

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

ANÁLISE DE ASSOCIAÇÕES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Lúcio Almeida Hecktheuer

Tese para obtenção do Título de
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, junho de 2001

ANÁLISE DE ASSOCIAÇÕES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

por

Lúcio Almeida Hecktheuer

Mestre em Engenharia

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

Doutor em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke

Prof. Dr. Horácio Antônio Vielmo

Prof. Dr. Roberto Zilles

Prof. Dr. Alberto Tamagna

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 19 de junho de 2001.

DEDICATÓRIA

À minha esposa Maria Emília e aos meus filhos Pedro e Fernando, por seu carinho, paciência e dedicação.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - Estrutura cristalina do silício.	5
FIGURA 2.2 - Bandas de energia de um semicondutor.	6
FIGURA 2.3 – Diagrama de bandas de energia do silício dopado.	8
FIGURA 2.4 – Espectro solar e resposta espectral de uma célula de silício.	10
FIGURA 2.5 – Estrutura de uma célula de silício monocristalino.	11
FIGURA 3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real.	13
FIGURA 3.2 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.	17
FIGURA 4.1 - Associação série de células fotovoltaicas.	20
FIGURA 4.2 – Curva característica I-V de N células fotovoltaicas idênticas associadas em série.	22
FIGURA 4.3 - Curva característica I-V de células fotovoltaicas não idênticas associadas em série.	24
FIGURA 4.4 - Associação paralelo de N células fotovoltaicas.	26
FIGURA 4.5 – Curva característica I-V de N células fotovoltaicas idênticas associadas em paralelo.	27
FIGURA 4.6 - Curva característica I-V de células fotovoltaicas não idênticas associadas em paralelo.	29
FIGURA 4.7 - Ligações de diodos <i>bypass</i> em módulos fotovoltaicos.	31
FIGURA 4.8 – Associação paralelo de módulos fotovoltaicos com diodos de bloqueio.	32
FIGURA 4.9 – Associação série-paralelo de módulos fotovoltaicos com diodos de proteção.	33
FIGURA 4.10 – Curva característica I-V do sistema fotovoltaico experimental (configuração A) $G = 800 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cél}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$	35
FIGURA 5.1 - Bancada refrigerada.	40
FIGURA 5.2 - Bancada refrigerada utilizando ventiladores para melhorar a refrigeração.	41
FIGURA 5.3 - Diagrama esquemático do sistema utilizado para o levantamento da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos.	43
FIGURA 5.4 – Curvas I-V medida no LES e corrigida para 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$ do módulo calibrado no CIEMAT.	44

FIGURA 5.5 - Potências medida e nominal dos módulos fotovoltaicos do sistema fotovoltaico experimental.	51
FIGURA 5.6 – Curvas características I-V medidas e geradas através do programa Crearray.....	52
FIGURA 5.7 - Ligações de diodos <i>bypass</i> em módulos fotovoltaicos.....	53
FIGURA 5.8 - Curva de módulo fotovoltaico com diodos <i>bypass</i> não entrelaçados.....	54
FIGURA 5.9 - Curva de módulo fotovoltaico com diodos <i>bypass</i> entrelaçados.....	55
FIGURA 6.1 – Detalhes da montagem dos módulos fotovoltaicos do sistema.....	56
FIGURA 6.2 - Sistema fotovoltaico experimental.	57
FIGURA 6.3- Esquema de ligação do banco de baterias.....	59
FIGURA 6.4 - Centro de medições e ligações.....	61
FIGURA 6.5 - Tipos A e B de configurações ensaiadas.	63
FIGURA 6.6 - Tela do sistema de aquisição de dados.	64
FIGURA 7.1 – Configuração A operando em circuito aberto ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	66
FIGURA 7.2 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração A ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	67
FIGURA 7.3 – Configuração B operando em circuito aberto ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).....	68
FIGURA 7.4 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração B ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).....	69
FIGURA 7.5 - Configuração A operando em curto-circuito ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	70
FIGURA 7.6 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração A ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	71
FIGURA 7.7 - Configuração B operando em curto-circuito ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).....	72
FIGURA 7.8 – Agrupamento paralelo dos módulos 05, 08, 09 e 01.....	72
FIGURA 7.9 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração B ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).....	73
FIGURA 7.10 – Associação de células fotovoltaicas nas configurações A' e B'.	74
FIGURA 7.11 – Simulação usando programa Crearray para a configuração sem a conexão série paralelo redundante.....	75
FIGURA 7.12 – Simulação usando programa Crearray para a configuração com a conexão série paralelo redundante.....	76

FIGURA 7.13 – Ponto de máxima potência das configurações A' e B' com um módulo sombreado.	77
FIGURA 7.14 – Configurações A e B sem nenhum módulo sombreado.	78
FIGURA 7.15 - Configurações A e B com os módulos 02 e 09 sombreados.	79
FIGURA 7.16 - Configurações A e B com os módulos 02 e 03 sombreados.	80
FIGURA 8.1 – Fator de correção da radiação solar em função da reflexão e absorção do vidro.	86
FIGURA 8.2 – Fator de correção da radiação solar em função do espectro solar.	88
FIGURA 8.3 – Corrente e potência do sistema fotovoltaico experimental.	91
FIGURA 8.4 – Diferença relativa entre potência simulada e medida para simulação feita com dados de entrada somados às suas incertezas. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura.	94
FIGURA 8.5 – Potência medida e incerteza da potência simulada.	94
FIGURA 8.6 – Potência medida e simulada do sistema fotovoltaico experimental.	95
FIGURA 8.7- Diferença relativa entre a potência simulada e medida. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura.	96
FIGURA 8.8- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função do ângulo de incidência da radiação solar. Simulações considerando e não considerando o efeito da reflexão.	97
FIGURA 8.9- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função da massa de ar. Simulações considerando e não considerando o efeito do espectro solar.	98
FIGURA 8.10- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função da corrente da associação. Simulações considerando e não considerando o efeito da queda de tensão.	100
FIGURA 8.11 - Potências simuladas e medidas e diferenças relativas entre a potência simulada e medida. Simulações considerando e não considerando os efeitos causados pela reflexão da radiação solar, variação do espectro solar e queda de tensão nos condutores de conexão dos módulos fotovoltaicos.	101
FIGURA 8.12 –Diferença relativa entre a irradiância medida em um plano inclinado 30 ° e a estimada, a partir de valores de irradiância medidos na horizontal.	102
FIGURA 8.13 - Diferença relativa entre potências simuladas e medida. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura e dados nominais dos módulos fornecidos pelo fabricante.	103

FIGURA 8.14 – Diferença relativa entre a potência simulada para diferentes tipos de simulações.104

LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO

e	Carga elétrica do elétron	[C]
E_g	Energia de gap	[eV]
F_{CC}	Fator de correção da forma da curva característica do módulo fotovoltaico	[$\Omega/^\circ\text{C}$]
$fG_{(esp)}$	Fator de correção da variação espectral	[-]
G	Irradiância solar	[W/m^2]
G_{efet}	Irradiância solar efetiva.....	[W/m^2]
G_{STD}	Irradiância solar padrão.....	[W/m^2]
h	Altitude do local acima do nível do mar.....	[m]
I	Corrente elétrica.....	[A]
I_A	Corrente elétrica da associação fotovoltaica.....	[A]
I_C	Corrente elétrica da célula fotovoltaica	[A]
I_{CN}	Corrente elétrica da enésima célula fotovoltaica	[A]
$I_D(V)$	Corrente da célula fotovoltaica no escuro.....	[A]
I_L	Corrente elétrica fotogerada.....	[A]
$I_{(medido)}$	Corrente medida do módulo fotovoltaico	[A]
I_{mp}	Corrente do ponto de máxima potência	[A]
I_{mpA}	Corrente do ponto de máxima potência da associação fotovoltaica	[A]
I_{mpCN}	Corrente do ponto de máxima potência da enésima célula fotovoltaica.....	[A]
I_{refG}	Corrente da célula de referência para medida de irradiância	[A]
$I_{refG1000}$	Corrente da célula de referência para medida de irradiância a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$	[A]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito	[A]
I_{SCA}	Corrente de curto-circuito da associação fotovoltaica.....	[A]
I_{SCCN}	Corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica N.....	[A]
$I_{SC(medido)}$	Corrente de curto circuito medida do módulo fotovoltaico.....	[A]
$I_{SC(STD)}$	Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico na condição padrão.....	[A]
I_{shG}	Corrente do <i>shunt</i> utilizado para medir irradiância	[A]
$I_{(STD)}$	Corrente do módulo fotovoltaico na condição padrão.....	[A]
I_0	Corrente de saturação reversa	[A]
k	Constante de Boltzman	[J/K]
K	Coefficiente de extinção do material	[m^{-1}]

L	Comprimento do material por onde a radiação é transmitida.....	[m]
m	Fator de idealidade do diodo.....	[-]
m_a	Massa de ar absoluta em função da pressão atmosférica do local	[-]
m_r	Massa de ar real para uma atmosfera padrão	[-]
n	índices de refração de um material	[-]
N_p	Número de células fotovoltaicas associadas em paralelo	[-]
N_s	Número de células fotovoltaicas associadas em série	[-]
P	Pressão atmosférica do local.....	[Pa]
p_0	Pressão atmosférica padrão.....	[Pa]
r	Fração da radiação refletida.....	[-]
R	Resistência elétrica	[Ω]
R_p	Resistência paralela	[Ω]
r_{par}	Componente paralela do índice de reflexão.....	[-]
r_{per}	Componente perpendicular do índice de reflexão	[-]
R_s	Resistência série.....	[Ω]
R_{sh}	Resistência do <i>shunt</i>	[Ω]
R_{shG}	Resistência do <i>shunt</i> utilizado para medir irradiância	[Ω]
R_0	Resistência elétrica a 20 °C	[Ω]
$T_{cél}$	Temperatura da célula fotovoltaica.....	[°C]
T_{STD}	Temperatura padrão da célula fotovoltaica.....	[°C]
V	Tensão elétrica	[V]
V_A	Tensão elétrica da associação fotovoltaica	[V]
V_C	Tensão elétrica da célula fotovoltaica.....	[V]
V_{CN}	Tensão elétrica da enésima célula fotovoltaica.....	[V]
$V_{(medido)}$	Tensão medida do módulo fotovoltaico	[V]
V_{mp}	Tensão do ponto de máxima potência	[V]
V_{mpA}	Tensão do ponto de máxima potência da associação fotovoltaica.....	[V]
V_{mpCN}	Tensão do ponto de máxima potência da enésima célula fotovoltaica	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto.....	[V]
V_{OCA}	Tensão de circuito aberto da associação fotovoltaica	[V]
V_{OCCN}	Tensão de circuito aberto da enésima célula fotovoltaica	[V]
$V_{OC(medido)}$	Tensão de circuito aberto medida do módulo fotovoltaico.....	[V]
$V_{OC(STD)}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico na condição padrão	[V]

V_{sh}	Tensão sobre o <i>shunt</i>	[V]
V_{shG}	Tensão sobre o <i>shunt</i> utilizado para medir irradiância	[V]
$V_{(STD)}$	Tensão do módulo fotovoltaico na condição padrão	[V]

LETRAS GREGAS

α	Coeficiente de variação da corrente de curto circuito em função da temperatura para uma célula fotovoltaica.....	[A/°C]
α_T	Coeficiente de temperatura	[1/°C]
α_{Tcu}	Coeficiente de temperatura do cobre	[1/°C]
β	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura para uma célula fotovoltaica.....	[V/°C]
ΔV_{OC}	Variação da tensão de circuito aberto	[V]
θ	Ângulo de incidência da radiação solar	[°]
θ_z	Ângulo de zênite	[°]
τ_a	Transmitância considerando a absorção ocorrida pelo material para um ângulo de incidência não normal.....	[-]
τ_{an}	Transmitância considerando a absorção ocorrida pelo material para um ângulo de incidência normal	[-]
τ_r	Transmitância considerando a reflexão ocorrida na interface de dois materiais	[-]
τ_{ra}	Transmitância relativa considerando reflexão e absorção	[-]
τ_{rn}	Transmitância considerando a reflexão ocorrida na interface de dois materiais para uma radiação incidente normal.....	[-]
ω_{IA}	Incerteza da medida da corrente da associação.....	[A]
ω_{IscG}	Incerteza da medida da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em função da irradiância	[A]
ω_{IscT}	Incerteza da medida da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em função da temperatura	[A]
ω_{Pa}	Incerteza da medida da potência da associação	[W]
ω_{Pmax}	Incerteza da medida da máxima potência da associação	[W]
ω_{RshG}	Incerteza da medida da resistência do <i>shunt</i> utilizado para medir irradiância.....	[Ω]
ω_T	Incerteza da medida da temperatura do módulo fotovoltaico	[°C]
ω_{Va}	Incerteza da medida da tensão da associação	[V]

$\omega_{V_{ocG}}$ Incerteza da medida da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em função da irradiância [V]
 $\omega_{V_{ocT}}$ Incerteza da medida da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em função da temperatura [V]

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 5.1 – Medida das características elétricas de módulo padrão obtidas com diferentes metodologias.....	44
TABELA 5.2 - Exatidão dos instrumentos de medida utilizados.....	46
TABELA 5.3 – Incerteza das principais grandezas elétricas obtidas através da curva I-V medida.	50
TABELA 6.1 - Características nominais dos módulos do sistema fotovoltaico experimental.....	58
TABELA 6.2 - Tensões de comando do regulador de carga de baterias.	58
TABELA 6.3 - Valores dos <i>shunts</i> utilizados para medição de correntes.....	61
TABELA 6.4 – Principais características do piranômetro Eppley PSP utilizado nos ensaio.....	62
TABELA 7.1 – Tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	66
TABELA 7.2 – Tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).....	68
TABELA 7.3 – Corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).....	70
TABELA 7.4 – Corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).....	73

RESUMO

A utilização de sistemas fotovoltaicos tem se intensificado bastante nos últimos anos. A medida que a demanda exigida do sistema aumenta, torna-se necessário associar uma certa quantidade de módulos fotovoltaicos em arranjos série e paralelo a fim de que se tenham níveis de tensões e intensidades de correntes adequados. Essas associações de módulos ocasionam perdas de potência pois os módulos não apresentam características idênticas. Essa não identidade e eventuais desuniformidades de iluminação entre os módulos do sistema também podem provocar o aparecimento de pontos quentes no sistema e fazer com que alguns módulos operem como carga e não como geradores de energia elétrica.

Com a finalidade de analisar o comportamento de sistemas fotovoltaicos ao longo de seu funcionamento, foi montado um sistema fotovoltaico experimental nas dependências do Laboratório de Energia Solar da UFRGS. Os módulos que o compuseram foram caracterizados individualmente através do levantamento de suas curvas características I-V e foram associados em duas configurações diferentes.

Durante os ensaios, as principais grandezas do sistema foram monitoradas e armazenadas em arquivos através de um programa de aquisição de dados especialmente implementado para este fim. Através do monitoramento do sistema ao longo do seu funcionamento, foi possível compreender melhor as causas das perdas de potência de sistemas fotovoltaicos.

Nesta Tese é analisado o comportamento deste sistema fotovoltaico, nas duas configurações, nas situações de circuito aberto, curto-circuito e em operação perto do ponto de máxima potência, com e sem sombreamento de módulos, incluindo a comparação entre os resultados experimentais e os previstos teoricamente. Esta análise permitiu estender a caracterização de efeitos possíveis para outros sistemas que venham a operar em situações similares.

Além destas análises de comportamento do sistema, foi implementado um programa de simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, o qual considera um grande número de fatores que influenciam no mesmo entre eles a temperatura dos módulos, a reflexão da radiação solar, a variação do espectro solar em função da massa de ar e a queda de tensão nos condutores do sistema. Os dados monitorados também foram utilizados para validar os resultados obtidos através deste programa, podendo ser observada uma ótima concordância.

ABSTRACT

The use of photovoltaic systems has been spread in the last years. The power of individual modules is limited for practical reasons. When larger amounts of power are needed the photovoltaic modules must be connected in series and parallel associations, in such a way that adequate voltage and currents are achieved. On the other hand, associations of modules may origin power losses due to the fact that the modules do not present identical characteristics. This non identicalness and an eventual shading of a module can also generate hot points in the photovoltaic array. In extreme cases it can force some modules to operate as a load instead of electric power generators.

An experimental photovoltaic system was setup at the facilities of the Solar Energy Laboratory at Universidade Federal do Rio Grande do Sul with the purpose of analyzing the behavior of such systems. Two different configurations were analyzed. The modules were individually characterized through the measurement of their I-V curves.

During the tests, the main parameters of the system were monitored by means of a data acquisition system. An specially implemented software controlled the acquisition and storage of data. A posterior analysis of the acquired data made possible to better understand the phenomena related to power losses in photovoltaic systems.

In this Thesis the behavior of this photovoltaic system is analyzed, under two configurations, at open circuit, at short circuit and operating close to the maximum power point, with and without modules shading, including the comparison among experimental results and theoretical predictions. This analysis allowed extending the characterization of possible effects for other systems operating under similar conditions.

Besides the analysis of the system behavior, a computational simulation program for photovoltaic systems was implemented. This program considers several factors which have influence to the system performance, as the temperature of the PV cells, the angular dependence of the reflection of the incident solar radiation, the variation of the solar spectrum as function of the air mass and the voltage drop in the cables of the system. The monitored data were also used to validate the results obtained through this program which agree very well with one another.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS.....	1
1.2.	ESCOPO DA TESE.....	3
2.	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	5
2.1.	ESTRUTURA MOLECULAR DO SILÍCIO	5
2.2.	NÍVEIS DE ENERGIA EM SEMICONDUTORES	6
2.3.	DOPAGEM DE MATERIAIS SEMICONDUTORES	7
2.3.1.	Dopagem do silício	7
2.4.	O EFEITO FOTOVOLTAICO	8
2.5.	FATORES QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	9
2.6.	ESTRUTURA E PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO	10
3.	MODELAGEM MATEMÁTICA E CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	12
3.1.	MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	12
3.2.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	13
3.3.	MODELAGEM MATEMÁTICA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	14
3.4.	CONDIÇÕES ESPECIAIS DE FUNCIONAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	14
3.4.1.	Polarização de curto-circuito	15
3.4.2.	Polarização de circuito aberto	15
3.4.3.	Polarização do módulo no ponto de máxima potência	15
3.5.	CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	16
3.6.	PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM NO FUNCIONAMENTO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	17
3.6.1.	Influência da irradiância	17
3.6.2.	Influência da temperatura	18

4.	ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM SÉRIE E EM PARALELO	20
4.1.	ASSOCIAÇÃO SÉRIE DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	20
4.1.1.	Associação série de células fotovoltaicas idênticas	21
4.1.2.	Associação série de células fotovoltaicas não idênticas	23
4.2.	ASSOCIAÇÃO PARALELO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	25
4.2.1.	Associação paralelo de células fotovoltaicas idênticas	26
4.2.2.	Associação paralelo de células fotovoltaicas não idênticas	28
4.3.	PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM DIODOS.....	30
4.3.1.	Diodo de <i>bypass</i>	30
4.3.2.	Diodo de bloqueio	31
4.3.3.	Ligação de diodos de proteção em sistemas fotovoltaicos	33
4.4.	O PROGRAMA CREARRAY	34
5.	LEVANTAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
5.1.	CONDIÇÕES PADRÃO E DE OPERAÇÃO PARA A MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
5.2.	CORREÇÃO DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V PARA A CONDIÇÃO PADRÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA RADIAÇÃO E TEMPERATURA	37
5.3.	NORMAS E INSTRUMENTAÇÃO NECESSÁRIA PARA A MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V	38
5.4.	BANCADA REFRIGERADA UTILIZADA PARA MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V	39
5.5.	PROCEDIMENTOS UTILIZADOS PARA A MEDIÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	41
5.6.	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS OBTIDOS NO LES DA UFRGS E CIEMAT	43
5.7.	ANÁLISE DE INCERTEZAS NA DETERMINAÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	45
5.7.1.	Método de análise de incertezas	45

5.7.2. Fontes de incertezas na medição de curvas característica I-V de módulos fotovoltaicos	45
5.7.3. Incerteza na medida de irradiância	46
5.7.3.1. Incerteza na medida da corrente de curto-circuito da célula de referência durante o ensaio	46
5.7.3.2. Incerteza na determinação da irradiância a partir das incertezas de natureza elétrica e incerteza no valor da irradiância na qual a célula de referência foi calibrada	47
5.7.3.3. Incertezas associadas da irradiância	47
5.7.4. Incerteza na medida da tensão de circuito aberto V_{oc}	48
5.7.5. Incerteza na medida da corrente de curto-circuito I_{sc}	48
5.7.6. Incerteza na medida da potência máxima P_{max}	49
5.8. RESULTADOS OBTIDOS COM AS MEDIDAS DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ENSAIADOS	49
5.9. COMPARAÇÃO ENTRE CURVAS I-V MEDIDAS E SIMULADAS COM O PROGRAMA CREARRAY	51
5.10. UMA APLICAÇÃO DO TRAÇADO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS NA ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DOS DIODOS DE <i>BYPASS</i>	52
6. SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM ESTUDO	56
6.1. CARACTERÍSTICAS NOMINAIS DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL	57
6.1.1. Características nominais dos módulos fotovoltaicos	57
6.1.2. Características do regulador de carga de baterias	58
6.1.3. Características do banco de baterias	58
6.1.4. Características dos componentes de consumo de energia elétrica	59
6.2. SISTEMA DE MONITORAMENTO DAS GRANDEZAS ENVOLVIDAS	59
6.2.1. Grandezas elétricas monitoradas	60
6.2.2. Medidor de irradiância utilizado no sistema fotovoltaico experimental	62
6.3. CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL	62
7. SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM ESTUDO OPERANDO EM CONDIÇÕES ESPECIAIS	65

7.1. ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM CIRCUITO ABERTO E EM CURTO-CIRCUITO	65
7.1.1. Sistema fotovoltaico experimental em circuito aberto	65
7.1.2. Sistema fotovoltaico experimental em curto-circuito	69
7.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONEXÕES SÉRIE-PARALELO REDUNDANTES	73
7.2.1. Monitoramento do sistema fotovoltaico com módulos sombreados	78
7.2.1.1. Ensaio com os módulos 02 e 09 cobertos.....	79
7.2.1.2. Ensaio com os módulos 02 e 03 cobertos.....	80
8. SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AO LONGO DO TEMPO	82
8.1. INFLUÊNCIA DA REFLEXÃO DA RADIAÇÃO NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	83
8.2. INFLUÊNCIA DO ESPECTRO SOLAR NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	87
8.3. INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS CONDUTORES DE CONEXÃO NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	89
8.4. CORREÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR A SER UTILIZADA NO PROGRAMA DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	89
8.5. INCERTEZAS NAS MEDIDAS MONITORADAS DURANTE O FUNCIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL	90
8.5.1. Incertezas da corrente e potência do sistema fotovoltaico experimental	90
8.5.2. Incertezas das grandezas utilizadas como dados de entrada do programa de simulação do sistema fotovoltaico experimental	92
8.5.2.1. Incerteza da tensão da associação.....	92
8.5.2.2. Incerteza da temperatura.....	92
8.5.2.3. Incerteza da irradiância.....	93
8.5.3. Incerteza da potência simulada da associação	93
8.6. RESULTADOS SIMULADOS	95
8.6.1. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar a reflexão da radiação solar	97
8.6.2. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar correções relativas ao espectro solar	98

8.6.3. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar a resistência elétrica dos condutores de conexão	99
8.6.4. Comparação entre os resultados obtidos através de simulações considerando e não considerando os efeitos da reflexão, espectro e queda de tensão.....	100
8.7. CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE OS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS	101
9. CONCLUSÕES E SUGESTÕES	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES	114
PUBLICAÇÕES REALIZADAS NO DESENVOLVIMENTO DESTA TESE	118

1. INTRODUÇÃO

1.1. JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

Diferentes formas de energia são utilizadas pelo homem desde os tempos mais remotos. Antigamente, utilizava-se a energia térmica proveniente da queima de galhos de árvores para obter calor e iluminação nos períodos noturnos. Com o passar dos tempos a dependência do homem para com o uso da energia tem aumentado significativamente. Hoje somos muito dependentes de energia, seja ela utilizada para nos aquecer, para nos divertir, para nos movimentar ou para qualquer outro tipo de uso que dela façamos.

Esta demanda de energia é, em grande parte, proveniente de combustíveis fósseis, entre eles o petróleo, carvão e gás natural, os quais estão com as suas reservas em níveis muito baixos e comportam-se como fontes de poluição da atmosfera quando utilizados. Tendo em vista esta panorâmica, é necessário que sejam desenvolvidas e difundidas novas tecnologias que venham a ser empregadas em substituição as que hoje são utilizadas.

Atualmente, a obtenção de energia elétrica faz-se quase que exclusivamente utilizando-se as energias hídrica, térmica e nuclear. Uma alternativa para isto é usar a energia solar e transformá-la em energia elétrica. A forma mais difundida para se efetuar esta conversão de energia é utilizando células fotovoltaicas que, quando associadas com outras, constituem módulos fotovoltaicos.

O uso de sistemas fotovoltaicos tem aumentado significativamente desde o início de sua utilização. Há aplicações que necessitam, para suprir sua demanda energética, de poucos módulos fotovoltaicos e outras de uma quantidade maior de módulos. Em ambos os casos, se faz necessário associar módulos em série e/ou paralelo de tal modo que se tenha, na saída do sistema, a tensão e a corrente desejadas para a aplicação em questão. A correta configuração de módulos, capaz de fornecer energia a uma determinada aplicação, é obtida ligando-se um determinado número de módulos em série (ramo) necessários para fornecer a tensão desejada e ramos em paralelo necessários para fornecer corrente suficiente à carga.

Em aplicações onde se usa mais de um módulo fotovoltaico, tem-se presente um problema de perdas por associação, também conhecidas como “*mismatch loss*”, efeito este estudado por diversos autores entre eles Bishop, 1988, Bucciarelli, 1979, Gonzalez, 1986, Iannone, Noviello e Sarno, 1998, Saha, Bhattacharya e Mukherjee, 1988, Zilles e Lorenzo, 1993, entre outros.

Este fator corresponde à diminuição da potência real de um sistema quando comparado com a soma das potências individuais de todos os módulos associados. Essas perdas aparecem no sistema, de acordo com Zilles, 1993, devidas à vários fatores entre eles o da não identidade dos módulos associados (processo de fabricação não totalmente igual para todas as células e módulos). O comportamento dos módulos conectados quando em determinadas condições de sombreamento também provocam perdas no sistema. Este sombreamento de módulos pode ser ocasionado por outros módulos, vizinhos a este, principalmente nos períodos de amanhecer e entardecer. Estudos a respeito de sombreamento de módulos em associações podem ser encontrados em Gupta e Milnes, 1981.

A possibilidade de degradação dos módulos que compõem o sistema pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente disponível para o sistema diminua e conseqüentemente a sua potência. Em casos extremos, quase toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples fato de se ter uma única célula sombreada ou com defeito. No caso do sistema estar funcionando em condições de curto-circuito (situação esta que pode acontecer com bastante freqüência, principalmente em sistemas que utilizam controladores de carga que curto-circuitam os terminais do sistema fotovoltaico quando o banco de baterias está com carga plena ou próximo dela), as células que estiverem sombreadas poderão estar reversamente polarizadas, ou seja, funcionando como carga e não como geradores, e as demais, funcionando como geradores. Como a potência de saída é nula, toda a potência gerada pelas células não sombreadas é dissipada sobre a célula sombreada, provocando um aquecimento na mesma. Tal fenômeno é conhecido como “*hot-spot heating*” (pontos quentes) e é abordado por diversos autores entre eles Gonzalez et al, 1984 e Schmid et al, 1998.

Existem vários procedimentos que são utilizados para minimizar as perdas de potência em associação de módulos fotovoltaicos. Entre os mais difundidos e estudados por Gonzalez e Weaver, 1980, Iliceto et al, 1998, Roche, Outhred e Kaye, 1995 e Wiles e King, 1997, estão os de utilizar diodos *bypass* e diodos de bloqueio e circuitos com redundâncias de ligações série-paralelo. Outros métodos como o do controle da resistência paralela de cada célula e o uso de diodos *bypass* em cada uma das células dos módulos, ligados internamente, também citados por Roche, Outhred e Kaye, 1995, ainda são pouco utilizados e merecem maiores estudos.

Os diodos *bypass*, colocados em paralelo com um conjunto de células de um módulo ou em paralelo com um conjunto de módulos, evitam o sobreaquecimento das células sombreadas ou com defeito e perdas acentuadas de potência de saída do sistema. Os diodos de bloqueio, co-

locados em série com cada ramo do sistema fotovoltaico, evitam que um ramo com baixa tensão de saída devido a um problema qualquer, seja visto como carga pelo conjunto dos outros ramos em paralelo. Arranjos série-paralelo apropriados de módulos melhoram o fator de forma e corrente de curto-circuito da curva característica I-V resultante do sistema.

Esta Tese tem como objetivo principal conhecer com maior profundidade o comportamento de sistemas fotovoltaicos operando em diferentes configurações de conexão entre módulos e os efeitos das diversas polarizações causadas pelos componentes de controle eletrônico de um sistema conversor fotovoltaico. A generalização deste conhecimento somente é possível quando há uma maneira confiável de reproduzir matematicamente os efeitos que ocorrem em associações com módulos diferentes. Estes modelos devem ser comprovados para que seus resultados sejam confiáveis. Esta Tese demonstra que os modelos que estão sendo utilizados representam com confiabilidade o comportamento de associações fotovoltaicas. Para isso, foi montado no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul um sistema fotovoltaico experimental com potência nominal de aproximadamente 0,5 kW_p, tendo sido suas principais grandezas monitoradas ao longo de seu funcionamento. Os módulos que o compõem apresentam potências e número de células diferentes a fim de que os efeitos de descasamento entre módulos sejam ressaltados.

Também foi desenvolvido um programa de simulação computacional que tem como base os modelos matemáticos do programa CREARRAY, o qual foi desenvolvido no Laboratório de Energia Solar entre 1998 e 2000 por Krenzinger e Adams, 2000. Para validar este programa de simulação e poder utilizá-lo futuramente como ferramenta de estudo do comportamento de sistemas fotovoltaicos em diferentes configurações e pontos de operação, os seus resultados foram comparados com os valores medidos no sistema experimental.

Este programa de simulação desenvolvido considera, além dos efeitos da temperatura no desempenho do sistema, os efeitos de reflexão e espectro da radiação solar, queda de tensão nos condutores de conexão dos módulos, apresentando resultados muito bons. São discutidos separadamente as considerações adotadas e sua influência no resultado final.

1.2. ESCOPO DA TESE

Nesta Tese, além deste capítulo introdutório, são apresentados mais 8 capítulos onde são descritas as principais fundamentações teóricas para o desenvolvimento do trabalho, metodologi-

as utilizadas para alcançar os objetivos almejados, infra-estrutura montada para a realização dos experimentos e resultados obtidos através da análise dos dados monitorados no sistema fotovoltaico experimental e pela simulação do sistema.

No capítulo 2 se apresentam as bases de operação das células fotovoltaicas. Os modelos matemáticos que descrevem as curvas características I-V de módulos fotovoltaicos e parâmetros que influenciam no seu funcionamento são abordadas no Capítulo 3. No Capítulo 4 são expostas as principais características de associações série e paralelo de módulos fotovoltaicos com suas respectivas proteções. Também neste capítulo é apresentado, de forma sucinta, o programa CREARRAY com o seu respectivo algoritmo. Ele realiza a associação de módulos fotovoltaicos fornecendo como resultado final a curva I-V da associação. No Capítulo 5 são apresentadas normas e procedimentos básicos que devem ser utilizados para a medição de curvas características I-V de módulos fotovoltaicos e os resultados das medidas de curvas I-V de alguns módulos medidos, com suas respectivas incertezas. Ainda neste capítulo é feita uma comparação entre as curvas I-V medidas e simuladas. No Capítulo 6 é apresentado o sistema fotovoltaico montado no Laboratório, com suas diferentes configurações ensaiadas, o qual teve suas principais grandezas monitoradas ao longo dos testes. No Capítulo 7, são abordadas situações especiais (curto-circuito, circuito aberto e sombreamento de módulos) de operação do sistema fotovoltaico experimental em diferentes configurações. No Capítulo 8 são abordados, individualmente e em conjunto, os efeitos causados pela reflexão da radiação, variação do espectro solar e queda de tensão nos condutores no resultado final da simulação do sistema fotovoltaico. Finalmente, no Capítulo 9 são apresentadas as conclusões finais desta Tese e sugestões para trabalhos futuros.

2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas está baseado no efeito fotovoltaico, observado pela primeira vez por Becquerel em 1839. A partir de então, o uso deste efeito tem se intensificado bastante. No início do século XX, foram descobertas as propriedades do óxido de cobre, onde observou-se o fenômeno da conversão direta da energia solar em energia elétrica. Em 1954, no Bell Laboratories, foi fabricada uma célula de silício com uma eficiência na ordem de 6% e pouco depois disso, em 1955, a companhia americana Western Electric, começou a comercializá-las. Com o programa espacial americano, as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tiveram um grande avanço e, a partir de 1958, quase que todos os satélites lançados ao espaço levavam módulos fotovoltaicos para o seu suprimento de energia elétrica.

Com a crise do petróleo na década de 70, foi intensificada a pesquisa na área fotovoltaica a fim de encontrar soluções alternativas para o consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis. Em muitos países desenvolvidos, foram lançados programas que tinham como objetivo final conseguir produzir eletricidade a preços compatíveis em um curto espaço de tempo. Este objetivo não foi alcançado, mas a energia solar fotovoltaica deixou de ser um fenômeno apenas de laboratório e converteu-se em uma atividade industrial.

2.1. ESTRUTURA MOLECULAR DO SILÍCIO

Entre os materiais semicondutores mais utilizados na fabricação de dispositivos eletrônicos, estão o germânio e o silício. Também grande parte das células fotovoltaicas são fabricadas com o silício, cuja estrutura cristalina molecular é formada por uma repetição regular em três dimensões da sua unidade fundamental (átomo) apresentando uma forma de tetraedro, com um átomo em cada vértice, a qual é mostrada na Fig. 2.1.

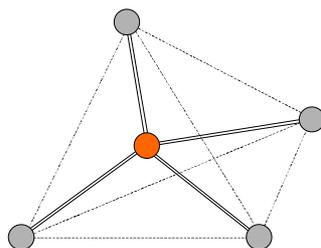


FIGURA 2.1 - Estrutura cristalina do silício.

2.2. NÍVEIS DE ENERGIA EM SEMICONDUTORES

Todo o material, seja ele condutor, isolante ou semicondutor, tem conjuntos de níveis discretos de energia permitidos para os elétrons que compõem seus átomos. Os elétrons mais afastados do núcleo, possuem níveis de energia mais altos e, entre os níveis de energia permitidos, existem níveis os quais não podem conter nenhum elétron. A Fig. 2.2 mostra as bandas de energia permitidas em um material semicondutor, com o seu *gap* (quantidade de energia necessária para que um elétron se desloque de uma banda para outra).

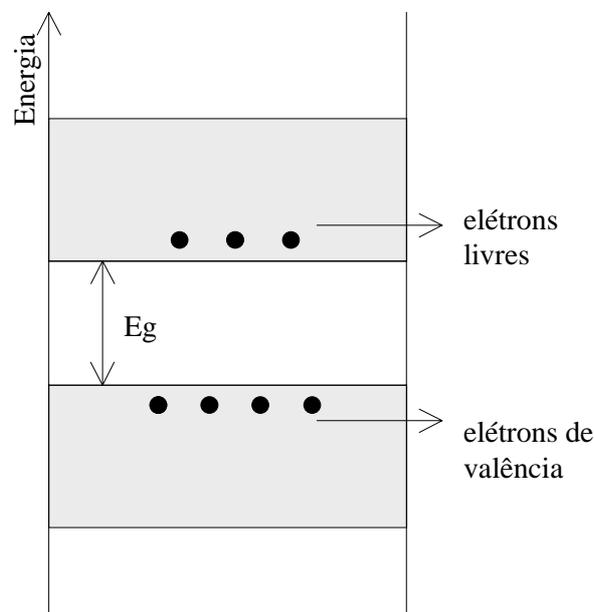


FIGURA 2.2 - Bandas de energia de um semicondutor.

Na temperatura de 0 K, todos os elétrons de valência dos semicondutores encontram-se na banda de valência e o material comporta-se como um isolante. À medida que a temperatura aumenta, esses elétrons adquirem energia térmica e alguns elétrons passam para a banda de condução. Na temperatura ambiente, esses materiais, por não serem bons isolantes e nem bons condutores, são chamados de semicondutores. Na temperatura ambiente a energia necessária para que um elétron do silício passe da banda de valência para a banda de condução, vencendo o *gap* entre as duas, é de aproximadamente 1,1 eV ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$), de acordo com Boylestad e Nashelsky, 1986.

2.3. DOPAGEM DE MATERIAIS SEMICONDUTORES

Os materiais semicondutores intrínsecos (puros) podem ter sua condutividade modificada drasticamente quando a eles são adicionadas pequenas quantidades de átomos de um outro material (impurezas). Este processo de inserir impurezas em um material semiconductor intrínseco é chamado de dopagem.

2.3.1. Dopagem do silício

Para o silício, cujos átomos possuem 4 elétrons na camada de valência, os materiais mais utilizados como dopantes são o fósforo, ou arsênio, ou antimônio (pentavalentes) e o boro, ou gálio, ou índio (trivalentes).

Introduzindo um átomo de fósforo no silício puro, 4 dos 5 elétrons de valência do fósforo formam ligações covalentes com os átomos do silício, ficando o quinto elétron sem com quem formar uma ligação. Átomos pentavalentes usados como impureza são chamados de doadores e o cristal dopado passa a ser chamado de tipo N por ter a predominância de portadores de carga negativa. Quando essas impurezas doadoras são adicionadas ao semiconductor, níveis de energia permitidos são introduzidos a uma pequena distância abaixo da banda de condução. Esses novos níveis de energia permitidos são essencialmente discretos devido aos átomos das impurezas adicionadas ficarem distantes, tendo uma pequena interação entre eles. No silício, a distância do novo nível de energia discreto permitido está somente 0,05 eV abaixo da banda de condução e, portanto, na temperatura ambiente, quase todos os quintos elétrons do material doador passam para a banda de condução.

