tradicionalmente tidas como caras, como a energia solar fotovoltaica, sob determinadas circunstâncias apresentam hoje viabilidade tanto do ponto de vista técnico como econômico.

Nos sistemas fotovoltaicos a energia proveniente do Sol é transformada diretamente em eletricidade. As células fotovoltaicas são os dispositivos responsáveis por este processo de conversão. Uma das principais características dos sistemas fotovoltaicos é a modularidade, o que torna possível o dimensionamento de sistemas na exata proporção da demanda e facilita, em caso de aumento da carga, a expansão da capacidade de geração simplesmente aumentando proporcionalmente o número de módulos fotovoltaicos.

A primeira aplicação prática da energia solar fotovoltaica foi como fonte energética de satélites artificiais. O Vanguard I, já em 1958, era equipado com módulos de células de silício com a potência da ordem de poucas dezenas de miliwatts. O alto grau de confiabilidade e a boa relação potência/massa fizeram com que a energia solar fotovoltaica seja, até hoje, a principal fonte de eletricidade em satélites de órbitas baixa e geoestacionária [Grás, 2000]. A Estação Espacial Internacional (ISS), por exemplo, tem uma capacidade de geração fotovoltaica de cerca de 80 kW [Iles, 1998].

A utilização terrestre da energia solar fotovoltaica foi estimulada a partir da crise do petróleo do início da década de 1970, ocasião em que o mundo ocidental percebeu que os recursos naturais eram finitos. Concomitantemente ao surgimento dos movimentos ecológicos, a pesquisa e o desenvolvimento de formas alternativas de energia tiveram um grande incentivo. Embora na época ainda bastante restringida em função dos altos custos, a energia solar fotovoltaica foi ganhando terreno em aplicações relacionadas a telecomunicações, sinalização

marítima e terrestre, eletrificação rural, bombeamento de água, etc. Ou seja, em aplicações tendo como características comuns o baixo consumo e/ou localização em pontos distantes da rede convencional de eletricidade.

Mais recentemente, a partir da metade da década de 1990 até o presente, observa-se uma nova grande expansão do mercado fotovoltaico. Desta vez, motivos de ordem econômica aliaram-se à motivação ecológica. Os governos de diversos países europeus, na tentativa de fazer cumprir acordos internacionais de controle de emissão de CO<sub>2</sub> e outros poluentes, foram levados a criar planos de substituição de usinas termoelétricas, tanto a carvão como nucleares, por outras formas de geração de eletricidade. Estes planos incluem fortes incentivos, na forma de subsídios e financiamentos, a implantação de microcentrais fotovoltaicas (a nível doméstico) conectadas à rede, inclusive com a garantia de compra da energia gerada pelas concessionárias de eletricidade. Tal fato tem causado um aumento extra na demanda de módulos fotovoltaicos, bem como de inversores e outros acessórios.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm a vantagem adicional de eliminar as perdas por transmissão, dada a característica descentralizadora destes sistemas, com a geração próxima aos pontos de consumo.

A indústria fotovoltaica mundial conta hoje com um faturamento anual de cerca de 1,5 bilhões de dólares. A produção mundial de módulos fotovoltaicos em 1999 foi da ordem de 200 MWp [McNeils, 2000]. Paralelamente, o mercado fotovoltaico vem se tornando cada vez mais globalizado, com componentes (ou partes de componentes) de sistemas fabricados em diversas partes do mundo. Por exemplo, um módulo fotovoltaico laminado na América do Sul pode ter suas células fabricadas na América do Norte, a partir de *wafers* produzidos na Europa oriental. Essa diversidade de origens pode levar a inconsistências no nível de qualidade destes produtos. Este fato, somado ao aumento na produção de módulos fotovoltaicos, inclusive com a entrada de novas fábricas no mercado, tem suscitado dúvidas entre os pesquisadores da área em relação à manutenção da qualidade na manufatura dos módulos fotovoltaicos, especialmente quanto à potência fornecida.

A tolerância em relação à potência nominal de módulos fotovoltaicos, tal como declarada pelos fabricantes em seus catálogos é, geralmente, de  $\pm 10\%$ . Entretanto, trabalhos como o de Zilles et al., 1998, e de Hecktheuer et al., 2001 indicam uma “tendência” dos módulos comercializados (ao menos no Brasil) em terem, via de regra, seus valores de máxima potência medidos inferiores à potência nominal declarada pelos fabricantes. No referido trabalho de Zilles, a média das potências medidas de módulos de uma determinada marca mostrou-se cerca de 20 %

inferior à potência nominal. Mesmo que este fosse um caso extremo, torna-se clara a necessidade de observar-se com cuidado essa questão quando do projeto de sistemas fotovoltaicos. Em pequenos sistemas estas disparidades podem até serem absorvidas pelos “coeficientes de segurança” previstos em projeto. Entretanto, no caso de sistemas fotovoltaicos de médio e grande porte, diferenças de potência desta ordem são inaceitáveis.

Neste contexto torna-se evidente a importância da correta caracterização dos geradores fotovoltaicos. Embora a caracterização completa envolva tanto ensaios elétricos como mecânicos, é a partir da análise de sua curva característica corrente *versus* tensão (curva  $I-V$ ) que são obtidos os principais fatores que definem o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico. Fatores externos, tais como não uniformidade da radiação incidente em simuladores solares, incerteza na determinação da intensidade da radiação e seu espectro, instrumentos de medidas elétricas descalibrados ou inadequados, só para citar alguns exemplos, são fontes potenciais de erro que podem refletir-se na distorção da curva característica do módulo e, por extensão, da medida de sua potência máxima. Além do aspecto técnico, também cabe ressaltar que o consumidor que compra módulos pela potência nominal pode estar sendo lesado ao pagar por uma potência que o módulo não será capaz de fornecer.

## 1.1. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Os objetivos desta dissertação são os seguintes:

- Suprir a necessidade do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul por um equipamento capaz de efetuar determinação experimental de curvas  $I-V$  de módulos fotovoltaicos de maneira confiável.
- Analisar os parâmetros que influem no comportamento da curva característica de dispositivos fotovoltaicos.
- Desenvolver um sistema (*hardware + software*) de ensaios de determinação de curvas  $I-V$  de módulos fotovoltaicos sob iluminação natural.
- Estabelecer uma metodologia de ensaio de acordo com as normas técnicas vigentes.
- Determinar os limites de confiabilidade sobre os resultados obtidos a partir de uma análise de incertezas associadas ao experimento.
- Verificar a qualidade da medida comparando uma curva obtida com o equipamento desenvolvido com a curva de calibração de um módulo padrão.



## 1.2. ESCOPO DA DISSERTAÇÃO

Para atingir os objetivos propostos, esta dissertação foi subdividida em seis capítulos, descritos a seguir:

No capítulo 1 é feito o enquadramento do problema e mostrada a necessidade de terem-se curvas características de módulos fotovoltaicas medidas com precisão.

No capítulo 2 é feita uma revisão do princípio de funcionamento e detalhes construtivos de células e módulos fotovoltaicos.

No capítulo 3 são apresentados os requisitos para o ensaio de módulos fotovoltaicos a partir de uma revisão das normas que regem estes ensaios, bem como uma análise do efeito do uso da radiação solar natural nestes ensaios.

No capítulo 4 é detalhado o sistema de medidas construído e descritos o instrumental e o *software* utilizados nos ensaios. Também é descrita a bancada refrigerada utilizada para controlar a temperatura do módulo sob ensaio.

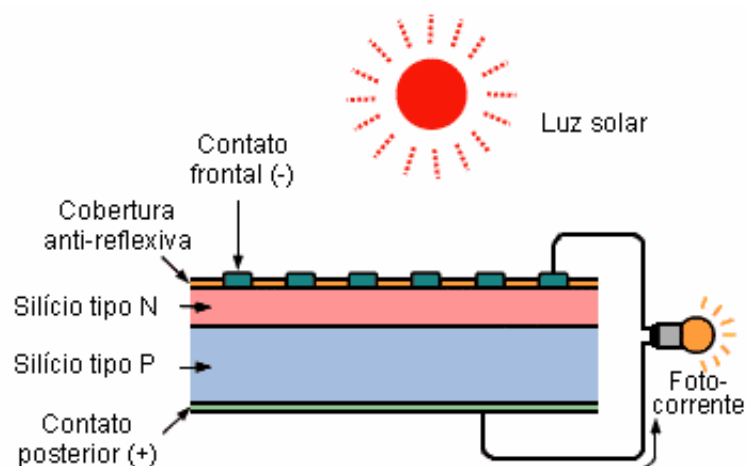
No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos, sob a forma de uma curva de um módulo fotovoltaico calibrado obtida com o sistema de ensaios desenvolvido. A curva obtida é comparada com a curva de calibração do módulo. Uma análise das incertezas associadas às medidas permite avaliar a confiabilidade dos resultados.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e considerações finais.

## 2. GERADORES FOTOVOLTAICOS

### 2.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor similar a um diodo de junção. De acordo com a forma em que os átomos do semicondutor estão estruturados, as células podem ser classificadas em cristalinas (subdivididas em monocristalinas e multicristalinas) e amorfas. Existem células constituídas tanto por elementos singelos (silício, germânio, selênio) como por ligas e compostos (arsenieto de gálio, sulfeto de cádmio, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e índio, etc.). Por ser o tipo mais comumente utilizado, este capítulo ater-se-á à descrição de células de silício monocristalino, mesmo porque os demais tipos de células fotovoltaicas possuem comportamento elétrico semelhante. A figura 2.1 mostra a representação de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino.



**Figura 2.1** Representação de uma célula fotovoltaica (adaptado de catálogo Kyocera, 2002).

O silício é um dos elementos mais abundantes da Natureza. Matéria prima da indústria eletrônica e fotovoltaica, o silício passa por uma série de processos físico-químicos até chegar a um grau altíssimo de pureza. O próximo passo é a produção de um lingote de silício monocristalino, o qual é serrado em lâminas da ordem de 300  $\mu\text{m}$  de espessura, as quais constituem o substrato das células fotovoltaicas.

O silício é um elemento tetravalente, isto é, um átomo de silício possui quatro elétrons na sua banda de valência. Numa rede cristalina intrínseca cada átomo compartilha seus elétrons de valência em ligações covalentes com outros quatro átomos de silício, completando o número ideal de oito elétrons na última camada. Como estes elétrons estão presos às ligações covalentes, eles estão impossibilitados de mover-se pelo cristal e promover a condução. Na

verdade, somente à temperatura de zero absoluto a totalidade dos elétrons de um cristal estão presos às ligações e caracterizando o semiconductor como isolante. À temperatura ambiente o semiconductor já apresenta certa condutividade, pois alguns elétrons ganham energia térmica suficiente para romper a ligação, tornando-se livres. Estes elétrons livres movem-se aleatoriamente pela estrutura cristalina. Note-se que cada elétron (carga negativa) liberado deixa uma lacuna, a qual pode ser interpretada como uma carga positiva.

A adição controlada de impurezas à estrutura cristalina, num processo conhecido como *dopagem*, aumenta drasticamente a condutividade do semiconductor. A dopagem com elementos pentavalentes e trivalentes, tais como fósforo e boro, em regiões contíguas do cristal (N e P, respectivamente) forma a chamada *junção*. Como a região N fica com uma alta concentração de elétrons livres ocorre, por difusão, uma migração de elétrons desta região para a região P, ao mesmo tempo em que lacunas da região P migram para a região N. Essa movimentação de cargas é limitada pelo surgimento na região da junção de um campo elétrico que se opõe à difusão original, causado justamente pela ausência daquelas cargas que trocaram de lado. Em outras palavras, esse campo elétrico é consequência da concentração de elétrons no lado P e de lacunas no lado N da fronteira entre as duas regiões. Desta forma a corrente associada à difusão compensa a corrente causada pelo campo elétrico e o cristal chega a um estado de equilíbrio elétrico. Nesta situação, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, nenhuma corrente circularia através deste.

Este equilíbrio é quebrado quando a junção é iluminada. A mecânica quântica diz que a luz é constituída de fótons, os quais têm uma determinada quantidade de energia proporcional à sua frequência de vibração. Quando um elétron da banda de valência é atingido por um fóton, ele absorve energia do fóton. Se esta energia for suficiente para arrancar o elétron de sua ligação, este passa à banda de condução e torna-se livre, criando um par elétron-lacuna. O campo elétrico descrito anteriormente faz com que o elétron seja acelerado para a região N, ao mesmo tempo em que a lacuna é atraída para a região P. Quanto mais fótons atingirem os elétrons da junção, mais pares elétron-lacuna serão formados e separados pelo campo elétrico. Ocorre assim um desequilíbrio nas correntes da junção, que transferem uma tensão aos terminais do dispositivo. Desta vez, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, circularia através deste uma fotocorrente proporcional à intensidade da luz incidente. Este é o chamado *efeito fotovoltaico* [Krenzinger et al., 1991].

Os terminais de uma célula fotovoltaica consistem em metalizações em ambos os lados da célula. A metalização no lado frontal é feita em forma de grade, de modo a permitir a

passagem da luz. A texturização da superfície da célula e a aplicação de uma cobertura anti-reflexiva contribuem para minimizar as perdas por reflexão.

Células fotovoltaicas de silício monocristalino possuem tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V e tensão de máxima potência por volta de 0,5 V. Como são raros os equipamentos que funcionam nesta faixa de tensões, as células são conectadas em série a fim de obter-se tensões mais adequadas. Além disso, as células são mecanicamente frágeis, necessitando de um suporte físico que as sustente e forneça a proteção necessária.

Em termos de desempenho, as melhores células fotovoltaicas comerciais de silício monocristalino têm uma eficiência de conversão ao redor de 15 %, enquanto que o recorde de eficiência para as células de laboratório é cerca de 25 %. O principal motivo para esta diferença é que as avançadas técnicas de fabricação usadas em laboratório não são ainda adequadas para a produção industrial em larga escala, quando são utilizadas técnicas de mais baixo custo e não tão eficientes.

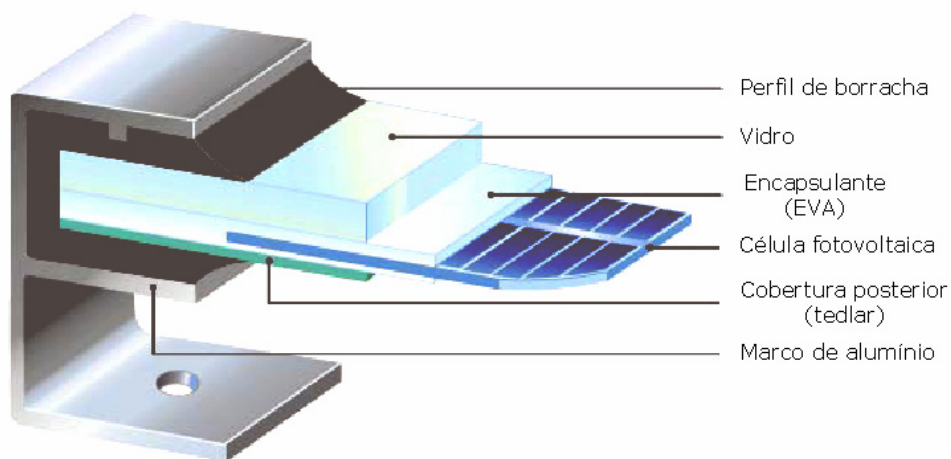
## 2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Em um sistema fotovoltaico os módulos são os elementos responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade. A ABNT (NBR10899/TB-328) define o módulo fotovoltaico como sendo o “menor conjunto ambientalmente protegido de células solares interligadas, com o objetivo de gerar energia elétrica em corrente contínua”. O conjunto de células conectadas é encapsulado, de modo a oferecer proteção contra a intempérie (principalmente umidade) ao mesmo tempo em que possibilita um caminho ótico para a luz que chega até as mesmas. A maioria dos módulos contam ainda com uma moldura metálica que proporciona a necessária rigidez mecânica ao conjunto e facilita a fixação do módulo. Módulos com tensão nominal de 12 V<sub>DC</sub> são constituídos por 30 a 36 células em série. Embora não tão comuns, também são encontrados módulos com tensões nominais de 6, 24 e 48 V<sub>DC</sub>.

