

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

ANÁLISE E SIMULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

por
Airton Cabral de Andrade

Tese de Doutorado

Porto Alegre, junho de 2008

ANÁLISE E SIMULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS

por

Airton Cabral de Andrade
Mestre em Engenharia Mecânica

Tese submetida ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, PROMEC-UFRGS, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de

Doutor em Engenharia Mecânica

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Avaliada por:

Prof. Dr. João Carlos Verneti dos Santos - ULBRA

Prof. Dr. Manuel Cid Sánchez - USP

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer - UFRGS

Prof. Dr. Flávio José Lorini
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, junho de 2008

DEDICATÓRIA

À minha família, que sempre esteve unida nesta jornada em que um de nós partiu antes de ver, pessoalmente, a apresentação desta Tese.

Só que gostaria de deixar registrado nesta Tese.

Meu Pai, obrigado por tudo.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que me receberam de braços abertos na Universidade Federal do Rio Grande do Sul e a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul que incentivou a realização do curso de doutorado.

Gostaria de tecer um especial agradecimento ao meu orientador, Prof. Dr. Arno Krenzinger, coordenador do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, pela sua paciência e dedicação. Também não poderia deixar de agradecer a sempre pronta colaboração do Eng. Msc. César W. M. Prieb.

Aos meus colegas do Laboratório de Energia Solar e aos bolsistas nas suas ajudas imprescindíveis, para o trabalho e para o ânimo.

Ao meu compadre, Jean-Marc Stephane Lafay um colega, amigo e irmão.

À Direção da Faculdade de Física: pelo empenho que teve a Profa. Msc. Maria Emilia Baltar Berniasiuk em momentos críticos da minha carreira de professor e para a Profa. Dra. Ana Maria Marques da Silva por continuar a apoiar o término da Tese.

Um agradecimento especial para a Dra. Lisiane Torres e Cardoso que, mesmo distante, sempre incentivou minha caminhada no Doutorado.

Ao pessoal do Grupo de Energia Solar da PUCRS (NT-Solar) pela amizade. Aos meus amigos Prof. Dr Adriano Moehlecke e Prof. Dra. Izete Zanenco, ao Msc. Dario Eberhardt pela ajuda nas formatações e leituras das versões da Tese e ao Msc. Sérgio Boscato Garcia, por acharem um tempo nos momentos de muito trabalho, para me ajudarem.

Ao Msc. Heston Silveira, pela amizade e as caminhadas permeadas por assuntos técnicos.

Aos meus amigos João Carlos Gasparin, Délcio Basso, Cláudio Galli, Luiz Marcos Scolari, Milton Antônio Zaro como modelos de professores.

Ao Prof. Dr. Vicente Hillebrand um modelo de colega. Rígido em seus princípios, flexível em sua amizade e um amigo fora do comum.

Aos meus alunos que sempre foram preocupados com o término da Tese.

A todos os que de alguma forma colaboraram e participaram do desenvolvimento deste trabalho.

A minha esposa Kiana da Costa Fagundes que mostrou ser uma parceira muito especial nos momentos de grandes dificuldades pelo qual passei. Mostrou, no final do período da Tese, mesmo tendo um problema bastante sério, que o otimismo e a dedicação são as chaves do sucesso. Agradeço a Ti “minha amada esposa” as preocupações que tiveste comigo e espero que tenhamos uma vida muito longa juntos.

RESUMO

Foi realizado um estudo para analisar a distribuição de temperaturas entre as células de um módulo fotovoltaico e verificar a possível influência desta distribuição de temperaturas nos resultados de ensaios de características elétricas dos módulos. Teoricamente foram analisadas as principais características que justificariam diferenças de temperatura entre as células de um módulo fotovoltaico. Dentre estas características estão o posicionamento das células do módulo fotovoltaico, a quantidade de radiação solar que é absorvida pelas células, as condições ambientais, as propriedades dos materiais que compõem o módulo fotovoltaico e as condições de carga. Com base nestes resultados foi desenvolvido um programa computacional para realizar simulações considerando as condições ambientais como dados de entrada. No seu desenvolvimento foram realizados ensaios para ajustar as características associadas aos materiais do módulo e verificar a coerência dos coeficientes de transferência de calor. Foram medidas as temperaturas das células do módulo fotovoltaico com três metodologias diferentes: usando termometria sem contato, com sensores de contato e com recurso de imagens termográficas. Durante os ensaios em condições de operação o módulo foi colocado em circuito aberto e curto-circuito por determinados intervalos de tempo, sempre acompanhado da medida da temperatura das suas células. Todos os módulos ensaiados apresentaram distribuições de temperaturas não uniformes na condição de curto-circuito. Em relação ao programa de simulação considera-se que seus resultados seguem de forma bastante satisfatória as temperaturas medidas quando o módulo está em diferentes condições ambientais. Concluiu-se, tanto da análise teórica quanto da análise experimental, que o efeito da distribuição de temperatura sobre as curvas características dos módulos é muito pequeno. Mesmo assim, para evitar os efeitos de distribuição não uniforme de temperatura, os módulos devem ser preparados para os ensaios de curvas características na condição de circuito aberto e não em curto-circuito. Adicionalmente ficou evidenciado que a escolha equivocada de uma célula mais aquecida, como representativa da temperatura média do módulo, pode acarretar em um erro importante que é repassado à curva característica quando esta é transladada para uma condição de interesse.

ABSTRACT

A study was made to analyze the cell temperature distribution in a photovoltaic module and to verify the possible influence of this temperature distribution in the results of the module characteristic determination tests. The main factors that could originate temperature differences between cells were theoretically analyzed. Among these factors are the cells positioning in the module, the amount of solar radiation absorbed by the cells, the environmental conditions, the properties of the materials that compose the photovoltaic module and the load conditions. A simulation software, considering meteorological conditions as input data, was developed. Tests were carried out in order to adjust the characteristics associated to the module materials and to verify the coherence of the heat transfer coefficients. The temperatures of the photovoltaic module cells were measured with three different methodologies: using non-contact thermometry, with contact temperature sensors and with the resources of thermographic imagery. The modules were tested under different environmental conditions. During the tests under operational conditions, the module was connected in open-circuit and short-circuit for determined time periods, while the cells temperatures were monitored. All the tested modules presented non-uniform temperature distribution under the short-circuit condition. Concerning the simulation program, we consider that its results follow the measured temperatures in a very satisfactory way for any environmental condition. We concluded, either from the theoretical as from the experimental analysis, that the effects of the temperature distribution in the module characteristic curve are very small. Anyway, in order to avoid the possible consequences of non-uniform temperature, the modules should be prepared for characteristic curves tests under the open-circuit condition and not in short-circuit. Furthermore, it became evident the care that should be taken when choosing a cell as a representative of the average temperature of the module. A bad choice can lead to an important error that is propagated when the characteristic curve is translated to an operational condition of interest.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVOS.....	2
1.2. ESCOPO DA TESE	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
3. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS....	8
3.1. SEMICONDUTORES	9
3.2. NÍVEIS DE ENERGIA EM SEMICONDUTORES	9
3.3. DOPAGEM DE MATERIAIS SEMICONDUTORES.....	10
3.3.1. DOPAGEM DO SILÍCIO	11
3.4. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	11
3.5. FABRICAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	12
3.6. MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	13
3.7. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	14
3.8. CURVA CARACTERÍSTICA DE UMA CÉLULA E DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	15
4. ANÁLISE TÉRMICA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	18
4.1. CÁLCULO DA TEMPERATURA DE CÉLULAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	18
4.2. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	25
4.3. ANÁLISE TEÓRICA DOS EFEITOS DA TEMPERATURA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	35
4.3.1. EFEITOS DA TEMPERATURA SOBRE A CURVA I&V DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	35
4.3.2. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA INDIVIDUAL DAS CÉLULAS NA CURVA I&V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
4.3.3. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA EM MÓDULOS COM DIODOS DE <i>BYPASS</i>	40
4.4. MEDIÇÃO DA ABSORTÂNCIA DAS CÉLULAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO UTILIZANDO A CONDIÇÃO DE REGIME PERMANENTE.....	42
4.5. MEDIÇÃO DAS PROPRIEDADES TÉRMICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	44
5. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS PARA MEDIR A DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	49

5.1. MEDIDAS DA TEMPERATURA COM A UTILIZAÇÃO DE TERMOGRAFIA	50
5.1.1. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÂMERA TERMOGRÁFICA.....	53
5.1.2. TERMOMETRIA TERMOGRÁFICA DE VIDROS - EFEITO ESPECULAR.....	55
5.1.3. CÁLCULO DA CORREÇÃO DO ERRO DE REFLEXÃO DA IMAGEM	59
5.2. MEDIDA DA TEMPERATURA DO MÓDULO UTILIZANDO SENSORES PT100 E SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS	67
6. RESULTADOS EXPERIMENTAIS	77
6.1. MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DA TEMPERATURA EM UM MÓDULO FOTOVOLTAICO	77
6.1.1. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM TERMÔMETRO SEM CONTATO.....	78
6.1.2. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM TERMOGRAFIA	79
6.1.3. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM SENSORES DE CONTATO.....	81
6.2. MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DA TEMPERATURA EM UM MÓDULO FOTOVOLTAICO EXPOSTO AO SOL.....	83
6.3. COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS COM OS RESULTADOS SIMULADOS.....	90
6.4. MEDIDA DE CURVAS I&V COM DISTRIBUIÇÃO NÃO UNIFORME DE TEMPERATURA	99
7. CONCLUSÕES.....	104
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108
BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR.....	112
PUBLICAÇÕES GERADAS AO LONGO DA TESE.....	117
ANEXO 1	118
ANEXO 2.....	125

LISTA DE SÍMBOLOS

A - área da célula ou do módulo.....	[m ²]
AM - massa de ar (<i>air mass</i>).....	[-]
c - velocidade da luz.....	[m.s ⁻¹]
c_p - calor específico a pressão constante.....	[J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]
e - a carga do elétron.....	[C]
E - radiosidade do corpo.....	[W.m ⁻²]
$E(\lambda)$ - energia dos fótons incidentes.....	[J]
E_{ABS} - energia absorvida.....	[J]
E_b - fluxo de radiação térmica.....	[W]
e_E - espessura do EVA.....	[m]
e_T - espessura do Tedlar®.....	[m]
E_U - radiosidade do corpo entre os comprimentos de onda úteis para a câmera termográfica	[W.m ⁻²]
e_V - espessura do vidro.....	[m]
EVA - etil vinil acetato.....	[-]
f - frequência da onda eletromagnética.....	[Hz]
F_E - energia elétrica do sistema.....	[J]
FF - fator de forma.....	[-]
F_{Si} - entrada de energia no sistema.....	[J]
g - aceleração da gravidade.....	[m.s ⁻²]
G - fluxo radiante.....	[W.m ⁻²]
$G(0)$ - Irradiância.....	[-]
G_{ca} - Irradiância que chega à célula.....	[-]
G_{SA1} - Irradiância que chega à célula da primeira reflexão interna sem atenuação.....	[W.m ⁻²]
G_{SA2} - Irradiância que chega à célula da segunda reflexão interna sem atenuação.....	[W.m ⁻²]
h - constante de Planck.....	[J.s]
h_C - coeficiente de troca de calor por convecção.....	[W.°C ⁻¹ .m ⁻²]
h_{r1} - coeficiente de radiação linearizado entre a superfície do vidro e o céu.....	[W.°C ⁻¹ .m ⁻²]
h_{r2} - coeficiente de radiação linearizado da superfície do Tedlar® e o chão ou edificações.....	[W.°C ⁻¹ .m ⁻²]

h_{w1} - coeficiente de troca de calor por convecção da superfície do vidro.....	[W.°C ⁻¹ .m ⁻²]
h_{w2} - coeficiente de troca de calor por convecção da superfície do Tedlar®.....	[W.°C ⁻¹ .m ⁻²]
I - corrente da célula fotovoltaica.....	[A]
$I&V$ - curva da corrente elétrica em função da tensão elétrica.....	[W]
I_0 - corrente reversa de saturação do diodo.....	[A]
I_{dir} - componente da radiação direta em uma superfície horizontal.....	[W.m ⁻²]
I_{dif} - componente da radiação difusa em uma superfície horizontal.....	[W.m ⁻²]
I_D - corrente elétrica do diodo no escuro.....	[A]
I_g - componente da radiação associada ao albedo.....	[W.m ⁻²]
I_L - fotocorrente gerada pela célula.....	[A]
I_{MP} - corrente de máxima potência.....	[A]
I_{SC} - corrente de curto-circuito.....	[A]
k - constante de Boltzman.....	[J.K ⁻¹]
k_E - condutividade térmica do EVA.....	[W.m ⁻¹ .°C ⁻¹]
k_{Td} - condutividade térmica do Tedlar®.....	[W.m ⁻¹ .°C ⁻¹]
K - radiosidade que chega ao sensor da câmera termográfica.....	[-]
k_V - condutividade térmica do vidro.....	[W.m ⁻¹ .°C ⁻¹]
L - perímetro característico.....	[m]
m - fator de idealidade.....	[-]
M - fração captada da radiosidade de um corpo.....	[-]
n_1 - índice de refração do meio 1.....	[-]
n_2 - índice de refração do meio 2.....	[-]
N_S - número de células associadas em série.....	[-]
P_{inc} - potência incidente na célula.....	[W.m ⁻²]
P_{MP} - ponto de máxima potência.....	[W]
Q - fluxo de energia sob a forma de calor entre os volumes.....	[W]
Q_{tot} - fluxo total de energia entre o volume e a vizinhança.....	[W.m ⁻²]
r_{\parallel} - coeficiente de reflexão da componente de polarização paralela.....	[-]
r_{\perp} - coeficiente de reflexão da componente de polarização paralela.....	[-]
r_m - coeficiente de reflexão médio.....	[-]
r_{1m} - coeficiente médio de reflexão da interface ar-vidro.....	[-]
r_{2m} - coeficiente médio de reflexão da interface célula EVA.....	[-]
R_{dir} - razão entre a radiação solar direta entre as superfícies inclinada e horizontal....	[-]
R_C - resistência térmica de convecção.....	[W ⁻¹ .°C.m ²]

R_{Cinf} - resistência térmica de convecção inferior.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
R_{Csup} - resistência térmica de convecção superior.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
R_E - resistência térmica do EVA.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m]$
R_{Pix} - intensidade da radiação recebida por <i>pixel</i> do sensor.....	$[W \cdot m^{-2}]$
R_P - resistência paralela.....	$[\Omega]$
$R_{r\ amb}$ - resistência térmica de radiação com o entorno.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
$R_{r\ céu}$ - resistência térmica de radiação com o céu.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
$R_{r\ chão}$ - resistência térmica de radiação com o chão.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
R_{Rinf} - resistência térmica de radiação inferior.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
R_{Rsup} - resistência térmica de radiação superior.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m^2]$
R_S - resistência série.....	$[\Omega]$
R_{Td} - resistência térmica do Tedlar®.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m]$
R_V - resistência térmica do vidro.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m]$
R_x - resistência térmica genérica.....	$[W^{-1} \cdot ^\circ C \cdot m]$
S_i - radiação absorvida pelo módulo.....	$[W \cdot m^{-2}]$
T - temperatura absoluta.....	$[K]$
t - tempo.....	$[s]$
$T(i, j, t)$ - temperatura do volume no tempo presente.....	$[^\circ C]$
$T(i, j, t+1)$ - temperatura do volume no tempo futuro.....	$[^\circ C]$
T_1 - temperatura do volume 1.....	$[^\circ C]$
T_2 - temperatura do volume 2.....	$[^\circ C]$
T_a - temperatura ambiente.....	$[^\circ C]$
$T_{cél}(i, j, t)$ - temperatura da célula na posição “i, j” no tempo “t”.....	$[^\circ C]$
T_E - temperatura aparente devido ao reflexo de uma fonte externa.....	$[^\circ C]$
T_i - temperatura do volume iesimo.....	$[^\circ C]$
T_D - temperatura do disco.....	$[^\circ C]$
T_R - temperatura do reflexo.....	$[^\circ C]$
T_S - temperatura do entorno.....	$[^\circ C]$
T_{Se} - temperatura equivalente do entorno.....	$[^\circ C]$
T_{sup} - temperatura da superfície.....	$[^\circ C]$
T_T - temperatura corrigida do corpo.....	$[^\circ C]$
T_{Td} - temperatura da superfície do Tedlar®.....	$[^\circ C]$
T_V - temperatura da superfície do vidro.....	$[^\circ C]$
V - tensão nos terminais da célula fotovoltaica.....	$[V]$

V_{Calc} - volume de cálculo.....	[m ³]
V_{MP} - tensão de máxima potência.....	[V]
V_{OC} - tensão de circuito aberto.....	[V]
V_{vento} - velocidade do vento.....	[m.s ⁻¹]
α_d - difusividade térmica do fluido.....	[m ² s ⁻¹]
$\alpha_e(\lambda)$ - absorptância monocromática.....	[-]
α_T - coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.....	[A.°C ⁻¹]
β - ângulo de inclinação do coletor em relação a horizontal.....	[-]
β_T - coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.....	[V.°C ⁻¹]
β_e - coeficiente de expansão térmica do fluido.....	[°C ⁻¹]
Δx_L - distância do volume vizinho leste.....	[m]
Δx_O - distância do volume vizinho oeste.....	[m]
Δy_S - distância do volume vizinho sul.....	[m]
Δy_N - distância do volume vizinho norte.....	[m]
$\varepsilon_e(\lambda)$ - emissividade monocromática.....	[-]
ε_E - emissividade aparente devido ao reflexo de uma fonte externa.....	[-]
ε_S - emissividade média do entorno.....	[-]
ε_T - emissividade média do corpo que se quer medir a temperatura.....	[-]
ε - emissividade média.....	[-]
μ - eficiência.....	[-]
λ - comprimento de onda.....	[m]
ν - viscosidade do fluido.....	[Pa.s]
θ_1 - ângulo de incidência em uma superfície.....	[-]
θ_2 - ângulo de refração em uma superfície.....	[-]
ρ - massa específica.....	[kg.m ⁻³]
ρ_g - coeficiente de reflexão do solo.....	[-]
$\rho_e(\lambda)$ - refletância monocromática.....	[-]
ρ_g - coeficiente de reflexão médio de uma superfície.....	[-]
σ - constante de Stefan-Boltzmann.....	[W.m ⁻² .K ⁻⁴]
$(\tau\alpha)$ - produto transmitância absorptância.....	[-]
$\tau_e(\lambda)$ - transmitância monocromática.....	[-]

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1-Estrutura cristalina do silício (adaptada de Ruiz, 2001).....	9
Figura 3.2-Bandas de energia de um semicondutor (adaptada de Eberhardt, 2005).....	10
Figura 3.3-Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real	14
Figura 3.4-Curva da corrente elétrica em função da tensão nos terminais de uma célula fotovoltaica com a junção P-N no escuro e sob iluminação. Adaptada de Green (1992).....	15
Figura 3.5-Curva I&V de um módulo fotovoltaico representada no primeiro quadrante do gráfico corrente em função da tensão elétrica.	16
Figura 4.1-Esquema de laminação de módulos fotovoltaicos. Adaptada de Honsberg, 1999.	19
Figura 4.2-Perfil da disposição dos materiais de um módulo fotovoltaico na direção perpendicular à célula fotovoltaica. Adaptada de Romero, 2002.	19
Figura 4.3-Diagrama do modelo de resistências para dissipações térmicas do módulo fotovoltaico.....	21
Figura 4.4-Módulo fotovoltaico do modelo ISOFOTON-I-100.....	26
Figura 4.5-Esquema utilizado para a rotina de cálculo das células localizadas na parte central do módulo.	27
Figura 4.6-Esquema utilizado para a rotina de cálculo das células localizadas na extremidade do módulo.	27
Figura 4.7-Múltiplas reflexões em um vidro com duas interfaces com o ar.....	29
Figura 4.8-Transmitância de vidros utilizados em módulos fotovoltaicos	30
Figura 4.9-Gráfico do coeficiente de atenuação de vidros utilizados em módulos fotovoltaicos.	31
Figura 4.10-O gráfico mostra o resultado da simulação realizada com o programa desenvolvido em que se verifica a distribuição de temperaturas conforme a escala indicativa.	33
Figura 4.11-Simulação da evolução da temperatura de uma célula do módulo idealizado.	34
Figura 4.12-Influência da temperatura na curva característica de módulos fotovoltaicos.....	36
Figura 4.13-Simulação de curva I&V de dois grupos de 18 células idênticas associadas em série.	39
Figura 4.14-Simulação de curva I&V de dois grupos 18 células associadas em série (os grupos têm características diferentes).	39
Figura 4.15-Ampliação da região de parte da curva I&V com temperaturas médias iguais, mas com diferentes distribuições de temperatura.	40
Figura 4.16-Módulo fotovoltaico com um diodo de <i>bypass</i> para cada grupo de 18 células.....	40
Figura 4.17-Módulo fotovoltaico com diodos de <i>bypass</i> entrelaçados com um diodo para cada grupo de 24 células.	41

Figura 4.18-Curva I&V de um módulo fotovoltaico idealizado com diodos de <i>bypass</i> (pontos pretos) e sem diodos (pontos vermelhos).	41
Figura 4.19-Evolução da temperatura da sala do ensaio de ajuste de parâmetros térmicos do módulo fotovoltaico.....	45
Figura 4.20-Evolução das temperaturas do módulo (pontos azuis) e do ambiente (pontos pretos) para a sala do ensaio em 06 de julho de 2005.	46
Figura 4.21-Gráfico da evolução de temperatura para pontos medidos e para pontos simulados (sem ajuste dos coeficientes de convecção).	47
Figura 4.22 – Gráfico da evolução de temperatura para pontos medidos e para pontos simulados com ajuste do coeficiente de convecção e sem ajuste das características térmicas e volumétricas	47
Figura 4.23-Gráfico da evolução de temperatura para condição medida e para a condição simulada (ajustado).....	48
Figura 5.1-Potência emissiva do Corpo Negro	51
Figura 5.2-Potência Emissiva do Corpo Negro Normalizada.....	52
Figura 5.3-Transmitância espectral de uma camada de 2 km de ar, ao nível do mar, com 17 mm de água precipitável. Fonte: Dereniak e Boreman, 1996.	54
Figura 5.4-Imagem do operador refletida em vidro com temperatura de 25 °C.....	55
Figura 5.5-Efeito do reflexo do céu e de nuvens na medida da temperatura de um módulo fotovoltaico.....	56
Figura 5.6-Esquema utilizado para medir a reflexão do disco aquecido no módulo fotovoltaico..	57
Figura 5.7-Reflexões em diversos ângulos de um disco aquecido em uma superfície de um módulo fotovoltaico-(a) antes de aquecer o disco, (b) reflexão a 76°, (c) reflexão a 71°, (d) reflexão a 58°, (e) reflexão a 60°, (f) reflexão a 25°.....	58
Figura 5.8- Gráfico da refletância calculada a partir da equação teórica (4.21) considerando os índices de refração $n_1 = 1$ e $n_2 = 2$ e pontos medidos com imagens termográficas adquiridas. ..	59
Figura 5.9-Montagem experimental de um copo de Becker refletindo sobre um aquário.....	61
Figura 5.10– Imagem termográfica do copo de Becker com uma mistura de água e gelo.	61
Figura 5.11-Imagem termográfica do copo de Becker refletida no vidro de um módulo fotovoltaico.....	61
Figura 5.12– Copo de Becker e aquário na temperatura ambiente.	62
Figura 5.13-Imagem termográfica do reflexo do copo de Becker na superfície do aquário (temperaturas em °C-aquário na condição ambiente e Becker abaixo da ambiente).	63
Figura 5.14-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “A” –valores de temperatura em ° C).....	63

Figura 5.15-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “B”-valores de temperatura em ° C).....	63
Figura 5.16-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “C” –valores de temperatura em ° C).....	64
Figura 5.17-Aquecimento do aquário (medida “A”-valores de temperatura em ° C).....	64
Figura 5.18-Aquecimento do aquário (medida “B”-valores de temperatura em ° C).....	65
Figura 5.19-Aquecimento do aquário (medida “C”-valores de temperatura em ° C).....	65
Figura 5.20-Análise dos erros da reflexão em função da temperatura do objeto aquecido (pontos pretos com a temperatura a 25 °C, pontos vermelhos com o objetivo em outras temperaturas)...	66
Figura 5.21-Comparação das medidas corrigidas com as medidas de temperatura feitas com a câmera termográfica.....	66
Figura 5.22-posição da colagem dos PT100 na parte posterior do módulo.....	67
Figura 5.23-HP34970A (<i>DATA ACQUISITION</i>).....	69
Figura 5.24-Detalhe das conexões dos cartões multiplexadores de 20 canais com os terminais L (<i>Low</i>) e H (<i>High</i>).....	69
Figura 5.25-Gráfico da corrente elétrica em um conjunto de medidas realizada com o HP34970A.....	70
Figura 5.26-Gráfico das medidas da temperatura ambiente da sala, das temperaturas de algumas células e a média das 72 células do módulo fotovoltaico ensaiado.....	71
Figura 5.27-Anemômetro utilizado para medida da velocidade do ar.....	72
Figura 5.28-Célula fotovoltaica utilizada para medir a irradiância.....	72
Figura 5.29-Pirgeômetro utilizado para medir a temperatura efetiva do céu.....	72
Figura 5.30-PT100 utilizado para medir a temperatura ambiente com o respectivo sistema de blindagem para bloqueio da radiação do entorno.....	74
Figura 5.31-Temperatura calculada a partir das medidas das tensões diferenciais.....	74
Figura 5.32-Temperatura calculada a partir das medidas das tensões não diferenciais.....	75
Figura 5.33-Esquema de leitura não diferencial.....	75
Figura 5.34- Esquema de leitura diferencial.....	76
Figura 6.1-Mapa de temperaturas das células do módulo em circuito aberto (medidas com termômetro sem contato).....	79
Figura 6.2-Mapa de temperaturas das células do módulo em curto-circuito (medidas com termômetro sem contato).....	79
Figura 6.3 - Imagem termografica de módulos fotovoltaicos em circuito aberto.....	80
Figura 6.4-Imagem termografica de módulos fotovoltaicos em curto-circuito.....	80

Figura 6.5-Representação em cores da distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico em curto-circuito.....	82
Figura 6.6-Representação em cores da distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico em circuito aberto.	82
Figura 6.7-Estrutura de apoio para ensaios de módulos.....	83
Figura 6.8-Gráfico da evolução da temperatura das células do módulo fotovoltaico ensaiado.	84
Figura 6.9-Gráfico da evolução da temperatura das células e da irradiância ao longo de um dia com o módulo sem isolamento.....	85
Figura 6.10-Gráfico da evolução da temperatura das células e da irradiância ao longo de um dia com o módulo com isolamento.	85
Figura 6.11-Temperatura ambiente ao longo do dia 13 de novembro de 2007 no período das 10h27min até 15h25min.....	86
Figura 6.12-Velocidade do vento ao longo do dia 13 de novembro de 2007 no período das 10h27min até 15h25min.....	87
Figura 6.13-Evolução da temperatura do módulo no ensaio do dia 21/01/08.....	87
Figura 6.14-Irradiância medida ao longo do dia (21/01/08).	88
Figura 6.15-Tensão do módulo exposto ao Sol enquanto carregava uma associação de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).....	88
Figura 6.16-Corrente fornecida pelo módulo exposto ao Sol, enquanto carregava uma associação de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).....	89
Figura 6.17-Evolução da temperatura das células durante o processo de carga do conjunto de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).....	89
Figura 6.18-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 1.....	91
Figura 6.19 -Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 34.....	91
Figura 6.20-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 8.....	92
Figura 6.21-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 30.....	93
Figura 6.22-Diferença entre as temperaturas medidas e simuladas para a célula 8 (21/01/08).	93
Figura 6.23-Gráfico da simulação da potência dissipada na célula 8 durante o período de curto-circuito.....	94

Figura 6.24-Evolução da temperatura medida e simulada considerando a dissipação de potência na célula 8.....	95
Figura 6.25-Imagem 1 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito.....	96
Figura 6.26-Imagem 2 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (5 s).	97
Figura 6.27-Imagem 3 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (12 s).	97
Figura 6.28-Imagem 4 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (32 s).	98
Figura 6.29-Imagem termográfica de módulos fotovoltaicos em operação no laboratório.	98
Figura 6.30-Distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico na condição de irradiância 343Wm^{-2} e temperatura média ($56,6 \pm 4,1$) °C (imediatamente após desfeito o curto-circuito).100	
Figura 6.31-Distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico na condição de irradiância 339Wm^{-2} e temperatura média ($46,3 \pm 0,9$) °C.....	101
Figura 6.32-Curva I&V do módulo fotovoltaico ensaiado com iradiâncias semelhantes e com distribuições de temperaturas diferentes A.	101
Figura 6.33-Distribuição de temperaturas do módulo na condição de irradiância 904Wm^{-2} e temperatura média ($55,4 \pm 2,3$) °C.....	102
Figura 6.34-Distribuição de temperaturas do módulo na condição de irradiância 902Wm^{-2} e temperatura média ($55,7 \pm 1,7$) °C.....	102
Figura 6.35-Curva I&V do módulo fotovoltaico ensaiado com iradiâncias semelhantes e com distribuições de temperaturas diferentes B.....	103
Figura A1.1 – Esquema de perdas em uma célula fotovoltaica (adaptado de Goetzberg, 1998)..	118
Figura A1.2 – Esquema de resistências elétricas para uma célula fotovoltaica (Adaptada de Goetzberg, 1998).....	120
Figura A1.3 – A imagem mostra uma separação entre o silício e a malha de metalização. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.	122
Figura A1.4 – A imagem mostra uma menor separação entre o silício e a malha de metalização após o recozimento. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.	122
Figura A1.5 – A imagem mostra a deposição da trilha da malha de metalização da face frontal por um processo serigráfico onde é possível verificar a existência de orifícios no dedo da grade de metalização. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.	123
Figura A1.6 – A imagem mostra a deposição do metal da malha de metalização dentro de um sulco feito na superfície do silício (laser grooved) Fonte: PVCDROM © 1999 University of New South.....	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1-Especificações elétricas do módulo idealizado, na condição padrão.....	38
Tabela 4.2-Valores calculados das absorptâncias das células fotovoltaicas.	44
Tabela 4.3-Capacidades térmicas, densidades e condutividades térmicas dos materiais que compõe o módulo fotovoltaico.....	48
Tabela 5.1-Temperaturas médias das células do módulo fotovoltaico e da temperatura ambiente da sala de entrada do laboratório no dia 05 de outubro de 2007.....	71

1. INTRODUÇÃO

O uso das energias renováveis para compor uma nova matriz energética mundial é uma alternativa bastante atraente na relação conversão de energia e poluição.

Dentro das diversas alternativas encontra-se a energia solar térmica, mais difundida com sistemas térmicos para aquecimento, e a energia solar na conversão em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Este efeito, descoberto por Bequerel em 1839 e posto em prática por Pearson, Fuller e Chapin em 1954 com a primeira célula de silício, foi amplamente desenvolvido com o uso em aplicações espaciais. Esta foi a alternativa mais viável para resolver o problema do fornecimento de energia para os sistemas elétricos dos satélites, inicialmente feito com baterias ou com energia nuclear.

Posteriormente, com o aumento das telecomunicações, a energia solar fotovoltaica foi uma saída para alimentação de sistemas em locais de difícil acesso. Uma das vantagens é a de não conter peças móveis nos equipamentos de geração e controle, fator que requereria manutenção com uma maior periodicidade destes equipamentos.

Com a redução dos custos de produção dos sistemas utilizados nas instalações fotovoltaicas o uso em áreas rurais e urbanas passou a ser visto como uma alternativa para solucionar os problemas de demanda. Alguns países como Alemanha, Japão, Espanha, dentre outros, incentivam o uso da energia solar fotovoltaica com financiamentos e subsídios como, por exemplo, o caso dos incentivos para as energias renováveis na Espanha [IDAE, 1998]. Estes subsídios favoreceram um acentuado aumento nas pesquisas em energia solar nas áreas de Física, Engenharia e Arquitetura.

Para conhecer as potencialidades das aplicações de um sistema fotovoltaico é necessário caracterizar os componentes das instalações. Os principais componentes destas instalações são os módulos fotovoltaicos, os conversores, os reguladores de carga, as baterias, dentre outros. Como a geração está relacionada diretamente aos módulos fotovoltaicos, é necessário fazer a caracterização destes componentes. Para proceder esta classificação algumas grandezas devem ser medidas. Dentre estas grandezas as principais são: a corrente e a tensão elétricas, a irradiância, a área ativa do módulo e a temperatura.

Normas internacionais, ASTM, 2000, IEEE, 2002, ABNT, 2001, estabelecem uma condição padrão para caracterização dos módulos fotovoltaicos. Esta condição requer que a temperatura do módulo seja de 25 °C e que a irradiância seja de 1000 Wm⁻² com espectro equivalente ao da radiação solar com uma massa de ar 1,5 (AM 1,5). No entanto as normas são discordantes quando estabelecem a necessidade de observar a uniformidade da temperatura do módulo durante os ensaios para a obtenção da curva característica.

A curva característica representa o relacionamento entre a corrente e a tensão em um módulo fotovoltaico. Durante o período de aquisição de dados para determinar a curva completa a radiação incidente deve ser constante e uniforme sobre o módulo. A temperatura média do módulo não deve variar mais do que ± 2 °C, mas observa-se nas normas IEC e ABNT a exigência de uniformidade nas temperaturas das células de um módulo, também dentro de ± 2 °C, enquanto a norma ASTM sugere que o módulo estabeleça uma condição de equilíbrio, ignorando esta exigência.

Considerando o balanço de energia para o módulo fotovoltaico, uma parcela importante da energia incidente está relacionada ao seu aquecimento. Cueto, 2000, Brinkworth e Sandberg, 2006, Jones e Underwood, 2001, apresentam em seus trabalhos o comportamento global dos módulos fotovoltaicos, mostrando modelos de análise térmica levando em consideração o módulo inteiro, isto é, no cálculo das perdas térmicas é considerada a temperatura média do módulo. Estes modelos, no entanto, não prevêem uma não uniformidade de temperatura no módulo, porque não consideram diferentes propriedades ópticas para cada célula e não levam em conta um outro fator importante no regime de temperatura do módulo, que está relacionado às células que, em determinadas situações, funcionam como cargas dissipando parte da energia elétrica convertida pela associação de células. Esta dissipação se dá sob a forma de calor.

Nesta Tese serão estudados os efeitos da distribuição de temperatura em um módulo fotovoltaico e a sua influência na curva característica. Este estudo teve como motivação a verificação de problemas de aquecimentos localizados, não detectados em ensaios na condição padrão, que aparecem nas condições naturais de operação.

1.1. OBJETIVOS

Esta Tese tem como seu principal objetivo analisar, de forma teórica e experimental a distribuição de temperaturas entre as células de módulos fotovoltaicos e verificar a influência desta distribuição de temperatura nas curvas características I&V de módulos fotovoltaicos.

São objetivos secundários estudar e aperfeiçoar diferentes metodologias para determinar experimentalmente a temperatura das células em módulos fotovoltaicos e validar um procedimento de cálculo da temperatura das células em um módulo fotovoltaico em operação para identificar as possíveis causas que levam as células a apresentar diferentes temperaturas.

1.2. ESCOPO DA TESE

Esta Tese será dividida em sete capítulos. O Capítulo 1, apresenta uma introdução mostrando a motivação e os objetivos do trabalho. O Capítulo 2, apresenta uma revisão de literatura dos trabalhos relacionados ao tema da Tese. O Capítulo 3, apresentam as bases dos princípios de funcionamento das células e módulos fotovoltaicos. No Capítulo 4, são realizadas análises teóricas

dos efeitos térmicos e suas influências nas características elétricas das células e dos módulos fotovoltaicos. Também no Capítulo 4 são descritos os procedimentos utilizados e a forma como foi desenvolvido o programa de simulação computacional para calcular a distribuição de temperaturas em módulos fotovoltaicos. No Capítulo 5, são mostrados os procedimentos experimentais para medir a distribuição de temperaturas em módulos fotovoltaicos e um apanhado sobre as técnicas de medidas termográficas. No Capítulo 6, são apresentados os resultados experimentais e o Capítulo 7 será referente às conclusões resultantes deste trabalho. Após o capítulo de conclusões são apresentadas as referências bibliográficas citadas, uma bibliografia complementar consultada, as sugestões para continuidade do trabalho e os artigos que foram gerados durante o período da execução da Tese. Ao final são apresentados dois anexos: o primeiro referente aos fatores que influenciam a eficiência de uma célula fotovoltaica e o segundo sobre os procedimentos de cálculo da determinação da relação entre a refletância e a temperatura do reflexo para medidas termográficas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A classificação de módulos fotovoltaicos suscita um razoável número de discussões no meio acadêmico e industrial. Estas discussões tratam desde a conversão da energia solar em fotovoltaica até como devem ser realizados os ensaios de resistências mecânicas e ambientais dos módulos fotovoltaicos. Várias entidades internacionais apresentam normas para os ensaios dos componentes de instalações fotovoltaicas, dentre elas a ASTM (*American Society for Testing and Materials*), a IEC (*International Electrotechnical Commission*) e, no Brasil, a ABNT (*Associação Brasileira de Normas Técnicas*). No âmbito destas associações é destinado um tempo bastante grande nas discussões a respeito das normatizações para os ensaios dos módulos e componentes de instalações fotovoltaicas.

Para caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos na condição padrão, as normas E-1036, [ASTM, 2002], IEC 1215, [IEC, 1993], estabelecem que a irradiância solar e a temperatura do módulo fotovoltaico devam ser, respectivamente, 1000 Wm^{-2} e $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Estas mesmas normas também estabelecem uma condição denominada NOCT (*Nominal Operating Cells Temperature*) que é a temperatura de operação da célula fotovoltaica quando submetida a 800 Wm^{-2} a uma velocidade de vento de 1 ms^{-1} e a temperatura do ar é de $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Algumas diferenças entre estas condições para as normas ASTM e IEC estão nos valores de incertezas estabelecidas para irradiância e de temperatura.

A medida da temperatura dos módulos durante os ensaios para a obtenção da curva I&V deve ser feita pela parte posterior do módulo, sendo que a norma E-1036 sugere que seja feita a colocação de um determinado número de sensores para que suas medidas representem a média da temperatura do módulo. Esta norma também estabelece que ao final da medida da curva característica a temperatura média do módulo não pode ter sofrido variação maior do que $2 \text{ }^\circ\text{C}$.

No que tange à distribuição espectral, as normas IEC 1215, 1993 e ASTM E-1036, 2002, estabelecem como espectro de referência da irradiância solar direta normal e global um espectro equivalente a uma massa de ar 1,5. A norma IEC 904-3, 1989, mostra os valores de irradiância para cada comprimento de onda para este espectro.

Em relação às caracterizações térmicas de um módulo fotovoltaico, os testes sugeridos pelas normas são: os ensaios de pontos quentes (*hot spots*), dos coeficientes de variação da corrente de curto-circuito e de tensão de circuito aberto com a temperatura e os ensaios de ciclos térmicos.

Os ensaios de pontos quentes são feitos com sombreamentos parciais em determinadas células de um módulo submetido à determinada irradiância. Com estes sombreamentos, estas células ficam polarizadas de maneira que dissipam uma parcela da energia fotovoltaica convertida

pelas outras células da associação. Este teste tem a finalidade de fornecer condições para que possam ser verificados os danos ao encapsulamento causado pelo aquecimento localizado.

Em relação aos coeficientes de variação da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto as normas ASTM e IEC diferem na forma como se realiza o ensaio.

Deve ser considerado que os módulos ensaiados nas condições padrão deverão operar em condições naturais quando instalados. Nestas condições, outros fatores interferem na forma como a temperatura da célula se estabelece. Fatores como a quantidade de radiação que atinge a superfície das células fotovoltaicas tem uma importância bastante significativa tendo em vista que esta radiação é responsável por fatores como a fotocorrente e pelo aquecimento da célula. Para considerar este fator deve-se levar em conta que a radiação que chega a superfície ativa do módulo deve atravessar os materiais que envolvem as células. Neste caminho óptico, a parcela da radiação que entrou no vidro sofre múltiplas reflexões podendo ser absorvida pelos materiais que envolvem as células ou escapar para fora do módulo pela interface ar-vidro. Trabalhos realizados por Davis et al., 2001, Bazilian et al. 2002, Krauter e Hantsch, 1994, Duffie e Beckman, 2001, na área de óptica de módulos fotovoltaicos, mostram modelos matemáticos destas perdas ópticas.

Em relação às dissipações térmicas de módulos fotovoltaicos uma variedade bastante grande de trabalhos apresenta modelos globais de perdas [Mattei et al., 2006; Davis et al., 2001; Jones et al., 2001; Guiavarch et al., 2006; Brinkworth et al., 2006]. Nestes trabalhos não são individualizadas células dos módulos fotovoltaicos e os resultados destes modelos são relacionados ao valor médio da temperatura dos módulos fotovoltaicos.

Também relacionados à temperatura de módulos fotovoltaicos estão os trabalhos que analisam as diferenças mais severas da temperatura em um módulo fotovoltaico (Herrmann et al., 2001, Herrmann et al., 1997, Yoshioka et al, 1996, Danner e Bücher, 1997). Estas diferenças geralmente estão relacionadas aos pontos quentes em um módulo fotovoltaico, aquecimentos localizados que ocorrem quando uma ou mais células de um módulo está com uma fotocorrente menor do que as outras células da associação. Este fato pode ocorrer quando estas células estão sombreadas ou danificadas (trincadas) fazendo com que, quando expostas à radiação, fiquem polarizadas em tensões reversas dissipando uma certa quantidade de energia.

Considerando que a principal função dos módulos fotovoltaicos é a conversão de energia radiante do Sol em energia elétrica, a verificação de fatores que interferem nesta conversão são objeto de estudos. Okada et al., 2006, considera que os principais fatores que causam decréscimo no desempenho de módulos fotovoltaicos são a redução da irradiância devido a transmitância dos materiais encapsulantes, a temperatura e a resistência série. Também Meyer et al., 2005, mostram que a resistência em série e reduções de irradiância temporárias ou permanentes causam reduções

de desempenho, além de causar problemas de aquecimentos localizados (pontos quentes). Charron e Athienitis, 2006, desenvolveram um estudo na linha dos módulos fotovoltaicos integrados a edificações para analisar a otimização do desempenho. Estas melhoras são relacionadas ao aproveitamento da energia térmica dissipada pelo módulo. Ao aquecer um fluido (água ou ar) os módulos tendem a ficar com temperaturas mais baixas e, com isto, melhoram seus desempenhos elétricos.

Também relacionados ao desempenho de módulos fotovoltaicos, Rosell e Ibáñez, 2006, validaram uma metodologia de teste para verificar a potência de saída de módulos fotovoltaicos para condições de operação externas. Nesta metodologia, foi evidenciado que apesar de suas equações de desempenho serem mais ajustadas do que as de modelos clássicos devem ser feitas verificações mais detalhadas do modelo.

Radziemska e Klugmann, 2006, mostram que a temperatura causa decréscimos de eficiência de conversão bem como reduções de valores para o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico. Neste artigo também são analisadas as influências da irradiância sobre o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico.

Em outro trabalho, Radziemska, 2003, analisa também os efeitos de quedas de potência de módulos fotovoltaicos. Entretanto, nesta análise, também são estudados os efeitos espectrais de células solares de silício.

Mais relacionados ao espectro da radiação solar Williams et al., 2003, realizaram um trabalho na linha do desenvolvimento de modelos de desempenho baseados em relatórios realísticos de desempenho de módulos fotovoltaicos. Neste trabalho, é proposto que a análise espectral pode dar explicações mais detalhadas sobre as reduções de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Considerando que os módulos fotovoltaicos geralmente operam em condições distintas das condições padrão de ensaios, é importante conhecer como serão os comportamentos destes módulos nas condições naturais. Nestas condições, as influências dos parâmetros temperatura e irradiância justificam a importância do monitoramento das características elétricas e térmicas de módulos para prever a energia convertida por estes dispositivos.

Na linha de análise de comportamentos térmicos de módulos fotovoltaicos, King et al., 2000, mostraram que um fator importante em relação à temperatura de módulos fotovoltaicos, operando em condições naturais, ocorre quando as células do coletor ficam com temperaturas distribuídas de forma anômala. Quando estas distribuições ocorrem, o comportamento elétrico da associação também é afetado alterando, desta forma, os valores de pontos característicos da curva I&V destes painéis.

Ainda na linha de análise térmica de módulos fotovoltaicos, Alonso et al., 2006, desenvolveram um trabalho de caracterização individual de 33 células fotovoltaicas em polarização reversa e em polarização direta. Foram feitas curvas em duas condições de temperatura para a classificação individual de todas as 33 células. Nesse trabalho, foi construído um módulo de tal forma que era possível o acesso individual a todas as suas células. Desta forma, podiam ser medidas as tensões individuais para as condições dos ensaios. Uma característica importante que é apresentada nesse trabalho é a distribuição de tensões das células na condição de curto-circuito. Nesta condição, a tensão total do módulo deve ser zero. É importante ressaltar que, em um dos gráficos desse trabalho, é apresentada a distribuição dos valores da distribuição de tensões para as células deste painel. Esta distribuição ocorre devido às células não terem as mesmas características. Se as características das células fossem iguais, todos os dispositivos deveriam estar com suas tensões iguais a zero. Industrialmente, é muito pouco provável, apesar das classificações feitas em linhas de montagem, que um módulo fotovoltaico tenha todas suas células iguais. Sendo assim, módulos expostos às condições de operação naturais, dependendo de sua tensão de operação, poderão apresentar anomalias na distribuição da temperatura das suas células.

É importante ressaltar que estas distribuições não são evidenciadas quando o módulo é caracterizado na condição padrão segundo as normas IEC 1215, tendo em vista que o teste propõe que a temperatura dos módulos ensaiados seja de 25 °C e distribuída uniformemente. Desta forma, módulos que tenham sido classificados pelas curvas I&V na condição padrão podem apresentar diferenças nesta classificação quando operando em condições naturais. Tendo-se conhecimento deste fato, a translação da curva característica para uma condição de interesse pode causar erros de avaliações na execução de projetos de instalações fotovoltaicas.

Não foi encontrado na literatura trabalho que analisasse a participação das propriedades de cada célula na sua temperatura dentro do módulo fotovoltaico nem um estudo que relacionasse a distribuição de temperaturas com seus efeitos na curva característica, termos abordados nesta Tese.

3. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DAS CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas está baseado no efeito fotovoltaico. Este efeito foi observado pela primeira vez por Bequerel em 1839, quando percebeu que ao incidir luz em um eletrólito ocorria uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nesta solução. No ano de 1954 foi fabricada nos laboratórios Bell, por Gerald Pearson, Calvin Fuller e Daryl Chapin, a primeira célula solar de silício desenvolvida com eficiência de aproximadamente 6% [Goetzberger, 1998]. Posteriormente, esta tecnologia passou a ser desenvolvida e comercializada pela *Western Electric*. Devido às necessidades relacionadas ao programa espacial americano a tecnologia fotovoltaica teve uma maior visibilidade com os painéis fotovoltaicos como fonte de alimentação para os sistemas elétricos de satélites [Goetzberger, 1998].

A evolução tecnológica teve um rápido crescimento na década de 50 e início da década de 60. As células solares passaram de uma eficiência de 6% em 1954 para 14,5% em 1961. Em 1973 os laboratórios COMSAT chegaram a eficiências de 15,2% e em 1974 os mesmos laboratórios desenvolveram uma célula solar com 17,2% de eficiência com a criação de superfícies texturizadas [Moehlecke, 1996].

Outro desenvolvimento importante nas células solares foi a dopagem com impurezas que resultaram em um efeito denominado BSF (*Back Surface Field*). Este efeito causa uma repulsão dos portadores minoritários fazendo com que reduza o processo de recombinação na face posterior. A região de BSF pode ser obtida com alumínio, boro ou fósforo conforme o tipo de base utilizada. [Eguren, 1981, Sánchez, 1989, Stem, 2007].

Um outro efeito que também melhorou a eficiência de células solares foi a passivação de superfícies. Este tratamento melhorou o tempo de vida dos portadores de carga da célula solar contribuindo para a melhoria da eficiência destes dispositivos.

Segundo Goetzberger, 1998, em 1994 foi desenvolvida uma célula solar baseada em silício monocristalino de alta qualidade. Esta célula foi denominada PERL (*Passivated Emitter and Rear Locally Diffused*) e atingiu uma eficiência de 24% a um Sol (sem concentração solar).

Conforme Tanaka et al., 2003, no ano da publicação do artigo foram fabricados, em linha industrial, painéis fotovoltaicos com eficiências de até 19,5% com tecnologia HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin-layer*).

Em um artigo sobre a tabela de melhores eficiências, [Green et al., 2006], é relatado que o valor para célula fotovoltaica de silício cristalino sem concentração da radiação solar é de 24,7% e de 26,8% para células fotovoltaicas com concentração. Considerando outras tecnologias de fabricação de células (multijunção), a melhor eficiência sem concentração era de 32,0% e com concentração era de 38,8%. Neste mesmo artigo, para a tecnologia baseada em silício com filmes

finos (*thin film transfer*), é apresentada uma célula com eficiência de 16,6%, em silício amorfo 9,5% e em silício multicristalino 20,3%. Também, neste artigo, é referido o valor de 22,7% como melhor eficiência para módulos fotovoltaicos.

3.1. SEMICONDUTORES

Os principais materiais semicondutores utilizados em dispositivos eletrônicos são o silício e o germânio. Estes átomos unem-se por meio de ligações covalentes formando estruturas tetraédricas conforme mostra a Figura 3.1.

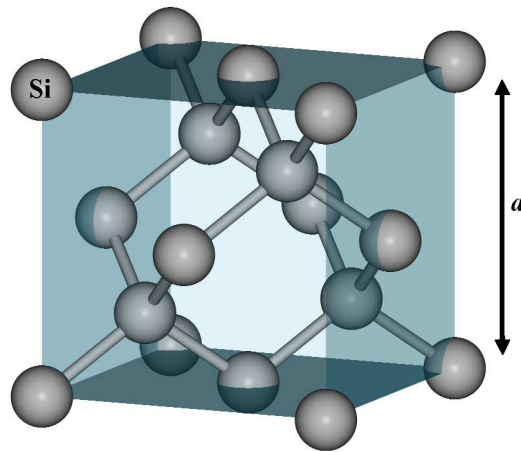


Figura 3.1-Estrutura cristalina do silício (adaptada de Ruiz, 2001).

Para o caso do silício estas estruturas tetraédricas são repetidas para a formação de uma rede cristalina. Deve-se ressaltar que, para aplicações fotovoltaicas baseadas neste material, pode-se utilizar o silício cristalino Si-c, o silício multicristalino Si-mc e o silício amorfo Si-a.