Quando a impureza dopante é de átomos trivalentes (boro por exemplo), são completadas apenas 3 ligações covalentes com os átomos do silício e a ausência de elétrons na quarta ligação representa uma lacuna para cada impureza introduzida. Visto que uma lacuna pode se recombinar com um elétron, diz-se que a impureza é receptora e o cristal passa a ser chamado de tipo P, pois nele tem-se a predominância de portadores de carga positiva. Quando impurezas aceitadoras são introduzidas ao semiconductor, produzem um nível de energia permitido que está a uma distância de 0,05 eV acima da banda de valência. A Fig. 2.3 mostra o efeito provocado pela introdução das impurezas trivalentes e pentavalentes no silício.

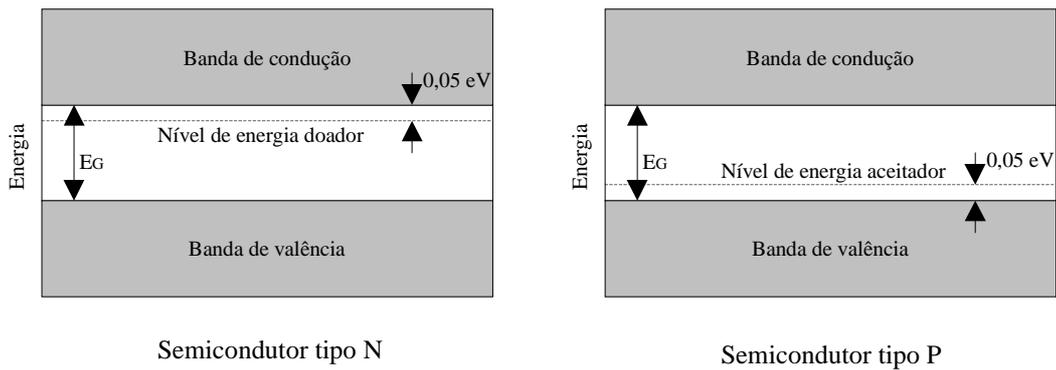


FIGURA 2.3 – Diagrama de bandas de energia do silício dopado.

Introduzindo uma fração de uma parte por milhão de átomos com cinco elétrons de valência (pentavalentes) na rede cristalina do Si, haverá um aumento do número de elétrons livres na ordem de um milhão de vezes, com a conseqüente alteração drástica na condutividade do semicondutor. Em outra região do mesmo cristal é possível introduzir uma fração similar de átomos trivalentes, gerando um aumento da ordem de um milhão de vezes na densidade de lacunas, sendo então a condutividade por lacunas predominante nesta segunda região.

2.4. O EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é um fenômeno que ocorre nas junções de materiais semicondutores quando expostos à luz. Para que ele ocorra, é necessário que a radiação seja absorvida pelo material semicondutor que tenha duas regiões distintas eletricamente, uma do tipo N e outra do tipo P. Um mesmo cristal pode conter estas duas regiões, desde que dopado adequadamente. Na interface das duas regiões, ocorre uma difusão de elétrons da região N para a região P e uma difusão de lacunas da região P para a região N, devido aos fortes gradientes de concentração de cargas elétricas. Em conseqüência desta difusão é gerado um campo elétrico interno no material, o qual origina uma força elétrica que se opõe à força de difusão original. Quando estas forças estão em equilíbrio, a corrente através da interface das duas regiões é nula, mas quando a junção P-N é iluminada, o equilíbrio é desfeito. Cada vez que um elétron absorve um fóton da luz incidente e se libera da ligação covalente do átomo, este torna-se um elétron livre deixando uma lacuna onde antes havia a ligação. Os elétrons livres gerados na região P são acelerados pelo campo elétrico localizado na região da junção para o lado N. As lacunas geradas na região N

tendem a cruzar a junção para o lado P. Desta forma, se estabelece um desequilíbrio nas correntes da junção ocasionando uma diferença de potencial elétrico entre os dois lados da junção P-N. Se, em cada lado da junção, forem conectados terminais de ligação e estes ligados através de um condutor, aparecerá uma corrente elétrica, denominada de fotocorrente, que perdurará enquanto a junção P-N mantiver-se iluminada.

2.5. FATORES QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Em todos os equipamentos utilizados para a conversão de uma forma de energia, não se tem uma eficiência de conversão de 100% visto que nos processo de transformação de energia existem perdas. No caso de células fotovoltaicas, a sua eficiência é afetada, basicamente, como é exposto por Araújo, 1985, por dois fatores: seletividade de absorção da célula e procedimentos de fabricação. A seletividade da célula faz com que nem todos os fótons que incidem no material semiconductor sejam aproveitados para gerarem pares elétrons-lacunas. Alguns fótons que incidem no material semiconductor possuem energia menor que a do *gap* do material, não gerando pares elétrons-lacunas. Outros, possuem energia muito maior e podem passar pelo material sem serem absorvidos. Caso sejam absorvidos, sua energia, mesmo maior que a do *gap* do material, só pode gerar um par elétron-lacuna, isto é, tem o mesmo efeito se sua energia fosse igual que a do *gap*. Além disto, nem todos os pares de elétrons-lacunas são aproveitados pois os mesmos podem ser recombinados rapidamente, sem contribuir com o efeito fotovoltaico. Devido as estes fatos, as células de silício somente são sensíveis à radiações com comprimentos de onda correspondentes a luz visível e ao infravermelho perto do visível.

A não coincidência dos máximos de energia para cada comprimento de onda do espectro solar e o da resposta espectral da célula de silício faz com que nem toda a energia solar seja aproveitada pela célula.

Os fatores, oriundos da fabricação das células são: reflexão dos fótons pela superfície da célula, recombinação *versus* passivação e perdas devido a resistência elétrica da célula e contatos elétricos. A reflexão pode ser minimizada utilizando-se camadas anti-reflexivas. A resistência da célula é decomposta em duas: série e paralelo. A resistência paralela é devido a fugas na superfície das bordas da célula e micro-defeitos do cristal que ocasionam curto-circuitos. A resistência série é devido a resistência do próprio semiconductor dopado mais a resistência da

grade de metalização e dos contatos necessários para que a corrente da célula possa circular por um circuito externo.

A resposta espectral de uma célula convencional de silício é mostrada na Fig. 2.4 variando muito pouco para diferentes fabricantes.

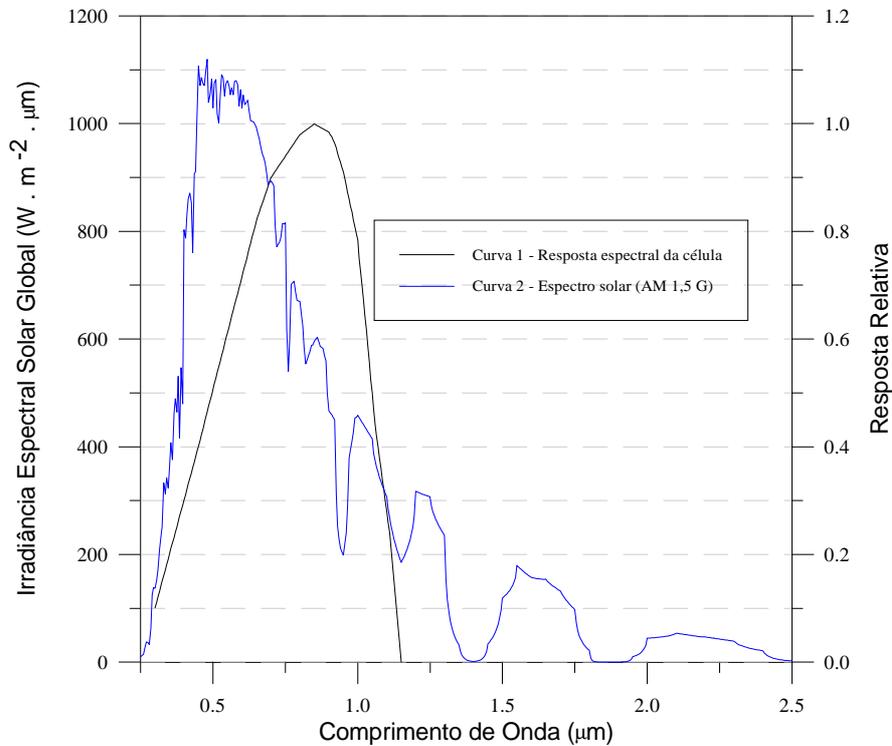


FIGURA 2.4 – Espectro solar e resposta espectral de uma célula convencional de silício.

Tendo em vista as considerações citadas, as células fotovoltaicas possuem uma eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica que varia de acordo com o seu regime de trabalho. Segundo Green, 1995, as células de silício possuem um limite de eficiência na ordem de 28,8 %. Se as mesmas estiverem trabalhando com concentradores de radiação solar, a sua eficiência pode chegar aos 37 %. Comercialmente, as células de um módulo fotovoltaico apresentam uma eficiência na ordem de 15 %.

2.6. ESTRUTURA E PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO

O Si é um material abundante na natureza e freqüentemente utilizado na fabricação de dispositivos eletrônicos e células fotovoltaicas. Para estes fins, devem ser utilizados materiais de alta pureza e de preferência monocristalinos. A matéria-prima original é a quartzita, composta de

90 % de sílica (SiO_2), que deve ser decomposta num forno de arco elétrico em presença de carbono para produzir silício metálico com pureza em torno de 90 %. A purificação do Si é melhorada utilizando-se uma série de processos até atingir cerca de 99,9999999 %. O mesmo então é fundido e processado em lingotes monocristalinos já com uma dopagem P inicial. Depois é usinado em cilindros, cortado em lâminas de 300 a 500 μm de espessura e texturizado. Estas lâminas já texturizadas são introduzidas num forno de difusão e aquecidas a cerca de 1000 $^\circ\text{C}$ onde é feita uma difusão de POCl_3 , formando nas duas faces da lâmina uma camada do tipo N. Com o objetivo de diminuir as perdas por reflexão no silício, que poderiam desprezar cerca de 33 % da luz incidente, se adiciona, por spray, um revestimento anti-reflexivo de óxido de titânio (TiO_2). Nesta fase do processo de fabricação faz-se necessário realizar um ataque por plasma nas bordas da lâmina. Finalmente, através de processo serigráfico, são realizadas as metalizações nas duas faces da lâmina. A pasta utilizada para a metalização da face frontal é a base de prata (Ag) e a da face posterior contem, além da prata, 3 a 5 % de alumínio (Al). Este processo de metalização é, segundo Cuesta, 1995, o mais empregado atualmente por fabricantes de células fotovoltaicas. Essas células apresentam eficiência máxima de 14,5 %.

A Fig. 2.5 mostra a estrutura de uma célula de silício monocristalino.

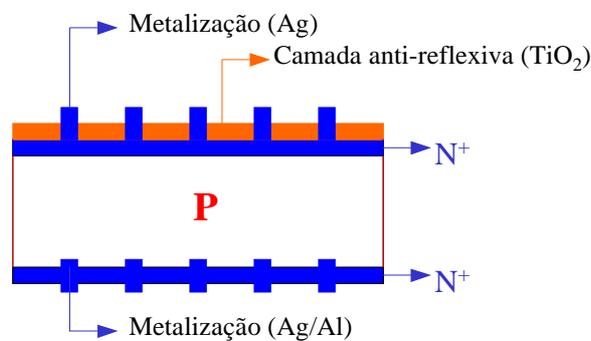


FIGURA 2.5 – Estrutura de uma célula de silício monocristalino.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA E CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A modelagem matemática de módulos fotovoltaicos é obtida através do modelo de células fotovoltaicas isoladas. Primeiramente é feita uma análise de células individualmente para que, num segundo momento, esta seja estendida para módulos.

3.1. MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Considerando a célula fotovoltaica como sendo um diodo cuja a junção P-N pode ser exposta à radiação solar, tem-se que, de acordo com Lasnier e Ang, 1990, a corrente resultante que a célula é capaz de entregar para uma carga é dada como a soma algébrica da corrente fotogerada (I_L) quando a junção da célula está iluminada e a corrente da célula com a junção no escuro (I_D):

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

onde I é a corrente da célula fotovoltaica, I_L é a corrente fotogerada e $I_D(V)$ é a corrente da célula no escuro.

Uma boa aproximação para determinar a corrente da célula no escuro é considerar a eq. 3.2, usando-se uma única exponencial, a qual é citada por vários autores entre eles Kapica, 1998, Singer, Rozenshtein, Surazi, 1984 e Watkins e Burgess, 1978, sendo do tipo

$$I_D(V) = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{eV}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

onde I_0 é a corrente de saturação reversa, e é a carga elétrica do elétron, V é a tensão nos terminais da célula, m é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzman e T é a temperatura da junção da célula.

Desta forma, tem-se que a eq. 3.1 pode ser escrita como:

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

Considerando como positiva a fotocorrente, o primeiro quadrante dos eixos cartesianos para a curva característica I-V da célula, corresponderá ao funcionamento da célula comportando-se como gerador (tensão e corrente positivas).

3.2. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A corrente elétrica resultante de uma célula fotovoltaica ideal é dada pela eq. 3.3.

Nem toda a corrente estabelecida pelas células reais é fornecida para a carga. Essas células apresentam fugas de corrente que são proporcionais a tensão. Para representar estas fugas, é adicionada ao circuito equivalente uma resistência em paralelo com o diodo. Para células de boa qualidade, as fugas de corrente são muito pequenas e portanto a resistência paralela tende ao infinito. Um outro fator que deve ser levado em conta é a queda de tensão ocasionada pela circulação de corrente através da própria célula, grade de metalização da sua face frontal e contatos elétricos. Para levar em conta essa queda de tensão, é acrescentada uma resistência série ao circuito equivalente. Células fotovoltaicas de boa qualidade apresentam baixos valores de resistência série.

Levando em consideração esses fatores, que possuem um caráter distribuído através da célula, mas que para efeitos práticos, na maioria dos casos, podem ser considerados concentrados em duas únicas resistências denominadas de resistência paralela e série, mostra-se na Fig. 3.1 o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica não ideal.

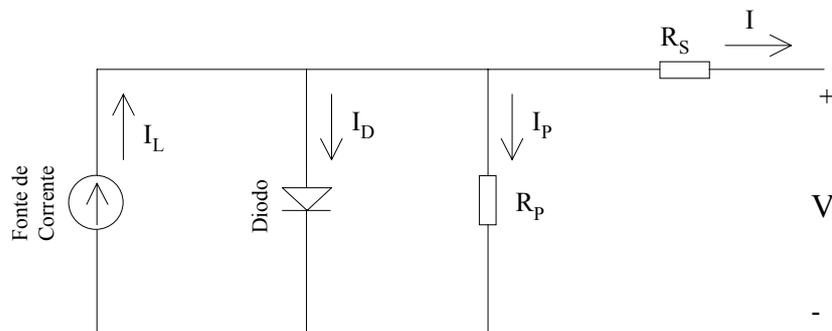


FIGURA 3.1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real.

Analisando um dos nós do circuito equivalente da célula, a equação da corrente elétrica que a mesma fornece para uma carga a uma determinada tensão de polarização é dada por:

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

3.3. MODELAGEM MATEMÁTICA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

A equação característica de uma célula fotovoltaica, dada pela equação 3.4, pode ser adaptada para módulos fotovoltaicos que nada mais são do que uma associação de células.

Quando a tensão, corrente e resistências são referidas como sendo a de um módulo, o fator (e/mkT) deve ser multiplicado pelo número de células associadas em série no módulo, definindo-se então

$$V_t = N_S \left(\frac{mkT}{e} \right) \quad (3.5)$$

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

Usando a definição dada pela eq. 3.5, a equação característica de um módulo fotovoltaico passa a ser

$$I = I_L - I_0 \left\{ \left[\exp \frac{(V + IR_S)}{V_t} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3.6)$$

onde R_S é a resistência série e R_P é a resistência paralela do módulo fotovoltaico.

3.4. CONDIÇÕES ESPECIAIS DE FUNCIONAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos podem estar polarizados em diferentes pontos da sua curva característica. O ponto no qual o módulo está polarizado depende da resistência elétrica da carga.

Três pontos de operação importantes do módulo (curto-circuito, circuito aberto e ponto de máxima potência), referenciados à condição padrão de radiação e temperatura, são fornecidos pelos fabricantes de módulos e merecem uma análise mais aprofundada.

3.4.1. Polarização de curto-circuito

Na condição de curto-circuito, a tensão nos terminais do módulo é nula. Considerando que $I_L \gg I_0 \left[\exp\left(\frac{IR_S}{V_t}\right) - 1 \right]$ e que células de boa qualidade possuem uma resistência série baixa e resistência paralela alta, $\left(\frac{R_S}{R_P}\right) \ll 1$, a eq. 3.6 pode ser simplificada, reduzindo-se a

$$I_{SC} = I_L \quad (3.7)$$

onde I_{sc} é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

3.4.2. Polarização de circuito aberto

Quando ao módulo fotovoltaico não é conectado nenhuma carga, a corrente através de seus terminais é nula. Enquanto o módulo permanecer em circuito aberto, este se polariza em uma tensão chamada de tensão de circuito aberto (V_{OC}), na qual a corrente fotogerada é compensada praticamente toda pela corrente de polarização do diodo em módulos de boa qualidade (R_P alta). Desta forma, considerando que $\left(\frac{V_{OC}}{R_P}\right)$ é muito menor que I_L e $I_0 \exp\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)$, a eq. 3.6 assume a forma

$$V_{OC} = V_t \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (3.8)$$

3.4.3. Polarização do módulo no ponto de máxima potência

Todos os módulos fotovoltaicos podem estar polarizados, entre os pontos de curto-circuito e circuito aberto, em um ponto qualquer de suas curvas características I-V o qual é de-

pendente do valor da carga elétrica conectada nos seus terminais. Quando a essa carga o módulo está fornecendo a sua máxima potência, diz-se que ele está operando no seu ponto de máxima potência tendo-se assim os valores de tensão e corrente no qual o seu produto é máximo. Eles são denominados, respectivamente, de tensão de máxima potência V_{mp} e corrente de máxima potência I_{mp} . Neste ponto, a derivada da potência em função da tensão é nula e é demonstrado por Krenzinger, 1994 que:

$$R_p = \frac{V_{mp} - I_{mp} \cdot R_s}{\frac{I_0}{V_t} \cdot \left[(I_{mp} \cdot R_s - V_{mp}) \cdot \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{V_t}\right) \right] + I_{mp}} \quad (3.9)$$

A eq. 3.9, que fornece o valor de R_p em função de R_s , pode ser substituída na eq. 3.6 considerando os valores de tensão e corrente como sendo os do ponto de máxima potência. Isso permite isolar o valor de R_s em função dos outros parâmetros, resultando, como é mostrado por Krenzinger, 1994, na eq. 3.10

$$R_s = \left\{ \frac{\left(\frac{V_{mp}}{I_{mp}}\right) - R_s}{\left[\frac{I_0}{V_t} \cdot (I_{mp} \cdot R_s)\right] \cdot \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{V_t}\right)\right] + I_{mp}} \right\} \cdot \left\{ I_L - I_{mp} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s}{V_t}\right) - 1\right] \right\} - \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \quad (3.10)$$

A eq. 3.10 pode ser resolvida numericamente pelo método de Newton-Raphson e com o seu resultado aplicado na eq. 3.9 obtêm-se, também, o valor de R_p no ponto de máxima potência, valores estes assumidos como constantes para qualquer ponto da curva característica I-V e para qualquer valor de irradiância e temperatura.

3.5. CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A curva característica de um módulo fotovoltaico, com os principais pontos de polarização do mesmo, é mostrada na Fig. 3.2. Verifica-se que a corrente desenvolve um comportamento levemente descendente até atingir um joelho e, a partir daí, diminui rapidamente até zero.

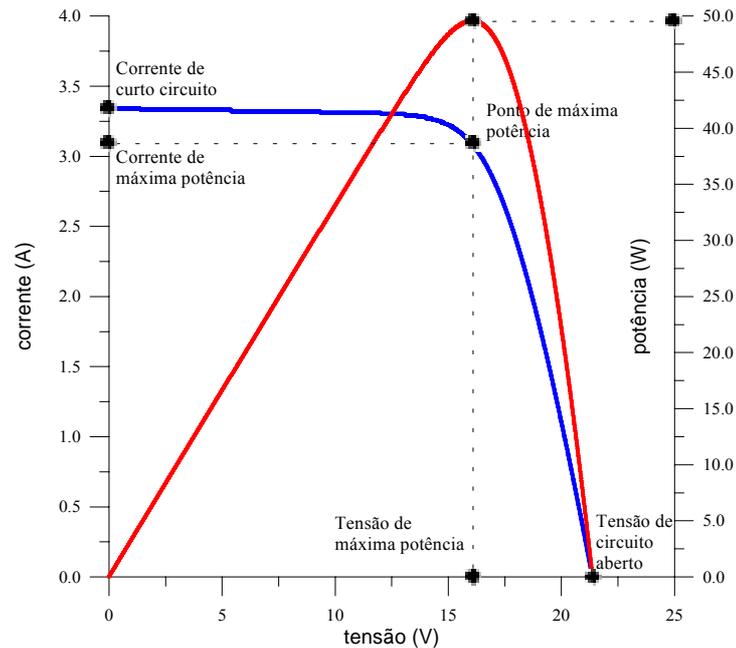


FIGURA 3.2 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.

3.6. PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM NO FUNCIONAMENTO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos quando operando em condições diferentes da condição padrão, tem suas principais grandezas elétricas alteradas com variações da irradiância e da temperatura. Estas variações ocorrem principalmente devido às mudanças das condições climáticas do local onde o módulo está operando.

A seguir, é detalhado como são afetadas as principais grandezas elétricas que caracterizam um módulo, em função da irradiância e temperatura, considerando que o mesmo esteja operando sem concentradores solares e numa faixa de temperatura não muito superior à temperatura normal de operação dos módulos.

3.6.1. Influência da irradiância

A radiação solar incidente em uma célula fotovoltaica provoca o aparecimento de uma corrente fotogerada que é diretamente proporcional a esta radiação. Já a corrente de curto-circuito

da célula, desprezando os efeitos da sua resistência série, também varia na mesma proporção da radiação.

A variação da tensão de circuito aberto da célula, em função da variação da radiação incidente, pode ser determinada a partir da eq. 3.8 e é dada por

$$\Delta V_{oc} = \frac{mkT}{e} \ln\left(\frac{G_1}{G_2}\right) \quad (3.11)$$

onde ΔV_{oc} é a variação da tensão de circuito aberto, G_1 é a irradiância inicial e G_2 a irradiância final.

Verifica-se que para níveis de irradiância entre 1000 W/m^2 e 700 W/m^2 , a tensão de circuito aberto é pouco afetada pela irradiância. Para valores baixos de irradiância, ela vai diminuindo e decresce de forma exponencial chegando a zero na condição de completa escuridão ($G = 0 \text{ W/m}^2$). Estas variações na tensão de circuito aberto não dependem da área da célula e sim do material de que são feitas as células.

3.6.2. Influência da temperatura

Considerando a equação característica de uma célula fotovoltaica e sabendo que sua corrente de saturação reversa depende da temperatura elevada ao cubo e da exponencial negativa do inverso da temperatura, nota-se que a tensão de circuito aberto varia de forma linear com a temperatura.

Com relação a corrente fotogerada em uma célula, um aumento da sua temperatura faz com que o *gap* de energia do material semiconductor diminua e por consequência, essa corrente tem um pequeno acréscimo.

Em função das variações acima citadas, são definidos dois coeficientes térmicos para os módulos fotovoltaicos. O primeiro, representado por β , fornece a variação da tensão de circuito aberto de um módulo em função da variação de temperatura. Este coeficiente é definido pela eq. 3.12:

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (3.12)$$

O segundo coeficiente, representado por α , fornece a variação da corrente de curto-circuito de um módulo em função da variação da temperatura e é definido pela eq. 3.13:

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (3.13)$$

Para células de silício monocristalino, valores típicos de α e β citados em Araújo, 1985, são de, respectivamente, $0,0003 \cdot I_{sc} / ^\circ C$ e $-2 \text{ mV}/^\circ C$.

4. ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM SÉRIE E EM PARALELO

Células fotovoltaicas podem ser associadas em série, paralelo ou simultaneamente em série e paralelo. Em todos estes tipos de associações, problemas oriundos da não identidade das células e do seu funcionamento em situações não desejadas, aparecem e podem ocasionar sérios danos aos componentes da associação. Para minimizar e até mesmo evitar estes danos, em associações que envolvam um grande número de células, faz-se necessário o uso de dispositivos de proteção tais como diodos *bypass* e de bloqueio, conectados em pontos estratégicos.

A seguir, são apresentadas as principais características das diferentes associações de células fotovoltaicas e procedimentos utilizados para a sua proteção.

O método utilizado para a associação de células pode ser estendido para associações de módulos fotovoltaicos.

4.1. ASSOCIAÇÃO SÉRIE DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Atualmente, a grande maioria dos módulos fotovoltaicos são montados para operarem com tensão nominal de 12 V. Dependendo do tipo de células que os constituem, apresentam mais ou menos células associadas em série. Entre os tipos de células mais utilizados estão a de silício monocristalino (módulos com 30 a 36 células), silício policristalino (geralmente módulos com 36 células) e silício amorfo (módulos de 27 ou 28 células).

Em sistemas fotovoltaicos é freqüente utilizar-se componentes elétricos de consumo que apresentam tensões nominais de 12, 24 ou 48 V. As tensões de 24 V e 48 V são obtidas associando-se em série um maior número de células fotovoltaicas.

A Fig. 4.1 apresenta o circuito elétrico de N células associadas em série.

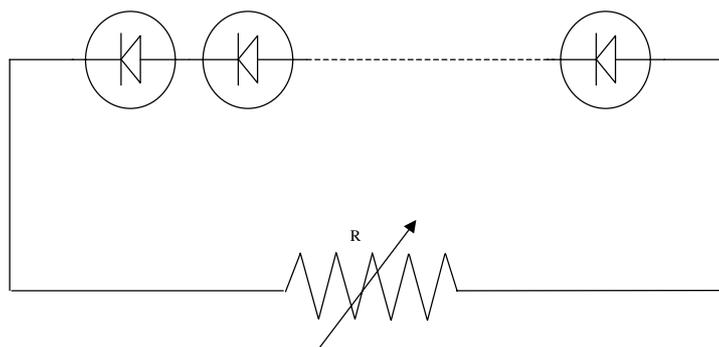


FIGURA 4.1 - Associação série de células fotovoltaicas.

Como principais características de uma associação série, tem-se que a corrente que circula por uma célula é a mesma que circula pelas demais células associadas e a tensão, nos extremos da associação, é dada pela soma das tensões de cada célula.

4.1.1. Associação série de células fotovoltaicas idênticas

Sempre que se deseja associar células fotovoltaicas em série, é conveniente que as mesmas apresentem curvas características I-V o mais semelhantes possível. Processos de seleção de células permitem que se tenha lotes com células muito parecidas, as quais podem ser consideradas como idênticas.

Supondo que as N células mostradas na Fig. 4.1 sejam idênticas, tem-se que a tensão de circuito aberto da associação V_{OCA} é igual a N vezes a tensão de circuito aberto V_{OCCN} de uma célula qualquer, visto que todas elas apresentam uma mesma tensão de circuito aberto. Logo,

$$V_{OCA} = V_{OCC1} + V_{OCC2} + \dots + V_{OCCN} \quad (4.1)$$

onde V_{OCA} é a tensão de circuito aberto da associação e V_{OCCN} é a tensão de circuito aberto da célula N e sendo

$$V_{OCC1} = V_{OCC2} = \dots = V_{OCCN} \quad (4.2)$$

tem-se que

$$V_{OCA} = N_s \cdot V_{OCC1} = N_s \cdot V_{OCC2} = \dots = N_s \cdot V_{OCCN} \quad (4.3)$$

onde N_s é o número de células fotovoltaicas associadas em série.

Quando os extremos da associação são conectados entre si, através de um condutor com resistência elétrica nula, tem-se uma situação de curto-circuito, no qual a tensão da associação é nula e a corrente que circula pelas células é denominada de corrente de curto-circuito da associação I_{SCA} .

Como as células são idênticas, apresentam mesma corrente de curto-circuito e, portanto, pode-se dizer que

$$I_{SCA} = I_{SCC1} = I_{SCC2} = \dots = I_{SCCN} \quad (4.4)$$

onde I_{SCA} é a corrente de curto-circuito da associação e I_{SCCN} é a corrente de curto-circuito da célula N.

Para qualquer outro ponto de operação da associação, diferente dos pontos de circuito aberto e curto-circuito, a tensão da associação, para um determinado valor de corrente, é dada como sendo a soma das tensões de cada célula. Para esta corrente da associação I_A , tem-se que

$$V_A = V_{C1} + V_{C2} + \dots + V_{CN} \quad (4.5)$$

onde V_A é a tensão da associação e V_{CN} é a tensão da célula N.

Na Fig. 4.2 são mostradas as curvas características I-V de uma das células fotovoltaicas associadas e a curva da associação das N células idênticas.

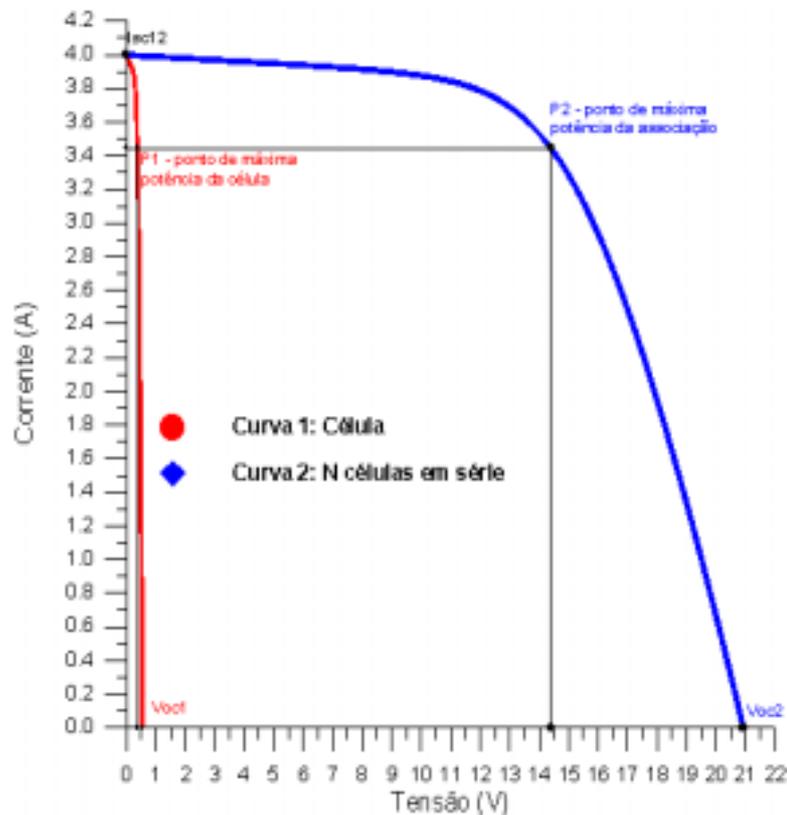


FIGURA 4.2 – Curva característica I-V de N células fotovoltaicas idênticas associadas em série.

Observa-se que, para qualquer carga que seja conectada nos extremos da associação, todas as células comportam-se como geradores de energia elétrica.

O ponto P_2 indica o ponto de máxima potência da associação no qual tem-se que

$$V_{mpA} = V_{mpC1} + V_{mpC2} + \dots + V_{mpCN} \quad (4.6)$$

onde V_{mpA} é a tensão do ponto de máxima potência da associação e V_{mpCN} é a tensão do ponto de máxima potência da célula N

e sendo

$$V_{mpC1} = V_{mpC2} = \dots = V_{mpCN} \quad (4.7)$$

tem-se portanto que

$$V_{mpCA} = N_S \cdot V_{mpC1} = N_S \cdot V_{mpC2} = \dots = N_S \cdot V_{mpCN} \quad (4.8)$$

e

$$I_{mpA} = I_{mpC1} = I_{mpC2} = \dots = I_{mpCN} \quad (4.9)$$

onde I_{mpA} é a corrente do ponto de máxima potência da associação e I_{mpCN} é a corrente do ponto de máxima potência da célula N.

4.1.2. Associação série de células fotovoltaicas não idênticas

Células fotovoltaicas que apresentam curvas características I-V não idênticas, quando associadas em série, podem funcionar em pontos de operação que prejudicam o desempenho de toda a associação. Situações não desejadas, como a de sombreamento de células e curto-circuito da associação podem danificar células e, em determinadas situações, até tirar de funcionamento o sistema de geração de energia elétrica.

Considere-se, para efeito de análise do comportamento de células fotovoltaicas não idênticas associadas em série, duas células idênticas e uma terceira com menor eficiência.

Na Fig. 4.3 são mostradas as curvas características I-V da célula menos eficiente (1), da curva resultante da associação das duas células idênticas (2) e da associação (3).

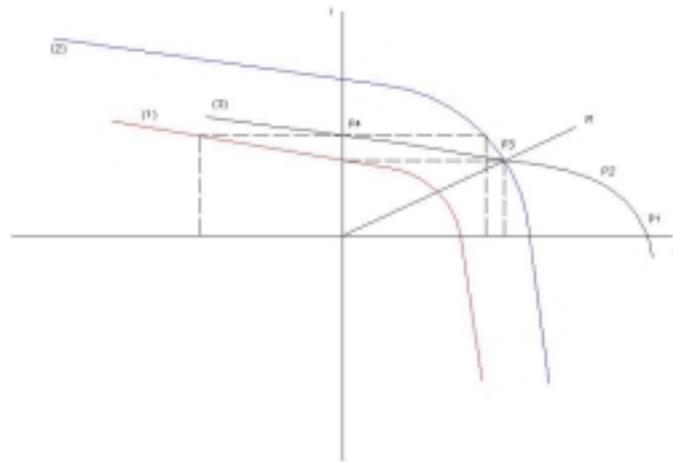


FIGURA 4.3 - Curva característica I-V de células Fotovoltaicas não idênticas associadas em série.

Observa-se que no ponto P_1 , a associação encontra-se em circuito aberto ($I_A = 0$) com uma tensão V_{OCA} igual a soma das tensões de circuito aberto de cada célula, de tal modo que

$$V_{OCA} = V_{OCC1} + V_{OCC2} + V_{OCC3} \quad (4.10)$$

A medida que a carga ligada nos extremos da associação aumenta (R tendendo a zero), o seu ponto de operação começa a deslocar-se em direção ao ponto P_4 .

Enquanto a corrente da associação é menor que a corrente de curto-circuito de cada célula associada (região entre os pontos P_1 e P_3), todas as células comportam-se como geradores de energia elétrica.

No ponto P_3 , a célula de menor eficiência encontra-se em curto-circuito, apresentando tensão nula nos seus terminais e, portanto, não funcionando nem como gerador, nem como carga. Neste ponto, a tensão da associação é dada apenas pela soma das tensões das células idênticas e mais eficientes, que continuam comportando-se como geradores.

Quando pela associação circula uma corrente maior que a corrente de curto-circuito da célula menos eficiente (região entre os pontos P_3 e P_4), esta comporta-se como uma carga para as

demais células que ainda apresentam corrente de curto-circuito maior que a corrente da associação.

Finalmente, quando a associação opera em curto-circuito (ponto P_4), sua tensão é nula e a soma das tensões das duas células mais eficientes é igual, em módulo, a tensão sobre a célula menos eficiente.

Para $V_A = 0$

$$V_A = 0 = V_{C1} + V_{C2} + V_{C3} \quad (4.11)$$

tem-se que

$$V_{C2} + V_{C3} = -V_{C1} \quad (4.12)$$

Isto equiivale a dizer que toda a potência gerada pelas células mais eficientes é dissipada na célula menos eficiente.

Caso tenha-se uma associação com N células conectadas em série, a potência gerada por $(N-1)$ células pode estar sendo dissipada em uma única célula menos eficiente, sombreada ou danificada, a qual encontra-se reversamente polarizada. Tal situação faz com que estas células operem em pontos de temperaturas mais elevadas que as demais células, podendo ocorrer danos parciais ou até mesmo irreversíveis à célula e, conseqüentemente, à associação.

4.2. ASSOCIAÇÃO PARALELO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Sistemas fotovoltaicos são projetados para atender às necessidades de tensão e corrente elétricas de uma determinada carga. A medida que esta carga vai aumentando, é exigida do sistema uma corrente elétrica de maior intensidade.

Para suprir esta necessidade de corrente, muitas vezes torna-se necessário associar-se módulos fotovoltaicos em paralelo, visto que a corrente que cada módulo individualmente pode fornecer ao sistema é da ordem de poucos Ampères.

A Fig. 4.4 apresenta o circuito elétrico de N células fotovoltaicas, associadas em paralelo, fornecendo energia elétrica para um resistor de resistência elétrica variável.

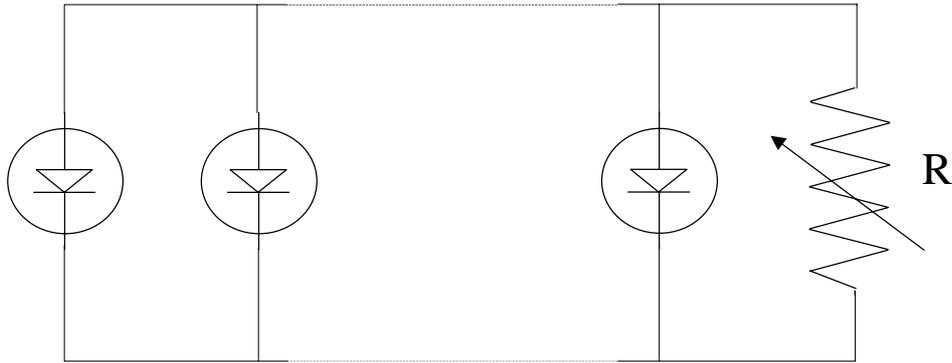


FIGURA 4.4 - Associação paralelo de N células fotovoltaicas.