Na figura 2.2 é apresentado o corte de um módulo fotovoltaico, mostrando seus principais componentes:

- Cobertura frontal: usualmente um vidro de com baixo teor de ferro, para reduzir as perdas por absorção. Um acabamento texturado opcional contribui para minimizar as perdas por reflexão.
- Encapsulante: polímero termoplástico transparente, eletricamente isolante e resistente à umidade, à fadiga mecânica e à ação da radiação solar (principalmente raios ultravioleta). O material mais utilizado é o EVA (etil vinil acetato).

- Células fotovoltaicas, interconexões elétricas e caixa de bornes: conjunto elétrico do módulo.
- Cobertura posterior: o material mais comumente empregado é o PVF (fluoreto de polivinil), comercialmente conhecido por Tedlar, embora existam módulos que utilizem um segundo vidro.
- Moldura metálica: usualmente de alumínio anodizado, confere rigidez mecânica ao módulo e facilita sua fixação.



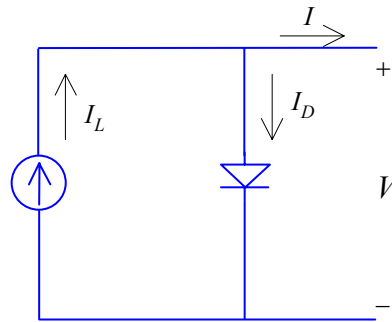
**Figura 2.2** Corte de um módulo fotovoltaico (adaptado de catálogo Siemens, 1996).

O espaço entre a moldura e o conjunto laminado é preenchido por um perfil de borracha de silicone, a qual também é empregada na fixação da caixa de bornes à cobertura posterior.

O tempo previsto de vida útil dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino é de pelo menos 20 anos.

### 2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DO GERADOR FOTOVOLTAICO

A figura 2.3 mostra o circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica. A fonte de corrente representa a corrente fotogerada  $I_L$ , enquanto que  $I_D$  é a corrente que circula através do diodo.



**Figura 2.3** Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica.

Do circuito anterior tem-se que:

$$I = I_L - I_D \quad (2.1)$$

A corrente que flui através de um diodo, em função da tensão, pode ser descrita pela equação 2.2, a qual pode ser encontrada em diversas bibliografias de física do estado sólido, tais como Shalimova, 1975.

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

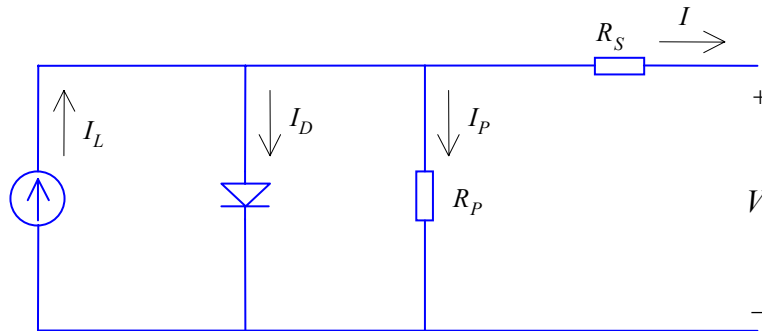
onde  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo no escuro,  $V$  é a tensão aplicada aos terminais do diodo,  $e$  é a carga do elétron,  $m$  é o fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino),  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T_{cel}$  é a temperatura absoluta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

Assim tem-se que a corrente da célula fotovoltaica, em função da tensão, pode ser expressa por:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (2.3)$$

A partir da equação 2.3, verifica-se que na condição de curto-circuito ( $V=0$ ) a corrente do dispositivo é a própria corrente fotogerada e que, se a célula for colocada em circuito aberto ( $I=0$ ), ela se autopolarizará com uma tensão tal que a corrente de polarização equilibre a fotocorrente. Esta é a chamada tensão de circuito aberto.

Em uma célula real existem outros efeitos que resultam na alteração do circuito equivalente da figura anterior para o circuito da figura 2.4, onde é incluída uma resistência série  $R_S$ , representando a resistência efetiva da célula, e uma resistência paralela  $R_P$ , associada às correntes de fuga. Este circuito equivalente também é válido para módulos fotovoltaicos, como será visto posteriormente.



**Figura 2.4** Circuito equivalente uma célula fotovoltaica.

Deste modo tem-se a seguinte equação:

$$I = I_L - I_D - I_P \quad (2.4)$$

O termo  $I_P$  representa as correntes de fuga, principalmente pelas bordas da célula e decorrentes de microfissuras e imperfeições do material.

Assim a equação anterior, depois de efetuadas as devidas substituições, pode ser escrita como:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + I R_S)}{m k T_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I R_S}{R_P} \quad (2.5)$$

onde  $R_S$  é a resistência série e  $R_P$  é a resistência paralela.

No caso de um módulo fotovoltaico com apenas células conectadas em série, à equação 2.5 é acrescentado um termo que representa o número de células conectadas em série, resultando na equação 2.6. Aqui  $R_S$  e  $R_P$  representam as resistências série e paralela totais do módulo.

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + I R_S)}{N_S m k T_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I R_S}{R_P} \quad (2.6)$$

onde  $N_S$  é o número de células associadas em série.

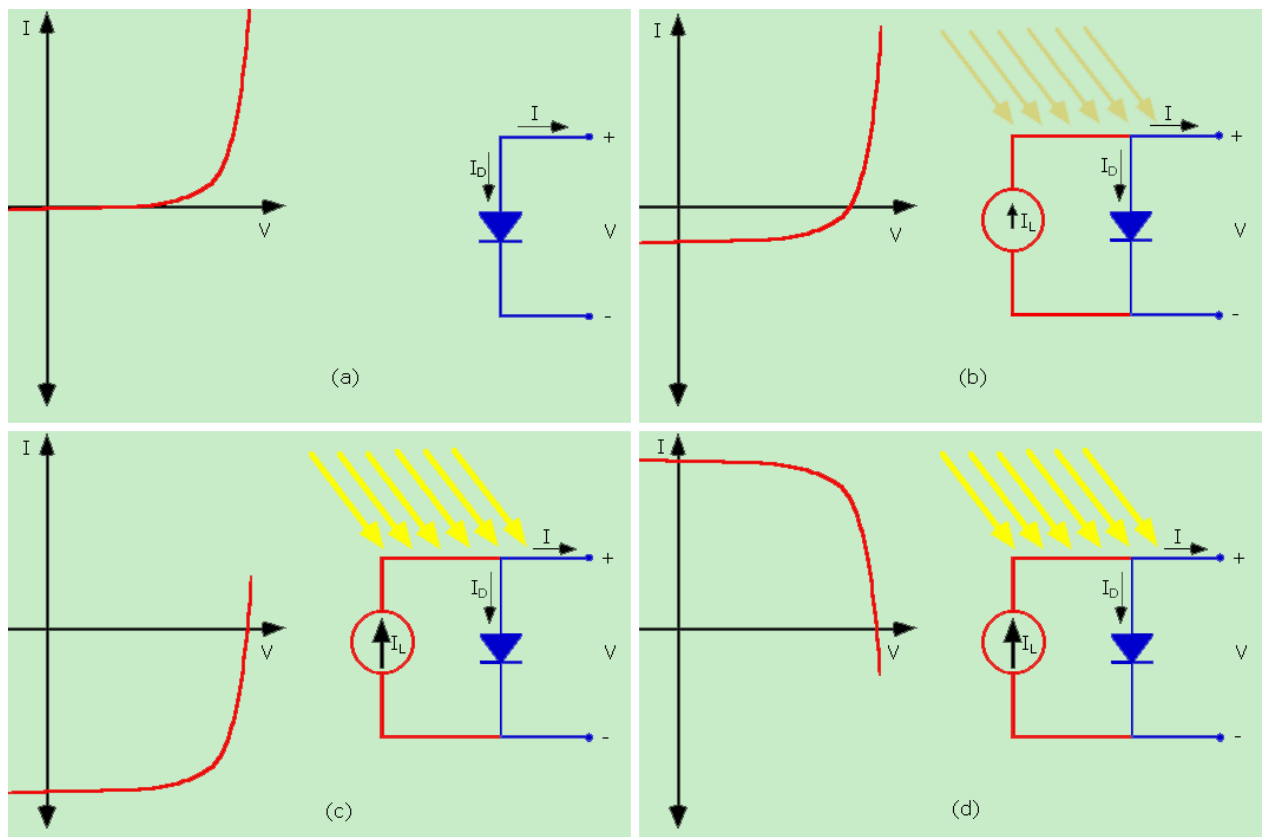
## 2.4. CURVA CARACTERÍSTICA $I$ - $V$

A ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

A análise da curva  $I$ - $V$  é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho.

Como já foi visto, a curva  $I$ - $V$  de uma célula solar é a resultante da superposição da corrente fotogerada com a curva do diodo no escuro. A luz tem o efeito de deslocar a curva  $I$ - $V$  para o quarto quadrante (quadrante de geração). A figura 2.5 apresenta as curvas de uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação, sendo que a curva (d) mostra a curva  $I$ - $V$  sob a forma mais comumente encontrada, rebatida sobre o eixo das tensões.

Uma boa célula de silício cristalino apresenta, partindo do curto-circuito, uma corrente quase constante, decrescendo levemente com o aumento da tensão até chegar a um joelho, a partir do qual assume um comportamento de rápida diminuição, até cortar quase



**Figura 2.5** Uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação: (a) no escuro a célula tem as mesmas características elétricas de um diodo. (b) quando a célula é iluminada, sua curva  $I$ - $V$  se desloca para o 4º quadrante. (c) quanto maior a intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva. (d) a curva é, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tornando o 1º quadrante o quadrante de geração (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).

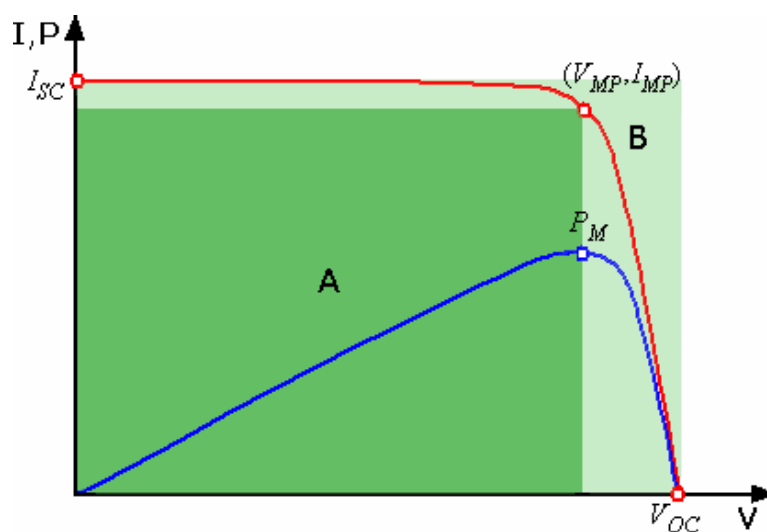


verticalmente o eixo das tensões. A potência fotogerada, obtida multiplicando-se a corrente pela tensão ponto a ponto, apresenta um máximo nitidamente localizado próximo ao joelho da curva  $I$ - $V$ .

A figura 2.6 apresenta a curva de uma célula fotovoltaica, identificando três pontos notáveis:

- Corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ : corrente que circula por uma célula iluminada quando a tensão em seus terminais é nula.
- Tensão de circuito aberto  $V_{OC}$ : tensão entre os terminais uma célula iluminada quando a corrente que circula por ela é nula.
- Ponto de máxima potência  $P_M$ : ponto da curva  $I$ - $V$  para o qual o produto tensão x corrente é máximo.

A tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  são, respectivamente, as máximas tensão e corrente possíveis de serem obtidas de uma célula fotovoltaica. Entretanto, em ambos os pontos, a potência de saída é zero. O *fator de preenchimento* (em inglês *fill factor*) é um parâmetro que, juntamente com  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ , determina a máxima potência do módulo fotovoltaico. Matematicamente é definido como a razão entre a potência máxima e o produto da corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. Graficamente, o fator de preenchimento pode ser definido pela relação entre as áreas A e B da figura 2.6.



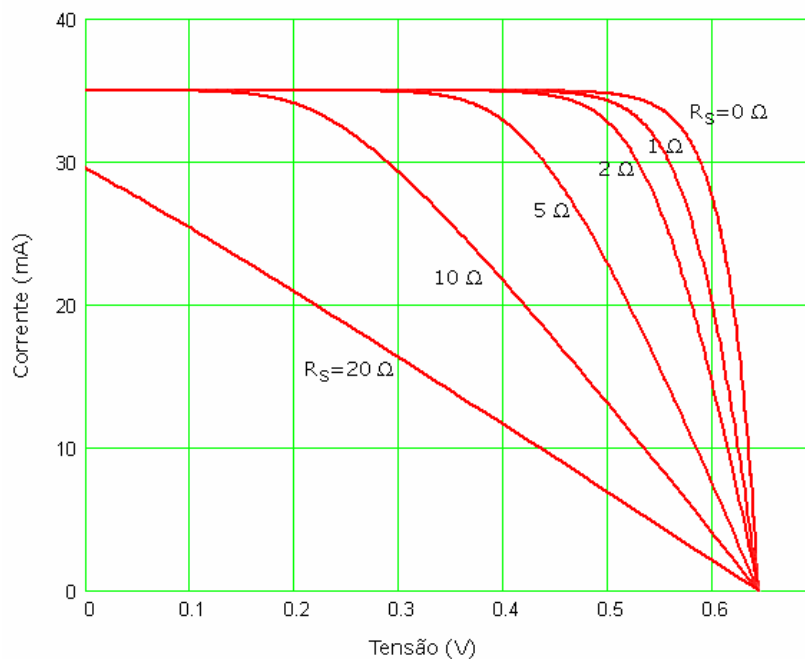
**Figura 2.6** Curvas da corrente (em vermelho) e potência (em azul) de uma célula fotovoltaica em função da tensão. Na figura também são destacados os pontos de corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ , tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e máxima potência  $P_M$  ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ) (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).

## 2.5. EFEITO DAS RESISTÊNCIAS SÉRIE E PARALELA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

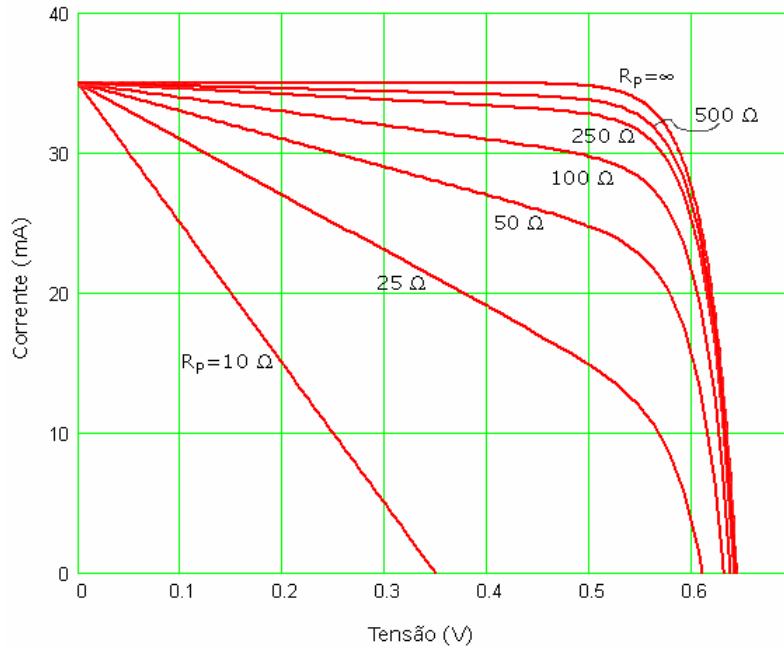
Como foi visto anteriormente, o circuito equivalente da célula fotovoltaica inclui elementos resistivos em série e em paralelo. Os efeitos de ambas resistências refletem-se na degradação do fator de preenchimento do gerador fotovoltaico, resultando na redução da potência de saída.

Pode-se considerar a resistência série de uma célula fotovoltaica como constituída por três componentes: (a) a resistência do silício, (b) a resistência de contato entre o silício e a metalização da célula e (c) a própria resistência da metalização. No caso de um módulo fotovoltaico, somam-se a estas a resistência dos condutores metálicos (fita de interconexão entre as células, incluindo a solda) e a resistência dos bornes. O ideal seria que a resistência série fosse igual a zero, porém um aumento da área de metalização na superfície frontal de uma célula reduziria, na mesma proporção, a penetração de luz, sendo necessária uma solução de compromisso quando do projeto da célula. Algumas modernas tecnologias de fabricação minimizam este problema com o emprego de metalizações enterradas em canaletas formadas a laser.