3.2. NÍVEIS DE ENERGIA EM SEMICONDUTORES

Todo átomo isolado possui níveis discretos de energia permitidos para distribuição de seus elétrons. Quanto mais afastados do núcleo do átomo maior o nível de energia para o elétron [Kittel, 1965]. No momento em que estes átomos interagem uns com os outros para a formação de estruturas organizadas, passam a aparecer bandas de energia permitidas para os elétrons dos átomos desta estrutura.

Estas bandas de energia são chamadas de banda de valência e banda de condução. A diferença de energia entre a banda de valência e a banda de condução denomina-se *gap* (também

chamada banda proibida) e é denotada por E_g . A Figura 3.2 mostra as bandas de energia de um material semiconductor com a indicação da energia necessária para que um elétron da banda de valência passe para a banda de condução.

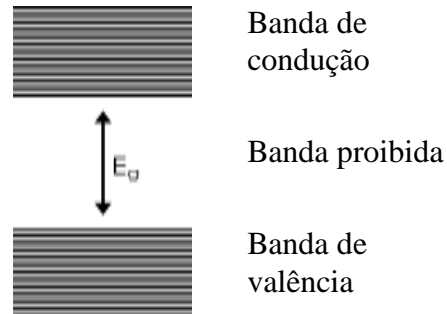


Figura 3.2-Bandas de energia de um semiconductor (adaptada de Eberhardt, 2005).

A temperatura do material influencia na quantidade de energia dos seus elétrons de valência. Em temperaturas próximas a zero Kelvin, estes elétrons encontram-se na banda de valência fazendo com que este material comporte-se como um isolante elétrico [Kittel, 1965]. Com o aumento de temperatura, elétrons da banda de valência podem receber energia suficiente para passarem para a banda de condução. Desta forma, estes materiais passam a apresentar tímidas características de condutor de eletricidade. Na temperatura ambiente a quantidade de energia fornecida aos elétrons da banda de valência não torna estes materiais nem bons condutores de eletricidade nem bons isolantes elétricos. Este comportamento faz com que estes materiais sejam denominados semicondutores.

Na teoria dos semicondutores os elétrons livres (que estão com energia correspondente à banda de condução) são considerados portadores de carga negativa. Também, na estrutura do semiconductor, algumas ligações covalentes podem estar incompletas fazendo com que estas se comportem como portadores de cargas positivas e, neste caso, são denominados de lacunas.

Para um semiconductor intrínseco o número de elétrons livres e o número de lacunas são estatisticamente iguais [Green, 1992].

O valor do *gap* para o silício, na temperatura ambiente, é de aproximadamente 1,1 eV ($1\text{eV}=1,6\cdot 10^{-19}\text{ J}$).

3.3. DOPAGEM DE MATERIAIS SEMICONDUTORES

Os materiais semicondutores intrínsecos têm sua condutividade alterada de forma muito significativa quando são inseridos, em pequenas quantidades, certos tipos de átomos. Este processo

de inserção de impurezas é denominado de dopagem e geralmente é feito com processos de difusão em fornos. Nestes, é possível controlar a temperatura e tempo que alguns gases entram em contato com o semicondutor. Nestes gases são transportadas as impurezas que se pretende inserir no semicondutor.

Atualmente, certos tipos de impurezas são inseridos no semicondutor no momento em que o material está sendo solidificado. Este procedimento faz com que sejam reduzidos os processos de fabricação de células fotovoltaicas, tendo em vista que as lâminas já estão dopadas com impurezas e, desta maneira, fazendo com que um número menor de passos que requerem uso de fornos para a fabricação destas células seja necessário [Green, 1992].

3.3.1. DOPAGEM DO SILÍCIO

As impurezas mais utilizadas para dopagem do silício são compostas de átomos com cinco elétrons de valência ou átomos com três elétrons de valência. Os átomos mais utilizados neste processo são o fósforo, o arsênio, o antimônio (pentavalentes) e o boro, o gálio, o índio ou alumínio (trivalentes).

Ao ser introduzido um átomo pentavalente no silício quatro de seus elétrons de valência formam ligações covalentes com os átomos de silício da rede cristalina, ficando um quinto elétron de valência deste átomo sem realizar uma ligação química. Desta forma, este semicondutor dopado tem uma predominância de portadores de cargas negativas, sendo denominado semicondutor do tipo N.

Quando se difundem no silício átomos trivalentes como impurezas, três de seus elétrons de valência formam ligações covalentes com os átomos da rede cristalina do silício, ficando uma das ligações entre o átomo trivalente com os átomos tetravalentes do silício incompleta. Esta falta de uma ligação química representa uma lacuna na qual elétrons podem ocupar este espaço dando a este semicondutor um caráter de aceitador de cargas negativas. Desta forma, este semicondutor dopado tem uma predominância de lacunas ou portadores de carga positiva, sendo então denominado de semicondutor do tipo P [Green, 1992].

3.4. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores em que foram realizados processos controlados de difusão de materiais que deixam o semicondutor do tipo P e do tipo N em determinadas regiões do corpo do semicondutor. Conforme a tecnologia, estes processos fazem com

que seja formada uma interface entre a região com portadores majoritários de cargas positivas e a região com portadores majoritários de cargas negativas. Esta interface é denominada junção PN.

Este fenômeno ocorre como consequência da presença dos dopantes no semiconductor, porque elétrons da região do tipo N migram para a região do tipo P e lacunas da região do tipo P migram para a região do tipo N, devido aos fortes gradientes de portadores majoritários de cargas. Este efeito de difusão transcorre até que seja formado um campo elétrico que passa, desta forma, a impedir estas migrações. Este equilíbrio deve-se ao fato de que as forças de difusão são anuladas pelas forças geradas pelo campo elétrico tornando nula a corrente na junção.

Quando a radiação luminosa incide no semiconductor ela pode ser absorvida por um elétron que passa da banda de valência para a banda de condução deixando uma lacuna na região onde aconteceu este fenômeno. Os elétrons livres devido à absorção de fótons na região P são acelerados, pelo campo elétrico da junção, para a região N e as lacunas geradas na região N, também pela absorção dos fótons, aceleradas pelo mesmo campo elétrico para a região P. Com este efeito ocorre um desequilíbrio entre as forças elétricas e de difusão causando uma diferença de potencial entre os terminais positivo e negativo da célula fotovoltaica. Caso os lados P e N da célula solar sejam conectados por meio de um condutor aparecerá uma corrente elétrica enquanto o semiconductor estiver sendo iluminado. Esta corrente elétrica é denominada fotocorrente [Green, 1992].

3.5. FABRICAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Tecnicamente um módulo fotovoltaico deve ser fabricado com células que tenham características elétricas semelhantes. Desta forma, após a fabricação das células fotovoltaicas, deve ser feita uma classificação levando em consideração as estas características. Esta classificação é necessária porque células com diferentes correntes associadas em série limitam a corrente elétrica de toda associação. Sendo assim, caso haja diferenças significativas entre os dispositivos, a célula fotovoltaica com as piores características pode ficar reversamente polarizada. Quando ocorre este tipo de efeito as piores células passam a dissipar uma parcela da energia convertida pela associação.

Depois de realizada a classificação, as células fotovoltaicas são conectadas conforme as necessidades de tensão e corrente elétricas projetadas para o módulo fotovoltaico. Posteriormente estas associações são posicionadas entre duas lâminas de EVA (Etil Vinil Acetato) e este conjunto colocado entre uma lâmina de vidro temperado e uma lâmina de Tedlar®. Em alguns módulos fotovoltaicos são utilizados vidros temperados no lugar do Tedlar®. Estes módulos são bastante utilizados em projetos arquitetônicos, nos quais se deseja que uma parte da radiação luminosa chegue ao interior das edificações [Davis et al., 2001].

O conjunto composto pela associação de células, vidro, EVA e Tedlar® é colocado em uma prensa (laminadora) onde, por meio de uma bomba de vácuo, é diminuída a pressão em seu interior ao mesmo tempo em que o conjunto é aquecido. Este aquecimento é responsável pela moldagem do EVA às células. O vácuo ajuda a evitar a formação de bolhas de ar no interior do módulo fotovoltaico. Antes do módulo ser colocado na laminadora, é aberta uma janela no Tedlar® e no EVA na qual será posicionada a caixa de conexões elétricas.

Terminada esta operação é colocada a caixa de conexões e uma moldura de alumínio. Esta moldura tem basicamente as funções de possibilitar a fixação nas estruturas onde os módulos deverão ser posicionados e para dar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico.

3.6. MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é um diodo de junção P-N cuja junção pode ser exposta à radiação luminosa. As correntes elétricas envolvidas são a corrente do diodo no escuro (I_D) e a corrente elétrica fotogerada (I_L). Em uma primeira aproximação, a corrente elétrica que a célula fotovoltaica é capaz de entregar para um circuito externo é a soma algébrica destas correntes, dada pela equação (3.1)

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

onde I_D , a corrente do diodo no escuro, depende da tensão de polarização da célula.

Conforme Alonso, 2000, o modelo matemático da corrente da célula no escuro pode ser representado por dois termos exponenciais. O primeiro termo corresponde aos fenômenos de condução eletrônica na zona neutra da estrutura e o segundo termo exponencial corresponde à recombinação de portadores na zona de carga. Entretanto, é comum simplificar para um único termo exponencial utilizando um parâmetro m , chamado fator de idealidade, para ajustar a curva aos dados experimentais. Desta forma, a corrente elétrica I_D passa a ser bem representada matematicamente pela equação (3.2)

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

na qual I_0 é a corrente reversa de saturação do diodo, e é a carga do elétron, V a tensão na junção da célula fotovoltaica, k a constante de Boltzman e T é o valor da temperatura absoluta da junção da

célula. Ainda segundo Alonso, 2000, para o caso do silício monocristalino o fator de idealidade deve ficar entre 1 e 2.

Sendo assim, se a tensão nos terminais da célula fosse a mesma da junção PN, a equação (3.3) poderia ser escrita como:

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

3.7. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A equação (3.1) mostra a corrente elétrica líquida de uma célula fotovoltaica. Entretanto, nem toda a corrente produzida pela célula é fornecida à carga externa. Este fato ocorre devido a resistências elétricas que aparecem durante o processo de fabricação das células fotovoltaicas. Para uma célula ideal a resistência série é zero e a resistência paralela é infinita. Tendo em vista que a célula apresenta estas duas resistências, a passagem de corrente pelas mesmas repercute em uma queda de tensão nos terminais da célula. Considerando que a existência destas resistências influencia eletricamente na célula, é necessária a inserção de termos na equação da corrente elétrica da célula fotovoltaica. Estes termos seguem o modelo de circuito da célula fotovoltaica mostrado na Figura 3.3.

Aplicando a lei de Kirchhoff das correntes ao circuito equivalente para os componentes da célula fotovoltaica, a corrente elétrica fornecida para um circuito externo é dada pela equação (3.4)

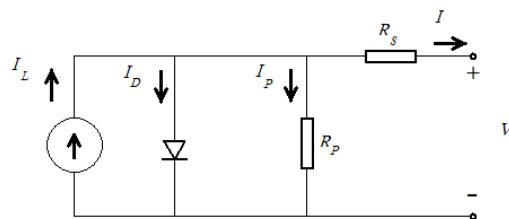


Figura 3.3-Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real

No desenho da Figura 3.3, I_L é a corrente fotogerada fornecida pela fonte de corrente, I_D é a corrente de saturação do diodo, R_S é a resistência série e R_P a resistência paralela da célula.

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

3.8. CURVA CARACTERÍSTICA DE UMA CÉLULA E DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Considerando que uma célula fotovoltaica é um dispositivo semiconductor no qual existe uma junção P-N, o comportamento da corrente elétrica em função da tensão elétrica é basicamente o mesmo de um diodo cuja junção está no escuro. Entretanto, a célula fotovoltaica tem sua função justamente quando a junção está iluminada. Com o efeito da iluminação, a curva corrente elétrica em função da tensão elétrica é deslocada [Green, 1992]. A Figura 3.4 mostra o comportamento de uma célula fotovoltaica no escuro e iluminada.

Pode-se perceber que a curva I&V (corrente elétrica em função da tensão elétrica) sofre um deslocamento devido ao fato da junção estar sob iluminação. Na literatura específica é feita uma inversão de quadrante para representação desta curva, utilizando o primeiro quadrante para sua representação gráfica [Lasnier, 1990; Green, 1992]. A Figura 3.5 mostra uma curva I&V de um módulo fotovoltaico conforme este modelo de representação.

É a partir desta curva que várias características de uma célula fotovoltaica e ou módulo fotovoltaico podem ser determinadas. Nesta curva podem ser identificados os valores de V_{OC} (tensão de circuito aberto), de I_{SC} (corrente de curto-circuito), de I_{MP} (corrente de máxima potência), de V_{MP} (tensão de máxima potência), a eficiência e outras características relacionadas às declividades da curva nos pontos em que seu traçado corta os eixos da tensão e da corrente.

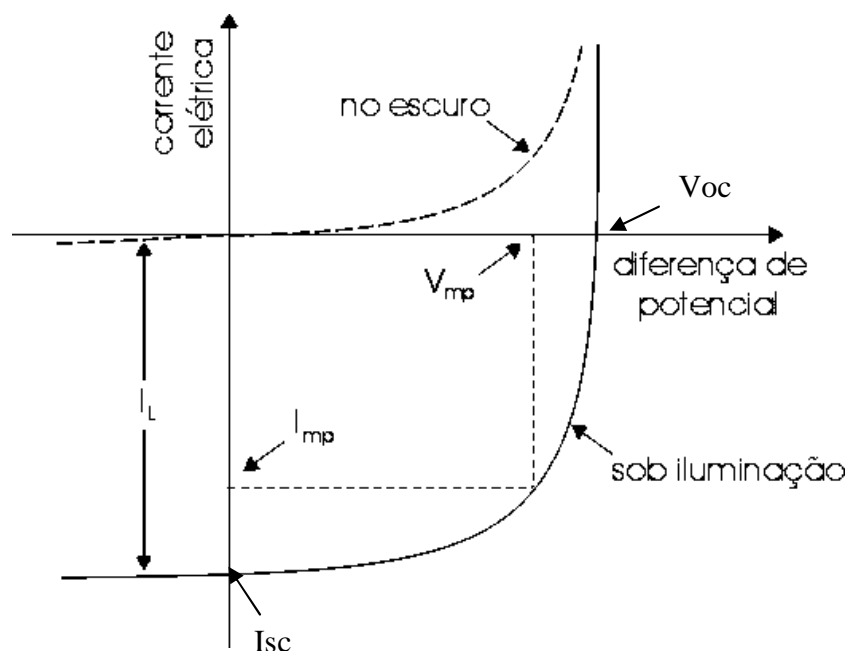


Figura 3.4-Curva da corrente elétrica em função da tensão nos terminais de uma célula fotovoltaica com a junção P-N no escuro e sob iluminação. Adaptada de Green (1992).

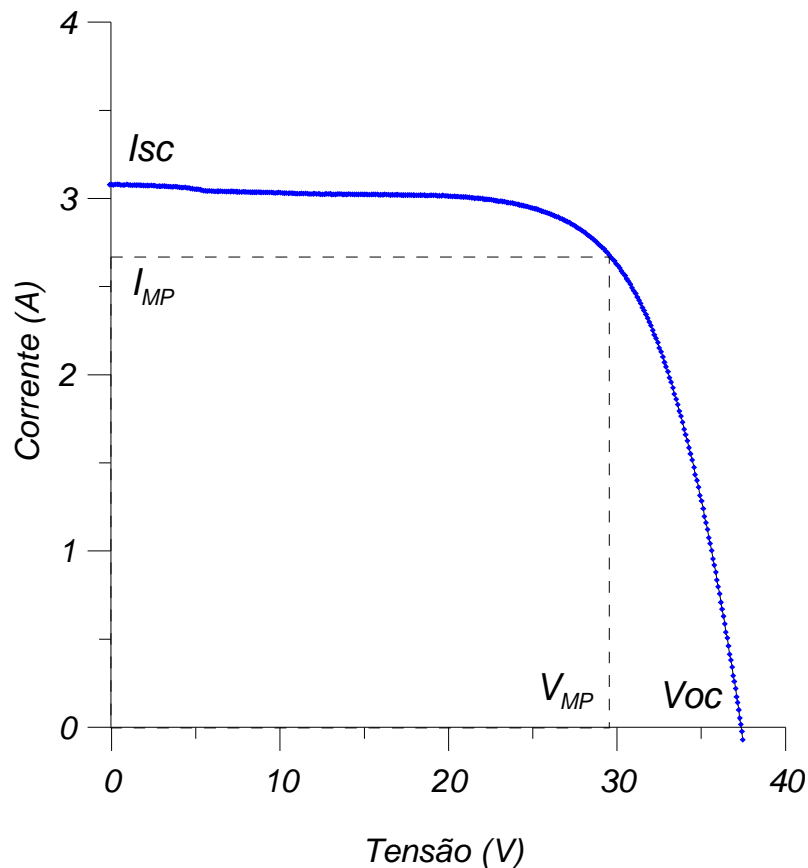


Figura 3.5-Curva I&V de um módulo fotovoltaico representada no primeiro quadrante do gráfico corrente em função da tensão elétrica.

O ponto associado a V_{OC} ocorre quando a célula e ou módulo está polarizado em circuito aberto (terminais não conectados à carga). Nesta condição a corrente elétrica externa é zero. De acordo com a equação (3.4) se a corrente externa tender a zero a corrente fotogerada deve ser praticamente igual à corrente de polarização do diodo. Esta afirmativa é válida para o caso de células que apresentem elevadas resistências paralelas.

Conforme o exposto, a tensão de circuito aberto é representada pela equação (3.5)

$$V_{oc} = V_t \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (3.5)$$

onde V_t é dado por $\left(\frac{mkT}{e}\right)$ para uma célula e para um módulo por $N_s\left(\frac{mkT}{e}\right)$. O termo N_s corresponde ao número de células associadas em série [Lasnier, 1990].

O ponto associado a I_{SC} ocorre quando a célula e ou módulo fotovoltaico está com seus terminais em curto-circuito, isto é, a resistência elétrica entre seus terminais é zero. Nesta condição

a tensão nos terminais atinge um valor zero. Conforme o modelo matemático da equação 3.6, pode-se fazer a simplificação descrita pela equação (3.6).

$$I_{SC} = I_L \quad (3.6)$$

Tendo em vista que, conforme a polarização da célula e ou módulo fotovoltaico, os pontos da curva representam combinações de pares de tensão–corrente que vão de zero até V_{OC} e de I_{SC} até zero, existe um ponto em que o produto I (corrente elétrica) e V (tensão elétrica) atinge um valor máximo. Esta condição corresponde ao ponto de máxima potência (P_{MP}) do dispositivo. É a partir deste ponto que o fator de forma FF é determinado, conforme mostra a equação (3.7) [Green, 1992].

$$FF = \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (3.7)$$

O fator de forma é um importante parâmetro para células fotovoltaicas pois nele está a informação associada à eficiência. Segundo Green , 1992, os valores de fator de forma para células de razoável eficiência ficam entre 0,7 e 0,85.

A medida da qualidade de uma célula é dada pela sua eficiência. Esta é denotada por η e é o resultado da relação entre a potência elétrica máxima fornecida nos seus terminais da célula e a potência radiante incidente no dispositivo. O cálculo da eficiência é feito por meio da equação (3.8)

$$\eta = \frac{I_{MP} V_{MP}}{AG} \quad (3.8)$$

onde A é a área do dispositivo e G é o fluxo radiante incidente no componente [Green, 1992, Goetzberger, 1998].

4. ANÁLISE TÉRMICA DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

A influência da temperatura em células fotovoltaicas tem seus fundamentos bem conhecidos e pode com relativa facilidade ser estudada [Green, 1991, Lasnier, 1990]. No estudo da influência da temperatura em módulos fotovoltaicos algumas dificuldades adicionais são impostas pelos detalhes construtivos dos mesmos.

Considerando que os módulos fotovoltaicos são compostos por associações de células que estão encapsuladas em uma única placa, pode-se afirmar que existe uma interferência não somente elétrica entre as células, mas também em relação às temperaturas das mesmas. Considerando a grande dificuldade de acesso individual a cada célula do módulo fotovoltaico, devido ao encapsulamento, é comum apenas ser estudado o comportamento global do mesmo, isto é, a influência conjunta das células associadas.

Uma maneira de identificar a possível interferência térmica de uma ou mais células no comportamento do módulo é medir a temperatura de cada uma de suas células. Com dados de temperaturas, em conjunto com uma análise das suas curvas I&V para diferentes situações, pode-se realizar uma análise mais aprimorada do comportamento do módulo fotovoltaico. Sendo assim, fazer uma previsão das influências térmicas entre as células fotovoltaicas e das interferências do ambiente que circunda o módulo pode proporcionar importantes informações sobre o comportamento destes painéis quando operando em diversos regimes. Além disto, como será demonstrado mais adiante nesta Tese, a medida do campo de temperaturas das células associadas em módulos fotovoltaicos é uma ferramenta muito eficiente para detectar problemas de conexão elétrica e outros defeitos decorrentes da associação. Quando uma medida experimental revela uma determinada distribuição de temperaturas, para julgar se o resultado é normal ou anômalo é necessário conhecer com profundidade os limites e as causas desta distribuição.

4.1. CÁLCULO DA TEMPERATURA DE CÉLULAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A equação geral da condução de calor (4.1) comanda todo o processo térmico,

$$\rho V_{Calc} c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(k_x \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) + F_{S_i} + F_{E_i} \quad (4.1)$$

onde ρ é a massa específica do sólido que constitui aquele volume analisado, k é a condutividade térmica, c_p é o calor específico a pressão constante, t é o tempo, V_{Calc} é o volume de cálculo, F_{S_i} um

termo fonte, que considera as transferências de calor com o ambiente, incluindo a radiação solar incidente e F_{Ei} o termo fonte correspondente à conversão de energia elétrica.

O termo fonte F_{Si} pode ser escrito em função da radiação térmica, convecção natural ou com vento e radiação solar incidente. Para fins do cálculo, a temperatura do volume utilizado como referência é a temperatura da célula de silício. A célula está encoberta pela parte frontal por uma camada de EVA e por uma lâmina de vidro. Pela parte posterior a célula está encoberta por outra camada de EVA e por uma lâmina de Tedlar®. As Figuras 4.1 e 4.2 mostram o perfil da disposição dos materiais no módulo fotovoltaico com a indicação das espessuras dos respectivos materiais conforme apresentados em Honsberg, 1999, e Romero, 2002.

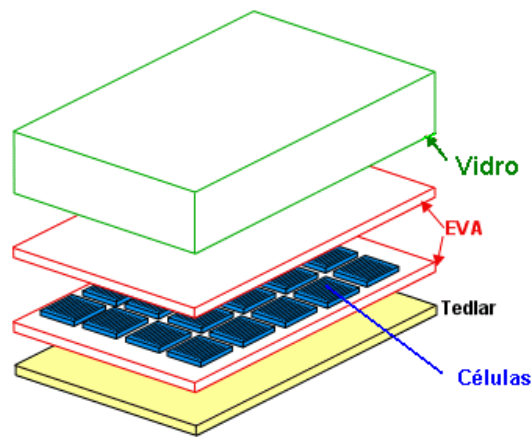


Figura 4.1-Esquema de laminação de módulos fotovoltaicos. Adaptada de Honsberg, 1999.

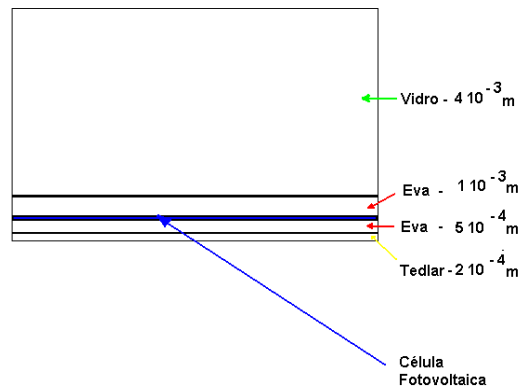


Figura 4.2-Perfil da disposição dos materiais de um módulo fotovoltaico na direção perpendicular à célula fotovoltaica. Adaptada de Romero, 2002.

A radiação absorvida pela célula por unidade de tempo é dada pela equação 4.2

$$S_i = I_{dir} R_{dir} (\tau\alpha_i)_{dir} + I_{dif} (\tau\alpha_i)_{dif} \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + \rho_g (I_{dir} + I_{dif}) (\tau\alpha_i)_g \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (4.2)$$

onde I é a radiação em superfície horizontal e o subíndice “*dir*” corresponde a componente direta, “*dif*” a componente difusa, “*g*” a componente refletida pelo chão, R_{dir} é a razão entre a radiação solar direta na superfície inclinada e a radiação solar direta na superfície horizontal e ρ_g é o coeficiente de reflexão do solo no meio circundante. No termo $(\tau\alpha)_i$, que é o produto transmitância-absortância, são consideradas múltiplas reflexões no encapsulante das células e também a quantidade absorvida neste meio semi-transparente. Levando-se em consideração que a parcela direta da radiação percorre um caminho óptico diferente da parcela difusa, existem distinções nos valores de “ $\tau\alpha$ ” para as componentes da radiação [Duffie, 1991].

Ainda segundo Duffie, 1991, os termos correspondentes a $\left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right)$ e $\left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$ são respectivamente os fatores de forma do coletor com o céu e do coletor com o meio circundante sendo “ β ” o ângulo de inclinação do plano do coletor com relação ao plano horizontal.

Para o cálculo das temperaturas do módulo fotovoltaico deve ser considerado o balanço energético do módulo fotovoltaico. Neste balanço deve ser considerada a quantidade de energia que chega, a que sai e a que é armazenada no módulo fotovoltaico. Desta forma, nesta Tese, a quantidade de energia que chega ao módulo foi considerada como sendo a irradiação solar efetivamente absorvida. A energia que sai do módulo fotovoltaico foi dividida, quanto a sua natureza, em duas formas. A primeira, relacionada à potência elétrica fornecida por meio da corrente e da tensão elétricas do módulo. A segunda, de natureza térmica, relacionada à transferência de energia sob a forma de calor. Deve-se ressaltar, que foram consideradas as situações em que a temperatura do módulo estava abaixo da temperatura ambiente ou abaixo da temperatura do meio circundante. Esta ressalva é importante porque, nesta condição, o fluxo de energia térmica acontece para o interior do módulo fotovoltaico. Entretanto, nas condições naturais de operação, durante o dia, o módulo fica com temperaturas mais elevadas do que a do ambiente (temperatura do ar e do entorno).

Em relação à quantidade de energia transferida sob a forma de calor foi feito um esquema utilizando-se o conceito de resistências térmicas para as células do módulo, conforme mostra a Figura 4.3. As resistências correspondem às diferentes camadas de materiais que revestem a célula em um módulo. Também são consideradas as resistências relacionadas à convecção e à radiação para o ambiente que envolve o módulo fotovoltaico. A célula associada a esta representação pertence ao conjunto central do módulo. Este conjunto tem como vizinhos laterais outras células. Na direção perpendicular à célula os vizinhos são associações de materiais compostos por vidro, EVA e Tedlar®. Para outros conjuntos de células correspondentes às extremidades do módulo são alterados no mínimo um de seus vizinhos laterais. Estas alterações correspondem às bordas do

módulo fotovoltaico. Pode-se verificar, no esquema de resistências térmicas que as transferências de energia ocorrem por convecção e por radiação para o céu e para o entorno do módulo. A parcela convectiva está associada às diferenças de temperaturas entre o vidro e o ar e o Tedlar® e o ar. A parcela associada à radiação de onda longa relaciona-se às diferenças de temperatura entre o vidro e o céu e o Tedlar® e o entorno.

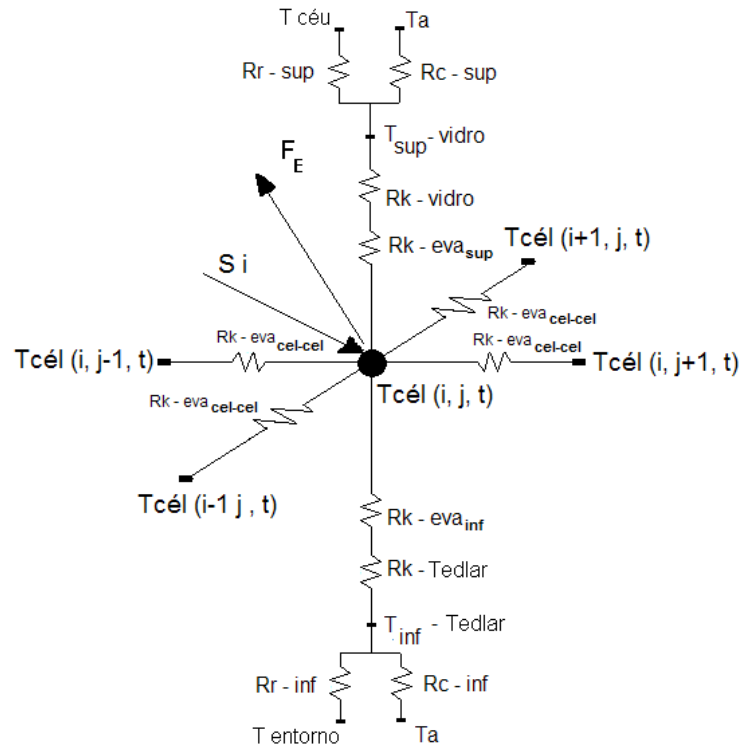


Figura 4.3-Diagrama do modelo de resistências para dissipações térmicas do módulo fotovoltaico.

Os valores de resistências térmicas de condução são dados pela equação (4.3)

$$R_{k_i} = \frac{e_i}{k_i A} \quad (4.3)$$

onde e_i é a espessura do material, k_i é a condutividade térmica do material, A é a área que ocorre o fluxo de energia. o índice i indica o tipo de material que pode ser o EVA, o vidro ou o Tedlar®.

A condução de calor perpendicular ao plano da célula ocorre um mecanismo combinado de resistências associadas em série. Pela face frontal as resistências do vidro e do EVA e pela face posterior a do EVA e do Tedlar®.

O material considerado para o cálculo da resistência térmica na condução lateral entre as células foi o EVA. É importante ressaltar que nos cálculos da temperatura do vidro e do Tedlar®, posicionados imediatamente acima e abaixo de cada célula, são consideradas as resistências térmicas de condução do vidro com os seus vizinhos laterais que são outros volumes de vidro e para o Tedlar® o mesmo ocorre com seus vizinhos laterais que são outros volumes de Tedlar®. A

distância e a área consideradas para a resistência térmica entre estes volumes correspondem, respectivamente, à separação entre as bordas das células do módulo e à espessura do material multiplicada pelo tamanho da borda de uma célula.

Nas superfícies do módulo, vidro pela parte frontal e Tedlar® pela posterior, considerou-se um mecanismo combinado de resistências térmicas. Na face frontal o módulo está exposto ao ar e ao céu. Desta forma, deve-se considerar a convecção relativa à temperatura ambiente e a radiação em relação a um corpo negro com a temperatura equivalente à temperatura efetiva do céu. Da mesma forma, estes mecanismos devem ser utilizados para a face posterior do módulo, considerando a convecção para o ar e a radiação para o entorno [Duffie, 1991]. Também, nestes casos, o conceito de resistências térmicas foi utilizado, considerando os coeficientes h_{v1} e h_{v2} como os coeficientes de convecção entre o vidro e o ambiente e entre o Tedlar® e o ambiente respectivamente. Para a radiação, os valores h_{r1} e h_{r2} são os coeficientes de radiação linearizados entre o vidro e o céu e entre a parte posterior do módulo e o entorno (solo ou edificações).

As resistências térmicas associadas à convecção são calculadas pela equação (4.4)

$$R_{vi} = \frac{1}{h_{vi} A} \quad (4.4)$$

onde R_{vi} é a resistência térmica associada à convecção entre as superfícies do módulo fotovoltaico e o ar, h_{vi} é o coeficiente de convecção, A é a área. O índice i indica se o coeficiente é referente à face frontal ou posterior.

As resistências térmicas associadas à radiação são calculadas pela equação (4.5)

$$R_{ri} = \frac{1}{h_{ri} A} \quad (4.5)$$

onde R_{ri} é a resistência térmica associada à radiação entre as superfícies do módulo e o céu e o entorno, h_{ri} é o coeficiente de radiação linearizado, A é a área. Neste caso o índice i também indica se o coeficiente é referente à face frontal ou posterior.

O termo F_E da equação (4.1) pode ser calculado pela equação (4.6)

$$F_E = -VI \quad (4.6)$$

onde V é a tensão e I é a corrente elétrica da célula fotovoltaica.

Para o cálculo dos coeficientes de convecção existem diferentes alternativas para determinar seus valores. Segundo Duffie (1991) o valor do coeficiente de convecção pode ser calculado pela equação (4.7)

$$h_v = 2,8 + 3V_{vento} \quad (4.7)$$

onde h_v é o coeficiente de convecção em $\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}$ e V_{vento} é a velocidade do vento em metros por segundo.

Romero, 2002, apresenta outras equações para calcular o coeficiente de convecção. Este autor propõe equações distintas para a face frontal e posterior do módulo fotovoltaico. Para a convecção do vento na face frontal, o autor utiliza a equação (4.7) proposta por Duffie, 1991 Para a convecção da parte posterior, o coeficiente de convecção é utilizada a equação (4.8)

$$h_{vp} = 0,75 h_v \quad (4.8)$$

Para verificar o valor do coeficiente de convecção foi realizada uma análise do caso de uma placa colocada na horizontal, em ambiente sem vento, o coeficiente de transferência de calor por convecção pode ser calculado por meio do número de Nusselt médio (Nu_m) e do número de Rayleigh para um comprimento característico (Ra_L) conforme as equações 4.9, 4.10, 4.11 [Incropera, 1998]

$$Ra_L = \frac{g\beta_e(T_{sup} - T_a)L^3}{v\alpha_d} \quad (4.9)$$

onde g é a aceleração da gravidade, β_e é o coeficiente de expansão térmica, T_{sup} a temperatura da superfície, T_a a temperatura ambiente, v é a viscosidade e α_d a difusividade térmica.

Os coeficientes de convecção dependem de faixas de valores para números de Ra_L .

As condições são:

$$Nu_m = 0,54Ra_L^{\frac{1}{4}} \text{ para } (10^4 \leq Ra_L \leq 10^7) \quad (4.10)$$

$$Nu_m = 0,15Ra_L^{\frac{1}{3}} \text{ para } (10^7 \leq Ra_L \leq 10^{11}) \quad (4.11)$$

O conhecimento do coeficiente de convecção tem grande importância no que se refere aos ajustes experimentais que serão realizados nesta Tese. A verificação de valores de coeficientes de convecção pode ser feita por meio de testes em um ambiente controlado. Neste ensaio mede-se a temperatura de regime permanente de uma célula fotovoltaica cuja quantidade de energia fornecida é conhecida. Caso a temperatura calculada com os coeficientes de transferência seja menor ou maior do que a temperatura calculada pode-se dizer que o valor do coeficiente de convecção necessita de um ajuste.

Considerado que a temperatura de um módulo fotovoltaico é influenciada também pela transferência de energia sob a forma de radiação, tanto para o céu como para o entorno, devem-se calcular os coeficientes de radiação entre o módulo e o céu e o módulo e o entorno. Conforme Duffie, 1991, para prever o desempenho de um coletor solar deve ser avaliada a transferência de energia entre o coletor e o céu. Esta transferência ocorre basicamente sob a forma de radiação. Ainda segundo Duffie, 1991, o céu pode ser considerado como um corpo negro com uma temperatura equivalente $T_{céu}$ menor que a temperatura do ar ambiente. Diversas relações têm sido propostas para calcular a temperatura do céu para condições de céu claro e para outras condições meteorológicas, como as de Swinbank, Brunt e Bliss, sendo que na relação desenvolvida por Swinbank a temperatura do céu depende da temperatura do ar e na de Brunt e Bliss appud Duffie, 1991, a temperatura do céu depende da temperatura ambiente e da temperatura de orvalho.

Os resultados de Bliss, expressos em função das temperaturas do ar e de orvalho, podem ser calculados conforme a equação (4.12)

$$T_{céu} = T_a \left[0,8 + \frac{T_{orv} - 273}{250} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (4.12)$$

onde $T_{céu}$ é a temperatura efetiva do céu, T_a é a temperatura do ar e T_{orv} é a temperatura de orvalho.

Segundo Duffie, 2001, Berdahl e Martin propuseram em 1984 uma equação para o cálculo da temperatura efetiva do céu. Esta relação, obtida a partir de dados de temperatura efetiva do céu, medidos nos Estados Unidos, pode ser calculada pela equação (4.13)

$$T_{céu} = (T_a + 273) \left[0,711 + 0,0056 T_{orv} + 0,000073 T_{orv}^2 + 0,013 \cos(15H) \right]^{\frac{1}{4}} \quad (4.13)$$

onde $T_{céu}$, T_a , T_{orv} correspondem à temperatura do céu, a do ar e a de orvalho respectivamente e H é a hora do dia a partir da meia noite. Sabendo a temperatura efetiva do céu e a temperatura do módulo pode-se calcular o fluxo radiante entre o coletor e o céu com a equação (4.14)

$$Q = \varepsilon A \sigma (T_1^4 - T_2^4) \quad (4.14)$$

onde ε é emissividade da superfície do módulo, σ é a constante de Stefan-Boltzmann, A é a área frontal do módulo, T_1 é a temperatura efetiva do céu e T_2 é a temperatura da superfície frontal do módulo fotovoltaico.

Para o cálculo do fluxo radiante existente pela parte posterior do módulo fotovoltaico utiliza-se a equação (4.14) considerando-se as temperaturas do entorno e do módulo.

Com o objetivo de simplificação é conveniente expressar a equação do calor sob a forma de radiação utilizando-se um coeficiente de transferência de calor por radiação linearizado denotado por h_r . Esta linearização pode ser feita igualando-se a equação (4.15) com a equação (4.14).

$$Q = h_r A (T_1 - T_2) \quad (4.15)$$

Após igualar as equações e isolar o termo correspondente ao coeficiente de transferência de calor por radiação chega-se na equação (4.16).

$$h_r = \frac{\varepsilon \sigma (T_1^4 - T_2^4)}{(T_1 - T_2)} \quad (4.16)$$

Considerando o caso em que temperaturas T_1 e T_2 sejam iguais, ocorre uma indeterminação no cálculo de h_r . Desta forma, trabalhando-se algebricamente a equação (4.16) chega-se a equação (4.17) [Incropera, 1998].

$$h_r = \varepsilon \sigma (T_1 + T_2) (T_1^2 + T_2^2) \quad (4.17)$$

De acordo com o exposto, conhecendo as influências das transferências de calor em cada célula do módulo fotovoltaico, é possível utilizando os coeficientes citados desenvolver um procedimento de simulação do comportamento térmico do módulo fotovoltaico em operação.

4.2. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Ao analisar o módulo fotovoltaico com o objetivo de explicar seu comportamento térmico, as soluções podem ser obtidas por meio de uma abordagem analítica ou numérica. Conforme Malisca, 2004, algumas geometrias podem oferecer dificuldades na obtenção de uma resolução analítica e, em alguns casos, é praticamente impossível obter uma solução. Esta dificuldade está relacionada à complexidade da aplicação das equações representativas do modelo físico para estas geometrias. Considerando que a distribuição das células fotovoltaicas no módulo pode ser considerada uma geometria que oferece dificuldades para a resolução analítica, optou-se por usar o recurso de uma resolução numérica.

Com esta abordagem, foi desenvolvido um programa de cálculo para determinar as temperaturas das células de um módulo idealizado. A geometria escolhida para o desenvolvimento

do programa de simulação foi a de um módulo da marca ISOFOTON–I–100. Este módulo é composto de 72 células fotovoltaicas, com área de $1,0 \cdot 10^{-2} \text{m}^2$, eletricamente associadas em série e dispostas em 12 linhas e 6 colunas. A Figura 4.4 mostra o módulo utilizado.



Figura 4.4-Módulo fotovoltaico do modelo ISOFOTON–I–100.

Para a determinação dos campos de temperatura da geometria escolhida, vários métodos de resolução numérica podem ser aplicados, sendo que para o cálculo são criadas malhas que, dependendo da sua estruturação resultam em um conjunto muito grande de pontos. À medida que se aumenta o número de pontos, aumenta o tempo computacional para a convergência [Malisca, 2004; Patankar, 1980]. No desenvolvimento do programa de cálculo as temperaturas dos pontos foram indexadas por linha “i”, coluna “j” e tempo “t”. Desta forma, as temperaturas $T(i, j, t)$ são determinadas e armazenadas sob a forma de uma matriz. Para efeito de cálculo a célula fotovoltaica foi considerada como um volume único. Esta opção foi feita devido ao fato do silício possuir uma difusividade térmica elevada. A difusividade térmica do silício é de $8,92 \cdot 10^{-5} \text{m}^2 \text{s}^{-1}$ que é comparável, em ordem de grandeza, a de metais como, por exemplo, o alumínio. Imediatamente acima e abaixo da região ocupada pela célula fotovoltaica, na malha de cálculo, estão os volumes correspondentes ao vidro-EVA e ao Tedlar®-EVA. Sendo assim, foi feita a suposição que os volumes de vidro e do Tedlar® têm a mesma área da célula fotovoltaica.

O cálculo da temperatura dos volumes correspondentes à célula, ao vidro e ao Tedlar® é feito observando-se uma seqüência. O primeiro volume a ser calculado é o da célula e, posteriormente, o volume correspondente ao do vidro e ao do Tedlar®.

A forma de resolução numérica escolhida para o programa foi em volumes finitos pelo método explícito [Malisca, 2004; Patankar, 1980]. Neste método, parte-se de um campo inicial de temperaturas e calcula-se a temperatura em um tempo futuro “t + 1” até que sejam atualizados, para

este intervalo de tempo, todos os pontos nodais da malha. Para cada intervalo de tempo escolhido para a simulação é feita uma passagem pelas rotinas de cálculo. O intervalo de tempo utilizado em todas as simulações foi de 1 s e, para este tempo, o programa de simulação não apresenta problemas de convergência.

Neste programa, em cada volume foi feito um balanço de energia para determinar sua temperatura após o tempo “ $t + 1$ ”. Estes volumes foram classificados conforme o seu posicionamento no módulo fotovoltaico. As Figuras 4.5 e 4.6 mostram, a título de exemplo, o posicionamento das células do módulo e suas respectivas vizinhanças para duas das rotinas de cálculo desenvolvidas no programa de simulação.

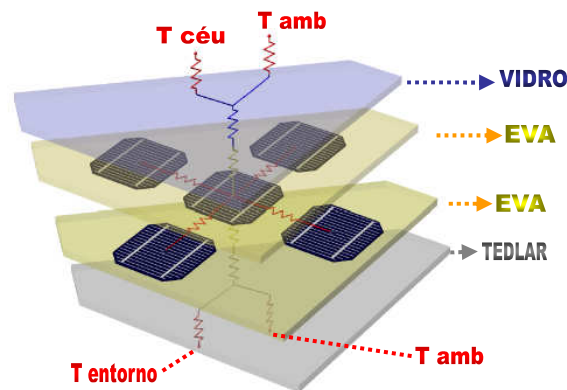


Figura 4.5-Esquema utilizado para a rotina de cálculo das células localizadas na parte central do módulo.

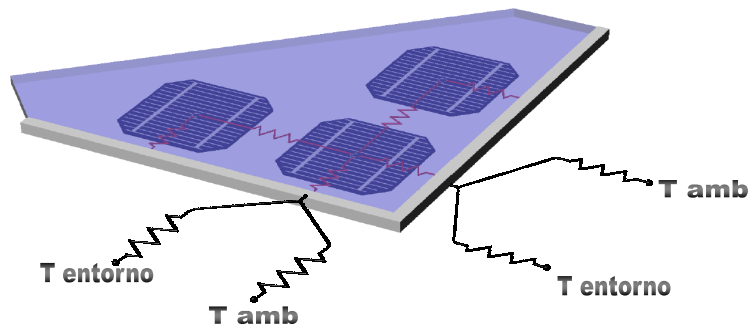


Figura 4.6-Esquema utilizado para a rotina de cálculo das células localizadas na extremidade do módulo.

Os volumes com mesmas características de posicionamento podem ser equacionados da mesma forma. Sendo assim, foi criado no programa um conjunto de sub-rotinas que dependem do posicionamento do volume de cálculo.

O equacionamento para a determinação da temperatura de cada volume de cálculo levou em consideração o balanço de energia. Desta forma, foi considerada a entrada de energia que chega ao vidro do módulo, a parcela refletida na interface vidro ar, a quantidade absorvida no vidro e na

célula. Ao considerar esta entrada de energia a célula aumenta sua temperatura e, desta forma, ocorre a transferência de calor entre o volume calculado e os volumes vizinhos. Sendo assim, a seqüência de cálculo para a atualização da temperatura dos volumes segue a seguinte ordem: o primeiro volume calculado é o da célula, depois os conjuntos vidro-EVA e Tedlar®-EVA. Após a atualização, os índices associados ao posicionamento são incrementados e são calculadas as temperaturas dos volumes seguintes, considerando a temperatura do volume anterior atualizada. Este procedimento é repetido até que seja calculada a temperatura do conjunto de volumes correspondentes à célula 72. Somente após o cálculo destes volumes (célula 72) é que o tempo é incrementado e então repetido o processo de cálculo para o próximo passo de tempo.

Para a determinação do incremento da temperatura da célula são consideradas a quantidade da energia absorvida, o calor específico a pressão constante, a densidade do silício e as dimensões da célula. Para o cálculo da energia absorvida pela célula é considerada a irradiância, a parcela refletida na interface vidro ar, a quantidade absorvida pelo vidro e a absorvância da célula.

A parcela refletida na interface vidro-ar é calculada, no programa, com o coeficiente de reflexão médio obtido a partir da média dos coeficientes de reflexão das componentes paralela e perpendicular ao plano de incidência da radiação. Conforme Duffie, 1991, as componentes são calculadas com base nos índices de refração dos meios envolvidos no processo de reflexão.

Para determinar estas parcelas refletidas, fazendo uso da característica ondulatória da energia radiante, deve-se considerar que a reflexão é dividida em uma componente paralela e uma componente perpendicular ao plano de incidência. As equações (4.18), (4.19) e (4.20) são respectivamente a Lei de Snell da refração da luz, os coeficientes de reflexão da componente de polarização perpendicular e paralela ao plano de incidência e a equação (4.21) é a média dos dois coeficientes de reflexão

$$n_1 \text{sen}(\theta_1) = n_2 \text{sen}(\theta_2) \quad (4.18)$$

$$r_{\perp} = \frac{\text{sen}^2(\theta_2 - \theta_1)}{\text{sen}^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (4.19)$$

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (4.20)$$

$$r_m = \frac{r_{\perp} + r_{\parallel}}{2} \quad (4.21)$$

onde r_{\perp} é a componente de polarização perpendicular de reflexão, r_{\parallel} é a componente de polarização paralela de reflexão, r_m é o coeficiente de reflexão médio, θ_i é o ângulo de incidência, θ_2 é o ângulo de refração, n_1 é o índice de refração do ar e n_2 é o índice de refração da célula [Lorrain, 1970; Chivelet, 2000; Duffie, 1991].

Sendo assim, considerando a totalidade da irradiância que chega ao plano do vidro como unitária, a parcela que refrata no vidro, sem considerar a atenuação ao longo do percurso, pode ser representada pelo esquema proposto em Duffie, 1991. Considerando que este caso é de um vidro utilizado em coletores térmicos, existem duas interfaces entre vidro e ar e, desta forma, ocorrem as múltiplas refrações e reflexões nestas interfaces conforme mostra a Figura 4.7.

No caso de um módulo fotovoltaico existe somente uma interface do vidro com o ar. A outra interface do vidro, com o material encapsulante, não é considerada tendo em vista que as características ópticas entre estes dois materiais podem ser consideradas similares [Santbergen, 2007]. A próxima interface é do encapsulante com a camada anti-reflexiva da célula fotovoltaica. Richards, 2003, considera um valor da média ponderada para o coeficiente refletância de células com dupla camada anti-reflexiva de TiO_2 encapsuladas com um valor de 7%. Utilizando dados de Richards, 2003, foi feito um cálculo para verificar o valor das contribuições das múltiplas reflexões considerando os valores das refletâncias entre vidro-ar e vidro-camada anti-reflexiva. No artigo o índice de refração de uma das camadas anti-reflexivas é 2,07. Como a condição não envolve uma segunda interface vidro-ar devem ser consideradas nas múltiplas reflexões os índices de refrações do ar, do vidro e da camada anti-reflexiva para calcular os valores de r_m . Desconsiderando a atenuação que ocorre no vidro a irradiância que chega na interface da célula é dada pela equação (4.22)

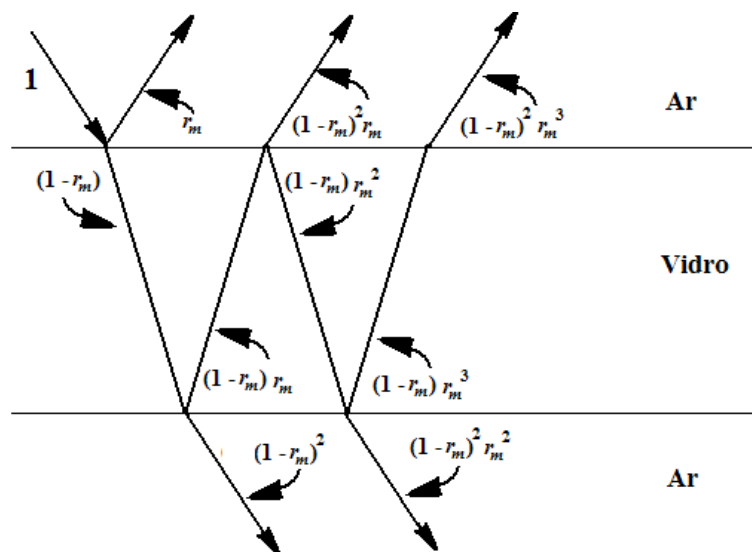


Figura 4.7-Múltiplas reflexões em um vidro com duas interfaces com o ar.

$$G_{SA1} = G(0)[(1 - r_{1m}) - (1 - r_{1m})r_{2m}] \quad (4.22)$$

onde G_{SA1} é a primeira parcela da irradiância que chega à célula sem atenuação, $G(0)$ é a irradiância que chega ao plano do vidro, r_{1m} é o coeficiente médio de reflexão vidro-ar e r_{2m} é o coeficiente médio de reflexão vidro-camada anti-reflexiva.