Entre as principais características de uma associação paralelo de células fotovoltaicas, tem-se que a corrente da associação é igual à soma das correntes que circulam por cada uma das células associadas e a tensão é a mesma sobre todas as células.

4.2.1. Associação paralelo de células fotovoltaicas idênticas

Suponha-se que as células fotovoltaicas, apresentadas no circuito da Fig. 4.4, tenham sido escolhidas dentro de um grande lote de células e que apresentem curvas características I-V muito semelhantes, podendo ser consideradas idênticas.

Neste tipo de associação, a corrente de curto-circuito da associação I_{SCA} é igual a N vezes a corrente de curto-circuito de uma qualquer das células, visto que todas células apresentam uma mesma corrente de curto-circuito. Logo,

$$I_{SCA} = I_{SCC1} + I_{SCC2} + \dots + I_{SCCN} \quad (4.13)$$

e sendo

$$I_{SCC1} = I_{SCC2} = \dots = I_{SCCN} \quad (4.14)$$

tem-se que

$$I_{SCA} = N_P \cdot I_{SCC1} = N_P \cdot I_{SCC2} = \dots = N_P \cdot I_{SCCN} \quad (4.15)$$

onde N_P é o número de células fotovoltaicas associadas em paralelo.

Quando nos extremos da associação não é ligada nenhuma carga (R tendendo ao infinito), situação de circuito aberto, a corrente da associação é nula e a tensão é igual à tensão de circuito aberto de uma célula qualquer.

Portanto, para $I_A = 0$ e, sendo

$$V_{OCC1} = V_{OCC2} = \dots = V_{OCCN} \quad (4.16)$$

tem-se que

$$V_{OCA} = V_{OCC1} = V_{OCC2} = \dots = V_{OCCN} \quad (4.17)$$

Para qualquer outro ponto de operação da associação, diferente dos pontos das situações de circuito aberto e curto-circuito, a corrente fornecida pela associação a uma carga qualquer, submetida a uma tensão V_A , é dada como sendo a soma das correntes de cada célula.

Para V_A , tem-se que

$$I_A = I_{C1} + I_{C2} + \dots + I_{CN} \quad (4.18)$$

onde I_A é a corrente elétrica da associação e I_{CN} é a corrente elétrica da célula N .

Na Fig. 4.5 são mostradas as curvas características de uma das células fotovoltaicas associadas e a curva da associação das N células idênticas.

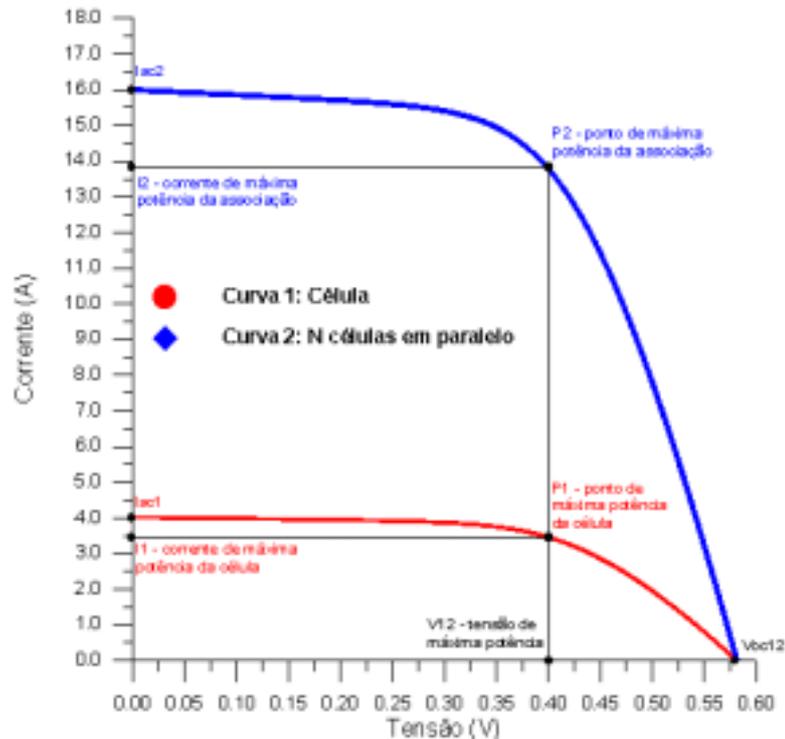


FIGURA 4.5 – Curva característica I-V de N células fotovoltaicas idênticas associadas em paralelo.

Observando a Fig. 4.5, verifica-se que, para qualquer carga que seja conectada nos terminais da associação, todas as células comportam-se como geradores de energia elétrica.

O ponto P_2 da Fig. 4.5 indica o ponto de máxima potência da associação no qual tem-se que

$$I_{mpA} = I_{mpC1} + I_{mpC2} + \dots + I_{mpCN} \quad (4.19)$$

e sendo

$$I_{mpC1} = I_{mpC2} = \dots = I_{mpCN} \quad (4.20)$$

tem-se portanto que

$$I_{mpA} = N_P \cdot I_{mpC1} = N_P \cdot I_{mpC2} = \dots = N_P \cdot I_{mpCN} \quad (4.21)$$

e

$$V_{mpA} = V_{mpC1} = V_{mpC2} = \dots = V_{mpCN} \quad (4.22)$$

4.2.2. Associação paralelo de células fotovoltaicas não idênticas

Células fotovoltaicas não idênticas, associadas em paralelo, prejudicam a eficiência do sistema fotovoltaico, principalmente quando o mesmo funciona em situações tais como a de circuito aberto ou sombreamento de células.

Considere-se, para efeito de análise do comportamento de células fotovoltaicas não idênticas associadas em paralelo, duas células idênticas e uma terceira com menor eficiência associadas.

Na Fig. 4.6 são mostradas as curvas características I-V da célula menos eficiente (1), da curva da associação paralelo das duas células idênticas (2) e a da associação paralela de todas as células (3).

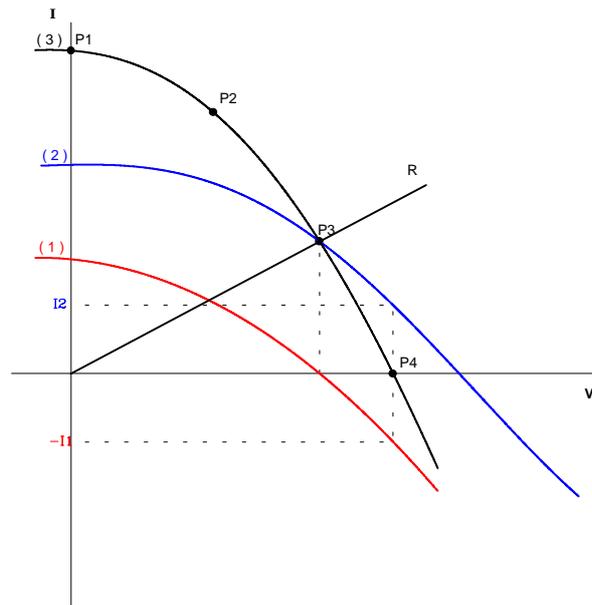


FIGURA 4.6 - Curva característica I-V de células fotovoltaicas não idênticas associadas em paralelo.

Observa-se que no ponto P_1 , a associação e as células encontram-se em curto-circuito ($V_A=0$). A corrente de curto-circuito da associação é igual à soma das correntes de curto-circuito de cada célula, de tal modo que

$$I_{SCA} = I_{SCC1} + I_{SCC2} + I_{SCC3} \quad (4.23)$$

A medida que a carga ligada nos extremos da associação vai diminuindo (R tendendo a infinito), o seu ponto de operação começa a deslocar-se em direção ao ponto P_4 .

Enquanto a tensão da associação é menor que a tensão de circuito aberto de cada célula associada (região entre os pontos P_1 e P_3), todas as células comportam-se como geradores de energia elétrica.

No ponto P_3 , a célula de menor eficiência encontra-se em circuito aberto, não circulando por ela nenhuma corrente e, portanto, não funcionando nem como gerador, nem como carga. Neste ponto, a corrente da associação é dada apenas pela soma das correntes das células idênticas e mais eficientes, que continuam comportando-se como geradores.

Quando a tensão da associação for maior que a tensão de circuito aberto da célula menos eficiente (região entre os pontos P_3 e P_4), esta comporta-se como carga para as demais células que ainda possuem tensão de circuito aberto maior que a tensão da associação. Finalmente, quando a associação opera em circuito aberto (ponto P_4), sua corrente é nula e a soma das cor-

rentes das duas células mais eficientes é igual, em módulo, à corrente que circula pela célula menos eficiente. Logo, para $I_A = 0$, tem-se que

$$I_A = 0 = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} \quad (4.24)$$

Portanto

$$I_{C2} + I_{C3} = -I_{C1} \quad (4.25)$$

Isto equívale a dizer que toda a potência gerada pelas células mais eficientes é dissipada na célula menos eficiente. Os mesmos problemas de aquecimento e, conseqüentes danos as células, observados em associações série, acontecem também em associações paralelo de células fotovoltaicas.

Caso tenha-se uma associação com N células conectadas em paralelo, a potência gerada por (N-1) células pode ser dissipada em uma única célula menos eficiente, sombreada ou danificada.

4.3. PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM DIODOS

Quando se trabalha com sistemas fotovoltaicos de potências elevadas, faz-se necessário associar módulos em série e em paralelo a fim de se conseguir valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação que se deseja. As diferenças entre as características elétricas e possíveis sombreamentos de módulos podem ocasionar danos ao sistema devido ao aquecimento indevido de células. Para evitar os problemas advindos destas situações indesejadas mas que ocorrem ao longo da vida útil do sistema, deve-se acrescentar ao sistema dispositivos de proteção, geralmente diodos, que são colocados em pontos estratégicos com o objetivo de evitar o aparecimento de pontos quentes nos módulos com conseqüente perdas de potência.

Diodos de bloqueio são utilizados para este fim podendo, em determinados casos, serem substituídos por fusíveis, conforme sugerido por Wiles e King, 1997.

4.3.1. Diodo de *bypass*

Em associações série de células fotovoltaicas (módulos), as mesmas estão sujeitas a funcionarem como carga para as demais células. Neste caso, corre-se o risco de se ter uma tensão

negativa aplicada nos seus extremos que seja maior que a sua tensão de “*breakdown*”, ocasionando uma dissipação de potência exagerada sobre ela e, por conseqüência, provocando um aquecimento que pode causar danos à célula. Esta situação ocorre devido à não identidade ou por sombreamento de células.

Conectando-se em anti-paralelo com os extremos das células um diodo conhecido como diodo de *bypass*, nestas situações, o mesmo encontra-se diretamente polarizado e, portanto, permitindo que por ele circule corrente. Assim sendo, a célula em questão não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células. Se a célula for idêntica às demais e não estiver sombreada, o diodo *bypass* encontra-se reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente. Este diodo *bypass* deve ser capaz de conduzir toda a corrente gerada pela associação série e sua tensão limiar de condução deve ser a menor possível.

Na prática, não se colocam diodos *bypass* em paralelo com cada célula associada, mas sim com grupos delas. A Fig. 4.7 mostra como são ligados os diodos *bypass* em módulos fotovoltaicos (associações de N células em série) disponíveis no mercado.

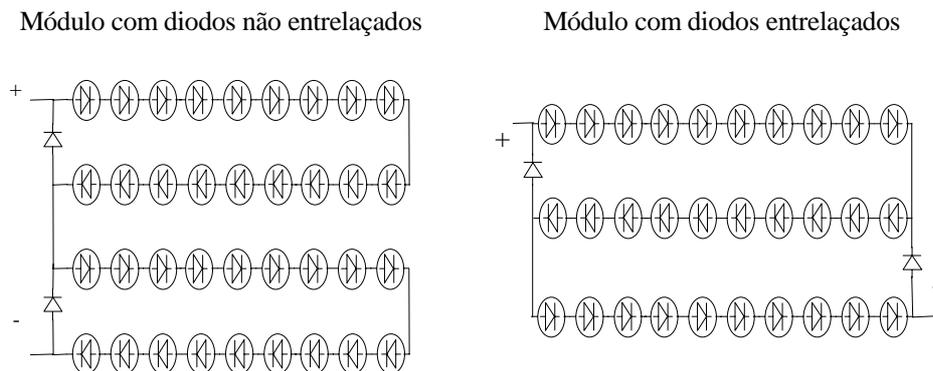


FIGURA 4.7 - Ligações de diodos *bypass* em módulos fotovoltaicos.

Em módulos fotovoltaicos com diodos *bypass* ligados de forma entrelaçada, se tem disponível apenas um valor de tensão nominal para o módulo, por exemplo 12 V, e nos outros módulos dois valores de tensão (6 V e 12 V).

4.3.2. Diodo de bloqueio

Sistemas fotovoltaicos constituídos por vários ramos em paralelo, ramos estes constituídos por N módulos associados em série, podem ser protegidos contra correntes reversas dos outros ramos através de diodos de bloqueio conectados em série em cada um dos ramos. Essa cor-

rente reversa é causada pela diferença de tensão dos ramos devido às situações indesejadas já citadas anteriormente.

O ramo que apresenta uma menor tensão fica sujeito a funcionar como carga para os demais ramos. Desta forma, parte ou toda a corrente gerada pelos ramos que apresentam maior tensão fluirá pelo ramo de menor tensão, ocasionando um aquecimento neste último ramo e perda de potência do sistema. O uso de diodos de bloqueio ligados em série com os módulos de cada ramo, conforme é mostrado na Fig. 4.8, evita o aparecimento de correntes reversas.

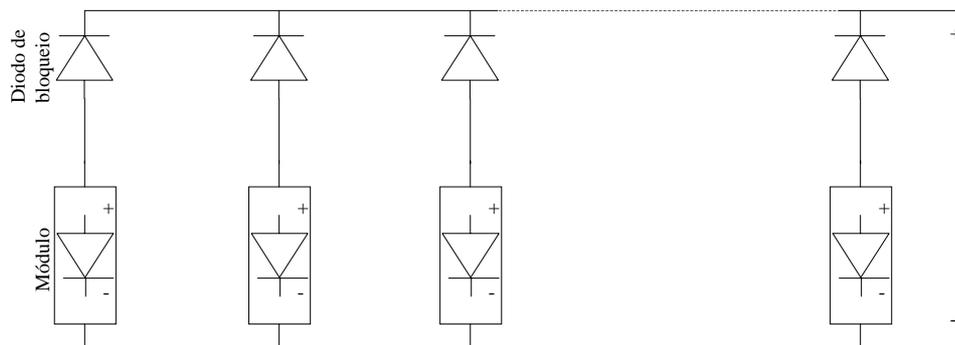


FIGURA 4.8 – Associação paralelo de módulos Fotovoltaicos com diodos de bloqueio.

Os diodos de bloqueio ocasionam uma queda de tensão menor que 1 V (valor este que depende do tipo de diodo utilizado), o que pode ser importante em sistemas de menor porte. Para reduzir significativamente esta queda de tensão, pode-se substituir o diodo de bloqueio por fusíveis. Com o fusível, as células do módulo do ramo de menor tensão não correm o risco de serem danificadas mas não se evita a perda de potência do sistema visto que por este ramo circulará uma corrente reversa.

Quando a energia elétrica do sistema fotovoltaico é armazenada em baterias, pode-se utilizar um diodo de bloqueio com o seu cátodo ligado no terminal positivo do banco de baterias, com o objetivo de não permitir a sua descarga em períodos de escuridão ou de baixa radiação solar (células fotovoltaicas comportando-se como diodos polarizados diretamente). O inconveniente desta solução é que se tem, nos períodos em que o sistema está gerando energia elétrica, uma perda de potência que é dissipada no próprio diodo de bloqueio. Além disto, a aplicação do diodo também é questionada, pois a queda de tensão que ele provoca durante o dia proporciona uma perda de energia que pode ser, em determinados casos, maior que a perda de energia durante a noite sem a sua presença.

Com o objetivo de minimizar estas perdas, pode-se utilizar diodos do tipo Schottky, os quais apresentam uma queda de tensão, quando polarizados diretamente, na ordem de 0,2 V. Em

sistemas que operam com tensões superiores a 24 V, torna-se necessário utilizar-se diodos de junção P-N que suportam tensões reversas maiores, embora provoquem uma perda de potência maior, pois a queda de tensão quando em polarização direta é na ordem de 0,7 V (diodos de silício).

4.3.3. Ligação de diodos de proteção em sistemas fotovoltaicos

A proteção de módulos fotovoltaicos que compõem um sistema faz-se preferencialmente com o uso de diodos de *bypass* e de bloqueio, evitando assim o aparecimento de pontos excessivamente quentes nos módulos, o que poderia vir a prejudicar o funcionamento do sistema.

Quando se tem módulos associados em série, a proteção é feita colocando-se em anti-paralelo com cada módulo um diodo de *bypass*. Para módulos associados em paralelo, liga-se em série com cada módulo um diodo de bloqueio.

Em sistemas que utilizam um número maior de módulos, tendo-se associações em série e em paralelo, a proteção dos módulos é conseguida utilizando-se, simultaneamente, os diodos de *bypass* e de bloqueio.

A Fig. 4.9 mostra como devem ser ligados os diodos de proteção em um sistema composto por módulos ligados em série-paralelo.

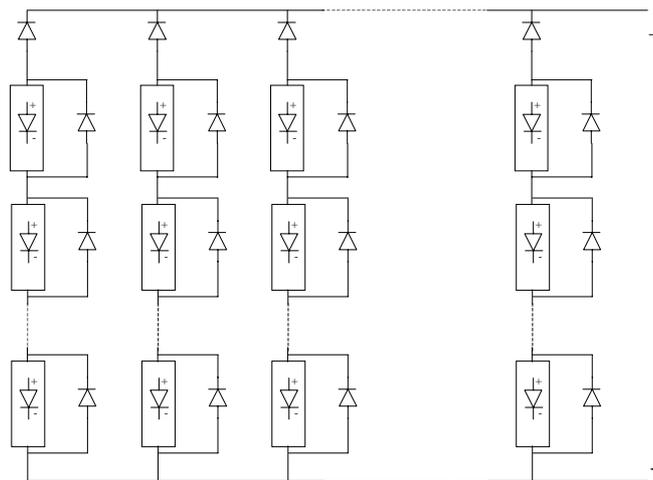


FIGURA 4.9 – Associação série-paralelo de módulos fotovoltaicos com diodos de proteção.

4.4. O PROGRAMA CREARRAY

O CREARRAY é um programa, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, que tem por objetivo principal analisar o comportamento de uma associação de módulos fotovoltaicos em um painel, levando em consideração os efeitos de temperatura, irradiância solar e eventuais diferenças entre módulos.

Para isto, o programa fornece a curva característica I-V da associação a partir da estimativa das curvas características individuais de cada módulo, as quais são obtidas através de modelo matemático descrito pelas equações contidas no Capítulo 3, itens 3.4.1, 3.4.2 e 3.4.3. Essas equações trabalham com dados que são facilmente encontrados em catálogos de fabricantes, mas também admitem dados medidos especificamente para cada módulo.

O procedimento adotado pelo programa é de realizar, quando em associações série, a soma das tensões dos módulos para uma dada corrente e quando em associações paralelo, a soma das correntes para uma dada tensão. Apesar de parecer muito simples este procedimento, seu desenvolvimento teve dificuldades para operar sem erro em todas as situações. O algoritmo que o programa CREARRAY utiliza para montar a curva da associação a partir dos dados dos módulos segue os passos a seguir descritos: a) juntar os dados de catálogo dos módulos (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , número e tipo de células; b) calcular com as equações apresentadas no capítulo 3 os valores das resistências série e paralelo de cada módulo; c) verificar a consistência dos valores das resistências obtidas; d) construir uma curva de cada módulo nas condições estabelecidas pela temperatura e irradiância dadas; e) tendo o conjunto de pontos da curva de dois módulos, encontram-se os extremos de cada conjunto e, a partir desses extremos, se acha a interseção da projeção no eixo “x” dos dois conjuntos; f) é criado um vetor “V” contendo todos os valores das projeções e que estão na interseção. Após, é realizada a ordenação dos pontos; g) a partir deste vetor é encontrado, através de interpolação, o valor de cada função no ponto V_i . Caso haja uma distância entre pontos de tensão maior que um valor pré determinado, cria-se um novo ponto intermediário. Isto é feito para evitar a má distribuição de pontos que não colaboraria no resultado final; h) o programa realiza a soma das curvas sempre duas a duas. Num primeiro momento ele soma as curvas de dois módulos e num segundo momento ele soma o resultado anterior com a curva de outro módulo. Este processo se repete até que todas as curvas de módulos sejam somadas.

Existem dois modos de entrada de dados para identificar os módulos. A primeira maneira é digitando os valores característicos dos módulos, os quais são fornecidos pelos fabricantes entre eles a corrente de curto-circuito I_{sc} , corrente de máxima potência I_{mp} , tensão de circuito aberto V_{oc} , tensão de máxima potência V_{mp} e número de células em série do módulo N_s . Além desses valores, deve-se informar o material de que é composto as células dos módulos, a existência ou

não de diodos de proteção e os valores de irradiância solar e temperatura a que estão submetidos cada módulo. A segunda maneira é selecionar o módulo desejado, a partir de um banco de dados de módulos já embutidos no programa. Neste caso, apenas devem ser definidos os valores de irradiância e temperatura aos quais os módulos estão submetidos.

Para estudar o efeito de células individualmente diferentes ou de grupos de células dentro de módulos, é possível informar os dados de cada célula (ou grupo) como se fosse um módulo fotovoltaico e associar com outras células (ou grupos) para formar um módulo resultante que pode então ser inserido em um painel.

A Fig. 4.10 mostra um exemplo de aplicação do programa para o sistema fotovoltaico utilizado nesta Tese quando ligado na configuração “A” apresentada no Capítulo 6.

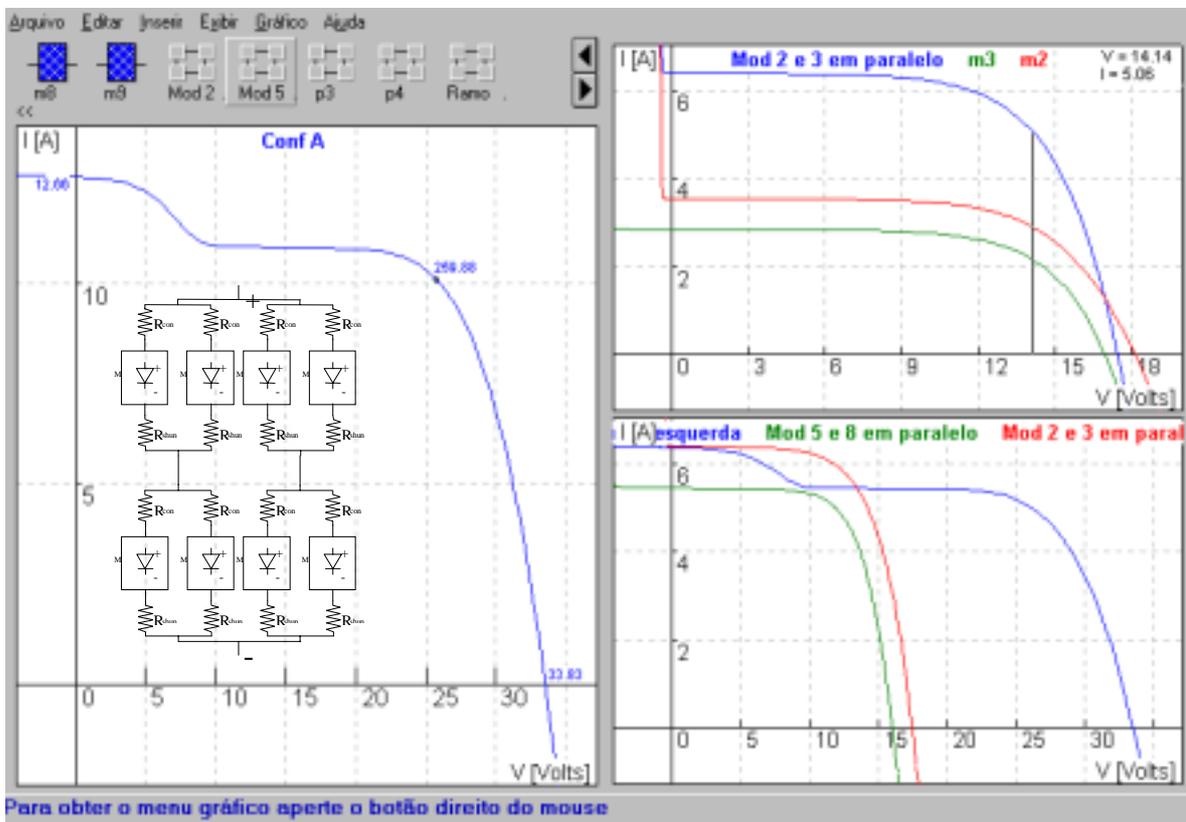
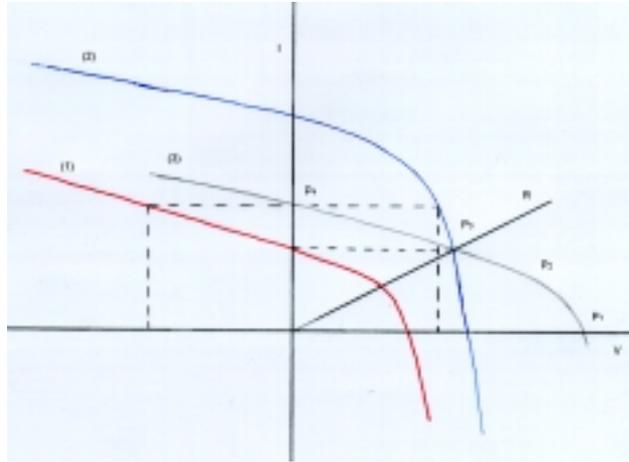


FIGURA 4.10 – Curva característica I-V do sistema fotovoltaico experimental (configuração A) $G = 800 \text{ W/m}^2$ e $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$.



5. LEVANTAMENTO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O levantamento da curva característica de módulos fotovoltaicos é de extrema importância para a análise dos seus desempenho quando operando individualmente ou em uma associação de módulos. Neste capítulo, são abordadas as condições necessárias e procedimentos básicos para a medição das curvas características e apresentados resultados obtidos a partir da análise das curvas I-V medidas.

5.1. CONDIÇÕES PADRÃO E DE OPERAÇÃO PARA A MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A energia solar que é convertida em energia elétrica através de módulos fotovoltaicos depende da irradiância, de sua distribuição espectral e da temperatura das células fotovoltaicas. Para efeito de comparação entre diferentes módulos, adotou-se internacionalmente os seguintes valores dessas como padrão para a medida de curvas:

$$\text{Irradiância} = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Temperatura da célula} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{Distribuição espectral} = \text{AM 1.5}$$

Normalmente, quando em operação, os módulos não se encontram na condição padrão. Assim, estabeleceu-se uma outra condição, chamada de condição normal de operação, a qual define os seguintes valores:

$$\text{Irradiância} = 800 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Temperatura ambiente} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{Velocidade do vento} = 1 \text{ m/s}$$

$$\text{Distribuição espectral} = \text{AM 1.5}$$

Neste caso a temperatura da célula vai depender do desempenho térmico do módulo e é denominada temperatura de operação na condição normal (TNOC).

5.2. CORREÇÃO DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V PARA A CONDIÇÃO PADRÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA RADIAÇÃO E TEMPERATURA

Quando se faz a medida da curva característica de módulos fotovoltaicos, nem sempre o módulo encontra-se na condição padrão. Portanto, os pares de corrente e tensão medidos devem ser corrigidos para a condição padrão. Em módulos de silício monocristalino, a corrente de curto-circuito varia muito pouco com temperatura e linearmente com a radiação. Já a tensão de circuito aberto, varia linearmente com a temperatura e pouco com as variações da irradiância em valores próximos de 1000 W/m^2 . Em Nakamura, Yamada e Ohshiro, 1998, são apresentadas comparações entre diversos métodos de correção dos pontos da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos para a condição padrão.

A seguir, são apresentadas as equações que permitem corrigir a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e todos os pares de corrente e tensão entre os pontos de curto-circuito e circuito aberto, expostos em Cuevas, 1985.

A correção da corrente de curto-circuito para a condição padrão é feita através da eq. 5.1

$$I_{SC(STD)} = \frac{G_{STD}}{G} I_{SC(\text{medido})} + N_p \alpha (T_{STD} - T_{cel}) \quad (5.1)$$

onde $I_{SC(STD)}$ é a corrente de curto-circuito do módulo na condição padrão, G_{STD} é a irradiância solar padrão = 1000 W/m^2 , G é a irradiância solar no plano do módulo, $I_{SC(\text{medido})}$ é a corrente de curto-circuito medida do módulo, N_p é o número de células fotovoltaicas associadas em paralelo, α é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura para uma célula, T_{STD} é a temperatura padrão da célula = $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e T_{cel} é a temperatura da célula.

A correção da tensão de circuito aberto faz-se de acordo com a eq. 5.2

$$V_{OC(STD)} = V_{OC(\text{medido})} + N_s \beta (T_{STD} - T_{cel}) + N_s \frac{mkT_{cel}}{e} \ln\left(\frac{G_{STD}}{G}\right) \quad (5.2)$$

onde $V_{OC(STD)}$ é a tensão de circuito aberto do módulo na condição padrão, $V_{OC(\text{medido})}$ é a tensão de circuito aberto medida do módulo, N_s é o número de células fotovoltaicas associadas em série, β é o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto em função da temperatura para uma

célula, m é o fator de idealidade do diodo, fator adimensional que pode ser ajustado entre 1 e 2 para o silício monocristalino e k é a constante de Boltzman.

Para estimar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, há a necessidade de se ter, além dos valores de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto relacionadas à condição padrão, os valores dos pares de corrente e tensão próximos do ponto de máxima potência também referidos à condição padrão. Os pares de pontos de corrente e tensão, ao longo da curva característica, são corrigidos para a condição padrão através das eq. 5.3 e 5.4, de acordo com ABNT NB-1386, 1991 e Cuevas, 1985.

$$I_{(STD)} = I_{(medido)} + I_{SC(medido)} \left(\frac{G_{STD}}{G} - 1 \right) + N_p \alpha (T_{STD} - T_{cel}) \quad (5.3)$$

onde $I_{(STD)}$ é a corrente do módulo na condição padrão e $I_{(medido)}$ é a corrente medida do módulo e

$$V_{(STD)} = V_{(medido)} + N_s \beta (T_{STD} - T_{cel}) - F_{CC} I_{(STD)} (T_{STD} - T_{cel}) - R_s (I_{(STD)} - I_{(medido)}) \quad (5.4)$$

onde $V_{(STD)}$ é a tensão do módulo na condição padrão, $V_{(medido)}$ é a tensão medida do módulo, F_{CC} é o fator de correção da forma da curva I-V do módulo e R_s é a resistência série do módulo.

Na eq. 5.4, que corrige o valor da tensão, aparece um termo que leva em conta a resistência série do módulo. Para pontos perto da tensão de circuito aberto, onde tem-se correntes de baixa intensidade, sua influência é muito pequena. Um outro fator, denominado fator de correção de forma da curva (F_{CC}), também é inserido na eq. 5.4 e sua influência é maior nos pontos perto do ponto de máxima potência. Um valor típico para F_{CC} , de acordo com Cuevas, 1985, nas células de silício monocristalino é de $1,25 \text{ m}\Omega/\text{°C}$.

5.3. NORMAS E INSTRUMENTAÇÃO NECESSÁRIA PARA A MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V

O levantamento de curvas características I-V de módulos é regulamentada através de normas, entre elas as americanas e as brasileiras, as quais têm por objetivo fixar condições mínimas para o teste de desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos a fim de obter-se resultados

que, após serem corrigidos para a condição padrão, possam ser comparados com os de outros módulos testados.

Quando se pretende determinar a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico, este e a célula de referência que detecta a irradiância devem ter respostas espectrais similares e estarem coplanares (com variação de até $\pm 2^\circ$ entre eles). Além disto, devem, também, estar normais à radiação incidente, com um desvio máximo de $\pm 10^\circ$.

A irradiância, medida através da corrente de curto-circuito da célula de referência, deve permanecer maior que 700 W/m^2 durante os cinco minutos que precedem o ensaio e, durante a medição, não variar mais que 1%. A medição da corrente da célula de referência deve ser feita com um instrumental cuja exatidão seja superior a $\pm 0,5\%$ da sua corrente de curto-circuito para 1000 W/m^2 .

A célula de referência e o módulo fotovoltaico devem estar a uma mesma temperatura e durante o traçado da curva, a mesma não deve variar mais que 2°C e ser medida com uma exatidão de $\pm 1^\circ\text{C}$.

A medição da tensão e corrente do módulo devem ser independentes (sistema de medição a quatro fios, dois para tensão e dois para corrente) a fim de evitar erros devidos à queda de tensão nos condutores utilizados para a medição. A tensão e a corrente do módulo, devem ser medidas com um erro máximo de, respectivamente, $\pm 0,1\%$ e $\pm 0,5\%$.

O instrumento utilizado para polarizar o módulo em teste deve ser capaz de fornecer uma tensão que varie entre V_{oc} e um valor negativo suficiente para compensar as quedas de tensões provocadas por sensores de corrente e resistências dos fios.

5.4. BANCADA REFRIGERADA UTILIZADA PARA MEDIÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V

Durante a medição das curvas características I-V de módulos fotovoltaicos a temperatura dos mesmos deve permanecer constante e uniforme. Quando o módulo é exposto à radiação solar, sua temperatura tende a aumentar e estabilizar-se, muitas vezes, em uma temperatura não desejável para o traçado de sua curva característica.

Para manter o mais constante possível a temperatura do módulo fotovoltaico durante a medida da curva característica, o Laboratório de Energia Solar da UFRGS utiliza uma bancada

refrigerada, adaptada a partir de um balcão frigorífico. Este equipamento foi implementado no âmbito da realização da presente Tese.

O sistema de refrigeração da bancada é composto de um moto-compressor de 1/3 HP alimentado com tensão alternada de 220 V com o evaporador localizado na parte de trás da câmara fria. A base desta câmara fria tem uma pequena inclinação a fim de favorecer o fluxo de ar frio em direção à parte da frente. As partes laterais da câmara fria são de madeira e, internamente, isoladas com isopor. A parte superior é de vidro transparente e a de trás, por onde são introduzidos os módulos, é fechada com uma lona plástica contendo velcro para facilitar a sua fixação.

Como acessório a bancada possui um anteparo, constituído por um tecido preto, que tem por função cobrir a câmara fria, evitando que a radiação incida sobre o módulo antes do teste. Tal procedimento proporciona que, no instante imediatamente anterior ao início do ensaio, o módulo encontre-se praticamente com todas as suas células à mesma temperatura e em equilíbrio térmico.

A Fig. 5.1 mostra a bancada refrigerada com um módulo fotovoltaico no seu interior. A bancada permite levantar a curva característica de módulos com dimensões máximas de até 1,1 m de comprimento e 0,5 m de largura.



FIGURA 5.1 - Bancada refrigerada.

Para melhorar a uniformidade da temperatura do ar dentro da câmara fria foram colocados, próximos ao evaporador, dez ventiladores com dimensões de 8 cm x 8 cm x 2,5 cm, alimentados por uma fonte de corrente contínua de 12 V.

A Fig. 5.2 mostra, em destaque, como foram colocados os ventiladores ao longo do evaporador.

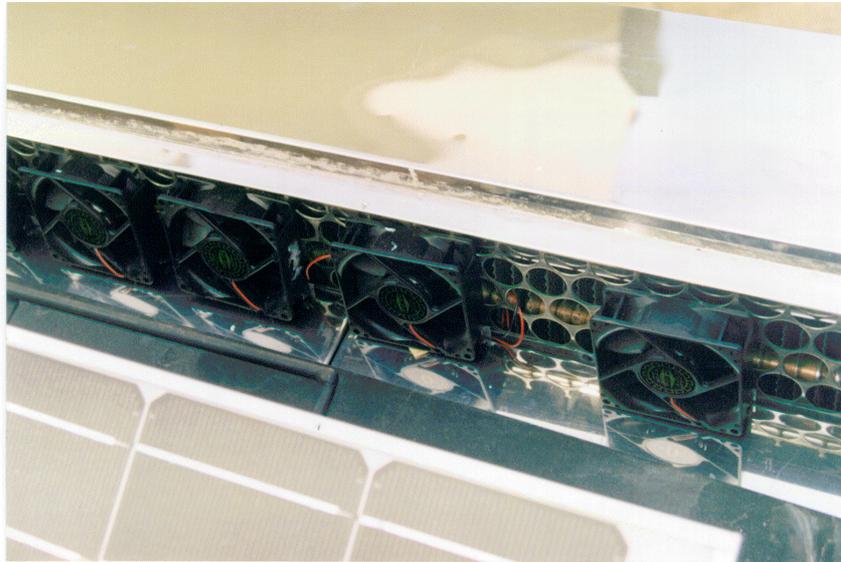


FIGURA 5.2 - Bancada refrigerada utilizando ventiladores para melhorar a refrigeração.

5.5. PROCEDIMENTOS UTILIZADOS PARA A MEDIÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As curvas características I-V de módulos fotovoltaicos são traçadas no Laboratório de Energia Solar da UFRGS utilizando-se como fonte de radiação solar o próprio sol. Por isso, deve-se escolher um dia de céu claro e realizar as medidas em horários em que se consiga ter os valores de irradiância e espectro solar próximos dos valores estabelecidos como padrão (1000 W/m^2 e AM 1.5 G).

A irradiância é conhecida através da medição da corrente de curto-circuito de uma célula de referência encapsulada, de silício monocristalino, a qual fornece uma corrente de curto-circuito de $122,8 \text{ mA} \pm 1 \%$ quando a irradiância é de 1000 W/m^2 , temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar AM 1.5.