A figura 2.7 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  de uma célula de  $1\text{ cm}^2$  para diversos valores de  $R_S$ , sob irradiância e temperatura constantes.



**Figura 2.7** Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).



**Figura 2.8** Efeito da variação da resistência paralela sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).

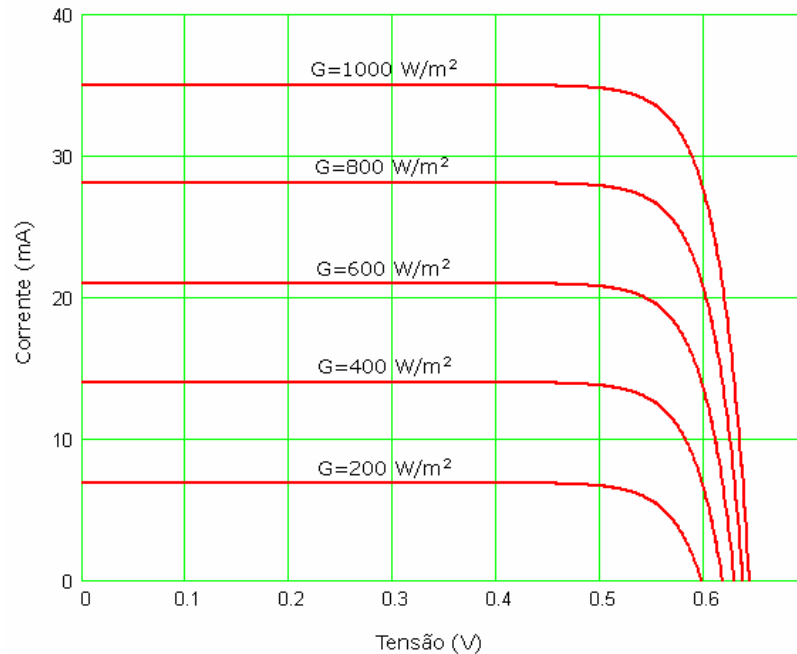
A resistência paralela é originada por fugas na superfície das bordas da célula, microdefeitos do cristal que possam ocasionar curto-circuitos, etc., ou seja, tipicamente problemas associados a processos de fabricação. Valores baixos de  $R_p$  possibilitam um caminho alternativo para a corrente fotogerada, reduzindo a corrente que flui através da junção, e diminuindo a tensão da célula. O ideal seria que a resistência paralela tivesse um valor muito elevado, tendendo a infinito.

A figura 2.8 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$  para diversos valores de  $R_p$ , sob irradiância e temperatura constantes.

## 2.6. EFEITO DA INTENSIDADE DA IRRADIÂNCIA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

A figura 2.9 representa as curvas características de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$  mantida a temperatura constante e sob diferentes condições de iluminação. Pode-se observar um incremento na corrente de curto-circuito proporcional à intensidade de radiação solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta logaritmicamente, exceto para valores de irradiância muito baixos.

Costuma-se chamar de 1 sol a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Dispositivos fotovoltaicos de concentração, nos quais a área de absorção é menor do que a área de captação de energia e a



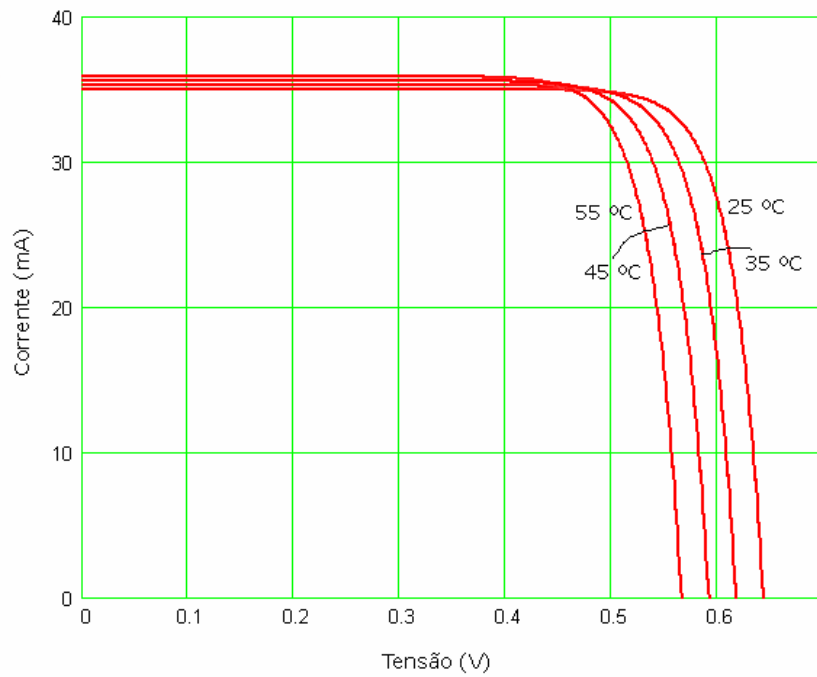
**Figura 2.9** Efeito da variação da irradiância sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).

luz é concentrada através de lentes ou espelhos, trabalham a vários sóis. Nestes casos a alta intensidade de radiação tem a ação adicional de maximizar os efeitos da resistência série, degradando o fator de preenchimento do dispositivo.

## 2.7. EFEITO DA TEMPERATURA SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

A figura 2.10 mostra as curvas características de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$ , sob intensidade de radiação solar incidente constante, variando-se a temperatura da célula. Pode-se observar uma diminuição na tensão de circuito aberto proporcional ao aumento da temperatura. Esta taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura é chamada  $\beta$  e, para o silício, assume valores tipicamente ao redor de  $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ . A diminuição da tensão de circuito aberto altera toda a curva, sendo que a célula sofre uma nítida perda de potência com o aumento da temperatura.

A corrente de curto-circuito apresenta um ligeiro incremento com o aumento da temperatura, da ordem de  $0,06 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ . Este acréscimo reflete-se também na potência, sendo porém insuficiente para compensar a perda de potência causada pela diminuição da tensão. A taxa de variação da corrente de circuito aberto com a temperatura é chamada  $\alpha$ .



**Figura 2.10** Efeito da variação da temperatura sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica (adaptado de Honsberg e Bowden, 1999).

### 3. CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

#### 3.1. OBJETIVOS DA CARACTERIZAÇÃO

De um modo geral o objetivo da caracterização de um módulo fotovoltaico é verificar a potência que o mesmo é capaz de fornecer, além de detectar defeitos de fabricação e demonstrar a capacidade do módulo, ao longo de sua vida útil, em suportar a exposição prolongada a determinadas condições de utilização sem apresentar degradação significativa de suas características. A completa caracterização de um módulo fotovoltaico envolve tanto ensaios elétricos como mecânicos e ambientais, porém é a partir da análise de sua curva característica *I-V* que são obtidos os principais parâmetros que definem o comportamento de um módulo. As condições e procedimentos a serem utilizados nos ensaios são definidos por normas específicas. Dentre as instituições responsáveis pela emissão destas normas estão o *IEC - International Electrotechnical Commission*, a *ASTM - American Society for Testing and Materials* e, no Brasil, a *ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas*.

#### 3.2. CONDIÇÕES PADRÃO PARA ENSAIOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A norma ASTM E-1036 *Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells* define como condições padrão de teste, para de irradiância e temperatura das células do módulo respectivamente, os valores de  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Quanto à distribuição espectral as normas ASTM E-891 e E-892 apresentam espectros de referência da irradiância solar terrestre direta normal e global, com massa de ar 1,5 para uma superfície com inclinação de  $37^\circ$ . A massa de ar pode ser definida como a relação entre o comprimento da trajetória efetivamente percorrida pelos raios solares (radiação direta) na atmosfera até o observador e o comprimento da trajetória que estes percorreriam se o Sol estivesse no zênite, com o observador ao nível do mar. Uma aproximação para o valor da massa de ar, válida somente para ângulos menores que  $70^\circ$ , pode ser dada pela secante do ângulo de zênite, ângulo compreendido entre as direções do zênite e dos raios solares [Krenzinger et al., 1991].

A norma IEC 1215 *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules - Design Qualification and Type Approval* também considera os valores de  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Normas brasileiras, como NBR11876/EB2176 *Módulos Fotovoltaicos* e a NBR12137/MB3478 *Módulos fotovoltaicos - Ensaios mecânicos e ambientais*, adotam os mesmos valores.

### 3.3. NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS

A seguir é feita uma pequena revisão das principais normas brasileiras relativas à caracterização de módulos fotovoltaicos, especialmente aquelas atinentes aos ensaios de natureza elétrica. Os textos apresentados nesta seção foram transcritos ou, quando necessário, adaptados da redação original das normas. A tabela 3.1 apresenta os títulos das normas brasileiras sobre o tema, bem como as datas de emissão das últimas versões.

**Tabela 3.1** Normas da ABNT referentes a dispositivos e sistemas fotovoltaicos.

Código	Título da Norma	Emissão
NBR10899/TB328	Conversão fotovoltaica de energia solar	01/1988
NBR11704/CB209	Sistemas fotovoltaicos	11/1991
NBR11877/EB2177	Sistemas fotovoltaicos	12/1991
NBR11878/EB2178	Dispositivos fotovoltaicos - Células e módulos de referência	12/1991
NBR11879/EB2179	Dispositivos fotovoltaicos - Simulador solar - Requisitos de desempenho	12/1991
NBR12136/MB3477	Módulos fotovoltaicos - Determinação de características fotoelétricas	12/1991
NBR12137/MB3478	Módulos fotovoltaicos - Ensaios mecânicos e ambientais	12/1991
NBR12138/MB3479	Dispositivos fotovoltaicos - Determinação da resposta espectral	12/1991
NBR12300/NB1384	Qualificação de módulos fotovoltaicos	12/1991
NBR12301/NB1385	Dispositivos fotovoltaicos - Calibração de células e módulos de referência	12/1991
NBR12303/NB1387	Dispositivos fotovoltaicos - Cálculo de erros devido a descasamento espectral	12/1991
NBR12302/NB1386	Dispositivos fotovoltaicos - Correção das curvas características corrente versus tensão ( $I \times V$ ), em função da temperatura e radiação	12/1991
NBR11876/EB2176	Módulos fotovoltaicos	04/1992

As normas que apresentam maior relevância em relação aos ensaios de módulos fotovoltaicos são a NBR11876/EB2176 (Módulos fotovoltaicos), a NBR12136/MB3477 (Módulos fotovoltaicos - Determinação de características fotoelétricas), e a NBR12137/MB3478 (Módulos fotovoltaicos - Ensaios mecânicos e ambientais). Além destas, no caso de os ensaios de determinação da curva característica terem sido feitos em condições diferentes das condições padrão, a NBR12302/NB1386 determina os parâmetros de correção da curva em função da temperatura e da radiação.

- *NBR11876/EB2176 - Módulos fotovoltaicos:*

Aplica-se a módulos fotovoltaicos planos (não concentradores), fixando as condições exigíveis e os critérios para a aceitação de módulos fotovoltaicos para uso terrestre no que se refere a apresentação, identificação, proteção elétrica e documentação técnica contendo características elétricas e mecânicas do módulo. Também estabelece os critérios a serem

utilizados para a inspeção visual dos módulos como a utilização de lupa com ampliação de aproximadamente oito vezes para a verificação da ocorrência de células quebradas ou rachadas, respingos de solda, sobreposição de células, interconexões defeituosas, delaminação e bolhas de ar ou materiais estranhos no encapsulante.

Nesta norma também são definidos os procedimentos para o ensaio de isolamento elétrica do módulo fotovoltaico, descrito a seguir, e evocadas as normas NBR12136/MB3477 e NBR12137/MB3478 para a execução dos ensaios fotoelétricos e mecânicos, respectivamente.

Para o ensaio de *isolação elétrica* a NBR11876/EB2176 determina os seguintes passos:

- 1) Os terminais positivo e negativo do módulo dever ser curto-circuitados.
- 2) Nos módulos que não possuam um ponto específico de aterramento, a própria estrutura é utilizada como um dos pontos de teste.
- 3) É aplicada uma tensão de 1500 V<sub>DC</sub> durante um minuto entre a estrutura e os terminais curto-circuitados, sendo que esta tensão deve ser atingida gradativamente, a uma taxa não excedente a 500 V/s. Este procedimento deve ser repetido invertendo-se a polaridade da fonte de alta tensão.
- 4) O módulo deve ser observado durante a medição, não devendo ocorrer sinais de arco por ruptura de dielétrico. A corrente de fuga deve ser monitorada e seu valor não pode exceder 50 µA. Os valores medidos devem ser anotados para cada polaridade.
- 5) Para 1000 V<sub>DC</sub> a resistência de isolação não pode ser inferior a 100 MΩ.

- *NBR12136/MB3477 - Módulos fotovoltaicos - Determinação de características fotoelétricas*

Esta é a norma de maior interesse ao tema desta dissertação. Nela são prescritos os métodos e procedimentos aplicáveis na determinação da curva característica dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino quando expostos à luz solar natural ou simulada. Tal como a NBR11876/EB2176, aplica-se a módulos fotovoltaicos planos.

Esta norma recomenda, no que tange à instrumentação elétrica, voltímetros e amperímetros com classe de exatidão  $\pm 0,5\%$  e com resolução de, no mínimo, três algarismos significativos. Os termômetros devem ter uma exatidão mínima de  $\pm 1\text{ }^\circ\text{C}$ .

Em termos de *condições gerais* necessárias ao ensaio esta norma determina:

- 1) Os ensaios devem ser executados através da comparação do módulo em teste com um dispositivo de referência calibrado.



- 2) O dispositivo de referência deve possuir a mesma resposta espectral relativa do módulo em teste e deve ser selecionado e calibrado de acordo com a NBR11878/EB-2178.
- 3) Caso a temperatura do dispositivo de referência seja diferente de sua temperatura de calibração em mais de 2 °C durante os ensaios, os valores de calibração devem ser corrigidos para a temperatura dos ensaios de acordo com a NBR12302/NB1386.
- 4) A superfície do módulo em teste deve ser coplanar com a superfície ativa do dispositivo de referência dentro de  $\pm 5^\circ$ . Colimadores não devem ser utilizados.
- 5) Correntes de curto-circuito devem ser medidas com tensão zero, usando polarização variável para compensar a queda de tensão através da resistência série. Estas correntes também 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 módulo em teste, dentro da faixa onde existe uma relação linear entre tensão e corrente. Se for necessário, a leitura deve ser corrigida para a tensão zero.
- 6) Ensaios para a determinação de características fotoelétricas de módulos fotovoltaicos podem ser executados expondo-se o módulo à luz solar ou simulada, sendo que a simulação pode ser feita com luz constante ou pulsada.

No caso da medição ser feita com *luz solar natural*, a NBR12136/MB3477 prescreve o seguinte:

- 1) Medições com luz solar natural somente devem ser feitas quando a irradiância total (direta mais difusa) não sofra flutuações maiores que  $\pm 1$  % durante as medições.
- 2) No caso de medições para referência a condições padronizadas de teste, a irradiância deve ser no mínimo de 800 W/m<sup>2</sup>.
- 3) As temperaturas do módulo em teste e do dispositivo de referência devem ser uniformes e conhecidas. Caso não seja prático controlar a temperatura, os dispositivos (referência e módulo em teste) devem receber uma cobertura que os deixem na sombra até que suas temperaturas sejam uniformes com a temperatura do ar. As medições devem ser feitas imediatamente após a remoção da cobertura. Nota: na maioria dos casos a capacidade térmica dos dispositivos limita o aumento da temperatura a menos de 2 °C, durante alguns poucos segundos, podendo sua temperatura ser considerada uniforme.
- 4) O dispositivo de referência deve ser montado o mais próximo possível e coplanar com o módulo em teste. As superfícies ativas devem ser normais ao feixe solar direto dentro de  $\pm 10^\circ$ .