Considerando os mesmos coeficientes a segunda parcela que chega à célula sem atenuação pode ser calculada com a equação (4.23)

$$G_{SA2} = G(0)[(1 - r_{1m})r_{1m}r_{2m} - (1 - r_{1m})r_{1m}r_{2m}^2] \quad (4.23)$$

Utilizando as equações 4.22 e a 4.23 e os coeficientes $r_{1m} = 0,04$ e $r_{2m} = 0,02$, o valor de irradiância para a primeira refração é $G(0) \times 0,9408$ e o valor para a segunda refração é $G(0) \times 0,000753$. Tendo em vista estes valores, considerando-se a pequena contribuição que a segunda reflexão causa no aumento de fluxo radiante de uma célula fotovoltaica, foi adotada somente a primeira parcela refratada na interface vidro-ar que chega até a célula como valor de irradiância sobre a célula fotovoltaica. Entretanto, como nestes cálculos anteriores foram desconsideradas as atenuações no vidro foi feito um levantamento de características de vidros em relação à transmitância e a atenuação que ocorre no seu interior.

Este foi feito a partir de dados de um ensaio, realizado na Faculdade de Física da PUCRS (NT-Solar), sobre vidros utilizados em painéis fotovoltaicos. A Figura 4.8 mostra o comportamento da transmitância em função do comprimento de onda.

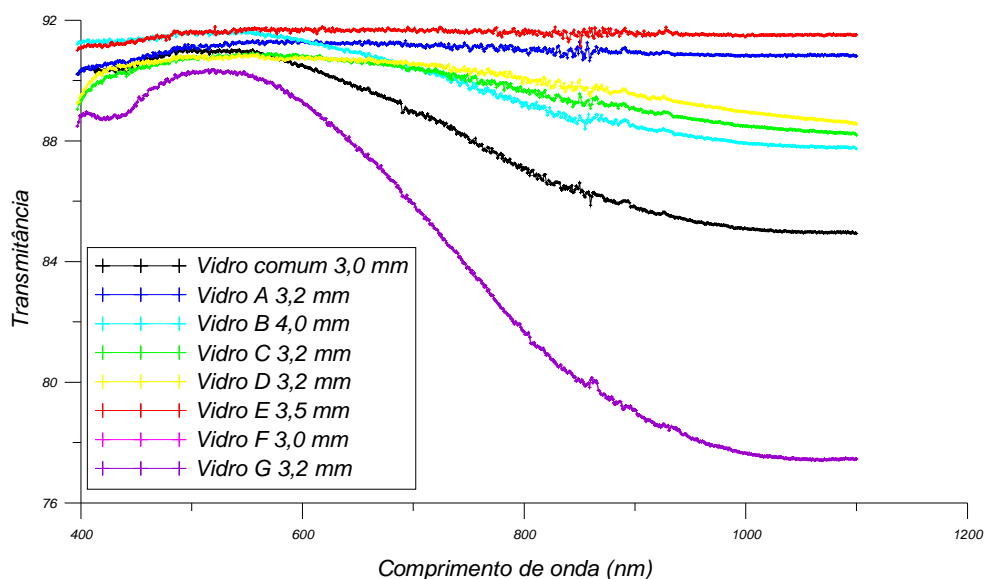


Figura 4.8-Transmitância de vidros utilizados em módulos fotovoltaicos

Também deve ser considerada a parcela da irradiância que foi atenuada pelo vidro. Esta parcela depende do ângulo de incidência e das características do vidro. Para este cálculo o programa utiliza a equação (4.24) (Duffie, 1991).

$$G_{CA} = G(0)(1 - r_{m1})\tau_a \quad (4.24)$$

Sendo G_{CA} a parcela da irradiância que chega na superfície da célula, $G(0)$ a irradiância que chega a superfície do vidro, r_{m1} o coeficiente médio da reflexão na interface vidro-ar e o termo τ_a é a transmitância do vidro. Esta transmitância é calculada com a equação 4.25

$$\tau_a = EXP\left(-\frac{K_{atenuação} e_V}{\cos\theta}\right) \quad (4.25)$$

onde $K_{atenuação}$ é o coeficiente de atenuação do vidro, e_V é a espessura do vidro e θ é o ângulo de incidência da radiação solar direta no vidro do módulo fotovoltaico. A relação $e_V/\cos\theta$ é o caminho óptico percorrido pela luz antes de chegar até a célula fotovoltaica.

O valor utilizado para o coeficiente de atenuação foi determinado a partir de um ensaio de transmitância de vidros. Tendo em vista que o valor deste coeficiente não é conhecido para o módulo ensaiado foi utilizado para os cálculos nas simulações um coeficiente igual a 4. Esta escolha foi feita após a análise das tabelas que originaram o gráfico da Figura 4.9.

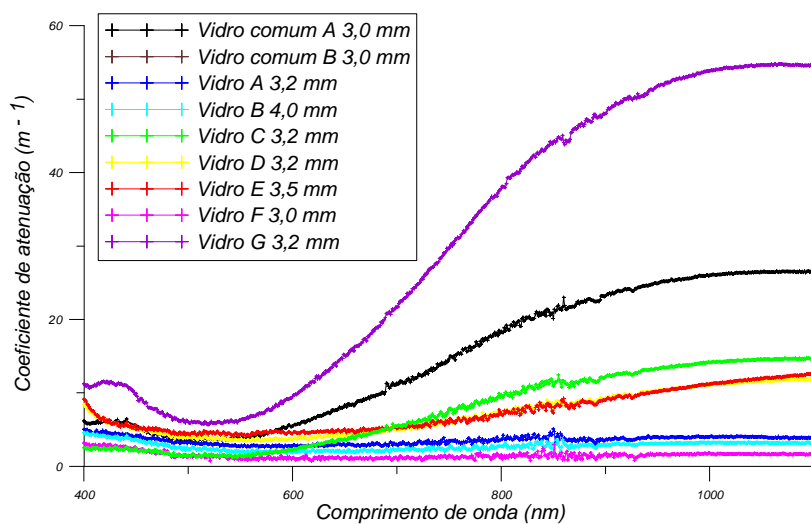


Figura 4.9-Gráfico do coeficiente de atenuação de vidros utilizados em módulos fotovoltaicos.

No gráfico da Figura 4.9 são apresentados os comportamentos dos coeficientes de atenuação em função do comprimento de onda para dois vidros comuns e para sete vidros utilizados em painéis fotovoltaicos onde estão identificados os tipos de vidros na legenda do gráfico.

Para o cálculo da temperatura dos volumes vizinhos à célula, conforme a sua localização, são utilizados os mecanismos de transferência de calor, por condução, por convecção e por radiação. Conforme a localização do volume foram utilizadas combinações destes mecanismos.

Para a determinação da temperatura do vidro foi considerada a transferência de calor por condução entre a célula e o volume vidro-EVA, a convecção com o ar e a radiação com o céu. Também são consideradas as características relativas ao calor específico a pressão constante e a massa do conjunto. Para a determinação da temperatura da superfície posterior também foram consideradas a condução entre a célula e o Tedlar® e a convecção e a radiação deste com o ar e o entorno.

Sendo assim, os volumes de cálculo foram agrupados pelas semelhanças em relação as suas características de vizinhança. Os volumes correspondentes aos cantos do módulo são em número de quatro. O canto superior esquerdo tem como volumes vizinhos ao sul e ao leste outras células e ao oeste e norte a borda esquerda e superior. O mesmo ocorre para os volumes do canto direito superior, do esquerdo inferior e do direito inferior com a alteração da orientação em relação aos vizinhos. Outros quatro grupos foram os volumes posicionados nas bordas esquerda, direita, superior e inferior. Para o caso da borda esquerda estes volumes têm sempre outros volumes ao norte, ao leste e ao sul e, ao oeste a borda de alumínio do módulo. As diferenças entre a borda superior, a inferior e a direita consiste na orientação da vizinhança. O último grupo corresponde aos volumes localizados na parte central. Estes volumes têm sempre ao norte, ao sul, ao leste e ao oeste outros volumes correspondentes a outras células.

Desta forma, para a implementação do programa, foram desenvolvidas nove tipos de sub-rotinas, uma para cada grupo idealizado.

Para o cálculo das taxas de transferência de calor entre os volumes vizinhos foi feita uma discretização utilizando a equação (4.1) [Kreith, 1985]. Foi também feita uma suposição de que em um passo de tempo pequeno pode-se utilizar a equação (4.26) para o cálculo do fluxo de energia entre volumes vizinhos

$$\frac{\Delta Q}{\Delta t} = \frac{1}{R_x} (4T_{i,j} - T_{i+1,j} - T_{i-1,j} - T_{i,j+1} - T_{i,j-1}) \quad (4.26)$$

o termo R_x é a resistência térmica que pode ser de condução, de convecção ou de radiação. O sub-índice indica a forma como a energia é transferida e pode assumir os termos k para a condução, c para a convecção e r para a radiação.

Depois de calculadas, foram somadas todas as taxas de transferência de energia entre o volume e os seus vizinhos. Este somatório foi denominado como “ Q_{tot} ”. Isolando o termo de temperatura futura no primeiro membro da equação 4.1 discretizada, resulta na equação (4.27)

$$T(i, j, t + 1) = T(i, j, t) + \frac{Q_{tot}}{\rho V_{Calc} c_p} \quad (4.27)$$

onde $T(i, j, t + 1)$ é a temperatura no tempo futuro, $T(i, j, t)$ é a temperatura no tempo presente, Q_{tot} é o somatório de todas as taxas de transferências de energia para o volume, ρ é a massa específica do volume, V_{Calc} é o volume e c_p é o calor específico a pressão constante.

Considerando que o programa de simulação calcula a temperatura de um nó à medida que o tempo vai sendo incrementado, pode-se verificar a evolução de temperatura das células do módulo idealizado. Com este objetivo, o programa gera, ao final, um arquivo de texto com os valores de temperatura de cada volume para cada instante calculado. Utilizando os dados do arquivo texto pode-se fazer análises gráficas da evolução temporal da temperatura de cada célula, do vidro e do Tedlar®.

Os resultados das simulações registrados no arquivo texto podem ser interpretados por um programa gráfico de interpolação. Estes resultados foram utilizados no gráfico da Figura 4.10, onde foram consideradas as características dos volumes correspondentes às células fotovoltaicas idênticas. Com esta condição, o regime permanente do módulo resulta em temperaturas de suas bordas com valores menores do que as temperaturas da parte central.

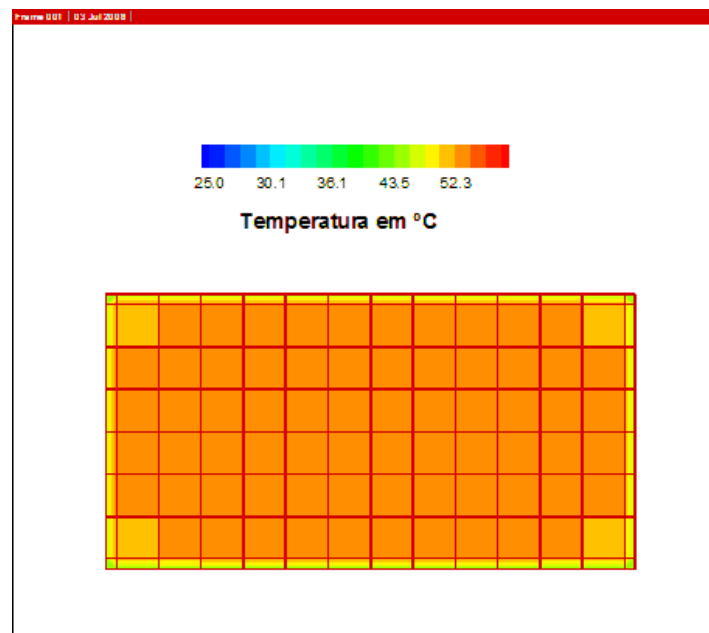


Figura 4.10-O gráfico mostra o resultado da simulação realizada com o programa desenvolvido em que se verifica a distribuição de temperaturas conforme a escala indicativa.

Visando possibilitar a alteração das características individuais de cada célula, o programa permite a escolha de valores distintos de absorvância para as células. Esta possibilidade foi idealizada tendo em vista que este pode ser um dos fatores que contribuem com as distribuições anômalas de temperaturas no módulo fotovoltaico.

Outro fator importante relacionado aos resultados do programa de cálculo é a informação do tempo que os volumes levam para atingir o regime permanente. Este parâmetro é importante porque indica a rapidez com que o módulo fotovoltaico muda sua temperatura. Desta forma, torna-se possível relacionar como esta temperatura influencia no comportamento elétrico das células fotovoltaicas ao longo de um determinado intervalo de tempo.

Medidas da evolução temporal da temperatura de um módulo fotovoltaico realizadas em um ensaio no laboratório resultam em valores comparáveis aos obtidos por Matsukawa e Kurokawa, 2005. Também os resultados do programa de simulação desenvolvido nesta Tese apresentaram valores semelhantes aos deste trabalho. Estes resultados são mostrados na Figura 4.11 onde se pode verificar a evolução da temperatura de uma célula do módulo fotovoltaico idealizado.

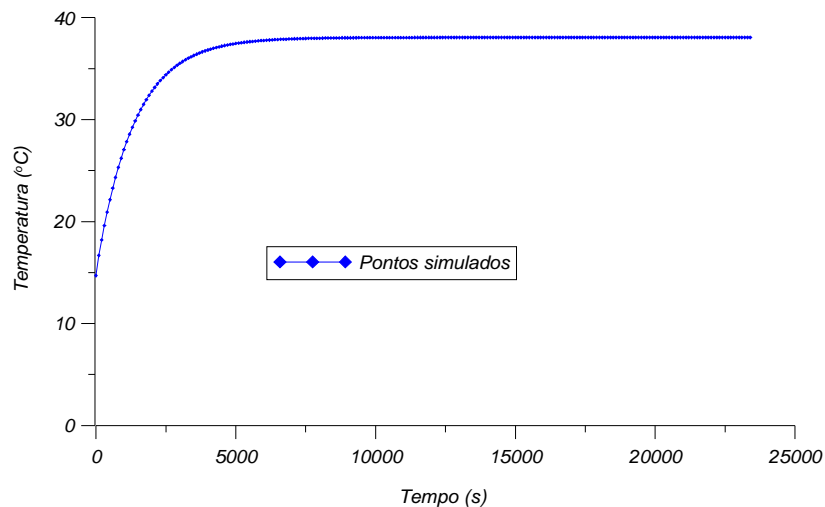


Figura 4.11-Simulação da evolução da temperatura de uma célula do módulo idealizado.

Como o programa de simulação possibilita determinar individualmente a temperatura de cada célula do módulo fotovoltaico, estes dados podem servir como parâmetros de entrada para um *software* de determinação do comportamento elétrico de módulos fotovoltaicos. Desta forma, é possível realizar uma análise mais aprimorada da distribuição da temperatura e sua influência nos valores de corrente e de tensões elétricas do módulo, bem como prever o comportamento de sua curva característica e de eventuais anomalias.

Outro fator importante é que com a determinação da temperatura individual de cada célula é possível determinar a temperatura média do módulo fotovoltaico. Com este valor, associado a um

programa de simulação de curvas I&V, pode-se realizar um estudo comparativo para verificar, de forma mais segura, os erros que são passíveis de ocorrer quando uma célula é selecionada aleatoriamente para representar a temperatura do módulo.

4.3. ANÁLISE TEÓRICA DOS EFEITOS DA TEMPERATURA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como esta Tese aborda a influência que a distribuição de temperaturas em módulos fotovoltaicos possa ter sobre as curvas características dos mesmos, resolveu-se realizar preliminarmente uma análise teórica. Ao simular a curva característica de módulos com grupos de células em condições diferentes, com e sem diodo de *bypass*, é possível esboçar uma expectativa sobre a interferência da distribuição da temperatura nas curvas.

4.3.1. EFEITOS DA TEMPERATURA SOBRE A CURVA I&V DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica em relação à tensão e a corrente elétrica pode ser descrito pela equação (3.4). Tendo por base este modelo, pode-se verificar que a temperatura gera uma influência sobre todos os pontos da curva I&V. Parâmetros como o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto com a temperatura, denotados por α_T e β_T respectivamente, são determinados através de uma análise experimental.

O parâmetro α_T é definido pela equação (4.28).

$$\alpha_T = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (4.28)$$

O parâmetro β_T é definido pela equação (4.29).

$$\beta_T = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (4.29)$$

Segundo Green, 1992, para células fotovoltaicas de silício monocristalino, valores típicos de α_T e β_T são $3 \cdot 10^{-4} I_{sc} \frac{A}{^\circ C}$ e $-2 \frac{mV}{^\circ C}$ respectivamente.

A Figura 4.12 mostra a influência da temperatura no perfil da curva I&V.

Pode-se verificar, na Figura 4.12 tanto a variação da corrente de curto-circuito como a variação da tensão de circuito aberto. Verifica-se que a influência da temperatura é significativa nos valores de tensões de circuito aberto. Também é possível visualizar que a variação dos valores de corrente de curto-circuito não sofrem interferências significativas com a variação da temperatura.

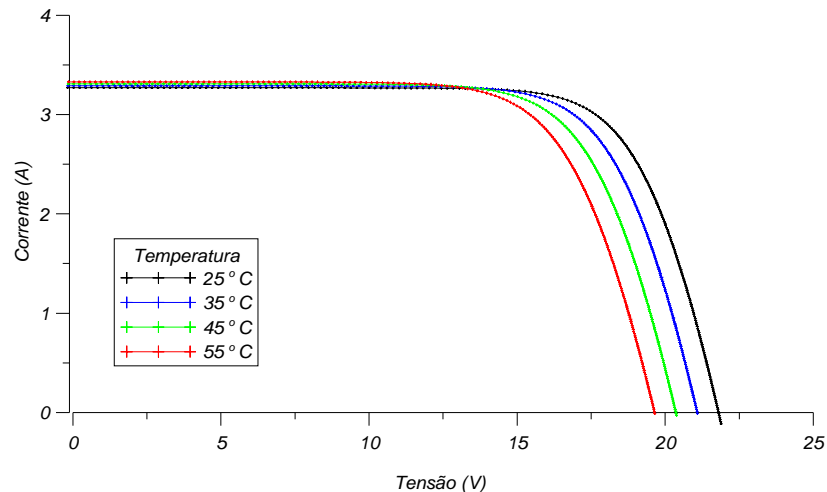


Figura 4.12-Influência da temperatura na curva característica de módulos fotovoltaicos.

4.3.2. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA INDIVIDUAL DAS CÉLULAS NA CURVA I&V DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A temperatura interfere nas características de uma célula fotovoltaica, mudando tanto a corrente como a tensão para as diferentes situações de carga, e de parâmetros ambientais. Alguns parâmetros mais evidentes na curva I&V são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto e ambos variam com a temperatura. Como um módulo fotovoltaico é composto por associações de células, as características individuais destas interferem no comportamento global do módulo.

A temperatura estabelecida em uma célula encapsulada em um módulo fotovoltaico, em regime permanente, depende do fluxo de radiação solar que recebe, do total das perdas térmicas e ópticas para o ambiente e da parcela de energia que foi convertida em energia elétrica. Desta forma, a diferença entre estes fluxos de energia está associada a diferenças entre as temperaturas das células de um módulo.

Considerando as células de um módulo fotovoltaico com características idênticas e estando elas na mesma condição de temperatura e irradiância, seus valores de polarização serão iguais. No entanto, as células de um módulo fotovoltaico devem ficar com temperaturas diferentes quando operando em condições naturais. Estas diferenças se devem ao fato das células das extremidades do módulo apresentarem maior transferência de calor ao ambiente do que as células centrais do coletor.

Entretanto, mesmo que os fabricantes de módulos classifiquem as células fotovoltaicas, muitos módulos apresentam diferenças entre suas células conforme constatado em ensaios termográficos durante a realização desta Tese. Esperara-se, na maioria dos casos, que as variações de eficiência entre as células de um módulo sejam pequenas. Sendo assim, estas variações devem repercutir de forma pouco significativa no ponto de máxima potência do módulo. Mesmo assim, uma análise mais aprofundada é pertinente, já que estas diferenças podem ser refletidas na curva característica durante um ensaio.

O fato das células fotovoltaicas terem diferentes eficiências faz com que, em determinadas condições, as células fiquem polarizadas em diferentes tensões, podendo até em algumas situações, ficarem reversamente polarizadas. Desta forma, as células que estão reversamente polarizadas deixam de ser geradores e passam a ser cargas [Alonso et al., 2001].

Mesmo apresentando uma uniformidade nas eficiências de suas células, os módulos fotovoltaicos podem, devido a fatores externos, ter algumas células comportando-se como carga. Geralmente este comportamento está associado aos sombreamentos localizados. Também podem ter este comportamento módulos que tenham sofrido danos estruturais como, por exemplo, quebras de células, descolamento do EVA ou perda de transparência em uma determinada região do módulo.

Com o objetivo de verificar a influência da temperatura individual das células na curva I&V, foi simulado um módulo no programa *Crearray* [Krenzinger, 2001]. Este programa, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, permite alterar individualmente tanto as características do módulo como a temperatura e a radiação incidente. O módulo foi idealizado com dois grupos distintos de 18 células associados em série. Estes grupos foram designados como Grupo 1 e Grupo 2. Esta escolha foi feita devido ao fato de que módulos fotovoltaicos com 36 células e associados desta forma são muito comuns.

Como o programa de simulação permite a escolha tanto da temperatura como das características dos grupos de células, foram feitas diversas simulações onde alteraram-se as características e as temperaturas de cada grupo. Desta forma, para cada condição simulada, foi calculada e analisada a curva I&V do módulo. A Tabela 4.1 mostra as características elétricas individuais dos grupos idealizados.

Uma das condições simuladas foi a da condição padrão que estabelece que a temperatura do módulo deva ser de 25 °C [IEC, 1993]. Outras condições simuladas foram para uma temperatura uniforme, mas fora da condição padrão e para diferentes distribuições de temperatura. Em todos os casos simulados foram escolhidas temperaturas para os grupos de células de tal forma que a temperatura média da associação fosse a mesma independente da distribuição ser uniforme ou não.

As curvas na condição padrão foram feitas para que se pudesse compará-las com as curvas nas outras condições de distribuições de temperatura.

Tabela 4.1-Especificações elétricas do módulo idealizado, na condição padrão.

CARACTERÍSTICA	Caso 1		Caso 2	
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 1	Grupo 2
Tensão de Máxima Potência	9,0 V	9,0 V	9,0 V	9,0 V
Corrente de Máxima Potência	3,0 A	3,0 A	3,0 A	2,8 A
Tensão de Circuito Aberto	10,8 V	10,8 V	10,8 V	10,8 V
Corrente de Curto-Circuito	3,7 A	3,7 A	3,7 A	3,2 A

O estudo foi dividido em duas situações que foram denominadas “Caso 1” e “Caso 2”. O Caso 1 foi a condição em que todas as células do módulo têm as mesmas características elétricas e o Caso 2 a condição em que as células do módulo têm características elétricas diferentes.

Primeiramente, os dois grupos de células (Grupo 1 e Grupo 2) foram ajustados para temperatura uniforme de 60°C. Desta forma, a temperatura média do módulo era igual tanto para o Caso 1 (características iguais) como para o Caso 2 (características diferentes). Posteriormente, foram realizadas simulações em que havia distribuição de temperatura entre os grupos de células. Nestas simulações, foram escolhidos valores de temperaturas das células de tal forma que a média do módulo permanecesse com o valor de 60 °C.

Para a situação de distribuição não uniforme de temperatura o Grupo 1 foi ajustado para 50 °C e o Grupo 2 para 70°C. A Figura 4.13 mostra o comportamento das curvas I&V do módulo idealizado para o Caso 1 sendo a curva representada em preto equivalente à condição padrão (1000Wm⁻² e 25°C), a curva em azul equivalente à condição de temperatura uniforme e a curva representada em vermelho equivalente à condição de temperatura não uniforme.

A observação da Figura 4.13 permite concluir que módulos formados com células idênticas em série têm suas características pouco afetadas pela distribuição de temperaturas. Esta conclusão era previamente esperada já que o efeito da temperatura sobre a célula é mais percebido na variação da tensão de cada ponto da curva. Como as tensões se somam na associação série, o efeito sobre duas células a 60 °C é similar em a uma célula a 50 °C e outra a 70 °C.

A Figura 4.14 mostra uma associação simulada correspondente ao Caso 2. As curvas representadas em preto e em azul correspondem respectivamente à condição padrão e à condição de temperatura uniforme de 60 °C. A curva representada em vermelho corresponde à condição de temperatura não uniforme. Nesta condição, o Grupo 1 estava com a temperatura de 50 °C e o grupo 2 a 70 °C. Para verificar a influência da distribuição foi feita uma inversão nas temperaturas dos

grupos sendo que, a curva representada em verde corresponde à condição de temperaturas de 70 °C para o Grupo 1 e 50 °C para o Grupo 2.

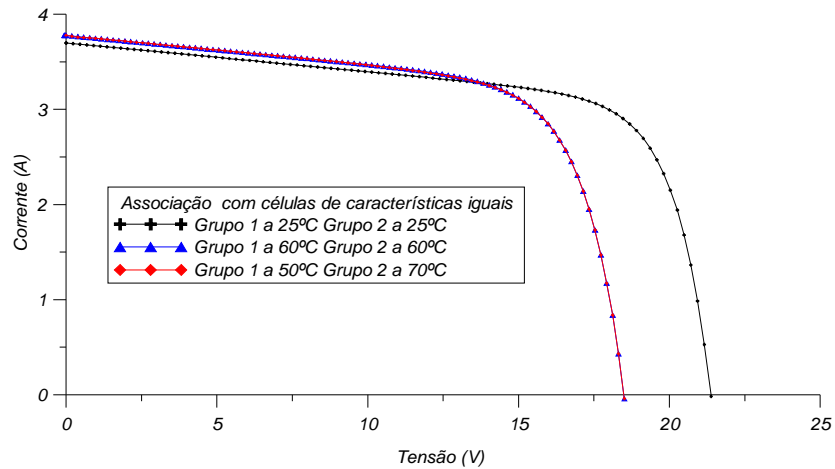


Figura 4.13-Simulação de curva I&V de dois grupos de 18 células idênticas associadas em série.

Pode-se verificar, da observação do gráfico da Figura 4.14, que existe uma alteração sutil no perfil da curva para as condições de distribuições uniformes e não uniformes. Também é possível verificar que a ordem em que foi atribuída a temperatura para os grupos 1 e 2 interfere no perfil da curva I&V. Deve-se ressaltar que, mesmo que o perfil da curva I&V sofra alterações pouco significativas, estas alterações interferem na interpretação de resultados em ensaios de características elétricas de módulos fotovoltaicos.

Como a diferença é muito pequena, para permitir uma melhor visualização, a Figura 4.15 mostra uma ampliação da região do gráfico em que se pode perceber a diferença entre as curvas de mesma temperatura média, mas com diferentes distribuições de temperatura.

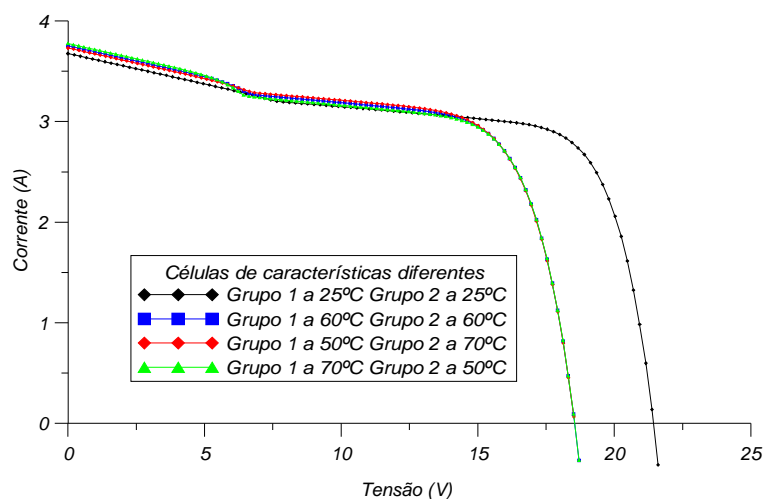


Figura 4.14-Simulação de curva I&V de dois grupos 18 células associadas em série (os grupos têm características diferentes).

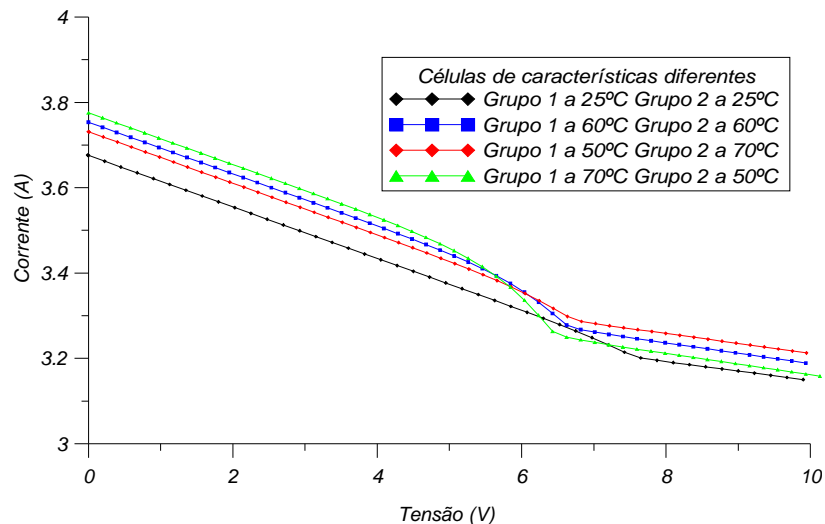


Figura 4.15-Ampliação da região de parte da curva I&V com temperaturas médias iguais, mas com diferentes distribuições de temperatura.

4.3.3. INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA EM MÓDULOS COM DIODOS DE *BYPASS*

Quando as células fotovoltaicas são associadas em série, a corrente elétrica da associação é limitada pela célula fotovoltaica que gera a menor fotocorrente. A tensão elétrica da associação é a soma das tensões individuais das células. Na associação em paralelo, a tensão da associação é igual para todas as células e a corrente elétrica é a soma das correntes individuais das células.

Para que a corrente elétrica de uma associação em série não seja limitada por uma célula que esteja por algum motivo gerando uma fotocorrente menor do que as outras, são utilizados diodos em antiparalelo ou entrelaçados com conjuntos de células. Estes diodos associados aos grupos de células são denominados de diodos de *bypass*. Seria possível ter um diodo conectado em antiparalelo para cada célula, mas aumentaria o custo do módulo fotovoltaico. Como solução para estabelecer uma relação adequada de custo-benefício, em geral os grupos de células para cada diodo de *bypass* contam com números que variam entre 10 e 24, sendo bastante usados em conjuntos de 18 células.

A Figura 4.16 mostra uma associação com um diodo de *bypass* em antiparalelo com cada grupo de 18 células associadas em série. A Figura 4.17 mostra um módulo com diodos entrelaçados.

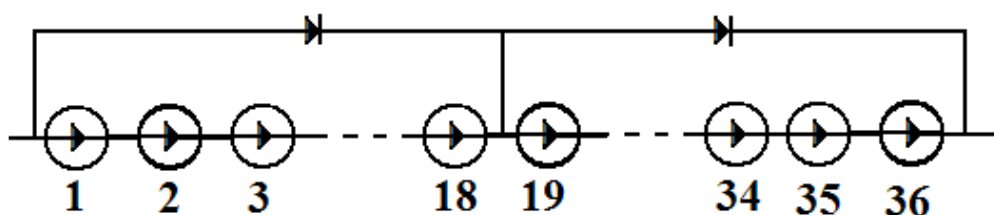


Figura 4.16-Módulo fotovoltaico com um diodo de *bypass* para cada grupo de 18 células.

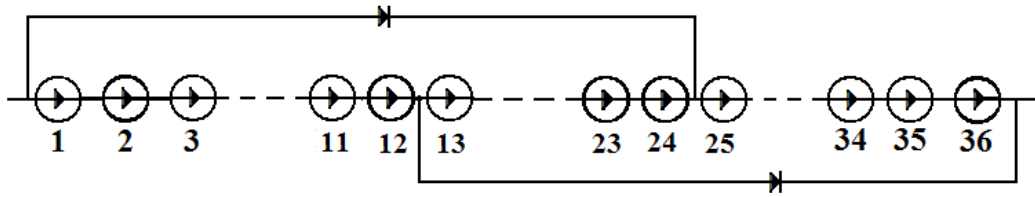


Figura 4.17-Módulo fotovoltaico com diodos de *bypass* entrelaçados com um diodo para cada grupo de 24 células.

A Figura 4.18 mostra a simulação de duas curvas I&V de uma associação em série de dois grupos de 18 células. As características elétricas de cada grupo são distintas e os dois grupos estão submetidos à mesma radiação solar. Na simulação, considerando as características elétricas correspondentes ao Caso 2 da Tabela 4.1, um grupo de 18 células está a uma temperatura de 55° e o outro grupo está a 70°C. A curva representada com pontos pretos corresponde à situação em que os diodos de *bypass* estão presentes e a curva representada em vermelho corresponde à mesma condição sem a presença dos diodos.

Pode-se verificar por meio de uma análise gráfica que a presença do diodo isola as células no momento em que as piores células começam a limitar a corrente elétrica da associação. Também é possível visualizar que para polarizações do módulo com valores de tensões menores do que 8V a influência do diodo faz com que uma parcela da potência não seja perdida.

De acordo com o exposto, as células fotovoltaicas de um módulo podem ter diferentes resistências elétricas, diferentes respostas espectrais, diferentes absorvâncias dentre outros parâmetros intrínsecos às mesmas. Desta forma, as características da curva resultante de uma associação de células sofrerá as influências destes parâmetros. Além do fato das células terem características diferentes, o posicionamento das mesmas no módulo causa interferências nas temperaturas devido a fatores relacionados à transferência de calor, podendo causar alguma influência nas curvas características dos módulos.

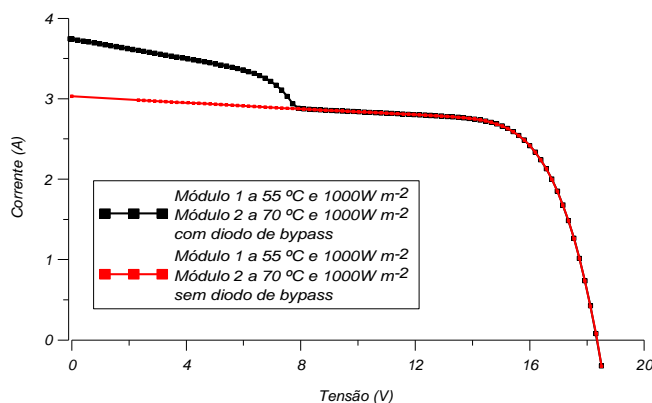


Figura 4.18-Curva I&V de um módulo fotovoltaico idealizado com diodos de *bypass* (pontos pretos) e sem diodos (pontos vermelhos).

4.4. MEDIÇÃO DA ABSORTÂNCIA DAS CÉLULAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO UTILIZANDO A CONDIÇÃO DE REGIME PERMANENTE

Uma das grandezas importantes nas características de células solares é a absorptância solar. Segundo Incropera, 1998, a absorptância total hemisférica representa a média integrada ao longo tanto da direção como do comprimento de onda. Sua definição é dada pela fração da irradiância total que é absorvida por uma superfície. Esta fração pode ser calculada com a equação (4.30)

$$\alpha_G = \frac{\int_0^{\infty} \alpha(\lambda) G(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\infty} G(\lambda) d\lambda} \quad (4.30)$$

Alguns processos que visam o aumento de absorptância da radiação incidente sobre as células fotovoltaicas como a texturização, a camada ou multicamadas antireflexivas, são realizados nas células fotovoltaicas durante o processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos [Richards, 2003; Richards, 2004; Lu, 2007]. Estes processos são importantes porque quanto maior o número de fótons absorvidos pela célula maior a possibilidade de melhorar sua eficiência.

Ocorre também, que uma parcela da radiação que chega na célula contribui para o seu aquecimento. Na condição em que o módulo está em circuito aberto, nenhuma fração da radiação incidente se converte em energia elétrica fornecida externamente pelo módulo. Sendo assim, ao ser feito o balanço de energia entre o que chega ao módulo e o que sai do módulo pode-se calcular, sabendo-se a temperatura de equilíbrio da célula, quanto da energia solar incidente foi absorvida pela mesma.

A partir destas condições foi desenvolvido um método para a determinação da absorptância solar das células fotovoltaicas do módulo ensaiado.

Para determinar a absorptância desta forma, foi desenvolvido um ensaio que consistiu em determinar a quantidade de energia incidente em um módulo exposto ao Sol, posicionado na horizontal, e o valor da dissipação térmica associada a cada célula. Para esta determinação é necessário saber a temperatura da célula e as condições do entorno. Para determinar a temperatura da célula, mediu-se a temperatura da superfície do Tedlar® com o módulo isolado por sua face posterior com uma placa de poliestireno expandido.

Esta forma de medir a temperatura da célula foi escolhida porque a lâmina de Tedlar® tem uma espessura de 0,2 mm [Romero, 2002] e está isolada do ambiente com uma placa de 50 mm de poliestireno expandido. Desta forma, pode-se considerar que a temperatura do sensor é praticamente igual à temperatura da célula.

Para determinar a quantidade de radiação solar que chega à célula utilizou-se uma célula fotovoltaica de referência, calibrada pelo CIEMAT (*Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas-España*). Medir a irradiância desta forma é coerente porque o sensor é da mesma tecnologia das células do módulo fotovoltaico e o encapsulamento também segue a mesma tecnologia. Desta forma, as perdas ópticas que ocorrem no módulo são semelhantes às que ocorrem na célula de referência.

Dissipações térmicas de cada célula ocorrem por condução, por convecção e por radiação. Por condução ocorrem para as células vizinhas (ou bordas) e para as superfícies do vidro e da lâmina de poliestireno. Nas superfícies do vidro e do poliestireno a transferência de energia ocorre por convecção e por radiação para o entorno e para o céu.

Para o cálculo da quantidade de calor por convecção foi utilizado o coeficiente de transferência de calor por convecção dado pela equação (4.7) e a temperatura ambiente. Para o cálculo deste coeficiente é necessário conhecer a velocidade do vento. Esta velocidade foi medida com o anemômetro apresentado na seção 5.2 desta Tese.

Para o cálculo da quantidade de calor por radiação foi utilizado o coeficiente de transferência de calor por radiação utilizando-se a equação (4.17) com os valores da temperatura efetiva do céu e da temperatura média radiante do entorno. A temperatura do céu foi medida com o pirgeômetro e para a emitância do vidro foi usado o valor de 0,92.

A determinação da absorptância solar de cada célula é feita com o uso da equação da energia para o regime permanente, pois a temperatura estabelecida em cada célula será dependente do valor da absorptância.

A dificuldade neste processo de determinação da absorptância solar consistiu em encontrar momentos em que seria aceitável supor que o módulo estivesse em regime permanente.

Analisando conjuntos de medidas da temperatura do módulo colocado na horizontal e isolado buscou-se a coincidência de três fatores. Primeiramente buscaram-se seqüências de temperaturas constantes. Tendo esta condição, verificou-se se a velocidade do vento era próxima a zero e se a temperatura ambiente e a irradiância eram constantes.

Sendo assim, calculou-se a potência incidente “ P_{inc} ” a partir da medida da irradiância com a equação (4.31)

$$P_{inc} = G(1 - \rho)\tau_a \alpha_G \quad (4.31)$$

onde “ ρ ” é a refletância da interface ar-vidro e “ τ_a ” é a transmitância do vidro. Os valores utilizados de refletância foram calculados com as equações 4,19, 4,20 e 4,21 e de transmitância com a equação 4.25.

Para a potência dissipada foram consideradas as parcelas associadas à condução, à convecção e à radiação pela face frontal e posterior do módulo. A partir da temperatura da célula, realizando o processo iterativo, chegou-se ao valor destas potências dissipadas. Com o valor da soma das potências dissipadas combinado com a equação (4.31) na condição de regime permanente isolou-se a variável “ α_G ”.

Para determinação da absorptância individual das células do módulo foi suposto que o mesmo não tivesse perdas térmicas pelas bordas isoladas.

Os valores de absorptância calculados por este método, apresentados na Tabela 4.2, têm seus valores médio (com desvio padrão), máximo e mínimo de $(0,58 \pm 0,05)$, 0,64 e 0,41 respectivamente.

A Tabela 4.2 representa as absorptâncias de cada célula do módulo fotovoltaico. As células são identificadas por linhas e colunas. Esta distribuição corresponde à indexação utilizada pelo programa de simulação.

Tabela 4.2-Valores calculados das absorptâncias das células fotovoltaicas.

	Coluna 1	Coluna 2	Coluna 3	Coluna 4	Coluna 5	Coluna 6
Linha 1	0,471	0,538	0,527	0,531	0,544	0,535
Linha 2	0,571	0,605	0,605	0,597	0,585	0,531
Linha 3	0,492	0,591	0,622	0,629	0,627	0,599
Linha 4	0,618	0,637	0,636	0,626	0,598	0,515
Linha 5	0,523	0,600	0,626	0,636	0,640	0,617
Linha 6	0,618	0,638	0,637	0,624	0,596	0,512
Linha 7	0,513	0,593	0,624	0,634	0,639	0,618
Linha 8	0,613	0,636	0,631	0,618	0,586	0,505
Linha 9	0,501	0,582	0,612	0,625	0,628	0,604
Linha 10	0,595	0,623	0,619	0,605	0,571	0,405
Linha 11	0,466	0,560	0,592	0,607	0,607	0,577
Linha 12	0,545	0,566	0,564	0,549	0,516	0,433

4.5. MEDIÇÃO DAS PROPRIEDADES TÉRMICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Com o objetivo de ajustar os parâmetros térmicos necessários para o cálculo da temperatura de módulos fotovoltaicos, foi realizado um ensaio em que foi fornecida uma potência elétrica conhecida a um módulo fotovoltaico. A fonte polarizava o módulo com um valor de tensão de tal forma que uma corrente elétrica fixa circulava pelas células do painel. Conhecendo-se os valores de tensão e corrente elétricas calculou-se a potência fornecida ao módulo. Vários ensaios foram realizados com diferentes valores de potências elétricas fornecidas ao módulo. Nestes ensaios, o módulo estava posicionado na horizontal dentro de uma sala do laboratório e isolado pela parte posterior e nas laterais com uma placa de poliestireno expandido com 50 mm de espessura.

Considerando todos os ensaios desta natureza realizados na sala, a temperatura ambiente teve, durante o período de cada ensaio, uma amplitude máxima de variação de 2,2 °C. A Figura 4.19 mostra o comportamento da temperatura ambiente da sala para quatro ensaios em dias diferentes.

Conforme o modelo adotado para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica foi necessário medir a temperatura ambiente e das paredes da sala para determinação dos coeficientes de radiação e de convecção. A sala utilizada apresentava, além de uma variação pequena na temperatura ao longo do ensaio, uma luminosidade mínima. Desta forma, a potência responsável pelo aquecimento do módulo fotovoltaico foi exclusivamente a potência elétrica fornecida pela fonte.

As grandezas medidas ao longo dos ensaios foram a temperatura ambiente, a temperatura das paredes, a tensão fornecida pela fonte, a corrente elétrica fornecida pela fonte e a temperatura da superfície do Tedlar®. A medida da temperatura do Tedlar® foi realizada com um PT100 em uma posição correspondente ao centro geométrico de uma célula fotovoltaica do módulo. Como o sensor estava posicionado entre a placa de poliestireno e o Tedlar®, a temperatura da célula e da superfície traseira do módulo eram praticamente as mesmas.

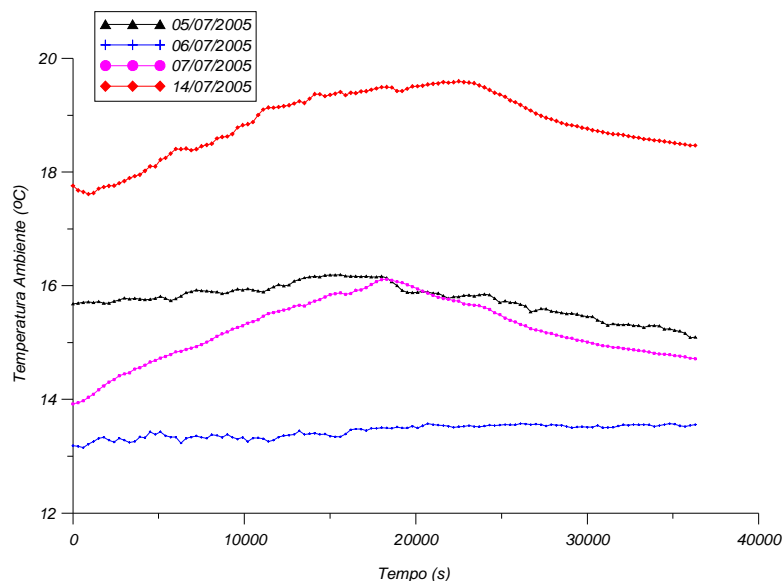


Figura 4.19-Evolução da temperatura da sala do ensaio de ajuste de parâmetros térmicos do módulo fotovoltaico.

Sob estas condições, a taxa de aquecimento do módulo era uma função da quantidade de energia fornecida pela fonte e do calor cedido para o ambiente.

O ensaio foi realizado conectando a fonte ao módulo com uma potência constante até que o módulo atingisse o regime permanente. A seguir, a fonte foi desligada deixando o módulo em

circuito aberto. Para esta condição também foi medida a temperatura da sala até que a temperatura do módulo ficasse em equilíbrio térmico com o ar.

A partir destes dados foi possível fazer uma análise da evolução temporal da temperatura do módulo fotovoltaico. A Figura 4.20 mostra a evolução temporal das temperaturas do módulo e ambiente para o ensaio com uma média de potência elétrica fornecida ao módulo, enquanto a fonte estava conectada, de $(179,0 \pm 1,6)$ W.

Considerando os dados do ensaio referente à Figura 4.20, os valores máximo e mínimo da temperatura ambiente da sala foram $14,9$ °C e $14,4$ °C. O valor médio com seu respectivo desvio padrão foi de $(14,8 \pm 0,1)$ °C.

Para comparar os resultados de temperatura obtidos a partir do programa de simulação com os resultados experimentais, foram feitas simulações para as condições iguais às condições equivalentes a do ensaio. Os resultados iniciais do programa de simulação foram gerados com dados de propriedades de materiais e equações propostos pela literatura [Sparrow, 1978; Kreith, 1985; Incropera, 1998].

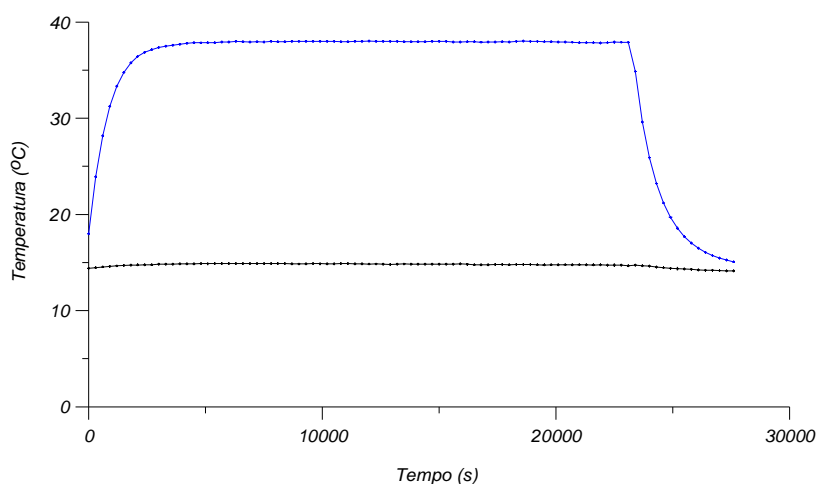


Figura 4.20-Evolução das temperaturas do módulo (pontos azuis) e do ambiente (pontos pretos) para a sala do ensaio em 06 de julho de 2005.

Através de comparações realizadas entre os gráficos dos dados medidos com o dos dados simulados foi possível determinar os ajustes necessários nos coeficientes de transferência de calor por convecção. A Figura 4.21 mostra, para uma mesma condição, os dados medidos (pontos pretos) e os dados simulados (pontos azuis). Utilizando os coeficientes iniciais, a temperatura simulada do módulo, ao atingir o regime permanente, não correspondeu à temperatura medida. Também a evolução da temperatura da célula foi diferente, dando margem à realização de ajustes relacionados à capacidade térmica dos componentes do módulo.

A Figura 4.22 mostra a diferença entre as taxas de aquecimento para os pontos medidos (pontos pretos) e para os pontos simulados (pontos azuis).

Após a realização dos ajustes dos coeficientes térmicos (coeficiente de convecção, calor específico e condutividade térmica) e volumétricos (densidades e volumes) foram realizadas novas simulações. A Figura 4.23 mostra a curva medida (pontos pretos) e a curva ajustada (pontos azuis).

A partir dos resultados experimentais e simulados o coeficiente de convecção mais adequado para as condições do ensaio ficou $hc = 2 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$. O coeficiente de radiação foi $hr = 1,25 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, coerente com uma emitância em torno de 0,92 e uma temperatura do entorno de $14,4 \text{ }^\circ\text{C}$.

Os ajustes dos valores dos dados dos materiais foram realizados tomando-se por base as tabelas de Incropera, 1998, Dufie, 1991 e de Chenlo, 2001, Knaupp, 1997. Mesmo assim, algumas adequações foram realizadas para alguns dados fornecidos ao programa de cálculo.

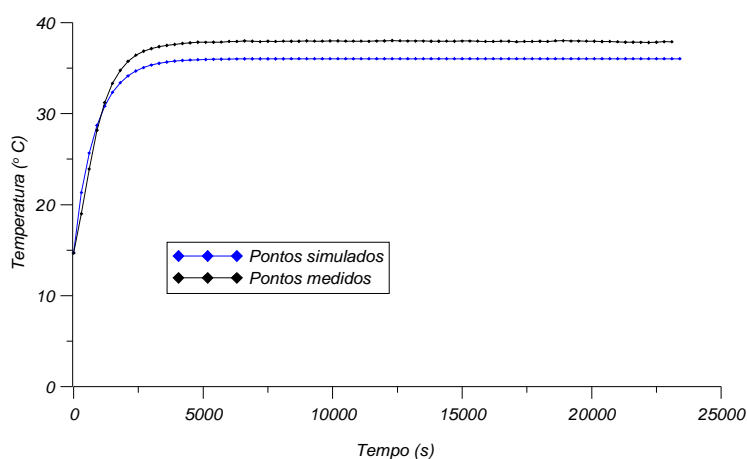


Figura 4.21-Gráfico da evolução de temperatura para pontos medidos e para pontos simulados (sem ajuste dos coeficientes de convecção).