Para conseguir-se uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ nas células do módulo e célula de referência, os mesmos são colocados no interior da bancada refrigerada descrita anteriormente, protegida

pelo anteparo que não permite a incidência da radiação solar no seu interior. Desta forma, consegue-se fazer com que o módulo atinja, lentamente, a temperatura de 25 °C.

A temperatura do módulo é medida através de um termopar do tipo ferro-constantan. Este sensor é colocado na face posterior do módulo, fixado de maneira que o contato com o módulo seja o melhor possível e isolado termicamente para evitar que o ar refrigerado da câmara influencie na medida da temperatura da célula. O isolamento posterior do termopar é obtido utilizando-se uma lâmina de isopor de pequenas dimensões (aproximadamente 2,5 cm x 1,5 cm), de forma a pouco influenciar a temperatura daquela célula. Com o uso da bancada, consegue-se uma uniformidade de temperatura entre as células com um desvio de ± 2 °C. Esta uniformidade é observada utilizando-se um termômetro infravermelho (pirômetro) modelo Rayst6lxb.

Uma vez atingida a temperatura desejada, o anteparo é retirado e o módulo é imediatamente submetido a uma varredura de tensão, fornecida por uma fonte bipolar, ao mesmo tempo em que são levantados os pares de pontos de tensão e corrente pertencentes ao primeiro quadrante (tensão e corrente positivas), região onde o módulo comporta-se como um gerador de energia elétrica. Tanto o processo de varredura como o de medição são controlados por um micro-computador. Para a varredura de tensão é utilizada uma fonte Kepco, com tensão ajustável entre - 50 V e + 50 V e capaz de fornecer ou consumir 8 A.

A corrente que circula pelo módulo fotovoltaico é medida a partir da queda de tensão sobre um *shunt* e a tensão nos seus terminais é medida diretamente.

Os sinais de tensão do módulo, tensão do *shunt* utilizado para a medida de corrente do módulo e tensão do *shunt* da célula de referência utilizada para medir a irradiância são medidos simultaneamente através de três multímetros Hewlett Packard modelo HP 34401A. Estes multímetros estão acoplados ao micro-computador através de uma interface GPIB.

Ao longo do levantamento da curva característica I-V, aproximadamente 2 segundos, são adquiridos 500 pares de pontos I-V. A temperatura do módulo é medida duas vezes: uma no início e a outra no fim do levantamento da curva, sendo utilizado um sistema de aquisição de dados Hewlett Packard modelo HP 34970A. É importante salientar que neste ensaio a taxa de variação da temperatura não é importante, mas sim a garantia de que a temperatura em si não varia muito durante o teste. Os efeitos da variação da temperatura são mais notáveis nas tensões próximas às tensões de circuito aberto. Assim, como medida adicional, foi tomado o cuidado de traçar a curva das tensões mais altas para as mais baixas, garantindo uma mínima variação de temperatura na primeira fase da curva. Ainda assim, as medidas de temperatura antes e depois da varredura de tensão comprovam que durante todo o traçado não há variação maior do que 2 °C.

O controle dos instrumentos utilizados e aquisição de dados é realizado através de um software denominado de TRACER 1.0, o qual foi desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

A Fig. 5.3 mostra o diagrama esquemático do sistema utilizado para o levantamento da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos.

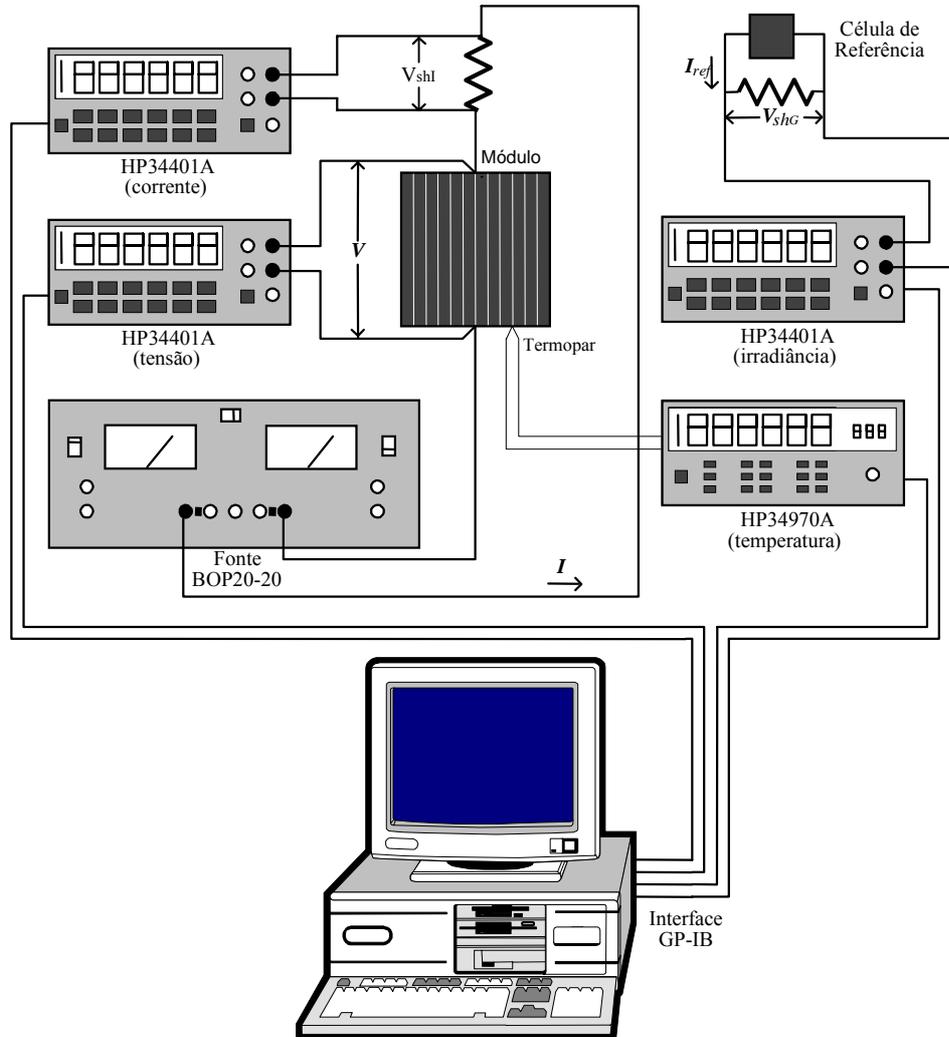


FIGURA 5.3 - Diagrama esquemático do sistema utilizado para o levantamento da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos.

5.6. COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS OBTIDOS NO LES DA UFRGS E CIEMAT

Com o objetivo de validar a metodologia adotada pelo Laboratório de Energia Solar (LES) da UFRGS para o levantamento de curvas características I-V de módulos fotovoltaicos, foi medida, no Laboratório, a curva I-V de um módulo padrão. Este módulo padrão foi caracterizado no Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) da Es-

panha e foi gentilmente emprestado pela Divisão de Ensino e Pesquisa – Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos - do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP.

Os valores obtidos (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} e P_{max}) são muito semelhantes com os medidos no CIEMAT. Na Fig. 5.4 são mostradas as curvas I-V medida no LES e corrigida para a condição padrão deste módulo.

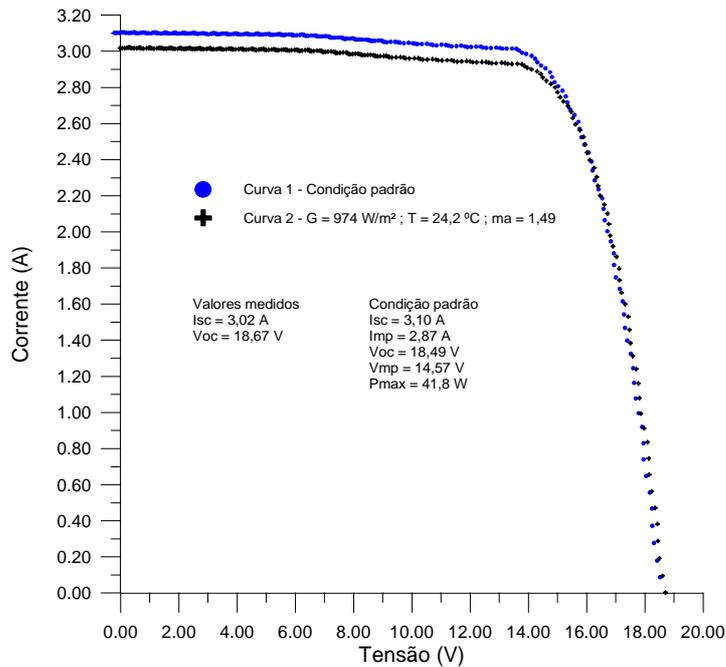


FIGURA 5.4 – Curvas I-V medida no LES e corrigida para 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$ do módulo calibrado no CIEMAT.

A Tab. 5.1 mostra os valores das principais grandezas do módulo, medidas com as diferentes metodologias adotadas.

TABELA 5.1 – Medida das características elétricas do módulo padrão obtidas com diferentes metodologias.

	LES Medido	LES Condição padrão	CIEMAT Condição padrão
I_{sc} (A)	3,02	3,10	3,10
I_{mp} (A)		2,87	2,85
V_{oc} (V)	18,67	18,49	18,47
V_{mp} (V)		14,57	14,52
P_{max} (W)		41,8	41,4
G (W/m^2)	974	1000	1000
T_{cel} ($^\circ\text{C}$)	24,2	25	25
ma	1,49	1,5	1,5

5.7. ANÁLISE DE INCERTEZAS NA DETERMINAÇÃO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A seguir é feita uma análise das incertezas das grandezas envolvidas na medição de curvas características I-V de módulos fotovoltaicos, de acordo com a metodologia utilizada no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, já descrita anteriormente. Para isto, são analisadas as grandezas irradiância, tensão, corrente e potência, levando-se em consideração as incertezas decorrentes da instrumentação e aquelas associadas aos padrões utilizados.

5.7.1. Método de análise de incertezas

O método de análise de incertezas empregado é o de Kleine e McClintock, dado pela expressão geral

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

onde Z 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.

5.7.2. Fontes de incertezas na medição de curvas característica I-V de módulos fotovoltaicos

De acordo com a metodologia utilizada pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS, faz-se necessário o uso de três multímetros, atuando como voltímetro, para conhecer-se as grandezas irradiância, tensão e corrente do módulo fotovoltaico. Para medir-se a irradiância, utiliza-se uma célula de referência IES, N.S. PS004 e um *shunt* constituído por resistores de filme metálico, o qual foi calibrado empregando uma fonte bipolar ajustada para uma corrente fixa próxima à corrente correspondente à irradiância de 1000 W/m^2 . Foram realizadas dez medidas simultâneas de corrente e queda de tensão sobre o *shunt* e foram consideradas as suas médias para a determinação do valor da resistência do mesmo. O *shunt* utilizado para medir a corrente dos mó-

dulos fotovoltaicos (5 A / 300 mV) tem uma incerteza, fornecida pelo fabricante, de 0,5 %. A temperatura das células dos módulos é verificada através de um sistema de aquisição de dados, já referido anteriormente.

As especificações de exatidão dos multímetros e do sistema de aquisição de dados, conforme o fabricante, são apresentadas na Tab. 5.2, de acordo com a escala utilizada para cada medida.

TABELA 5.2 - Exatidão dos instrumentos de medida utilizados.

Equipamento	Grandeza	Escala CC	Exatidão
HP34401A	Tensão	100 mV	$\pm (0,0050\% \text{ da leitura} + 0,0035\% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	Tensão	1 V	$\pm (0,0040\% \text{ da leitura} + 0,0007\% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	Tensão	10 V	$\pm (0,0035\% \text{ da leitura} + 0,0005\% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	Tensão	100 V	$\pm (0,0045\% \text{ da leitura} + 0,0006\% \text{ FDE}) \text{ V}$
HP34401A	Corrente	1 A	$\pm (0,100\% \text{ da leitura} + 0,010\% \text{ FDE}) \text{ A}$
HP34401A	Corrente	3 A	$\pm (0,120\% \text{ da leitura} + 0,020\% \text{ FDE}) \text{ A}$
HP34970A	Temperatura		$\pm 1,2 \text{ }^\circ\text{C}$

5.7.3. Incerteza na medida de irradiância

Para a estimativa da incerteza da medida de irradiância foram consideradas as incertezas da medida da corrente de curto-circuito da célula de referência durante o ensaio e a incerteza na determinação da irradiância a partir das incertezas de natureza elétrica e incerteza no valor da irradiância na qual a célula de referência foi calibrada.

5.7.3.1. Incerteza na medida da corrente de curto-circuito da célula de referência durante o ensaio

A incerteza na medida da corrente de curto-circuito da célula de referência é resultante das incertezas do valor da resistência do *shunt* utilizado para curto-circuitar a célula e a incerteza da medida elétrica da corrente da célula de referência.

Considerando que este *shunt* foi calibrado através de uma fonte CC que forçou a circulação de uma corrente constante e igual a corrente correspondente que a célula fornece a 1000 W/m^2 , os valores da tensão (V_{shG}) e corrente (I_{shG}) sobre o *shunt* são, respectivamente, $0,030749 \text{ V}$ com uma incerteza de $\pm 5,0 \text{ } \mu\text{V}$ e $0,1228 \text{ A}$ com incerteza de $\pm 5.10^{-4} \text{ A}$. Aplicando-

se o método de Kleine e McClintock, a incerteza no valor da resistência deste *shunt* (R_{shG}) é de $\pm 0,0005 \Omega$. Portanto,

$$R_{shG} = \frac{V_{shG}}{I_{shG}} = (0,2504 \pm 0,0005)\Omega$$

Para analisar a incerteza da medida elétrica da corrente da célula de referência para uma irradiância de 1000 W/m^2 , tem-se o valor de $V_{shG} = (0,030749 \pm 0,000005) \text{ V}$ e $R_{shG} = (0,2504 \pm 0,0005) \Omega$. Desta forma, a incerteza no valor de I_{refG} é de $\pm 0,0003 \text{ A}$. Portanto,

$$I_{refG} = \frac{V_{shG}}{R_{shG}} = (0,1228 \pm 0,0003)\text{A}$$

5.7.3.2. Incerteza na determinação da irradiância a partir das incertezas de natureza elétrica e incerteza no valor da irradiância na qual a célula de referência foi calibrada

De acordo com o certificado de calibração (IES-UPM) da célula de referência utilizada, a sua corrente de curto-circuito para uma irradiância de 1000 W/m^2 ($I_{refG1000}$) tem uma incerteza de $\pm 1 \%$ na sua medida. Considerando as incertezas de I_{refG} medida para uma irradiância qualquer ($G = \frac{I_{refG}}{I_{refG1000}} \cdot 1000$) e a de $I_{refG1000}$, tem-se para a irradiância uma incerteza, de natureza elétrica, de $\pm 10 \text{ W/m}^2$ e outra, também de acordo com o certificado de calibração, devido ao simulador solar no qual a célula foi calibrada, de $\pm 20 \text{ W/m}^2$.

5.7.3.3. Incertezas associadas da irradiância

Considerando todas as fontes de incertezas na medida de irradiância mencionadas nos itens 5.7.3.1 e 5.7.3.2, esta possui uma incerteza ω_G (combinação entre as incertezas de $\pm 10 \text{ W/m}^2$ e $\pm 20 \text{ W/m}^2$) resultante igual a $\pm 22 \text{ W/m}^2$.

5.7.4. Incerteza na medida da tensão de circuito aberto V_{oc}

A tensão de circuito aberto sofre a influência de variações da radiação incidente e temperatura do módulo. No cálculo de sua incerteza são consideradas as incertezas dessas duas grandezas e a do voltímetro utilizado.

A incerteza da tensão de circuito aberto em função da incerteza da irradiância ($\omega_{V_{ocG}}$) é dada pela eq. 5.6

$$\omega_{V_{ocG}} = \pm \frac{N_S m k T}{e} \ln \left(\frac{G \pm \omega_G}{G} \right) \quad (5.6)$$

onde N_S é o número de células em série, m é o fator de idealidade das células, e é a carga do elétron e T é a temperatura em Kelvin.

A incerteza da tensão de circuito aberto em função da incerteza da temperatura ($\omega_{V_{ocT}}$) é dada pela eq. 5.7

$$\omega_{V_{ocT}} = \pm \beta \cdot \omega_T \quad (5.7)$$

onde ω_T é a incerteza da medida de temperatura.

5.7.5. Incerteza na medida da corrente de curto-circuito I_{sc}

A corrente de curto-circuito do módulo é medida através da queda de tensão sobre um *shunt* cujos valores nominais, fornecido pelo fabricante, são 5 A / 60 mV com uma incerteza de 0,5 %. Portanto, no cálculo de sua incerteza, além das incertezas nas medidas de radiação e temperatura, deve-se considerar as incertezas do valor da resistência do *shunt* e a da medida de tensão sobre ele.

A incerteza da corrente de curto-circuito do módulo em função da incerteza da irradiância ($\omega_{I_{scG}}$) é dada pela eq. 5.8

$$\omega_{I_{scG}} = \pm I_{sc} \left(\frac{\omega_G}{G} \right) \quad (5.8)$$

A incerteza da corrente de curto-circuito do módulo em função da incerteza da temperatura ($\omega_{I_{scT}}$) é dada pela eq. 5.9

$$\omega_{I_{scT}} = \pm \alpha \cdot \omega_T \quad (5.9)$$

5.7.6. Incerteza na medida da potência máxima P_{max}

A potência de um módulo fotovoltaico é dada pelo produto da tensão e corrente do ponto no qual este está polarizado e é máxima para um determinado par de pontos, denominados de tensão de máxima potência V_{mp} e corrente de máxima potência I_{mp} . Para o cálculo da incerteza da potência, no ponto onde esta é máxima, são 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 o método de Kleine e McClintock, a incerteza da potência máxima é dada por

$$\omega_{P_{max}} = \pm \sqrt{\left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{mp}} \cdot \omega_{V_{oc}} \right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{mp}} \cdot \omega_{I_{sc}} \right)^2} = \pm \sqrt{(I_{mp} \cdot \omega_{V_{oc}})^2 + (V_{mp} \cdot \omega_{I_{sc}})^2} \quad (5.10)$$

5.8. RESULTADOS OBTIDOS COM AS MEDIDAS DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ENSAIADOS

A análise dos resultados obtidos indica que as incertezas dos instrumentos utilizados para medir corrente e tensão são de pequena magnitude quando comparadas com a incerteza na medida de irradiância utilizada na calibração da célula de referência, tanto devido à incerteza associada ao simulador solar como à medida da sua corrente de curto-circuito ($\pm 20 \text{ W/m}^2$ e $\pm 10 \text{ W/m}^2$, respectivamente, no total $\pm 22 \text{ W/m}^2$).

Quanto à temperatura, a larga incerteza associada ao equipamento utilizado ($\pm 1,2$ °C) representa 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 no próprio Laboratório de Energia Solar da UFRGS, o que poderia facilmente levar a um valor de aproximadamente metade daquele que foi considerado. Por outro lado, uma recalibração da célula de referência numa faixa de incerteza mais estreita do que a atual implica em equipamentos não disponíveis no Laboratório e na maioria dos laboratórios da região.

A Tab. 5.3 apresenta, resumidamente, os valores das principais grandezas elétricas, com suas respectivas incertezas, obtidas das curvas características I-V medidas. Os valores já estão referenciados à condição padrão de irradiância, temperatura e massa de ar. Erros oriundos da correção da curva medida para a condição padrão foram desprezados visto que as mesmas foram medidas em condições bem próximas da padrão (irradiância superior a 900 W/m^2 , temperatura entre 23 °C e 26 °C, massa de ar entre 1,4 e 1,6). Foram adotados como valores de α e β , respectivamente, $2,09 \text{ mA/}^\circ\text{C/módulos}$ para os módulos 1 e 2 e $1,20 \text{ mA/}^\circ\text{C/módulo}$ para os demais e $-2,15 \text{ mV/}^\circ\text{C/célula}$, valores estes fornecidos pelo fabricante.

TABELA 5.3 – Incerteza das principais grandezas elétricas obtidas através da curva I-V medida.

Módulo	P_{\max} (W)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)
1	$66,1 \pm 1,5$	$21,32 \pm 0,09$	$4,51 \pm 0,09$
2	$62,5 \pm 1,4$	$21,05 \pm 0,09$	$4,33 \pm 0,08$
3	$48,6 \pm 1,1$	$19,70 \pm 0,09$	$3,48 \pm 0,07$
4	$48,4 \pm 1,2$	$19,59 \pm 0,09$	$3,38 \pm 0,07$
5	$48,6 \pm 1,2$	$19,60 \pm 0,09$	$3,38 \pm 0,07$
7	$46,1 \pm 1,2$	$19,58 \pm 0,09$	$3,30 \pm 0,07$
8	$41,7 \pm 1,0$	$17,73 \pm 0,08$	$3,27 \pm 0,07$
9	$40,2 \pm 1,0$	$17,77 \pm 0,08$	$3,20 \pm 0,07$

Para uma melhor visualização e comparação entre os valores medidos e os nominais (fornecidos pelo fabricante) da potência máxima dos módulos fotovoltaicos, a Fig. 5.5 apresenta todos os módulos que fazem parte do sistema fotovoltaico experimental, representados por blocos coloridos que indicam o valor de sua potência levando em consideração a incerteza durante a medida (início do bloco representa a potência mínima e o fim do bloco representa a potência máxima). As linhas tracejadas em vermelho indicam os limites inferior e superior no qual a potência do módulo deve encontrar-se dentro de uma tolerância de $\pm 10\%$ e a linha tracejada verde representa a potência nominal.

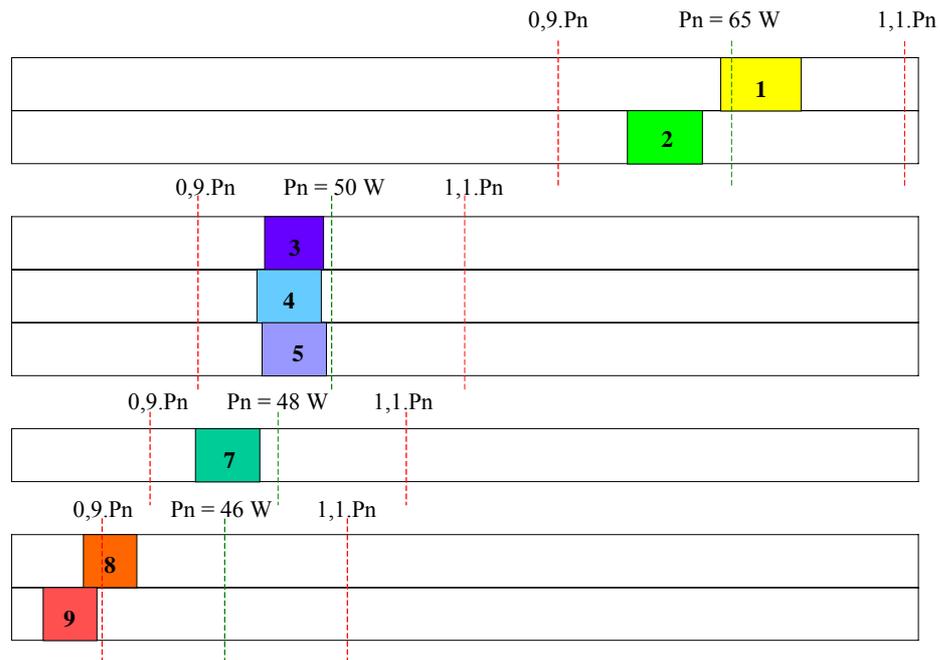


FIGURA 5.5 - Potências medida e nominal dos módulos fotovoltaicos do sistema fotovoltaico experimental.

Observa-se que a grande maioria dos módulos apresentam potência máxima inferior à potência nominal, com exceção do módulo 1. Já o módulo 9 apresenta uma potência inferior a 90 % da sua potência nominal.

5.9. COMPARAÇÃO ENTRE CURVAS I-V MEDIDAS E SIMULADAS COM O PROGRAMA CREARRAY

Todos os módulos fotovoltaicos que vieram a fazer parte do sistema fotovoltaico experimental tiveram suas curvas características I-V levantadas de acordo com os procedimentos já descritos. Tendo-se, a partir dessas curvas medidas, os valores da tensão de circuito aberto, tensão de máxima potência, corrente de curto-circuito e corrente de máxima potência corrigidos para 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$, os mesmos foram usados como dados de entrada para o programa Crearray. As curvas características I-V medidas e simuladas pelo Crearray apresentam uma ótima coincidência e são mostradas na Fig. 5.6.

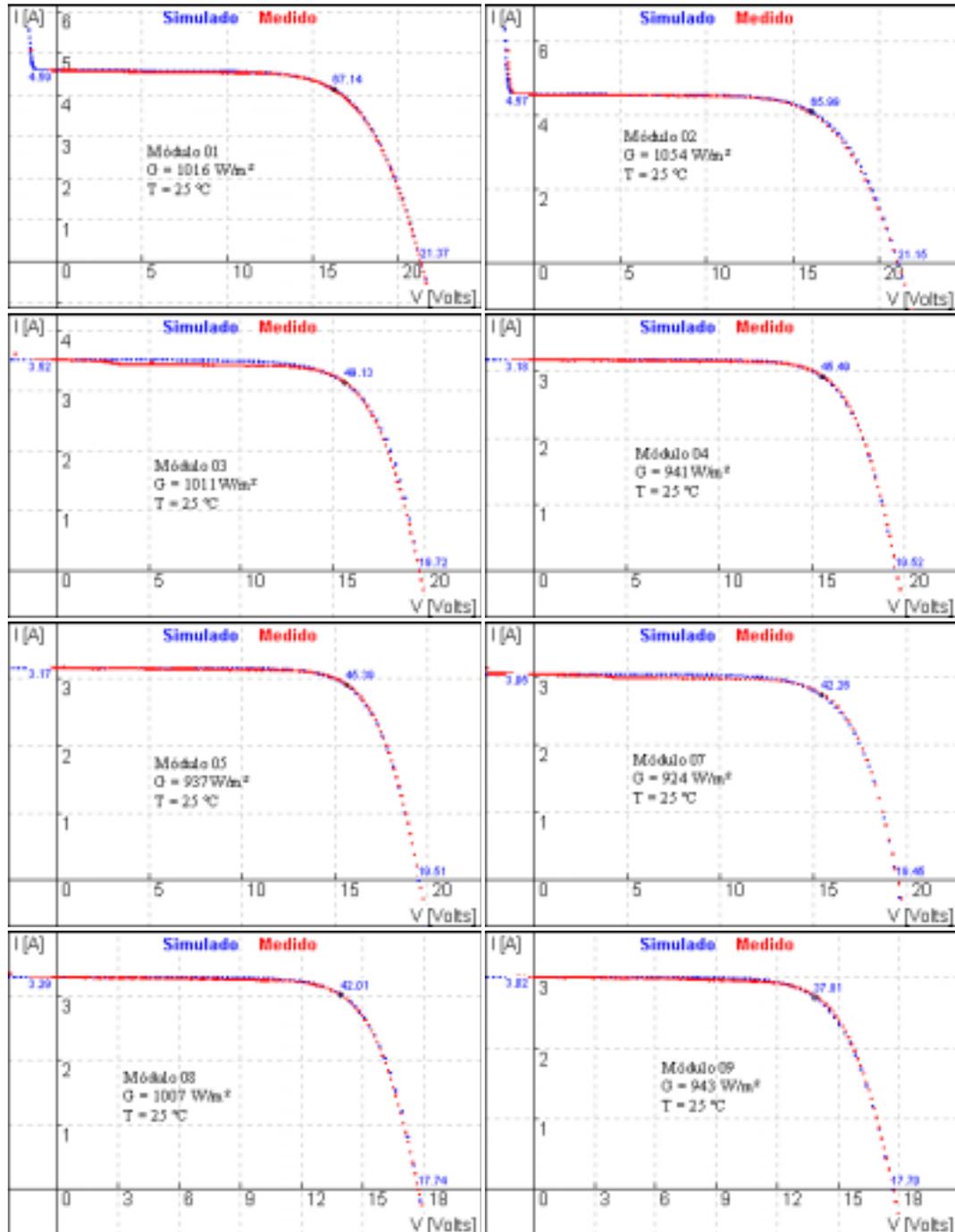


FIGURA 5.6 – Curvas características I-V medidas e geradas através do programa Crearray.

5.10. UMA APLICAÇÃO DO TRAÇADO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS NA ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DOS DIODOS DE *BYPASS*

Com o objetivo de analisar o comportamento dos módulos quando funcionando com tensões reversas, situação em que os diodos de *bypass* devem atuar, foram traçadas curvas I-V de

dois módulos fotovoltaicos que possuem diodos *bypass* ligados diferentemente, conforme é mostrado na Fig. 5.7 (diodos *bypass* entrelaçados e não entrelaçados). Para isso, algumas células dos módulos foram sombreadas. Esta situação de polarização reversa em módulos fotovoltaicos acontece não só com a presença de sombras nos módulos mas também quando a associação está funcionando em curto-circuito.

Os diodos *bypass* tem por objetivo proteger o módulo contra tensões reversas muito altas as quais podem provocar o aparecimento de pontos quentes com conseqüente deterioração do módulo e evitar um decréscimo muito acentuado do fator de forma da curva quando há um sombreamento de células do módulo.

Geralmente, módulos com 30 ou 33 células (apenas três colunas de células interligadas em série), apresentam diodos *bypass* ligados entrelaçados e módulos com 36 células (quatro colunas de células interligadas em série) apresentam diodos *bypass* não entrelaçados.

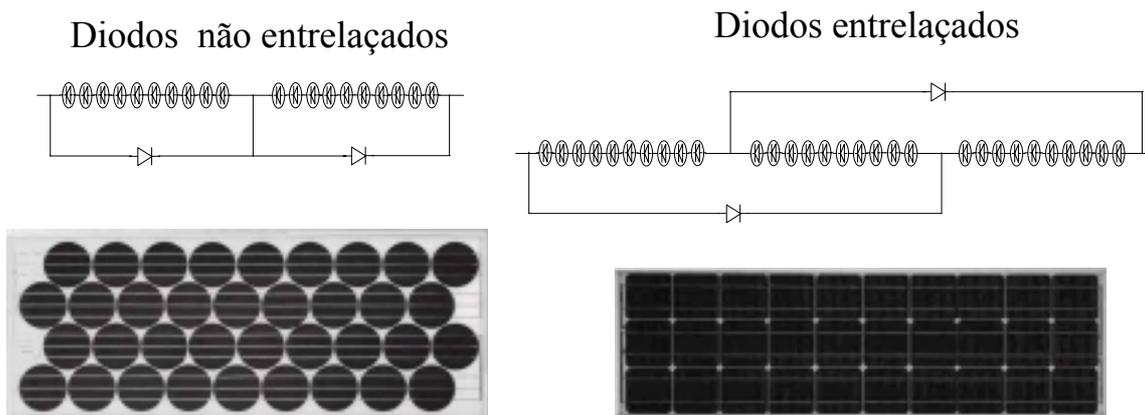


FIGURA 5.7 - Ligações de diodos *bypass* em módulos fotovoltaicos.

A ligação dos diodos *bypass* na forma mais convencional (não entrelaçados), onde cada diodo está ligado em paralelo com apenas um grupo de células, a tensão reversa de funcionamento do módulo fica limitada em aproximadamente 1,4 V, não deixando que as células individualmente dissipem uma quantidade muito grande de potência.

Quando tem-se um sombreamento total ou parcial de uma célula, por ela circulará apenas parte da corrente que pode circular pelas células não sombreadas. A outra fração de corrente circulará pelo diodo *bypass* de modo que, pelo grupo de células que não estão sombreadas, circula a soma das duas correntes mencionadas. No caso de sombreamento total de uma célula, toda a cor-

rente que circula pelas células não sombreadas circulará também pelo diodo *bypass* provocando uma queda de tensão de aproximadamente 0,7 V.

Na Fig. 5.8, são mostradas curvas I-V de um módulo fotovoltaico com diodos *bypass* não entrelaçados em diferentes situações de sombreamentos de células.

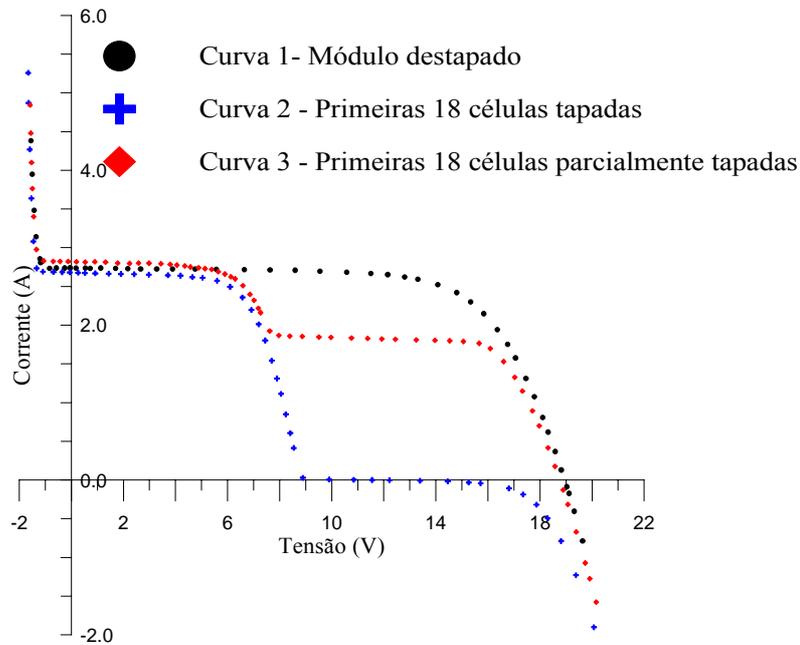


FIGURA 5.8 - Curva de módulo fotovoltaico com diodos *bypass* não entrelaçados.

Na ligação de diodos entrelaçados, onde cada diodo está conectado em paralelo com dois grupos de células ligadas em série, tem-se duas situações distintas de comportamento dos diodos *bypass* quando houver sombreamento de células. Estas situações são diferenciadas com relação à coluna onde está a célula sombreada.

Quando se tem células da fileira central totalmente sombreada, o módulo comporta-se como se tivesse dois grupos de células e diodos *bypass* ligados em paralelo. Nesta situação, o módulo tem a sua corrente de curto-circuito duplicada com uma conseqüente redução da tensão de circuito aberto. Isso já não ocorre se as células sombreadas estiverem colocadas numa das fileiras laterais. É interessante chamar a atenção sobre os efeitos que o sombreamento parcial da fileira central de módulos com diodos de *bypass* entrelaçados podem produzir sobre o resultado em avaliações descuidadas de sistemas em operação. Muitas vezes, em testes de campo, são feitas leituras independentes de corrente de curto-circuito e tensão, sem perceber que a poeira no módulo pode estar causando um falso aumento na corrente do mesmo.

Com os diodos entrelaçados, quando tem-se um sombreamento total de uma célula, a tensão de circuito aberto do módulo é reduzida a menos de $\frac{1}{3}$ da tensão de circuito aberto sem sombreamento (tensão equivalente de um grupo de células em série menos a queda de tensão sobre um diodo *bypass*) e a máxima tensão reversa é de aproximadamente 1,4 V mais $\frac{1}{3}$ da tensão de circuito aberto nominal do módulo sem sombreamento. Já com o uso de diodos não entrelaçados, esta tensão fica reduzida a pouco menos da metade da original, sem sombreamento.

A Fig. 5.9 mostra curvas I-V do módulo testado que apresenta diodos *bypass* entrelaçados em diferentes situações de sombreamento de células.

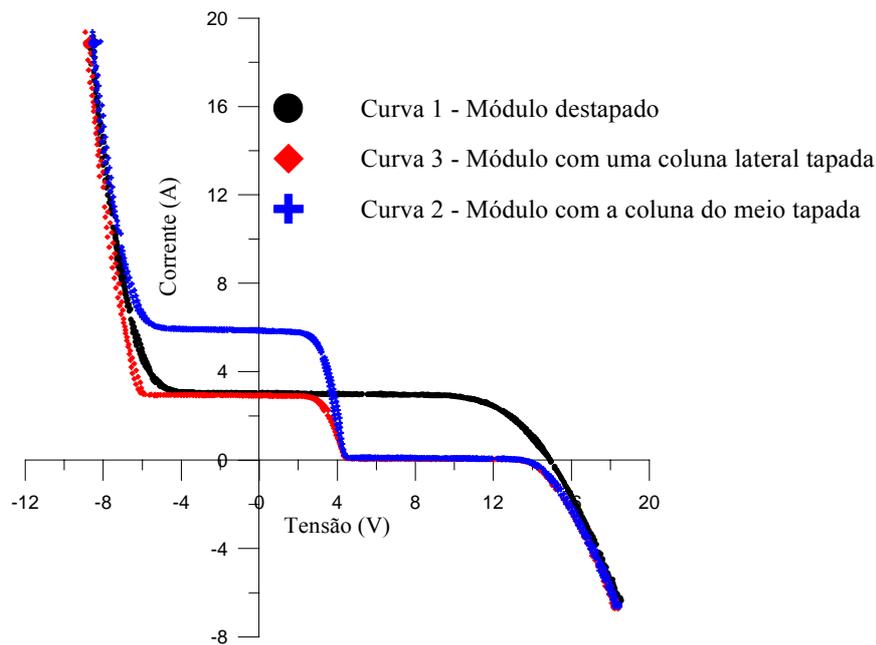


FIGURA 5.9 - Curva de módulo fotovoltaico com diodos *bypass* entrelaçados.

Os diodos *bypass*, além de operarem em situações de sombreamento de células como já foi apresentado nas Fig. 5.8 e 5.9, também podem influenciar no comportamento dos módulos quando tiverem associadas células com características elétricas muito diferentes. Neste caso pode-se considerar, para efeito de análise, que as células estão com níveis de iluminação diferentes.

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM ESTUDO

Com o objetivo de aprofundar o conhecimento do funcionamento de módulos fotovoltaicos quando associados em diferentes configurações, foi montado um sistema fotovoltaico composto por dez módulos. Os módulos têm diferentes características, a fim de ressaltar as implicações oriundas da associação de módulos não idênticos.