Para o ensaio de *determinação da curva tensão x corrente* de um módulo fotovoltaico a NBR12136/MB3477 recomenda:

- 1) Colocar o módulo no plano de teste, tomando as precauções relativas ao tipo de fonte de luz a ser utilizada.
- 2) Montar o circuito de medição.
- 3) Expor o módulo à radiação solar.
- 4) Registrar a curva característica tensão x corrente enquanto varia a carga aplicada aos terminais do módulo. Nota: o intervalo de tempo entre os pontos coletados deve ser tal que assegure que o tempo de resposta do módulo em teste e a taxa de coleta de dados não introduzam erros.
- 5) Anotar a temperatura do módulo e o valor da irradiância pré-ajustada, caso esteja utilizando simulador, ou os valores de curto-circuito e temperatura do dispositivo de referência, caso esteja utilizando iluminação natural.
- 6) Fazer as correções necessárias para a temperatura e irradiância desejadas, se for o caso, segundo a NBR12302/NB1386.

A norma propõe também ensaios individuais, sob condições semelhantes às do ensaio de levantamento da curva característica, para a obtenção da corrente de curto-circuito, da tensão de circuito aberto e da potência máxima, embora estas sejam obteníveis, direta ou indiretamente, a partir da curva característica.

A *eficiência* do módulo fotovoltaico, sob condições particulares de irradiância e temperatura, é calculada pela expressão:

$$\eta = \frac{P_M}{A_m G} \quad (3.1)$$

onde  $P_M$  é a potência máxima do módulo determinada para as condições particulares desejadas,  $A_m$  é a área da face ativa do módulo e  $G$  é a irradiância à qual foi submetido o módulo para fornecer o valor de potência máxima utilizado.

O *fator de preenchimento* é dado pela fórmula:

$$FF = \frac{P_M}{I_{SC} V_{OC}} \quad (3.2)$$

onde  $P_M$  é a potência máxima do módulo determinada para as condições particulares desejadas,  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito e  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto do módulo.

- *NBR12137/MB3478 - Módulos fotovoltaicos - Ensaios mecânicos e ambientais*

Esta norma prescreve o método para a execução dos ensaios mecânicos e climáticos em módulos fotovoltaicos planos (sem concentração) para uso terrestre. Tanto antes como depois de cada um dos ensaios definidos nesta norma são efetuados os ensaios de isolamento e traçado da curva  $I-V$ .

A norma estabelece como ensaios ambientais:

- Ensaio de resistência ao aquecimento localizado: tem por objetivo determinar a capacidade do módulo em suportar o aquecimento localizado, provocado por pontos quentes, absorvendo seus efeitos (por exemplo, derretimento de solda ou deterioração do encapsulamento). Estes efeitos podem ser provocados por células quebradas, falhas na interconexão, sombreamento parcial ou deposição de sujeira.
- Ensaio de ciclo térmico: tem por objetivo acelerar o desgaste em função da temperatura, sem causar choques térmicos, para avaliar a influência dos materiais com diferentes coeficientes de dilatação no desempenho do módulo.
- Ensaio cíclico de umidade e congelamento: tem por objetivo avaliar os efeitos sinérgicos da variação da temperatura em presença da umidade nos diferentes materiais que compõem o módulo e sua influência no desempenho do mesmo.
- Ensaio de névoa salina: tem por objetivo determinar a resistência do módulo à corrosão por névoa salina.
- Ensaio sob calor úmido prolongado: tem por objetivo determinar a habilidade do módulo para suportar os efeitos da penetração da umidade por períodos prolongados.

A NBR12137/MB3478 estabelece como ensaios mecânicos:

- Ensaio de resistência mecânica: visa verificar se o módulo é capaz de resistir aos esforços mecânicos causados por ventos fortes.
- Ensaio de torção: tem por objetivo detectar os defeitos que podem ser causados ao módulo quando montado em uma estrutura defeituosa.

- Ensaio de impacto de granizo: tem por objetivo verificar a resistência do módulo ao impacto do granizo.

### 3.4. EFEITO DO USO DE CONDIÇÕES NATURAIS

Nos ensaios de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos pode ser utilizada como fonte luminosa tanto a radiação solar natural como a produzida por simuladores solares.

Um simulador solar é constituído por três componentes principais: (1) uma fonte de luz e sua fonte de energia, (2) elementos óticos e filtros necessários para modificar o fecho e o espectro a fim de atender aos requisitos de desempenho e (3) os controles de operação, ajustes de nível de irradiância, etc.

Em termos de natureza da fonte de luz os simuladores solares comerciais podem ser de dois tipos: o de luz contínua e o de luz pulsada. Nos simuladores de luz contínua a radiação incidente no plano de teste permanece constante durante um período igual ou superior a um segundo, durante o qual é levantada a curva  $I-V$  completa do dispositivo a ser ensaiado. Como fonte luminosa são empregadas, por exemplo, lâmpadas de filamento com refletores dicróicos. Nos simuladores de luz pulsada a radiação é produzida por lâmpadas de arco e emitida em pulsos de curta duração, de 1 a 100 ms. Em alguns simuladores pulsados é adquirido um ponto da curva característica a cada pulso, enquanto que em outros a curva completa é adquirida em um único pulso.

A *NBR11879/EB2179 Dispositivos Fotovoltaicos - Simulador Solar - Requisitos de Desempenho* estabelece os requisitos de desempenho de um simulador solar para utilização em ensaios de dispositivos fotovoltaicos não concentradores. Esta norma, aplicável tanto a simuladores de luz contínua como pulsada, classifica os simuladores em três classes, de acordo com suas características, conforme mostrado na tabela 3.2. Os simuladores classe A são utilizados para medidas de precisão em laboratório, enquanto que os de classe B destinam-se a testes em nível industrial. Os simuladores de classe C são utilizados em aplicações onde menores níveis de uniformidade, estabilidade e casamento espectral da irradiância incidente são aceitáveis.

Para pertencer a uma determinada classe um simulador solar deve satisfazer todos os requisitos de desempenho correspondentes àquela classe.

**Tabela 3.2** Classificação dos simuladores solares segundo a ABNT (NBR11879/EB2179).

Característica	Classe A	Classe B	Classe C
Uniformidade de radiação	$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$
Estabilidade temporal	$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$
Casamento espectral (razão percentual especificada na tabela 3.3 para cada intervalo entre comprimentos de onda)	0,75 - 1,25 $\leq \pm 25 \%$	0,6 - 1,4 $\leq \pm 40 \%$	0,4 - 2,0 $\leq +100 \%$ $\leq -60 \%$

**Tabela 3.3** Distribuição espectral da radiação de referência (NBR11879/EB2179).

Intervalo de comprimento de onda ( $\mu\text{m}$ )	Fração da radiação total (%)
0,4 a 0,5	18,5
0,5 a 0,6	20,1
0,6 a 0,7	18,3
0,7 a 0,8	14,8
0,8 a 0,9	12,2
0,9 a 1,1	16,1

A principal vantagem do emprego de simuladores solares é a não dependência das condições atmosféricas para os testes e a possibilidade de realizá-los em locais fechados, onde o controle da temperatura é mais fácil. Além disso, sendo mais curto o tempo durante o qual o dispositivo sob teste está exposto à energia luminosa, o aquecimento provocado por esta é desprezível, podendo assumir-se a temperatura do módulo como a temperatura ambiente no recinto do teste. Por outro lado, o uso da luz solar natural nos ensaios de módulos fotovoltaicos, desde que em dias de céu limpo e quando tomados os devidos cuidados com reflexões e/ou obstruções causadas por objetos no entorno, traz como vantagem a uniformidade da iluminação no plano de teste. A condição de céu claro e sem nuvens também garante a maior estabilidade temporal no valor da irradiância.

Entretanto, o quesito no qual o Sol leva destacada vantagem em comparação aos simuladores é na distribuição espectral da radiação, como foi demonstrado por Rossini e Krenzinger [2002]. Neste trabalho primeiramente foram computacionalmente simulados diversos espectros para a cidade de Porto Alegre, representando as mais variadas composições atmosféricas que podem ocorrer em dias de céu limpo. Os espectros simulados foram divididos nas seis faixas de comprimento de onda da tabela 3.3 e comparados com os espectros de referência. Observou-se que, desde que respeitado o limite máximo de 2,5 para a massa de ar, variações extremas de temperatura, umidade relativa e visibilidade não resultavam em variações

espectrais que impedissem o Sol de ser classificado como equivalente a um simulador classe A. O procedimento foi validado repetindo-se o processo com dados espectrais medidos em dias de céu limpo na cidade de Madrid, Espanha. A totalidade dos cinquenta e cinco espectros medidos satisfizeram as exigências espectrais estabelecidas para simuladores classe A.

Testes efetuados sob iluminação natural ou simulada são igual e indistintamente reconhecidos pelas normas nacionais e internacionais, desde que atendidas as condições por ela prescritas. Laboratórios de renome, como o NREL - National Renewable Energy Laboratory (EUA), do IER/CIEMAT - Instituto de Energías Renovables/Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales (Espanha) e ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Alemanha), utilizam ambas as fontes para a calibração de dispositivos fotovoltaicos, dando preferência à iluminação natural em ensaios críticos ou como contraprova de ensaios utilizando simulador [ISE, 2000], [Krenzinger, 2002] e [NREL, 2000].

## 4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO

### 4.1. SISTEMA DE ENSAIO DE DETERMINAÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

Como já foi visto, para o levantamento da curva característica de um dispositivo fotovoltaico é condição necessária que o espécime sob teste esteja submetido a condições estáveis e bem determinadas de irradiância e temperatura. Quando os testes são realizados ao ar livre, tendo a radiação solar como fonte luminosa, podem ser antevistas certas dificuldades para a manutenção de tais condições. Como será visto posteriormente, sobre a temperatura do módulo pode-se ter controle, dentro de certos limites. Já sobre a intensidade da radiação solar, obviamente, não se tem domínio. Ainda que sejam escolhidos dias de céu limpo, sem nuvens, a movimentação das massas do ar atmosférico provoca pequenas flutuações no valor da irradiância medida na superfície terrestre ao longo do tempo. Como estas flutuações são geralmente lentas e graduais pode-se garantir que, para um dia de céu limpo, a irradiância seja constante dentro de um intervalo de alguns segundos. Feitas estas considerações, torna-se evidente que a velocidade é a primeira característica desejável em um sistema de determinação de curvas características de dispositivos fotovoltaicos. Isto é conveniente tanto para que, durante o ensaio, a própria capacidade térmica do módulo sob teste se encarregue de manter sua temperatura estável, bem como para que a irradiância possa ser considerada como constante.

O sistema proposto nesta dissertação é o resultado de um longo processo evolutivo, realizado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, para a determinação experimental de curvas características de módulos fotovoltaicos. Seu início deu-se no final da década de 80, época em que ainda eram utilizados registradores gráficos X-Y e fontes de tensão convencionais utilizadas como carga eletrônica para o traçado da curva característica. O resultado era um gráfico desenhado numa folha de papel milimetrado, tornando muito trabalhosa a tarefa de extração dos valores numéricos, a partir da curva, para a determinação dos parâmetros da mesma e manipulação matemática dos dados.

Poucos anos depois, a popularização de placas de aquisição de dados relativamente rápidas possibilitou a computadorização do sistema de aquisição dos valores de corrente e tensão. Mesmo constituindo um notável avanço em relação aos anteriores, sistemas desse tipo apresentavam dois inconvenientes. O primeiro era resultante das deficiências tecnológicas no projeto e na construção destas placas: seu nível inerente de ruído era muito alto e o aumento da taxa de aquisição dava-se às custas da precisão. O segundo transtorno era que, por utilizar um único conversor analógico-digital, as entradas analógicas eram multiplexadas, fazendo com que as leituras de diferentes canais fossem defasadas no tempo. Artifícios de programação

procuravam contornar estes problemas. No primeiro caso, ao repetir várias vezes a medida de um mesmo canal, registrando-se apenas a média, era possível minimizar os efeitos do ruído aleatório. O problema da defasagem poderia ser compensado se, para cada ponto da curva, fossem medidas a tensão, a corrente correspondente e, novamente, a tensão. Como valor de tensão associado àquela corrente considera-se a média aritmética dos valores de tensão medidos antes e depois desta, já que a taxa de aquisição era constante.

Outra alternativa buscada para contornar o problema da defasagem foi controlar a carga eletrônica com um sinal em forma de rampa escalonada, gerada a partir de um conversor digital-analógico sincronizado com o sistema de aquisição pelo *software*. Assim a corrente e a tensão eram medidas enquanto o módulo estava polarizado em um patamar fixo, correspondente a um determinado estado do conversor D/A. Concluída a medida do par  $I-V$ , o sinal do conversor subia para o próximo degrau polarizando o módulo em um novo patamar e assim por diante. Naturalmente estes artifícios eram meias-soluções e invariavelmente acabavam por prejudicar a velocidade de aquisição da curva.

Ainda em relação às placas de aquisição de dados, na maioria das vezes era necessário adequar o nível de sinal das entradas analógicas da placa através de amplificadores de instrumentação, adicionando erros na cadeia de medida devidos a deriva térmica, tensão de *offset*, ruído, etc.

Como já foi visto, para polarizar o módulo nos diversos pontos da curva foram inicialmente utilizadas fontes de tensão convencionais, com controle da amplitude de saída através de potenciômetro. Como normalmente em tais fontes não é possível inverter a polaridade da tensão em seus bornes, as quedas de tensão no *shunt* de corrente e nos cabos, mesmo com a tensão de saída da fonte ajustada a zero, faziam com que o módulo não chegasse ao curto-circuito, ficando a curva incompleta. Para completar-se a curva era necessário inverter manualmente os terminais da fonte, o que, além de tomar tempo, causava descontinuidade no traçado da curva. Este problema somente foi solucionado com a primeira carga eletrônica real utilizada no Laboratório de Energia Solar. Esta fonte, construída a partir de um projeto desenvolvido no Instituto de Energía Solar da Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, possuía um circuito de realimentação que fazia com que a varredura partisse de um valor inicial de tensão de polarização negativa, compensando as quedas de tensão citadas anteriormente. Assim era possível obter-se a curva completa, desde o circuito-aberto até o curto-circuito.

No sistema proposto nesta dissertação os valores de corrente e tensão (além da irradiância e temperatura) são adquiridos através de multímetros de alta qualidade, individuais e



independentes, com grau de precisão que excede as exigências estabelecidas pelas normas. Uma fonte bipolar permite polarizar o módulo continuamente desde o segundo quadrante (tensão negativa, corrente positiva), passando pelo primeiro (quadrante de geração, tensão e corrente positivas) até o quarto quadrante (tensão positiva, corrente negativa). Todo o instrumental é controlado por um *software* que garante a concomitância das medidas. Uma bancada refrigerada controla a temperatura do módulo sob teste.

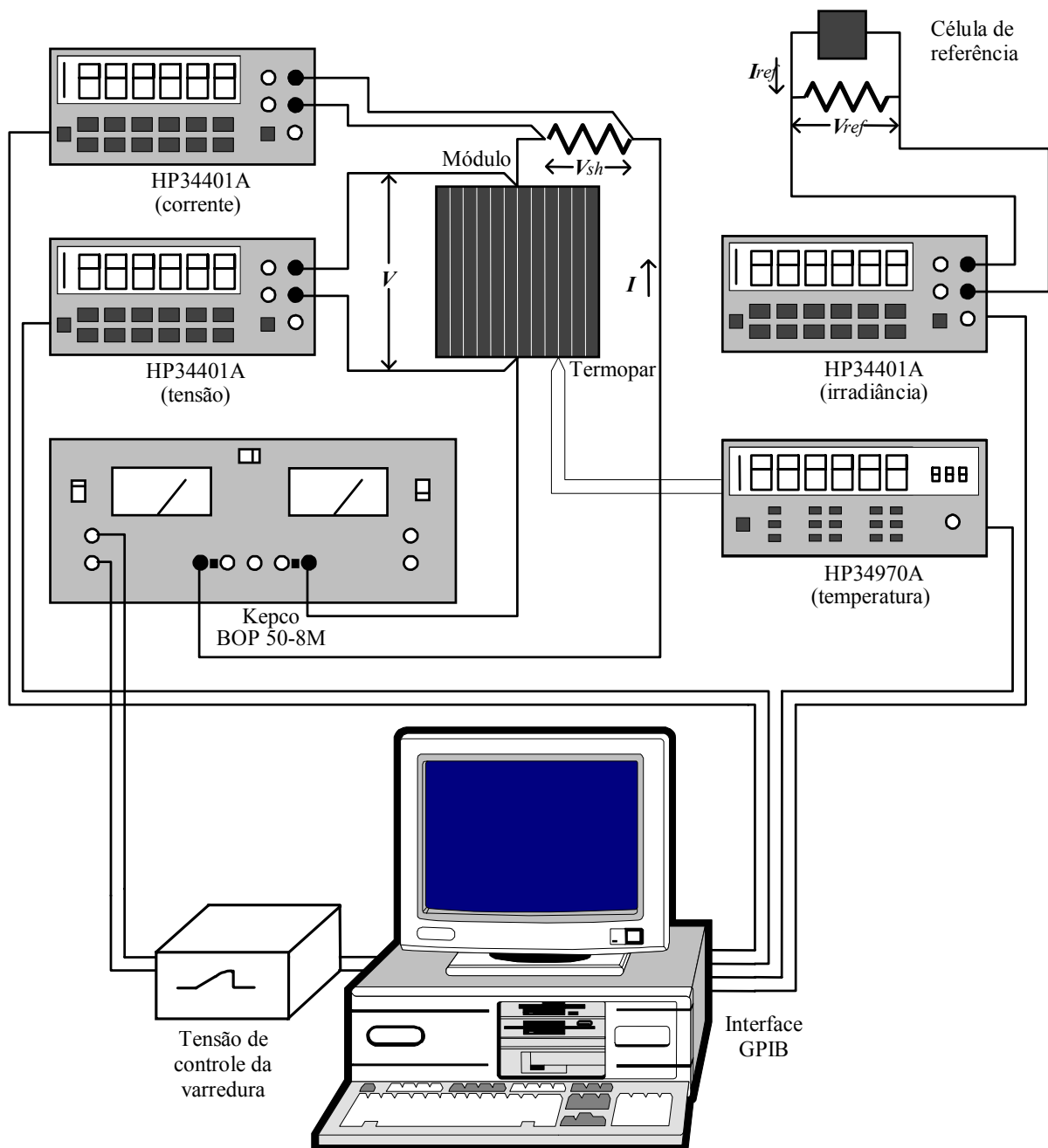
#### 4.2. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ENSAIO

A seguir são descritos os equipamentos de medida utilizados para o ensaio de determinação experimental da curva característica de módulos fotovoltaicos. No Capítulo 5 é apresentada uma análise de erros que inclui as incertezas associadas às medidas efetuadas com estes equipamentos.

- Tensões e correntes: para as medidas elétricas (tensões do módulo, do *shunt* do módulo e do *shunt* da célula de referência) são utilizados multímetros HP34401A, fabricado pela Hewlett Packard. A resolução de tais multímetros pode ser programada remotamente entre 4 ½, 5 ½ ou 6 ½ dígitos. Naturalmente há um compromisso entre resolução e velocidade (na leitura de tensão DC, por exemplo, o número de leituras por segundo passa de 0,5 em 6 ½ dígitos para 1000 em 4 ½). Neste caso, sendo a velocidade prioritária, optou-se por 4 ½ dígitos. Posteriormente será demonstrado que esta resolução é suficiente. Os multímetros têm a capacidade de armazenar em sua memória interna 512 leituras e comunicam-se com o computador através de uma interface GPIB.
- Temperatura do módulo: para a medida da temperatura do módulo é utilizada uma central HP34970A, equipada com um cartão multiplexador HP34901A, fabricados pela Hewlett Packard. Este equipamento lê o sinal de um termopar em contato com a face posterior do do módulo, sobre uma célula na região central deste. A instalação do termopar é feita de maneira tal que garanta um bom contato térmico com o módulo e isole termicamente o termopar do ar refrigerado da câmara. A comunicação com o microcomputador é feita via GPIB.
- Carga eletrônica: para a polarização do módulo sob teste, nos diversos pontos constituintes de sua curva *I-V*, é utilizada uma fonte bipolar Kepco BOP 50-8M, a qual é capaz de fornecer uma corrente variando de -8 a +8 A, numa faixa de tensões desde -50 até +50 V. Esta fonte comporta-se como um amplificador operacional de potência, com

alto *slew rate* (7,5 V/ $\mu$ s) e operação nos quatro quadrantes. Nos ensaios a fonte é controlada remotamente pelo sinal de tensão fornecido por um gerador de varredura.

- Gerador de sinal de varredura: projetado e construído no âmbito desta dissertação para controlar a carga eletrônica, o gerador de varredura produz um sinal em forma de rampa com final de excursão assintoticamente atenuado. Os limites do sinal de varredura são reguláveis entre -10 e +10 V (valores compatíveis com a entrada de controle externo da fonte Kepco) através de controles de amplitude e *offset* (tensão de início da varredura). A peculiar forma de onda do sinal de controle, quando convenientemente ajustada pela combinação de ambos os controles, proporciona uma maior densidade de pontos a partir do joelho da curva. O tempo de cada varredura é pré-ajustado para um valor coerente com o tempo gasto pelo sistema de aquisição de dados para coletar 500 pontos da curva (cerca de 1,8 segundos). Seu disparo pode ser efetuado tanto através do *software* de controle e aquisição, a partir de um comando do teclado, como por um pulsador localizado no painel do equipamento.
- *Shunts* de corrente: para a medida da corrente do módulo é utilizado um *shunt* Hartmann & Braun com relação nominal de 5 A/300 mV, classe de exatidão 0,5 %. Para a medida da corrente da célula de referência são utilizados como *shunt* quatro resistores de filme metálico de 1  $\Omega$ , conectados em paralelo, perfazendo um total nominal de 0,25  $\Omega$ . Convém salientar que o *shunt* de referência de irradiância foi previamente calibrado, utilizando multímetros na resolução de 6 ½ dígitos, sendo adotada a constante obtida a partir desta calibração.
- Célula de referência: para as medidas de irradiância é empregada uma célula de referência de silício monocristalino fabricada e calibrada no IES/UPM. Esta célula fornece 122,8 mA quando iluminada a uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. Utiliza-se como referência a queda de tensão provocada pela corrente da célula sobre um *shunt* previamente calibrado. Como o valor ôhmico do *shunt* é muito baixo a queda de tensão também o é, podendo-se considerar que a célula esteja operando na região de curto-circuito.
- Umidade relativa do ar e temperatura ambiente: medidas por um termo-higrômetro Minipa MTH-1630, constituem dados de entrada para o programa ESPECTRO. Este programa, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, permite estimar a distribuição espectral da radiação solar a partir de dados atmosféricos.



**Figura 4.1** Equipamentos utilizados para o ensaio de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos e suas interconexões.

- Piranômetro auxiliar: piranômetro fotovoltaico utilizado para monitorar as variações de irradiância antes do início do teste, quando a célula de referência está, juntamente com o módulo, encoberta. Seu sinal é lido por um multímetro portátil de 4 ½ dígitos.
- Termômetro infravermelho: para verificar a uniformidade da distribuição da temperatura do módulo sob teste é utilizado um pirômetro eletrônico Raynger ST6, fabricado pela Raytek.
- Transferidores: para medir os ângulos de incidência e zênite.

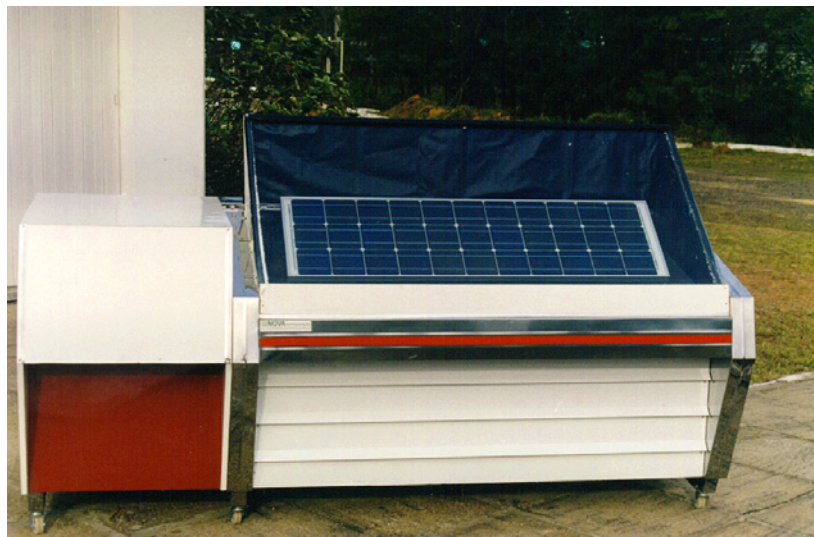
- Microcomputador: gerencia o funcionamento do sistema, controlando os equipamentos de medida e armazenando os dados adquiridos através do programa TRACER, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS especialmente para esta finalidade.

A figura 4.1 mostra um diagrama com os equipamentos utilizados para o ensaio de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos e suas interconexões.

#### 4.3. BANCADA REFRIGERADA

A NBR12136/MB3477 determina que, durante o traçado da curva  $I-V$  de um módulo fotovoltaico, “as temperaturas do módulo em teste e do dispositivo de referência devem ser uniformes e conhecidas”. Quando exposto à radiação solar, a temperatura do módulo tende a aumentar e estabilizar-se, na maioria das vezes, em uma temperatura não desejável para o traçado de sua curva característica. Para controlar a temperatura do módulo fotovoltaico é utilizada uma câmara refrigerada, adaptada a partir de um balcão frigorífico, mostrada na figura 4.2.

O sistema de refrigeração da câmara é controlado por um termostato. O evaporador está localizado na parte posterior da câmara fria. A base da câmara é levemente inclinada a fim de favorecer o fluxo de ar frio em direção à parte da frente. As paredes laterais da câmara são de madeira e internamente isoladas com poliestireno expandido, enquanto que a parte posterior é fechada com uma lona plástica. A cobertura anterior é constituída por um anteparo opaco, o qual é retirado imediatamente antes do teste, evitando que o módulo sob teste e a célula de referência sejam aquecidos pela radiação incidente. Tal procedimento faz com que, nos instantes anteriores ao início do ensaio, todas as células do módulo encontrem-se praticamente à mesma temperatura



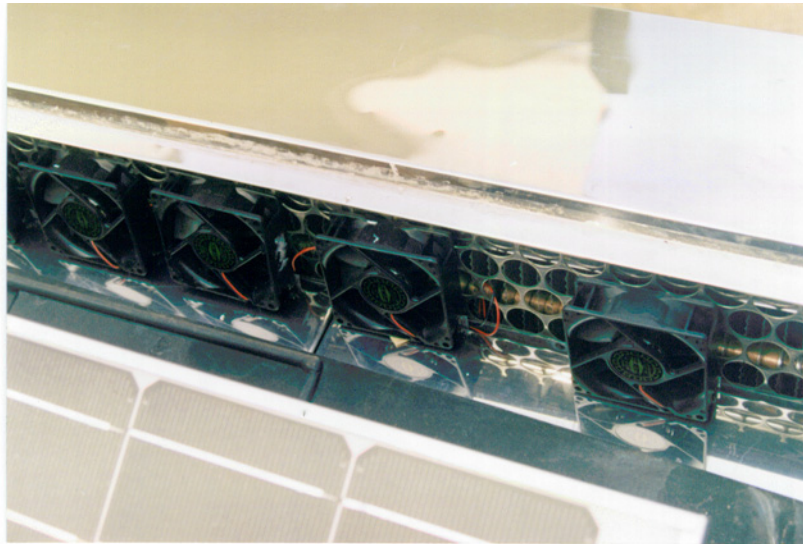
**Figura 4.2** Bancada refrigerada.

e em equilíbrio térmico.

Com o objetivo de aprimorar a uniformidade da temperatura do ar no interior da câmara fria foram colocados, próximos ao evaporador, dez mini-ventiladores alimentados por uma fonte de tensão contínua ajustável. A disposição destes ventiladores (e a conseqüente distribuição do fluxo de ar resfriado) foi empiricamente determinada com o auxílio de um anemômetro de turbina.

A bancada comporta módulos com dimensões de até 1,2 m de comprimento e 0,5 m de largura.

A figura 4.3 apresenta um detalhe da distribuição dos ventiladores ao longo do evaporador.



**Figura 4.3** Detalhe do posicionamento dos mini-ventiladores.

#### 4.4. PROGRAMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Para controlar os diversos equipamentos utilizados nos ensaios de levantamento da curva  $I-V$ , além de coletar e armazenar os dados adquiridos, foi desenvolvido um programa de computador intitulado TRACER. Este programa é o mais recente de uma linhagem de programas desenvolvidos no Laboratório de Energia Solar da UFRGS para a determinação da curva característica de células e módulos fotovoltaicos.

Quando do desenvolvimento deste *software*, as duas principais características buscadas foram a simultaneidade entre as medidas da tensão e da corrente e a rapidez no traçado da curva. Em favor da velocidade na aquisição dos pontos abriu-se mão da apresentação em tempo real da curva na tela do computador. Ao ser da ordem de alguns milissegundos o tempo

necessário para a transferência de uma medida do multímetro para o computador, sendo a curva formada por várias dezenas ou até centenas de pontos, chegava-se a um tempo total inaceitável. Assim, fazendo-se uso das memórias internas dos multímetros, capazes de armazenar até 512 leituras, os dados somente são transferidos e apresentados após concluída a medida. Em termos de fluxograma, por outro lado, especialmente na rotina que efetua as medidas, o programa foi otimizado de forma a utilizar a mínima quantidade de instruções. Os multímetros são pré-configurados pelo programa e ficam em estado de espera. Um comando de teclado aciona o gerador de varredura, através de uma troca de estado na porta paralela do microcomputador, ao mesmo tempo em que um trem de 500 pulsos de *trigger* é enviado pelo barramento GPIB aos multímetros. A cada novo pulso corresponde uma nova medida por parte de cada um dos multímetros. Terminada a varredura, que dura cerca de 1,8 segundos, o programa recolhe os dados das memórias dos multímetros e os apresenta graficamente na tela do computador. Se tudo estiver de acordo, um novo comando registra os dados em um arquivo do disco rígido.

O programa foi desenvolvido na linguagem QuickBasic, em ambiente DOS. Esta opção foi tomada em decorrência de, justamente por não ser um ambiente multitarefa, ser mais fácil garantir no DOS a concomitância entre as medidas dos multímetros. Além disso, como o principal fator limitante da velocidade de aquisição é o tempo de integração dos multímetros, não é exigido do computador uma grande capacidade de processamento, podendo ser utilizados até mesmo PCs 486.

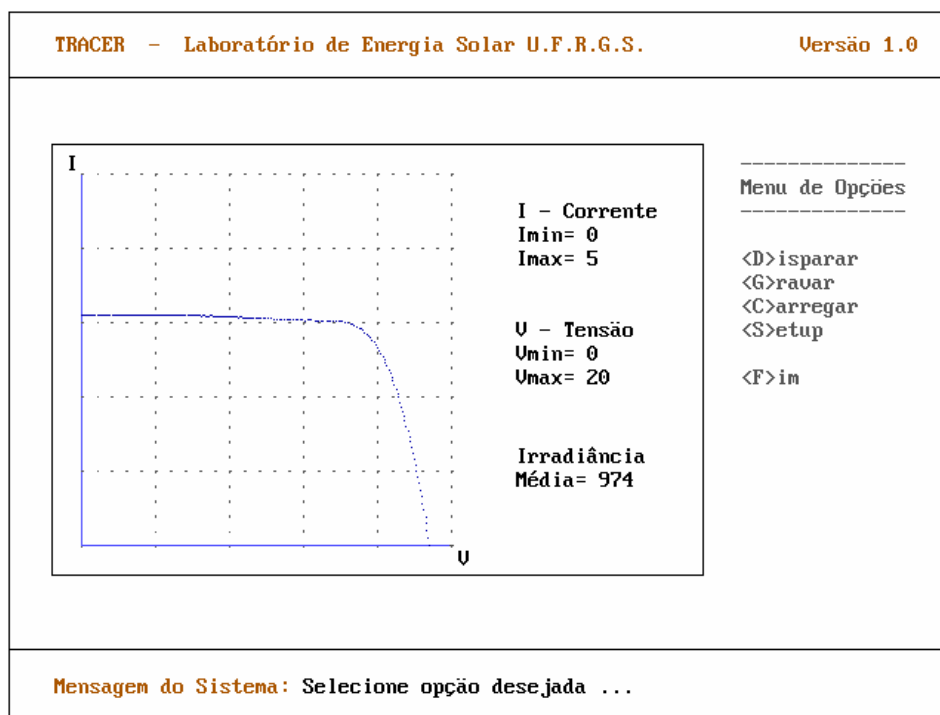


Figura 4.4 Captura da tela principal do programa TRACER.

#### 4.5. PROCEDIMENTO DE ENSAIO

Como visto anteriormente, no Laboratório de Energia Solar da UFRGS as curvas características de módulos fotovoltaicos são traçadas utilizando o próprio Sol como fonte de radiação solar. Para a execução das medidas são escolhidos dias de céu limpo, em horários tais que seja possível obter-se valores de irradiância e espectro solar global próximos aos valores estabelecidos como padrão ( $1000 \text{ W/m}^2$  e massa de ar 1,5). A massa de ar é obtida a partir do ângulo de zênite, medido diretamente com a utilização de um transferidor ou calculado levando-se a hora solar, declinação e latitude do local. A bancada refrigerada, com o módulo e a célula de referência em seu interior, é colocada ao ar livre, em orientação tal que os raios solares atinjam o módulo o mais perpendicularmente possível. Para garantir a coplanaridade entre ambos, a célula de referência é fixada à moldura do módulo com o auxílio de um sargento. O termopar que mede a temperatura do módulo é instalado na face posterior do módulo, em uma célula central. Para proporcionar um bom contato térmico com o módulo utiliza-se uma pequena quantidade de pasta térmica, coberta por pequeno disco de poliestireno expandido isolando o termopar do contato direto com o ar frio do interior da câmara. Uma fita adesiva fixa o conjunto à superfície posterior do módulo.

Se a temperatura ambiente é superior à temperatura de ensaio, simplesmente fecha-se a câmara da bancada com o anteparo opaco, obstruindo a incidência dos raios solares, e aciona-se o sistema de ventilação e refrigeração. Se a temperatura ambiente é inferior à temperatura de ensaio, faz-se necessário um pré-aquecimento do módulo a ser medido, expondo-o ao Sol por alguns minutos. O módulo enclausurado na câmara é então submetido a um lento resfriamento, monitorado pela leitura do termopar.

Com o sistema de medição da figura 4.1 preparado, aguarda-se até o módulo atingir a temperatura estabelecida para o ensaio. Neste instante o anteparo é retirado e, por um comando de teclado, o gerador de varredura é disparado, fazendo com que a fonte polarize o módulo desde antes do curto-circuito até depois do circuito-aberto. Ao mesmo tempo o programa dá início ao processo de aquisição dos pontos da curva. Quinhentos pares  $I-V$  são coletados a cada varredura. Também é registrada a irradiância correspondente a cada ponto, além da temperatura do módulo imediatamente antes e imediatamente após a varredura.

## 5. RESULTADOS DE ENSAIO E ANÁLISE DE INCERTEZAS

### 5.1. DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL DA CURVA CARACTERÍSTICA $I-V$

Como exemplo de aplicação do sistema construído e validação da metodologia proposta foi levantada a curva característica de um módulo Kyocera KC45, número de série 96812235, composto por 32 células de silício multicristalino. Este módulo foi gentilmente cedido por empréstimo pelo Prof. Roberto Zilles, do Instituto Eletrotécnico e Energia da USP, e teve sua curva característica previamente levantada nos laboratórios do Instituto de Energías Renovables do Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales, pertencente ao Ministerio de Ciencia y Tecnología da Espanha. O IER/CIEMAT é um instituto de grande prestígio na Europa, sendo que seu Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos é especializado na medida de potência e calibração de dispositivos fotovoltaicos.

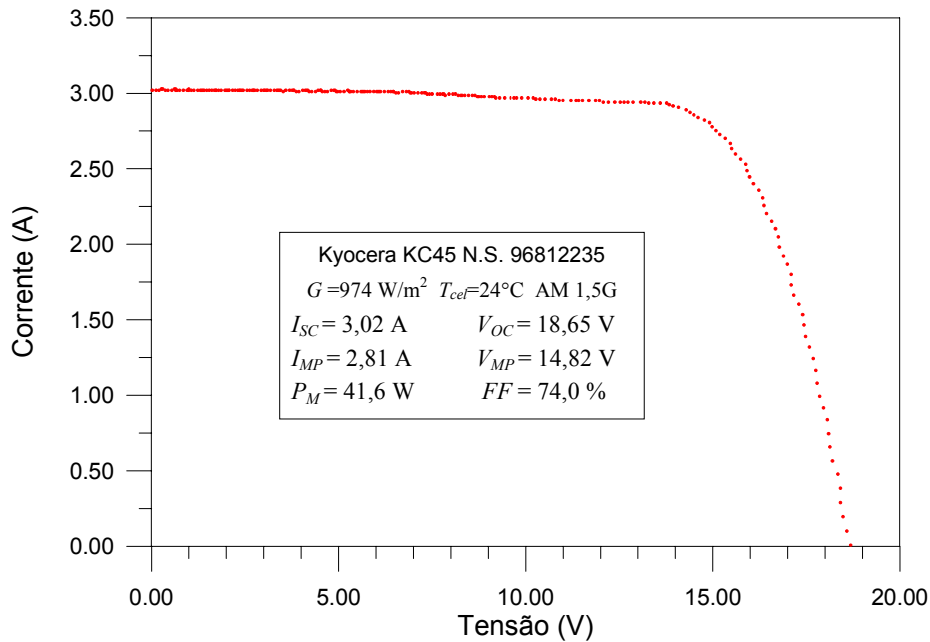
As especificações elétricas nominais do módulo, retiradas do catálogo do fabricante, são apresentadas na tabela 5.1.

**Tabela 5.1** Especificações elétricas do módulo Kyocera KC45 para as condições de irradiância  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e espectro AM 1,5 (dados do fabricante).

Especificações Nominiais do Módulo Kyocera KC45	
Número de Células	32
Máxima Potência	45 W
Tensão de Máxima Potência	15,0 V
Corrente de Máxima Potência	3,0 A
Tensão de Circuito Aberto	19,2 V
Corrente de Curto-Circuito	3,10 A
Coeficiente $\alpha$	2,5 mA/ $^\circ\text{C}$
Coeficiente $\beta$	-73 mV/ $^\circ\text{C}$
Dimensões	573 x 652 mm

A figura 5.1 mostra os pontos da curva característica do módulo Kyocera KC45, levantada no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul com o sistema descrito nesta dissertação. O ensaio deu-se no dia 21 de janeiro de 2000, às 8h30min (hora solar), nas condições de irradiância  $974 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula  $24 \text{ }^\circ\text{C}$  e espectro AM 1,5 global. Os pontos de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto foram determinados a partir de regressões lineares nos extremos da curva, enquanto que o ponto de máxima potência foi calculado através de um ajuste polinomial na região do joelho da curva.





**Figura 5.1** Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS nas condições de  $G = 974 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{cel} = 24 \text{ }^\circ\text{C}$  e espectro AM 1,5 global.

## 5.2. TRANSPOSIÇÃO DOS PONTOS DA CURVA MEDIDA PARA AS CONDIÇÕES PADRÃO

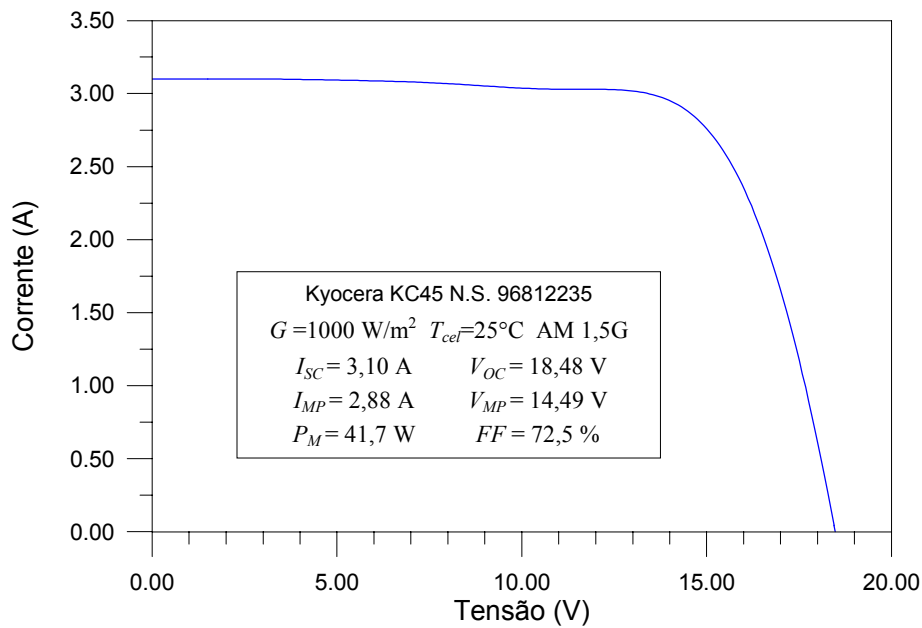
A NBR12302/NB1386 *Dispositivos fotovoltaicos - Correção das curvas características corrente versus tensão ( $I \times V$ ), em função da temperatura e radiação* propõe a utilização das equações 5.1 e 5.2 para a translação dos pontos da curva  $I$ - $V$  medidos nas condições de teste para as condições padrão de irradiância e temperatura:

$$I_{CORR} = I_{medido} + I_{SC_{medido}} \left( \frac{1000}{G_{medido}} - 1 \right) + \alpha (25 - T_{cel}) \quad (5.1)$$

onde  $I_{CORR}$  é a corrente do módulo corrigida para as condições padrão,  $I_{medido}$ ,  $I_{SC_{medido}}$ ,  $G_{medido}$  e  $T_{cel}$  são respectivamente a corrente do módulo, a corrente na condição de curto-circuito, a irradiância e a temperatura de célula, medidas nas condições de teste, enquanto que  $\alpha$  é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.

$$V_{CORR} = V_{medido} + \beta (25 - T_{cel}) - N_S K I_{CORR} (25 - T_{cel}) - R_S (I_{CORR} - I_{medido}) \quad (5.2)$$

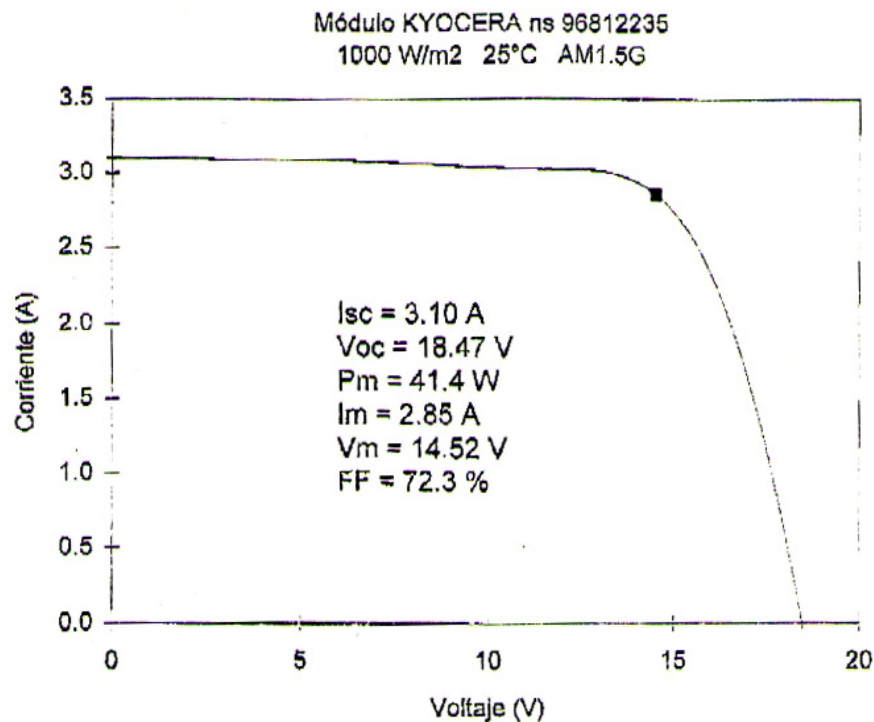
onde  $V_{CORR}$  é a tensão do módulo corrigida para as condições padrão,  $V_{medido}$  é a tensão do módulo medida nas condições de teste,  $\beta$  é o coeficiente de variação de  $V_{OC}$  do módulo com a temperatura,  $N_S$  é o número de células em série,  $R_S$  é a resistência série do módulo e  $K$  é o fator



**Figura 5.2** Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS corrigida para as condições padrão.

de correção da forma da curva, cujo valor típico para células de silício cristalino é  $1,25 \text{ m}\Omega/\text{°C}$  por célula.

A figura 5.2 apresenta a curva do módulo corrigida, através das equações 5.1 e 5.2, para as condições padrão de irradiância  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de célula  $25 \text{ °C}$ .

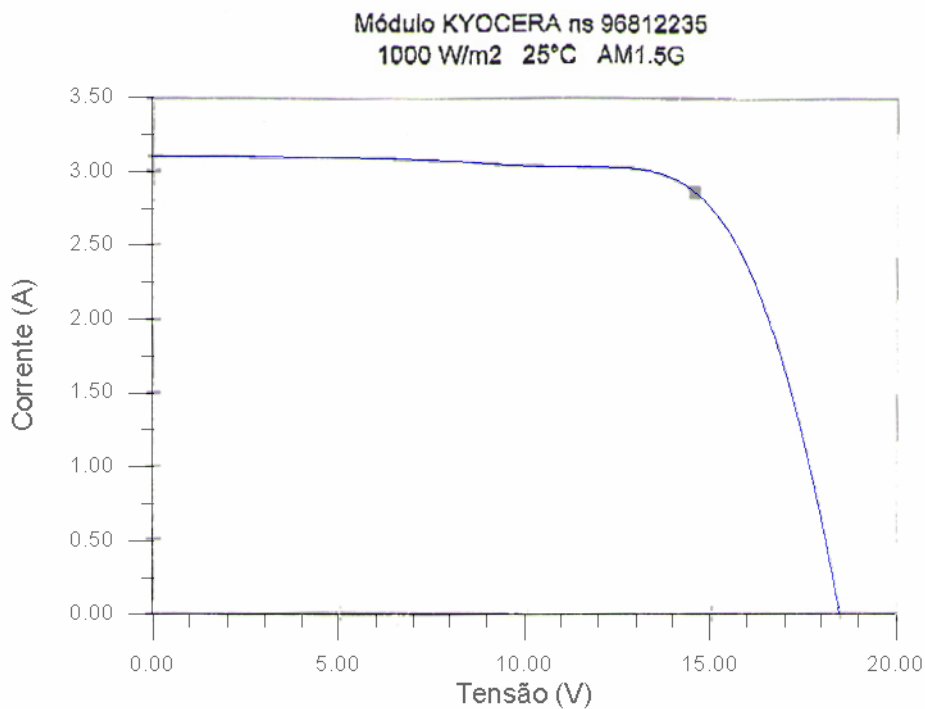


**Figura 5.3** Curva característica do módulo Kyocera KC45 levantada no Instituto de Energias Renovables/CIEMAT nas condições padrão. O ponto em destaque representa a localização do ponto de máxima potência.

### 5.3. COMPARAÇÃO ESTRE AS CURVAS MEDIDAS NO IER/CIEMAT E LES/UFRGS

A figura 5.3 apresenta a curva de calibração do mesmo módulo Kyocera KC45, levantada nos laboratórios do Instituto de Energías Renovables do Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales, sob condições padrão de irradiância  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e espectro AM 1,5 global.

A figura 5.4 é uma superposição das duas curvas apresentadas anteriormente, levantadas no IER/CIEMAT e no LES/UFRGS. A tabela 5.2 apresenta um resumo comparando os resultados obtidos nos dois laboratórios para o mesmo módulo.



**Figura 5.4** Superposição das curvas características do módulo Kyocera KC45 N.S. 96812235 levantadas no Instituto de Energías Renovables/CIEMAT e no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, ambas nas condições padrão.

**Tabela 5.2** Comparação entre as características elétricas do módulo Kyocera KC45 levantadas no LES/UFRGS e no IER/CIEMAT.

Kyocera KC45 N.S. 96812235 $G = 1000 \text{ W/m}^2$ $T_{cel} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ AM 1,5G			
	LES/UFRGS	IER/CIEMAT	DIFERENÇA
$I_{SC}$	3,10 A	3,10 A	0,0 %
$V_{OC}$	18,48 V	18,47 V	+0,1 %
$I_M$	2,87 A	2,85 A	+0,7 %
$V_M$	14,51 V	14,52 V	-0,1 %
$P_M$	41,6 W	41,4 W	+0,5 %

A corrente de curto-circuito medida, diretamente associada à intensidade da radiação incidente (cuja dificuldade na determinação de seu valor exato é, costumeiramente, a maior fonte de incerteza em ensaios deste tipo) apresentou o mesmo valor medido nos laboratórios do IER/CIEMAT. Da mesma forma, a tensão de circuito aberto medida nos dois laboratório foi praticamente idêntica.

As medidas de tensão e corrente de máxima potência apresentaram pequenas diferenças, as quais se refletiram no cálculo da potência máxima, porém sem comprometer a qualidade da medida.

Conclui-se que, de um modo geral, houve uma excelente concordância entre os resultados obtidos no Laboratório de Energia Solar da UFRGS e no IER/CIEMAT.

#### 5.4. ANÁLISE DAS INCERTEZAS ASSOCIADAS AO EXPERIMENTO

Nesta seção é feita uma análise sucinta das incertezas envolvidas na determinação de curvas características  $I-V$  de módulos fotovoltaicos, com ênfase na metodologia apresentada anteriormente. No Apêndice 1 é apresentado o detalhamento do cálculo das incertezas envolvidas no experimento. Como exemplo foi utilizado o levantamento da curva  $I-V$  do módulo de silício multicristalino Kyocera modelo KC45, apresentado na seção anterior. Foram analisadas tanto as incertezas decorrentes da instrumentação como aquelas associadas aos padrões de referência utilizados.

Assumindo que a distribuição das incertezas associadas a cada medida seja gaussiana, para a determinação das incertezas envolvidas pode ser empregado o método de Kleine e McClintock [Kleine, 1985], dado pela seguinte expressão geral:

$$\omega_R = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial x_1} \cdot \omega_1\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial x_2} \cdot \omega_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial R}{\partial x_n} \cdot \omega_n\right)^2} \quad (5.5)$$

onde  $R$  é o resultado da função de variáveis independentes  $x_1, x_2, \dots, x_n$  e  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$  são as incertezas associadas a estas variáveis.

As especificações de precisão dos multímetros HP34401A e da central de aquisição HP34970A para a escala de 6 ½ dígitos, são apresentadas na tabela 5.3, de acordo com a escala utilizada para cada medida. Estes dados foram extraídos dos manuais do usuário fornecidos pelo fabricante.

**Tabela 5.3** Exatidão dos instrumentos de medida na escala de 6 ½ dígitos (dados do fabricante):

Equipamento	Fundo de Escala	Exatidão
HP34401A	100 mV	$\pm (0,0050 \% \text{ da leitura} + 0,035 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	1 V	$\pm (0,0040 \% \text{ da leitura} + 0,0007 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	10 V	$\pm (0,0035 \% \text{ da leitura} + 0,0005 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	100 V	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0006 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	1 A	$\pm (0,100 \% \text{ da leitura} + 0,010 \% \text{ FDE}) \text{ A}$
HP34970A	Temperatura	$\pm 1,2 \text{ }^\circ\text{C}$

A mesma documentação informa ainda que, para as medidas em corrente contínua na escala de 4 ½ dígitos (a qual é utilizada nas medidas de irradiância, tensão e corrente), deve ser acrescida uma parcela adicional correspondente a 0,01 % do fundo de escala (FDE) e mais um valor fixo de 20  $\mu\text{V}$  para medidas de tensão e 4  $\mu\text{A}$  para medidas de corrente.

Além das incertezas associadas às medições propriamente ditas, decorrentes da instrumentação utilizada, foram levados em conta os efeitos que as incertezas relacionadas ao estabelecimento das condições de medida (irradiância e temperatura de célula) podem ocasionar sobre a grandeza em análise.

#### 5.4.1. Incerteza na Medida da Irradiância

Como sensor de irradiância é utilizada uma célula de referência de silício monocristalino encapsulada, fabricada e calibrada no Instituto de Energía Solar da Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, a qual produz uma corrente de 122,8 mA quando iluminada por uma irradiância de 1000  $\text{W}/\text{m}^2$ . Durante o ensaio a corrente da célula de referência é medida através da queda de tensão sobre um *shunt*.

Foram consideradas as incertezas associadas à calibração do *shunt*, à medida da tensão sobre este e as incertezas associadas à calibração da célula de referência no IES/UPM.

O valor de incerteza na medida da irradiância encontrado foi de 22  $\text{W}/\text{m}^2$ .

Assim:

$$G = (974 \pm 22) \text{ W}/\text{m}^2$$

#### 5.4.2. Incerteza na Determinação da Tensão de Circuito Aberto

Para a estimativa da incerteza na determinação da tensão de circuito aberto foram consideradas as incertezas associadas ao multímetro que mede a tensão do módulo e aquelas

decorrentes das incertezas na determinação das condições de irradiância e temperatura sob as quais o ensaio foi feito.

O valor de incerteza encontrado na determinação da tensão de circuito aberto do módulo foi de 0,09 V.

Assim:

$$V_{OC} = (18,65 \pm 0,09) \text{ V}$$

#### 5.4.3. Incerteza na Determinação da Corrente de Curto-Circuito

Para a estimativa da incerteza na determinação da corrente de curto-circuito do módulo, foram consideradas as incertezas associadas ao multímetro que mede a tensão do *shunt* de corrente do módulo, ao valor do *shunt* e aquelas decorrentes das incertezas na determinação das condições de irradiância e temperatura sob as quais o ensaio foi feito.

O valor de incerteza encontrado para a determinação da corrente de curto-circuito do módulo foi de 0,07 A.

Assim:

$$I_{SC} = (3,02 \pm 0,07) \text{ A}$$

#### 5.4.4. Incerteza na Determinação da Potência Máxima

A incerteza associada à determinação da potência fornecida pelo módulo é estimada a partir das incertezas de corrente e tensão

Como uma simplificação, para o cálculo da incerteza no ponto de máxima potência foram adotados os valores de incerteza estimados para a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito (valores de máximas incertezas visto que, nestes pontos, estão os maiores valores de tensão e corrente).

O valor de incerteza encontrado na determinação da potência máxima foi de 1,1 W.

Assim:

$$P_M = (41,6 \pm 1,1) \text{ W}$$

A tabela 5.4 apresenta um resumo com as grandezas medidas e suas respectivas incertezas para o levantamento da curva  $I-V$  do módulo Kyocera KC45 no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

**Tabela 5.4** Resumo das grandezas medidas e suas respectivas incertezas para o levantamento da curva  $I$ - $V$  do módulo Kyocera KC45 no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

Kyocera KC45 N.S. 96812235			
$G = 974 \text{ W/m}^2$ $T_{cel} = 24 \text{ }^\circ\text{C}$ AM 1,5G			
	Valor Medido	Incerteza	
		Absoluta	Percentual
$G$	974 W	22 W	2,3 %
$T_{cel}$	24 $^\circ\text{C}$	1,2 $^\circ\text{C}$	~
$I_{SC}$	3,02 A	0,07 A	2,3 %
$V_{OC}$	18,65 V	0,09 V	0,5 %
$P_M$	41,6 W	1,1 W	2,6 %

Ao analisar os resultados, observa-se que a principal fonte potencial de incerteza na medida da corrente e, por extensão, da potência elétrica do módulo é consequência das incertezas na calibração da célula de referência, tanto devido à incerteza associada ao simulador solar como à medida da corrente de curto-circuito no instituto onde ela foi calibrada. Contudo, ao serem confrontados os resultados de  $I_{SC}$  medidos no Laboratório de Energia Solar da UFRGS e no IER/CIEMAT, que utiliza padrões referidos à Escala Fotovoltaica Mundial, observam-se resultados equivalentes, o que é um indício da qualidade na medida de irradiância pelo LES/UFRGS.

Quanto à temperatura, a pouca exatidão associada ao equipamento utilizado ( $\pm 1,2 \text{ }^\circ\text{C}$ ) é, aparentemente, uma fonte significativa de incertezas, principalmente na medida da tensão do módulo. Naturalmente esta incerteza poderia ser minimizada através de calibração do conjunto termopar-medidor ou a utilização de outro tipo de sensor, o que poderia facilmente levar a um valor de pelo menos metade daquele que foi considerado. Mesmo assim, a comparação dos resultados de  $V_{OC}$  obtidos no LES/UFRGS e no IER/CIEMAT apresentou muito boa concordância.

No confronto entre os resultados medidos no LES/UFRGS e no IER/CIEMAT com as incertezas associadas à instrumentação, estimadas neste capítulo, observa-se que as discrepâncias encontradas entre os resultados dos dois laboratórios são bem menores do que as incertezas previstas para cada grandeza medida.

## 6. CONCLUSÕES

A presente dissertação descreve o desenvolvimento de uma metodologia para a determinação de curvas características de módulos fotovoltaicos. Seguindo normas nacionais e internacionais, foram estudadas as grandezas necessárias para o levantamento das curvas e qual a instrumentação mais adequada em função das disponibilidades do Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

Um sistema de medidas utilizando esta metodologia foi montado e posto em operação. Para o funcionamento automatizado deste sistema foi desenvolvido e implantado um *software* específico de aquisição de dados e controle.

Com o sistema desenvolvido foi levantada a curva  $I-V$  de um módulo padrão, calibrado no Instituto de Energías Renovables do Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales de Madrid, Espanha, e comparados os resultados, os quais mostraram ótima concordância.

Análises da incertezas associadas às medidas mostraram a adequação do método e do instrumental utilizado.

O sistema apresentado já foi utilizado para a caracterização de dezenas de módulos fotovoltaicos e será de grande valia ao projeto REDESOL, a ser implantado no Laboratório de Energia Solar, que consiste em um sistema de geração fotovoltaica de 3 kWp conectado à rede de distribuição de eletricidade.

Como conclusão final, pode-se afirmar que o desenvolvimento do sistema descrito nesta dissertação habilitou o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul a dispor de um método confiável para o levantamento de curvas  $I-V$  de módulos fotovoltaicos, em nível de qualidade de medida comparável a laboratórios de prestígio internacional.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Society for Testing and Materials, 1985. “**E 1036 Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”, EEUU.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1988. “**NBR10899/TB328 Conversão fotovoltaica de energia solar**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR11876/EB2176 Módulos fotovoltaicos**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR11879/EB2179 Dispositivos fotovoltaicos - Simulador solar - Requisitos de desempenho**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12136/MB3477 Módulos fotovoltaicos - Determinação de características fotoelétricas**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12137/MB3478 Módulos fotovoltaicos - Ensaios mecânicos e ambientais**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12302/NB1386 Dispositivos fotovoltaicos - Correção das curvas características corrente versus tensão ( $I \times V$ ), em função da temperatura e radiação**”, Rio de Janeiro.

Grás A.M., 2000. “**Células Solares Para Aplicaciones Espaciales**”, Curso de Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica, Editorial CIEMAT, Madrid, Espanha.

Hecktheuer, L., Krenzinger, A. e Prieb, C.W.M., 2001. “**Rated Versus Measured Power of PV Modules Used in Brazilian Rural Properties Electrification**”, 17<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munique, Alemanha.

Iles, P., 1998. “**From Vanguard to Pathfinder: Forty Years of Solar Cells in Space**”, 2<sup>nd</sup> World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion and 15<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Viena, Áustria.

International Eletrotechnical Comission, 1993. “**IEC 1215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**”, Suíça.

Kline, S.J., 1985. “**The Purposes of Uncertainty Analysis**”, Journal of Fluids Engineering, , vol. 107/153, EEUU.

Krenzinger, A., Prieb, C.W.M, Treis, F., Salvadoretti, J.L., Macagnan, M.H., Corbella, O.D., Beyer, P.O., Mello, P.B. e Zilles, R., 1991. “**Energia Solar**”, apostila elaborada para o Curso de Planejamento Energético e Ambiental, Laboratório de Energia Solar, Porto Alegre.

Krenzinger, A., 2002. Comunicação pessoal do Prof. Krenzinger sobre a sua experiência no IER/CIEMAT, Madrid, Espanha.

Kyocera Solar, Inc., 2002. “**KC45 High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module**”, <http://www.kyocerasolar.com/pdf/specsheets/kc45.pdf>.

McNeils, 2000. “**Electricity For All: The PV Solution**”, 16<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, Escócia.

Honsberg, C. e Bowden, S., 1999. “**PVCDROM - Photovoltaics CDROM Part 1: Photovoltaic Devices**”, University of New South Wales, Austrália.

ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 2000. “**Our Measurements Facilities**”, <http://www.ise.fhg.de/english/fields/callab/english/ausst.html>, Alemanha.

National Renewable Laboratory/Measurements & Characterization, 2000. “**Device Performance**”, <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/22215.pdf>.

Rossini, E.G. e Krenzinger, A., 2002. “**Análise do Uso da Radiação Solar no Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**”, Relatório Interno Laboratório de Energia Solar, UFRGS, Porto Alegre.

Shalimova, K.V., 1975. “**Física de los Semiconductores**”, Ed. MIR, Moscou, URSS.

Zilles, R., Ribeiro, C. e Moszcwicz, M., 1998. “**Power Rating and the Need of Photovoltaic Modules Measurements in Brazilian Dissemination Programs**”, 2<sup>nd</sup> World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion and 15<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Viena, Áustria.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES

American Society for Testing and Materials, 1985. “**E 927 Standard Specification for Solar Simulation for Terrestrial Photovoltaic Testing**”, EEUU.

American Society for Testing and Materials, 1987. “**E 891 Standard Tables for Terrestrial Direct Normal Solar Spectral Irradiance for Air Mass 1.5**”, EEUU.

American Society for Testing and Materials, 1987. “**E 892 Standard Tables for Terrestrial Solar Spectral Irradiance at Air Mass 1.5 for a 37° Tilted Surface**”, EEUU.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR11704/CB209 Sistemas fotovoltaicos**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR11877/EB2177 Sistemas fotovoltaicos**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR11878/EB2178 Dispositivos fotovoltaicos - Células e módulos de referência**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12138/MB3479 Dispositivos fotovoltaicos - Determinação da resposta espectral**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12300/NB1384 Qualificação de módulos fotovoltaicos**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12301/NB1385 Dispositivos fotovoltaicos - Calibração de células e módulos de referência**”, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1991. “**NBR12303/NB1387 Dispositivos fotovoltaicos - Cálculo de erros devido a descasamento espectral**”, Rio de Janeiro.

Araújo, G.L., 1985. “**Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos - La Célula Solar**”, ETSI Telecomunicación/UPM, Madrid, Espanha.

Cuevas, A., 1985. “**Electricidad Solar Fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos - Evaluación de Células y Paneles Fotovoltaicos**”, ETSI Telecomunicación/UPM, Madrid, Espanha.

Lasnier, F. e Ang, T.G., 1990. “**Photovoltaic Engineering Handbook**”, Adam Hilger, Inglaterra.

Hecktheuer, L.A., 2001. “**Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**”, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre.

Holman, J.P., 1971. “**Experimental Methods for Engineers**”, McGraw Hill, EEUU.

## APÊNDICE 1

## ANÁLISE DE ERROS EXPERIMENTAIS

Neste apêndice é feita uma análise das incertezas envolvidas na determinação de curvas características  $I-V$  de módulos fotovoltaicos, com ênfase na metodologia apresentada anteriormente. Como exemplo foi utilizado o levantamento da curva  $I-V$  de um módulo de silício multicristalino Kyocera modelo KC45, número de série 96812235. Foram analisadas tanto as incertezas decorrentes da instrumentação como aquelas associadas aos padrões de referência utilizados.

Assumindo que a distribuição das incertezas associadas a cada medida seja gaussiana, para a determinação das incertezas envolvidas pode ser empregado o método de Kleine e McClintock [Kleine, 1985], dado pela seguinte expressão geral:

$$\omega_R = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial x_1} \cdot \omega_1\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial x_2} \cdot \omega_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial R}{\partial x_n} \cdot \omega_n\right)^2} \quad (1)$$

onde  $R$  é o resultado da função de variáveis independentes  $x_1, x_2, \dots, x_n$  e  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$  são as incertezas associadas a estas variáveis.

As especificações de precisão dos multímetros HP34401A e da central de aquisição HP34970A para a escala de 6 ½ dígitos, são apresentadas na tabela 1, de acordo com a escala utilizada para cada medida. Estes dados foram extraídos dos manuais do usuário fornecidos pelo fabricante.

**Tabela 1** Exatidão dos instrumentos de medida na escala de 6 ½ dígitos (dados do fabricante):

Equipamento	Fundo de Escala	Exatidão
HP34401A	100 mV	$\pm (0,0050 \% \text{ da leitura} + 0,035 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	1 V	$\pm (0,0040 \% \text{ da leitura} + 0,0007 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	10 V	$\pm (0,0035 \% \text{ da leitura} + 0,0005 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	100 V	$\pm (0,0045 \% \text{ da leitura} + 0,0006 \% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	1 A	$\pm (0,100 \% \text{ da leitura} + 0,010 \% \text{ FDE}) \text{ A}$
HP34970A	Temperatura	$\pm 1,2 \text{ }^\circ\text{C}$

A mesma documentação informa ainda que, para as medidas em corrente contínua na escala de 4 ½ dígitos (a qual é utilizada nas medidas de irradiância, tensão e corrente), deve ser

acrescida uma parcela adicional correspondente a 0,01 % do fundo de escala (FDE) e mais um valor fixo de 20  $\mu\text{V}$  para medidas de tensão e 4  $\mu\text{A}$  para medidas de corrente.

As incertezas envolvidas no experimento foram divididas em duas classes. A primeira refere-se às incertezas associadas às medições propriamente ditas, decorrentes da instrumentação utilizada. A segunda leva em conta a influência que as incertezas relacionadas ao estabelecimento das condições de medida (irradiância e temperatura de célula) podem exercer sobre a grandeza em análise.

## 1. INCERTEZA NA MEDIDA DA IRRADIÂNCIA

Como sensor de irradiância é utilizada uma célula de referência de silício monocristalino encapsulada, fabricada e calibrada no Instituto de Energía Solar da Universidad Politécnica de Madrid, Espanha, a qual produz uma corrente de 122,8 mA quando iluminada por uma irradiância de 1000  $\text{W}/\text{m}^2$ . Durante o ensaio a corrente da célula de referência é medida através da queda de tensão sobre um *shunt*.

### 1.1. Incetezas na medida de irradiância decorrentes da instrumentação:

a) Incerteza no valor da resistência do *shunt* da célula de referência a ser utilizado no ensaio, originada das incertezas associadas às medidas de corrente e tensão na sua calibração:

OBS.: Na calibração deste *shunt* foi utilizada a fonte bipolar Kepco ajustada para uma corrente fixa correspondente à irradiância de 1000  $\text{W}/\text{m}^2$ . Foram realizadas dez medidas simultâneas de corrente e queda de tensão sobre o *shunt*, sendo consideradas as suas médias para a determinação do valor da resistência do mesmo. A tensão foi medida na escala de 100 mV e a corrente na escala de 1 A, ambas a 6 ½ dígitos.

$$R_{ref} = \frac{V_{refcal}}{I_{refcal}} \pm \omega_{R_{ref}} \quad (2)$$

$$V_{refcal} = 0,030749 \text{ V} \quad I_{refcal} = 0,1228 \text{ A}$$

$$\omega_{V_{refcal}} = 0,030749 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + 3,5 \cdot 10^{-6} \therefore \omega_{V_{refcal}} = 5,0 \cdot 10^{-6} \text{ V}$$

$$\omega_{I_{refcal}} = 0,1228 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 10^{-4} \therefore \omega_{I_{refcal}} = 2,2 \cdot 10^{-4} \text{ A}$$

$$\omega_{R_{ref}} = \sqrt{\left( \frac{\partial R_{ref}}{\partial V_{refcal}} \cdot \omega_{V_{refcal}} \right)^2 + \left( \frac{\partial R_{ref}}{\partial I_{refcal}} \cdot \omega_{I_{refcal}} \right)^2} = \sqrt{\left( \frac{1}{I_{refcal}} \cdot \omega_{V_{refcal}} \right)^2 + \left( -\frac{V_{refcal}}{I_{refcal}^2} \cdot \omega_{I_{refcal}} \right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(\frac{1}{0,1228} \cdot 5,0 \cdot 10^{-6}\right)^2 + \left(-\frac{0,030749}{(0,1228)^2} \cdot 2,2 \cdot 10^{-4}\right)^2} \quad \therefore \quad \omega_{R_{ref}} = 4,6 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$R_{ref} = (0,2504 \pm 0,0005) \Omega$$

b) Incerteza na determinação da corrente da célula de referência durante o ensaio originada das incertezas na medida da tensão sobre o *shunt* (fundo de escala 100 mV e 4 ½ dígitos) e do valor da resistência do *shunt*:

$$I_{ref} = \frac{V_{ref}}{R_{ref}} \pm \omega_{I_{ref}} \quad (3)$$

$$R_{ref} = 0,2504 \Omega \quad V_{ref} = 0,02994 \text{ V} \quad \omega_{R_{ref}} = 4,6 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$\omega_{V_{ref}} = 0,02994 \cdot 5 \cdot 10^{-5} + 3,5 \cdot 10^{-6} + 10^{-5} + 20 \cdot 10^{-6} \quad \therefore \quad \omega_{V_{ref}} = 3,5 \cdot 10^{-5} \text{ V}$$

$$\omega_{I_{ref}} = \sqrt{\left(\frac{\partial I_{ref}}{\partial V_{ref}} \cdot \omega_{V_{ref}}\right)^2 + \left(\frac{\partial I_{ref}}{\partial R_{ref}} \cdot \omega_{R_{ref}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1}{R_{ref}} \cdot \omega_{V_{ref}}\right)^2 + \left(-\frac{V_{ref}}{R_{ref}^2} \cdot \omega_{R_{ref}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(\frac{1}{0,2504} \cdot 3,5 \cdot 10^{-5}\right)^2 + \left(-\frac{0,02994}{(0,2504)^2} \cdot 4,6 \cdot 10^{-4}\right)^2} \quad \therefore \quad \omega_{I_{ref}} = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ A}$$

$$I_{ref} = (0,1196 \pm 0,0003) \text{ A}$$

Deve ser ainda levada em conta a incerteza na medida da corrente de curto-circuito da célula de referência durante sua calibração no IES-UPM. Segundo a certificação que acompanha a célula de referência, a incerteza na corrente de curto-circuito da mesma é de  $\pm 1\%$ , o que corresponde a 1,2 mA.

$$\omega_{I_{ref1000}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ A}$$

Assim, pode-se calcular a incerteza total na determinação da irradiância originada pela instrumentação:

$$G = \frac{I_{ref}}{I_{ref1000}} \cdot 1000 \pm \omega_G \quad (4)$$

$$I_{ref} = 0,1196 \text{ A} \quad I_{ref1000} = 0,1228 \text{ A}$$

$$\omega_{I_{ref}} = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ A} \quad \omega_{I_{ref1000}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ A}$$

$$\begin{aligned}
\omega_{G_{instr}} &= \sqrt{\left(\frac{\partial G}{\partial I_{ref}} \cdot \omega_{I_{ref}} \cdot 1000\right)^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial I_{ref1000}} \cdot \omega_{I_{ref1000}} \cdot 1000\right)^2} \\
&= \sqrt{\left(\frac{1}{I_{ref1000}} \cdot \omega_{I_{ref}} \cdot 1000\right)^2 + \left(-\frac{I_{ref}}{I_{ref1000}^2} \cdot \omega_{I_{ref1000}} \cdot 1000\right)^2} \\
&= \sqrt{\left(\frac{1}{0,1228} \cdot 2,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1000\right)^2 + \left(-\frac{0,1196}{(0,1228)^2} \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1000\right)^2} \\
\omega_{G_{instr}} &= 10 \text{ W/m}^2
\end{aligned}$$

## 1.2. Incertezas na medida de irradiância decorrentes das condições de calibração:

Neste caso é considerada a incerteza quanto ao valor da irradiância na qual foi calibrada a célula de referência no IES-UPM devida ao simulador solar contínuo Spectrolab XT-10. Segundo a certificação que acompanha a célula de referência, a incerteza na determinação da irradiância do simulador é de  $\pm 20 \text{ W/m}^2$ .

$$\omega_{G_{sim}} = 20 \text{ W/m}^2$$

Assim chega-se à incerteza total associada à medida da irradiância:

$$\begin{aligned}
\omega_G &= \sqrt{(\omega_{G_{instr}})^2 + (\omega_{G_{sim}})^2} = \sqrt{(10)^2 + (20)^2} \quad \therefore \quad \omega_G = 22,4 \text{ W/m}^2 \\
G &= (974 \pm 22) \text{ W/m}^2
\end{aligned}$$

## 2. INCERTEZA NA DETERMINAÇÃO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO $V_{OC}$

### 2.1. Incerteza na determinação de $V_{OC}$ decorrente da instrumentação:

O multímetro que mede a tensão do módulo é utilizado na escala de 100 V, 4 ½ dígitos. Para a leitura de 18,65 V tem-se:

$$\omega_{V_{OC_{instr}}} = 18,65 \cdot 4,5 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-4} + 10^{-2} + 20 \cdot 10^{-6} \quad \therefore \quad \omega_{V_{OC_{instr}}} = 1,1 \cdot 10^{-2} \text{ V}$$

### 2.2. Incertezas na determinação de $V_{OC}$ decorrentes das condições de medida:

a) Incerteza devida à irradiância, dada pela equação 5, considerando a irradiância de  $974 \text{ W/m}^2$ , com uma incerteza de  $\pm 22 \text{ W/m}^2$ , e temperatura de  $24 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\omega_{V_{OC_G}} = \frac{N_s m k T_{cel}}{e} \ln\left(\frac{G \pm \omega_G}{G}\right) \quad (5)$$



onde  $N_S$  é o número de células em série,  $m$  é o fator de idealidade do diodo (assumido como unitário),  $e$  é a carga do elétron,  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T_{cel}$  é a temperatura absoluta de uma célula do módulo.

$$\omega_{V_{OCG}} = \frac{32 \cdot 1 \cdot 1,38 \cdot 10^{-23} \cdot 297}{1,6 \cdot 10^{-19}} \ln \left( \frac{974 \pm 22}{974} \right) \quad \therefore \quad \omega_{V_{OCG}} = 1,8 \cdot 10^{-2} \text{ V}$$

- c) Incerteza devida à temperatura, dada pela equação 6, considerado o valor do coeficiente de variação de  $V_{OC}$  com a temperatura  $\beta = -73 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ , obtido do catálogo do fabricante, e a incerteza na medida da temperatura de  $1,2 \text{ }^\circ\text{C}$  :

$$\omega_{V_{OC_T}} = \beta \cdot \omega_T \quad (6)$$

$$\omega_{V_{OC_T}} = 73 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \quad \therefore \quad \omega_{V_{OC_T}} = 8,8 \cdot 10^{-2} \text{ V}$$

Assim, a incerteza total da tensão de circuito aberto, levando em conta o instrumental utilizado, a irradiância e a temperatura, é dada por:

$$\omega_{V_{OC}} = \sqrt{\omega_{V_{OC_{instr}}}^2 + \omega_{V_{OCG}}^2 + \omega_{V_{OC_T}}^2}$$

$$\omega_{V_{OC}} = \sqrt{(0,011)^2 + (0,018)^2 + (0,088)^2} \quad \therefore \quad \omega_{V_{OC}} = 9,0 \cdot 10^{-2} \text{ V}$$

$$V_{OC} = (18,65 \pm 0,09) \text{ V}$$

### 3. INCERTEZA NA DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO $I_{SC}$

#### 3.1. Incerteza na determinação de $I_{SC}$ decorrente da instrumentação:

Incerteza originada pela incerteza na medida da queda de tensão sobre o *shunt* (fundo de escala 1 V e 4 ½ dígitos, leitura de 0,1810 V) e da incerteza no valor da resistência do *shunt* empregado para a medida da corrente do módulo (Hartmann & Braun 5 A/300 mV  $\pm 0,5 \%$ ):

OBS.: como incerteza no valor do *shunt* foi adotada aquela fornecida pelo fabricante ( $0,0600 \pm 0,0003 \text{ } \Omega$ ) devido à impossibilidade de, com o instrumental disponível no Laboratório de Energia Solar, obter-se calibração mais precisa.

$$I_{SC} = \frac{V_{sh_{SC}}}{R_{sh}} \pm \omega_{I_{SC}} \quad (7)$$

$$R_{sh} = 0,0600 \text{ } \Omega \quad V_{sh_{SC}} = 0,1810 \text{ V} \quad \omega_{R_{sh}} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ } \Omega$$

$$\omega_{V_{sh_{SC}}} = 0,1810 \cdot 4 \cdot 10^{-5} + 7 \cdot 10^{-5} + 10^{-4} + 20 \cdot 10^{-6} \quad \therefore \quad \omega_{V_{sh_{SC}}} = 1,9 \cdot 10^{-4} \text{ V}$$

$$\begin{aligned}\omega_{I_{SCinstr}} &= \sqrt{\left(\frac{\partial I_{SC}}{\partial V_{shSC}} \cdot \omega_{V_{shSC}}\right)^2 + \left(\frac{\partial I_{SC}}{\partial R_{sh}} \cdot \omega_{R_{sh}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1}{R_{sh}} \cdot \omega_{V_{shSC}}\right)^2 + \left(-\frac{V_{shSC}}{R_{sh}^2} \cdot \omega_{R_{sh}}\right)^2} \\ &= \sqrt{\left(\frac{1}{0,0600} \cdot 1,9 \cdot 10^{-4}\right)^2 + \left(-\frac{0,1810}{(0,0600)^2} \cdot 3 \cdot 10^{-4}\right)^2} \therefore \omega_{I_{SCinstr}} = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ A}\end{aligned}$$

### 3.2. Incertezas na determinação de $I_{SC}$ decorrentes das condições de medida:

- a) Incerteza na determinação de  $I_{SC}$  devida à irradiância, considerado o valor de  $G = 974 \text{ W/m}^2$  com uma incerteza de  $\pm 22 \text{ W/m}^2$ :

$$\omega_{I_{scG}} = I_{sc} \left( \frac{\omega_G}{G} \right) \quad (8)$$

$$\omega_{I_{scG}} = \frac{V_{shSC}}{R_{sh}} \left( \frac{\omega_G}{G} \right) = \frac{0,1810}{0,0600} \cdot \left( \frac{22}{974} \right) \therefore \omega_{I_{scG}} = 6,8 \cdot 10^{-2} \text{ A}$$

- c) Incerteza devida à temperatura, dada pela equação 9, considerado o valor do coeficiente de variação de  $I_{SC}$  com a temperatura  $\alpha = 2,5 \text{ mA/}^\circ\text{C}$ , obtido do catálogo do fabricante e a incerteza na medida da temperatura de  $1,2 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\omega_{I_{scT}} = \alpha \cdot \omega_T \quad (9)$$

$$\omega_{I_{scT}} = 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \therefore \omega_{I_{scT}} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ A}$$

Assim, a incerteza total da corrente de curto-circuito, levando-se em conta a instrumentação, a irradiância e a temperatura, é dada por:

$$\begin{aligned}\omega_{I_{SC}} &= \sqrt{\omega_{I_{SCinstr}}^2 + \omega_{I_{scG}}^2 + \omega_{I_{scT}}^2} \\ \omega_{I_{SC}} &= \sqrt{(0,015)^2 + (0,068)^2 + (0,003)^2} \therefore \omega_{I_{SC}} = 7,0 \cdot 10^{-2} \text{ A} \\ I_{SC} &= (3,02 \pm 0,07) \text{ A}\end{aligned}$$

## 4. INCERTEZA NA DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA MÁXIMA $P_M$

A potência é dada pela equação:

$$P = V \cdot I \pm \omega_P \quad (10)$$

Como uma simplificação, para o cálculo da incerteza no ponto de máxima potência foram adotados os valores de incerteza estimados para a tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito (valores de máximas incertezas visto que, nestes pontos, estão os maiores valores

de tensão e corrente). Aplicando-se a equação de Kleine e McClintock, com valores de tensão de máxima potência  $V_{MP} = 14,82$  V, e corrente de máxima potência  $I_{MP} = 2,81$  A, tem-se que:

$$\omega_P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial V} \cdot \omega_{V_{oc}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial I} \cdot \omega_{I_{oc}}\right)^2} = \sqrt{(I_M \cdot \omega_{V_{oc}})^2 + (V_M \cdot \omega_{I_{sc}})^2}$$

$$\omega_P = \sqrt{(2,81 \cdot 0,09)^2 + (14,82 \cdot 0,07)^2} \quad \therefore \quad \omega_P = 1,1 \text{ W}$$

$$P_M = (41,6 \pm 1,1) \text{ W}$$