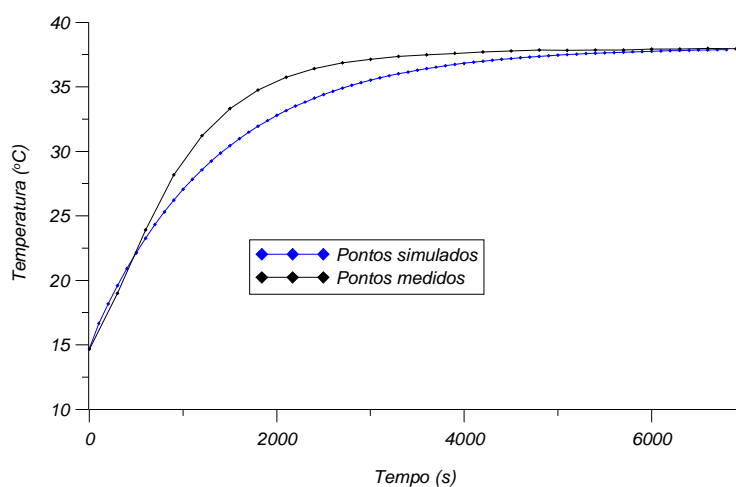


Figura 4.22 – Gráfico da evolução de temperatura para pontos medidos e para pontos simulados com ajuste do coeficiente de convecção e sem ajuste das características térmicas e volumétricas.

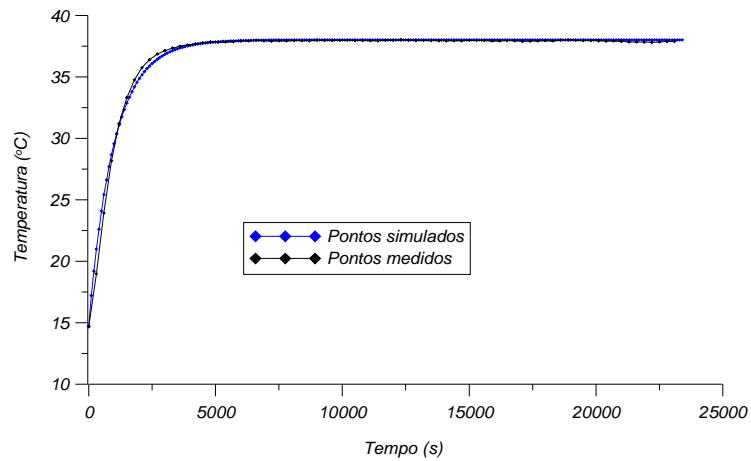


Figura 4.23-Gráfico da evolução de temperatura para condição medida e para a condição simulada (ajustado).

A Tabela 4.3 mostra os valores utilizados após os ajustes dos valores dos coeficientes térmicos.

Tabela 4.3-Capacidades térmicas, densidades e condutividades térmicas dos materiais que compõe o módulo fotovoltaico.

Material	C_p (J/kg°C)	ρ (kg/m ³)	k (W/m°C)
Vidro	600	2300	1,13
Silício	712	2300	148
EVA (Etil Vinil Acetato)	600	1800	0,15
Tedlar®	600	2100	0,24
Alumínio	903	2700	237

5. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS PARA MEDIR A DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Ao analisar experimentalmente as características de módulos fotovoltaicos deve-se verificar a influência conjunta das células associadas. Constatou-se que módulos fotovoltaicos operando em condições naturais podem ter células com diferentes temperaturas e que estas diferenças não podem ser explicadas simplesmente pelo posicionamento destas no módulo [King et al., 2000].

Uma maneira de identificar a possível interferência de uma ou mais células no comportamento de módulo fotovoltaico é medir a temperatura de cada célula do painel em conjunto com uma análise das curvas I&V. A medida da temperatura das células pode ser realizada por meio de métodos invasivos com sensores de temperatura do tipo PT100 ou termopares colocados em contato direto com a parte posterior das células fotovoltaicas do módulo. Este método, além de causar danos aos módulos, requer um grande número de sensores para o caso da medida das temperaturas de todas as células.

Também é possível a medida destas temperaturas com os mesmos tipos de sensores sem que haja dano ao módulo. Para realizar esta medida são colocados os sensores de temperatura na face posterior do módulo fotovoltaico. Esta superfície é, na maioria dos casos, feita por uma lâmina de Tedlar® utilizado como proteção para o EVA encapsulante das células. Deve-se ter cuidado ao medir a temperatura da célula desta maneira devido ao fato de existir uma camada encapsulante entre a célula e a superfície do Tedlar®. Este fato pode causar, conforme as condições do contorno, uma diferença de temperatura entre a célula e a superfície externa do Tedlar®. Da mesma forma que o método invasivo este também exige um número grande de sensores. Um outro problema experimental, inerente ao método de medidas de temperaturas por contato, está relacionado ao fato de que ao posicionar o sensor junto à superfície que se deseja medir, este sensor está interferindo termicamente com o que se quer medir.

Ainda outra forma de medir temperatura é com termometria sem contato. O sensor utilizado por estes equipamentos é um radiômetro sensível à parte do espectro infravermelho que capta a radiação térmica emitida pelos materiais. Existem medidores com esta tecnologia com custo bastante acessível para medir determinadas faixas de temperatura. Entretanto, medem somente a temperatura média da região delimitada pelo ângulo de visão do equipamento [Gruner, 2003]. Para fazer a medida de uma distribuição de temperatura com este equipamento, é necessária a realização de uma demorada varredura. O principal problema desta forma de medida está relacionado à impossibilidade de fazer medidas simultâneas das temperaturas em diversos pontos do objeto em estudo. Este tipo de dificuldade impossibilita, devido ao tempo necessário para a leitura, estudos de transientes de temperatura com corpos que tenham constante de tempo térmica muito baixas.

Utilizando-se o mesmo princípio de leitura de temperaturas, os termógrafos são ferramentas de grande importância para medidas sem contato. Sua grande vantagem é a de medir campos de temperaturas a partir de uma imagem com uma resolução de até $\pm 0,05$ °C. Considerando que estas imagens termográficas são adquiridas em um instante de tempo muito pequeno (da ordem de um décimo de segundo), pode-se considerar que as temperaturas da área correspondente à imagem foram medidas simultaneamente. Apesar de permitir medidas relativas entre dois pontos com incerteza menor que 0,1 °C, a medida da temperatura a partir de imagens termográficas apresenta uma inexatidão de ± 2 °C. Desta forma, é importante a colocação de um sensor com menor inexatidão para calibrar as medidas termográficas e, a partir desta condição, avaliar melhor as distribuições de temperatura.

Considerando que ao longo do desenvolvimento desta Tese foram utilizados diferentes métodos para medida da temperatura dos módulos, serão feitas descrições mais detalhadas sobre cada um deles. Também será apresentada uma fundamentação teórica sobre termografia, já que esta ferramenta foi bastante utilizada nesta Tese.

5.1. MEDIDAS DA TEMPERATURA COM A UTILIZAÇÃO DE TERMOGRAFIA

A radiação térmica ocorre sempre que um material tenha uma temperatura acima do zero absoluto [Kreith, 1985]. O movimento das cargas elétricas das partículas do material emite radiação eletromagnética em um espectro que varia desde o ultravioleta ($\lambda=0,1$ μm) até o final do infravermelho ($\lambda=1000$ μm). O fluxo de energia irradiado por um corpo depende de sua temperatura na quarta potência e das características de sua superfície. O emissor ideal, chamado de corpo negro, limita o máximo fluxo de radiação térmica que pode ser emitido por uma superfície, conforme definido pela equação de Planck (5.1) [Kreith, 1985]

$$E_b(\lambda, T) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left[\exp\left(\frac{hc}{\lambda kT}\right) - 1 \right]} \quad (5.1)$$

onde h é a constante de Planck, k é a constante de Boltzmann, c é a velocidade da luz, T é a temperatura absoluta e λ é o comprimento de onda.

A Figura 5.1 mostra $E_b(\lambda)$ para diferentes temperaturas, onde se verifica que uma parte importante (73%) da radiação emitida por corpos com temperaturas próximas a 300 K fica em uma banda entre 4 μm e 30 μm .

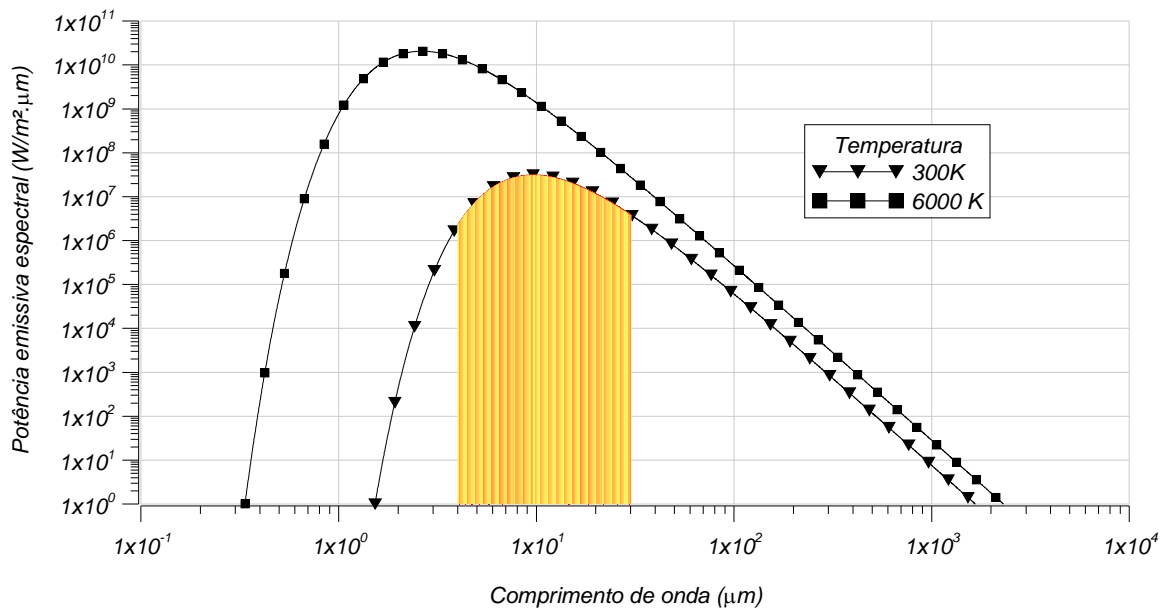


Figura 5.1-Potência emissiva do Corpo Negro

A área abaixo das curvas representa a potência emissiva total e é dada pela equação de Stefan-Boltzmann, eq. (5.2):

$$E_b = \int_0^{\infty} E_b(\lambda, T) d\lambda = \sigma T^4 \quad (5.2)$$

onde σ é a constante de Stefan-Boltzmann.

A Figura 5.2 mostra outra forma de representar a mesma função. Nela a potência emissiva é normalizada dividindo cada ponto pelo máximo valor da respectiva curva. Esta normalização permite visualizar que corpos com temperaturas muito diferentes (como 300K e 6000K) não compartilham a mesma banda de comprimentos de onda.

Um corpo real tem uma potência emissiva menor do que um corpo negro. A razão entre a potência emissiva monocromática da superfície de um corpo e potência emissiva monocromática de um corpo negro à mesma temperatura é chamada emitância monocromática $\varepsilon_m(\lambda)$. A razão entre a potência emissiva total da superfície e a potência emissiva total de um corpo negro é chamada emitância hemisférica ou simplesmente emitância. Esta pode ser calculada com a equação (5.3) [Kreith,1985].

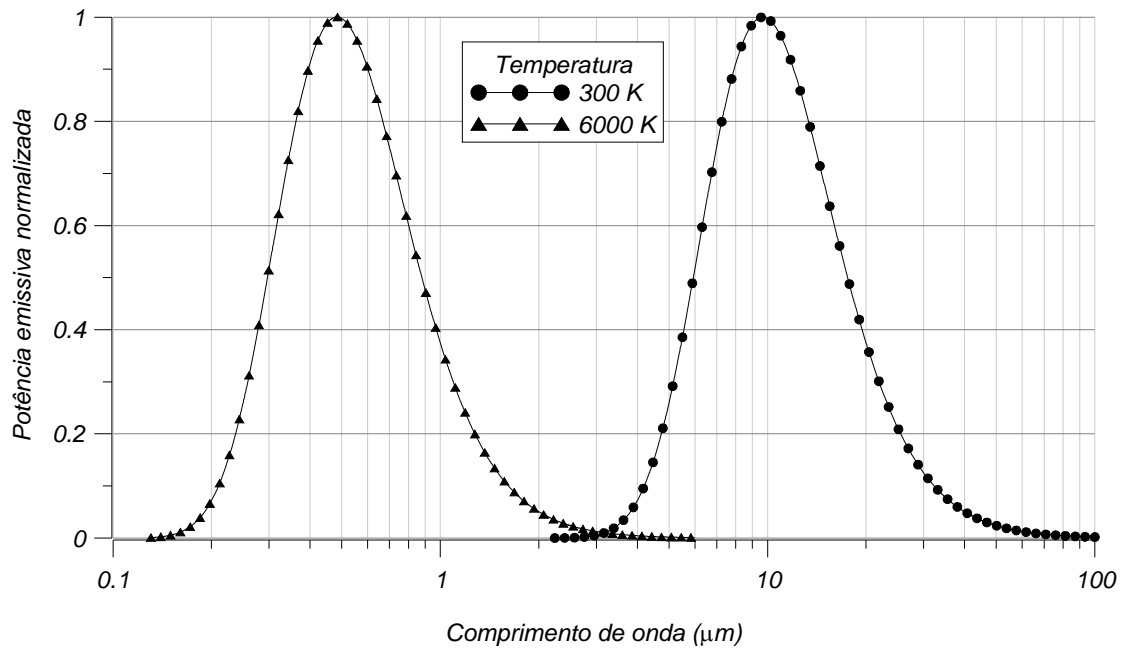


Figura 5.2-Potência Emissiva do Corpo Negro Normalizada.

$$\varepsilon = \frac{\int_0^{\infty} \varepsilon_m(\lambda) E_b(\lambda, T) d\lambda}{\sigma T^4} \quad (5.3)$$

A lei de Kirchhoff assegura que, para cada comprimento de onda, a fração da energia que é absorvida, a absorvância monocromática α_m , é igual a emitância, conforme a equação (5.4) [Kreith, 1985].

$$\alpha_m(\lambda) = \varepsilon_m(\lambda) \quad (5.4)$$

Por outro lado, a radiação que chega em uma superfície translúcida tem apenas 3 possibilidades: ser absorvida, ser transmitida ou ser refletida, resultando na equação (5.5)

$$\rho_m(\lambda) + \alpha_m(\lambda) + \tau_m(\lambda) = 1 \quad (5.5)$$

onde $\rho_m(\lambda)$ é a refletância monocromática e $\tau_m(\lambda)$ é a transmitância monocromática.

Materiais opacos são aqueles cuja transmitância é nula. Combinando as equações (5.4) e (5.5) para materiais opacos, resulta na equação (5.6).

$$\rho_m(\lambda) = 1 - \varepsilon_m(\lambda) \quad (5.6)$$

Ainda combinando as mesmas equações fica claro que materiais transparentes para um determinado comprimento de onda terão baixa emitância monocromática para o mesmo comprimento de onda:

$$\varepsilon_m(\lambda) = 1 - \tau_m(\lambda) - \rho_m(\lambda) \quad (5.7)$$

5.1.1. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÂMERA TERMOGRÁFICA

A equação (5.2) mostra que um corpo negro emite um fluxo radiante $E_b = \sigma T^4$. Se um corpo qualquer tem emitância ε então sua superfície emitirá um fluxo radiante $\varepsilon \sigma T^4$. Por outro lado, o corpo estando em um entorno onde a temperatura é T_s irá receber também energia emitida pelos objetos do entorno e deverá refletir $(1-\varepsilon)$ desta energia. A soma da energia emitida com a energia refletida irá formar a radiosidade do corpo (total de fluxo radiante que deixa o corpo). Os sensores de radiação de qualquer radiômetro não distinguem se a radiação emanada do corpo é devida à reflexão ou à radiação emitida por ele. Desta forma, o que é medido é a radiosidade do corpo que se está analisando.

Uma imagem termográfica é obtida por um *array* de sensores radiométricos, sobre o qual é projetada uma imagem através de lentes adequadas. A forma como a radiosidade de um objeto é transferida para um sensor radiométrico é similar ao processo de transferência de uma imagem para uma câmera fotográfica digital. Como em geral o interesse de quem utiliza estes equipamentos é analisar temperaturas, e não radiosidade, a imagem passa por um processamento que transforma a informação de radiosidade para temperatura.

Em primeiro lugar deve-se considerar que a faixa de sensibilidade destes equipamentos é limitada a uma banda espectral. A Figura 5.3 mostra a transmitância espectral da atmosfera, através de uma camada de 2 km de ar, ao nível do mar. Nota-se que existem janelas de transmitância elevada, como entre 2 μm e 2,5 μm , entre 3 μm e 4 μm e entre 8 μm e 13 μm que são transparentes na atmosfera. É muito comum utilizar uma destas faixas, principalmente a entre 8 μm e 13 μm , que é mais adequada para medir temperaturas baixas como a temperatura ambiente. Isto significa que é quase desnecessário se preocupar com correções de absorção do ar devido à distância entre o objeto a ser medido e a câmera [Dereniak, 1996]. Mas esta limitação tem outras conseqüências.

Com uma limitação entre os comprimentos de onda λ_1 e λ_2 , a fração da radiação de um corpo captada é dada por M , conforme a equação (5.8):

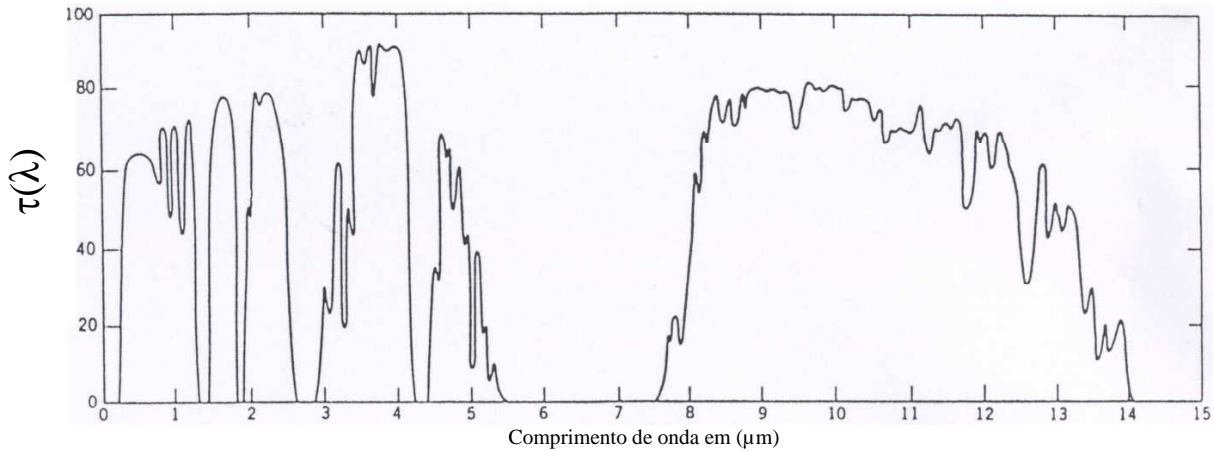


Figura 5.3-Transmitância espectral de uma camada de 2 km de ar, ao nível do mar, com 17 mm de água precipitável. Fonte: Dereniak e Boreman, 1996.

$$M = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} \varepsilon_m(\lambda) E_b(\lambda, T) d\lambda}{\int_0^{\infty} \varepsilon_m(\lambda) E_b(\lambda, T) d\lambda} \quad (5.8)$$

Supondo agora que K seja a fração da radiação que chega ao sensor, considerando aqui as limitações angulares e perdas no sistema de lentes, pode-se dizer que a intensidade R_{pixel} recebida por um determinado pixel do sensor seja dada pela equação (5.9), onde o sub-índice T (*target*) represente o objeto analisado e o sub-índice S (*surround*) representa os objetos do entorno que estejam sendo refletidos no objeto.

$$R_{pixel} = M K [\varepsilon_T \sigma T_T^4 + (1 - \varepsilon_T) \varepsilon_S \sigma T_S^4] \quad (5.9)$$

As frações M e K são iguais para todos os pixels. O sensor matricial faz então o papel de medir apenas, de forma relativa, as diferenças de radiação recebidas. Então é realizada uma calibração comparando o sinal recebido e convertido em temperatura com sensores de temperatura internos da câmera. Tendo um ponto como referência a radiação é transformada em temperatura pela equação (5.10), considerando que o valor de T_S deve ser informado ao *software* da câmera.

$$T_T = \sqrt[4]{\frac{\frac{R_{pixel}}{M K} - (1 - \varepsilon_T) \sigma T_S^4}{\varepsilon_T \sigma}} \quad (5.10)$$

5.1.2. TERMOMETRIA TERMOGRÁFICA DE VIDROS - EFEITO ESPECULAR

Como esta Tese trata de medidas de temperatura de módulos fotovoltaicos, as características do vidro são muito importantes. O vidro é um material opaco à radiação infravermelha, absorvendo cerca de 95% e refletindo 5% da mesma. A reflexão, apesar de ser de baixa intensidade, é especular, significando que é formadora de imagem. Isto causa um transtorno e pode ser fonte de dois tipos de erros na interpretação da imagem térmica. O primeiro tipo de erro é a formação de imagens refletidas. A Figura 5.4 mostra a imagem termográfica de um vidro que está em uma temperatura uniforme. Neste sentido deveria ser esperada uma imagem de uma única cor. No entanto pode-se verificar a imagem do operador do termógrafo. O vidro desta imagem está a 25 °C enquanto que o efeito da reflexão da pele do operador (34 °C) produz uma leitura de temperatura de 29 °C.

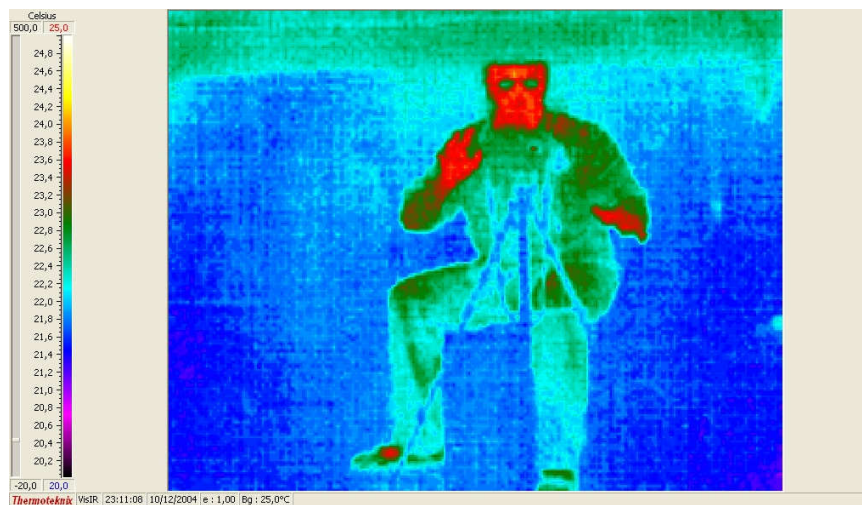


Figura 5.4-Imagem do operador refletida em vidro com temperatura de 25 °C.

O impacto deste tipo de erro no trabalho desta Tese ocorre sempre que um módulo fotovoltaico esteja refletindo a imagem de uma nuvem no céu, ou outro objeto no campo de visão do termógrafo através da reflexão do vidro.

O segundo tipo de erro está ligado ao fato de que a maioria das câmeras termográficas tem sensibilidade apenas entre 8 μm e 13 μm, justamente uma das bandas de comprimentos de onda em que o ar é transparente. Ocorre que nesta mesma banda o ar atmosférico quase não emite (ver equação 5.7). Normalmente a emissão da atmosfera é menor do que aquela esperada para um corpo

negro na temperatura ambiente, dando margem para o uso do conceito de “temperatura do céu”, que é a temperatura equivalente que deveria ser atribuída a um corpo negro para que emitisse o mesmo fluxo radiante que o céu. A limitação da sensibilidade da câmera faz com que a temperatura do céu medida por ela atinja valores tão baixos que saturam sua capacidade de medição. Neste caso, mesmo que o efeito da reflexão do céu não forme imagens, o erro ocorre porque diversas câmeras termográficas (inclusive a utilizada nos ensaios) não estão preparadas para corrigir um *background* tão baixo.

A Figura 5.5(a) mostra a imagem termográfica de um vidro refletindo céu e nuvens. Neste caso, o vidro está com uma temperatura de 25 °C, porém, nas áreas em que a reflexão corresponde ao céu límpido, a temperatura detectada pela câmera é de 9 °C e nas áreas em que a reflexão corresponde às nuvens, a temperatura aparece como sendo 19 °C. A imagem visual da Figura 5.5(b) ajuda a identificar que a posição do reflexo da nuvem corresponde à falsa zona mais quente do módulo.

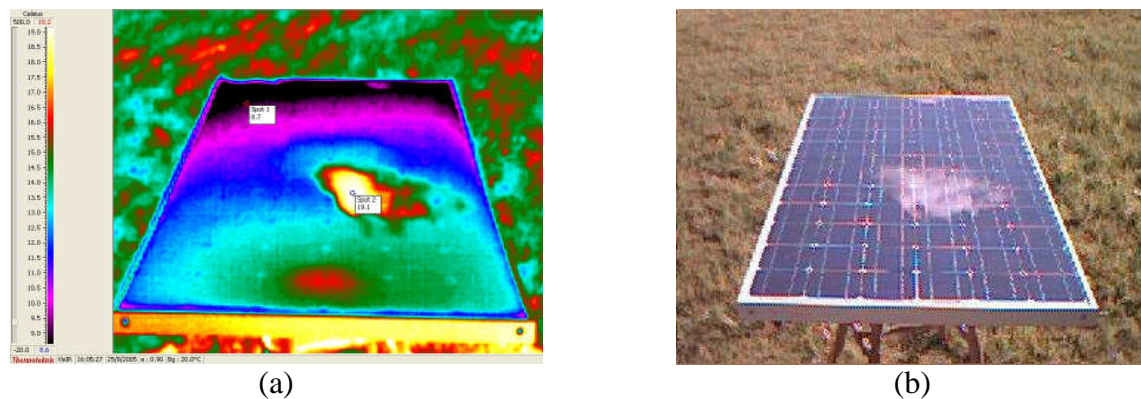


Figura 5.5-Efeito do reflexo do céu e de nuvens na medida da temperatura de um módulo fotovoltaico.

Para corrigir estes erros, resolveu-se fazer um estudo mais aprofundado e encontrar mecanismos seguros para fazer a correção.

Um dos objetivos das experiências realizadas foi determinar a refletância efetiva do vidro para a câmera. Para realizar esta experiência foi montada uma fonte radiante em forma de disco. Esta fonte foi construída com um disco de alumínio com 150 mm de diâmetro e 10 mm de espessura, o que assegura boa uniformidade de temperatura. O disco é aquecido com eletricidade pela face traseira, isolado por trás e nas laterais e instalado dentro de um recipiente cilíndrico de alumínio, de forma que apenas sua superfície frontal fique visível. A face frontal do disco é pintada com tinta preta fosca, de forma que sua emitância se aproxime da unidade. A fonte foi posicionada de tal forma que fosse possível simultaneamente registrar a imagem térmica emitida diretamente

por ela e o seu reflexo no vidro do módulo fotovoltaico. A Figura 5.6 mostra o esquema utilizado para medir o reflexo com a indicação dos ângulos de incidência e de reflexão.

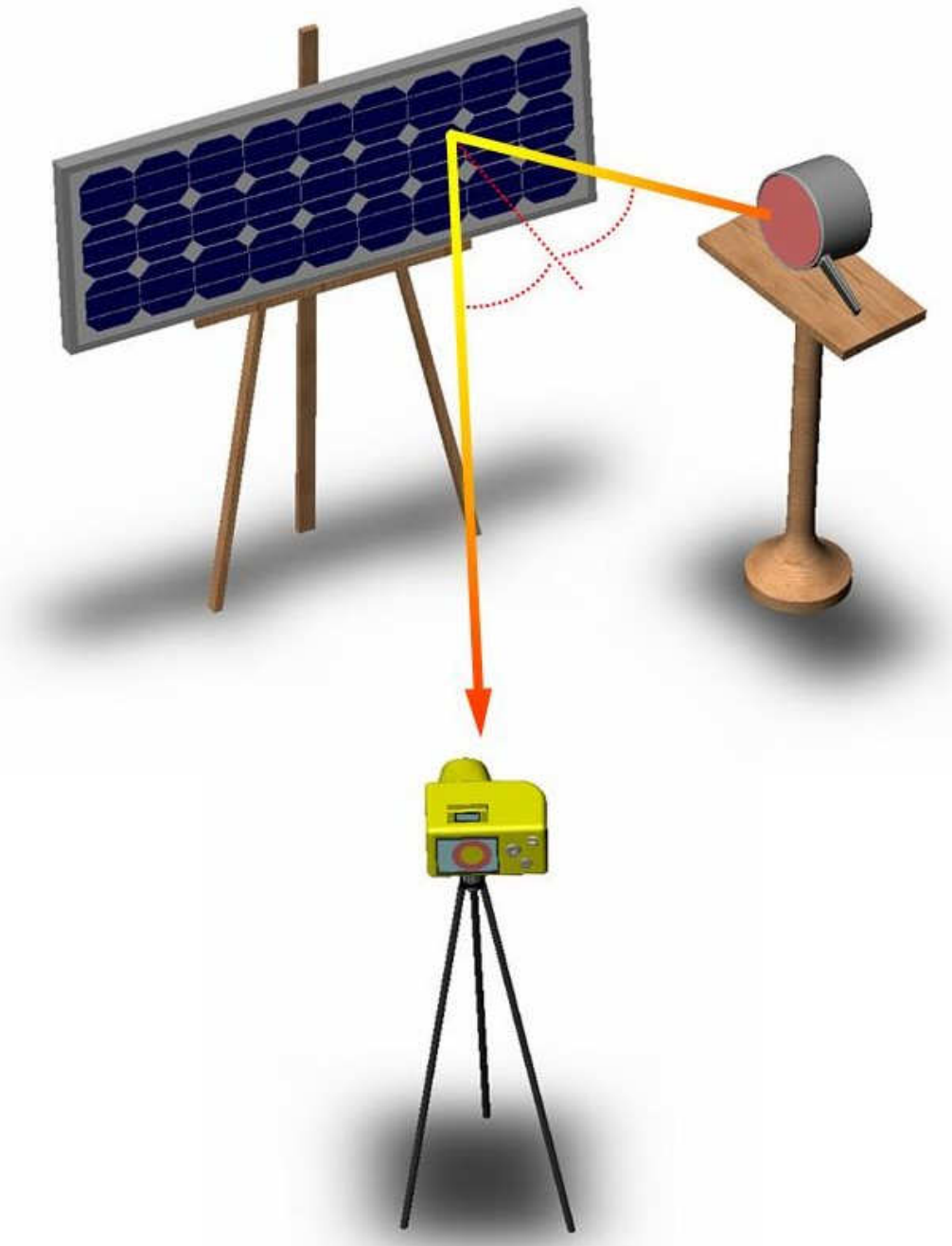


Figura 5.6-Esquema utilizado para medir a reflexão do disco aquecido no módulo fotovoltaico.

As Figuras de 5.7(a) a 5.7(f) ilustram as imagens obtidas e que foram utilizadas para construir o gráfico da Figura 5.8. A Figura 5.7(a) foi registrada com o sistema a frio, onde aparece uma tênue imagem do disco devido à diferença de emitância entre os corpos. As demais foram feitas com o disco em uma temperatura de cerca de 40 °C, em diferentes ângulos.

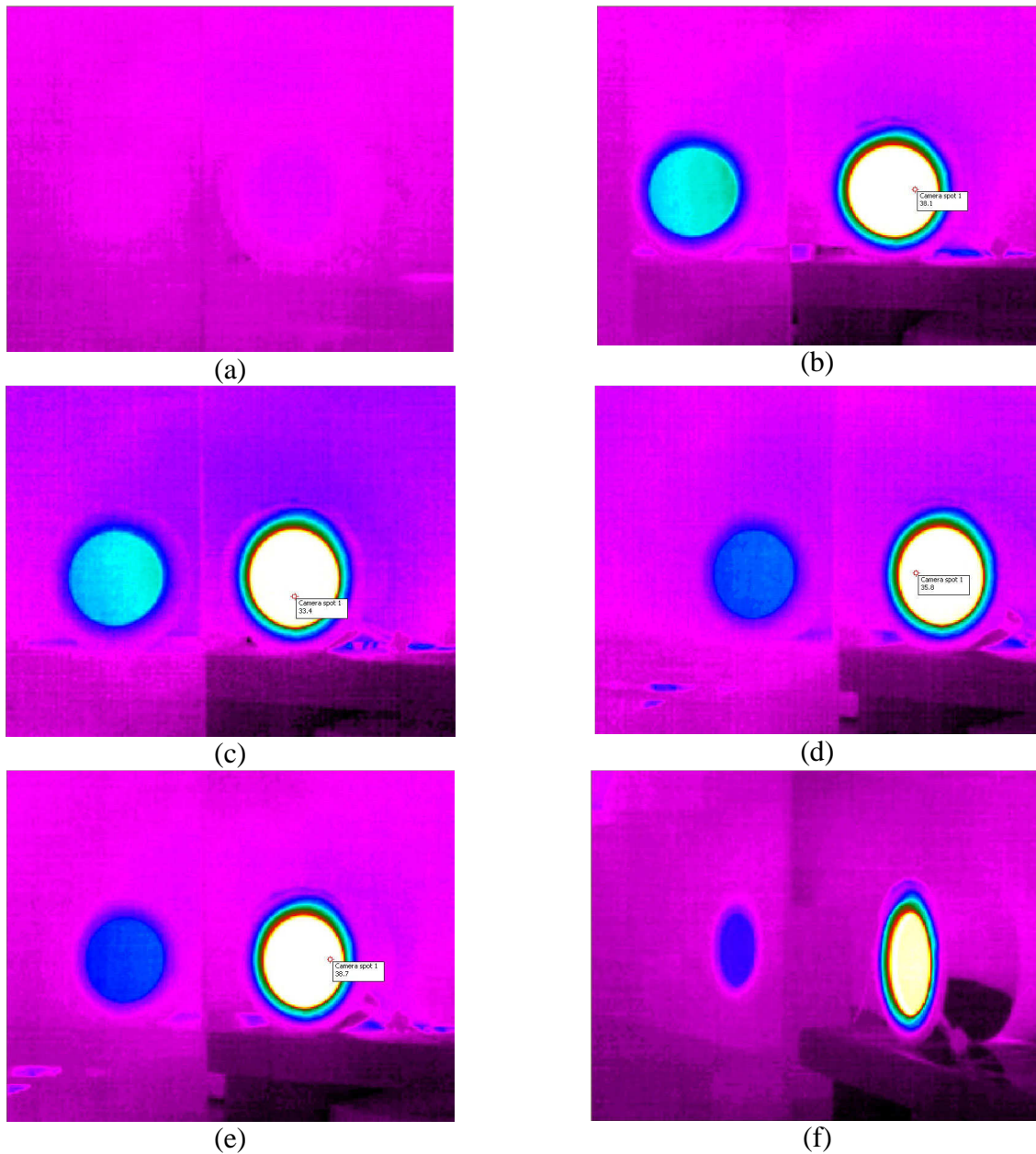


Figura 5.7-Reflexões em diversos ângulos de um disco aquecido em uma superfície de um módulo fotovoltaico-(a) antes de aquecer o disco, (b) reflexão a 76° , (c) reflexão a 71° , (d) reflexão a 58° , (e) reflexão a 60° , (f) reflexão a 25° .

Os resultados experimentais são mostrados no gráfico da Figura 5.8. Neste gráfico, os pontos experimentais estão representados junto com os pontos de uma curva teórica do coeficiente de reflexão obtido para um material com índice de refração igual a 2,0 utilizando a equação (4.21).

O ângulo de incidência para cada posicionamento foi medido pelas dimensões do triângulo formado entre fonte, módulo e câmera (Fig. 5.6)

Do ponto de vista experimental, o coeficiente foi obtido depois de medidas as temperaturas do disco $T_D(K)$ e de seu reflexo $T_R(K)$ com a câmera, considerando que a temperatura do módulo fotovoltaico estava em 21°C ($T_S = 294\text{K}$) com a equação (5.11), conforme Anexo 2.

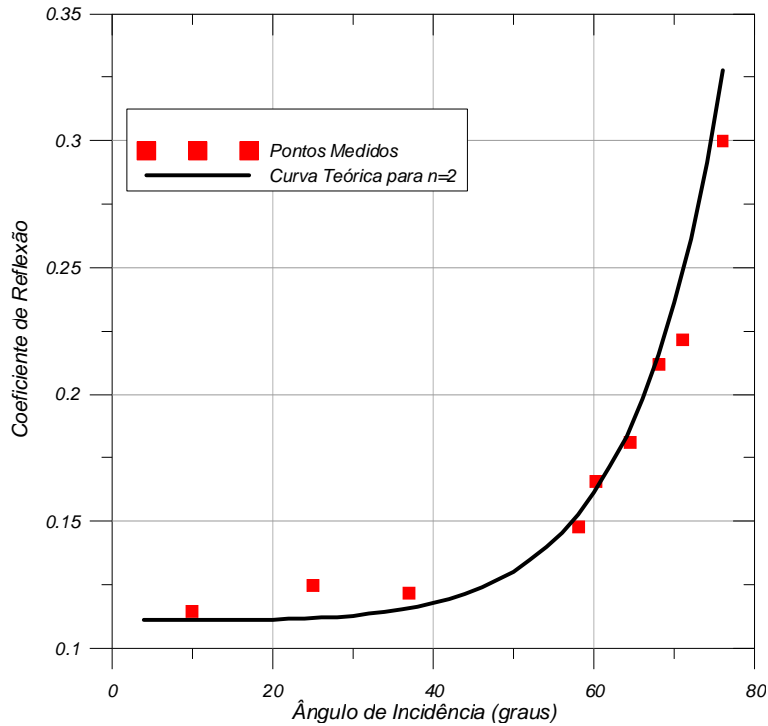


Figura 5.8- Gráfico da refletância calculada a partir da equação teórica (4.21) considerando os índices de refração $n_1 = 1$ e $n_2 = 2$ e pontos medidos com imagens termográficas adquiridas.

$$\rho = \frac{T_R^4 - T_S^4}{T_D^4 - T_S^4} \quad (5.11)$$

5.1.3. CÁLCULO DA CORREÇÃO DO ERRO DE REFLEXÃO DA IMAGEM

Para obter os dados de temperatura, a câmera faz uso do algoritmo citado na equação (5.9), e se no ponto do pixel em estudo há a reflexão de uma fonte externa E , os valores de ε_S ($\varepsilon_S = 1$) e T_S deveriam ser substituídos por ε_E e T_E como em (5.12):

$$T_T = \sqrt[4]{\frac{\frac{R_{pixel}}{MK} - (1 - \varepsilon_T)\varepsilon_E\sigma T_E^4}{\varepsilon_T\sigma}} \quad (5.12)$$

A câmara, entretanto, produz apenas uma correção baseada em T_S como se não houvesse fontes radiantes localizadas. Para fazer a correção adequada é necessário reverter o valor para radiosidade e introduzir a correção, para depois voltar a calcular a temperatura com as equações 5.13 e 5.14.

$$R_{pixel} = M K \sigma [\varepsilon_T T_T^4 - (1 - \varepsilon_T) T_{Se}^4 + (1 - \varepsilon_T) \varepsilon_E T_E^4] \quad (5.13)$$

$$T_T = \sqrt[4]{\frac{\frac{R_{pixel}}{M K \sigma} - (1 - \varepsilon_T) \varepsilon_E T_E^4 + (1 - \varepsilon_T) T_{Se}^4}{\varepsilon_T}} \quad (5.14)$$

Note-se que ε_S não aparece mais nas equações (5.13) e (5.14) porque a câmara utiliza o entorno como se fosse um corpo negro, com temperatura equivalente T_{Se} que pode ser obtida diretamente pela própria câmara, ou calculada conforme a equação (5.15).

$$T_{Se} = \sqrt[4]{\frac{T_S^4}{\varepsilon_S}} \quad (5.15)$$

A equação (5.14) dá o valor da temperatura corrigida dentro da imagem da reflexão, desde que se conheça a temperatura do objeto que está sendo refletido. Para validar o método outra experiência foi montada, agora com um copo de Becker refletindo sobre um módulo fotovoltaico e também refletindo sobre um aquário com água. Tanto a água no copo de Becker quanto a água no aquário sofreram variações em suas temperaturas sendo aquecidas ou resfriadas. A Figura 5.9 ilustra o esquema experimental.

Neste esquema experimental a câmara, o aquário e o Becker foram protegidos com chapas de poliestireno expandido. Esta proteção foi feita para evitar que corpos com temperaturas diferentes da temperatura ambiente emitissem radiação que refletissem no aquário. As temperaturas do aquário e do copo de Becker foram medidas com uma unidade de aquisição de dados HP34970A utilizando dois PT100, um para cada recipiente, medidos a quatro fios.

Inicialmente, o Becker com água foi resfriado com a adição de gelo. Enquanto havia uma mistura formada pela água e gelo não foram feitas imagens termográficas porque estas imagens não são uniformes. A Figura 5.10 mostra a imagem térmica do copo de Becker obtida com a câmara.

Pode-se verificar na imagem térmica do Becker que, nos pontos onde o gelo fica em contato com o vidro, a temperatura fica mais baixa. Também é possível visualizar, na imagem termográfica

da Figura 5.11, o reflexo do copo de Becker no vidro dos locais onde o gelo fica em contato com as paredes do copo de Becker a partir dos pontos escuros na parte superior do reflexo.



Figura 5.9-Montagem experimental de um copo de Becker refletindo sobre um aquário.

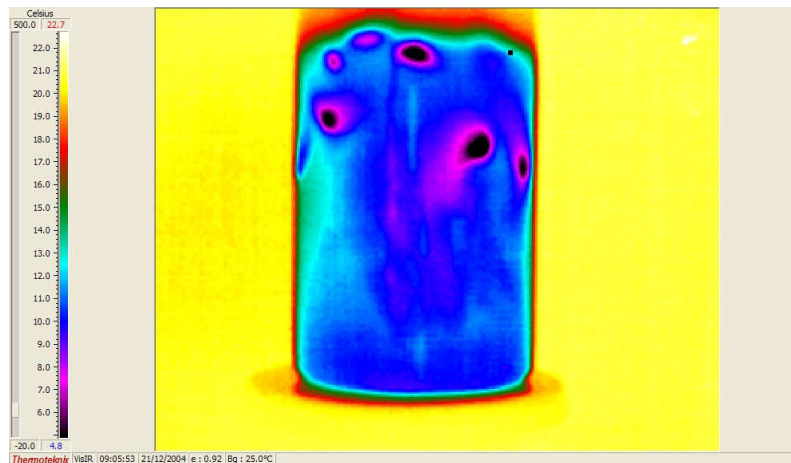


Figura 5.10– Imagem termográfica do copo de Becker com uma mistura de água e gelo.

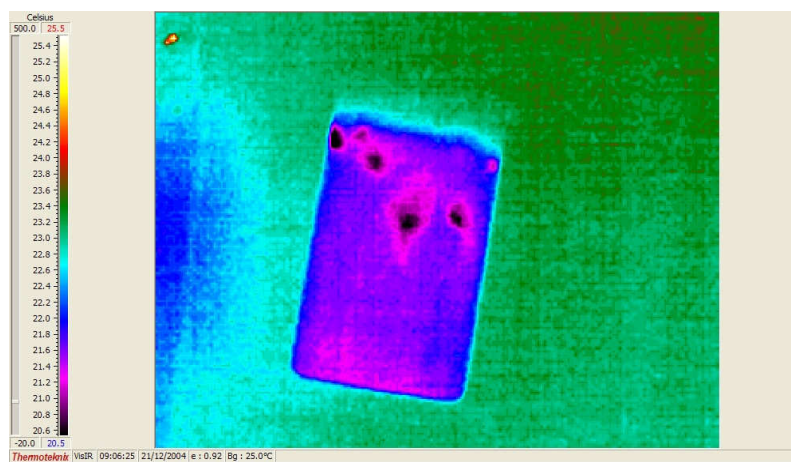


Figura 5.11-Imagem termográfica do copo de Becker refletida no vidro de um módulo fotovoltaico.

Desta forma, para que a imagem refletida no aquário fosse mais uniforme durante as medidas da sua reflexão no aquário, as medidas foram feitas para os pontos onde não havia gelo em contato com as paredes do copo de Becker.

Nas primeiras medidas, o aquário e o Becker estavam com a água na temperatura ambiente. Após anotadas as medidas da temperatura da água do Becker, da água do aquário e a aquisição da imagem termográfica do reflexo do Becker no vidro do aquário, a água do copo de Becker foi sendo gradualmente aquecida por meio de uma resistência elétrica.

A Figura 5.12 mostra a imagem térmica do aquário para esta medida na condição inicial.

Após a medida dos dois objetos à temperatura ambiente, o copo de Becker foi posto a uma temperatura abaixo da ambiente mantendo-se o aquário na temperatura ambiente. Foram feitas as medidas de temperaturas com os PT100 e imagens termográficas do aquário. Para exemplificar a experiência serão apresentadas imagens termográficas do aquário para uma seqüência de medidas.

A Figura 5.13 mostra o reflexo do Becker na temperatura abaixo da ambiente. O efeito do reflexo na imagem é de produzir uma temperatura aparente menor do que a temperatura real. O vidro do aquário está a 22 °C mas aparenta, no reflexo, uma temperatura de 20 °C.

Na continuidade da experiência, a temperatura do copo de Becker foi aumentada por meio de uma resistência elétrica. Novamente foram feitas as medidas das temperaturas do aquário e do Becker com os PT100 sendo associadas às imagens termográficas do aquário. As Figuras 5.14 a 5.16 mostram uma seqüência de imagens termográficas correspondentes ao aquecimento do copo de Becker. Pode-se verificar que o reflexo do Becker altera a temperatura indicada aumentando, aparentemente, a temperatura do objeto medido.

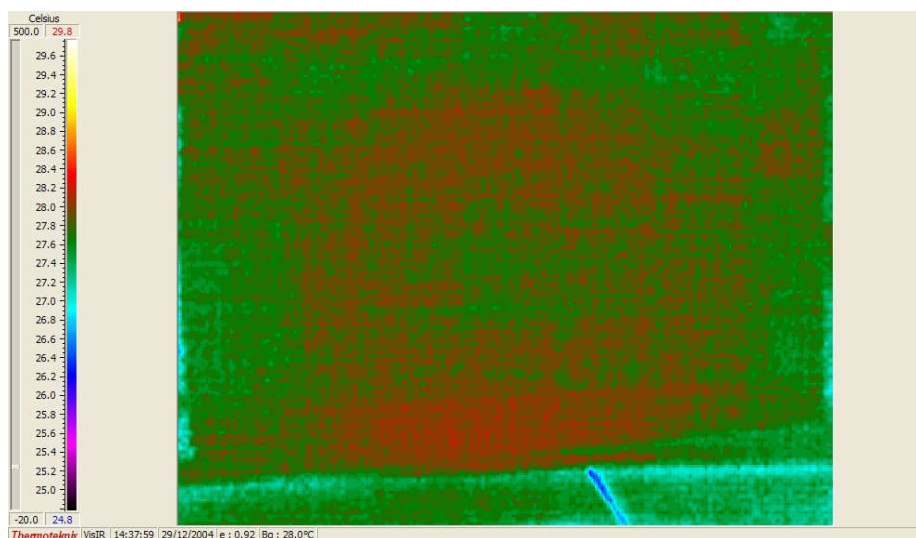


Figura 5.12– Copo de Becker e aquário na temperatura ambiente.

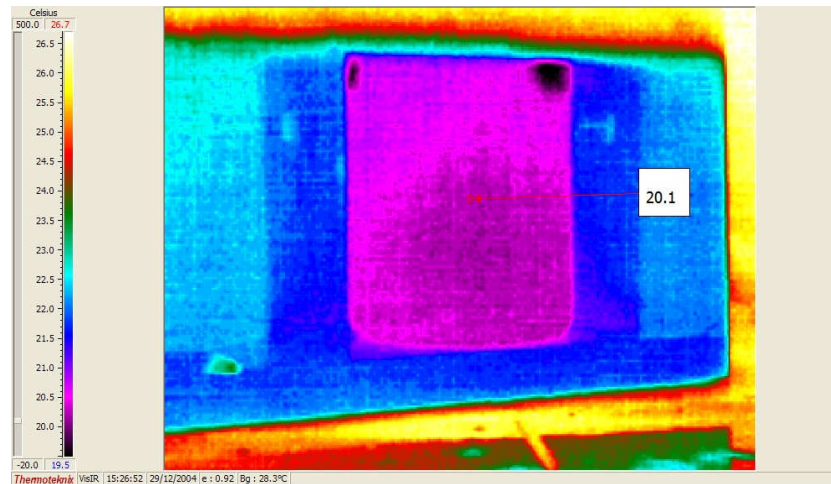


Figura 5.13-Imagem termográfica do reflexo do copo de Becker na superfície do aquário (temperaturas em °C-aquário na condição ambiente e Becker abaixo da ambiente).

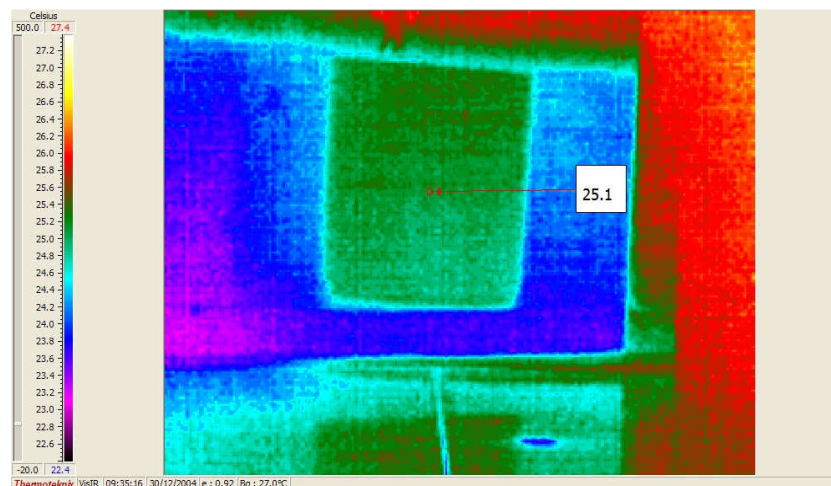


Figura 5.14-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “A” –valores de temperatura em ° C).

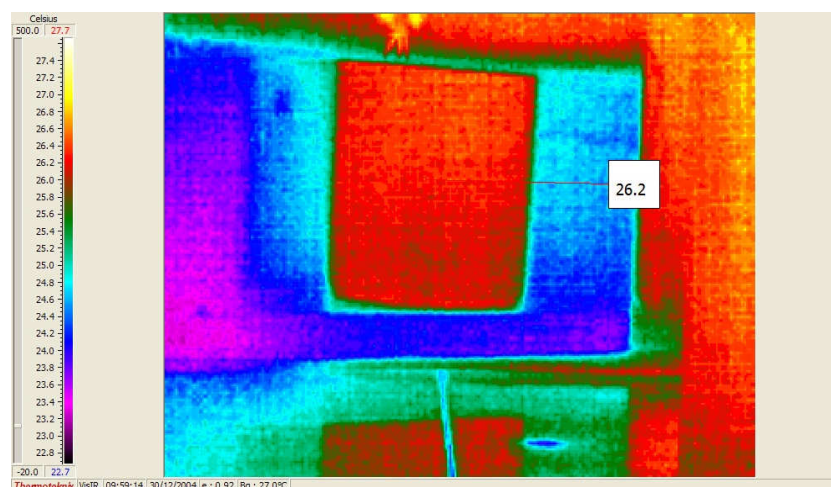


Figura 5.15-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “B”-valores de temperatura em ° C).