O sistema fotovoltaico foi montado no telhado do prédio anexo ao do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, com uma inclinação de 30°, orientado para o norte. Os terminais de cada módulo foram estendidos, através de condutores flexíveis de baixa resistência elétrica (seção transversal de 10 mm²), até o interior do prédio onde foi montado um centro de medições e ligações. A Fig. 6.1 mostra detalhes da montagem dos módulos fotovoltaicos.



FIGURA 6.1 – Detalhes da montagem dos módulos fotovoltaicos do sistema.

O sistema foi montado de modo que se tenha os componentes mais usuais dos diferentes tipos de configurações existentes, sendo portanto constituído por módulos fotovoltaicos, banco de baterias, regulador de carga do banco de baterias, inversor senoidal e componentes de consumo alimentados em corrente contínua e alternada.

Para monitorar o funcionamento do sistema mostrado na Fig. 6.2, foi montado um sistema de aquisição de dados via computador, utilizando um software denominado Monfot, desenvolvido no Laboratório. Entre as grandezas monitoradas estão: tensões, correntes e temperaturas em diferentes pontos do sistema e irradiância incidente no plano dos módulos fotovoltaicos.



FIGURA 6.2 - Sistema fotovoltaico experimental.

6.1. CARACTERÍSTICAS NOMINAIS DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL

A seguir, é feita uma caracterização dos componentes do sistema e do sistema de aquisição de dados das grandezas monitoradas.

6.1.1. Características nominais dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos que compõem o sistema em estudo, todos compostos com células de silício monocristalino, tem suas características elétricas, conforme Siemens, 1998, mostradas na Tab. 6.1. O coeficiente térmico da variação da tensão de circuito aberto (β) é de

- 2,15 mV/°C/célula e o da variação da corrente de curto-circuito (α) vale 2,09 mA/°C/módulo para os módulos 01 e 02 e 1,2 mA/°C/módulo para os demais módulos.

TABELA 6.1 - Características nominais dos módulos do sistema fotovoltaico experimental.

Módulo	Nº de células	P_{máx} (W)	I_{SC} (A)	V_{OC} (V)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)
01 e 02	36	65	4,59	21,4	3,95	16,5
03 a 06	33	50	3,35	19,8	3,15	15,9
07	33	48	3,35	19,8	3,02	15,9
08 e 09	30	46	3,35	18,0	3,15	14,6
10	36	35	2,30	21,0	2,15	16,2

6.1.2. Características do regulador de carga de baterias

Os modernos reguladores de carga de baterias utilizam o sistema PWM, o qual modula a largura do pulso de corrente que é fornecida para as baterias de acordo com a sua tensão terminal. Para os fins a que se propõe o estudo em questão, este tipo de regulador dificulta a aquisição de dados dos valores de tensão e corrente dos módulos da associação, visto que para determinados estados de carga da bateria, tem-se pulsos de corrente que variam ao longo de pequenos intervalos de tempo. Para evitar este efeito de variação de corrente, foi montado um regulador composto por um conjunto de relés, cuja tensão nominal é de 24 V_{CC}, o qual é comandado via micro computador, podendo ligar e desligar a carga e os módulos associados. Os parâmetros de controle do regulador foram fixados de acordo com os valores de catálogos de reguladores de carga e são mostrados na Tab. 6.2, podendo, com facilidade, serem modificados.

TABELA 6.2 - Tensões de comando do regulador de carga de baterias.

	Módulos	Carga
Tensão de desligamento (V)	27,4	22,2
Tensão de religamento (V)	25,2	24,8

6.1.3. Características do banco de baterias

O banco de baterias utilizado no sistema fotovoltaico experimental foi dimensionado de modo a fornecer para o sistema uma autonomia de cinco dias para plena carga e é composto por

quatro baterias automotivas de 12 V / 150 Ah cada uma. Nas quatro baterias, foram colocados terminais para facilitar a ligação entre elas a fim de que se tenha disponibilidade de trocar a tensão nominal do banco de baterias. Como as configurações em estudo dos módulos são para uma tensão nominal de 24 V_{CC}, as baterias foram ligadas de acordo com a Fig. 6.3, obtendo-se um banco com características nominais de 24 V / 300 Ah.

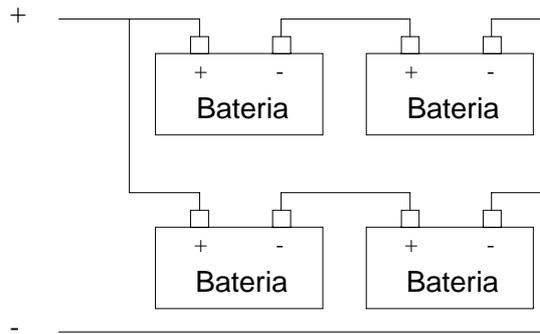


FIGURA 6.3- Esquema de ligação do banco de baterias.

6.1.4. Características dos componentes de consumo de energia elétrica

O sistema fotovoltaico experimental fornece energia elétrica para o banco de baterias ao qual estão conectados os diferentes tipos de cargas do sistema. Essas cargas se dividem em dois tipos: cargas de corrente contínua e de corrente alternada. A carga contínua é suprida de energia diretamente do banco de baterias e/ou módulos e é constituída por seis lâmpadas fluorescentes de 20 W mais reatores e refrigerador com capacidade de 81 litros, tendo como proteção geral, um fusível de 30 A. Já a carga alternada, é alimentada através de um inversor senoidal de 600 W, cuja tensão de entrada é proveniente do banco de baterias e tem como características de saída 110 V_{CA} / 60 Hz. Nesta rede de tensão alternada, provida de um fusível de 30 A na entrada do inversor, podem ser conectados diferentes tipos de aparelhos entre eles televisores e eletrodomésticos.

6.2. SISTEMA DE MONITORAMENTO DAS GRANDEZAS ENVOLVIDAS

O sistema fotovoltaico experimental tem as principais grandezas que servem para analisar o seu comportamento monitoradas através de um sistema de aquisição de dados. Este é composto

por um micro computador PC 486, 66 MHz e uma placa multiplexadora a relés, também desenvolvida no Laboratório, possuindo 32 canais de entrada em modo diferencial, acoplado a um multímetro digital HP34401A com saída serial. A principal vantagem deste sistema é a alta isolação galvânica entre os canais de entrada, permitindo a leitura de sinais de tensão de até centenas de volts, além de poder ser utilizado com qualquer tipo de multímetro que tenha comunicação com o computador, mediante simples adaptação do software especialmente desenvolvido para esta aplicação, o qual promove o sincronismo e controle da placa multiplexadora e do multímetro.

6.2.1. Grandezas elétricas monitoradas

Com o objetivo de acompanhar o funcionamento do sistema fotovoltaico experimental, em diferentes situações, foram monitoradas as seguintes grandezas: tensão e corrente de cada módulo, da associação, do banco de baterias e das cargas alternada e contínua, temperatura ambiente e dos módulos 02, 05 e 08 e irradiância solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos.

As tensões são medidas diretamente e as correntes a partir da queda de tensão sobre *shunts* de manganina. As leituras de temperatura são feitas através de sensores eletrônicos LM35, que possuem uma saída em tensão contínua proporcional à temperatura, na razão de 10 mV/°C. Os módulos (01 e 02), (03 a 07) e (08 e 09) formam três grupos de módulos com desempenho térmico semelhantes visto que possuem dimensões iguais e mesmo tipo de célula e encapsulamento. Daí medir-se apenas três temperaturas de módulos. Estudo mais detalhado a respeito do comportamento térmico dos módulos que compõem um sistema fotovoltaico pode ser encontrado em Jones e Underwood, 2001. Para a medida da irradiância solar foi utilizado um piranômetro Eppley PSP tendo suas principais características descritas no item 6.2.2. Todos os sinais medidos são transmitidos até a placa multiplexadora através de cabos de duas vias com blindagem a fim de eliminar a captação de ruídos que possam interferir na medida da grandeza. A Fig. 6.4 mostra o centro de medições e ligações contendo os terminais dos módulos, *shunts*, placa multiplexadora e regulador de carga do banco de baterias, com suas devidas ligações.

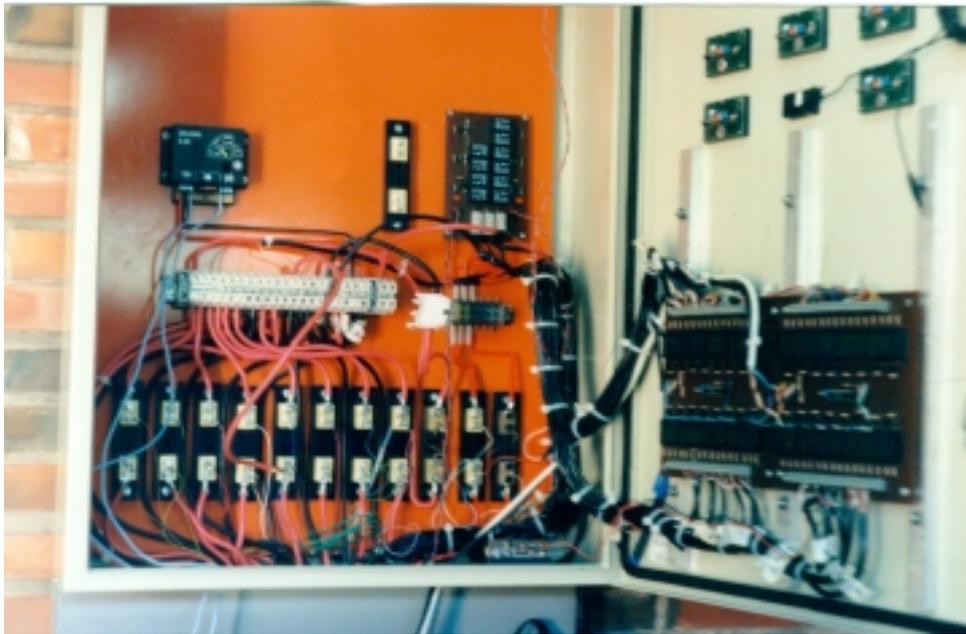


FIGURA 6.4 - Centro de medições e ligações.

A aquisição de dados das grandezas monitoradas é realizada de minuto em minuto, sendo as grandezas citadas acima armazenadas no disco rígido do computador.

Medidas de irradiância e temperaturas são feitas no início e fim de cada varredura. Também é realizada a medida de irradiância sempre antes das leituras de tensão e corrente de cada módulo. Estes procedimentos possibilitam que se verifique o quanto variaram essas grandezas durante a varredura. Para efeito de análise dos dados, é importante que essas grandezas permaneçam o mais constante possível durante uma varredura.

A Tab. 6.3 fornece os valores dos *shunts* utilizados para medir as correntes nos diferentes pontos do sistema fotovoltaico.

TABELA 6.3 - Valores dos *shunts* utilizados para medição de correntes.

Grandeza	Sensor
Corrente dos módulos	<i>shunts</i> de 5 A / 60 mV
Corrente da associação	<i>shunt</i> de 30 A / 150 mV
Corrente banco de baterias	<i>shunt</i> de 25 A / 60 mV
Corrente carga CC	<i>shunt</i> de 10 A / 150 mV
Corrente carga CA	<i>shunt</i> de 25 A / 60 mV

6.2.2. Medidor de irradiância utilizado no sistema fotovoltaico experimental

O instrumento utilizado para medir a irradiância global em uma superfície inclinada (irradiância direta mais irradiância difusa mais irradiância refletida) é denominado de piranômetro. Os piranômetros podem usar sensores do tipo calorimétricos, termoeletrônicos ou fotoelétricos.

O instrumento utilizado para medir a irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos que compõem o sistema experimental é um piranômetro Eppley PSP (Precision Spectron Pyranometer) enquadrando-se, segundo a World Meteorological Organization, 1985, como um instrumento de primeira classe. Esse instrumento possui dois hemisférios de vidro polido tipo WG295 os quais são uniformemente transparentes para radiações com comprimentos de onda entre 0,285 to 2,8 μ m.

Segundo Paltridge e Platt, 1976, incertezas na ordem de 2% a 3% na medida de irradiância são de pequena magnitude, podendo-se assim considerar as medidas como sendo de boa qualidade. Também, de acordo com Hammeer, 1984 e Mohr, Dahlberg e Dirhirm, 1979, dentro de uma incerteza de 2 a 3% na medida de irradiância, não foram encontradas variações na constante de ajuste dos instrumentos Eppley PSP quando colocados em um plano inclinado de 30 °.

As características do piranômetro Eppley PSP utilizado durante os ensaios são apresentadas na Tab. 6.4, tendo o mesmo uma incerteza, a 1000 W/m², de ± 3 %.

TABELA 6.4 – Principais características do piranômetro Eppley PSP utilizado nos ensaios.

Tempo de resposta	1 s
Zero <i>offset</i>	± 10 W/m ²
Sensibilidade	Aprox. 9 μ V/Wm ⁻²
Não linearidade	$\pm 0,5$ %
Resposta coseno (0 ° a 70 °)	± 1 %
Resposta azimutal	± 1 %
Seletividade espectral	$\pm 1,5$ %
Resposta a temperatura	± 1 %

Fonte: The Eppley Laboratory, Inc., 2000.

6.3. CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL

O sistema fotovoltaico experimental pode ser composto por até dez módulos fotovoltaicos agrupados das formas mais diversas possíveis visto que os terminais positivo e negativo de

cada um dos módulos se encontram, disponíveis e devidamente identificados, dentro de um centro de ligações e medições localizado no interior do Laboratório.

A medida que se associam módulos em série, tem-se um aumento na tensão da associação enquanto que com os módulos associados em paralelo, tem-se um ganho de corrente. Desta forma, existe a possibilidade de ensaiar sistemas com tensões nominais de até 120 V (todos os módulos associados em série) ou sistemas com capacidade de corrente na ordem de 30 A (todos os módulos associados em paralelo).

Optou-se por ensaiar dois tipos de configurações, ambas com uma tensão de 24 V_{CC}, diferenciando uma da outra apenas pelo condutor que é introduzido na configuração B, conforme é mostrado na Fig. 6.5, onde R_{cond} e R_{shunt} representam, respectivamente, as resistências dos condutores de ligação dos módulos e shunts utilizados para medir a corrente dos módulos.

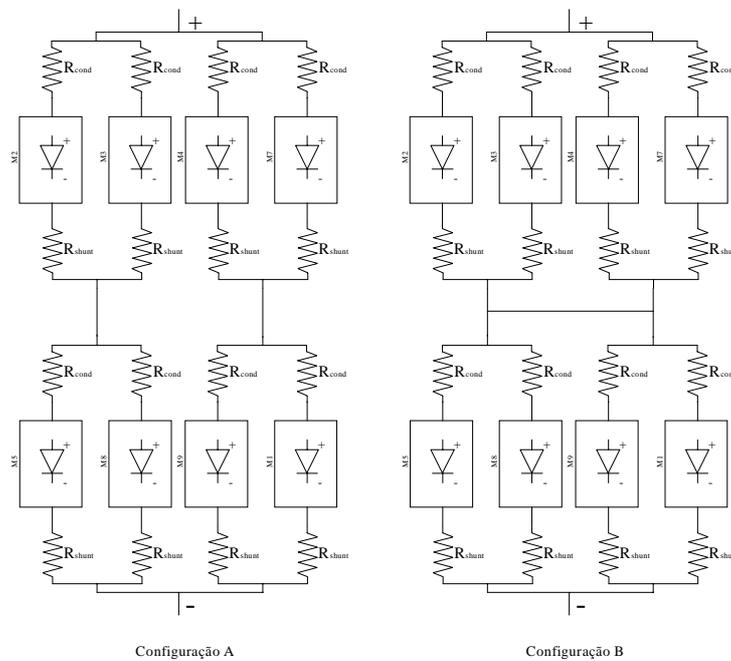


FIGURA 6.5 - Tipos A e B de configurações ensaiadas.

Se todos os módulos agrupados nas configurações A e B fossem idênticos e estivessem todos com um mesmo nível de radiação solar, não haveria diferença no comportamento das duas configurações. Na prática, nunca tem-se módulos idênticos associados e funcionando sempre com mesmos níveis de radiação solar. Neste caso, o comportamento das duas configurações pode ser bastante diferente, dependendo da situação de operação em que se encontram. Em grandes

associações pode ocorrer, principalmente no nascer e no por-do-sol, sombreamento parcial em alguns módulos causado por outros da associação.

Na configuração A, os dois ramos série-paralelo são constituídos por módulos de potências e tensões diferentes. Tem-se agrupado em paralelo módulos com diferentes números de células e portanto com diferentes tensões nominais e cada conjunto paralelo dos ramo com diferentes capacidades de corrente. Tais ligações foram propositadamente escolhidas para que os efeitos que aparecem em associações de módulos fotovoltaicos sejam ressaltados e desta forma poderem ser melhor analisados. A configuração B, composta pelos mesmos módulos da A, mas com uma ligação redundante de paralelismo, tem por objetivo avaliar o quanto se ganha no desempenho em relação à configuração A em situações não desejadas de funcionamento do sistema fotovoltaico (situações de sombreamento e não identicidade dos módulos).

Estas configurações foram ensaiadas em condições de circuito aberto, curto-circuito e em pontos próximos do ponto de máxima potência da associação. A Fig. 6.6 mostra a tela do sistema de aquisição de dados utilizados para o monitoramento das grandezas do sistema fotovoltaico. Neste exemplo, tinha-se em funcionamento a configuração B em circuito aberto.

Sistema de Monitoramento de Módulos Fotovoltaicos - Versão 2.0							
Data : 11-04-1999		Hora : 15:29:16					
Taini	: 33.53	Tmod2ini	: 42.86	Tmod5ini	: 45.18	Tmod8ini	: 45.51
Gini	: 805	Winicial	:				
Gmod1	: 805	Umod1	: 14.29	Imod1	: 3.69		
Gmod2	: 805	Umod2	: 15.20	Imod2	: 3.26		
Gmod3	: 804	Umod3	: 15.16	Imod3	: 2.46		
Gmod4	: 805	Umod4	: 13.40	Imod4	: 2.93		
Gmod5	: 804	Umod5	: 12.47	Imod5	: 3.00		
Gmod7	: 804	Umod7	: 13.40	Imod7	: 2.76		
Gmod8	: 804	Umod8	: 12.47	Imod8	: 2.71		
Gmod9	: 804	Umod9	: 14.22	Imod9	: 2.00		
Ua	: 27.42	Ia	: 11.48				
Tafinal	: 33.60	Tmd2final	: 42.80	Tmd5final	: 45.20	Tmd8final	: 45.60
Gfinal	: 804	Wfinal	:				
Ubb	:	Ibb	:				
Uicc	:	Iicc dc	:				
Uica	:	Iica dc	:				
<ESC> Aborta o processo e volta ao menu principal							

Figura 6.6 - Tela do sistema de aquisição de dados.

7. SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM ESTUDO OPERANDO EM CONDIÇÕES ESPECIAIS

Neste capítulo são abordados o comportamento do sistema fotovoltaico experimental quando operando em circuito aberto e em curto-circuito e analisados os benefícios advindos da ligação série-paralelo para situações especiais de funcionamento.

7.1. ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL EM CIRCUITO ABERTO E EM CURTO-CIRCUITO

Quando um sistema fotovoltaico encontra-se em operação polarizado num ponto próximo ao de máxima potência sem que haja sombreamento ou defeito, geralmente todos os módulos funcionam como geradores de energia elétrica.

Muitas vezes, entretanto, os sistemas são forçados a trabalhar em circuito aberto ou em curto-circuito por efeito da atuação dos controladores de carga do sistema. Nestes pontos especiais da curva resultante, os sistemas fotovoltaicos podem apresentar alguns de seus módulos não mais funcionando como geradores e sim como carga.

7.1.1. Sistema fotovoltaico experimental em circuito aberto

Em um sistema fotovoltaico em circuito aberto, toda radiação solar convertida em eletricidade é dissipada nele próprio. Neste caso, alguns módulos funcionam como gerador e outros como carga. Estes últimos estão polarizados no quarto quadrante da curva característica I-V (tensão positiva e corrente negativa). Essa corrente negativa pode ser minimizada em cada módulo, com o uso de diodos de bloqueio. No início da indústria fotovoltaica para uso terrestre, alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos incorporavam ao módulo além dos diodos de *bypass* um diodo de bloqueio. Atualmente este procedimento não vem sendo mais utilizado pois quando o sistema está fornecendo potência, o mesmo provoca uma queda de tensão na tensão final da associação e, conseqüentemente, uma perda de potência. Mesmo assim há a possibilidade da utilização de diodos de bloqueio externos aos módulos quando julgado necessário.

Como já foi explanado no capítulo 4, módulos em paralelo com diferentes tensões de circuito aberto poderão estar operando como carga. Isso acontece quando a tensão de operação da associação for maior que a tensão de circuito aberto do módulo.

A Fig. 7.1 mostra os valores da corrente e tensão de cada um dos módulos quando associados na configuração A. A irradiância medida tem um valor de 977 W/m^2 e a temperatura das células dos módulos é igual a $58 \text{ }^\circ\text{C}$.

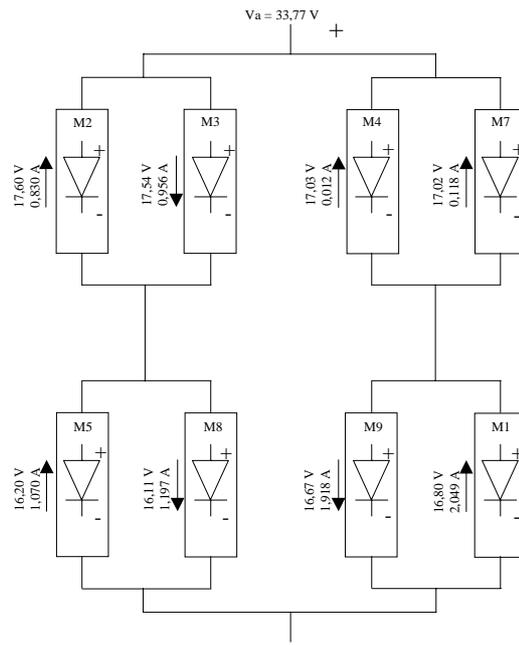


FIGURA 7.1 – Configuração A operando em circuito aberto ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

A tensão de circuito aberto de cada um dos módulos, para essa irradiância e temperatura das células, foi determinada utilizando-se a eq. 5.2 a partir da tensão de circuito aberto medida na condição padrão. As tensões de circuito aberto dos módulos que constituem a associação, na condição padrão e na de teste, são apresentadas na Tab. 7.1.

TABELA 7.1 – Tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

	Mód. 01	Mód. 02	Mód. 03	Mód. 04	Mód. 05	Mód. 07	Mód. 08	Mód. 09
$V_{\text{oc(STD)}} \text{ (V)}$	21,32	21,05	19,70	19,59	19,60	19,58	17,73	17,77
$V_{\text{oc(teste)}} \text{ (V)}$	18,74	18,47	17,33	17,22	17,23	17,22	15,58	15,62

Observa-se que os módulos 03, 08 e 09, estão operando como carga e estão ligados em paralelo, respectivamente, com os módulos 02, 05 e 01, os quais possuem um número maior de células em série. Nestas três associações em paralelo, a sua tensão de operação é maior que a tensão de circuito aberto dos módulos que estão funcionando como carga. Isso não acontece no agrupamento paralelo entre os módulos 04 e 07, os quais apresentam uma tensão de circuito aberto maior que a tensão de operação do agrupamento.

A Fig. 7.2 mostra a curva característica I-V da associação na configuração A, simulada através do programa Crearray, para as mesmas condições do teste.

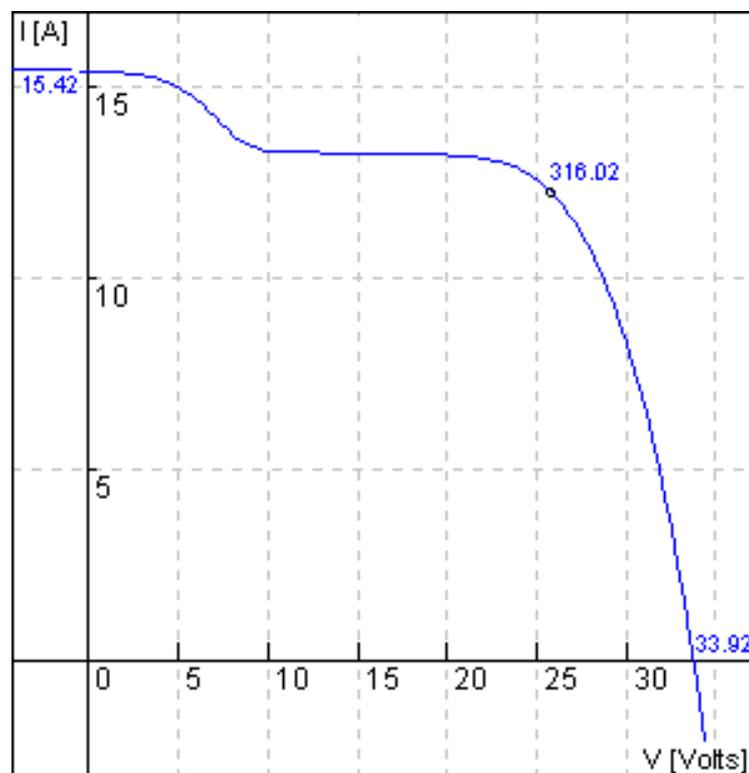


FIGURA 7.2 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração A ($G = 977 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

Observa-se uma pequena diferença (0,4 %) entre os valores medido e simulado da tensão de circuito aberto da associação.

A Fig. 7.3 mostra os valores da corrente e tensão de cada um dos módulos quando associados na configuração B. A irradiância medida tem um valor de 979 W/m^2 e a temperatura das células dos módulos é igual a $59 \text{ }^\circ\text{C}$.

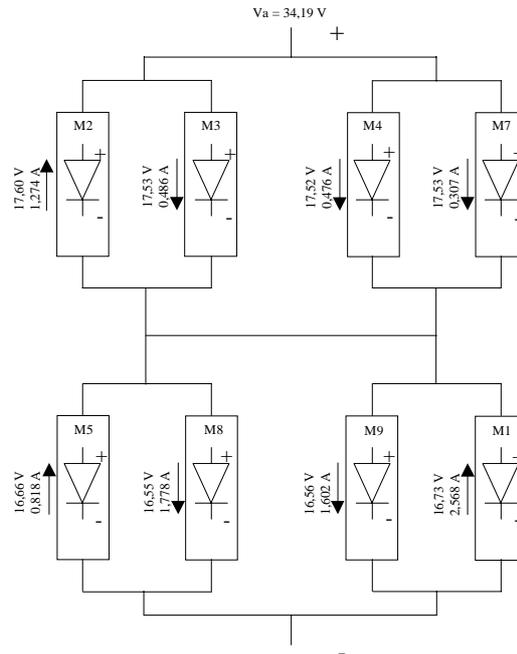


FIGURA 7.3 – Configuração B operando em circuito aberto ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).

As tensões de circuito aberto dos módulos que constituem a associação, na condição padrão e na de teste, são apresentadas na Tab. 7.2.

TABELA 7.2 – Tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).

	Mód. 01	Mód. 02	Mód. 03	Mód. 04	Mód. 05	Mód. 07	Mód. 08	Mód. 09
$V_{\text{oc(STD)}} \text{ (V)}$	21,32	21,05	19,70	19,59	19,60	19,58	17,73	17,77
$V_{\text{oc(teste)}} \text{ (V)}$	18,66	18,39	17,26	17,15	17,16	17,15	15,52	15,56

Nesta configuração, há dois agrupamentos paralelos ligados em série. Como a associação encontra-se em circuito aberto, em cada agrupamento paralelo toda a potência gerada tem que ser dissipada nele mesmo. No primeiro agrupamento paralelo, o único módulo que apresenta tensão de circuito aberto maior que a tensão de operação é o módulo 02, ou seja, a potência gerada por ele é dissipada pelos módulos 03, 04 e 07. No segundo agrupamento paralelo, os módulos 01 e 05 estão gerando energia, a qual é dissipada pelos módulos 08 e 09.

A Fig. 7.4 mostra a curva característica I-V da associação na configuração B, simulada através do programa Crearray, para as mesmas condições do teste.

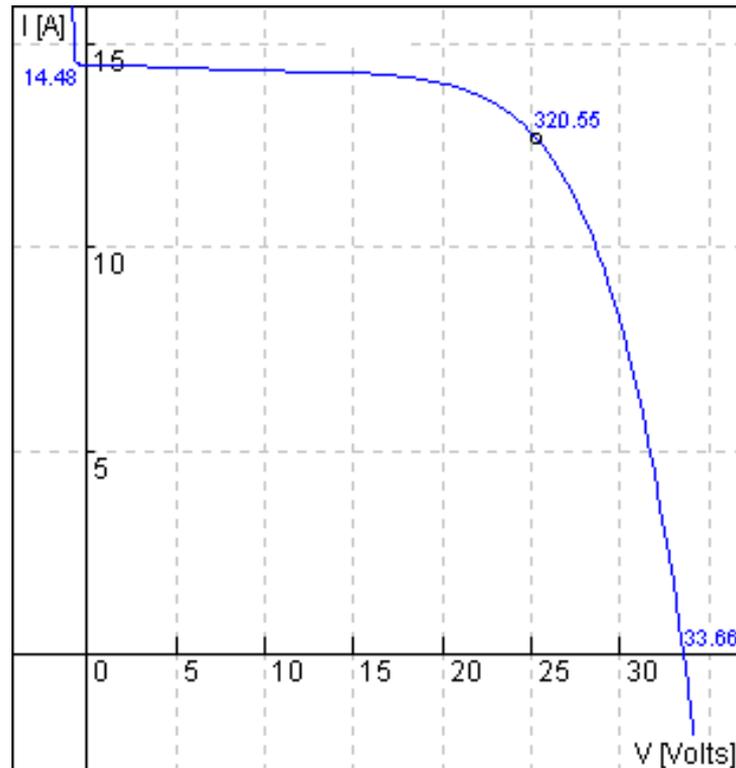


FIGURA 7.4 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração B ($G = 979 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 59 \text{ }^\circ\text{C}$).

Como ocorreu para a configuração A, na configuração B também observa-se uma pequena diferença (1,6 %) entre os valores medido e simulado da tensão de circuito aberto da associação.

7.1.2. Sistema fotovoltaico experimental em curto-circuito

Sistemas fotovoltaicos operando em curto-circuito podem apresentar módulos polarizados reversamente e, portanto, comportando-se como carga para os outros módulos. Tanto em circuito aberto como em curto-circuito esses módulos funcionam como carga, diferenciando apenas o quadrante de operação. Em curto-circuito, os módulos polarizados reversamente possuem tensão negativa e corrente positiva (segundo quadrante). Neste caso, o diodo de *bypass*, já incorporado na maioria dos módulos, limita a tensão reversa a ser aplicada no mesmo e, conseqüentemente, a dissipação de potência. Esse limite de tensão reversa ao qual o módulo pode ser submetido depende de como estão ligados os diodos de *bypass* (entrelaçados ou não entrelaçados) conforme foi mostrado no capítulo 5.

Quando a associação encontra-se em curto-circuito, os módulos que estão sendo percorridos por uma corrente elétrica maior que a sua corrente de curto-circuito estão polarizados reversamente e, portanto, comportando-se como carga.

A Fig. 7.5 mostra os valores da corrente e tensão de cada um dos módulos quando associados na configuração A. A irradiância medida tem um valor de 980 W/m^2 e a temperatura das células dos módulos é igual a $58 \text{ }^\circ\text{C}$.

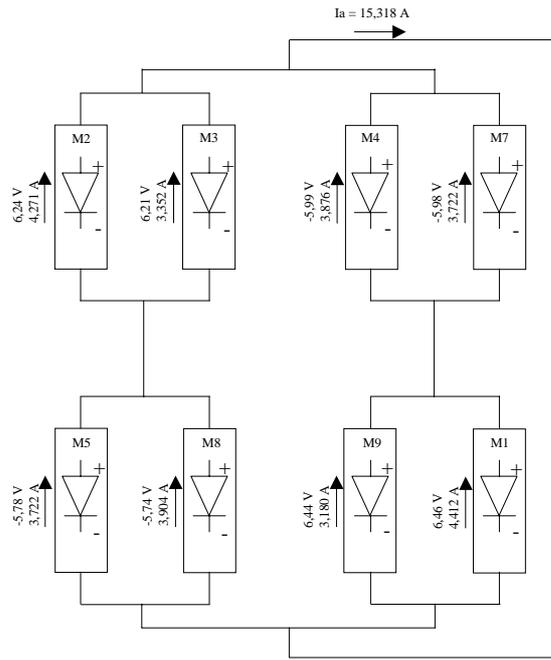


FIGURA 7.5 - Configuração A operando em curto-circuito ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

A corrente de curto-circuito de cada um dos módulos, para esta irradiância e temperatura das células foi determinada, a partir da corrente de curto-circuito medida na condição padrão, utilizando-se a eq. 5.1. As correntes de curto-circuito dos módulos que constituem a associação, na condição padrão e na de teste, são apresentadas na Tab. 7.3.

TABELA 7.3 – Corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

	Mód. 01	Mód. 02	Mód. 03	Mód. 04	Mód. 05	Mód. 07	Mód. 08	Mód. 09
$I_{\text{sc(STD)}} \text{ (A)}$	4,51	4,33	3,48	3,38	3,38	3,30	3,27	3,20
$I_{\text{sc(teste)}} \text{ (A)}$	4,49	4,30	3,45	3,35	3,35	3,27	3,24	3,19

Observa-se que, tanto no ramo da esquerda como no da direita, tem-se um agrupamento paralelo funcionando como gerador e o outro como carga. A tensão de operação dos agrupamentos que estão funcionando como carga é da ordem de 5,8 V pois os diodos *bypass* desses módulos são ligados de forma entrelaçada e a corrente que os percorre é superior à sua corrente de curto-circuito.

A Fig. 7.6 mostra a curva característica I-V da associação na configuração A, simulada através do programa Crearray, para as mesmas condições do teste.

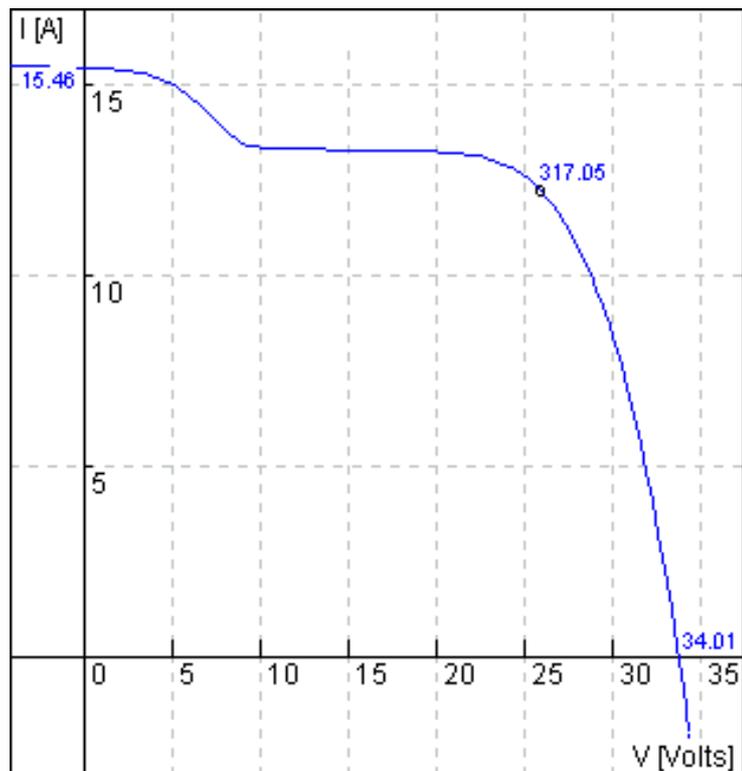


FIGURA 7.6 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração A ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 58 \text{ }^\circ\text{C}$).

Quando a configuração B encontra-se em curto-circuito e sendo analisada como dois agrupamentos de módulos em paralelo, ela também apresenta, tal como a configuração A, um agrupamento funcionando como gerador e o outro como carga.

A Fig. 7.7 mostra os valores da corrente e tensão de cada um dos módulos quando associados na configuração B. A irradiância medida tem um valor de 980 W/m^2 e a temperatura das células dos módulos é igual a $55 \text{ }^\circ\text{C}$.

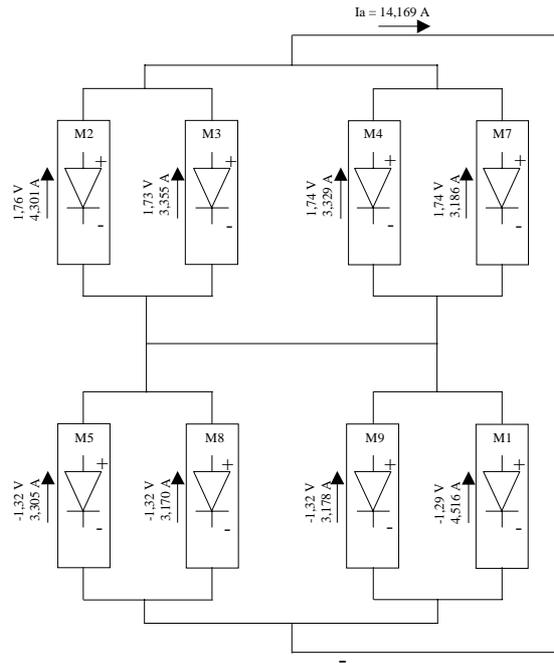


FIGURA 7.7 - Configuração B operando em curto-circuito ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).

A diferença que existe entre as duas configurações é o valor de tensão no qual estão polarizados reversamente os módulos.

O agrupamento paralelo constituído pelos módulos 05, 08, 09 e 01 é polarizado com uma tensão na ordem de -1,3 V, tensão esta devida ao módulo 01 possuir diodos *bypass* ligados de forma não entrelaçada. Os demais módulos desse agrupamento possuem diodos entrelaçados e, portanto, para uma tensão na ordem de - 1,3 V, são percorridos por uma corrente levemente superior à sua corrente de curto-circuito para aquela condição do teste, como é ilustrado na Fig. 7.8, onde a curva azul é a resultante dos 4 módulos em paralelo, a curva vermelha é a resultante dos módulos 05, 08 e 09 em paralelo e a curva verde é a curva I-V do módulo 01.

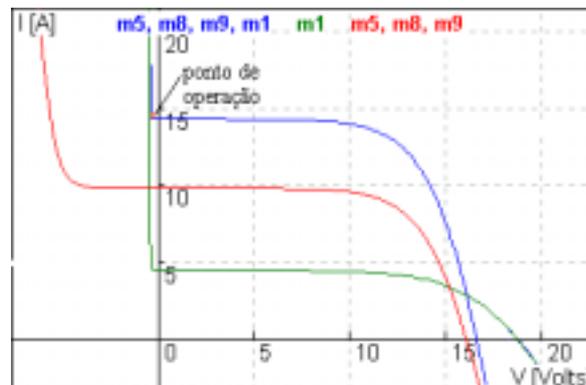


FIGURA 7.8 – Agrupamento paralelo dos módulos 05, 08, 09 e 01.

As correntes de curto-circuito dos módulos que constituem a associação, na condição padrão e na de teste, são apresentadas na Tab. 7.4.

TABELA 7.4 – Corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental na condição padrão e na de teste ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).

	Mód. 01	Mód. 02	Mód. 03	Mód. 04	Mód. 05	Mód. 07	Mód. 08	Mód. 09
$I_{\text{sc(STD)}} \text{ (A)}$	4,51	4,33	3,48	3,38	3,38	3,30	3,27	3,20
$I_{\text{sc(teste)}} \text{ (A)}$	4,48	4,30	3,45	3,35	3,30	3,27	3,23	3,17

Finalmente, a Fig. 7.9 apresenta a simulação da configuração B realizada pelo programa Crearray.

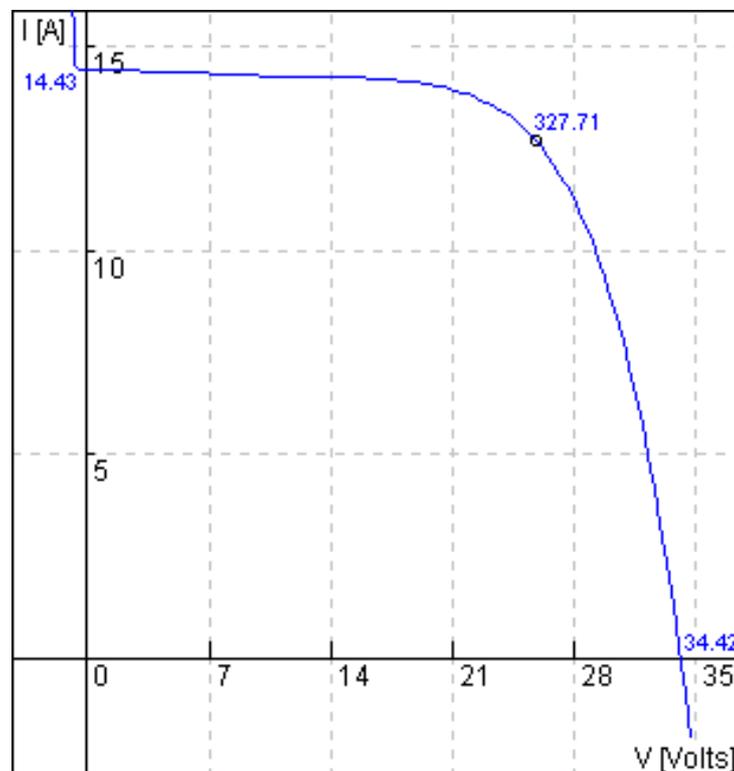


FIGURA 7.9 – Curva I-V simulada do sistema fotovoltaico, configuração B ($G = 980 \text{ W/m}^2$; $T_{\text{cel}} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$).

7.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONEXÕES SÉRIE-PARALELO REDUNDANTES

Os efeitos de perdas por descasamento (*mismatch loss*) em sistemas fotovoltaicos podem ser minimizados acrescentando-se conexões série-paralelo que, em determinadas situações de

funcionamento (todas as células operando num mesmo ponto de funcionamento) não influenciam no desempenho do sistema. Essas conexões, chamadas de conexões série-paralelo redundantes, diminuem as perdas devidas às diferenças de comportamento das células que constituem o sistema fotovoltaico, protege-os contra defeitos de circuito aberto e evitam o aparecimento de pontos quentes. A diferença de comportamento das células deve-se a vários fatores, entre eles, sombreamentos de células, células submetidas a diferentes temperaturas e células com diferentes características I-V.

Essas conexões série-paralelo redundantes criam inúmeros ramos interligados que possibilitam o fluxo de corrente com vários graus de redundância.

Em uma ligação série de células fotovoltaicas, a sua corrente fica limitada pela corrente da célula de menor eficiência. Se células de melhor qualidade forem conectadas em paralelo, esta limitação pode ser minimizada ou até mesmo eliminada.

A Fig. 7.10 mostra dois agrupamentos de células fotovoltaicas, ambos constituídos por quatro células, supostamente idênticas e com resistência paralela infinita. A única diferença entre eles é a ligação existente entre os pontos medianos dos dois ramos.

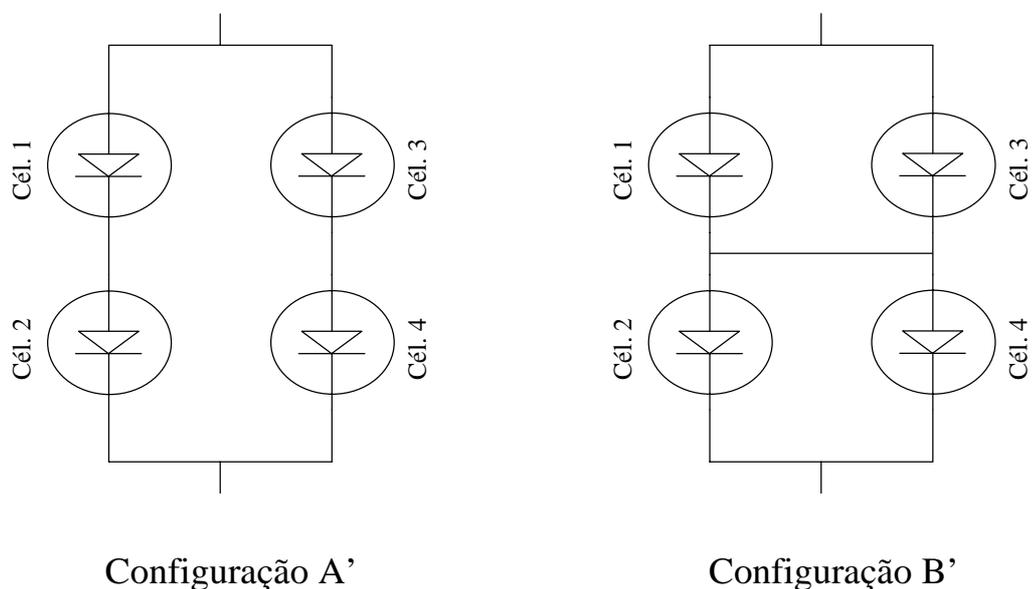


FIGURA 7.10 – Associação de células fotovoltaicas nas configurações A' e B'.

Essa conexão, que faz a diferença entre os dois sistemas, não causaria influencia no sistema se o mesmo estivesse funcionando sem que houvesse sombreamento de células. Neste caso, a potência de saída dos dois sistemas é a mesma.

Para melhor entender os efeitos causados pela conexão série-paralelo redundante, supõe-se que em duas células, uma de cada ramo (células 1 e 4), a radiação incidente seja reduzida a metade, correspondendo a um sombreamento de 50%. Neste caso, pode-se considerar, aproximadamente ¹, que a corrente e tensão nas células não sombreadas são, respectivamente, I_c e V_c e, nas células sombreadas, $I_c/2$ e V_c . Desta forma, as potências elétricas de saída dos dois sistemas são

$$P_{A'} = 2 \cdot V_c \cdot I_c \quad \text{e} \quad P_{B'} = 2 \cdot V_c \cdot \frac{3}{2} \cdot I_c = 3 \cdot V_c \cdot I_c$$

A relação entre as potências de saída do sistema com a conexão série-paralelo redundante e a do sistema sem esta ligação é $3/2$, ou seja, a potência de saída do segundo sistema, quando na presença de sombreamento de células é 50 % maior. Fica evidenciado que a conexão série-paralelo redundante minimiza as perdas de potência do sistema. A medida que se tem um maior grau de sombreamento, maior é a relação entre as potências de saída do sistema com a conexão redundante e a do sistema sem essa conexão. Um sombreamento de 100% equivale a ter-se o circuito aberto.

Considere-se agora os sistemas da Fig. 7.10 não mais constituídos por células e sim por módulos fotovoltaicos com resistências série e paralelo não desprezíveis. A simulação feita utilizando o programa Crearray é mostrada nas Fig. 7.11 e 7.12, respectivamente para as configurações sem e com a conexão série-paralelo redundante.

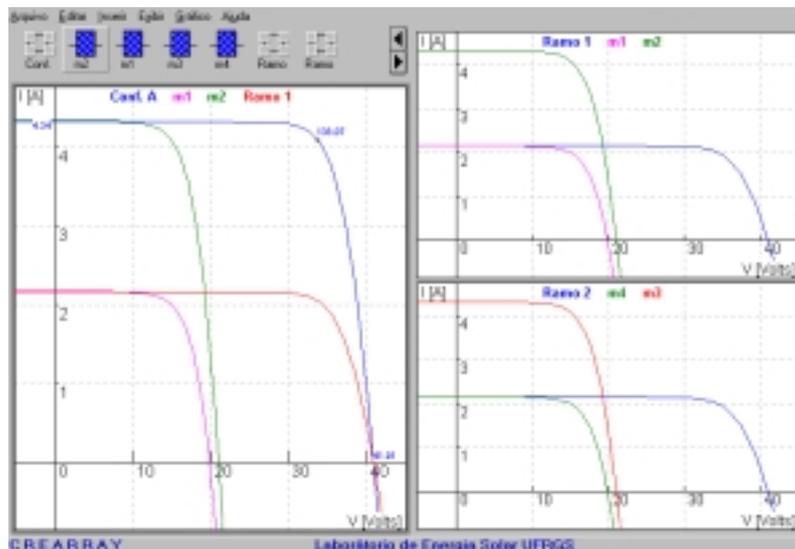


FIGURA 7.11 – Simulação usando programa Crearray para a configuração sem a conexão série paralelo redundante.

Observa-se que a potência máxima simulada do sistema é de 138 W. As correntes fornecidas pelos dois ramos ficam limitadas pelas correntes fornecidas pelos módulos 1 e 4 que estão sombreadados.

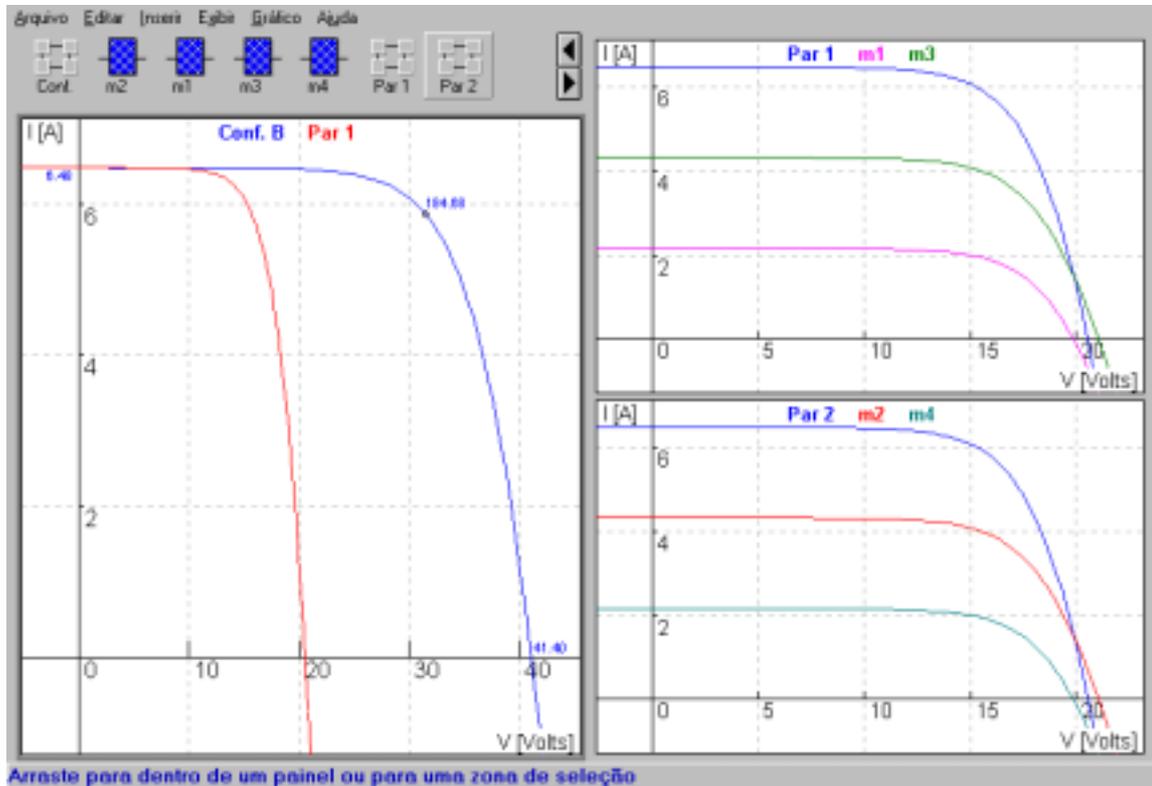


FIGURA 7.12 – Simulação usando programa Crearray para a configuração com a conexão série paralelo redundante.

No sistema que apresenta a conexão série-paralelo redundante, a simulação fornece um valor de 185 W como sendo a potência máxima fornecida, tendo-se, ainda, os módulos 1 e 4 sombreados. Esta potência é aproximadamente 33% maior que a potência máxima do sistema sem a conexão série-paralelo redundante.

Com a utilização de conexões série-paralelo redundantes consegue-se, também, melhorar o fator de forma da curva característica I-V resultante do sistema. Esse efeito pode ser melhor visualizado utilizando-se os mesmos sistemas apresentados na Fig. 7.10, constituídos por módulos fotovoltaicos e tendo apenas o módulo 1 sombreado. Estas duas configurações apresentam, de acordo com a simulação, fator de forma de 71% e 74%, respectivamente para as configurações A' e B'.

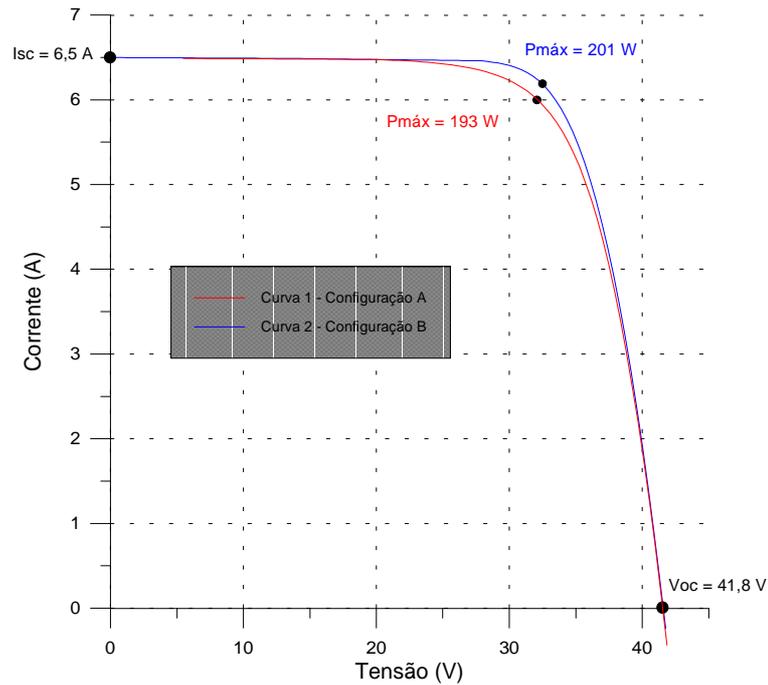


FIGURA 7.13 – Ponto de máxima potência das Configurações A' e B' com um módulo sombreado.

Verifica-se, observando a Fig. 7.13, que as curvas características I-V resultantes dos dois sistemas são muito semelhantes nas regiões de curto-circuito e circuito aberto. A diferença entre elas acentua-se na região que norteia o ponto de máxima potência. Ao redor deste ponto de máxima potência, a curva característica I-V do sistema que tem a conexão série-paralelo redundante apresenta um melhor desempenho, tendo-se assim, para uma mesma tensão de funcionamento, uma corrente de maior intensidade e por conseqüência, uma menor perda de potência e fator de forma maior.

Uma vantagem de utilizar-se este tipo de ligação em sistemas fotovoltaicos é a não necessidade, imperiosa, da seleção rigorosa das células a serem agrupadas. Pequenas diferenças nas características elétricas das células agrupadas não causam grandes perdas no desempenho do sistema.

Segundo Roche, Outhred e Kaye, 1995, para sistemas compostos com células com pequenas variações nas suas curvas características I-V, a ligação série-paralelo redundante aumenta o desempenho do sistema entre 1% e 3%. Entretanto, em casos onde haja sombreamento de células, os benefícios alcançados podem ser superiores a 50%.

Tendo em vista os benefícios que este tipo de ligação propicia, seria conveniente que os módulos fotovoltaicos apresentassem um maior número de terminais de células com acesso ao usuário, tais como os presentes em módulos adaptáveis para duas ou mais tensões nominais. Tal procedimento possibilitaria que pudessem ser feitas conexões série-paralelo redundantes em cada um dos módulos que compõem um sistema.

7.2.1. Monitoramento do sistema fotovoltaico com módulos sombreados

Com o objetivo de observar os efeitos da conexão série-paralelo redundante, o sistema fotovoltaico experimental foi monitorado nas configurações A e B, já apresentadas no cap. 6, e submetido a diferentes situações de sombreamento de módulos. Estes ensaios foram realizados no dia 22 de novembro, num período compreendido entre 11:21 horas e 11:36 horas solar, tendo-se massas de ar variando de 1,03 a 1,01 e ângulo de incidência da radiação em torno de $22,5^\circ$.

A Fig. 7.14 apresenta estas duas configurações com os valores de tensões e correntes monitorados quando nenhum dos módulos estavam sombreados. Nesta situação, a irradiância solar incidente sobre os módulos era de 985 W/m^2 .

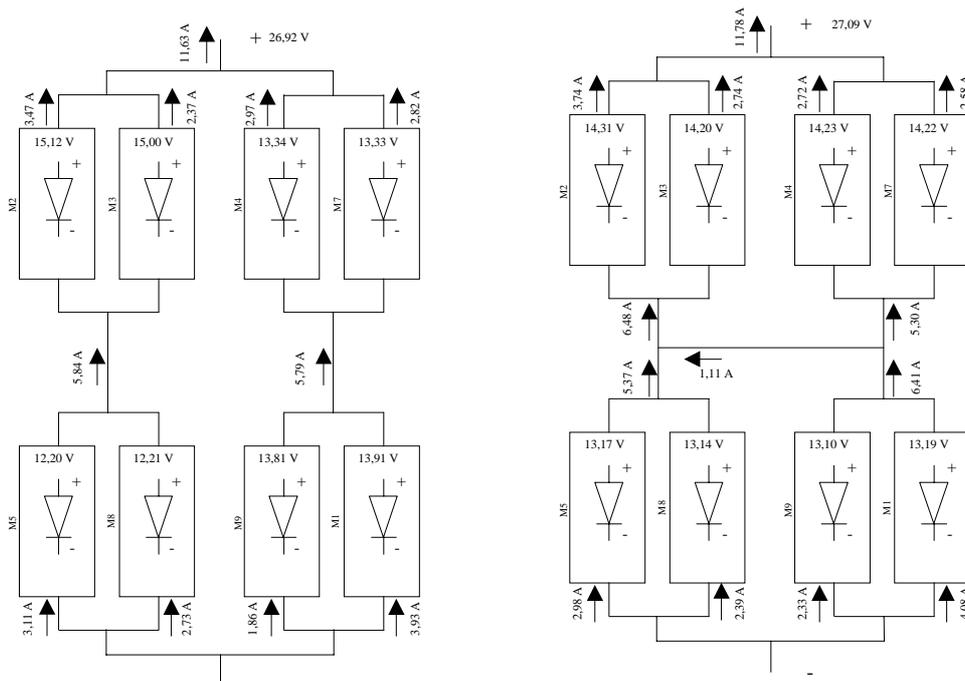


FIGURA 7.14 – Configurações A e B sem nenhum módulo sombreado.

Considerando que os módulos que compõem o sistema fotovoltaico possuem diferentes características elétricas, observa-se que a corrente da configuração B é ligeiramente superior, mesmo para uma tensão maior, ao da configuração A. Isso ocorre porque existe a conexão série-paralelo redundante na configuração B.

Estas duas configurações tiveram alguns de seus módulos cobertos quando o sistema encontrava-se polarizado perto do seu ponto de máxima potência. Sequencialmente, foram sombreados os módulos 2-9 e 2-3. Durante os ensaios, a maior variação de irradiância foi de 1,5 % ($G_{\min} = 970 \text{ W/m}^2$ e $G_{\max} = 985 \text{ W/m}^2$).

7.2.1.1. Ensaio com os módulos 02 e 09 cobertos

A Fig. 7.15 apresenta o sistema fotovoltaico, nas configurações A e B, com os valores de corrente e tensão sobre cada um dos módulos e associação quando os módulos 2 e 9 foram totalmente sombreados.

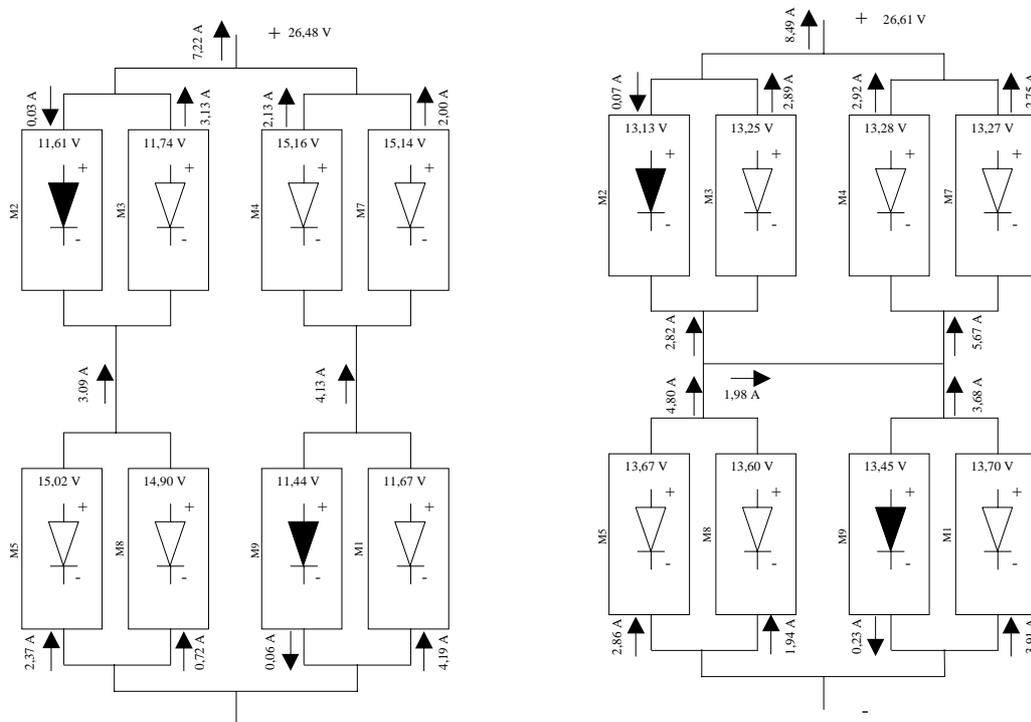


FIGURA 7.15 - Configurações A e B com os módulos 02 e 09 sombreados.

Os sistemas fotovoltaicos das configurações A e B apresentam os módulos 2 e 9 totalmente sombreados. Na configuração A, a contribuição de corrente do ramo da esquerda fica limitada pela corrente que circula apenas pelo módulo 3 enquanto que no ramo da direita essa limitação de corrente é ocasionada pelo módulo 1. Para esta configuração, tanto para o ramo da esquerda quanto para o da direita, existem apenas um caminho de circulação de corrente.

Na configuração B, estando o módulo 2 sombreado, a contribuição de corrente dos módulos 5 e 8 possuem, além do módulo 3, os módulos 4 e 7 como caminho de circulação. O mesmo acontece com a contribuição de corrente dos módulos 4 e 7 que tem como caminho de circulação não só o módulo 1 mas também os módulos 5 e 8. Nesta situação de sombreamento dos módulos fotovoltaicos, a configuração B, por apresentar uma ligação série paralelo redundante, tem uma corrente e potência 18 % maior que o sistema na configuração A.

7.2.1.2. Ensaio com os módulos 02 e 03 cobertos

A Fig. 7.16, igualmente à Fig. 7.15, apresenta o sistema fotovoltaico, nas configurações A e B, com os valores de corrente e tensão sobre cada um dos módulos e associação, agora com os módulos 2 e 3 totalmente sombreados.

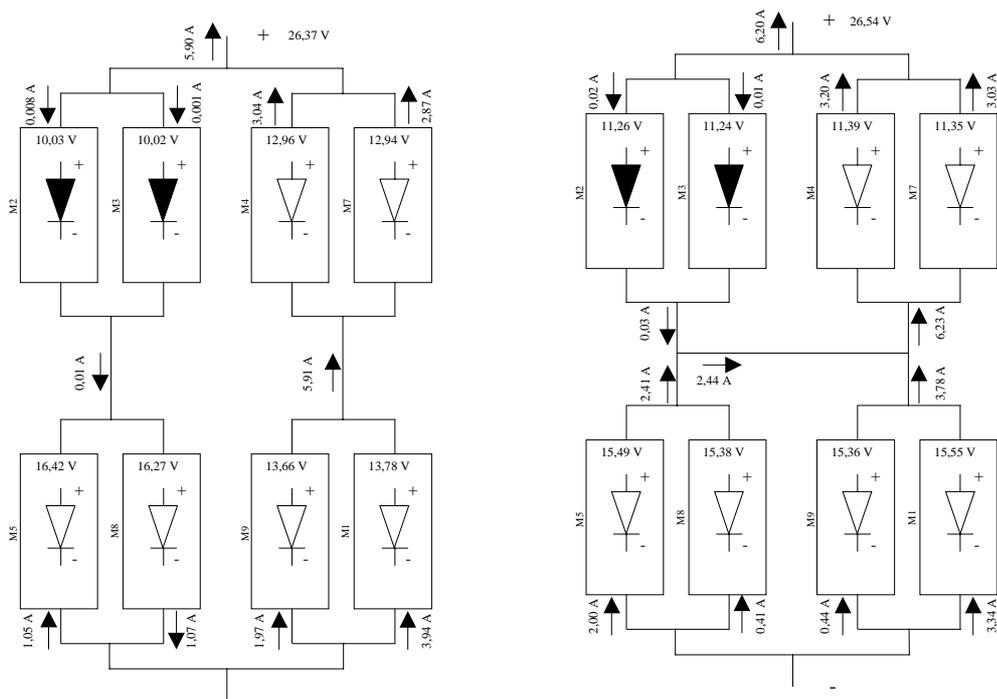


FIGURA 7.16 - Configurações A e B com os módulos 02 e 03 sombreados.

Nesta situação, na configuração A, não tem-se contribuição do ramo da esquerda visto que os módulos 2 e 3 estão totalmente sombreados. Desta forma, estando os módulos 5 e 8 des-tapados, toda a potência gerada no maior (módulo 5, potência nominal de 50 W) é dissipada no menor (módulo 8, potência nominal de 46 W) tendo-se na saída da configuração, uma corrente de 5,90 A. A configuração B, com os mesmos módulos sombreados, apresenta uma corrente maior que a corrente da configuração A e igual a 6,20 A. Neste caso, a corrente estabelecida pelos módulos 5 e 8, somadas com as dos módulos 9 e 1, circulam pelos módulos 4 e 7.

Na configuração B, que apresenta a conexão série-paralelo redundante, tem-se um ganho de corrente na ordem de 5% e de potência na ordem de 6%. Este ganho é devido ao melhor fator de forma da curva característica I-V da configuração B.

8. SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AO LONGO DO TEMPO

É importante em qualquer tipo de sistemas de geração de energia elétrica, e também no caso dos sistemas fotovoltaicos, conhecer o seu comportamento e desempenho ao longo de sua vida útil. Uma das maneiras de aprender sobre este comportamento é utilizar programas de simulação por computador que em seus métodos de cálculo considerem um grande número de fatores que influenciam no desempenho do sistema.

Neste trabalho foi implementado um programa de simulação do comportamento dos módulos de sistemas fotovoltaicos que utiliza, como base, o modelo matemático do programa Crearray, apresentado no capítulo 3.

Ao modelo matemático do programa Crearray, o qual já considera o efeito da temperatura dos módulos, foram incluídos os efeitos da reflexão da radiação solar incidente no vidro dos módulos fotovoltaicos devido ao ângulo de incidência da radiação, da variação do espectro solar ao longo do dia em função da massa de ar e da queda de tensão provocada pela corrente dos módulos que circulam pelos condutores de conexão da associação. Desta forma, o programa torna-se capaz de diferenciar a radiação incidente da radiação realmente aproveitada pelos módulos para ser transformada em eletricidade.

Além dos dados de cada módulo (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp}), os quais são necessários para o cálculo das curvas características I-V de cada módulo e, seqüencialmente, das “n” associações existentes até a associação final do sistema, este programa tem como entrada de dados os seguintes parâmetros: hora solar, temperatura ambiente e temperatura dos módulos, irradiância incidente no plano dos módulos, tensões da associação e do banco de baterias. Com uma simples modificação no programa, os dados de entrada podem passar a ser somente dados de hora local ou solar, radiação incidente no plano da associação ou radiação incidente no plano horizontal, temperatura ambiente e tensão da associação. Com estes dados, que podem ser gerados ou estipulados pelo usuário, o programa de simulação calcula, para a tensão da associação, todos os valores de correntes e tensões em cada um dos componentes do sistema para cada valor de irradiância, permitindo-se assim, estimar o quanto de energia é gerado pelo sistema ao longo de um determinado período.

Os dados de saída (resultados simulados) são gravados em arquivos no formato ASCII do tipo “.dat”.

Como já foi comentado no capítulo 6, o regulador de carga do banco de baterias foi elaborado no próprio Laboratório de Energia Solar da UFRGS, tendo como instrumentos de comutação relés que, para determinados níveis de tensões do banco de baterias encontram-se abertos ou fechados. Quando estão fechados, a queda de tensão por eles provocadas é a de *offset*, da ordem de poucos μV e, portanto, não considerada no modelo matemático do programa de simulação. Em alguns controladores de carga de baterias, disponíveis no mercado consumidor, essa queda de tensão é da ordem de 1 V.

Uma limitação deste programa de simulação é a necessidade de ter de introduzir cada associação a ser simulada na linguagem do programa. Este ainda não apresenta uma interface amigável para construir diferentes associações como possui o programa Crearray.

8.1. INFLUÊNCIA DA REFLEXÃO DA RADIAÇÃO NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Toda superfície possui uma propriedade chamada de refletância. Essa propriedade é inerente a qualquer superfície e indica a fração da energia radiante incidente que é refletida pela mesma. Pela própria definição, a refletância é adimensional e pode variar de 0 a 1.

Nos módulos que compõem os sistemas fotovoltaicos, as células são encapsuladas sob um vidro que tem por finalidade proteger as mesmas contra as intempéries da natureza. Este vidro (superfície), embora de ótima qualidade, não permite que toda a radiação nele incidente alcance as células fotovoltaicas. Parte dessa radiação é refletida, outra é absorvida e uma outra atravessa o vidro tendo sua direção modificada pelo índice de refração do material. Este índice de refração é considerado 1 para o ar e 1,526 para o vidro plano. Conhecendo-se o ângulo de incidência da radiação sobre o vidro do módulo e o valor do coeficiente de extinção do vidro, pode-se calcular o quanto dessa radiação foi refletida, absorvida pelo próprio vidro e quanto de radiação incide sobre as células fotovoltaicas.

A radiação solar ao atingir a interface entre dois materiais, que apresentem índices de refração distintos, sofre uma modificação na sua direção, a qual pode ser calculada a partir da lei de Snell. O ângulo da radiação ao atravessar a interface entre dois materiais é dado pela eq. 8.1

$$\theta_2 = \text{sen}^{-1} \left(\frac{n_1}{n_2} \cdot \text{sen} \theta_1 \right) \quad (8.1)$$

onde θ_2 é o ângulo da radiação no segundo material, θ_1 é o ângulo de incidência da radiação sobre a interface dos dois materiais e n_1 e n_2 são os índices de refração de cada um dos materiais.

Para uma radiação considerada não polarizada, Fresnel derivou equações que permitem calcular a reflexão ocasionada por uma única interface entre dois materiais. Essa reflexão é separada em duas componentes: a paralela e a perpendicular. Essas duas componentes dependem do ângulo de incidência da radiação e da interface entre os dois materiais. A componente paralela da reflexão pode ser calculada pela eq. 8.2

$$r_{\text{par}} = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (8.2)$$

onde r_{par} é a componente paralela do índice de reflexão.

A componente perpendicular é calculada pela eq. 8.3

$$r_{\text{per}} = \frac{\text{sen}^2(\theta_2 - \theta_1)}{\text{sen}^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (8.3)$$

onde r_{per} é a componente perpendicular do índice de reflexão.

Finalmente, o índice de reflexão da radiação (ou refletância), é considerada como uma média aritmética das suas duas componentes, podendo-se estimá-lo pela eq. 8.4

$$r = \frac{I_r}{I_i} = \frac{r_{\text{par}} + r_{\text{per}}}{2} \quad (8.4)$$

onde r é a fração da radiação refletida, I_i é a radiação incidente e I_r é a radiação refletida.

Portanto, a fração da radiação não refletida pela interface dos dois materiais e que é transmitida para o segundo material é dada por

$$\tau_r = 1 - r \quad (8.5)$$

onde τ_r é a transmitância considerando a reflexão ocorrida na interface de dois materiais.

Para ângulos de incidência normais a interface, τ_r é dada por

$$\tau_m = 1 - \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right)^2 \quad (8.6)$$

onde τ_m é a transmitância considerando a reflexão ocorrida na interface de dois materiais para uma radiação incidente normal.

Uma outra fração da radiação que incide no vidro do módulo, a qual não foi refletida, também não é aproveitada pelas células fotovoltaicas pois o vidro a absorve. Essa absorção depende da qualidade do material de que é composto o vidro e de sua espessura. Rigorosamente há outros materiais entre o vidro e o silício como o E.V.A. do encapsulamento e a camada antirefletiva da célula, mas para a abordagem desenvolvida aqui é suficiente considerar apenas o vidro e a célula. Essa absorção, que depende da qualidade do vidro, é mensurada através de um coeficiente de extinção, o qual, para vidros de ótima qualidade, pode ser considerado igual a 4 m^{-1} .

As transmitâncias de um material para ângulos de incidência normal e não normal são dadas, respectivamente, pelas eq. 8.7 e 8.8:

$$\tau_{an} = \exp\left[\frac{-KL}{\cos(0)} \right] = \exp(-KL) \quad (8.7)$$

onde τ_{an} é a transmitância considerando a absorção ocorrida pelo material para um ângulo de incidência normal, K é o coeficiente de extinção do material e L é comprimento do material por onde a radiação é transmitida e

$$\tau_a = \exp\left[\frac{-KL}{\cos(\theta_2)} \right] \quad (8.8)$$

onde τ_a é a transmitância considerando a absorção ocorrida pelo material para um ângulo de incidência não normal.

Tendo em vista que os módulos possuem suas curvas características I-V medidas com a presença do vidro e radiação normal, a radiação a ser utilizada no programa de simulação deve ser corrigida através de um fator de modificação, τ_{ra} , que é função da reflexão e absorção do vidro dos módulos em um determinado ângulo relativa aos mesmos efeitos em um ângulo de incidência normal. τ_{ra} é dado pela eq. 8.9

$$\tau_{ra} = \frac{\tau_r}{\tau_m} \cdot \frac{\tau_a}{\tau_{an}} \quad (8.9)$$

A eq.8.9 é válida apenas para a componente direta da radiação. Supondo que as componentes difusa e refletida da radiação tenham um comportamento isotrópico, pode-se considerar, segundo Duffie e Beckman, 1991, que a radiação direta com ângulo de incidência igual a 60° tem a mesma transmitância que as radiações difusa e refletida. Desta forma, as correções sobre as componentes difusa e refletida foram feitas para um ângulo de incidência de 60°.

Estes fatores de reflexão e absorção da radiação são considerados neste trabalho para estimar o quanto de radiação incide sobre as células fotovoltaicas de um módulo, após a mesma incidir sobre o seu vidro.

Estudos realizados por King et al, 1998, especificamente para um módulo, similar em potência aos utilizados no sistema fotovoltaico experimental e fabricado pela mesma empresa, apresenta um resultado muito semelhante ao encontrado neste trabalho. A Fig. 8.1 mostra os fatores de correção τ_{ra} encontrados por King et al, 1998 e o deste trabalho, segundo as equações de Fresnel. No trabalho de King et al, 1998, o resultado foi obtido correlacionando um grande número de medidas de corrente de curto-circuito com diferentes ângulos e ajustando um polinômio sem buscar a origem física do fenômeno.