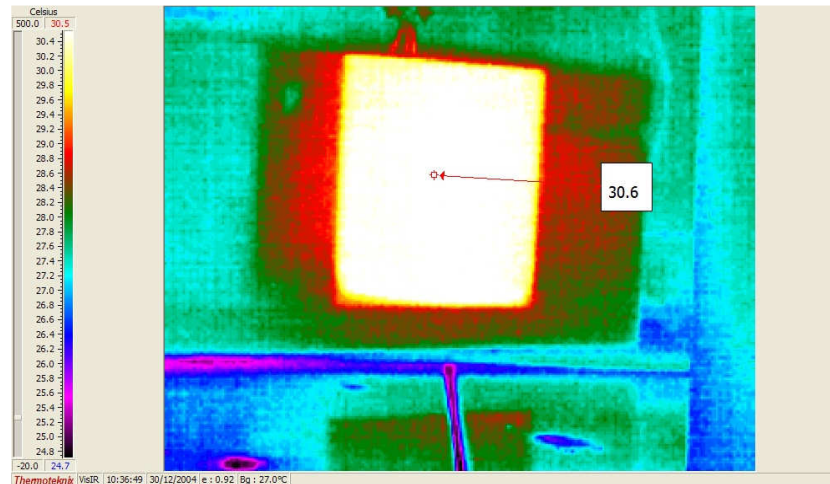


Figura 5.16-Reflexo do copo de Becker aquecido com o aquário na temperatura ambiente (medida “C” –valores de temperatura em ° C).

Posterior ao aumento de temperatura do copo de Becker o aquário começou a ser aquecido. Este aquecimento foi realizado para obter pontos com a temperatura do objeto (aquário) estivesse acima da temperatura ambiente. As Figuras 5.17 a 5.19 são relativas às imagens termográficas do Becker sendo refletido no aquário com variações da temperatura do aquário.

Com as medidas das temperaturas para as diferentes condições para o copo de Becker e do aquário feitas com os PT100 associadas às imagens termográficas foi feita uma análise dos erros cometidos ao realizar a medida da temperatura com a câmara termográfica. Na Figura 5.20 são apresentados os erros nas medidas realizadas pela câmara, sem nenhuma correção adicional. Os pontos em preto correspondem à situação em que o aquário estava em uma temperatura de 25°C e os pontos vermelhos foram obtidos quando o aquário foi aquecido.

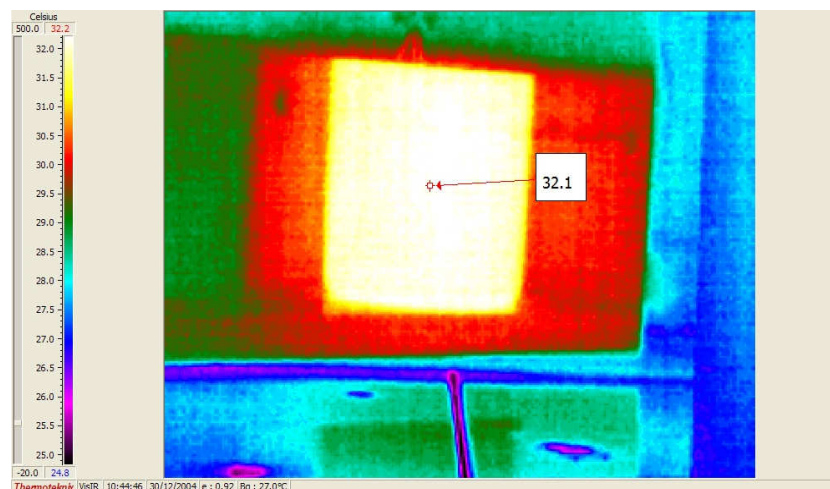


Figura 5.17-Aquecimento do aquário (medida “A”-valores de temperatura em ° C).

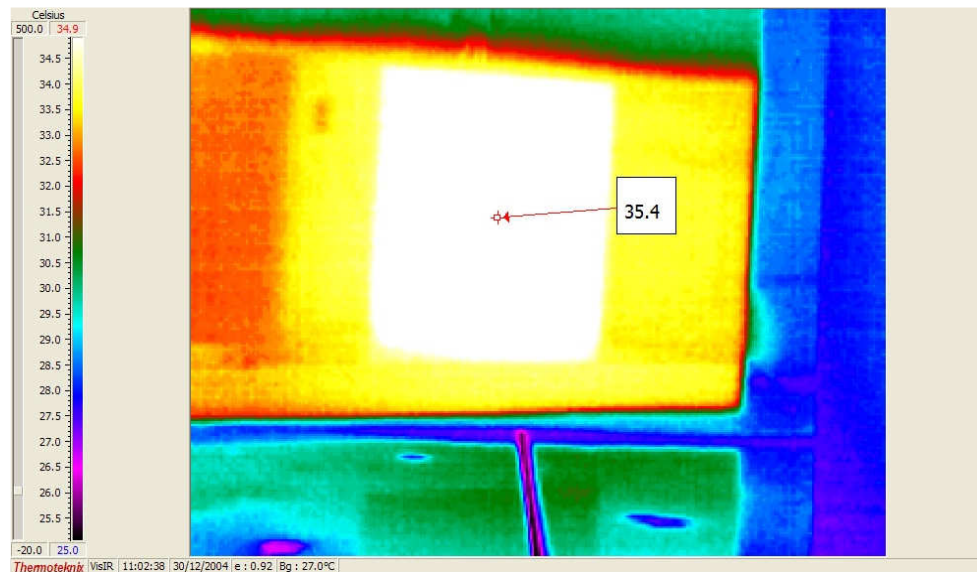


Figura 5.18-Aquecimento do aquário (medida “B”-valores de temperatura em ° C).

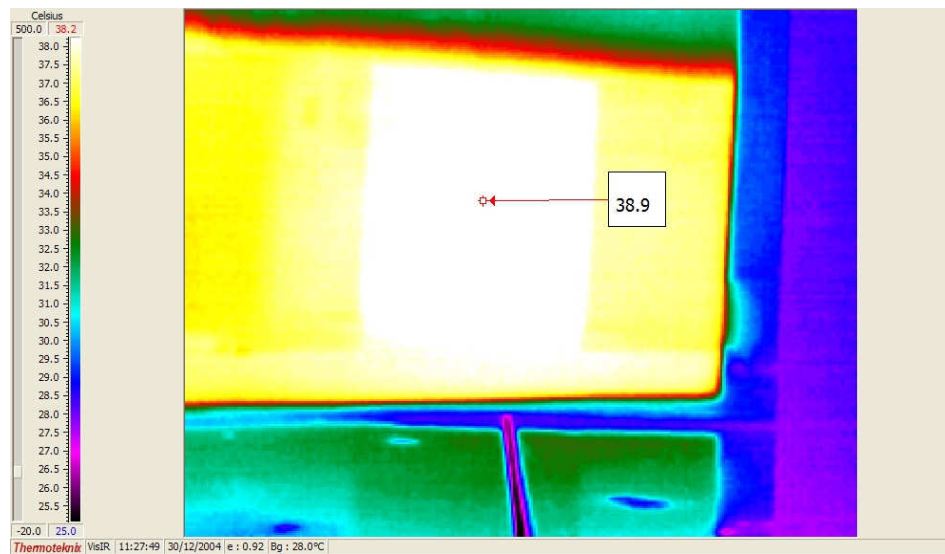


Figura 5.19-Aquecimento do aquário (medida “C”-valores de temperatura em ° C).

Com as medidas das temperaturas feitas com a câmera e comparando com as medidas dos PT100 do aquário e do copo de Becker foram aplicadas as correções equações propostas no subcapítulo 5.1.3. A Figura 5.21 mostra o gráfico das medidas de temperatura corrigidas, não corrigidas ambas feitas com a câmara termográfica e as temperaturas do objeto (aquário) medidas com o PT100.

Com base nestes resultados, torna-se possível fazer as correções de temperaturas com câmaras termográficas sabendo-se que, mesmo que não haja formação de imagens, haverá reflexo do entorno nas superfícies medidas com câmaras termográficas.

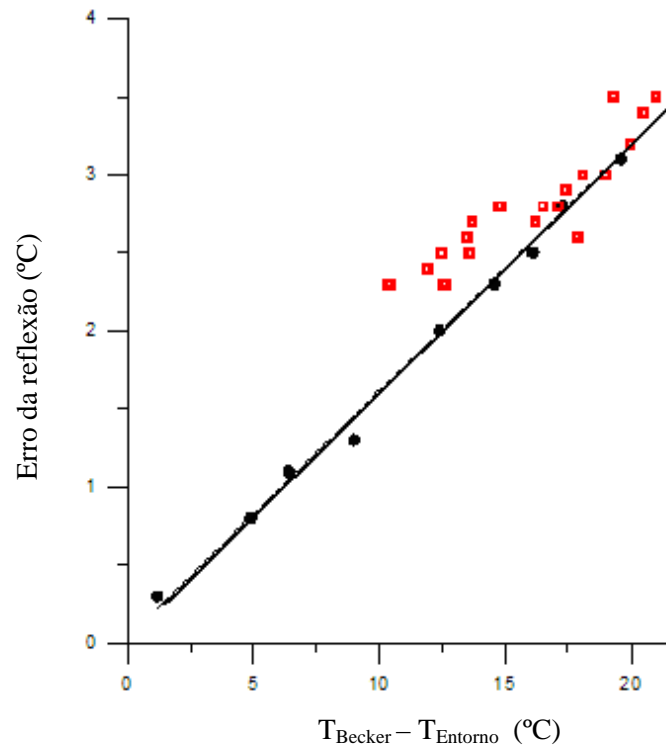


Figura 5.20-Análise dos erros da reflexão em função da temperatura do objeto aquecido (pontos pretos com a temperatura a 25°C , pontos vermelhos com o objetivo em outras temperaturas).

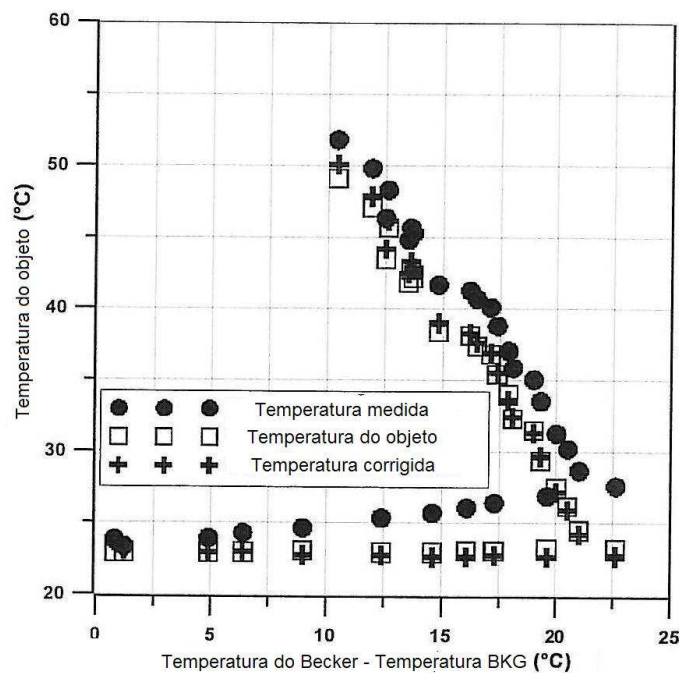


Figura 5.21-Comparação das medidas corrigidas com as medidas de temperatura feitas com a câmera termográfica.

5.2. MEDIDA DA TEMPERATURA DO MÓDULO UTILIZANDO SENSORES PT100 E SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Devido a importância de medir a temperatura do módulo com um maior número de pontos, foram posicionados sensores do tipo PT100 na parte posterior do módulo fotovoltaico, no centro geométrico de cada uma de suas células, conforme mostra a Figura 5.22.

Devido ao fato do módulo ensaiado possuir 72 células, 72 PT100 foram colados ao módulo e um PT100, associado a estes, protegido por um sistema de blindagem de radiação, foi utilizado para a leitura da temperatura ambiente. Os sensores foram associados em série para garantir que a corrente elétrica fosse a mesma em todos os componentes. Sendo assim, a associação foi composta por 73 sensores de temperatura ligados em série.



Figura 5.22-posição da colagem dos PT100 na parte posterior do módulo.

A medida da temperatura de um sensor do tipo PT100 baseia-se no princípio físico da variação da resistência elétrica com a temperatura [Holmann, 2001]. A equação (5.16) mostra este comportamento

$$R = R_0[1 + \alpha_R(T - T_0)] \quad (5.16)$$

onde R é a resistência elétrica na temperatura T , R_0 é a resistência elétrica na temperatura T_0 e α_R é o coeficiente de temperatura do filme de platina. Este tipo de sensor tem sua resistência elétrica de 100Ω quando a temperatura do filme de platina está a 0°C . Sendo assim, a equação (5.190) pode ser escrita, para T em $^\circ\text{C}$, como a equação (5.17).

$$R = R_0[1 + \alpha_R T] \quad (5.17)$$

Desta forma, sabendo-se as resistências elétricas R e R_0 e o valor de α_R pode-se calcular a temperatura do sensor com a equação (5.18).

$$T = \frac{\frac{R}{R_0} - 1}{\alpha_R} \quad (5.18)$$

As medidas dos valores de R e R_0 podem ser feitas a partir da medida da tensão e da corrente elétricas em cada sensor.

Os PT100 adquiridos são previamente calibrados pelo fabricante e têm, em suas embalagens, as informações sobre o coeficiente de temperatura e a sua resistência R_0 . Todos os PT100 utilizados são classe “A”, possuem resistências elétricas a zero graus Celsius com valores de 100,02Ω a 100,05Ω e os coeficientes de temperatura são $3,851 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$. Como os sensores têm suas resistências a zero graus Celsius com valores diferentes, foi feito um mapeamento das correspondências entre os valores de resistências elétricas e suas posições correspondentes no modulo fotovoltaico.

Para a leitura dos sinais elétricos foi utilizado uma unidade de aquisição de dados HP34970A (Figura 5.23) com três cartões multiplexadores, um com 40 canais e os outros dois com 22 canais cada. Nos cartões de 22 canais, dois são exclusivos para medidas de corrente elétrica. Devido a sua característica construtiva, o cartão multiplexador de 40 canais somente permite fazer medidas não diferenciais. Isto se deve ao fato da referência do cartão ser comum a todos os 40 canais. Os outros cartões permitem fazer tanto medidas diferenciais quanto não diferenciais. Para fazer medidas diferenciais os cartões de 20 canais possuem dois conectores para cada um de seus canais, conforme mostra a Figura 5.24.

Para medidas não diferenciais os terminais “L” são unidos a um ponto comum. Desta forma, os terminais “H” de cada canal medem a tensão em relação ao ponto comum.

Em uma primeira fase, as medidas das quedas de tensões nos PT100 foram feitas de forma não diferencial. A associação dos 73 sensores foi conectada a uma fonte de corrente constante cujo valor foi, em uma das medidas realizadas, de $(1,2463 \pm 0,0096) \text{ mA}$. A Figura 5.25 mostra o gráfico da corrente elétrica fornecida pela fonte de corrente para este conjunto de medidas.

As medidas das tensões da associação tinham um ponto comum que era o terra da fonte de corrente. Todos os pontos de terra dos canais dos cartões utilizados nas medidas das quedas de tensão dos PT100 tinham a mesma referência, isto é, o negativo da fonte de corrente. Desta forma, a medida envolveu sempre a queda de tensão ocorrida desde um ponto da associação até a referência. Para determinar a queda de tensão sobre um sensor em especial foi feita a diferença entre a tensão $V_{(i-1)}$ e a tensão V_i , sendo que o índice “i” indica o número do sensor na associação. Dividindo-se

esta diferença pela corrente elétrica da associação obtém-se a resistência elétrica do sensor no momento da leitura.

De posse dos dados de resistência elétrica e do valor de R_0 de cada sensor foi possível calcular a temperatura com a equação (5.18).

Para a leitura e armazenamento das medidas foi desenvolvido um programa para controlar remotamente o medidor. O programa enviava as informações sobre o momento em que deveria ocorrer o disparo das medidas (varredura dos canais), a seqüência de canais a serem medidos, o valor de fundo de escala e a resolução dos canais. O tempo entre um ciclo e o outro foi de um minuto e a resolução utilizada nestas medidas foi de $6\frac{1}{2}$ dígitos. Os dados medidos foram armazenados em arquivos após cada ciclo de medidas, gravados sempre ao final do documento.



Figura 5.23-HP34970A (DATA ACQUISITION).

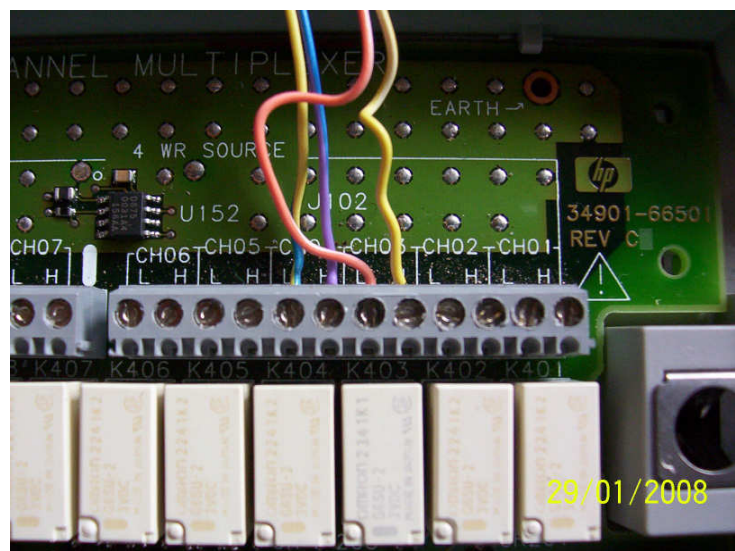


Figura 5.24-Detalhe das conexões dos cartões multiplexadores de 20 canais com os terminais L (*Low*) e H (*High*).

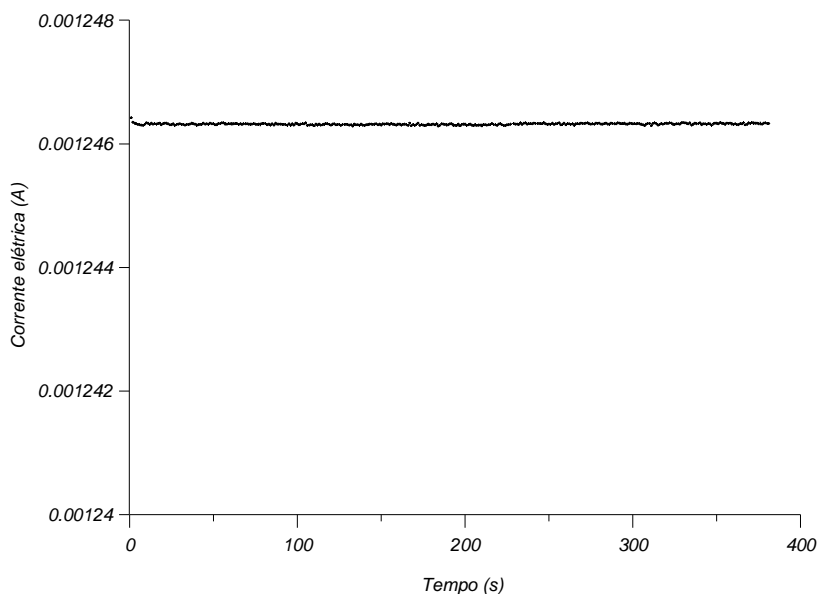


Figura 5.25-Gráfico da corrente elétrica em um conjunto de medidas realizada com o HP34970A.

Com o objetivo de verificar se os sensores mediam a mesma temperatura estando o módulo em equilíbrio térmico com o ambiente, o coletor foi colocado em uma sala do laboratório, na horizontal, durante um período em que não havia a circulação de pessoas. Desta forma, pode-se assumir que a convecção sobre o módulo é natural. O gráfico da Figura 5.26 mostra as temperaturas de algumas das células do módulo e a média de todas as 72 temperaturas. A análise da figura permite avaliar a flutuação das medidas.

Na Tabela 5.1 são apresentados os valores médios para a temperatura de cada uma das células selecionadas.

Os valores máximo e mínimo da temperatura da sala, para este conjunto de medidas, foram 21,6° C e 20,9° C.

Após o passo de calibração relativa dos sensores, o módulo foi colocado em condições externas. Para este ensaio, além dos dados de temperaturas, seriam necessários os dados da velocidade do vento, da irradiância e da temperatura do céu. Para sistematizar o registro deste conjunto de medidas, o programa de aquisição de dados foi planejado para criar um arquivo com as tensões da associação dos PT100, outros com os dados brutos do pirgeômetro, da célula de referência e do anemômetro para cada ciclo de medida.

A velocidade do vento foi medida com um anemômetro, mostrado na Figura 5.27, desenvolvido e calibrado por Mveh, 1999. A irradiância foi medida com uma célula fotovoltaica de referência mostrada na Figura 5.28 e a temperatura do céu foi medida com um pirgeômetro, mostrado na Figura 5.29. O pirgeômetro foi calibrado utilizando-se um hemisfério com temperaturas conhecidas e depois comparados os resultados com a equação (4.13) [Silva, 2007].

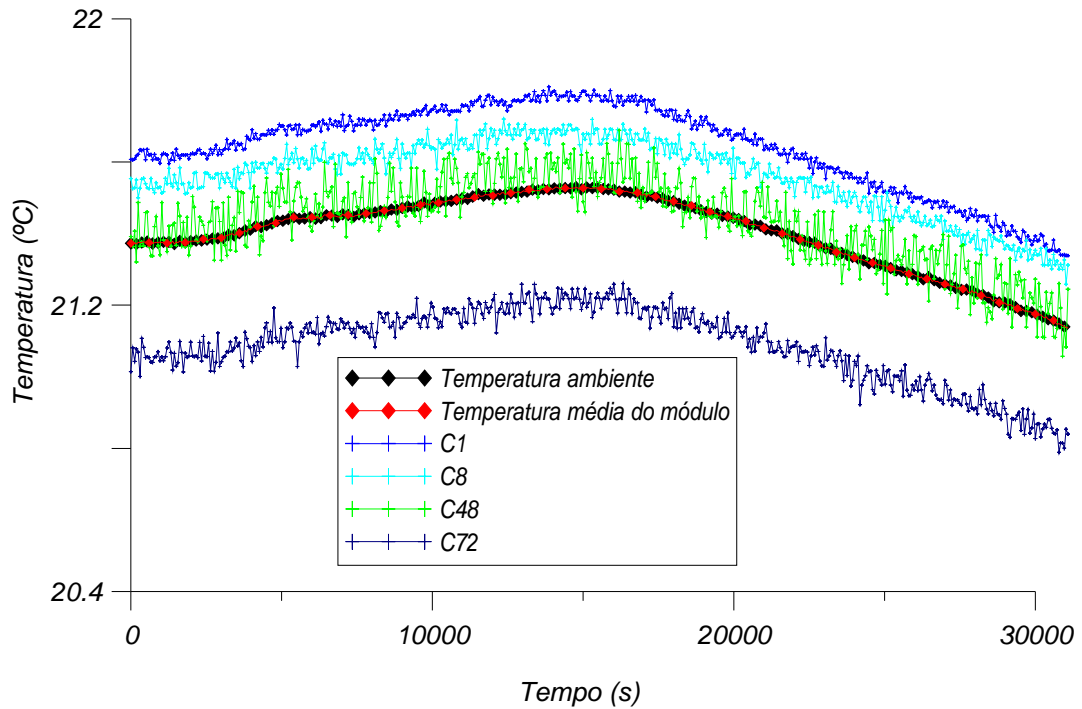


Figura 5.26-Gráfico das medidas da temperatura ambiente da sala, das temperaturas de algumas células e a média das 72 células do módulo fotovoltaico ensaiado.

Tabela 5.1-Temperaturas médias das células do módulo fotovoltaico e da temperatura ambiente da sala de entrada do laboratório no dia 05 de outubro de 2007.

Célula	Temperatura Média (°C)	Desvio Padrão da Temperatura (°C)
C1	21,6	0,1
C8	21,6	0,1
C48	21,4	0,1
C72	21,1	0,1
Tamb	21,3	0,2
Tmédia do módulo	21,4	0,1



Figura 5.27-Anemômetro utilizado para medida da velocidade do ar.



Figura 5.28-Célula fotovoltaica utilizada para medir a irradiância.



Figura 5.29-Pirgeômetro utilizado para medir a temperatura efetiva do céu.

A partir das tensões medidas, de forma não diferencial, foram calculadas as temperaturas das células. A escolha da realização das medidas não diferenciais foi feita em função do número de canais usados para a leitura dos sensores envolvidos no processo de medição das temperaturas e dos canais utilizados na leitura das outras grandezas necessárias para os cálculos do programa de simulação. Durante as aquisições de dados com o processo de leitura dos sinais de forma não diferencial verificou-se a ocorrência de flutuações nos sinais elétricos de tensões nos sensores de temperaturas. Devido a este efeito, utilizando-se a mesma associação, foi realizada uma nova experiência para comparar os valores de tensões medidas de forma diferencial com as tensões medidas de forma não diferencial. Para estas leituras foram alteradas as conexões dos sensores de temperatura (PT100) nos terminais dos cartões da unidade de aquisição de dados. Desta forma, alguns sensores de temperatura foram escolhidos e medidos de forma diferencial e outros de forma não diferencial. Comparando os sinais medidos de forma diferencial e não diferencial foi verificado que, apesar dos ruídos elétricos maiores nas medidas não diferenciais, pode-se, utilizando os valores em uma média móvel, medir as temperaturas de forma não diferencial.

Para estas medidas foram escolhidas 10 células do módulo para as medidas diferenciais e 6 células para as medidas não diferenciais. Esta escolha foi feita em função do posicionamento das células no módulo e da constatação de que, na condição de curto-circuito, algumas das suas células ficavam com temperaturas mais elevadas quando expostas ao Sol. Também foi medido de forma diferencial o PT100 utilizado como sensor da temperatura ambiente (Figura 5.30). Para comparar os resultados das medidas diferenciais com as não diferenciais as seis células escolhidas correspondiam a uma seqüência de seis sensores consecutivos. Este conjunto de sensores corresponde a uma linha de células do módulo. Tanto as medidas diferenciais quanto as não diferenciais foram feitas em uma mesma varredura dos canais.

Na configuração final onze sensores foram medidos de forma diferencial e seis sensores de temperatura medidos de forma não diferencial.

O gráfico apresentado na Figura 5.31 mostra o comportamento das medidas das temperaturas feitas de forma diferencial. O sensor correspondente à célula está identificado na legenda do gráfico.

Da mesma forma, o gráfico apresentado na Figura 5.32 mostra o comportamento das medidas das temperaturas feitas de forma não diferencial. Para obter os pontos deste gráfico foi feita a subtração entre as tensões medidas “ V_i ” e “ V_{i-1} ” e aplicada a equação (5.18).

Como se pode verificar a partir dos gráficos, as medidas feitas de forma diferencial apresentam um ruído menor do que as medidas feitas de forma não diferencial. É importante

ressaltar que as medidas das temperaturas apresentadas nos gráficos correspondem a células diferentes.

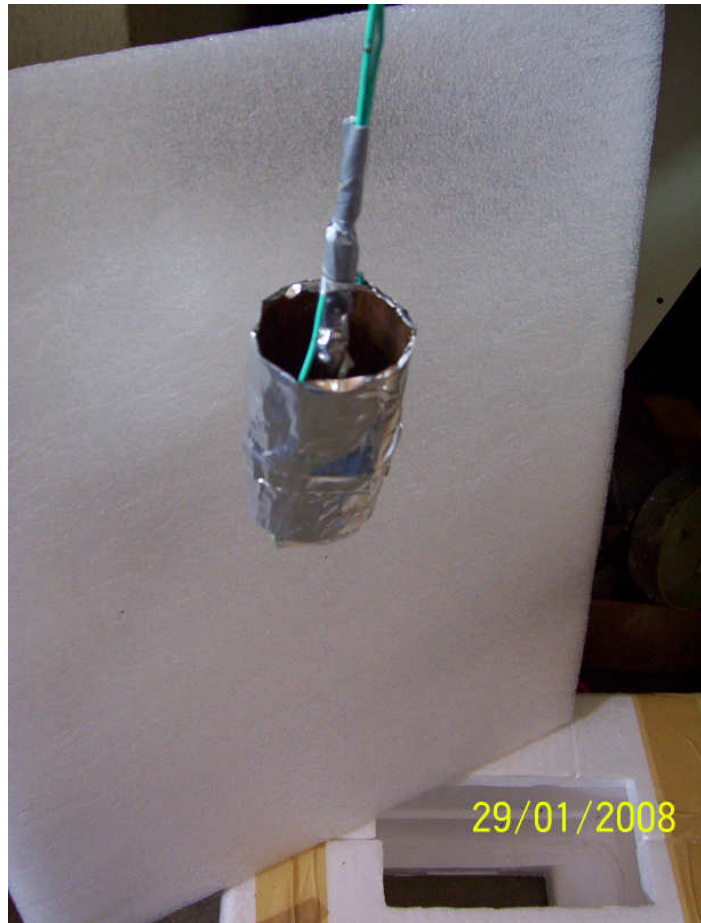


Figura 5.30-PT100 utilizado para medir a temperatura ambiente com o respectivo sistema de blindagem para bloqueio da radiação do entorno.

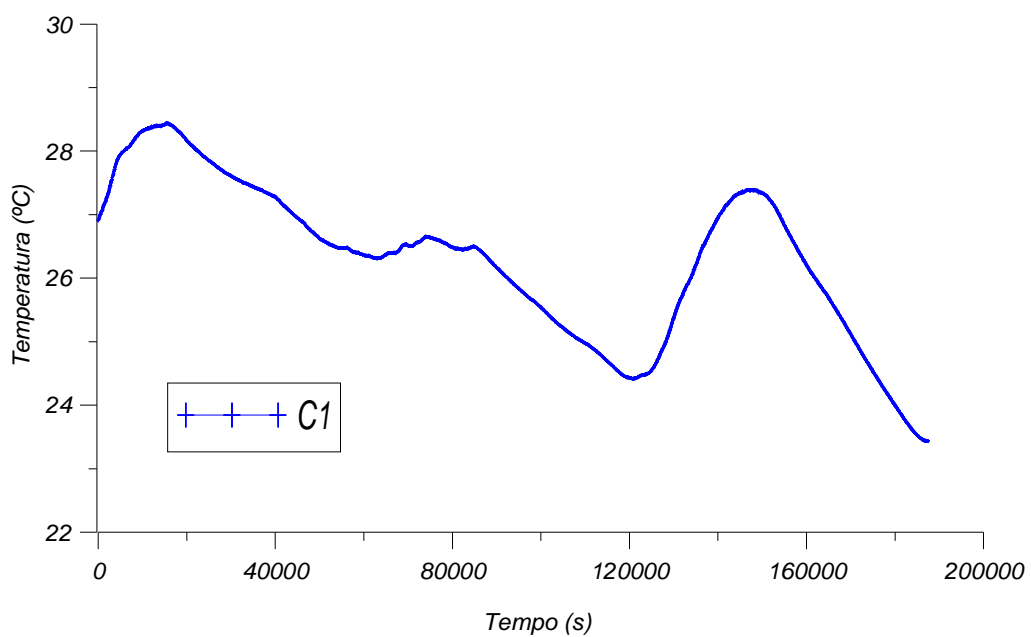


Figura 5.31-Temperatura calculada a partir das medidas das tensões diferenciais.

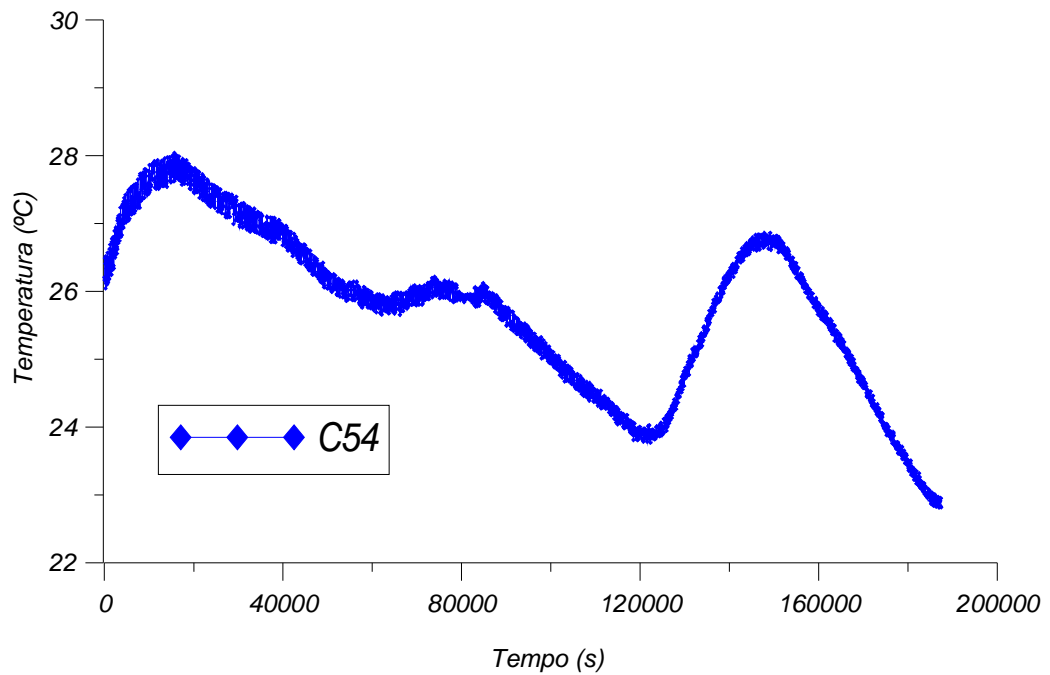


Figura 5.32-Temperatura calculada a partir das medidas das tensões não diferenciais.

A Figura 5.33 mostra o esquema utilizado para a leitura da tensão não diferencial dos sensores de temperatura (PT100).

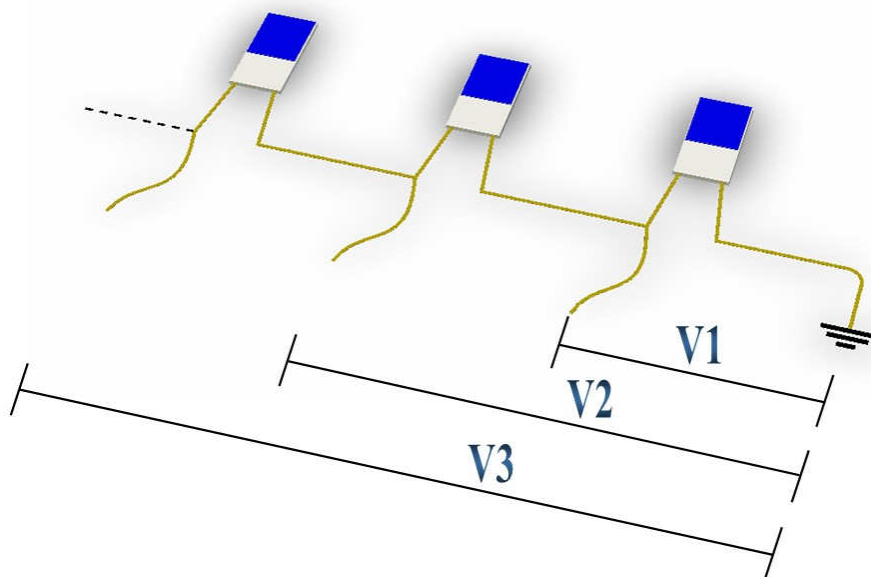


Figura 5.33-Esquema de leitura não diferencial.

Como se pode verificar, na Figura 5.33, a queda de tensão é medida de um ponto correspondente ao terminal do sensor em relação ao terra. Para medir a tensão individual de um sensor é necessário medir a tensão do ponto em relação ao terra e subtrair a tensão correspondente aos sensores anteriores.

A Figura 5.34 mostra como foram feitas as medidas diferenciais das tensões do arranjo de sensores.

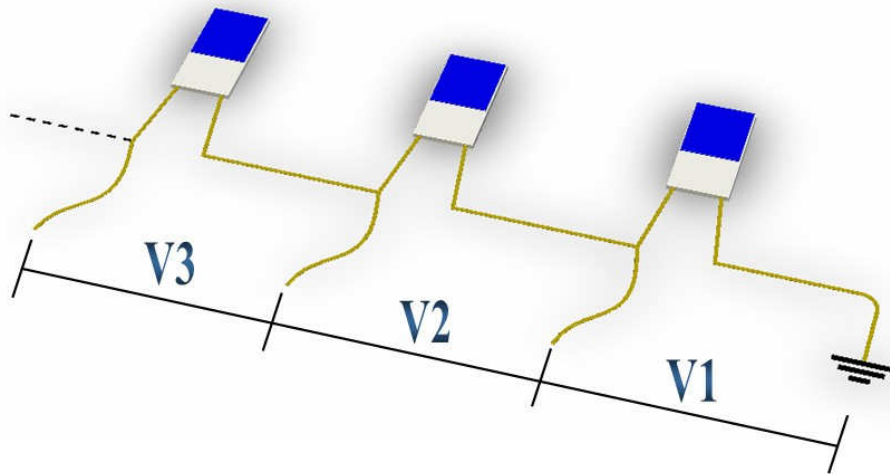


Figura 5.34- Esquema de leitura diferencial

Verifica-se a partir da Figura 5.34 que os valores de tensões são medidos individualmente e deve ser ressaltado que esta forma de medida foi feita sem que o circuito de sensores fosse alterado.

Fruto das análises das medidas foi possível afirmar que, apesar de existir uma maior flutuação da temperatura em função dos ruídos elétricos sobre as tensões medidas de forma não diferencial, a medida individual da temperatura de cada célula não sofre influência significativa se for medida de forma diferencial ou não.

6. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

6.1. MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DA TEMPERATURA EM UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

Considerando que módulos fotovoltaicos apresentam distribuição da temperatura das células fotovoltaicas quando operando em condições naturais, realizou-se um ensaio em que seriam medidas as temperaturas individuais das células com diferentes métodos de medida. Como neste ensaio não foi possível ter o acesso direto às células, a medida da temperatura foi feita na superfície do Tedlar® e/ou na superfície do vidro do módulo fotovoltaico.

A metodologia para este ensaio consistiu em colocar o módulo fotovoltaico nas condições naturais de operação e medir individualmente a temperatura das células com o módulo em circuito aberto e em curto-circuito.

Em uma fase preliminar desta Tese, a medida da distribuição de temperatura foi feita por meio de uma varredura realizada com um termômetro sem contato. Este instrumento possibilita, além de fazer a medida individual a cada vez que é acionado, fazer uma varredura contínua mantendo o botão de acionamento pressionado. Neste último caso, ao final da medida, são apresentados os valores da temperatura média, máxima e mínima. O termômetro utilizado no ensaio é da marca Raytek e tem uma inexatidão de ± 2 °C.

Para medir a temperatura média do módulo, foi feita uma varredura com o termômetro sem contato (tempo de aproximadamente 15 s). Nesta varredura, pode-se considerar que existe um erro associado a este método de medida relacionado à não simultaneidade das medidas das temperaturas das células do módulo.

Para o caso das medidas da distribuição de temperaturas nas condições de circuito aberto e de curto-circuito, o processo de medição foi muito mais lento devido ao fato de que a leitura da temperatura das células deveria ser individualizada. O processo de registro das temperaturas foi manual, fato que demandou um tempo de aproximadamente 5 minutos. Este tempo foi otimizado com a utilização de um gravador de voz onde os valores de temperatura que eram ditados durante o procedimento de medida. Com a otimização do processo de registro o tempo passou a ser, em média, de 3 minutos. Mesmo com a redução do tempo, os erros de simultaneidade das medidas de temperatura das células não podem ser desprezados.

Os outros métodos de medidas da temperatura foram com o uso de termografia e com o uso de PT100 como sensores de temperatura. Nestes casos, os problemas de simultaneidade foram reduzidos para o caso dos sensores de platina e praticamente inexistentes no caso das medidas

termográficas. Com os sensores de platina os erros de simultaneidade estão associados ao tempo de varredura dos canais dos cartões da unidade de aquisição de dados (30 s em média). Com as imagens termográficas este tipo de erro pode ser desconsiderado porque a imagem com as informações das temperaturas são obtidas praticamente ao mesmo instante.

A seguir serão descritos os métodos utilizados para realizar o mapeamento da temperatura do módulo fotovoltaico.

6.1.1. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM TERMÔMETRO SEM CONTATO

O ensaio para investigar a influência da polarização do módulo na distribuição de temperaturas foi feito com o módulo submetido às condições naturais de operação em circuito aberto e em curto-circuito. Para as medidas das temperaturas das células o módulo foi exposto ao Sol até que ficasse em regime permanente. Após atingido este estado procedeu-se a medida da temperatura de cada célula.

Com estes dados foi feito o mapeamento de temperatura do módulo para as condições de circuito aberto e de curto-circuito, utilizando um aplicativo que permite associar cores aos valores de temperaturas. Nestas imagens cada célula é representada por um quadrado correspondente ao tamanho real de cada célula (100 mm x 100 mm). O valor da temperatura de cada célula está associado a uma cor cuja escala é indicada por uma barra localizada na parte superior dos desenhos correspondentes às Figuras 6.1 e 6.2. Nesta representação, a lateral maior do módulo tem 1310 mm, a lateral menor tem 660 mm e a caixa de conexões do módulo está localizada na parte esquerda do desenho.

A distribuição de temperatura na condição de circuito aberto apresentou diferenças da ordem de 4,3 °C (Figura 6.1). Para a condição de curto-circuito esta distribuição foi alterada de forma significativa ressaltando as células que atingiram maiores valores de temperatura (Figura 6.2). Foram verificados, neste ensaio, valores de diferenças entre as temperaturas das células da ordem de 20,2 C°.

Apesar dos erros associados à simultaneidade de medida de temperatura, o ensaio mostrou que ocorrem diferenças significativas de distribuição de temperatura entre as condições de curto-circuito e de circuito aberto.

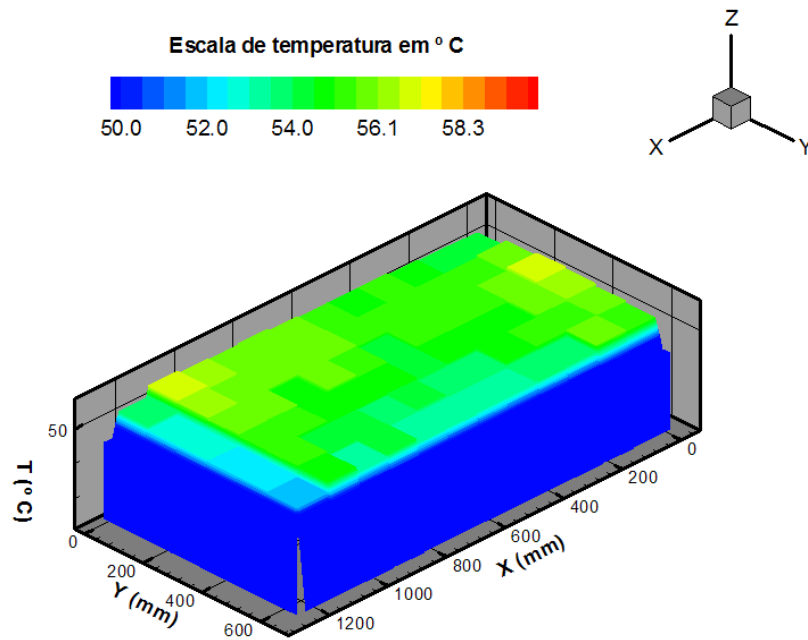


Figura 6.1-Mapa de temperaturas das células do módulo em circuito aberto (medidas com termômetro sem contato).

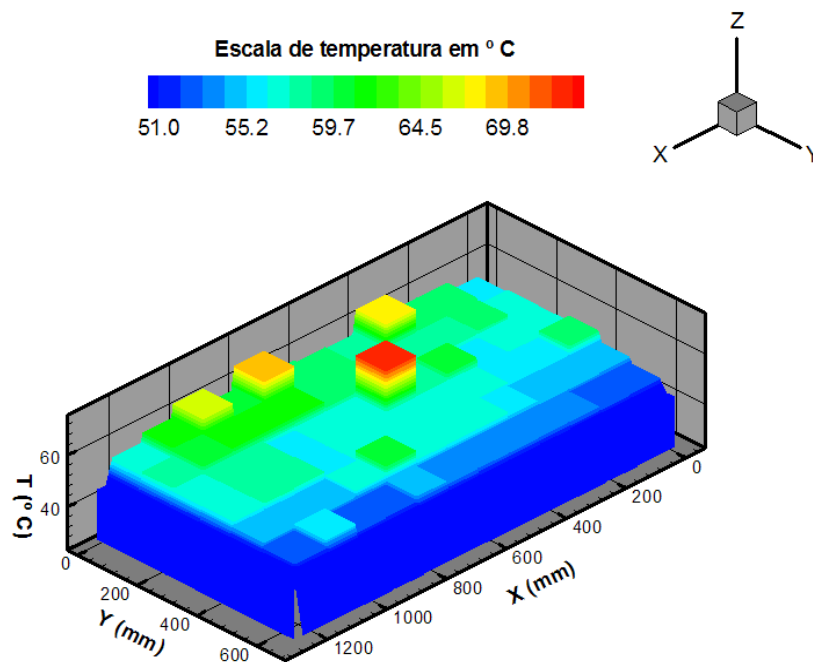


Figura 6.2-Mapa de temperaturas das células do módulo em curto-circuito (medidas com termômetro sem contato).

6.1.2. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM TERMOGRAFIA

Com a aquisição da câmera termográfica o mapeamento pode ser realizado por meio de imagens que garantem a simultaneidade de medida conforme mostram as Figuras 6.3 e 6.4.

Também, neste caso, as temperaturas medidas com a câmera têm erros associados ao processo de medida e aos erros intrínsecos do equipamento.

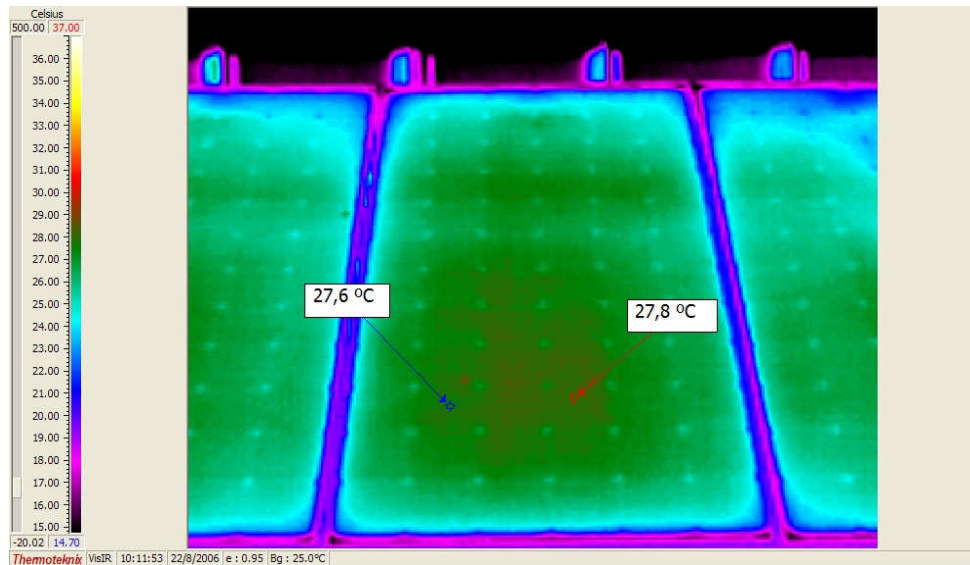


Figura 6.3 - Imagem termografica de módulos fotovoltaicos em circuito aberto.

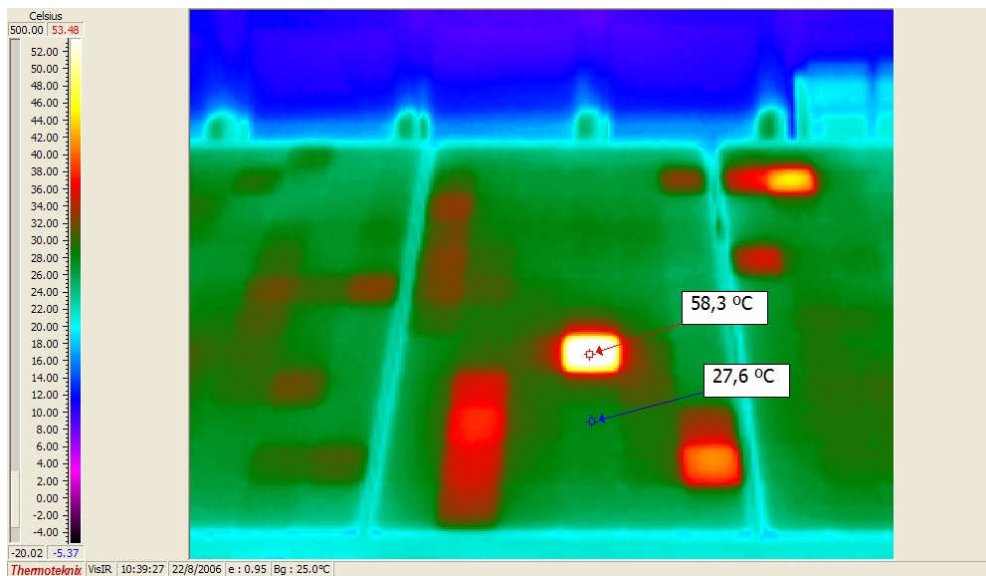


Figura 6.4-Imagem termografica de módulos fotovoltaicos em curto-circuito.

Nas imagens das Figuras 6.3 e 6.4 é possível notar as diferenças de temperatura entre as células, conforme escala indicativa nas próprias figuras. Também é possível visualizar que as distribuições de temperatura são distintas para os diferentes módulos em curto-circuito e que na Figura 6.3 existe uma maior uniformidade da temperatura (condição de circuito aberto). Também se verifica que a forma como a temperatura fica distribuída nos módulos na Figura 6.4, pode ser considerada como não esperada porque, mesmo existindo os efeitos térmicos de bordas, algumas células posicionadas nas extremidades têm temperaturas mais elevadas do que células posicionadas na parte central do módulo.

6.1.3. MAPEAMENTO DA TEMPERATURA COM SENSORES DE CONTATO

A medida da distribuição de temperatura do módulo fotovoltaico com sensores de contato foi feita com um sensor colado a cada célula do módulo fotovoltaico. Esta opção foi feita devido aos pequenos gradientes térmicos no interior de cada célula do módulo fotovoltaico. Esta suposição pode ser feita em função das evidências verificadas com as imagens termográficas. Também deve ser considerado como um fator que corrobora com esta suposição o elevado valor da difusividade térmica do silício. Este valor calculado, a partir dos dados tabelados em Incropera,1998, corresponde a $8,92 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$. Os sensores de temperatura, como descrito anteriormente, foram do tipo PT100 e o módulo monitorado da marca ISOFOTON modelo I-100.

Em relação ao mapeamento de temperaturas feito com termômetro sem contato, foram minimizados os erros de simultaneidade devido ao fato da varredura da temperatura das células ser feita em um tempo médio de meio segundo para cada canal da unidade de aquisição de dados utilizada. Sendo assim, foi possível medir também com um menor erro as medidas dos transientes de temperatura.

Utilizando o *software* Tecplot® foi representada a distribuição de temperatura para o módulo em curto-circuito e de circuito aberto. Durante a aquisição de dados para esta representação, o módulo estava em condições externas e isolado pela parte posterior. Para a escolha dos pontos utilizados na representação gráfica foram selecionadas seqüências, de no mínimo três ciclos de medidas, em que a temperatura permaneceu constante.

As Figuras 6.5 e 6.6 mostram a distribuição da temperatura do módulo fotovoltaico em uma representação em cores. As escalas indicativas de temperatura foram mantidas com os mesmos extremos para facilitar a comparação entre a condição de curto-circuito e de circuito aberto.

Como se pode verificar nas figuras, o módulo em circuito aberto fica com uma distribuição de temperaturas mais uniforme do que na condição de curto-circuito conforme havia sido constatado com a medida da distribuição da temperatura com o termômetro sem contato para um outro módulo ensaiado. Este fato foi verificado ao longo do desenvolvimento do trabalho com outros módulos, não se restringindo a estrutura como estes foram montados. Também foi observado que módulos de outros fabricantes também apresentam esta particularidade.

É importante ressaltar que as medidas da condição de circuito aberto e de curto-circuito apresentadas nas Figuras 6.5 e 6.6 foram feitas com um intervalo de tempo suficiente para que o módulo estabilizasse sua temperatura nestas condições.

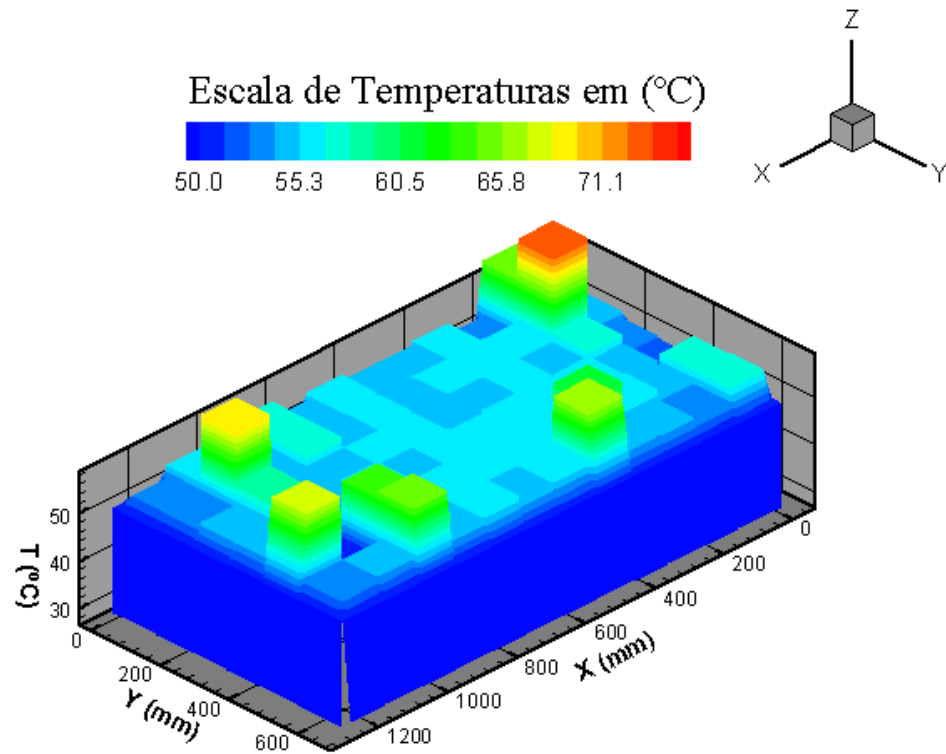


Figura 6.5-Representação em cores da distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico em curto-circuito.

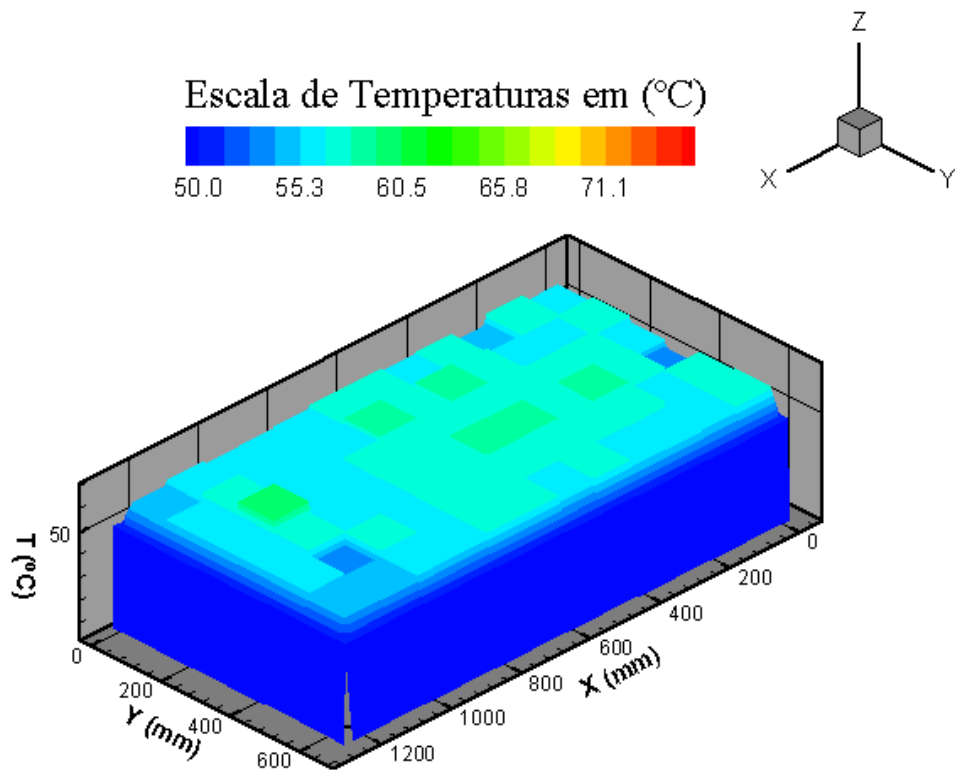


Figura 6.6-Representação em cores da distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico em circuito aberto.

6.2. MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DA TEMPERATURA EM UM MÓDULO FOTOVOLTAICO EXPOSTO AO SOL

O módulo fotovoltaico utilizado nos ensaios foi exposto ao Sol durante uma seqüência de dias com diferentes condições de temperatura ambiente, de nebulosidade, de velocidade do vento e com alterações no regime de transferência de energia sob a forma de calor pela parte posterior do módulo.

Primeiramente, o módulo foi fixado em uma estrutura existente no terraço do Laboratório. Neste local, foram feitas aquisições de dados com o módulo isolado e não isolado termicamente em sua face posterior. O isolamento foi feito com uma lâmina de poliestireno expandido, com espessura de 50 mm, moldado à parte posterior do módulo. Esta lâmina de poliestireno continha sulcos para que as bordas de alumínio do módulo também ficassem isoladas. Sendo assim, o módulo com isolamento apresentava somente a face frontal exposta ao ambiente.

Após este conjunto de medidas no terraço o módulo foi colocado em outra estrutura utilizada como suporte para ensaios de coletores solares, conforme apresentado na Figura 6.7. Esta mudança foi feita com o objetivo de causar alterações nas condições ambientais para os ensaios.



Figura 6.7-Estrutura de apoio para ensaios de módulos.

Nesta estrutura, o módulo também foi ensaiado com e sem isolamento.

Os ensaios realizados no terraço foram feitos da seguinte maneira: o módulo, em circuito aberto, foi exposto ao Sol nos horários compreendidos entre 9h e 17h, e com o sistema de aquisição, foram armazenados os dados de temperatura dos sensores correspondentes às células, do sensor

correspondente à medida da temperatura ambiente, do anemômetro, da célula de referência e do pirgeômetro. Em alguns momentos do dia foi fechado um curto-circuito no módulo para a realização de verificações, para esta condição, sobre o comportamento da evolução da temperatura das células.

A Figura 6.8 mostra o comportamento da temperatura para quatro células do módulo ensaiado no terraço sem o isolamento. As células escolhidas para serem apresentadas graficamente foram duas células posicionadas nos cantos (células 1 e 72), uma na borda (célula 48) e a célula que ficava com temperatura mais elevada quando o módulo era colocado em curto-circuito (célula 8).

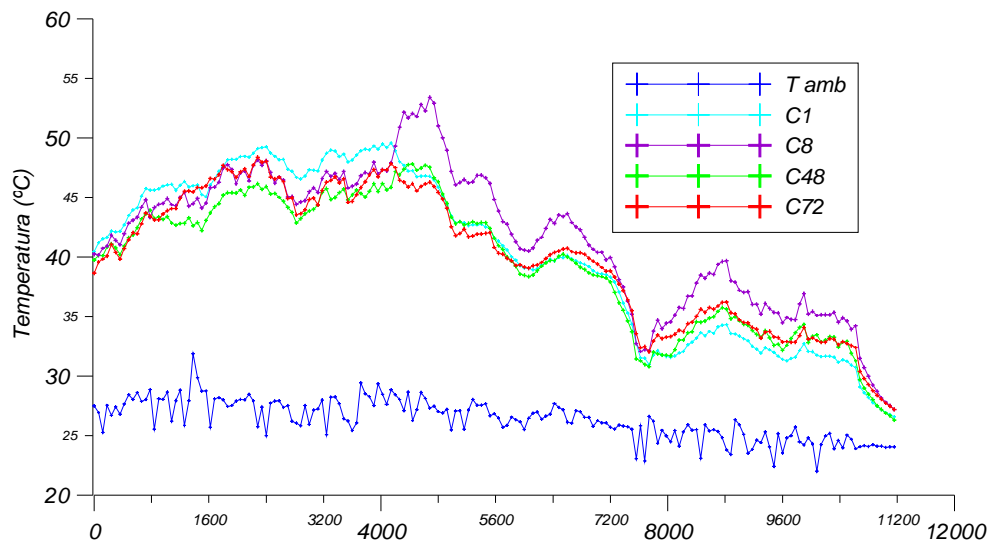


Figura 6.8-Gráfico da evolução da temperatura das células do módulo fotovoltaico ensaiado.

Pode-se verificar, no gráfico da Figura 6.8, que a célula 8 altera significativamente o seu comportamento térmico a partir do tempo em que o módulo foi colocado em curto-circuito (tempo 4100 s). Após o curto-circuito, no tempo 4680 s, a célula 8 atingiu uma temperatura de 53,4 °C e as células 1, 48 e 72 ficaram com temperaturas de 46,8 °C, 47,6 °C e 46,4 °C respectivamente.

No tempo 6600 s o curto-circuito foi desfeito e o módulo ficou em circuito aberto. Pode-se verificar, no mesmo gráfico, que há um decréscimo mais acentuado da temperatura da célula 8 até ficar com um comportamento semelhante às outras células analisadas no intervalo de 7400 s até 8000 s. Também se pode verificar que no intervalo entre os tempos 4680 s e 6600 s existe uma semelhança entre o comportamento das células analisadas sendo que a célula 8 está sempre com uma temperatura maior do que as outras três células.

O gráfico da Figura 6.9 mostra a evolução da temperatura e da irradiância em outro ensaio no terraço do Laboratório. Neste ensaio, o módulo estava em circuito aberto e não isolado em sua face posterior.

O gráfico da Figura 6.10 mostra, para o mesmo local, a evolução da temperatura do módulo isolado. Pode-se verificar neste gráfico, de acordo com o esperado, que as temperaturas das células atingem valores mais elevados.

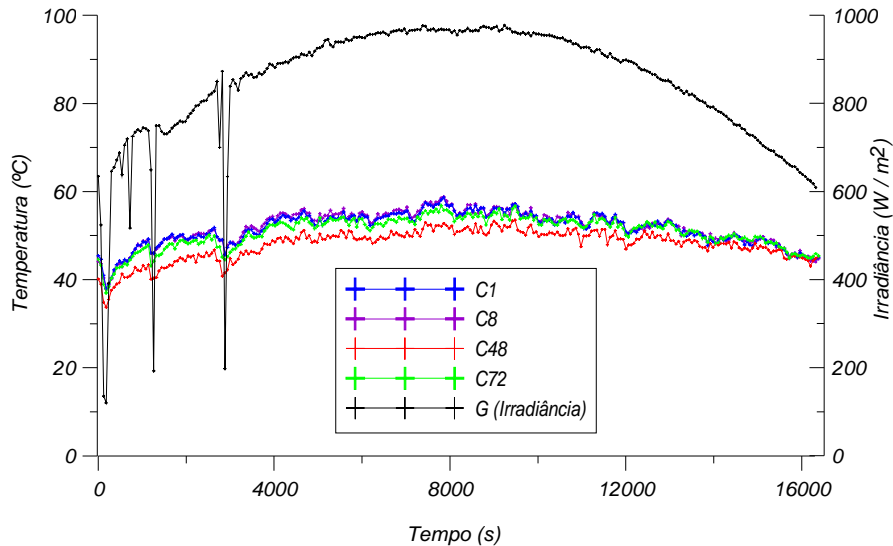


Figura 6.9-Gráfico da evolução da temperatura das células e da irradiância ao longo de um dia com o módulo sem isolamento.

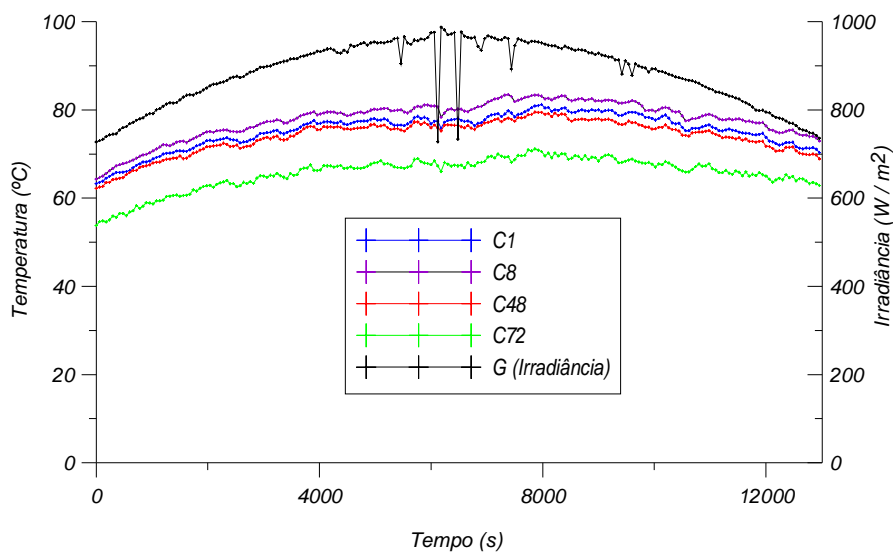


Figura 6.10-Gráfico da evolução da temperatura das células e da irradiância ao longo de um dia com o módulo com isolamento.

No dia do ensaio referente ao gráfico da Figura 6.10 a temperatura ambiente e a velocidade do vento comportaram-se conforme mostram as Figuras 6.11 e 6.12.

No dia correspondente ao gráfico da Figura 6.12, como se pode verificar, o vento comportou-se de forma irregular. O gráfico apresenta várias rajadas ao longo do dia com oscilações de velocidades de 0 até alguns picos acima de 8,5 m/s.

Depois de realizados os ensaios no terraço do laboratório o módulo foi posicionado na estrutura localizada no solo. O coletor foi exposto ao Sol em conjunto com os instrumentos de medida das condições ambientais (célula de referência, pirgeômetro e anemômetro) em dias com diferentes condições climáticas. A Figura 6.13 mostra a evolução das medidas do módulo isolado termicamente em sua face posterior. Verifica-se, na figura, que entre os tempos 5000 s e 6000 s algumas células diferenciam-se em relação às suas temperaturas. O módulo foi colocado em curto-circuito no tempo 5000 s e em circuito aberto no tempo 5640 s.

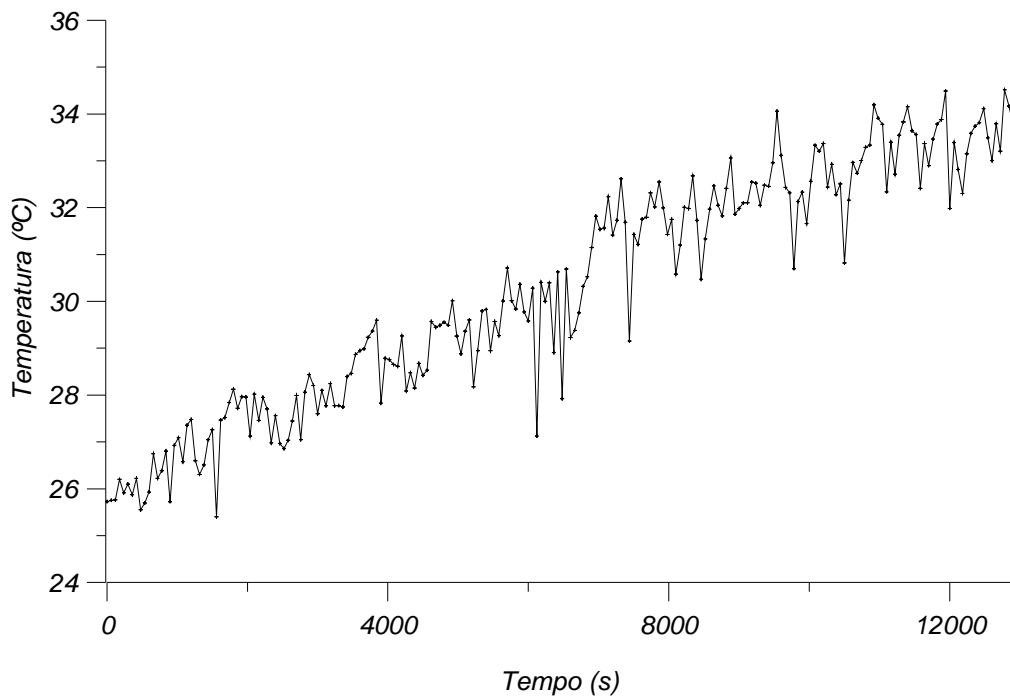


Figura 6.11-Temperatura ambiente ao longo do dia 13 de novembro de 2007 no período das 10h27min até 15h25min.

Neste ensaio, a irradiância apresentou variações significativas. Também pode ser observado, na Figura 6.14, que seus valores atingiram picos de até 1200 Wm^{-2} . A ocorrência destes picos pode ser explicada pela parcela da radiação difusa proveniente dos reflexos das nuvens que são somados à parcela direta emitida pelo Sol [Luccini, 2007].

A partir das análises dos dados medidos com os sensores de platina, foi possível verificar que os valores de temperaturas, na condição de circuito aberto, não apresentam diferenças significativas entre as células do módulo. As diferenças devem estar relacionadas, basicamente, às características de absorvância dos dispositivos e do posicionamento das células no módulo fotovoltaico. Entretanto, quando muda o estado de tensão do módulo para a condição de curto-circuito algumas células do painel alteram suas temperaturas em mais de 20 °C em relação às que não sofreram alterações.

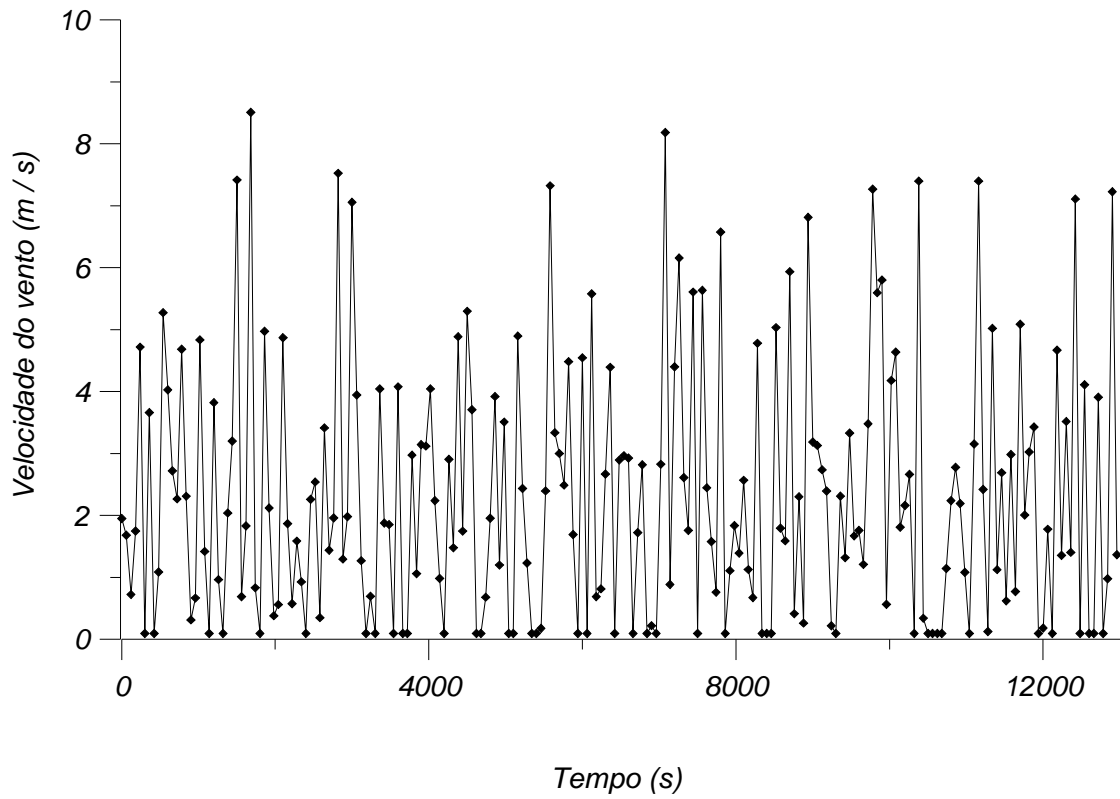


Figura 6.12-Velocidade do vento ao longo do dia 13 de novembro de 2007 no período das 10h27min até 15h25min.

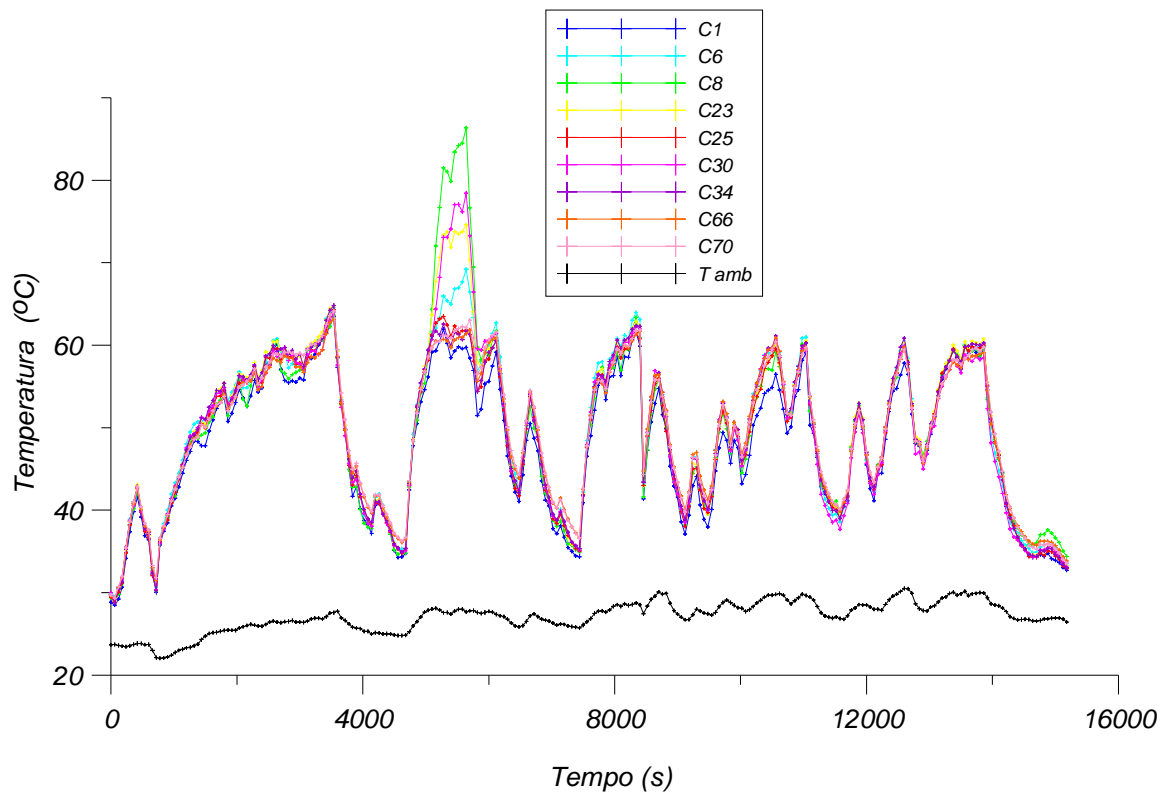


Figura 6.13-Evolução da temperatura do módulo no ensaio do dia 21/01/08.

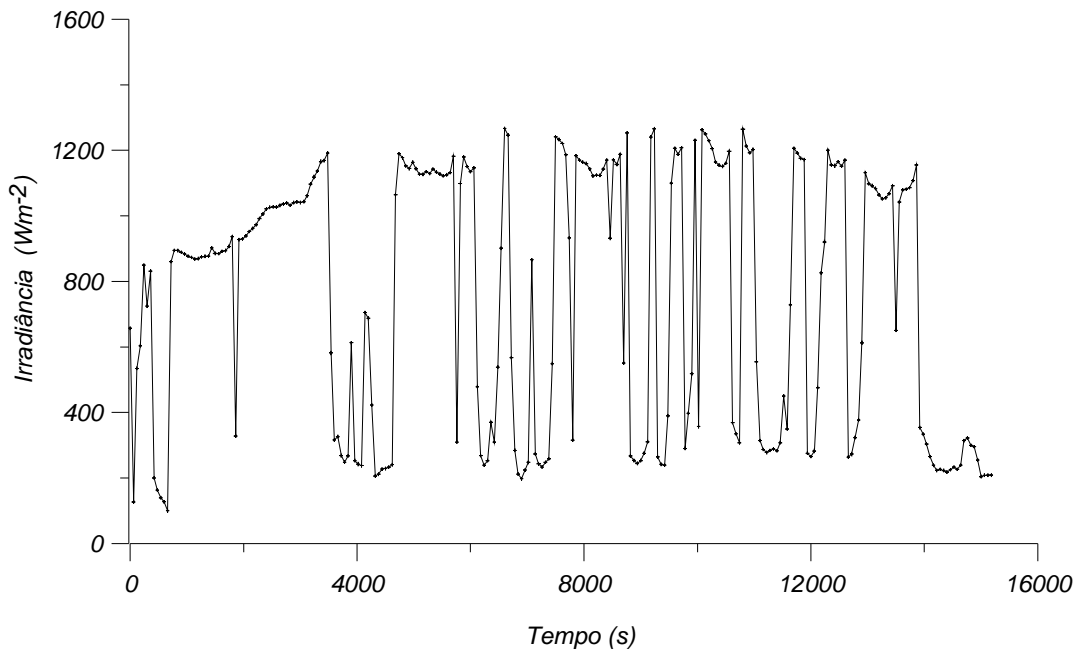


Figura 6.14-Irradiância medida ao longo do dia (21/01/08).

Para verificar o comportamento do módulo operando em outras condições de tensões, o módulo foi conectado a uma associação de duas baterias automotivas em série. Esta associação foi feita porque a tensão nominal do módulo é 24 V. Com o módulo exposto ao Sol, o valor de tensão da associação de baterias é menor do que a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico, e, portanto, circulava pelas baterias uma corrente elétrica. A Figura 6.15 mostra o comportamento da tensão do módulo, medida com o sistema de aquisição de dados.

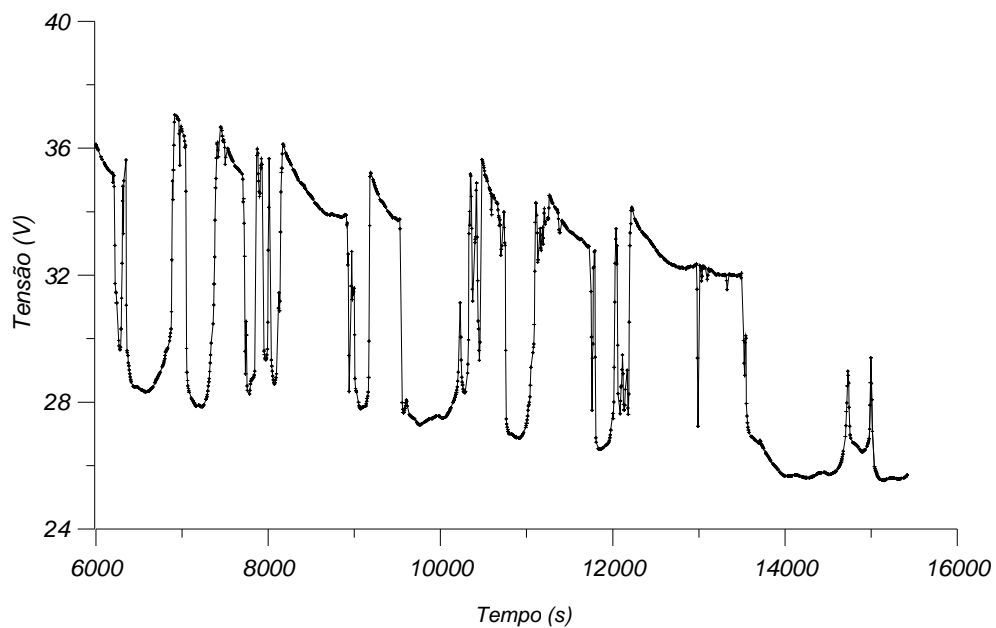


Figura 6.15-Tensão do módulo exposto ao Sol enquanto carregava uma associação de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).

A Figura 6.16 mostra o comportamento da corrente elétrica fornecida pelo módulo fotovoltaico à associação de baterias. Esta corrente elétrica foi medida por meio da queda de tensão em um *shunt* da Hartman&Braun (4 A, 60 mV).

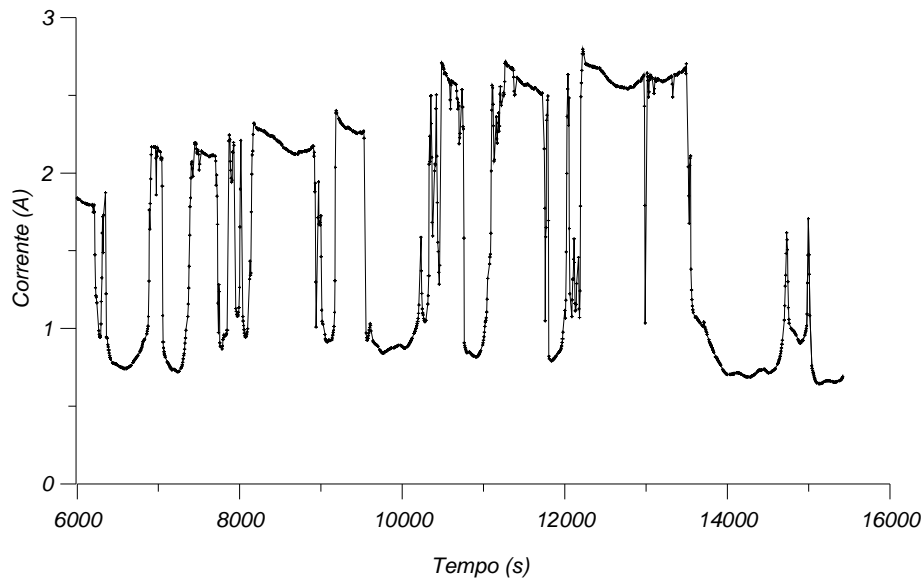


Figura 6.16-Corrente fornecida pelo módulo exposto ao Sol, enquanto carregava uma associação de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).

A Figura 6.17 mostra a evolução da temperatura das células do módulo durante o período em que as baterias automotivas estavam sendo carregadas pelo coletor fotovoltaico.

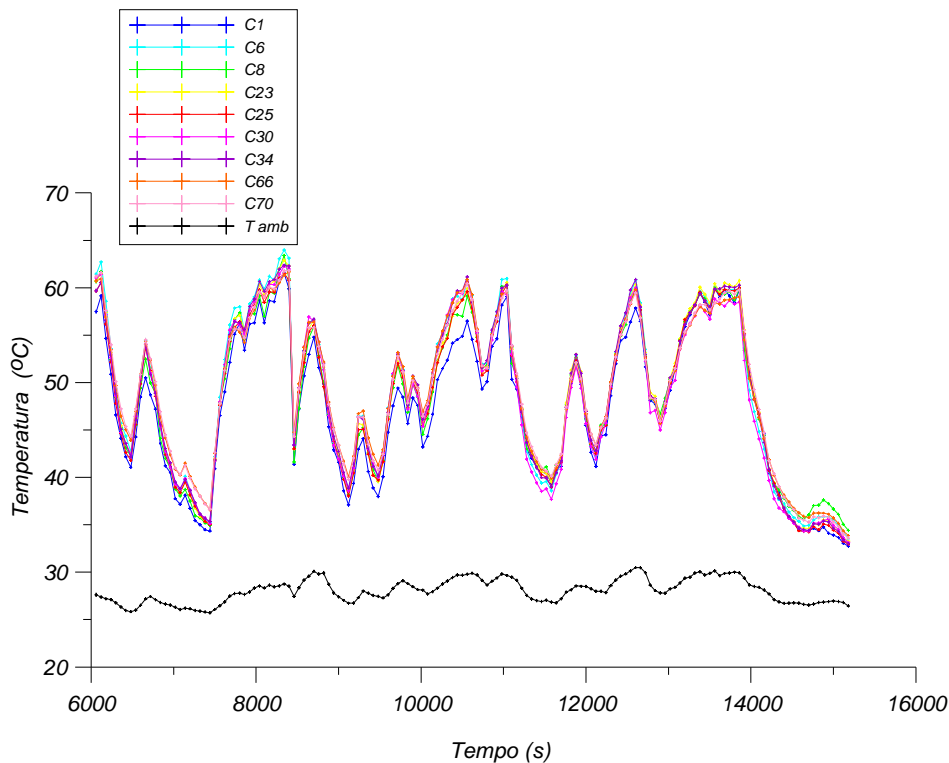


Figura 6.17-Evolução da temperatura das células durante o processo de carga do conjunto de baterias automotivas (21/01/08-13h às 16h).

6.3. COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS COM OS RESULTADOS SIMULADOS

Com o conjunto de medidas de temperatura das células do módulo fotovoltaico para diferentes condições ambientais foi realizada uma comparação entre o comportamento das temperaturas medidas com o das temperaturas simuladas. Para esta comparação, os dados das condições ambientais foram fornecidos ao programa de simulação para que fossem gerados os arquivos de temperaturas simuladas para as células do módulo fotovoltaico. As informações sobre as condições ambientais foram fornecidas através da leitura de arquivos que continham os valores de tensões dos sensores de temperatura ambiente, do anemômetro, do pirgeômetro, da célula de referência. As medidas com as tensões destas grandezas foram feitas com uma unidade de aquisição de dados (HP34970A) controlado por um programa desenvolvido para comandar esta unidade. As medidas de tensões foram realizadas em intervalos de tempo de um minuto, e gravadas em um arquivo.

Ao rodar o programa de simulação o arquivo com os dados é aberto e lido até o seu final. Com estes dados, o programa calcula os valores de irradiância, de velocidade do vento, de temperatura ambiente, de temperatura do céu e os resultados são armazenados em uma matriz. Como a varredura dos canais é feita em ciclos de um minuto, os valores das grandezas correspondem a este período.

Nas simulações, foram utilizados passos de tempos equivalentes a um segundo. Desta forma, a matriz de temperaturas das células, obtidas a partir do cálculo com o programa de simulação, têm suas atualizações a cada segundo. Como os passos de tempo da simulação e das medidas são diferentes, foi feita uma sincronização entre estes tempos durante a execução do programa.

Com os dados das simulações foram feitos gráficos da temperatura medida e da temperatura simulada para as células do módulo fotovoltaico. Para verificar algumas características em relação às comparações realizadas, serão apresentados os gráficos de algumas células do módulo com comportamentos distintos.

A Figura 6.18 mostra evolução da temperatura da célula 1 ao longo do tempo. Nesta figura os pontos azuis correspondem aos valores medidos e os pontos vermelhos correspondem aos valores obtidos com a simulação. A simulação corresponde ao período em que o módulo esteve antes de ser conectado à associação de baterias.

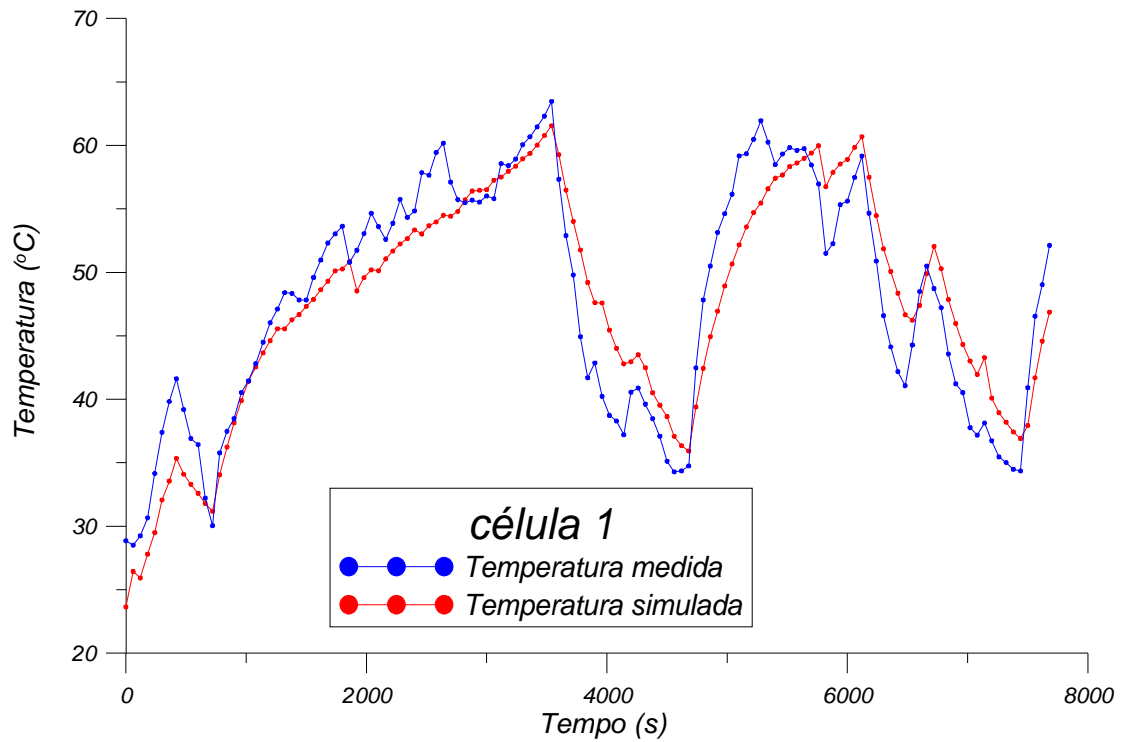


Figura 6.18-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 1.

A Figura 6.19 mostra a evolução temporal da temperatura da célula 34. Pode-se verificar que, apesar de existirem diferenças entre os valores das curvas simuladas e medidas não ocorrem diferenças significativas.

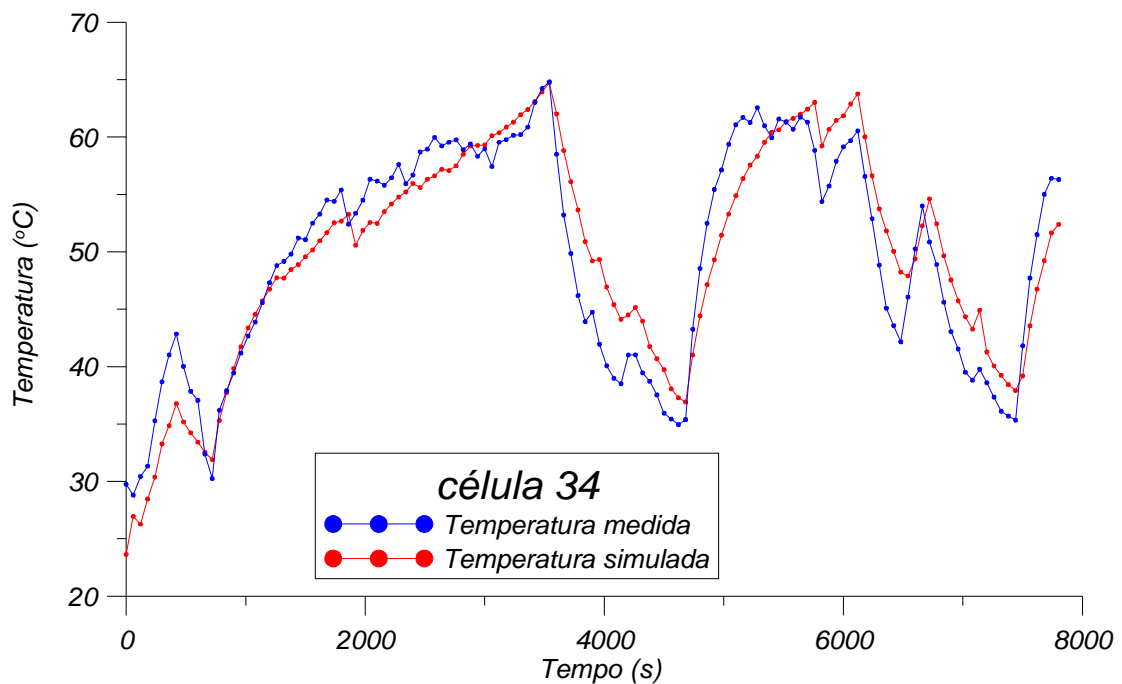


Figura 6.19 -Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 34.

A célula 8 foi uma das células que aumentou sua temperatura quando o módulo fotovoltaico foi colocado em curto-circuito. A Figura 6.20 mostra a evolução da temperatura da célula 8 em função do tempo.

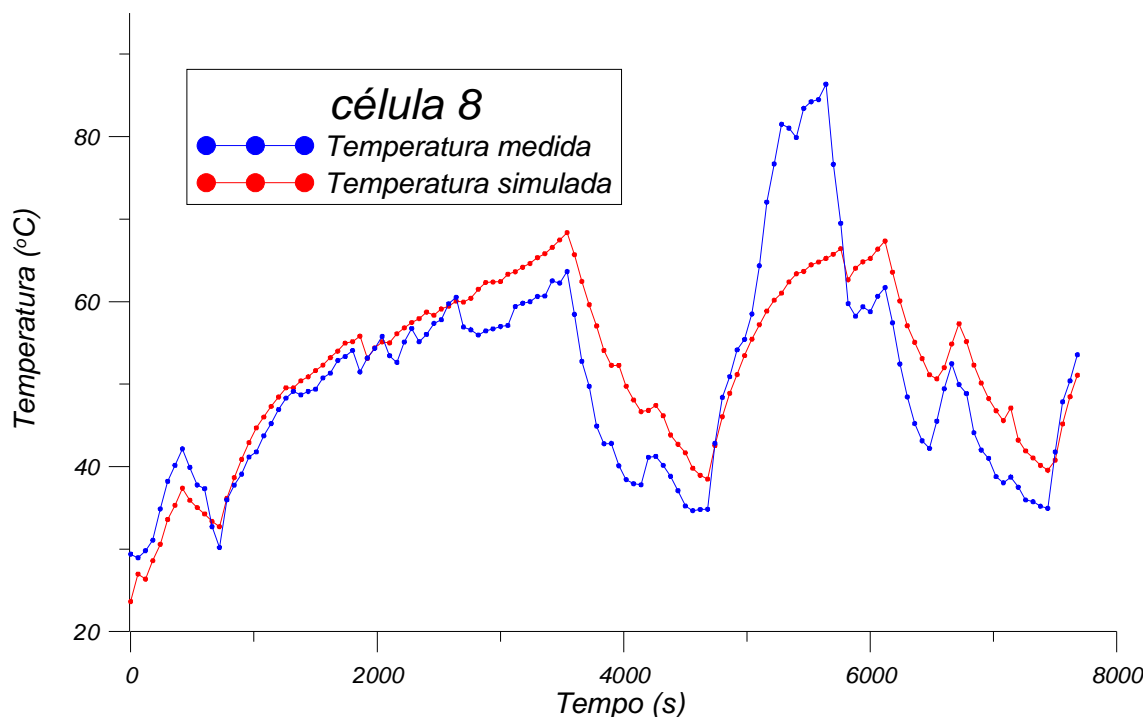


Figura 6.20-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 8.

No gráfico da Figura 6.20 pode-se verificar um aumento de temperatura a partir do tempo 4680 s. Também é possível verificar que a partir do tempo 5000 s as temperaturas simuladas e medidas começam a apresentar uma diferença significativa entre elas. Neste tempo, o módulo fotovoltaico foi colocado em curto-circuito até um tempo próximo a 5600 s. A partir deste tempo, pode-se verificar que a temperatura sofre uma diminuição até que, para o tempo 5900 s, a temperatura simulada e a medida voltam a ficar com valores semelhantes.

Outras células apresentam este comportamento quando o módulo é colocado em curto-circuito. A Figura 6.21 mostra o comportamento térmico da célula 30 para o mesmo conjunto de medidas apresentados na Figura 6.20. Pode-se verificar que tanto a célula 8 como a célula 30 aumentam significativamente sua temperatura na condição de curto-circuito. Analisando os gráficos, pode-se verificar que as curvas medidas começam a aumentar sua temperatura simultaneamente.

Como existem diferenças entre as temperaturas medidas e simuladas ao longo do período de ensaio foi feito um gráfico para verificar as amplitudes destas diferenças entre estas temperaturas. A Figura 6.22 mostra este comportamento para a célula 8 durante todo o período do ensaio. Análises semelhantes foram realizadas para outras células do módulo.

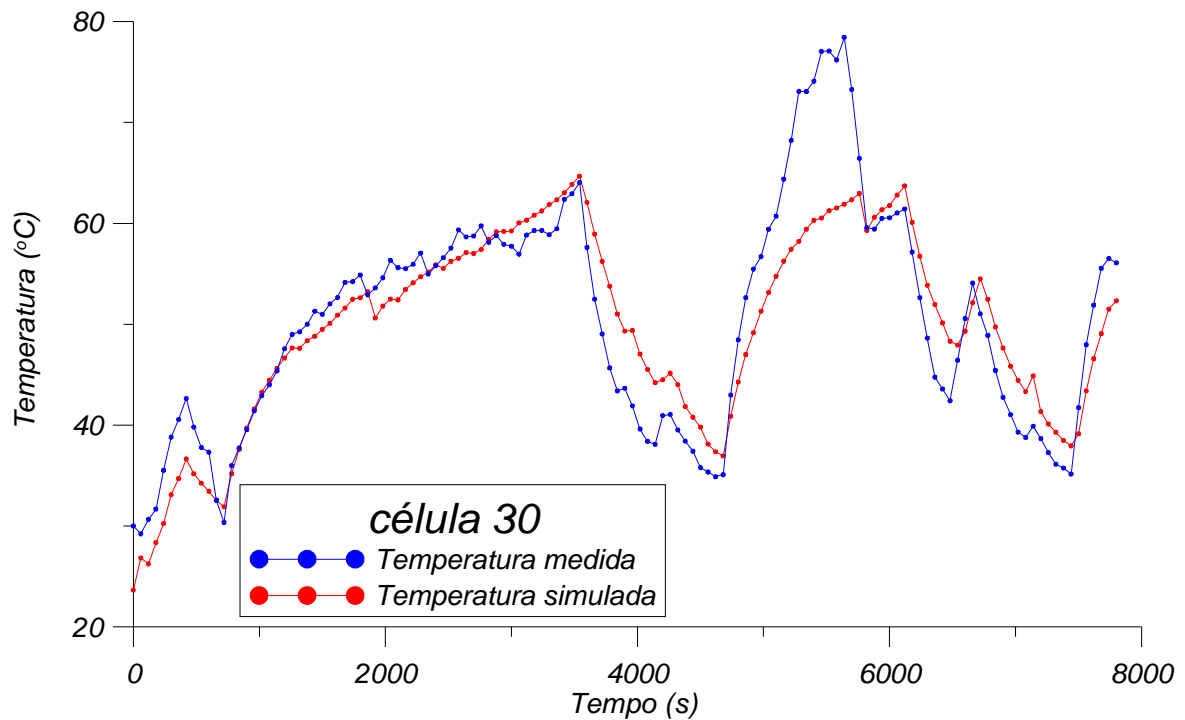


Figura 6.21-Comparação entre a temperatura medida com a temperatura simulada para a célula 30.

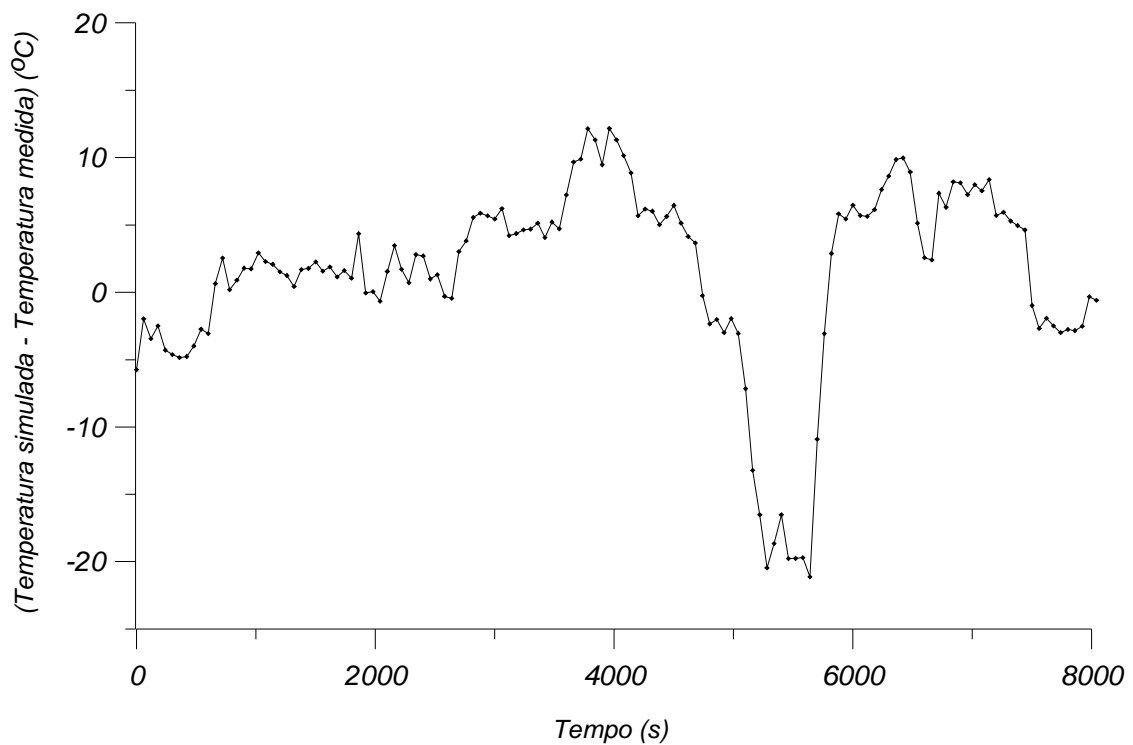


Figura 6.22-Diferença entre as temperaturas medidas e simuladas para a célula 8 (21/01/08).

Para saber qual a parcela de potência dissipada sob a forma de calor em cada célula, na condição de curto-circuito, deve-se saber os valores de tensão e de corrente elétrica em cada célula. Como as células estão associadas em série a corrente que circula módulo pode ser medida em seus

terminais posicionados na caixa de conexões. Os valores de tensões de cada célula não podem ser medidos individualmente. É necessário que se tenha acesso aos terminais das células para a realização destas medidas.

Para verificar o quanto desta diferença pode ser explicada devido a polarização reversa das células, foi feita uma simulação para condições idênticas às apresentadas na Figura 6.20. A diferença entre as simulações está no fato que a célula 8 dissipa uma parcela da energia elétrica que foi convertida pelas outras células da associação. Esta parcela, dissipada na célula 8, está representada na Figura 6.23. Para a realização desta nova simulação, foram utilizadas as condições em que o módulo foi posto no ensaio do dia 21/01/08. Sendo assim, na simulação, foram repetidos os momentos em que o módulo foi colocado em circuito aberto, em curto-circuito e após este curto-circuito retornada à condição de circuito aberto. Também foram repetidas as condições de irradiância, de velocidade do vento, de temperatura ambiente e de temperatura do céu e do entorno durante todo o período correspondente ao ensaio.

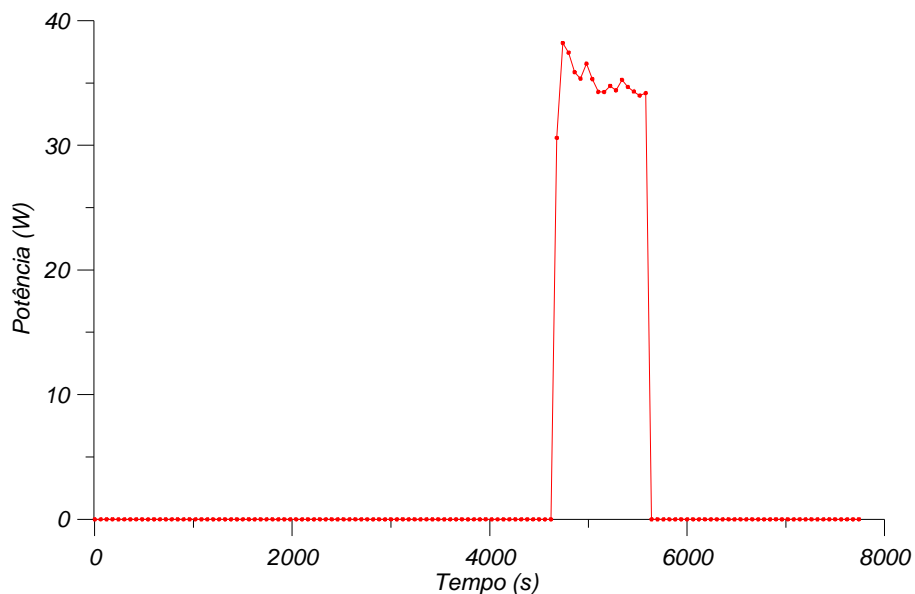


Figura 6.23-Gráfico da simulação da potência dissipada na célula 8 durante o período de curto-circuito.

Com esta simulação foi possível avaliar a potência dissipada por algumas células do módulo. Sendo assim, admitindo-se uma tensão de polarização reversa nestas células e utilizando-se os dados de corrente do módulo pode ser feita a comparação da evolução da temperatura medida com a simulada. A Figura 6.24 mostra esta evolução considerando-se a dissipação de uma potência na célula 8.

Pode-se verificar com base na Figura 6.24 que as curvas simuladas e medidas não seguem o mesmo traçado para o momento em que o módulo esteve em curto-circuito. Entretanto, é possível

visualizar que ao simular uma condição considerando uma potência convertida em aumento de temperatura da célula 8, as curvas atingem valores mais próximos do que as simuladas sem considerar esta dissipação.

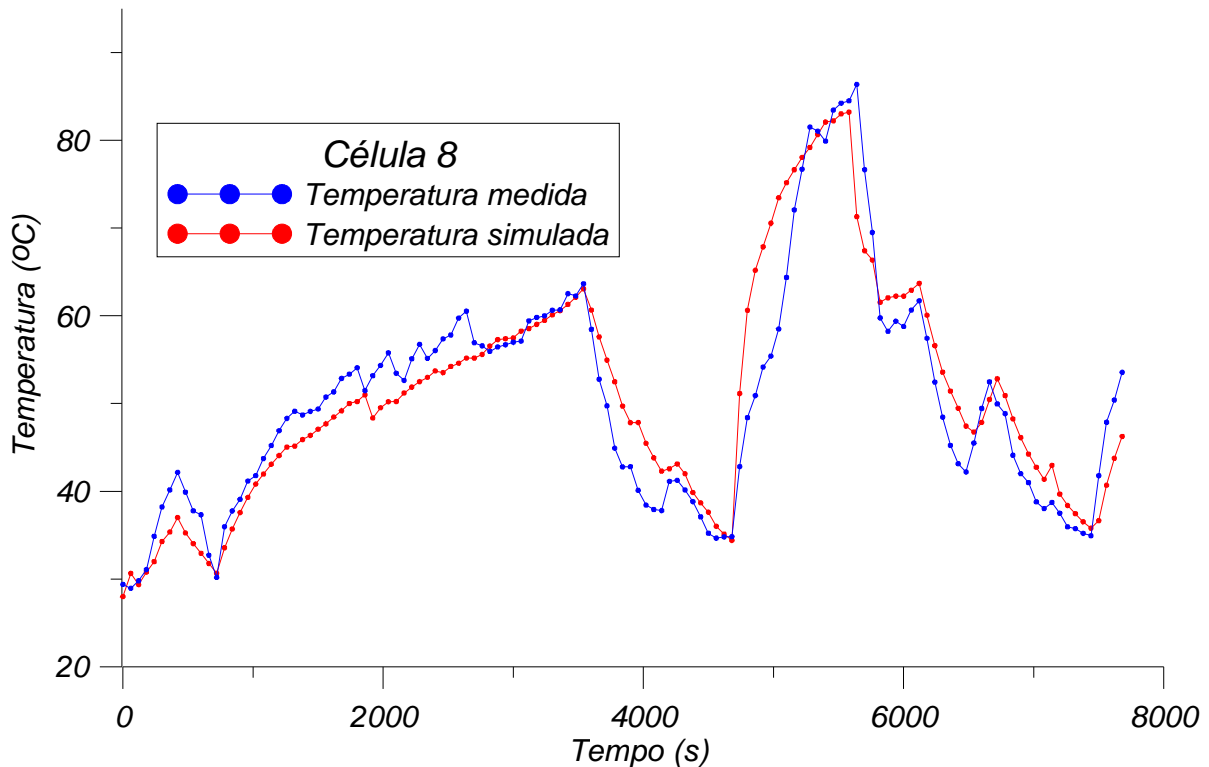


Figura 6.24-Evolução da temperatura medida e simulada considerando a dissipação de potência na célula 8.

Dentro do conjunto de ensaios realizados com o módulo isolado e não isolado exposto ao Sol, um deles foi feito com o módulo colocado na estrutura de suporte mostrada na Figura 6.7. Conforme a metodologia dos ensaios, foram medidas as condições ambientais, as temperaturas das células com os PT100 e, neste ensaio, feitas seqüências de imagens termográficas do módulo em circuito aberto e em curto-circuito.

As Figuras 6.25 a 6.28 apresentam imagens termográficas da evolução temporal da temperatura do módulo. Estas imagens mostram uma seqüência de termografias obtidas em um dos ensaios em que o módulo foi colocado em curto-circuito após um período que esteve em circuito aberto. Considerando um tempo inicial para a Figura 6.25, a Figura 6.26 foi feita após 5 s, a Figura 6.27 em 12 s e a Figura 6.28 em 32 s. Estes tempos estão referidos nos títulos das figuras.

Pode-se verificar, nas imagens termográficas, que algumas células do módulo fotovoltaico aumentam sua temperatura de forma mais acentuada do que outras. Fica evidente que ao utilizar os recursos de imagens termográficas é possível a obtenção de medidas de distribuições de temperaturas dos módulos fotovoltaicos e, com isto, verificar o comportamento térmico destes

quando operando em condições naturais. Também é importante ressaltar que esta ferramenta de medida de temperaturas, considerando a inércia térmica dos módulos fotovoltaicos e o tempo de aquisição de imagens, permite a realização de ensaios com a existência de transientes.

No caso de medidas de distribuições de temperaturas em instalações fotovoltaicas fica mais evidente, com este recurso, a verificação do comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos. Cabe ressaltar que, em uma primeira aproximação, é possível verificar esta condição dos módulos com termômetros sem contato, entretanto, a qualidade de análise fica prejudicada no que se refere à simultaneidade.

A Figura 6.29 corresponde a uma imagem termográfica de uma instalação fotovoltaica existente no laboratório de energia solar. Nela, pode-se visualizar o aquecimento localizado nas posições em que as caixas de conexões dos módulos estão localizadas. Também é possível verificar que não aparecem células com temperaturas muito diferentes como as que ocorrem nas condições em que o módulo está em curto-circuito. Com a imagem verifica-se que os módulos apresentam diferenças entre as temperaturas de suas células. Este sistema está conectado à rede elétrica e foi projetado para operar em condições de máxima potência. As regiões mais aquecidas correspondem às telhas da cobertura do laboratório. Também é possível visualizar, junto ao segundo módulo da direita para a esquerda, uma das células de referência utilizadas para medir a irradiância no sistema.

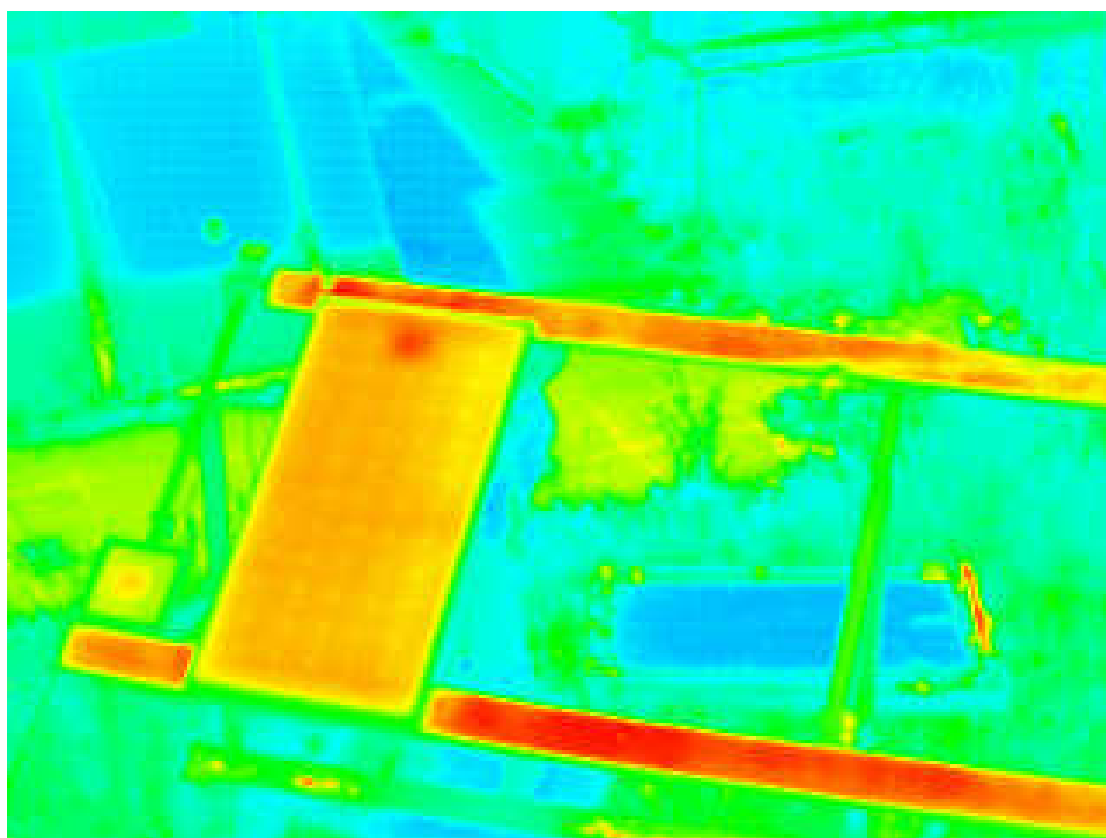


Figura 6.25-Imagem 1 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito.

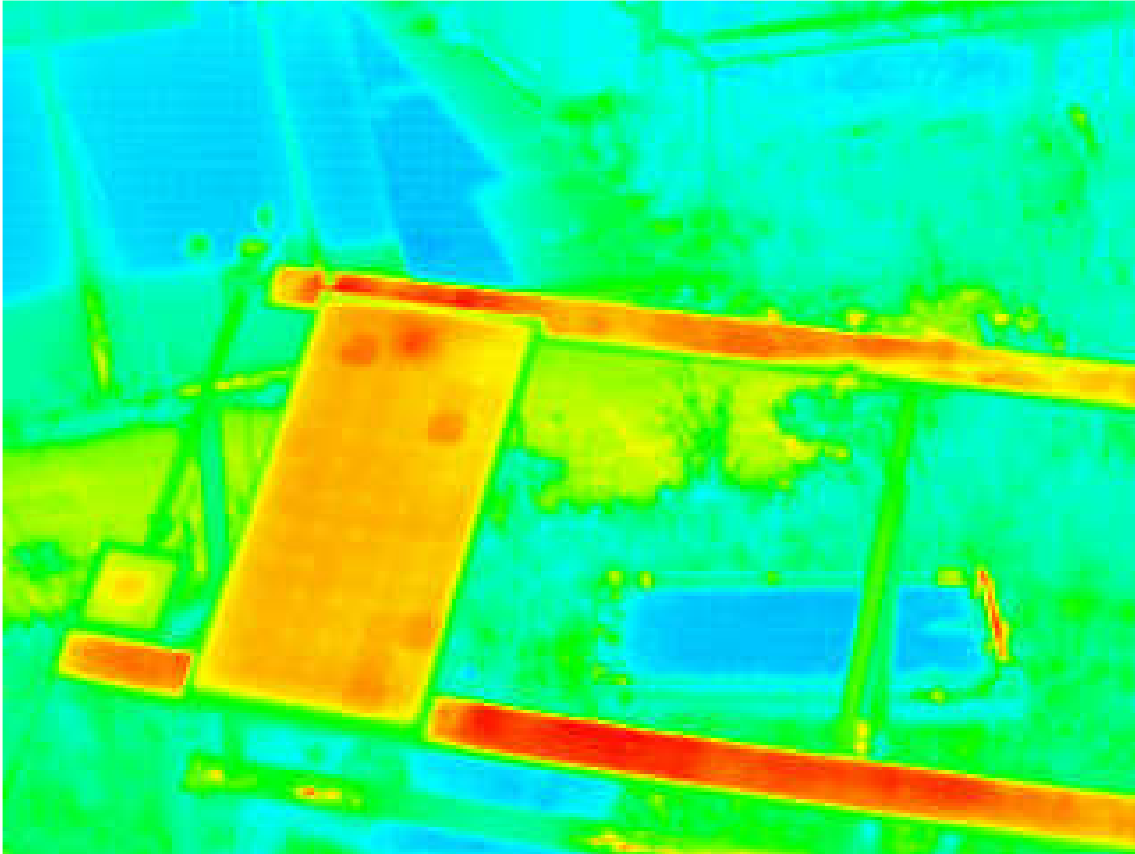


Figura 6.26-Imagem 2 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (5 s).

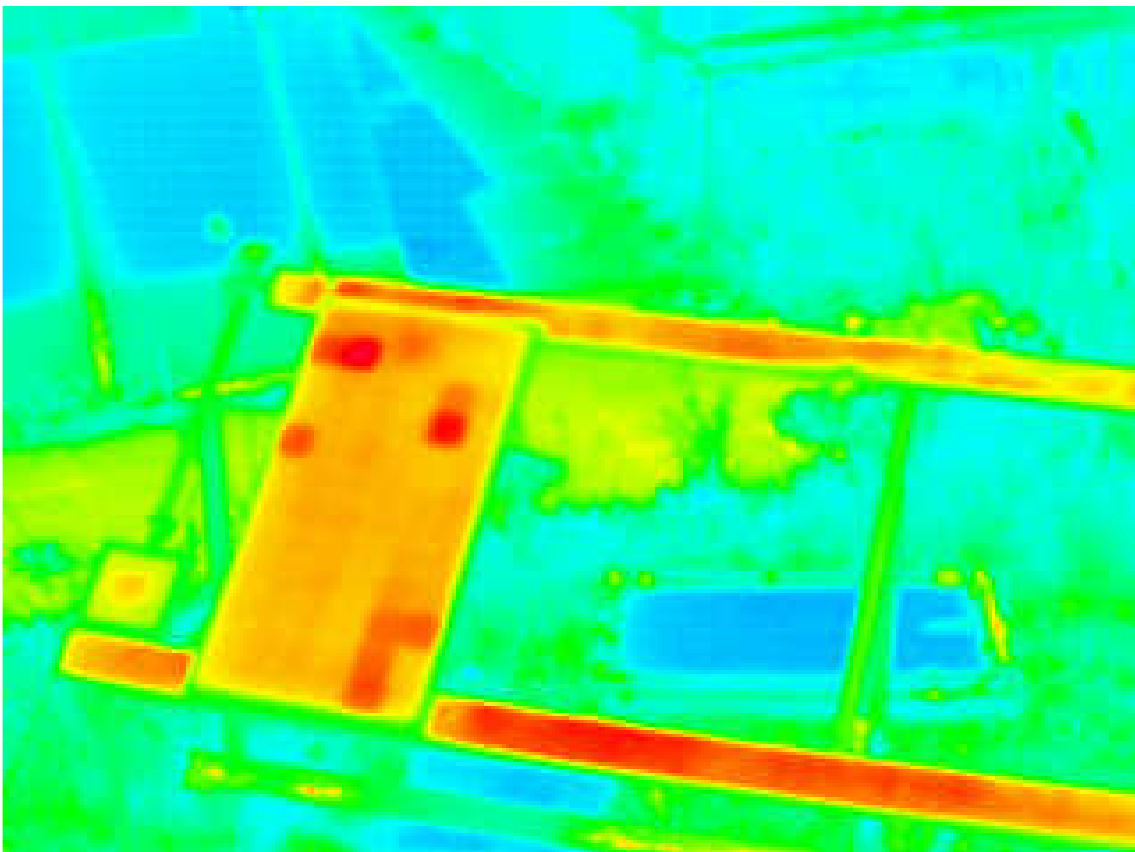


Figura 6.27-Imagem 3 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (12 s).



Figura 6.28-Imagem 4 da seqüência de termografias do módulo em curto-circuito (32 s).

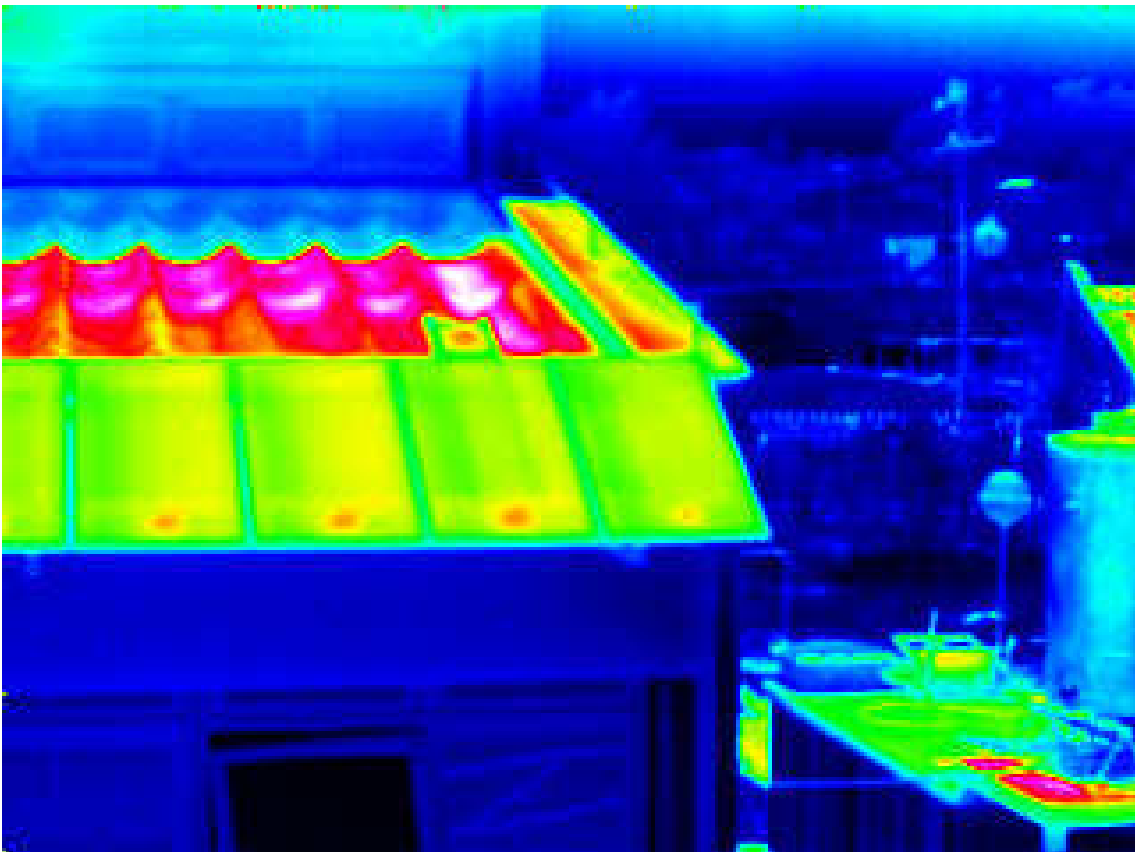


Figura 6.29-Imagem termográfica de módulos fotovoltaicos em operação no laboratório.

Em função das análises dos gráficos de temperaturas medidas com termômetros sem contato, medidas com PT100 e medidas com termografias verifica-se que todos os módulos ensaiados nesta Tese, quando colocados em curto-circuito, apresentam menor uniformidade de temperatura.

6.4. MEDIDA DE CURVAS I&V COM DISTRIBUIÇÃO NÃO UNIFORME DE TEMPERATURA

Com o objetivo de verificar as possíveis mudanças de perfil da curva característica do módulo fotovoltaico ensaiado, foi realizado um levantamento em que o módulo, exposto às condições naturais, foi colocado em curto-circuito por determinados períodos. Como o módulo em curto-circuito ficou com a temperatura de suas células distribuídas de forma não uniforme, utilizou-se esta condição para fazer um conjunto de curvas I&V e compará-las com curvas obtidas para o módulo com distribuições mais uniformes de temperatura.

Foi utilizado, para obtenção das curvas I&V, o sistema de aquisição de dados desenvolvido por Prieb, 2002. Este sistema, quando conectado ao módulo, antes do início da aquisição dos pontos, coloca o painel fotovoltaico em circuito aberto. Desta forma, ao realizar o ensaio o módulo foi conectado em curto-circuito até que houvesse uma distribuição de temperatura das células com, no mínimo, 10 °C de diferença entre as células. Atingida a distribuição, o sistema de aquisição foi conectado e então, iniciado o processo de aquisição das curvas.

O programa de aquisição foi alterado para que o disparo, que é manual, fosse feito automaticamente com intervalos de um minuto. Como o objetivo foi de realizar a comparação entre as curvas em que o módulo apresentava distribuições diferentes de temperatura, a dificuldade foi de encontrar momentos com distribuições de temperatura diferentes e com a mesma radiação. Outro ponto que se deve tomar cuidado é que a irradiância não varie ao longo da aquisição de cada curva. Não foram consideradas as variações de temperatura das células durante a aquisição da curva I&V, devido à inércia térmica do módulo fotovoltaico. Esta suposição é razoável porque o tempo de aquisição da curva é de dois segundos.

Desta forma, dentro das medidas que se enquadravam dentro destas condições, foram analisadas a distribuição de temperaturas e a curva I&V para esta condição.

A Figura 6.30 mostra a distribuição de temperatura do módulo em circuito aberto imediatamente após passar um período em curto-circuito. A Figura 6.31 mostra a distribuição de temperatura do mesmo módulo para outro momento do ensaio que apresentava uma condição ambiental semelhante a da condição da Figura 6.30. Estas condições foram utilizadas para a

aquisição das curvas I&V porque ambas apresentavam irradiâncias semelhantes e distribuições de temperaturas diferentes.

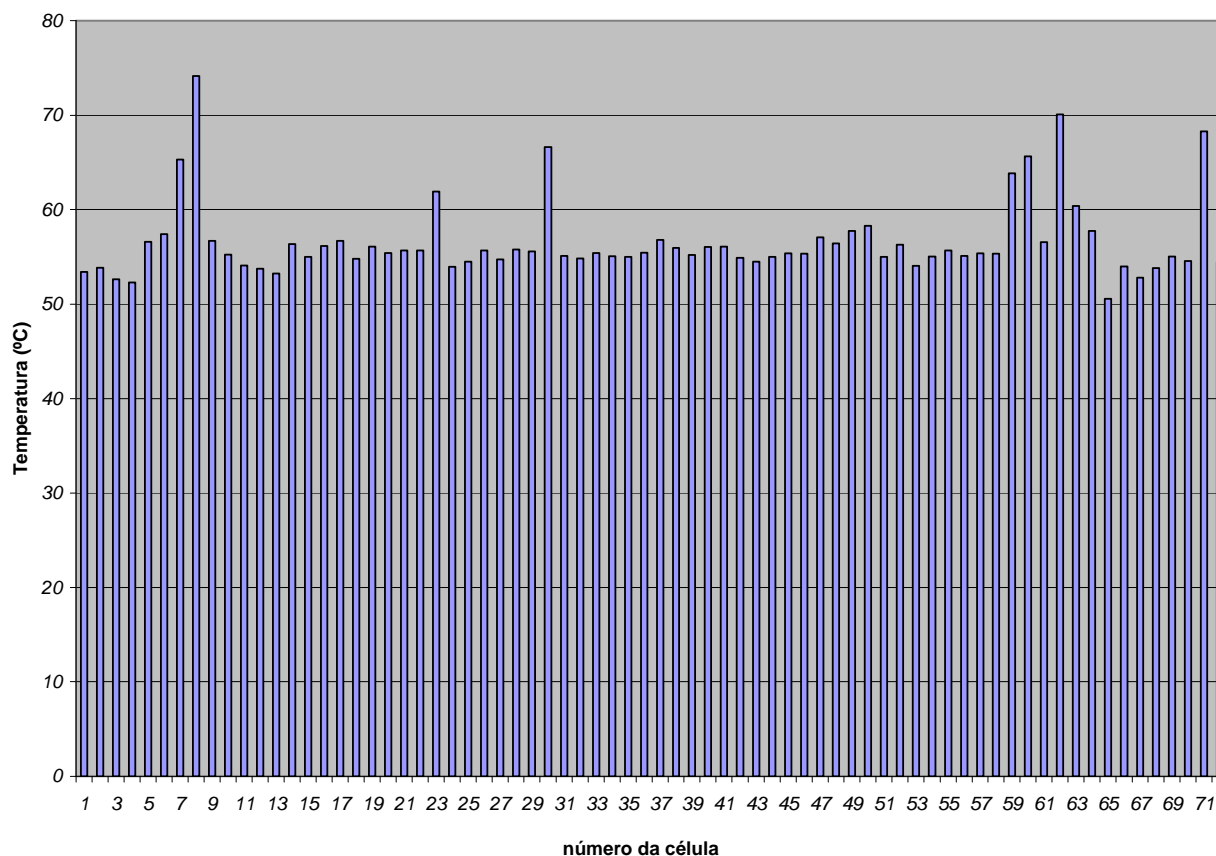


Figura 6.30-Distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico na condição de irradiância 343Wm^{-2} e temperatura média $(56,6 \pm 4,1) \text{ }^\circ\text{C}$ (imediatamente após desfeito o curto-circuito).

A Figura 6.32 mostra as duas curvas I&V adquiridas nas condições de distribuição de temperatura apresentadas na Figura 6.30 e 6.31.

Pode-se verificar na Figura 6.32, com o auxílio das Figuras 6.30 e 6.31, que a distribuição de temperatura não causa uma variação significativa na curva I&V.

As Figuras 6.33 e 6.34 mostram a distribuição da temperatura do módulo para outro instante do mesmo ensaio. Neste momento, os valores de irradiância foram mais elevados do que os apresentados nas Figuras 6.30 e 6.31. Também é possível verificar, com o auxílio das Figuras 6.33 e 6.34, que a curva I&V (Figura 6.35) para estas condições de distribuição de temperaturas não demonstram alterações significativas. Pode-se considerar, apesar de ocorrerem diferenças de temperaturas entre as células do módulo, que a distribuição da temperatura nas condições demonstradas nas Figuras 6.31 e 6.34 são mais uniformes. Os gráficos com uma análise estatística

da distribuição dos valores de temperaturas para as condições referentes às Figuras 6.30, 6.31, 6.33 e 6.34 são apresentados no Anexo 3.

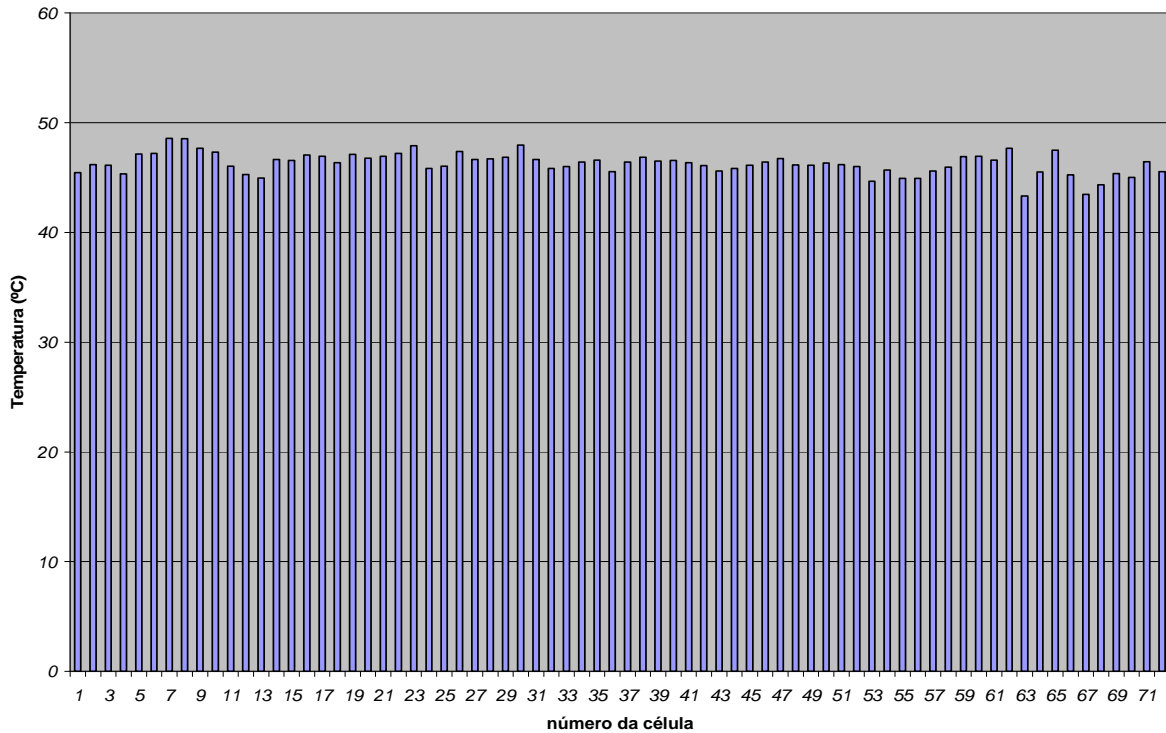


Figura 6.31-Distribuição de temperaturas do módulo fotovoltaico na condição de irradiância 339Wm^{-2} e temperatura média $(46,3 \pm 0,9)^\circ\text{C}$.

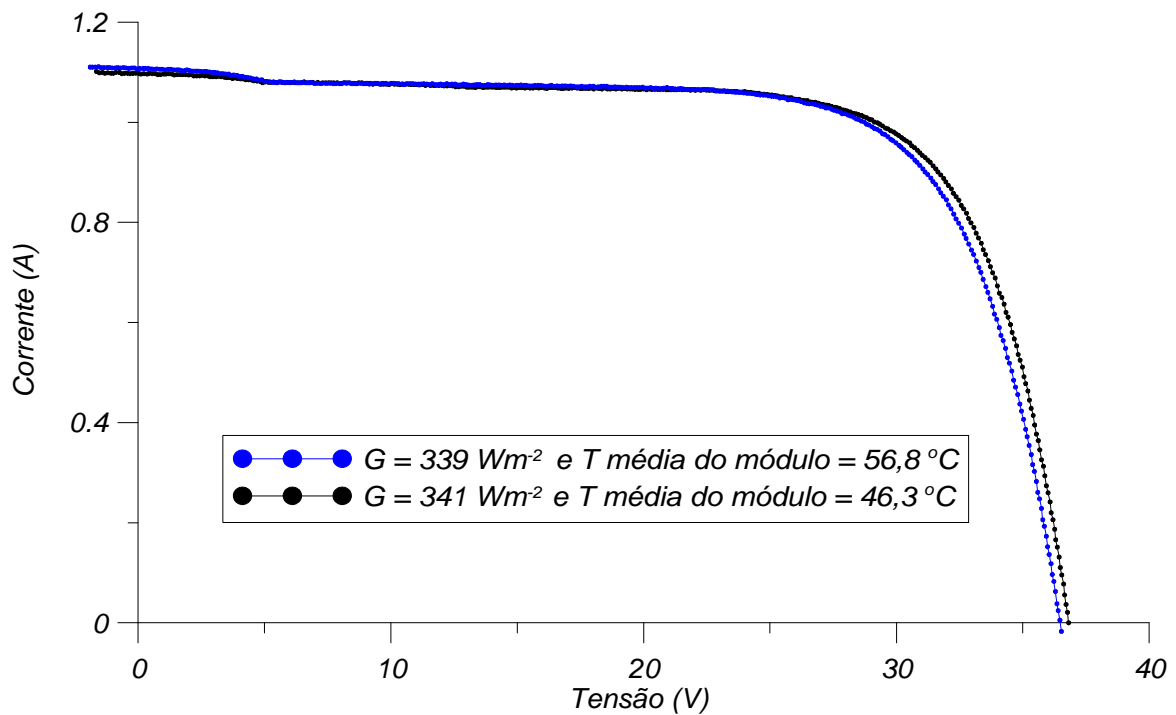


Figura 6.32-Curva I&V do módulo fotovoltaico ensaiado com irradiâncias semelhantes e com distribuições de temperaturas diferentes A.

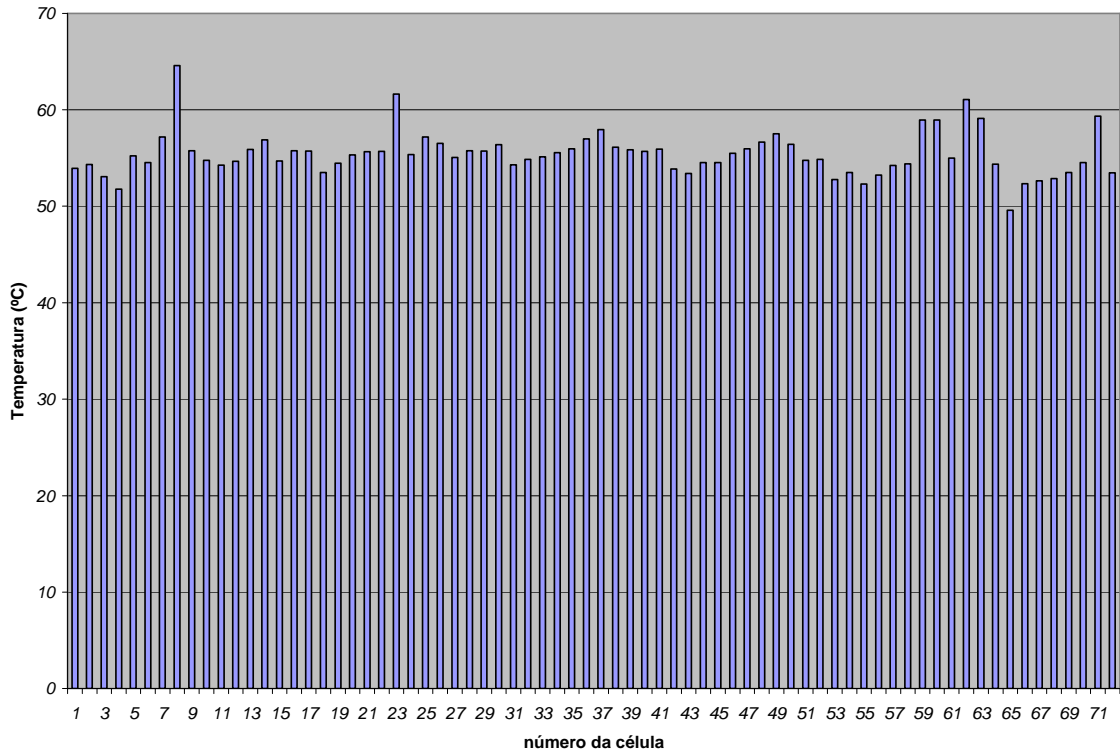


Figura 6.33-Distribuição de temperaturas do módulo na condição de irradiância 904Wm^{-2} e temperatura média $(55,4 \pm 2,3) \text{ }^\circ\text{C}$.

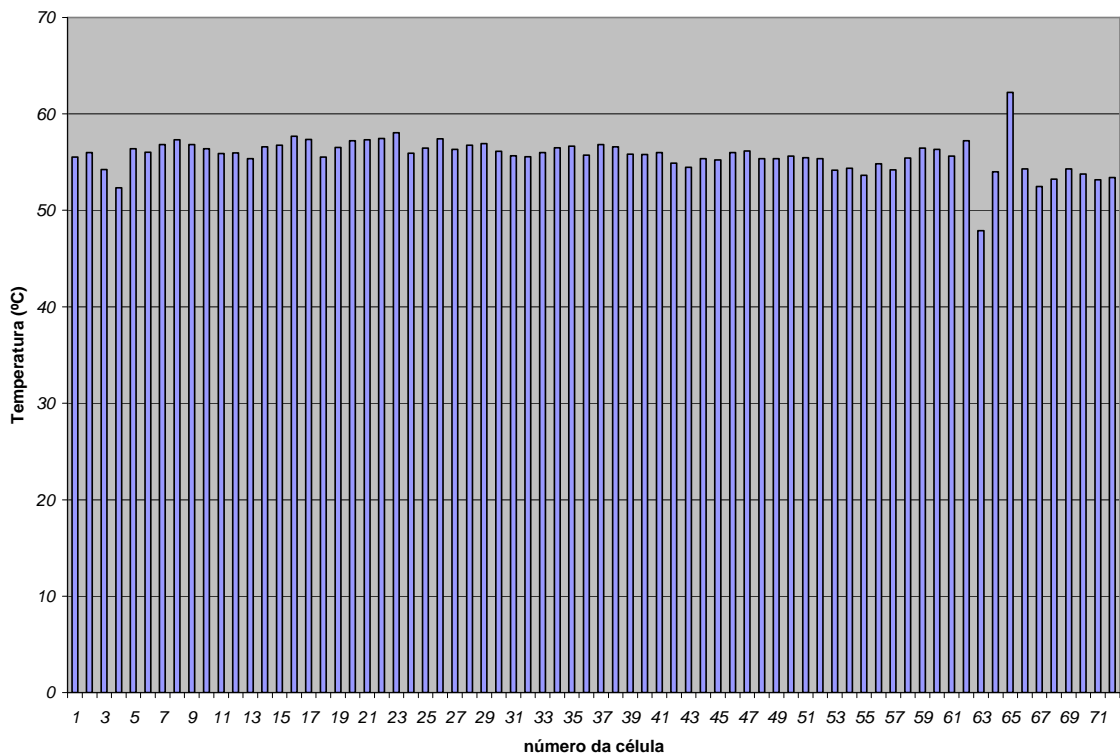


Figura 6.34-Distribuição de temperaturas do módulo na condição de irradiância 902Wm^{-2} e temperatura média $(55,7 \pm 1,7) \text{ }^\circ\text{C}$.

Como o interesse foi verificar a influência da distribuição da temperatura na curva I&V foi importante determinar momentos em que as irradiâncias tinham valores semelhantes. Este fator foi importante porque, caso os valores de irradiâncias fossem muito diferentes os valores de corrente de curto-circuito para as duas condições seriam diferentes. As condições da temperatura ambiente, velocidade do vento e temperatura do céu não foram levadas em consideração nestas comparações porque, caso houvesse variação de alguma destas grandezas seu reflexo na temperatura ocorreria em um tempo posterior ao tempo de aquisição do sistema que é de 2 s.

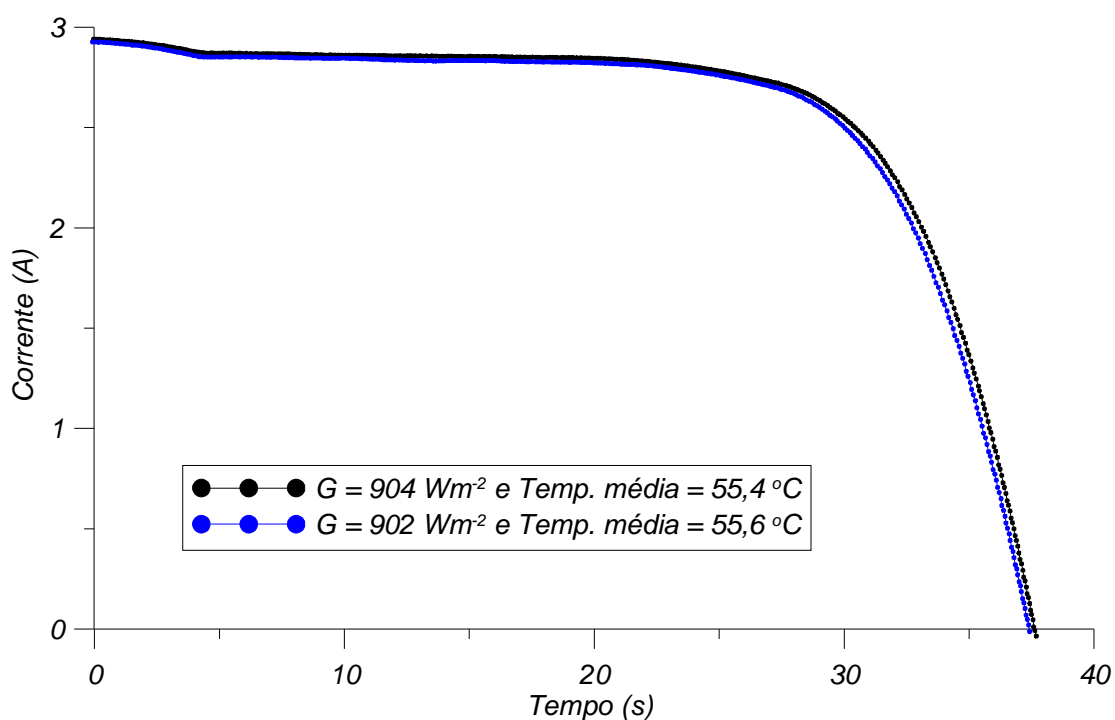


Figura 6.35-Curva I&V do módulo fotovoltaico ensaiado com irradiâncias semelhantes e com distribuições de temperaturas diferentes B.

7. CONCLUSÕES

Foi realizado um estudo para analisar a distribuição de temperaturas entre as células de um módulo fotovoltaico e verificar a possível influência desta distribuição de temperaturas nos resultados de ensaios de características elétricas dos módulos. Neste estudo, foram buscadas causas para justificar uma distribuição de temperatura não uniforme.

Para melhor compreensão dos mecanismos envolvidos na evolução de temperatura quando o módulo está em diferentes condições de operação, foi desenvolvido um programa de computador para calcular as temperaturas individuais de cada célula. Os parâmetros utilizados no programa foram ajustados através de resultados experimentais que permitiram separar efeitos de coeficientes de transferência de calor dos efeitos de capacidade térmica dos materiais utilizados na fabricação dos módulos. Também foi desenvolvido um procedimento experimental que permitiu determinar a absorvância de cada célula individualmente, propriedade esta necessária para utilizar adequadamente a simulação.

Para visualização completa da distribuição de temperaturas em todo o módulo, foram realizados diferentes mapeamentos de temperatura, com diferentes metodologias, usando varredura de termômetro sem contato, termografia e arranjo de sensores de contato. Os métodos de medida para cada tipo de ensaio foram estudados permitindo traçar uma comparação entre eles com avaliação de vantagens e desvantagens. O método da varredura com termômetro sem contato apresenta a dificuldade do longo tempo necessário para realizar o ensaio, durante o qual as condições do módulo podem ter variado, mas tem a vantagem de ser implementado com baixo custo de equipamento. O método de sensores de contato exige um longo tempo de preparação e calibração, além do custo ser mais elevado que o primeiro, mas permite varreduras em pouco tempo e apresenta uma precisão bastante boa. A termografia aparece como método ideal para mapear a temperatura de módulos fotovoltaicos, tendo em vista a facilidade de uso e, apesar de exigir alguns cuidados, pode ser utilizado sem prévia preparação dos módulos. O termógrafo é um equipamento de alto custo, o que limita este ensaio às instituições que tenham o equipamento disponível.

O posicionamento dos módulos em operação e a sua estrutura de apoio exigem que a termografia tenha que ser preferentemente feita pela face frontal dos mesmos. Assim o vidro é o material termografado, mas isto não constitui um problema porque o vidro representa muito bem a temperatura da célula que está encapsulada logo abaixo do mesmo. Tendo o vidro uma refletância especular, o uso da termografia sobre o mesmo é de difícil interpretação e poucos dados foram encontrados na literatura sobre esta prática. Um estudo específico sobre os erros da reflexão do vidro e sua interferência nas imagens termográficas foi então realizado.

Foi desenvolvido um método para determinar os efeitos da reflexão do vidro na banda de sensibilidade do termógrafo. A partir de uma montagem experimental, onde a fonte radiante tem características similares às de um corpo negro, foi desenvolvido um método para obter o coeficiente de reflexão do vidro diretamente das medidas realizadas com uma câmera termográfica. Os resultados mostraram que, na faixa de comprimentos de onda entre 8 μm e 13 μm , o índice de refração médio para o vidro é $n = 2$. Ainda nesta banda de comprimentos de onda o coeficiente de reflexão do vidro ($r = 0,11$) é, para incidência normal, bastante maior que na faixa da luz visível ($r = 0,04$). A consequência disto é o surgimento de erros de medida que, ao não serem considerados, podem levar a conclusões gravemente equivocadas.

Foi desenvolvido um método para corrigir os erros causados nas medidas termográficas pela reflexão de objetos que se encontrem no entorno. Para efetivar a correção é necessário conhecer a temperatura do objeto que está sendo refletido. O método de correção foi validado experimentalmente com experiências de reflexão sobre um vidro em diferentes temperaturas. Os resultados mostraram que o método é bastante adequado, diminuindo significativamente o erro da medida da temperatura na imagem do reflexo. Também foi determinada a dependência da reflexão com o ângulo de incidência, o que permite corrigir falsos gradientes térmicos produzidos, por exemplo, pela reflexão do céu em um módulo fotovoltaico em determinadas configurações geométricas entre termógrafo e módulo.

Nos mapeamentos de temperatura foram observadas diferenças muito significativas entre os módulos fotovoltaicos nas condições de circuito aberto e em curto-circuito. Estas diferenças foram facilmente observadas utilizando qualquer das metodologias de mapeamento estudadas, sendo imediatamente identificadas em uma imagem termográfica. Em circuito aberto, os módulos apresentam uma distribuição razoavelmente uniforme de temperatura, destacando-se como célula mais quente aquela posicionada à frente da caixa de conexões, por ter uma menor dissipação de calor na face posterior. Quando poucas células em um módulo destacam-se por um aumento excessivo de temperatura em relação às demais, foi dito que esta seria uma distribuição anômala. A detecção de células particularmente quentes na condição de curto-circuito pode representar defeitos na fabricação dos módulos ou na qualidade da célula que se destaca. Mesmo em módulos com boa qualidade elétrica a distribuição de temperaturas na condição de curto-circuito é muito menos uniforme do que na condição de circuito aberto. Na condição de operação com baterias ou no ponto de máxima potência, a distribuição de temperaturas é mais uniforme, assemelhando-se à distribuição de temperaturas obtida na condição de circuito aberto.

Foram identificadas algumas causas que produzem uma distribuição de temperaturas não uniforme entre as células, onde aparecem os efeitos de borda do módulo e de vizinhança de cada

célula na transferência de calor, a não uniformidade na absorvância solar das células e diferenças de características elétricas entre as mesmas. Através do programa de simulação foi possível verificar que os efeitos ópticos e os efeitos de transferência de calor não são suficientes para justificar as distribuições anômalas de temperatura observadas experimentalmente na condição de curto-circuito. Com certeza as células que se sobreaquecem estão dissipando energia elétrica produzida por outras células do módulo, evidenciando diferenças de polarização entre as mesmas.

Estudos teóricos preliminares mostraram que a distribuição de temperaturas interfere de forma muito sutil na curva característica de módulos fotovoltaicos. Ensaio com um módulo fotovoltaico, traçando a curva característica em condições ambientais similares e com diferentes distribuições de temperatura, mas com temperatura média similar, também resultaram em pequenas diferenças nas curvas. Tanto os resultados teóricos como os experimentais demonstram que interferência da distribuição das temperaturas nas curvas características é muito pequena, desde que sejam consideradas as temperaturas médias das células do módulo em cada situação.

O maior impacto que a distribuição não uniforme de temperatura pode trazer ao caracterizar eletricamente um módulo é proporcionar a possibilidade de cometer-se um grave erro ao medir a temperatura em uma célula qualquer e atribuir este valor à temperatura média do módulo. É comum observar procedimentos experimentais nos quais uma célula central do módulo foi escolhida para instalar um sensor para medir a temperatura do módulo. Neste caso, poderia por acaso ser esta uma célula com disparidade de temperatura, ocasionando um grave erro de interpretação da temperatura do módulo, muitas vezes maior do que 10 °C. O erro é repassado à curva característica quando a mesma é trasladada para a condição padrão ou outra condição de interesse.

Todos os módulos ensaiados apresentaram distribuição de temperatura não uniforme na condição de curto-circuito. Módulos que apresentaram distribuições de temperatura anômalas atingiram diferenças de até 23,5 °C nos experimentos realizados, enquanto todos os módulos em circuito aberto mostraram distribuições muito mais uniformes. Sendo assim pode-se concluir que, na preparação dos módulos para ensaios de características elétricas, os mesmos devem ficar em circuito aberto até o momento de aplicar a varredura de tensão para o traçado da curva. Um sistema que polarize o módulo em curto-circuito e o exponha ao Sol alguns minutos antes de aplicar a varredura pode prejudicar o resultado do ensaio.

Foram comparadas algumas curvas experimentais de evolução da temperatura ao longo do tempo com os resultados produzidos pelo programa de simulação, mostrando a capacidade do programa em acompanhar razoavelmente o perfil de temperatura desenvolvido, apesar da complexidade envolvida no processo. Nas situações em que os módulos foram conectados em curto-circuito, o programa não pode prever a polarização elétrica de cada célula, mas, analisando as

diferenças entre as temperaturas medidas e simuladas, é possível estimar a potência elétrica dissipada em cada célula para ajustar as temperaturas.

Finalmente, é possível afirmar que os objetivos foram cumpridos e que o desenvolvimento desta Tese proporcionou um conjunto importante de informações sobre as temperaturas experimentadas em módulos de sistemas fotovoltaicos. Os resultados estimulam a continuidade desta linha de pesquisa que poderá explorar ainda mais a adequada formulação do programa de simulação de comportamento térmico refinando a malha utilizada para a resolução numérica. Com este refinamento, pode-se expandir a análise de gradientes de temperatura que possam ocorrer nas células de um módulo fotovoltaico. Também seria importante adaptar o programa para outras geometrias de módulos fotovoltaicos.

Também seria importante a realização de um estudo de um módulo no qual se tenha acesso aos terminais da malha de metalização das células. Com estas medidas pode-se aprimorar a análise térmica e elétrica do módulo quando ele estiver submetido a diferentes condições de polarizações e, com estes dados, possibilitar uma análise mais aprimorada do programa de simulação para as condições de curto-circuito e de máxima potência.

Outra sugestão, decorrente desta Tese, é que seja feito um estudo dos erros que seriam cometidos devido à escolha equivocada da temperatura de uma célula que não seja representativa da temperatura média do módulo quando se caracteriza ou se realiza uma transposição das curvas I&V para outras condições de interesse.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alonso, M. C., 2000. “Modelado de Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos”, **Fundamento, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**, Editorial Ciemat, Madrid, España.

Alonso, M. C., Hermann, W., Boehmer, R., Wambach, K., 2001. “Outdoor Hot-Spot Investigations in Crystalline Silicon Solar Modules”, **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munich, Deutschland.

Alonso, M. C., Ruiz J. M., Chenlo F., 2006. “Experimental Study of Mismatch and Shading Effects in the $I-V$ Characteristics of a Photovoltaic Module”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 90 p. 329 – 340.

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

Bazilian, D. M., Kamalanathan, H., Prasad, D. K., 2002. “Thermographic Analysis of Building Integrated Photovoltaic System”, **Renewable Energy**, vol. 26 p.449 - 461.

Brinkworth, B. J., Sandberg, M., 2006. “Design Procedure for Cooling Ducts to Minimise Efficiency Loss due to Temperature Rise in PV Arrays”, **Solar Energy**, vol. 80, p. 89 – 103.

Charron, R., Athienitis, A. K. 2006. “Optimization of the Performance of Double – Façades with Integrated Photovoltaic Panels and Motorized Blinds”, **Solar Energy**, vol. 80. p. 482 – 491.

Chivelet, N. M., 2000. “Estudio de la Influencia de la Reflexión, el Ángulo de Incidencia y la Distribución Espectral de la Radiación Solar en los Generadores Fotovoltaicos”, **Editorial Ciemat**, Madrid, España.

Cueto, J. A., 2000. “Model for the Thermal Characteristics of Flat – Plate Photovoltaic Modules Deployed at Fixed Tilt”, **28th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 1441 – 1445. Alaska, USA.

Danner, M., Bücher, K. 1997. “Reverse Characteristics of Commercial Silicon Solar Cells – Impact on Hot – Spot Temperatures and Module Integrity”, **26th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 1137 – 1140. Anaheim, USA.

Davis, M. W., Fanney, A. H., Dougherty, B. P. 2001. “Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures”, **Journal of Solar Energy Engineering**., vol. 123, p. 200 – 210.

Dereniak, E. L., Boreman, G. D. 1996. “**Infrared Detectors and Systems**”, John Wiley & Sons, Inc. New York.

Duffie, J. A. Beckman, W.A., 1991. “**Solar Engineering of Thermal Processes**”, John Wiley & Sons, New York, USA.

Eberhardt, D., 2005. “**Desenvolvimento de um Sistema Completo para Caracterização de Células Solares**”, Dissertação de Mestrado, PGTEMA – PUCRS, Porto Alegre.

Eguren, J. A., 1981, “**Células Solares Bifaciales de Campo de Superficie (BCS)**”, Tesis Doctoral, UPM-Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid, España.

Gruner, K., 2003. “Principles of non-Contact Temperature Measurement”, Raytek Corporation – Technical Report, Santa Cruz, USA. p. 32.

Goetzberger, A., Knobloch, J., Bernhard, V., 1998. “**Crystalline Silicon Solar Cells**”, John Wiley & Sons LTD. Chichester, England.

Green, M., Emery, K., King, D. L. Hishikawa, Y., Warta, W., 2006. “Solar Cells Efficiency Tables (version 28)”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol.14, p. 455 – 461.

Green, M. 1992. “**Solar Cells**”, Ed. University of New South Wales, Kensington, Australia.

Guiavarch, A. Peupotier, B. 2006. “Photovoltaic Collectors Efficiency According to their Integration in Buildings”, **Solar Energy**, vol. 80, p. 65 – 77.

Holmann, J. P., 2001. “**Experimental Methods for Engineers**”, Mc Graw Hill, 7th ed. New York, New York.

Honsberg C. Bowden S. 1999. “**Photovoltaics: Devices, Systems and Applications PVCDROM 1.0**”, University of New South Wales, Sydney, Austrália.

IDAE, 1998. “Real Decreto 2818/1998 – 23 de diciembre, 1998. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía”, **Real Decreto**, Madrid, Espana.

IEC, 1993., “IEC 1215-Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules – Design Qualification and Type Approval”, **International Electrotechnical Comission**, Genève, Suisse.

IEC, 1989. “IEC 904-3-Photovoltaic Devices Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data”, **International Electrotechnical Commission**, Genève, Suisse.

Incropera, F. P., DeWitt D. P., 1998. “**Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa**”, 4^a Ed. LTC – Livros Técnicos e Científicos S.A., Rio de Janeiro.

Jones, A. D., Underwood, C. P., 2001. “A Thermal Model For Photovoltaic Systems”, **Solar Energy**, Vol.70, p. 349 – 359.

King, D. L., Kratochvil, Quitana, m. a.,Byson, 2000. “Application For Infrared Imaging Equipment In Photovoltaic Cell, Module, And System Testing”, **IEEE 26th Photovoltaic Specialist Conference**, p. 1295 – 1297.

Kittel, C., 1965. “**Introducción a la Física del Estado Sólido**”, 2^a Ed. Editorial Reverte S. A., Barcelona, España.

Knaupp, W., 1997. "Evaluation of PV Module Designs at Irregular Operation Conditions", **IEEE 26th Photovoltaic Specialist Conference**, Anaheim, CA, p. 1213-1216.

Krauter, S., Hanitsch, R., 1994. "Actual Optical And Thermal Performance Of Photovoltaic Modules", **IEEE 24th Photovoltaic Specialist Conference**, vol. 1, p. 734 – 737, Waikoloa, USA.

Krenzinger, A., 2001. An Algorithm For PV Array Analysis. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munique, Alemanha (CD – ROM).

Lasnier, F., Ang, T.G., 1990."Photovoltaic Engineering Handbook", Adam Hilger, New York, USA.

Lu, Z. H., Yao, Q., 2007. "Energy Analysis of Silicon Solar Cells Modules Based on an Optical Model for Arbitrary Layers", **Solar Energy**, vol. 81, p.636 – 647.

Luccini, E., 2007. "Efecto de Incremento de Radiación Solar por Nubes Dispersas en el Ambiente de Bahía Paradiso, Península Antártica", **Actas del VI Simposio Argentino y III Latinoamericano sobre Investigaciones Antárticas**, Buenos Aires, Argentina.

Malisca, C. R., 2004. "Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional", LTC, 2^a Ed, Rio de Janeiro.

Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., Poggi, P. 2006. "Calculation of the Polycrystalline PV Module Temperature Using a Simple Method of Energy Balance", **Renewable Energy**, vol. 31, p. 553 – 567.

Matsukawa, H., Kurokawa, K., 2005. "Temperature Fluctuation Analysis of Photovoltaic Modules at Short Time Interval", **IEEE 31th Photovoltaic Specialist Conference**, Florida, USA.

Mveh, J. D. B. M., 1999. "Análise Teórica e Experimental da Eficiência Térmica de Coletores Solares sem Cobertura e de Baixo Custo", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.

Meyer, E. L. Dyk, E. E. van., 2005. "The Effect of Reduced Shunt Resistance and Shading on Photovoltaic Module Performance", **31th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 1331 – 1334, USA.

Moehlecke, A., 1996. "Conceptos Avanzados de Tecnología para Células Solares con Emisores P⁺", Tese de Doutorado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación – IES. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.

Okada, N., Yamanaka, S., Kawamura, H., Ohmo, H., Kawamura, H., 2005. "Diagnostic Method of Performance of a PV Module with Estimated Power Output in Considering Four Loss Factors", "**31th Photovoltaic Specialists Conference**" . p. 1643 – 1646, USA.

Prieb, C. W. M., 2002. "Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.

Radziemska, E. 2003. “The Effect of Temperature on the Power Drop in Crystalline Silicon Solar Cells”, **Renewable Energy**, vol. 28. p. 1 – 12.

Radziemska, E., Klugmann, E. 2006. “Photovoltaic Maximum Power Point Varying with Illumination and Temperature”, **Journal of Solar Energy Engineering**, vol. 128. p. 34 – 39.

Richards, B. S., Rowlands, S. F., Honsberg C. B., Cotter, J. E., 2003. “TiO₂ DLAR Coatings for Planar Silicon Cells”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol. 11, p. 27 – 32.

Richards, B. S., 2004. “Comparison of TiO₂ and Other Dielectric Coatings for Buried-Contact Solar Cells: a Review”, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol. 12, p. 253 – 281.

Romero, F. C., 2002. “Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano”, **Informes Técnicos Ciemat**, Madrid, España.

Rosell, J. I., Ibáñez, M. 2006. “Modelling Power Output in Photovoltaic Modules for Outdoor Operation Conditions”, **Energy Conversion & Management**, p. 2424 – 2430.

Ruiz, J. M., 2001. “**Avanços da Energia Solar Fotovoltaica**”, palestra apresentada na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Sánchez, M. C., 1989, “**Estudio de los Efectos del Dopaje de Base en Células de Silício. Contribución al Diseño para Distintos Modos de Iluminación**” Tesis Doctoral, UPM-Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid, España.

Santbergen, R., van Zolingen, R. J. C., 2007. “The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study”, **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Article in Press, doi: 10.1016/j.solmat.2007.10.005.

Silva, M. L. Krenzinger, A., 2007, “**Calibração e Utilização de um Pirgeômetro**”, Salão de Iniciação Científica da UFRGS, Porto Alegre.

Stem, N., 2007, “**Células Solares de Silício de Alto Rendimento: Otimizações Teóricas e Implementações Experimentais Utilizando Processos de Baixo Custo**”, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

Tanaka, M., Okamoto, S., Tsuge, S. Kiyama, S. 2003. “Development of HIT Solar Cells with more than 21% Conversion Efficiency and Commercialization of Highest Performance HIT Modules” **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, p. 955 – 958.

Yoshioka, H., Nishikawa, S., Nakagima, S., Takeoka, M. A. S., Matsutani, T., Suzuki, A., 1996. “Non Hot-Spot PV Module Using Solar Cells with Bypass Diode Function”, **IEEE 25th Photovoltaic Specialist Conference**, p.1271 – 1274.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

Agroui, K., Collins, G., 2003. “Characterisation of EVA Encapsulant Material by Thermally Stimulated Current Technique”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 80, pp 33 – 45.

Ballif, C., Dicker, J., Borchert, D., Hofmann, T., 2004. “Solar glass with industrial porous SiO₂ Antireflection Coating: Measurements of Photovoltaic Module Properties Improvement and Modeling of Yearly Energy Yield Gain”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 82, p. 331 – 344.

Bashahu, M., Nkundabakura, P. 2007. “Review and Tests of Methods for the Determination of the Solar Cell Junction Ideality Factors”, **Solar Energy**, vol. 81, p. 856 – 863.

Boyeaux, J. P., Kaminski, A., Ferrer, N., Berger, S., Laugier, A., 2000. “Correlated Light Beam Induced Current And Infrared Thermography Mapping Applied to the Local Characterization of Large Area Multicrystalline Solar Cells”, **28th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 319 – 322. Alaska, USA.

Breitenstein, O., Eberhardt, W. Iwig, K., 1994. “Imaging the Local Forward Current Density Of Solar Cells By Dynamical Precision Contact Thermography”, **24th Photovoltaic Specialists Conference**, vol. 2, p. 1633 – 1636 , Waikoloa, USA.

Breitenstein, O., Rakotoniaina, J., P., Al Rifai, M. H., 2003. “Quantitative Evaluation Of Shunts In Solar Cells By Lock-In Thermography”, **Progress in Photovoltaic: Research and applications**, vol. 11, p. 515 -526.

Close, J., 2001. “BIPV for the High-Temperature, High –Rise, High-Density Cities Of S. China: the Related Projects Of PV Hku Research Group To Facilitate BIPV Application”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 67, pp 449 – 458.

Cueto, J. A., Rummel, S. R., 2005. “Comparison of Diode Quality Plus Other Factors in Polycrystalline Cells and Modules From Outdoor and Indoor Measurements, **31th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 511 – 514, USA.

David, J. P., Duveau, J., Guerin, J., Pelenc, L., Michel, A., Rapp, E., Roussel, M., 1990. “Electrical And Thermal Behaviour Of GSR3 Type Solar Array”, **21th Photovoltaic Specialists Conference** .vol. 2, p.1334 – 1339, Kissimmee, USA.

David, J. P., Duveau, J., Guerin, J., Pelenc, L., Michel, A. 1993. “ Electrical And Thermal Testing And Modelling Of Breakdown In Space Solar And Generators”, **23th Photovoltaic Specialists Conference** .vol. 2, p. 1415 - 1420, Louisville, USA.

Deb, S. K., 2000. “Recent Developments In High-Efficiency PV Cells”, **VI World Renewable Energy Congress**, Brighton, U. K.

van Dyk, E. E., Gxasheka, A. R., Meyer, E. L., 2005. “Monitoring current-voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules” **Renewable Energy**, vol. 30, p. 399 – 411.

Farney, A. H., Davis, M. W., Doughert, B. P., 2002. “Short-Term Characterization for Building Integrated Photovoltaic Panels”, **Proceedings of Solar Forum 2002: Sunrise on the Reliable Energy Economy**, Reno, USA.

Fuentes, M. Nofuentes. G., Aguilera, J. Talavera, D. L., Castro, M., 2007. “Application And Validation Of Algebraic Methods To Predict the Behavior Of Crystalline Silicon PV Modules In Mediterranean Climates”, **Solar Energy**, vol. 81, p. 1396 – 1408.

Garcia III, A. Simburger, E., Lam, T. Malachseky, 1994. “Minimization Of Solar Cell Hot-Spots on GPS Solar Arrays Using Sabertm Modeling”, **24th Photovoltaic Specialists Conference**, vol. 2, p. 2042 – 2044 , Waikoloa, USA.

El-Genk M.S., 2008. “Special Issue on Space Nuclear Power and Propulsion”, **Energy Conversion & Management**, vol. 49, p. 381.

Gerlach L., Fournier-Scire, A., Fromberg, A., Kroehnert, S.1990. “Hubble Space Telescope Solar Generation Design for a Decade in Orbit”, **21th Photovoltaic Specialists Conference** .vol. 2, p.1308 – 1313, Kissimmee, USA.

Guo, J., Cotter, J. E., 2004. “Laser-Grooved Backside Contact Solar Cells With 680-Mv Open-Circuit Voltage”, **IEEE Transactions on Electronic Devices**, Vol. 51, p.2186 – 2192.

Haapalinn, A., Manoochehri, F., Ikonen, E., 1999. “High-Accuracy Measurement of Specular Spectral Reflectance and Transmittance”, *Analitica Chimica Acta*, Vol. 380, p. 317 – 325.

Heckthener, L. A., Krenzinger, A., Prieb, C. W. M., 2002. “Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis”, **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences**, vol. 24.

Hermann, W., Wiesner, W., Vaaßen, W. 1997. ‘Hot-Spot Investigations on PV Modules – New Concepts for Test Standard and Consequence for Module Design with Respect to Bypass Diodes’, **IEEE 26th Photovoltaic Specialist Conference**, p. 1129 – 1132.

Hermann, W., Alonso, M. C., Boehmer, W., Wambach, K. 2001. “Effective Hot-Spot Protection of PV Modules – Characteristics of Crystalline Silicon Cells and Consequence for Cell Production”, **17th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munich, Deutschland.

Hernlund, J., Leinenweber, K., Locke, D., Tyburczy, J., 2006. “A Numerical Model for Steady-State Temperature Distribution In Solid-Medium High Pressure Cell Assemblies”, **American Mineralogist**, Vol.91, P. 295 – 305.

IEC, 1987. “IEC 891-Procedures For Temperature And Irradiance Corrections To Measured I-V Characteristics Of Crystalline Silicon Photovoltaic Devices”, **International Electrotechnical Commission**, Genève, Suisse.

Innanone, F. Noviello, G. , Sarno, A., 1998. “Monte Carlo Techniques To Anlyse The Electrical Mismatch Losse In Large –Scale Photovoltaic Generator”, **solar energy**, vol. 62, No. 2, p. 85 – 92.

King, D. L., Dudley, K., Boyson, W. E., 1996. “PVSIM[®]: A Simulation Program For Photovoltaic Cells, Modules, And Arrays”, **IEEE 25th Photovoltaic Specialist Conference**,P. 1183 – 1186.

King, D. L., Kratochvil, J. A., Boyson, W. E., 1997. “Temperature Coeficientes For PV Modules And Arrays: Measurement Methods, Difficulties, And Results”, **IEEE 26th Photovoltaic Specialist Conference**,P. 1295 – 1297.

King, D. L., 1997. “Photovoltaic Module And Array Performance Characterization Methods For All System Operating Conditions”, **Proceeding .Of NREL/SNL. Photovoltaics Program Review Meeting**, November, Lakewood, New York

Sjerps-Koomen, E. A.,Alsema, E.A., Turkenburg, W.C., 1996. “A Simple Model For Pv Module Reflection Losses Under Field Conditions”, **Solar Energy**, Vol.57 No. 6, p. 421 – 432.

Krenzinger, A., Andrade, A. C., 2007. “Accurate Outdoor Glass Thermographic Thermometry Applied To Solar Energy Devices”, **Solar Energy**, vol. 81, p. 1025-1034.

Kunii, T., Kitao, J., Mori, K., Yoshida, N., Nonomura, S., 2002. “Temperatura Dependence Of Absorption Coefficient Espctra For μ C-Si Films Bys Resonant Photothermal Bending Spectroscopy” **Solar Energy Materials & Solar Cells**, Vol. 74, pp 415– 420.

Lenard, R. X., 2006. “Nuclear Safety, Legal Aspects And Policy Recommendations For Space Nuclear Power And Propulsion Systems”, **Acta Astronautica**, Vol. 59, p. 398 – 412.

Lee, E. J.; Kim, D. S.; Lee, S. H., 2002. “Ni/Cu metallization for low-cost hight-efficiency PERC cells”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 74, p. 65-70.

Liu, L.H., 2002. “Numerical approach for reflections and transmittance of finite plane-parallel absorbing and scattering medium subjected to normal and diffuse incidence”, **Journal of Quantitative Spectroscopy & Radiative Transfer**, vol. 75, p. 637 – 646.

Maddalena, P., Parretta, P., Tortora, P., Altermatt, P., Zhao, J., 2003. “Simultaneous Optical Losses and Current Measurements in Photovoltaic Devices at Variable Angle of the Incident Light”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 75, p. 397 – 404.

Maddalena, P., Parretta, P., Sarno, A., Tortora, P., 2003. “Novel Techniques for the Optical Characterization Materials and Devices”, **Optical and Laser Engineering**, vol. 39, p. 397 – 404.

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

Mathur, R. K., Mehrotra, D. R., Mittal, S., Dhariwal, S. R., 1984. "Thermal Non-Uniformities in Concentrator Solar Cells", **Solar Cells**, vol. 11, p. 175 – 188.

McIntosh, K. R., Swanson, R. M., Cotter, J. E., 2006. "A Simple Ray Tracer to Compute the Optical Concentration of Photovoltaic Modules", **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol.14, p. 167 – 177.

Molenbroeck, E., Waddington, D. W., Emery, K. A., 1991. "Hot-Spot Susceptibility and Testing of PV Modules", **31th Photovoltaic Specialists Conference** . p. 547 – 552, Las Vegas, USA.

Mohelníková, J., 2008. "Method for Evaluation of Radiative Properties of Glass Samples", **Applied Thermal Engineering**, vol. 28, p. 388 – 395.

Nishioka, K., Hatayama, T., Uraoka, Y., Fuyuky, T., Hagihara, R., Watanabe, M., 2003. "Field-Test Analysis of PV System Output Characteristics Focusing on Module Temperature", **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 75, p. 665 – 671.

Notton, G., Cristofari, C., Mattei, M., Poggi, P., 2005. "Modelling of a Double-Glass Photovoltaic Module Using Finite Differences", **Applied Thermal Engineering**, vol. 25, p. 2854 – 2877.

Ramos, C.R., 2006. "**Otimização do Emissor n+ e da Metalização por Deposição Química para Células Solares Industriais**", Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PGETEMA, Porto Alegre.

Meneses-Rodríguez, D., Horley, P. P., Gonzáles-Hernández, J., Vorobiev, Y. V., Gorley, P. N., 2005. "Photovoltaic Solar Cells Performance at Elevated Temperatures", **Solar Energy**, vol. 78, p. 243 – 250.

Proux, J. P., 2000, "Nuclear Power Generation for Planetary Exploration why not a PWR?", **Acta Astronautica**, vol.47, p. 91 – 95.

Swanson, R. M., 2005, "Approaching the 29% Limit Efficiency of Silicon Solar Cells", **29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 889 – 894., USA.

Termoteknix Systems LTD, 2004. "Infrared Vision Cameras User Manual", Cambridge.

Tyagi, M.S., 1991. Introduction to Semiconductor Materials and Devices. John Wiley & Sons. New York. 669p.

Vega, A. M., 2000. “Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica: La Célula Solar”, **Fundamento, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**, Editorial Ciemat, Madrid, España.

Verlinden, P. J., Terão, A., Smith, D. D., McIntosh, K., Swanson, R. M., Ganakas, G., Lasich, J. B., 2001. “Will We Have a 20% Efficient (PTC) Photovoltaic System?” **20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, Barcelona, Italia.

Yamada, T, Hiroyuki N., Sugiura, T. Sakuta, K., Kurokawa K., 2001. “Reflection Loss Analysis by Optical Modeling of PV Module”, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, vol. 67, p. 405 – 413.

Willians, S.R., Betts, T.R., Gottschalg, R., Beyer, H. G., Infield, D. G., 2003. “Modelling Long–Term Module Performance Based on Realistic Reporting Conditions with Consideration to Spectral Effects”, **3rd World Conference Photovoltaic Energy Conversion**, p.1908 – 1911. Osaka. Japan.

Woodyard, J. R., Snyder, D. B., 2005. “High-Altitude Air Mass Zero Calibration of Solar Cells”, **NASA Technical Reports Server – Glenn Technical Reports Server** <http://gltrs.grc.nasa.gov/reports/2005/cp-2005-213431/16woodyard.pdf>.

PUBLICAÇÕES GERADAS AO LONGO DA TESE

ANDRADE, Airton Cabral de; KRENZINGER, A.. “Estudo da Influência da Distribuição de Temperatura nas Características de Módulos Fotovoltaicos”. In: I Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2007, Fortaleza. **Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Recife: ABENS, 2007.

KRENZINGER, A.; ANDRADE, Airton Cabral de. “Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices”. **Solar Energy**, v. 81, p. 1025-1034, 2007.

VERA, Luis Horacio ; ANDRADE, Airton Cabral de ; KRENZINGER, A. . “Metodologia para Analisar a Uniformidade da Iluminação”. In: Mercofrio 2006, 2006, Porto Alegre. **Anais do Congresso Mercofrio 2006**. Porto Alegre: ASBRAV, 2006. v. CD-ROM.

ANDRADE, Airton Cabral de; KRENZINGER, A.,. “Medição de Propriedades Térmicas de Módulos Fotovoltaicos”. In: Mercofrio 2006, 2006, Porto Alegre. **Anais do Congresso Mercofrio 2006**. Porto Alegre : ASBRAV, 2006. v. CD-ROM.

ANDRADE, Airton Cabral de ; KRENZINGER, A. . “Estudo Termográfico da Distribuição de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos”. In: ELETRISUL - Fórum de Integração Energética, 2005, Porto Alegre. **Anais do Eletrisol. Porto Alegre : Studyo30, 2005**. v. CD - R.

ANDRADE, Airton Cabral de; KRENZINGER, A.. “Efeito da Distribuição de Temperaturas sobre a Curva Característica de Módulos Fotovoltaicos”. In: XII Congreso IBÉRICO e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar, 2004, Vigo (Espanha). **Libro de Actas del XII Congreso IBÉRICO e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar**. Vigo : Norgrafica, 2004. v. 2. p. 775-780.

ANDRADE, Airton Cabral de ; VERA, Luis Horacio ; PRIEB, César W. M. ; KRENZINGER, A. . “Efeito de Atenuadores de Irradiância Solar nos Ensaio de Dispositivos Fotovoltaicos”. In: 5th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2003, São Pedro. **Anais do V CLAGTEE, 2003**. v. CD-ROM.

ANEXO 1

FATORES QUE INFLUENCIAM A EFICIÊNCIA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Conforme Green, 1991, a eficiência de conversão de energia de uma célula solar é definida como a relação entre a potência elétrica máxima que uma célula pode converter para uma energia luminosa incidente sobre o dispositivo. Desta forma, a eficiência de conversão da energia luminosa em elétrica é dependente de fatores como a quantidade de energia luminosa que a célula consegue absorver, dos efeitos quânticos no momento da conversão da energia dos fótons capturados em energia elétrica, dos efeitos de dissipações de energia elétrica nas resistências oferecidas pelo semicondutor e malha de metalização.

Sendo assim, conforme proposto por Goetzberg, 1998, será seguido um esquema mostrado na Figura A1.1 para relatar como determinadas grandezas influenciam a eficiência da célula fotovoltaica.

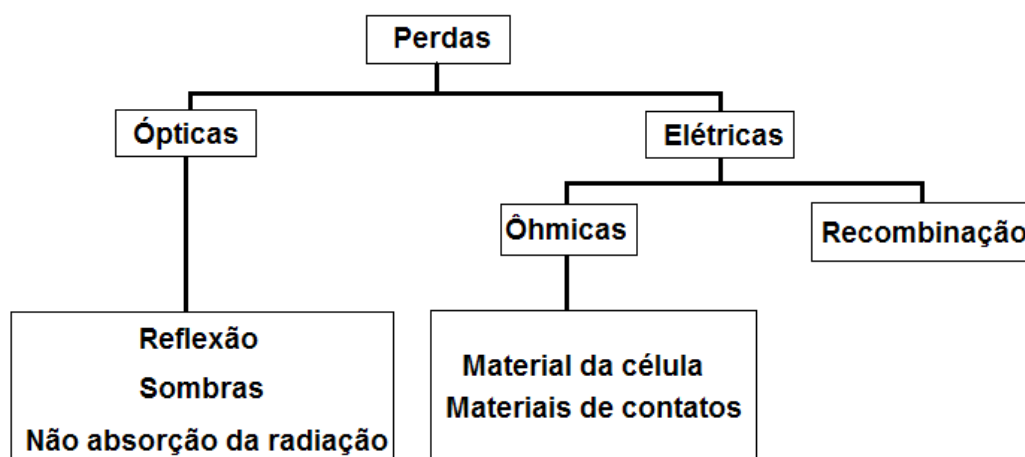


Figura A1.1 – Esquema de perdas em uma célula fotovoltaica
(adaptado de Goetzberg, 1998).

No que tange às questões ópticas do dispositivo, os fótons que chegam à célula sob a forma de radiação luminosa podem ser absorvidos, refletidos ou transmitidos. As grandezas associadas a estas características são respectivamente a absorvância, a refletância e a transmitância. Estas grandezas são dependentes do comprimento de onda e a soma destas, para o mesmo comprimento de onda λ , deve ser igual a 1.

A absorvância de um material é um valor dependente do comprimento de onda da radiação incidente. Sendo assim, ela é denominada absorvância espectral e é denotada por $\alpha_m(\lambda)$. Sua

definição, conforme Incropera, 1998, é dada pela relação entre a energia absorvida e a energia incidente para cada comprimento de onda.

Da totalidade dos fótons incidentes os que não foram absorvidos podem ter sido refletidos ou transmitidos. Para determinar a parcela refletida, fazendo uso da característica ondulatória da energia radiante, deve-se considerar que a reflexão é dividida em uma componente paralela e uma componente perpendicular ao plano de incidência, conforme as equações (4.18), (4.19) e (4.20).

Visando minimizar os efeitos de reflexão da radiação na superfície do silício, são depositadas películas antireflexivas sobre as lâminas de silício. Estas películas combinadas com a texturização da superfície da célula fotovoltaica fazem com que alguns fótons refletidos na superfície do silício possam incidir em outro ponto da superfície e refratar no semicondutor [Goetzberg, 1998; Richards et al., 2003].

Outro aspecto a ser considerado, relativo às perdas ópticas, é que ao ser depositado o material da rede metálica sobre a célula uma parcela da radiação reflete nesta rede metálica. Desta forma, estes fótons refletidos não contribuem para a conversão de energia luminosa em elétrica.

Relativo às perdas ópticas devido a não absorção da radiação no corpo do semicondutor, deve-se considerar que nem todos os fótons incidentes são absorvidos para a formação de pares de elétrons-lacunas. Alguns fótons podem atravessar a célula fotovoltaica e não serem aproveitados na formação destes pares. Visando minimizar este efeito são realizados tratamentos superficiais na célula para que sua superfície posterior tenha um comportamento randômico para a reflexão [Goetzberg, 1998].

Considerando os fótons que são absorvidos no semicondutor, alguns não possuem a energia correspondente ao *gap* do material e, conseqüentemente, não são capazes de gerar o par elétron-lacuna. Outros fótons possuem energia muito maior do que o *gap* do material e podem ultrapassar o corpo do semicondutor sem serem absorvidos. Caso estes fótons sejam absorvidos somente geram um único par elétron-lacuna. Devido a estes fatores, a célula fotovoltaica de silício tem sua sensibilidade para a uma faixa de radiação que vai dos comprimentos de onda do visível até o infravermelho próximo [Green, 1992].

Ainda segundo o esquema proposto em Goetzberg, 1998, as perdas devido aos efeitos elétricos são divididas em ôhmicas e recombinações.

Partindo do princípio que os fótons foram absorvidos pelo semicondutor, ocorre que após a geração do par elétron – lacuna tanto os elétrons livres quanto as lacunas podem recombinarem-se no corpo do semicondutor. Sendo assim, os fótons que foram absorvidos não são aproveitados para a fotocorrente.

Segundo Green, 1992, as recombinações, são divididas em recombinações radioativas, por níveis discretos-defeitos (*Shockley – Read – Hall ou SRH*), Auger e em superfície.

A recombinação radioativa ocorre basicamente da seguinte forma: um elétron da banda de condução recombina-se com uma lacuna da banda de valência emitindo um fóton com uma energia igual a diferença entre os níveis energéticos entre os estados destes elétrons. Este tipo de recombinação é característico de dispositivos como diodos emissores de luz (*LED's*) e *LASER*.

A recombinação por níveis discretos-defeitos (*SRH*) ocorre com a existência de níveis existentes entre as bandas de condução e a de valência do semiconductor. Estes níveis são produzidos por defeitos na rede cristalina do semiconductor e/ou por impurezas introduzidas.

A recombinação Auger envolve três portadores de carga. Um elétron e uma lacuna ao recombinarem-se fornecem um excesso de energia a um segundo elétron que, ao retornar ao seu estado original de energia emite fônons. Este tipo de recombinação ocorre em regiões altamente dopadas. Conforme Goetzberg, 1998, estas regiões altamente dopadas são considerados para valores acima impurezas de 10^{18} cm^{-3} .

Finalmente, a recombinação em superfície ocorre quando defeitos superficiais da rede, ou as substituições intersticiais de átomos do semiconductor por impurezas, promovem a combinação dos pares formados pelos elétrons e lacunas.

Outro fator a ser considerado nas perdas são as dissipações que ocorrem devido aos efeitos ôhmicos causados por resistências inerentes ao processo de fabricação das células fotovoltaicas. Estas resistências podem ser divididas em resistência série e resistência paralela.

Os efeitos causados por estas resistências ocorrem basicamente no corpo do semiconductor, nos contatos entre os metais da rede e o semiconductor e na rede de metalização da célula solar. A Figura A1.2 mostra como são consideradas as resistências em série na célula fotovoltaica.

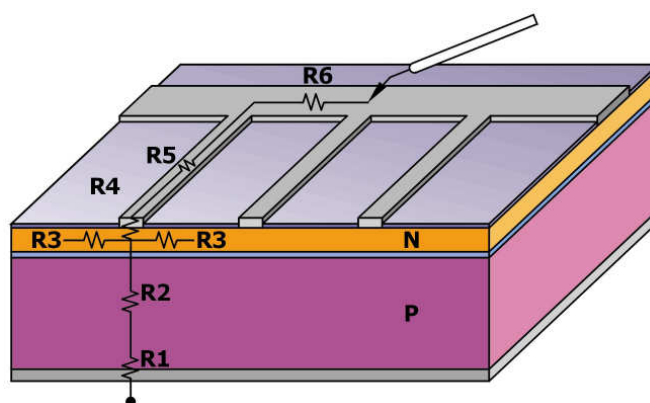


Figura A1.2 – Esquema de resistências elétricas para uma célula fotovoltaica (Adaptada de Goetzberg, 1998)

As resistências individuais são:

- R1 – resistência entre o metal e o semicondutor pela face posterior;
- R2 – resistência do semicondutor (base);
- R3 – resistência do semicondutor (emissor) relacionado com o fluxo de corrente lateral;
- R4 – resistência entre a rede de metalização e o semicondutor;
- R5 – resistência dos dedos da malha de metalização (*fingers*);
- R6 – resistência do barramento da malha de metalização (*bus*)

A outra resistência que influencia na eficiência da célula fotovoltaica é a resistência paralela. Esta resistência, que deve ser elevada, fornece um caminho alternativo para a corrente fotogerada. Devido a este efeito, parte da corrente fotogerada que deveria circular por um circuito externo, é desviada por este caminho formado entre os terminais positivo e negativo da célula.

Um outro ponto importante na eficiência de células fotovoltaicas é a dependência entre a fotocorrente e a eficácia com que os fótons são absorvidos na célula fotovoltaica. Desta forma, a absorptância do dispositivo tem uma influência bastante significativa. A célula fotovoltaica consegue converter em eletricidade os fótons absorvidos para uma determinada faixa espectral que vai de 0,3 μm até 1,1 μm . Sendo assim, a energia dos fótons incidentes $E(\lambda)$ não é aproveitada uniformemente ao longo deste espectro. Esta energia é calculada conforme a equação (A1.1)

$$E(\lambda) = hf \quad (\text{A1.1})$$

onde h é constante de Planck e f a frequência associada aos fótons.

Considerando que as células solares respondem de forma diferente para cada comprimento de onda, a resposta espectral fornece informações importantes sobre o desenho da célula [Green, 1992]. Com os valores de resposta espectral pode-se otimizar o desenho das células fotovoltaicas com o objetivo de capturar a maior quantidade de fótons, seja melhorando o processo de refração da radiação incidente, pela melhoria dos tempos de vida dos pares elétrons–lacunas, pelo incremento da permanência dos fótons que tenham energias suficientes para atravessar o semicondutor fazendo com que sejam refletidos na superfície posterior (*back surface reflectors* - *BSR*) ou com o incremento da probabilidade de captura de fótons com a utilização da tecnologia *BSF*.

Para citar exemplos de fatores que podem influenciar a eficiência, a Figura A1.3, feita com microscopia eletrônica, mostra a existência de uma separação de um dos dedos da grade de metalização de uma célula fotovoltaica e a espessura de um dedo desta malha. Estes fatores influenciam nos valores da resistência série de uma célula. O efeito de aderência da malha de metalização pode ser minimizado com o recozimento da célula. Observando a Figura A1.4 pode-se notar que a aderência do metal à superfície do silício é mais eficiente do que a da Figura A1.3.

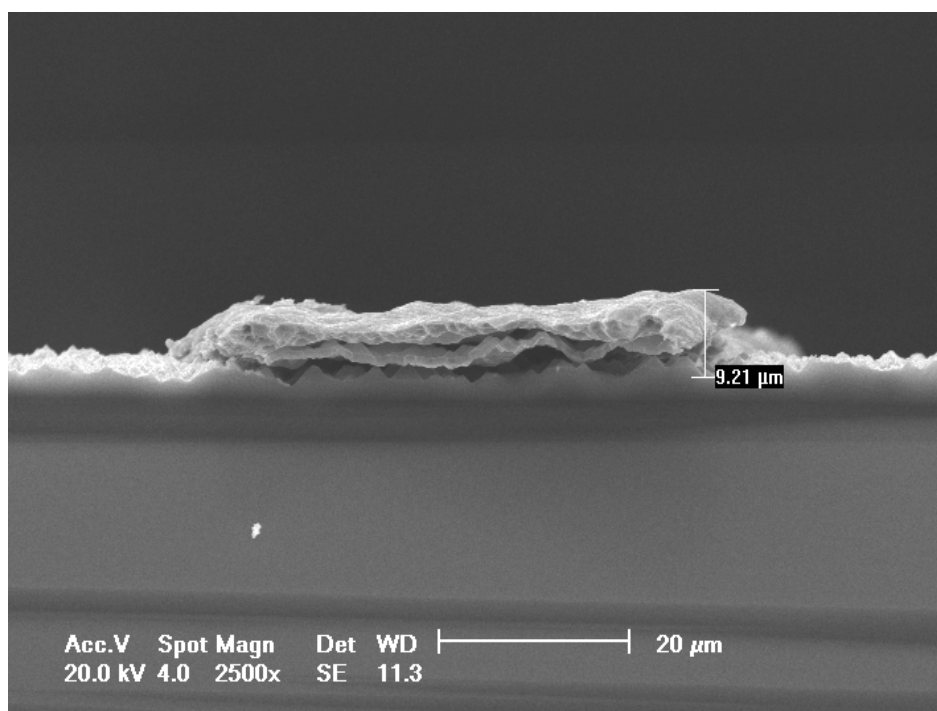


Figura A1.3 – A imagem mostra uma separação entre o silício e a malha de metalização. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.

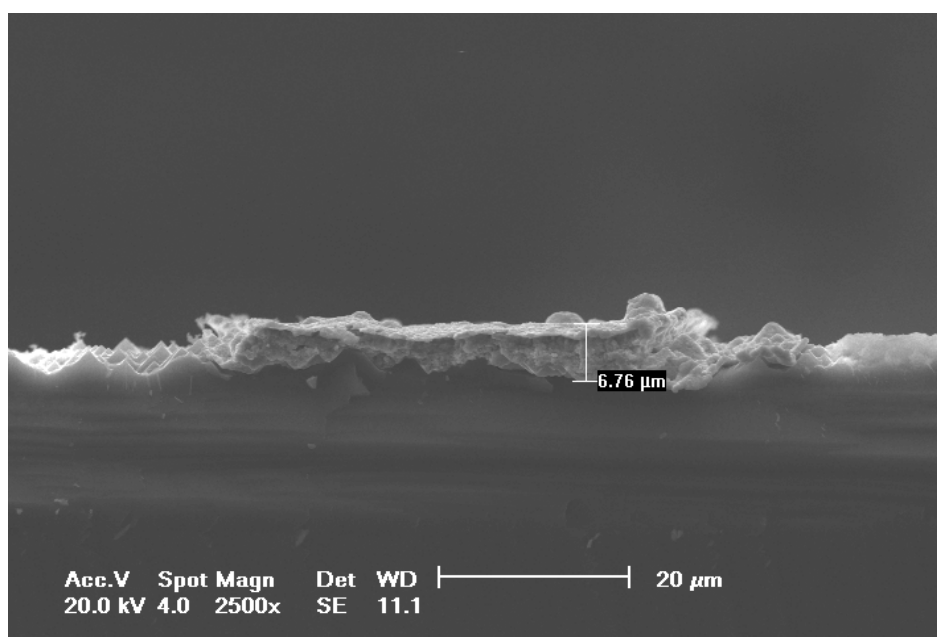


Figura A1.4 – A imagem mostra uma menor separação entre o silício e a malha de metalização após o recozimento. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.

A deposição da malha metálica utilizada para a fabricação das células pode ser realizada conforme os seguintes processos: A evaporação com o posterior crescimento de prata em um processo eletrolítico, a deposição serigráfica de metais sobre a lâmina de silício e a deposição de

níquel, cobre e prata por meio de soluções químicas sem a utilização de eletrodos, conhecida como *electroless* [Lee, 2002; Ramos, 2006].

No processo de deposição de metais por serigrafia, processo bastante utilizado industrialmente, a malha de metalização produz valores de resistência série maiores do que as realizadas por processos de evaporação. A Figura A1.5 mostra uma imagem feita com recurso de microscopia eletrônica em vista transversal. Pode-se verificar que a deposição de metal sobre a lâmina de silício apresenta orifícios que acarretarão em aumentos de resistência série da célula fotovoltaica.

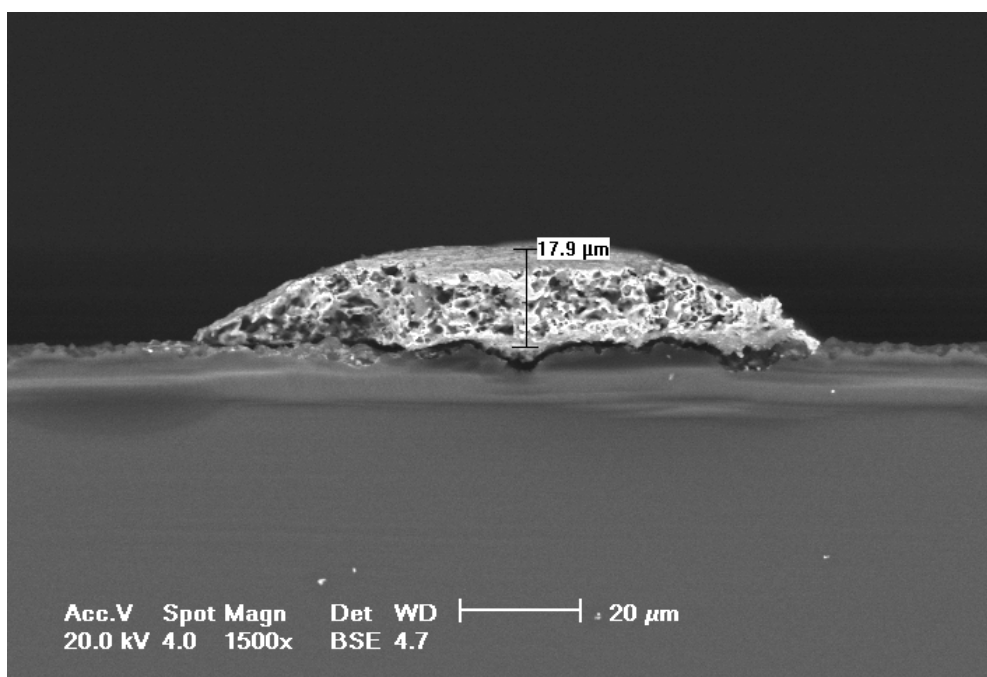


Figura A1.5 – A imagem mostra a deposição da trilha da malha de metalização da face frontal por um processo serigráfico onde é possível verificar a existência de orifícios no dedo da grade de metalização. Foto cedida pelo Laboratório de Energia Solar da Faculdade de Física da PUCRS.

Um outro processo importante de deposição de malha de metalização é conhecido por *laser grooved*. Neste processo, a malha de metalização é depositada em sulcos feitos com laser na superfície do semicondutor, conforme mostra a Figura A1.6. Este processo, além de favorecer um contato mais efetivo entre o metal e o semicondutor faz com que a malha de metalização projete uma sombra menor sobre a superfície que recebe a radiação solar.

Conforme o exposto, as células fotovoltaicas possuem uma eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica bastante variadas devido aos distintos processos de fabricação existentes.

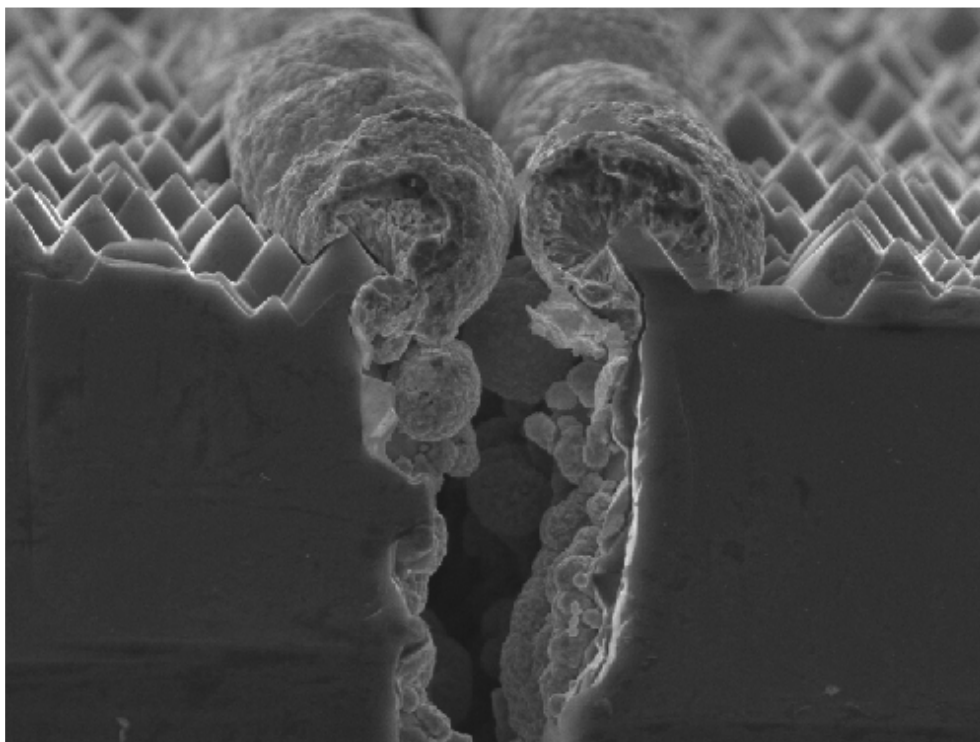


Figura A1.6 – A imagem mostra a deposição do metal da malha de metalização dentro de um sulco feito na superfície do silício (laser grooved) Fonte: PVCDROM © 1999 University of New South.

ANEXO 2

Supondo que o vidro está na mesma temperatura do entorno T_S , o disco com características de corpo negro $\varepsilon_D = 1$ está na temperatura T_D e a câmara está ajustada para $\varepsilon = 1$.

A radiância do disco será:

$$R_D = \varepsilon_D \sigma T_D^4 + (1 - \varepsilon_D) \sigma T_S^4$$

onde ε_D é a emissividade do disco, T_D é a temperatura do disco (em Kelvin) e T_S é a temperatura do entorno (em Kelvin).

Como a emissividade do disco $\varepsilon_D = 1$, a temperatura medida pela câmara será obtida de:

$$T_D = \sqrt[4]{\frac{R_D}{\sigma}}$$

A radiância do reflexo será:

$$R_R = \varepsilon_V \sigma T_S^4 + (1 - \varepsilon_V) \sigma T_D^4 \varepsilon_D$$

onde ε_V é a emissividade do vidro.

Como a refletância $\rho = (1 - \varepsilon_V)$ e $\varepsilon = 1$, a temperatura medida pela câmara no reflexo será:

$$T_R = \sqrt[4]{\frac{R_R}{\sigma}}$$

Montando a relação $\frac{T_R^4 - T_S^4}{T_D^4 - T_S^4}$ obtém-se:

$$\frac{R_R - \sigma T_S^4}{R_D - \sigma T_S^4} = \frac{\varepsilon_V \sigma T_S^4 + (1 - \varepsilon_V) \sigma T_D^4 - \sigma T_S^4}{\sigma T_D^4 - \sigma T_S^4} = \frac{(1 - \varepsilon_V)(T_D^4 - T_S^4)}{T_D^4 - T_S^4} = \rho$$