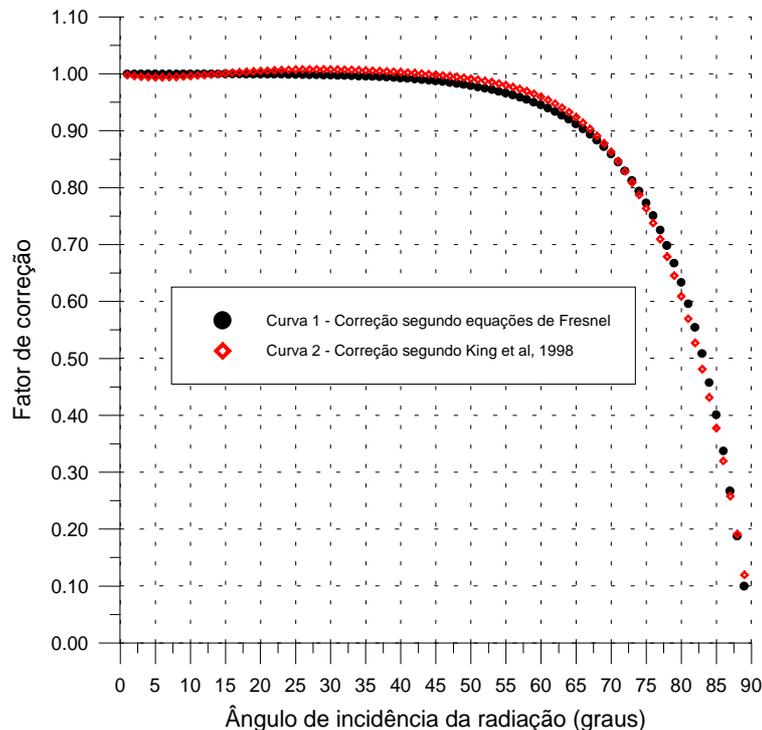


FIGURA 8.1 – Fator de correção da radiação solar em função da reflexão e absorção do vidro.

8.2. INFLUÊNCIA DO ESPECTRO SOLAR NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Na falta de instrumentação adequada para a medida do espectro da radiação solar no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, a compensação da variação espectral ao longo do dia foi feita utilizando uma função empírica, determinada por King et al, 1998, a qual relaciona a influência do espectro solar sobre a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico para uma dada massa de ar absoluta. Este módulo é o mesmo que os autores utilizaram nos ensaios de reflexão da radiação da mesma referência. Sendo a corrente de curto-circuito proporcional a irradiância, essa função foi utilizada para corrigir a irradiância solar. Em Zanesco e Krenzinger, 1993, encontra-se outra forma de correção da corrente de curto-circuito de uma célula de silício em função de parâmetros atmosféricos.

Segundo Kasten e Young, 1989, para uma atmosfera padrão, com variações de densidade, a massa de ar real pode ser calculada pela eq. 8.10

$$m_r = \left[\cos\theta_z + 0,50572 \cdot (96,07995 - \theta_z)^{-1,6364} \right]^{-1} \quad (8.10)$$

onde m_r é a massa de ar real para uma atmosfera padrão e θ_z é o ângulo de zênite em graus.

Esta fórmula apresenta uma incerteza de $\pm 0,1 \%$ para ângulos de zênite menores que 86° e uma incerteza máxima de $1,25 \%$ para um ângulo de zênite igual a $89,5^\circ$.

A eq. 8.10 é aplicável para uma pressão de 101325 Pa no nível do mar. Para corrigi-la para uma outra pressão, utiliza-se a eq. 8.11

$$m_a = m_r \cdot \left(\frac{p}{101325} \right) \quad (8.11)$$

onde m_a é a massa de ar absoluta em função da pressão atmosférica do local e p é a pressão atmosférica do local em Pa.

Em geral, a correção de pressão é necessária a partir de altitudes acima de 2000 m ou quando a diferença entre as pressões padrão e a do local for maior que 2000 Pa. Essa correção de pressão pode ser, também, obtida pela eq. 8.12

$$\frac{p}{p_0} = \exp(-0,0001184 \cdot h) \quad (8.12)$$

onde p_0 é a pressão atmosférica padrão e h é a altitude, em m, acima do nível do mar, do local.

Na Fig. 8.2, é mostrada a curva de correção da variação da corrente de curto-circuito de uma célula fotovoltaica com o espectro, que por sua vez é função da massa de ar, normalizada para AM 1,5 G. O polinômio de ajuste para a correção espectral, de quarta ordem, encontrado por King et al, 1998 é dado pela eq. 8.13

$$fG_{(esp)} = 0,928 + 0,06796 \cdot ma - 0,01507 \cdot ma^2 + 0,001587 \cdot ma^3 - 0,00006377 \cdot ma^4 \quad (8.13)$$

onde $fG_{(esp)}$ é o fator de correção da variação espectral e ma a massa de ar.

Um fator equivalente a este, sugerido por Zanesco e Krenzinger, 1993, é calculado através da eq. 8.14, o qual propõe a correção da corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica levando em conta apenas a variação da massa de ar.

$$fG_{(esp)} = 0,975 + 0,037 \cdot (ma - 0,99)^{0,5} \quad (8.14)$$

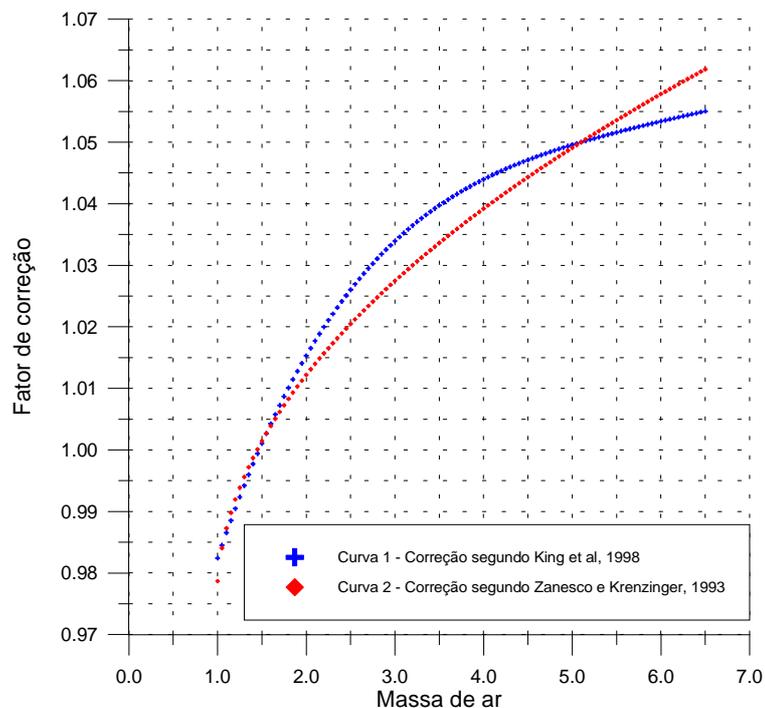


FIGURA 8.2 – Fator de correção da radiação solar em função do espectro solar.

8.3. INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS CONDUTORES DE CONEXÃO NA SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os condutores de conexão dos módulos que constituem um sistema fotovoltaico devem ter seções e comprimentos adequados para não se constituírem componentes de consumo do sistema. Para isso, devem provocar o mínimo de queda de tensão quando percorridos por uma corrente elétrica. Essa queda de tensão depende da intensidade da corrente e seu efeito tem uma maior relevância em períodos de níveis de irradiância altos.

Para incluir este efeito no programa de simulação, foram considerados os *shunts* utilizados na medição das correntes dos módulos, os comprimentos dos condutores de conexão, o tipo de condutor utilizado e a temperatura na qual eles se encontravam. O condutor utilizado para este tipo de conexão é de cobre com seção nominal de 10 mm² apresentando, segundo Pirelli, 1998, 1,91 Ω/Km.

O valor da sua resistência elétrica é corrigido, para uma dada temperatura, utilizando-se a eq. 8.15

$$R = R_0 \cdot (1 + \alpha_T \cdot \Delta T) \quad (8.15)$$

onde R é a resistência elétrica do condutor na temperatura de operação, R₀ é a resistência do condutor a 20 °C, α_T é o coeficiente de temperatura do material do condutor (α_{Tcu} = 0,004/°C a 20 °C) e ΔT é a variação de temperatura de operação do condutor em relação a temperatura de 20 °C.

8.4. CORREÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR A SER UTILIZADA NO PROGRAMA DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nem toda a radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos é transformada em eletricidade devido à reflexão no vidro dos módulos e sensibilidade das células fotovoltaicas em relação ao comprimento de onda da luz nelas incidentes. Levando em consideração esses fatores, faz-se necessário corrigir a radiação incidente nos módulos utilizando dois fatores: o fator de correção da irradiância em função da reflexão e absorvância do vidro (τ_{ra}) e o fator de correção em função da massa de ar real no tempo considerado fG_(esp).

A correção final da irradiância, a qual, a partir de então, será chamada de irradiância efetiva, levando em conta esses dois fatores, é dada pela eq. 8.16

$$G_{\text{efet}} = G \cdot \tau_{ra} \cdot fG_{(\text{esp})} \quad (8.16)$$

8.5. INCERTEZAS NAS MEDIDAS MONITORADAS DURANTE O FUNCIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EXPERIMENTAL

O sistema fotovoltaico experimental teve suas principais grandezas monitoradas com instrumental de ótima qualidade. As correntes foram medidas de forma indireta, utilizando-se *shunts* cuja incerteza é $\pm 0,5\%$. As quedas de tensões sobre os *shunts* e as tensões nos diferentes pontos do sistema foram medidas com um multímetro de alta resolução conforme descrito no capítulo 5. As temperaturas, ambiente e dos módulos, foram medidas com sensores do tipo LM 35, os quais possuem uma incerteza de $\pm 1\text{ }^\circ\text{C}$. Para medir a irradiância incidente no plano dos módulos, utilizou-se um piranômetro Eppley PSP (Precision Spectron Pyranometer) considerado como sendo um instrumento padrão secundário.

As medidas realizadas foram utilizadas para analisar e conhecer melhor o comportamento do sistema e como dados de entrada para o programa de simulação.

8.5.1. Incertezas da corrente e potência do sistema fotovoltaico experimental

A corrente da associação e dos módulos, ambas medidas através de *shunts*, tem suas incertezas dadas por

$$\omega_I = \pm \sqrt{\left(\frac{\omega_{V_{sh}}}{R_{sh}}\right)^2 + \left[\frac{-V_{sh} \cdot \omega_{R_{sh}}}{(R_{sh})^2}\right]^2} \quad (8.17)$$

onde ω_I , $\omega_{V_{sh}}$, $\omega_{R_{sh}}$ são, respectivamente, as incertezas das medidas da corrente, tensão sobre o *shunt* e resistência do *shunt*, R_{sh} é a resistência do *shunt* e V_{sh} é a tensão sobre o *shunt*.

Essa incerteza varia de acordo com a magnitude da corrente elétrica. Esperando-se que as máximas correntes da associação e dos módulos sejam, respectivamente, 15 A e 5 A, a incerteza

na medida da queda de tensão sobre o *shunt* de 30 A / 150 mV é da ordem de $\pm 0,01 \%$ (dos 75 mV provocados por uma corrente de 15 A) e a incerteza da queda de tensão sobre o *shunt* de 5 A / 60 mV é da ordem de $\pm 0,01 \%$ (dos 60 mV provocados por uma corrente de 5 A).

As incertezas das correntes calculadas para as máximas correntes esperadas da associação (15 A) e dos módulos (5 A), resultam, respectivamente, em $\pm 0,08$ A e $\pm 0,02$ A. Essas incertezas nas medidas das correntes são devidas, basicamente, à incerteza da resistência do *shunt*.

Por sua vez, a potência da associação, calculada através do produto entre a corrente e a tensão da associação, tem uma incerteza dada por

$$\omega_{Pa} = \pm \sqrt{(I_a \cdot \omega_{Va})^2 + (V_a \cdot \omega_{Ia})^2} \quad (8.18)$$

onde ω_{Pa} , ω_{Va} , ω_{Ia} são, respectivamente, as incertezas das medidas da potência da associação, tensão da associação, corrente da associação, I_a é a corrente da associação e V_a a tensão da associação.

Considerando que a potência máxima da associação ocorre quando a corrente elétrica é 15,00 A $\pm 0,5 \%$ e a tensão é 25,000 V $\pm 0,008 \%$, o sistema tem uma potência máxima de 375 W com uma incerteza de $\pm 0,5 \%$.

As incertezas da corrente e potência da associação são consideradas de baixa ordem, ambas 0,5 %, o que indica que não há motivos para preocupação com esses dados.

A Fig. 8.3 apresenta a corrente e a potência da associação, com suas respectivas incertezas, medidas durante o dia 21 de outubro de 2000.

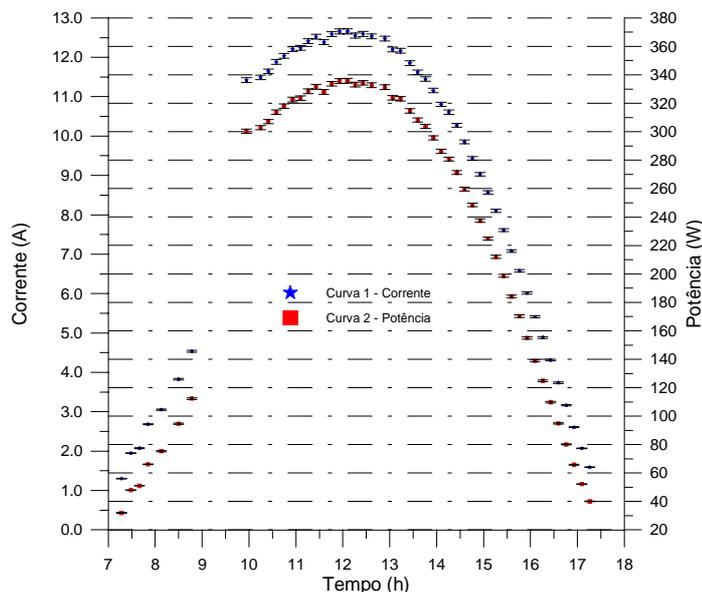


FIGURA 8.3 – Corrente e potência do sistema fotovoltaico experimental.

8.5.2. Incertezas das grandezas utilizadas como dados de entrada do programa de simulação do sistema fotovoltaico experimental

A incerteza da potência simulada do sistema esta associada à incerteza dos dados de entrada do programa de simulação que são utilizados nos cálculos. Portanto, faz-se necessário investigar as incertezas da tensão, da temperatura e da irradiância.

A incerteza no procedimento de cálculo das curvas I-V de cada módulo, geradas pelo programa de simulação, não foram consideradas pois, de acordo com a comparação realizada entre curvas geradas e medidas, mostrada na Fig. 5.6 do capítulo 5, há uma ótima coincidência entre estas curvas.

8.5.2.1. Incerteza da tensão da associação

A tensão da associação é medida diretamente com o voltímetro e varia de zero (curto-circuito) a aproximadamente 36 V (circuito aberto). Tensões desta ordem de grandeza são medidas com uma incerteza de $\pm 0,002$ V (0,006 %).

8.5.2.2. Incerteza da temperatura

Os valores de temperatura das células dos módulos fotovoltaicos utilizado no programa de simulação é obtido através da medida de um único sensor colocado na parte posterior de um dos módulos que constitui o sistema. Com esse procedimento, não torna-se possível avaliar a diferença de temperatura entre as células de um mesmo módulo e entre módulos.

A incerteza da medida de temperatura das células dos módulos está associada, portanto, à incerteza do próprio sensor de medida, à incerteza da diferença de temperatura entre módulos e à não uniformidade de temperatura em cada módulo.

Para avaliar a diferença de temperatura entre módulos, foram colocados sensores LM 35 em três dos oito módulos que compõe o sistema experimental. Esses três sensores foram fixados na parte de trás dos três módulo, sobre suas células centrais verificando-se, ao longo de vários dias, diferenças máximas de temperatura entre módulos de 5 °C.

A diferença de temperatura entre as células de um mesmo módulo foi observada através da medição da temperatura de todas as células do módulo quando o mesmo foi exposto a radiação solar na ordem de 1000 W/m^2 , num dia com muito pouco vento. Neste caso, a observação foi realizada usando-se um termômetro radiante sem contato com o vidro e com precisão de $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$, porém com resolução de $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ permitindo que sejam verificadas pequenas variações. Observou-se que a temperatura das células aumentam das bordas em direção ao centro do módulo, sendo que as células que apresentam maiores temperaturas são aquelas localizadas sobre as caixas de conexões do módulo. Nestas células, a perda de calor para o meio ambiente é menor, pois as caixas de conexão comportam-se como isolante térmico. Foram encontradas diferenças de temperatura entre células de um mesmo módulo até da ordem de $10 \text{ }^\circ\text{C}$.

Associando as incertezas devido a não uniformidade de temperatura entre módulos ($5 \text{ }^\circ\text{C}$) e entre células de um mesmo módulo ($10 \text{ }^\circ\text{C}$) com a do sensor LM 35 ($1 \text{ }^\circ\text{C}$), tem-se uma incerteza de $\pm 0,4 \%$ nos valores da corrente e potência simuladas para uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura das células de $55 \text{ }^\circ\text{C}$ e tensão da associação da ordem de 25 V .

8.5.2.3. Incerteza da irradiância

A incerteza da medida de irradiância, utilizando o piranômetro Eppley, cujas características foram apresentadas no capítulo 6, é de $\pm 3 \%$ ou $\pm 10 \text{ W/m}^2$ (sempre o maior valor).

8.5.3. Incerteza da potência simulada da associação

A influência da incerteza da irradiância sobre a potência simulada da associação foi avaliada utilizando-se o programa de simulação, o qual teve como entrada de dado de irradiância o valor medido acrescido de sua incerteza e, posteriormente, o valor medido subtraído da sua incerteza. Na Fig. 8.4, a curva 1, designada por $G+\omega_G$, representa a diferença entre as potências simulada e medida quando o valor da irradiância medida foi acrescido de sua incerteza e a curva 2, designada por $G-\omega_G$, representa a diferença entre as potências simulada e medida quando o valor da irradiância medida foi subtraído de sua incerteza.

Verifica-se que a diferença entre a potência simulada e medida varia de acordo com o valor da irradiância. Para irradiâncias acima de 400 W/m^2 , a incerteza da potência simulada é da ordem de $\pm 5 \%$.

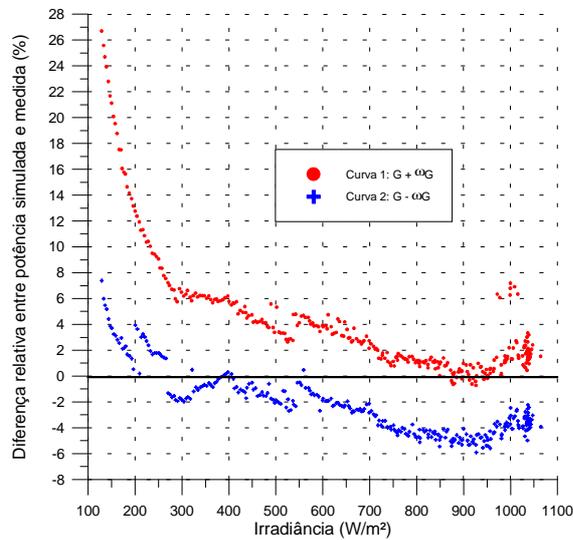


FIGURA 8.4 – Diferença relativa entre potência simulada e medida para simulação feita com dados de entrada somados às suas incertezas. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura.

Considerando que a influência da incerteza da irradiância sobre a potência simulada ($\pm 5 \%$) é muito maior que a influência das incertezas da temperatura e da tensão, foi considerado para estimar a incerteza da potência simulada apenas a incerteza da irradiância medida.

Na Fig. 8.5, é apresentado, para cada intervalo de medição, o valor da potência medida e a incerteza da potência simulada, representada por barras verticais, ao longo do dia 21 de outubro de 2000. Na simulação, foram considerados os parâmetros de correção da reflexão da radiação e espectro solar, queda de tensão nos condutores e temperatura.

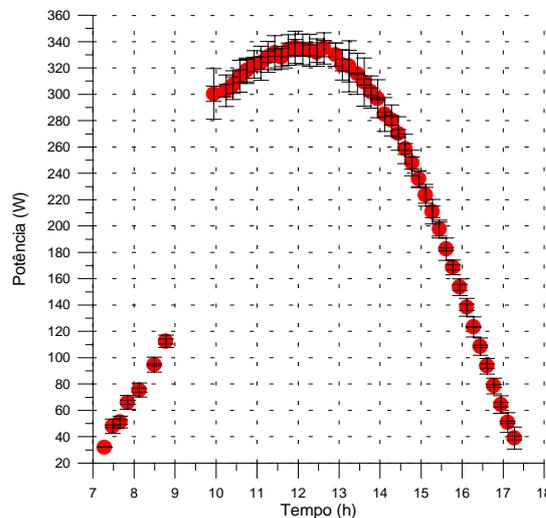


FIGURA 8.5 – Potência medida e incerteza da potência simulada.

8.6. RESULTADOS SIMULADOS

Os resultados obtidos na simulação do comportamento dos módulos fotovoltaicos, comparados com os valores medidos, são bastante satisfatórios quando são considerados os fatores de reflexão, variação espectral, resistência elétrica dos condutores de conexões e temperatura dos módulos. A Fig. 8.6 mostra o resultado simulado e o medido da potência do sistema ao longo do dia 21 de outubro de 2000. Como nos dados apresentados no capítulo 6, cada ponto experimental corresponde a uma amostragem realizada com intervalos de 1 minuto. Foram suprimidos pontos que durante a varredura dos canais foi detectada variação importante da radiação solar. Nestes casos não é possível verificar consistência entre os resultados individuais e da associação.

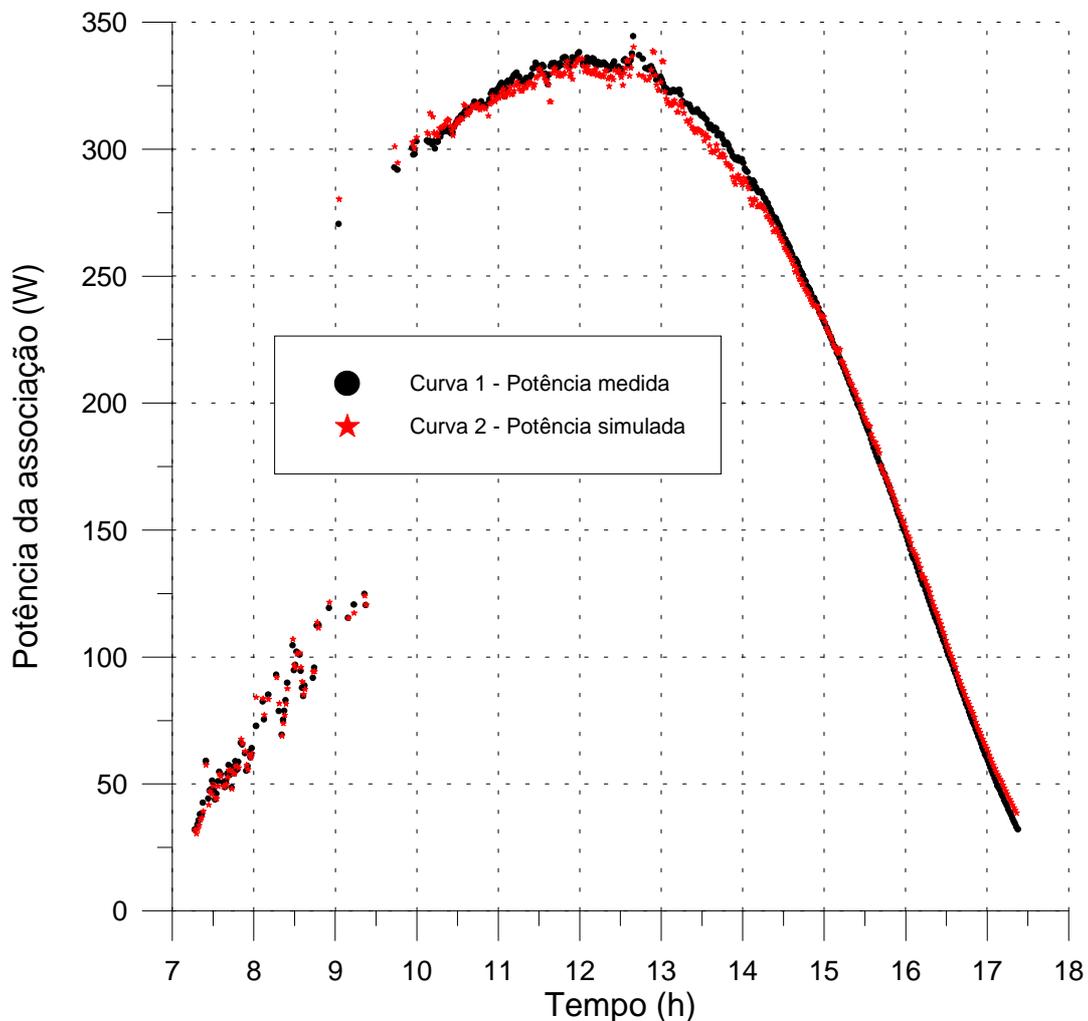


FIGURA 8.6 – Potência medida e simulada do sistema fotovoltaico experimental.

A Fig. 8.7 apresenta a irradiância medida ao longo do dia e a diferença relativa entre a potência simulada e a medida da associação quando são considerados na simulação os efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão nos condutores e temperatura.

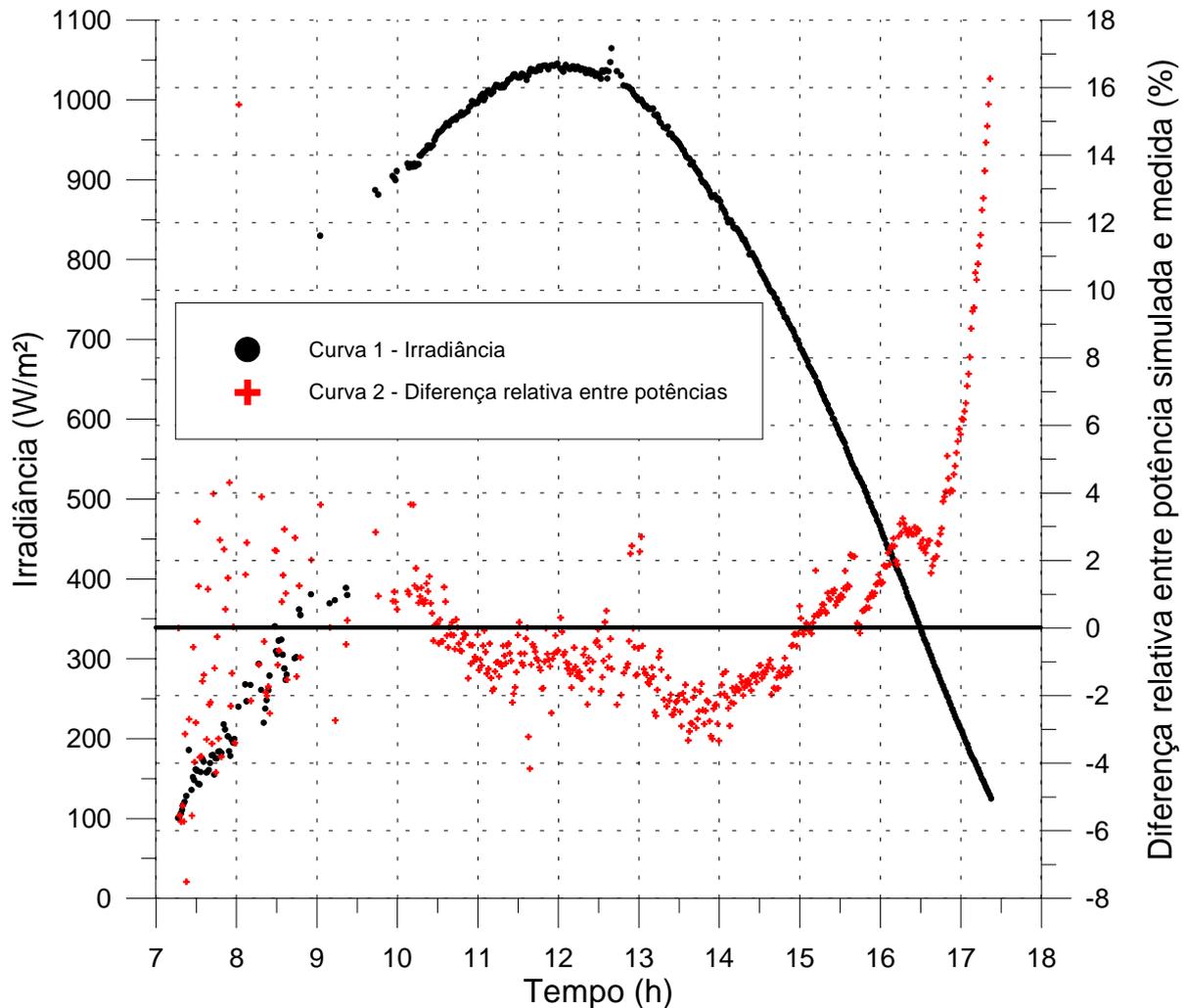


FIGURA 8.7- Diferença relativa entre a potência simulada e medida. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura.

As diferenças relativas de maior valor encontram-se nos períodos de início e fim do dia, períodos esses de baixa irradiância solar, no qual a geração de energia elétrica dá-se com menor intensidade. No período compreendido entre 10 e 16 horas e trinta minutos, o erro percentual da simulação é bastante baixo. Como neste período, com altos níveis de irradiância, representa a maior quantidade de energia gerada durante o dia, o resultado da simulação pode ser considerado muito bom.

8.6.1. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar a reflexão da radiação solar

No dia 21 de outubro de 2000, estando os módulos que compõem o sistema fotovoltaico inclinados 30° , o menor ângulo de incidência da radiação (ao meio dia) foi de $10,4^\circ$. Variações de ângulos de incidência de 40° a $10,4^\circ$ ocorreram no período das 9 horas e 25 minutos até as 14 horas e 35 minutos, período este com níveis de irradiância superiores a 750 W/m^2 .

Na Fig. 8.8 são apresentadas comparações entre as diferenças relativas e absolutas dos valores simulados e medidos da potência da associação para cálculos com e sem correção do efeito da reflexão da radiação no vidro dos módulos. As curvas 5 e 6 representam, respectivamente, os limites superior e inferior da incerteza de cada valor de potência simulada.

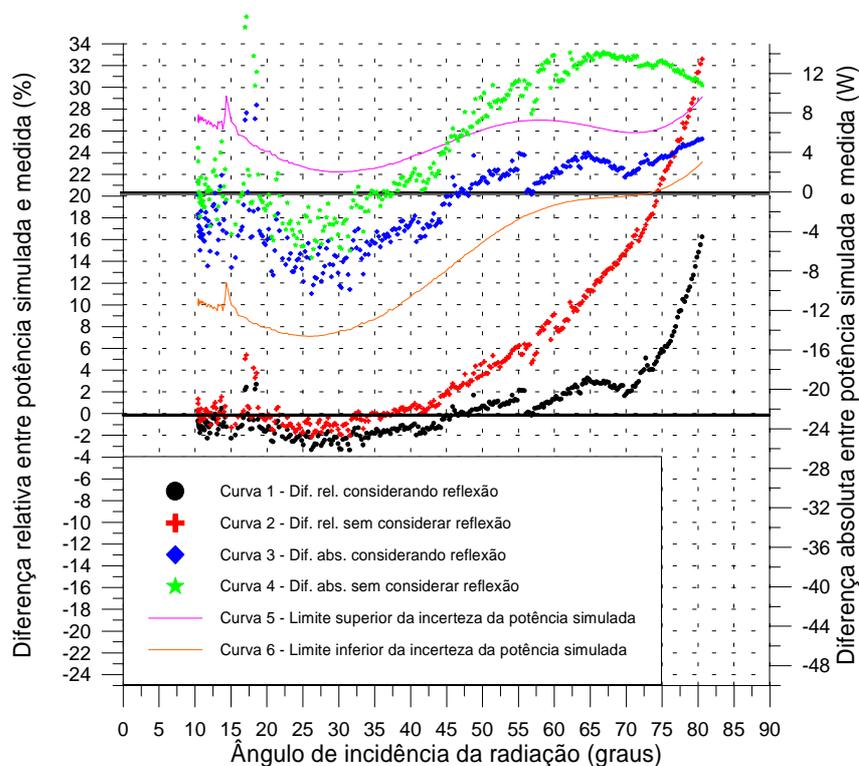


FIGURA 8.8- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função do ângulo de incidência da radiação solar. Simulações considerando e não considerando o efeito da reflexão.

Observa-se que quando os efeitos da reflexão são considerados nos cálculos, as diferenças relativas e absolutas entre os valores simulados e medidos da potência da associação, para ângulos de incidência da radiação superiores a 45° , são sempre inferiores aos da simulação sem considerar esse efeito. Para ângulos de incidência da radiação inferiores a 40° , o efeito da reflexão é pouco notado. Já para ângulos superiores a 70° (irradiância inferior a 300 W/m^2) os quais

acontecem nos períodos de amanhecer e entardecer, o efeito da reflexão acentua-se e a sua não consideração nos cálculos faz com que se tenha uma diferença entre potências simulada e medida três vezes maior (da ordem de 12 W) do que quando considerado (da ordem de 4 W). Melhores resultados não foram obtidos devido, em parte, ao tipo de vidro utilizado nos módulos ser texturizado, no qual tem-se um melhor aproveitamento da radiação incidente, e não plano como é considerado nas equações de Fresnel as quais foram usadas nas simulações.

8.6.2. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar correções relativas ao espectro solar

A Fig. 8.9 apresenta uma comparação das diferenças relativas e absolutas entre os valores simulados e medidos da potência da associação para simulações com e sem correção devido ao espectro solar em função da massa de ar. Da mesma forma que as curvas 5 e 6 apresentadas na Fig. 8.8, estas também representam, respectivamente, os limites superior e inferior da incerteza de cada valor de potência simulada e mostram que os valores das diferenças absolutas entre as potências simulada e medida são menores que os valores da incerteza da potência devido a medição de irradiância. Isto faz com que não se possa tirar maiores conclusões dos resultados obtidos visto que suas incertezas são de maior magnitude que os mesmos.

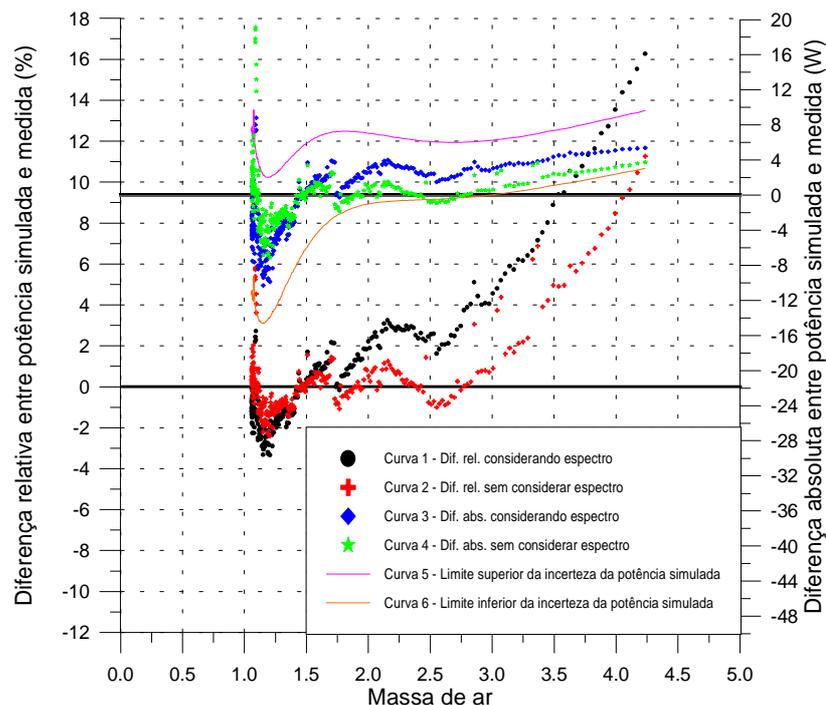


FIGURA 8.9- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função da massa de ar. Simulações considerando e não considerando o efeito do espectro solar.

Observa-se que esta correção da radiação em função da variação do espectro solar pouco afeta no resultado final pois tanto para a simulação que a considera quanto para a que não a considera, os resultados finais são muito parecidos, tendo-se ainda uma tendência de melhores resultados quando esta correção não é feita.

Os dados obtidos nestas medidas não abrangem todas as situações atmosféricas e, certamente, não representam condições que permitam conclusões universais. Se o comportamento observado no dia 21 de outubro se repetisse para outras condições atmosféricas e tivéssemos valores menores de incertezas das potências, poderia-se concluir que as correções sugeridas não chegam a ser interessantes para o resultado final da simulação.

8.6.3. Simulação de sistemas fotovoltaicos sem considerar a resistência elétrica dos condutores de conexão

A resistência elétrica dos condutores de conexão dos módulos fotovoltaicos do sistema experimental é composta pela resistência elétrica dos próprios condutores (da ordem de $0,4 \Omega$) e dos *shunts* utilizados para a medição de corrente dos módulos ($12 \text{ m}\Omega$) e os maiores valores encontrados de queda de tensão sobre os condutores foi da ordem de $0,45 \text{ V}$. Foram realizadas simulações do sistema fotovoltaico considerando e não considerando essas quedas e observou-se que, ainda para o dia 21 de outubro de 2000, a diferença relativa entre as potências simulada e medida é desprezível para correntes de baixa intensidade (correntes menores que 7 A). A partir deste valor de corrente, ora a simulação que considera estas quedas apresenta resultados supostamente melhores que a simulação que não considerar a queda e ora não. Neste caso, igualmente à correção da variação do espectro, a correção é pequena e os resultados finais de diferenças absolutas entre potências é menor que a incerteza da potência simulada

A Fig. 8.10 mostra as diferenças relativas e absolutas entre os valores simulados e medidos da potência da associação em função da corrente da associação para simulações que consideram e não consideram o efeito da queda de tensão.

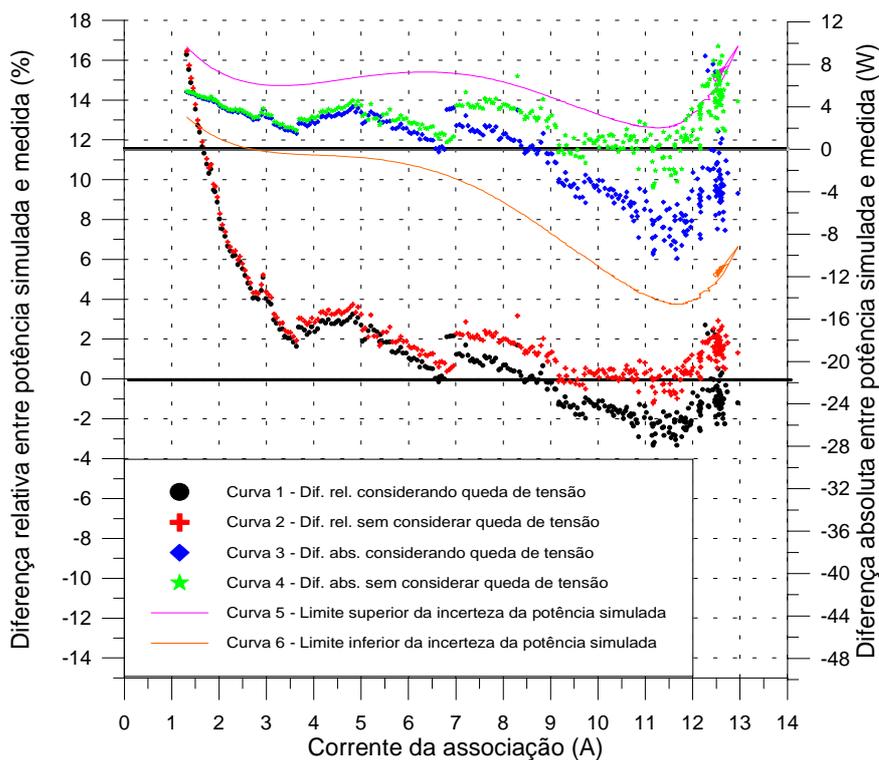


FIGURA 8.10- Diferenças relativas e absolutas entre a potência simulada e medida em função da corrente da associação. Simulações considerando e não considerando o efeito da queda de tensão.

8.6.4. Comparação entre os resultados obtidos através de simulações considerando e não considerando os efeitos da reflexão, espectro e queda de tensão

Nos itens 8.6.1, 8.6.2 e 8.6.3, foram analisados separadamente os efeitos ocasionados pela reflexão da radiação incidente sobre os módulos, variação do espectro solar em função da massa de ar e queda de tensão provocada pelos condutores de conexão dos módulos fotovoltaicos. Esses efeitos, quando analisados isoladamente, são de pequena magnitude e, muitas vezes, apresentam ordens de grandeza semelhantes ao dos resultados obtidos, não podendo assim ter-se conclusões definitivas. Isso já não acontece quando se comparam resultados de simulações que consideram todos os fatores já mencionados anteriormente e os de simulações que não os consideraram.

A Fig. 8.11 mostra as curvas de potência medida e simuladas e as diferenças relativas das mesmas em relação a potência medida para o dia 21 de outubro.

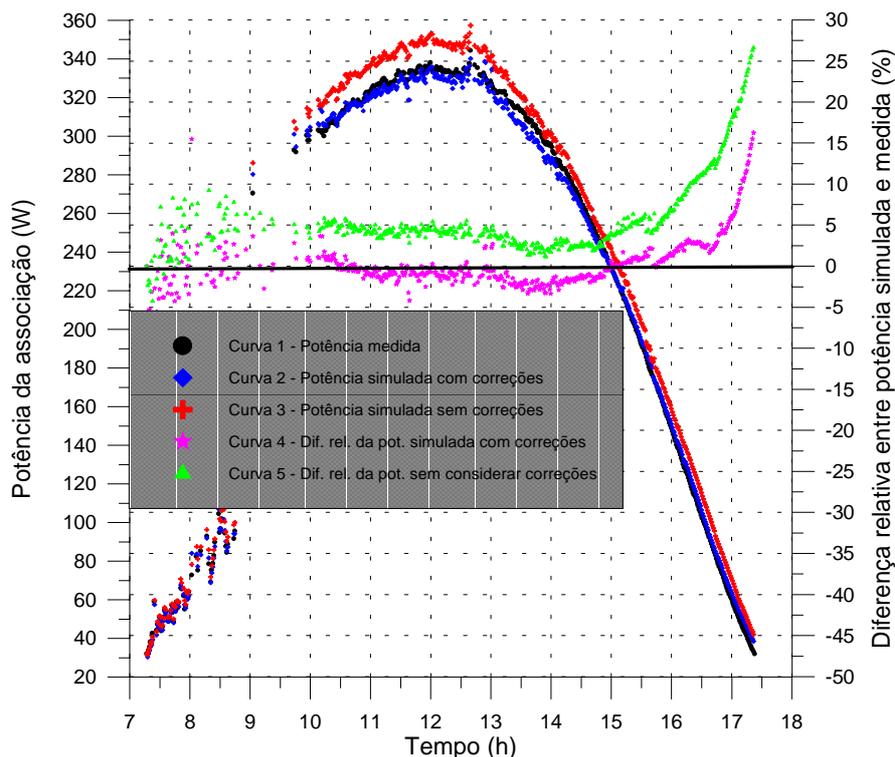


FIGURA 8.11 - Potências simuladas e medidas e diferenças relativas entre a potência simulada e medida. Simulações considerando e não considerando os efeitos causados pela reflexão da radiação solar, variação do espectro solar e queda de tensão nos condutores de conexão dos módulos fotovoltaicos.

Observa-se que para o período entre 10 horas e 15 horas, período este onde se tem a maior quantidade de energia gerada durante o dia, a simulação que considera os fatores em estudo, apresenta um resultado com diferenças relativas em torno de 1 % enquanto a simulação que não considera as correções apresenta diferenças relativas 5 vezes maiores. Isso permite concluir que as diferentes formas de correção apresentadas neste trabalho, quando aplicadas em conjunto, conduzem os resultados simulados a valores bastante próximos dos medidos.

8.7. CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE OS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS

Nas simulações realizadas, a medida da irradiância é a principal fonte de incerteza. O piranômetro utilizado para a medida da irradiância global foi um Eppley PSP e estava colocado no mesmo plano dos módulos que compõem o sistema fotovoltaico.

Normalmente, os dados de radiação disponíveis são dados para superfícies horizontais. Existem vários métodos utilizados para estimar, a partir de radiações horizontais, a radiação em um plano inclinado em relação a horizontal. Esta transposição da horizontal para um determinado ângulo introduz erros que podem chegar a mais de 20 % em determinados períodos do dia.

Para avaliar esses erros, foram colocados dois piranômetros de precisão: um Eppley PSP e o outro da marca Kipp e Zonen modelo CM11. O Eppley foi colocado num plano inclinado de 30° e o Kipp e Zonen na horizontal. Ao longo de um dia, foram medidas as irradiâncias dos dois piranômetros e, a partir da irradiância medida pelo Kipp e Zonen, aplicou-se o método descrito em Perez et al, 1987 para estimar o valor da irradiância no plano inclinado de 30°. Esta estimativa foi comparada com os valores medidos com o Eppley. A Fig. 8.12 mostra as diferenças encontradas ao longo de um dia ao se aplicar esse método de transposição de radiação da horizontal para um plano inclinado de 30°.

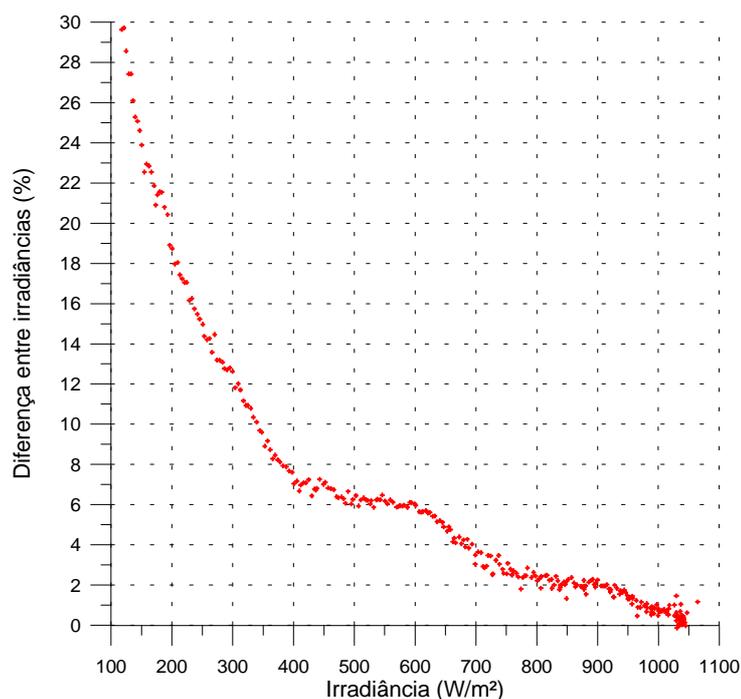


FIGURA 8.12 –Diferença relativa entre a irradiância medida em um plano inclinado 30 ° e a estimada, a partir de valores de irradiância medidos na horizontal.

É importante ressaltar que previamente foi feita uma comparação com os dois piranômetros na horizontal e as diferenças medidas foram muito baixas (< 0,5 %). Isso demonstra que o efeito observado na Fig. 8.12, possivelmente, é causado principalmente por deficiência do método e diferenças similares podem ser esperadas em outros dias.

Uma outra fonte de erro na simulação é a utilização dos valores nominais, fornecidos pelos fabricantes, das grandezas elétricas dos principais pontos da curva característica I-V dos módulos na condição padrão. A Fig. 8.13 mostra o efeito causado na simulação quando os módulos não são caracterizados individualmente. Nos níveis mais altos de irradiância, tem-se diferenças entre a potência da associação medida e simulada na ordem de 4 %.

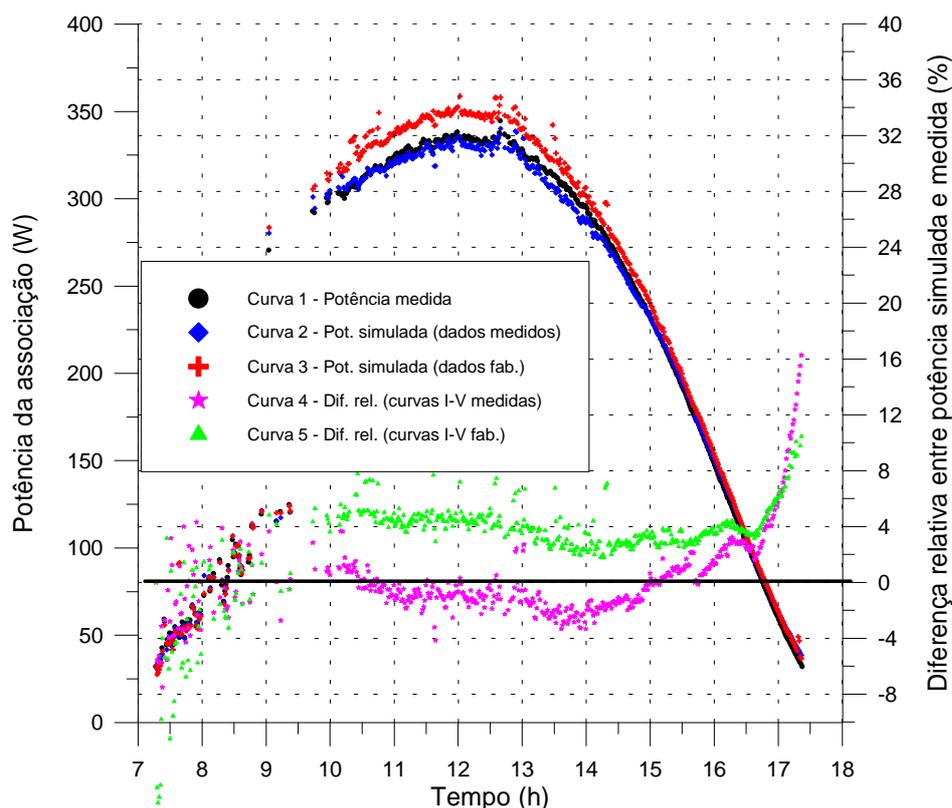


FIGURA 8.13 - Diferença relativa entre potências simuladas e medida. Simulação considerando efeitos da reflexão, espectro, queda de tensão e temperatura e dados nominais dos módulos fornecidos pelo fabricante.

Com o objetivo de ilustrar as diferenças entre resultados obtidos com simulações feitas a partir de dados de radiação disponíveis e valores nominais dos módulos fotovoltaicos sem que sejam feitas correções, a Fig. 8.14 apresenta as diferenças relativas entre a potência simulada e medida para 3 tipos de simulações as quais consideram em seus cálculos diferentes conjuntos de fatores que influenciam no desempenho dos sistemas fotovoltaicos. As letras T, r, e, q, h, i, m, c, utilizadas para designar os fatores considerados nas simulações representam, respectivamente, **t**emperatura (**T**), **r**eflexão (**r**), **e**spectro solar (**e**), **q**ueda de tensão nos condutores (**q**), irradiância medida na **h**orizontal (**h**), irradiância medida no plano **i**nclinado dos módulos (**i**), curva I-V dos módulos **m**edidas individualmente (**m**) e dados nominais dos módulos obtidos de **c**atálogo (**c**).

O período analisado é aquele em que o valor da radiação solar permaneceu ao redor do seu valor máximo, ou seja, em torno do meio dia solar (entre 11:00 horas e 13:00 horas).

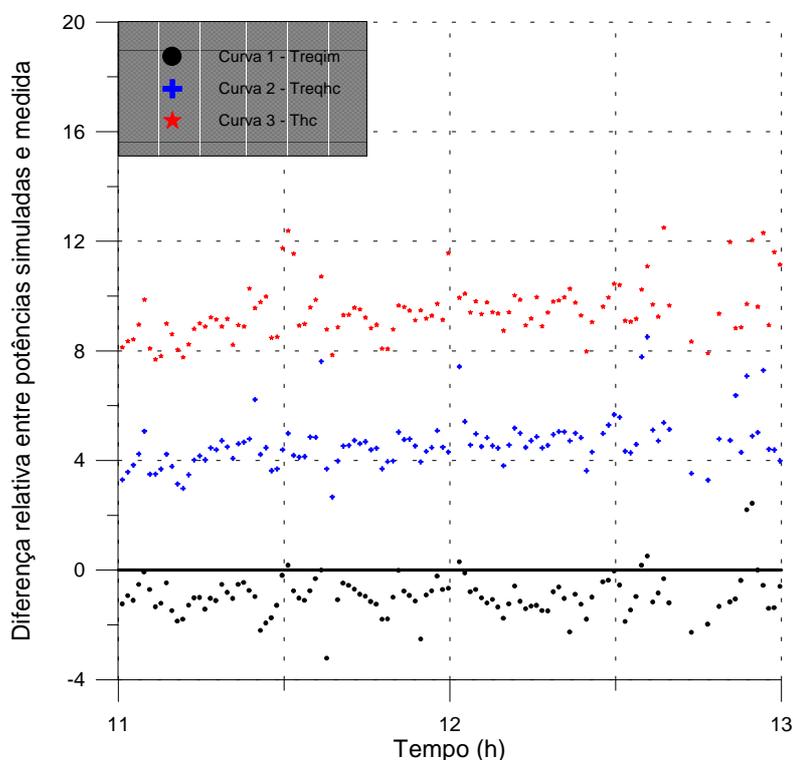


FIGURA 8.14 – Diferença relativa entre a potência simulada para diferentes tipos de simulações.

A curva 1, designada por Treqim, mostra o resultado da simulação da potência da associação considerando-se a temperatura dos módulos, a irradiância incidente no plano dos módulos corrigida em função da reflexão e espectro, queda de tensão nos condutores e módulos caracterizados individualmente; a curva 2, designada por Treqhc, mostra o resultado da simulação considerando-se a temperatura dos módulos, a irradiância incidente num plano horizontal e transposta para o plano dos módulos corrigida em função da reflexão e espectro, queda de tensão nos condutores e características nominais dos módulos fornecidas pelo fabricante; a curva 3, designada por Thc, mostra o resultado da simulação considerando-se a temperatura dos módulos, a irradiância incidente num plano horizontal e transposta para o plano dos módulos sem ser corrigida em função da reflexão e espectro e características nominais dos módulos fornecidas pelo fabricante.

Verifica-se que, simulações que tem como dados de entrada valores de radiação incidente em superfícies horizontais, as quais serão transpostas para o plano dos módulos e estes caracteri-

zados através dos dados nominais fornecidas pelos fabricantes, apresentam resultados superestimados na ordem de 8%. Caso sejam utilizados esses mesmos dados (dados de mais fácil obtenção e, por isso, mais frequentemente utilizados) e considerando-se os efeitos de reflexão, variação de espectro e queda de tensão nos condutores, a diferença relativa entre as potências simuladas e medida passa a ser de apenas 4%. Este resultado mostra a importância das correções realizadas e sinaliza o risco de utilizar-se dados de radiação não trabalhados e valores das principais grandezas elétricas dos módulos fornecidas por fabricantes.

9. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Foi montado um sistema fotovoltaico experimental com módulos de potências nominais e número de células diferentes e foram observados os efeitos previstos de descasamento entre módulos. Esta significativa diferença entre os módulos utilizados facilitou a visualização destes efeitos.

O sistema foi ensaiado em duas configurações e os módulos que o compuseram foram completamente caracterizados através do levantamento de suas curvas características I-V. Um equipamento adequado para a determinação das curvas características I-V de módulos fotovoltaicos foi projetado e desenvolvido tendo em vista as normas técnicas existentes. Essa bancada teve seus resultados comprovados através do ensaio de um módulo padrão. Sua utilização nos ensaios dos módulos demonstrou versatilidade, facilidade de operação e alta confiabilidade.

Dos resultados dos ensaios, foi detectado que apenas um módulo (módulo 01) apresentou potência nominal superior à especificada pelo fabricante. Os módulos 02, 03, 04, 05, 07 e 08 apresentaram potências inferiores às de catálogo e o módulo 09 tem um valor de potência inferior à mínima aceitável, ou seja, sua potência é menor que 90 % da potência nominal especificada em catálogo. Nas medidas de potência dos módulos, uma completa análise de erros permitiu assegurar quando o desvio do valor nominal é de fato uma consequência da fabricação do módulo e não uma incerteza de ensaio.

Também através do levantamento das curvas I-V dos módulos, foi analisado o comportamento do funcionamento dos diodos de *bypass* os quais podem estar conectados ao módulo em diferentes configurações, designadas nesta Tese como diodos *bypass* entrelaçados e não entrelaçados. Na ligação dos diodos *bypass* não entrelaçados a tensão reversa máxima de funcionamento do módulo fica limitada em aproximadamente 1,4 V. Na ligação de diodos entrelaçados tem-se duas situações distintas de comportamento dos diodos *bypass* quando houver sombreamento de células. Estas situações são diferenciadas com relação à coluna onde está a célula sombreada. Quando se tem células da fileira central totalmente sombreadas, o módulo comporta-se como se tivesse dois grupos de células e diodos *bypass* ligados em paralelo, tendo sua corrente de curto-circuito duplicada com uma conseqüente redução da tensão de circuito aberto. Independentemente da célula sombreada, a tensão de circuito aberto do módulo é reduzida a menos de $\frac{1}{3}$ da tensão de circuito aberto sem sombreamento (tensão equivalente de um grupo de células em série menos a queda de tensão sobre um diodo *bypass*) e a máxima tensão reversa é de aproximadamente 1,4 V mais $\frac{1}{3}$ da tensão de circuito aberto nominal do módulo sem sombreamento.

Já com o uso de diodos não entrelaçados, esta tensão fica reduzida a pouco menos da metade da original, sem sombreamento.

Também foi analisado o funcionamento do sistema fotovoltaico experimental, nas duas configurações, funcionando em circuito aberto e em curto-circuito com e sem sombreamento de módulos. Nas associações em série, os módulos que apresentam corrente de curto-circuito menor que a corrente de operação da associação comportam-se como carga para os outros módulos. Eventuais danos a essa associação podem ser evitados utilizando-se diodos *bypass*. No caso de associação em paralelo, os módulos que operam como carga para a associação são aqueles que apresentam tensão de circuito aberto menor que a tensão de operação da associação. Para evitar que a potência dissipada nesses módulos seja elevada, utiliza-se diodos de bloqueio.

Num sistema contendo módulos em série e em paralelo, os módulos que operam como carga tem seus pontos de operação em diferentes quadrantes. Em associações série, esses módulos estão polarizados no segundo quadrante (corrente positiva e tensão negativa). Nesta situação, pode-se ter valores altos de corrente, mas a potência dissipada fica limitada pela tensão do diodo de *bypass*. Nas associações em paralelo, os módulos que funcionam como carga estão operando no quarto quadrante (corrente negativa e tensão positiva) podendo-se ter tensões elevadas, mas a corrente fica limitada à corrente de saturação reversa do diodo de bloqueio.

Nestes ensaios, com e sem sombreamento, foi verificado que a configuração que tem ligações série-paralelo redundantes apresenta sempre um melhor desempenho.

Todos os efeitos observados durante os ensaios previamente citados foram utilizados no aperfeiçoamento dos parâmetros contidos nas rotinas de cálculos do programa CREARRAY em desenvolvimento simultâneo com esta Tese.

A fim de se ter uma ferramenta de análise da evolução do comportamento de sistemas fotovoltaicos que possibilite a construção de associações de módulos em diferentes configurações, podendo-se especificar individualmente as características de cada módulo e seus valores de temperatura e irradiância, foi implementado um programa de simulação a partir das rotinas citadas.

O programa de simulação desenvolvido considera, além dos efeitos da temperatura no desempenho dos módulos, os efeitos de reflexão e variação espectral da radiação solar, queda de tensão nos condutores de conexão dos módulos. Seus resultados, ao longo de toda a simulação, podem ser considerados muito bons pois assemelham-se muito com os resultados medidos no sistema fotovoltaico experimental. Esses efeitos foram analisados, através de simulações, e mostram que a correção da reflexão tornou-se relevante a partir de ângulos de incidência da radiação

superiores à 45° . A correção de variação do espectro em função apenas da massa de ar quando analisada individualmente não mostrou-se satisfatória para grande parte da simulação. Os efeitos destas correções resultaram menores que a incerteza das simulações não permitindo, portanto, conclusões definitivas. No caso de considerar a queda de tensão nos condutores, sua influência para pequenas correntes é desprezível. Para correntes acima de 9 A, esta correção mostrou-se insatisfatória mas, assim como os efeitos relacionados ao espectro, estes são menores que a incerteza das simulações.

Também através de simulações, verificou-se que os dados de entrada do programa de simulação são fatores que podem conduzir a erros bastante significativos. Esses dados de entrada, entre eles o de radiação incidente nos módulos, temperatura das células dos módulos e ponto de operação do sistema, muitas vezes não estão disponíveis diretamente ao usuário do programa de simulação. No Brasil, por exemplo, existem muito poucas estações meteorológicas que realizam medidas de radiação. Os dados de temperatura que se tem disponíveis são os de temperatura ambiente média e dados de velocidade de vento nem sempre são disponíveis.

Esta limitação indica que o programa deverá, além de produzir a simulação do comportamento elétrico dos módulos, trabalhar com os dados de entrada disponíveis para convertê-los nos dados necessários. Apesar disto o programa é capaz de lidar com os dados existentes para produzir o provável comportamento de um sistema fotovoltaico ao longo do tempo.

Finalmente, a partir dos fatos obtidos e analisados na presente Tese, foi demonstrado que a utilização dos modelos matemáticos e algoritmos apresentados, respectivamente, nos capítulos 3 e 4, é adequada e permite reproduzir com alta precisão o resultado de associações de módulos fotovoltaicos mesmo na presença de severas desuniformidades.

Em função do aprendizado ocorrido no desenvolvimento desta Tese, sugere-se como temas para futuros trabalhos de pesquisa:

- a) intensificar o estudo no desenvolvimento de fator de correção da variação do espectro solar considerando não apenas a massa de ar;
- b) implementação de uma interface entre programa e usuário mais amigável para o programa de simulação desenvolvido nesta Tese;
- c) considerando que a medida de irradiância seja uma das principais fontes de erro do programa de simulação, utilizar métodos de medidas que apresentem maior exatidão;
- d) inserir e aperfeiçoar modelos que relacionem estado de carga de baterias com tensões nos seus terminais;
- e) ensaiar sistemas fotovoltaicos em configurações que apresentem maior tensão nominal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, G. L., 1985. **Electricidad Solar Fotovoltaica:** sistemas fotovoltaicos autónomos. Universidad Politecnica de Madrid. ETSI Telecomunicación. Parte I: Fundamentos de la electricidad solar fotovoltaica, 3 “La célula solar”, Madrid. pp. 118-176.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1991. “**Dispositivos Fotovoltaicos – Correção das Curvas Características Corrente versus Tensão (IxV), em Função da Temperatura e Radiação**”. NB-1386. Rio de Janeiro. 3p.

BISHOP, J. W., 1988. “Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits”, **Sol. Cells**, vol. 25, pp. 73-89.

BOYLESTAD, R.; NASHELSKY, L., 1986. “**Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos**”, Prentice-Hall do Brasil, Rio de Janeiro. 3.ed., 700p.

BUCCIARELLI Jr., L. L., 1979. “Power loss in photovoltaic arrays due to mismatch in cell characteristics”, **Sol. Cells**, vol. 23, pp. 277-288.

CUESTA, J. C. J., 1995. “**Metalización Serigráfica de Células Solares**” Tese apresentada em concurso para cargo de Catedrático – Universidad del Pais Vasco, Bilbao, Spain.

CUEVAS, A., 1985. **Electricidad Solar Fotovoltaica:** sistemas fotovoltaicos autónomos. Universidad Politecnica de Madrid. ETSI Telecomunicación. Parte I: Fundamentos de la electricidad solar fotovoltaica, 6 “Evaluación de células y paneles fotovoltaicos”, Madrid. pp. 273-316.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W, A.,1991. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”. John Wiley, New York. 2. ed ., 919p.

EPPLEY, 2000. “**The Eppley Laboratory Inc**”, www.eppleylab.com, capturado em 10/09/2000.

GONZALEZ, C C., 1986. "Photovoltaic Array Loss Mechanisms", **Sol. Cells**, vol. 18, pp. 373-382.

GONZALEZ, C. C. et al, 1984. "Determination of Hot Spot Susceptibility of Multistring Photovoltaic Modules in a Central-station Application", **Proc. 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 668-675.

GONZALEZ, C. C.; WEAVER, R., 1980. "Circuit Design Considerations for Photovoltaic Modules and Systems", **Proc. 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 528-535.

GREEN, M. A, 1995. "**Silicon Solar Cells Advanced Principles & Practice**", Bridge Printery Pty, Sydney, 366p.

GUPTA, A.; MILNES, A. G., 1981. "Effects of Shading and Defects in Solar Cell Arrays", **Proc. 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 1111-1116.

HAMMEER, T. M., 1984. "Calibration of Tilted Eppley Pyranometer under Solar Radiation", **Solar Energy**, vol. 32, n. 1, pp. 139-140.

IANNONE, F.; NOVIELLO, G.; SARNO, A., 1998. "Monte Carlo Techniques to Analyse the Electrical Mismatch Losses in Large-scale Photovoltaic Generators", **Solar Energy**, vol. 62, n. 2, pp. 85-92.

ILICETO, A. et al, 1998. "Assessment of Blocking and Bypass Diodes Application in PV Power Plants", 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 2108-2111.

JONES, A. D.; UNDERWOOD, C. P., 2001. "A Thermal Model for Photovoltaic Systems", **Solar Energy**, vol. 70, n. 4, pp. 349-359.

KAPICA, J., 1998. "The Influence of Selection of the Solar Cell's Model on the Accuracy of Calculation of the Current-voltage Characteristic", 2nd WORLD CONFERENCE

AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 160-163.

KASTEN, F., YOUNG, A. T., 1989. “**Revised Optical Air Mass Tables and Approximation Formula**”. Applied Optics vol 28, pp. 4735-4738.

KING, D. L et al, 1998. “Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays”, 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna.

KRENZINGER, A, 1994. “Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador”, I CONGRESO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIAS ALTERNATIVAS, 1, 1994, Editora da Facultad Regional Córdoba, Argentina. **Anais...** Córdoba, pp. 21-33.

KRENZINGER, A., ADAMS, T. R., 2000. “**CREARRAY – Programa de Análise de Sistemas Fotovoltaicos**”, Laboratório de Energia Solar - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

LASNIER, F; ANG, T. G., 1990. “**Photovoltaic Engineering Handbook**”. Adam Hilger, New York. 568p.

MOHR, A J., DAHLBERG D. A , DIRHIRM, I., 1979. “Experiences with Tests and Calibrations of Pyranometers for Mesoscale Solar Irradiance Network”, **Solar Energy**, vol. 22, pp. 197-203.

NAKAMURA, H.; YAMADA, T.; OHSHIRO, T., 1998. “Comparison Between Estimation Procedures for I-V Curve in STC”, 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 2320-2323.

PALTRIDGE, G. W., PLATT, G. M. R., 1976. “**Radiative Processes in Meteorology and Climatology**. Elsevier Scientific, Amsterdam-Oxford-New York. 49p.

PEREZ, R. et al, 1987. “A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces”, **Solar Energy**, vol. 39, n. 3, pp. 221-231.

PIRELLI, 1998. “**Pirelli Cabos e Sistemas**”, www.pirelli.com.br, capturado em 20/08/1998.

ROCHE, D; OUTHRED, H.; KAYE, R. J., 1995. “Analysis and Control of Mismatch Power Loss in Photovoltaic Arrays”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol. 3, pp. 115-127.

SAHA, H.; BHATTACHARYA, G.; MUKHERJEE, D., 1988. “Mismatch Losses in Series Combinations of Silicon Solar Cells Modules”, **Sol. Cells**, vol. 25, pp. 143-153.

SCHMID, R. et al, 1998. “New Protection Principle Against Hot Spots in Crystalline Silicon Cell Modules for Implementing in Module-integrated Inverters”, 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 1906-1911.

SIEMENS, 1998. “**Siemens Solar Products Catalog**”, www.solarpv.com, capturado em 14/04/1998.

SINGER, S.; ROZENSHTEIN, B.; SURAZI, S., 1984. “Characterization of Pv Array Output Using a Small Number of Measured Parameters”, **Solar Energy**, vol. 32, n. 5, pp 603-607.

WATKINS, J. L.; BURGESS, E. L., 1978. “The Effects of Solar Cell Parameter Variation on Array Power Output”, **Proc. 13th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 1061-1066.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION, 1985. “**WMO Commission for Instruments and Methods of Observation, Abridge Final Report of the 9th Session**”. Secretariat of WMO, Geneva.

WILES, J. C.; KING, D. L., 1997. “Blocking Diodes and Fuses in Low-voltage Pv Systems”, **Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**.

ZANESCO, I., KRENZINGER, A., 1993. “The Effects of Atmospheric Parameters on the Global Solar Irradiance and on the Current of a Silicon Solar Cell”, **Progress in Photovoltaic: Research and Applications**, vol. 1, pp. 169-179.

ZILLES, R., 1993. “**Modelado de Generadores Fotovoltaicos Efectos de la Dispersión de Parámetros**”, Tese de Doutorado em Engenharia – Instituto de Energía Solar, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid. 146p.

ZILLES, R.; LORENZO, E., 1993. “An Analytical Model for Mismatch Losses in Pv Arrays”, **Solar Energy**, vol. 13, pp. 121-133.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1983. “**Standard Practice for Determination of the Spectral Mismatch Parameter Between a Photovoltaic Device and a Photovoltaic Reference Cell**”: E 973. Philadelphia. 3p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1985. “**Standard Methods of Testing Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells**”: E 1036. Philadelphia. 10p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1985. “**Standard Specification for Solar Simulation for Terrestrial Photovoltaic Testing**”: E 927. Philadelphia. 3p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1987. “**Standard Tables for Terrestrial Direct Normal Solar Spectral Irradiance for Air Mass 1.5**”: E 891. Philadelphia. 6p.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1987. “**Standard Tables for Terrestrial Solar Spectral Irradiance at Air Mass 1.5 for a 37° Tilted Surface**”: E 892. Philadelphia. 8p.

CERAGIOLI, P. C, 1997. “**Manual de Energia Solar Fotovoltaica**”. RC COM Sistemas, São José dos Campos. 115p.

CHAMBERLIN, C. E. et al, 1995. “Effects of Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays”, **Solar Energy**, vol. 54, n. 3, pp. 165-171.

CHAMBOULEYRON, I., 1994. “Conversion Fotovoltaica de la Energia Solar”, I CONGRESO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIAS ALTERNATIVAS, 1, Editora da Facultad Regional Córdoba, Argentina. **Anais...** Córdoba, pp. 179-185.

COPETTI, J. B., 1994. “Acumulación de los Sistemas Solares Fotovoltaicos”, CONGRESO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIAS ALTERNATIVAS, 1, 1994, Editora da Facultad Regional Córdoba, Argentina. **Anais...** Córdoba, pp. 12-20.

COTRIM, A. A. M. B., 1985. “**Manual de Instalações Elétricas**”. , McGraw-Hill do Brasil, São Paulo. 2.ed., 434p.

ECKSTEIN, J et al, 1990. “Photovoltaic Powered Energy Systems”, ASES Solar 90 Conference. **Anais...** Austin, Texas, pp. 199-204

EMERY, K. et al, 1998. “Photovoltaic Spectral Responsivity Measurements”, 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 2298-2301.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F., 1995. “**Energia Solar: Fundamentos e Tecnologia de Conversão Heliotermoeletrica e Fotovoltaica**”, Ed. Universitária da UFPE, Recife/PE. 471p.

GONÇALVES, S. W., 1992. “**Comparação entre Métodos de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos por Simulação**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 63p.

GUZZI, R.; JUSTUS, C. G., 1986. “**Physical Climatology for Solar and Wind Energy**”, World Scientific, Triete, Italy. 1086p.

HELFRICK, A. D.; COOPER, W. D., 1994. “**Instrumentação Eletrônica Moderna e Técnicas de Medição**”, Editora Prentice Hall do Brasil, Rio de Janeiro. 324p.

IQBAL, M., 1983. “**An Introduction to Solar Radiation**”, Academic Press, Toronto. 390p.

JANOCH, R., 1984. "Analysis of Solar Cell Mismatch Losses at Standard and Non-standard Conditions", **Proc. 17th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 558-562.

KAMINSKI, A. et al, 1998. "Series Resistance Modeling, Characterization and Optimization", 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, p 1332-1335.

KING, D. L et al, 1998. "Improved Accuracy for Low-cost Solar Irradiance Sensors", 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 2001-2004.

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E., 1997. "Measuring Solar Spectral and Angle-of-incidence Effects on Photovoltaic Modules and Solar Irradiance Sensors", **Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**.

KOITA, Z.; DAHOUEON, A., 1998. "Initial Power Measurements at the Ndiebel Photovoltaic Plant", 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 3158-3162.

LEITE, A. D., 1997. "**A Energia do Brasil**", Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro. 528p.

LORRAIN, P.; CORSON D. R., 1970. "**Electromagnetic Fields and Waves**", Freeman and Company, San Francisco. 2. Ed., 706p.

MALVINO, A. P., 1987. "**Eletrônica**", McGraw-Hill, São Paulo. Vol. 1-2, 538p.

MILLMAN, J.; HALKIAS, C. C., 1981. "**Eletrônica: Dispositivos e Circuitos**", McGraw-Hill do Brasil, São Paulo. Vol. 1-2, 2.ed., 412p.

NURIA, M.; ROMERO, F. C., 1990. "**Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**", CIEMAT. "Medidas y Ensayos de Módulos y Componentes Fotovoltaicos", Madrid. pp. 18.1-18.32.

PALZ, W., 1981. “**Energia Solar e Fontes Alternativas**”. Hemus Livraria Editora Limitada, São Paulo. 358p.

RICAUD, A. M.; FORGE, F.; SARRE, P. E., 1981. “Solar Cell Failure Modes Under Reverse Voltages and Reliability”, **Proc. 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, pp. 1117-1121.

WAGNER, J. A., 1991. “**Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 95p.

WHITAKER, C. M. et al, 1997. “Application and Validation of a New Pv Performance Characterization Method”, **Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**.

ZANESCO, I., 1991. “**Análise e Construção de Um Piranômetro Fotovoltaico**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 120p.

ZILLES, R.; RIBEIRO, C.; MOSZKOWICZ, M., 1998. “Power Rating and the Need of Photovoltaic Modules Measurements in Brazilian Dissemination Program”, 2nd WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION, 2. **Anais...** Vienna, pp. 2009-2012.

PUBLICAÇÕES REALIZADAS NO DESENVOLVIMENTO DESTA TESE

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2000. “Sistema fotovoltaico experimental: montagem e especificações”, **III Forum Regional de Energia e Meio Ambiente – FOREMA III**, Anais em CD-ROM, Canoas/RS.

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2000. “**O uso de diodos de bypass e de bloqueio na proteção de sistemas fotovoltaicos**”, Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Anais em CD-ROM, Natal/RN.

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2000. “**Medição da curva característica I-V de módulos fotovoltaicos**”, X Congresso Ibérico de Energia Solar, Anais em CD-ROM, São Paulo, Brasil.

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2001, PRIEB, C. W. M., 2001. “Methodology for photovoltaic modules characterization and shading effects analysis”, **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences**, artigo submetido em 05/09/2000.

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2001. “**The effects on the photovoltaic systems response of parameters reflection, spectrum, voltage drop and temperature**”, submetido à comissão editorial do 17TH European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany.

HECKTHEUER, L., A.; KRENZINGER, A., 2001, PRIEB, C. W. M., 2001. “**Rated versus measured power of PV modules used in Brazilian rural properties electrification**”, submetido à comissão editorial do 17TH European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany.