

VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA

**CONCENTRADORES SOLARES PLANOS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Viçosa, como
parte das exigências do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola,
para obtenção do título de *Magister
Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2010

VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA

**CONCENTRADORES SOLARES PLANOS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Viçosa, como
parte das exigências do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola,
para obtenção do título de *Magister
Scientiae*.

APROVADA: 6 de dezembro de 2010.

Prof. José Helvecio Martins

Prof. Paulo Marcos de Barros de
Monteiro

Pesq. Wathney Hermsdorff

Prof. Lauro de Vilhena Brandão
Machado Neto

Prof. Delly Oliveira Filho
(Orientador)

Ao meu marido, fonte de apoio e companheirismo; e ao meu filho, que sempre me dirige um olhar que acaricia e demonstra um amor que me promove.

Aos meus pais e irmãos, que me proporcionam a oportunidade do encontro familiar, quando a experiência se equilibra com humildade, solidariedade e paciência, num relacionamento que dá sentido à vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela presença restauradora constante em todos os momentos, atuando como Mestre em meus pensamentos, orientando em minhas decisões e iluminando a trilha para a caminhada cada vez mais sábia e feliz.

À Universidade Federal de Viçosa (UFV) e ao Departamento de Engenharia Agrícola, pela oportunidade de realização do Curso.

Ao Professor Delly Oliveira Filho, por não apenas ser orientador, mas grande incentivador e empreendedor de idéias; e aos meus co-orientadores Adílio Flauzino de Lacerda Filho e Aristides Ribeiro, pela valiosa contribuição.

Ao Professor José Helvecio Martins e seus orientados, em especial a Cristiano Lúcio Cardoso Rodrigues e Paulo Raimundo Pinto, pelo projeto desenvolvido para a Estação Meteorológica.

Ao Professor Lauro Vilhena Machado Neto, pelo grande apoio no desenvolvimento deste projeto.

Ao Professor Sérgio Zolnier, pelos conhecimentos ministrados.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia Agrícola, em especial a Hamilton Oliveira Reis, José Galinari Sobrinho e Wathney Hermsdorff, pela presteza.

Aos estudantes de graduação Josyene Emanuella Alves da Silva e Augusto César Fonseca Ferreira, pelo apoio e dedicação durante a realização dos trabalhos.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que este trabalho se construísse, por meio de parcerias de comprometimento, dedicação, admiração e confiança.

BIOGRAFIA

VÂNIA REIS DE SOUZA SANT'ANNA nasceu em Visconde do Rio Branco, Minas Gerais, e é casada com Hécio Ricardo Sant'Anna, com quem tem um filho, Victor Souza Sant'Anna.

Cursou a Educação Básica em sua terra natal.

Em 1990, ingressou no Curso de Matemática da Universidade Federal de Viçosa (UFV), em Viçosa, MG, concluindo-o em 1995, com habilitação em Matemática e Física.

Trabalha como professora na rede pública e privada de Viçosa, onde reside há aproximadamente 20 anos.

Em 2006, especializou-se em Psicopedagogia, na Área de Ciência da Educação, pela Universidade de Iguazu.

Iniciou o Programa de Pós-Graduação, em nível de Mestrado, em Engenharia Agrícola, área de Energia, da UFV, submetendo-se à defesa da dissertação em dezembro de 2010.

SUMÁRIO

RESUMO.....	XV
ABSTRACT	XVI
INTRODUÇÃO GERAL	1
1. INTRODUÇÃO	3
1.1. Fundamentos básicos.....	9
1.2. Análise da radiação total no sistema fotovoltaico	11
2. OBJETIVOS	15
3. REVISÃO DA LITERATURA	16
3.1. Fenômeno fotovoltaico	16
3.2. Modelagem matemática	23
3.3. Arrefecimento dos módulos fotovoltaicos	33
3.4. Eficiência elétrica do módulo	35
3.5. Fatores de eficiência das células solares	38
3.6. Concentrando energia	43
3.7. Balanço de energia.....	44
4. METODOLOGIA.....	48
4.1. Protótipo	48
4.1.1. Montagem do sistema para ensaio.....	49

4.2. Experimentos.....	53
4.2.1. Testes.....	53
4.2.2. Topologias estudadas e testadas experimentalmente – Fase 1 ...	56
4.3. Montagem do sistema para ensaio – Fase 2.....	59
4.3.1. Instrumentação da Fase 2.....	59
4.4. Análise econômica	60
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	65
5.1. Análise de dados dos ensaios.....	65
5.2. Parâmetros característicos dos geradores GE e GSE.....	79
6. ANÁLISE ECONÔMICA.....	94
7. CONCLUSÃO.....	96
8. SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	97
9. REFERÊNCIAS.....	98
APÊNDICES.....	101
APÊNDICE A - Dados experimentais dos ensaios realizados com os Modelos 1, 2 e 3, na fase experimental 1.....	102
APÊNDICE B - Média dos dados colhidos pela estação meteorológica na fase experimental 2.....	109
APÊNDICE C - Registros fototérmicos dos Modelos 1 e 3, na fase experimental 1.....	119

LISTA DE QUADROS

Quadro 1.1 - Condições de teste-padrão da célula solar	5
Quadro 1.2 - Diferentes tecnologias fotovoltaicas e eficiência	5
Quadro 1.3 - Metas de desempenho a serem atingidas com as diferentes tecnologias fotovoltaicas.....	9
Quadro 3.1 - Tabela periódica dos elementos abreviada	17
Quadro 3.2 - Banda de energia de alguns dos materiais utilizados na produção de células solares	21
Quadro 3.3 - Temperatura, eficiência e coeficiente de temperatura de referência para diferentes tipos de células fotovoltaicas, segundo diferentes autores	38
Quadro 4.1 - Parâmetros do protótipo com espelho (GE) e sem espelho (GSE)	49
Quadro 4.2 - Topologia do sistema em função do ângulo da calha.....	57
Quadro 4.3 - Parâmetros técnicos.....	62
Quadro 4.4 - Avaliação da produção de energia	63
Quadro 4.5 - Parâmetros para análise econômica: Cenário 1.....	63
Quadro 4.6 - Dados para análise econômica	64
Quadro 5.1 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 1	65
Quadro 5.2 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 2	66

Quadro 5.3 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 3.....	66
Quadro 5.4 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 1.....	67
Quadro 5.5 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 1.....	67
Quadro 5.6 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 1.....	67
Quadro 5.7 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 2.....	68
Quadro 5.8 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 2.....	68
Quadro 5.9 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 2.....	69
Quadro 5.10 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 3.....	69
Quadro 5.11 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 3.....	70
Quadro 5.12 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 3.....	70
Quadro 5.13 - Valores médios da tensão, corrente e potência obtidos nos ensaios com os Modelos GE1, GE2 e GE3 e o GSE	71
Quadro 5.14 - Resultado da análise da tensão dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE.....	71
Quadro 5.15 - Resultado da análise da corrente dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE.....	72
Quadro 5.16 - Resultado da análise da potência dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE.....	72
Quadro 5.17 - Média da temperatura máxima medida durante os ensaios com os Modelos 1, 2 e 3 do gerador sem espelho (GSE)	74
Quadro 5.18 - Média da temperatura máxima medida durante os ensaios com os Modelos 1, 2 e 3 do gerador com espelho (GE)	74
Quadro 5.19 - Eficiência de conversão de energia solar em elétrica para GSE e GE, considerando-se os Modelos 1, 2 e 3	78

Quadro 5.20 - Temperatura do módulo em função das médias da velocidade do vento, da radiação solar e da temperatura ambiente durante os ensaios – Fase 1	78
Quadro 5.21 - Comparação do fator de forma e da eficiência em função da tensão para os modelos GE e GS	79
Quadro 5.22 - Data, valores mínimos e máximos e a média da velocidade do vento.....	92
Quadro 6.1 - Resumo das simulações de análise econômica no Cenário 1	94
Quadro 6.2 - Resumo das simulações de análise econômica no Cenário 2.....	95
Quadro 1A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente, durante o primeiro ensaio realizado com o Modelo 1	102
Quadro 2A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o segundo ensaio realizado com o Modelo 1	103
Quadro 3A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o terceiro ensaio realizado com o Modelo 1 (descartado)	103
Quadro 4A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do primeiro ensaio realizado com o Modelo 2	104
Quadro 5A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do segundo ensaio realizado com o Modelo 2	104
Quadro 6A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do terceiro ensaio realizado com o Modelo 2	105
Quadro 7A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o primeiro ensaio realizado com o Modelo 3.....	105
Quadro 8A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o segundo ensaio realizado com o Modelo 3	106
Quadro 9A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o terceiro ensaio realizado com o Modelo 3.....	106
Quadro 10A - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 1	107
Quadro 11A - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 1.....	107

Quadro 12A - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 1.....	107
Quadro 13A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante repetição do primeiro ensaio com o Modelo 1.....	108
Quadro 14A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante repetição do terceiro ensaio com o Modelo 1.....	108
Quadro 1B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (31/08/2010)	109
Quadro 2B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (03/09/2010)	111
Quadro 3B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (06/09/2010)	113
Quadro 4B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (07/09/2010) ..	115
Quadro 5B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (10/09/2010)	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Princípio esquemático de uma casa com sistema fotovoltaico solar autônomo.....	7
Figura 1.2 - Estimativa de investimento no sistema fotovoltaico nas próximas décadas, em bilhões de dólares.....	8
Figura 1.3 - Refletor de alta refletividade montado nas paredes do concentrador tipo V	13
Figura 3.1 - Esquema da movimentação dos pares elétrons-lacunas em material semiconductor (recombinação)	17
Figura 3.2 - Criação da barreira de potencial numa região de transição P-N, por meio da difusão de elétrons e lacunas	19
Figura 3.3 - Relação entre o coeficiente de absorção e o fóton de energia.....	23
Figura 3.4 - Circuito equivalente de uma célula solar	24
Figura 3.5 - Modelo de célula fotovoltaica com dois diodos	25
Figura 3.6 - (a) corrente em função da irradiância e (b) tensão em função da irradiância	28
Figura 3.7 - Efeito da resistência série na característica corrente-tensão da célula solar ($R_p \rightarrow \infty$).....	31
Figura 3.8 - Característica típica do arranjo fotovoltaico e o efeito da temperatura sobre ela.....	33
Figura 3.9 - Esquema de processos térmicos em um módulo fotovoltaico	37

Figura 3.10 - Fator de forma para as células solares	39
Figura 3.11 - Relação da eficiência como função da razão entre T_a e T_s	43
Figura 3.12 - Eficiência relativa como função da concentração de energia solar.....	44
Figura 4.1 - Croqui: concentrador do tipo V ilustrando os parâmetros relacionados ao projeto, conforme Solanki et al. (2008), unidades em cm.....	50
Figura 4.2 - Vista em corte do coletor com as dimensões do espelho do sistema.....	51
Figura 4.3 - Croqui da estrutura de alumínio, projetada para manter o alinhamento do sistema, representando a configuração dos modelos: (a) Modelo 1, (b) Modelo 2 e (c) Modelo.....	52
Figura 4.4 - Modelo 1, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a) vista frontal, (b) vista lateral e (c) detalhe do gerador sem espelho (GSE) e dos geradores com espelho (GE)	53
Figura 4.5 - Modelo 2, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a), (b) e (c) vista lateral mostrando o gerador sem espelho (GSE) e os geradores com espelho (GE)	54
Figura 4.6 - Modelo 3, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a) vista lateral, (b) detalhe dos sistemas GSE e GE e (c) o Modelo 3 visto de cima	55
Figura 4.7 - Disposição dos sensores fixados na parte de trás dos módulos para medir a variação de temperatura	60
Figura 5.1 - Parte de curva típica $P \times V$ em função do ângulo da calha e da altura do espelho, na radiação solar variando de $471,46 \text{ W.m}^{-2}$ a 1.050 W.m^{-2}	73
Figura 5.2 - Imagens fototérmicas frontais, $^{\circ}\text{C}$, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h47 e 10h5) com o Modelo 1	75
Figura 5.3 - Imagens fototérmicas frontais, $^{\circ}\text{C}$, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h e 12h18) com o Modelo 1	76
Figura 5.4 - Imagens fototérmicas frontais, $^{\circ}\text{C}$, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h2 e 14h20) com o Modelo 1	77

Figura 5.5 - Curva característica I x V do gerador GSE e do GE para radiação solar de $1.000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ com o Modelo 2	80
Figura 5.6 - Curva de P x V do gerador GE e do GSE para radiação solar de $1.000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ com o Modelo 2.....	80
Figura 5.7 - Potência do sistema GE e do GSE determinada durante o dia 22/07/2010 (radiação solar variou de $471,46\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ a $1.050\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) com o Modelo 2	81
Figura 5.8 - Radiação solar na superfície inclinada.....	81
Figura 5.9 - Curva característica P x V determinada em ensaio com o Modelo 2 ao meio-dia solar	82
Figura 5.10 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 31/08/2010.....	83
Figura 5.11 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 03/09/2010.....	84
Figura 5.12 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 06/09/2010.....	84
Figura 5.13 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 07/09/2010.....	84
Figura 5.14 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 10/09/2010.....	85
Figura 5.15 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 31/08/2010, com o Modelo 2...	86
Figura 5.16 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 03/09/2010, com o Modelo 2...	86
Figura 5.17 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 06/09/2010, com o Modelo 2...	87
Figura 5.18 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 07/09/2010, com o Modelo 2...	87
Figura 5.19 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 10/09/2010, com o Modelo 2...	88
Figura 5.20 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 31/08/2010.....	89
Figura 5.21 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 03/09/2010.....	90
Figura 5.22 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 06/09/2010.....	90

Figura 5.23 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 07/09/2010.....	91
Figura 5.24 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 10/09/2010.....	91
Figura 1C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h31 e 9h48) com o Modelo 1	119
Figura 2C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h e 12h18) com o Modelo 1	120
Figura 3C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h25 e 14h43) com o Modelo 1	121
Figura 4C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h53 e 10h15) com o Modelo 3	122
Figura 5C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h2 e 12h20) com o Modelo 3	123
Figura 6C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h5 e 14h18) com o Modelo 3	124

RESUMO

SANT'ANNA, Vânia Reis de Souza, M. Sc., Universidade Federal de Viçosa, dezembro de 2010. **Concentradores solares planos para sistemas fotovoltaicos**. Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: Aristides Ribeiro e Adílio Flauzino de Lacerda Filho.

Esta pesquisa foi desenvolvida no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, em Viçosa, MG, com latitude de $20^{\circ}45'14$ S, longitude de $42^{\circ}52'53$ W, altitude de 648,74 m e meridiano-padrão de $42^{\circ}52'54$ W. Foi utilizado um sistema formado por um conjunto de módulos fotovoltaicos associados em série e em paralelo, em diversas topologias. Foi integrado a eles um concentrador solar feito de alumínio anodizado, formando um sistema ótico para simultaneamente concentrar a radiação solar e arrefecer, com razão de concentração de dois sóis. Os módulos foram instalados com suas faces voltadas para o norte geográfico, com inclinação de 20° . A pesquisa foi realizada com o objetivo de constatar e determinar a eficiência de um sistema fotovoltaico associado ao meio ótico para a concentração de energia solar com a condição particular de operação em campo. Foram efetuadas medidas de grandezas elétricas e meteorológicas. Determinaram-se os valores do fator de forma e a potência máxima gerada no gerador com espelhos, e um gerador sem espelho, utilizado para análise comparativa. A partir dos valores medidos e calculados, constatou-se que a eficiência dos módulos fotovoltaicos com concentradores foi cerca de 30% maior do que a do módulo fotovoltaico sem concentrador.

ABSTRACT

SANT'ANNA, Vânia Reis de Souza, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, December, 2010. **Plane solar concentrators for photovoltaic systems.** Adviser: Delly Oliveira Filho. Co-Advisers: Aristides Ribeiro and Adílio Flauzino de Lacerda Filho.

This research was developed at the Laboratory of the Energy Area in the Department of Agricultural Engineering, Federal University of Viçosa, in the town of Viçosa located at the latitude of $20^{\circ} 45' 14''$ S, longitude of $42^{\circ} 52' 53''$ W, altitude of 648.74 m, and standard meridian of $42^{\circ} 52' 54''$ W. It was utilized a system formed by a set of photovoltaic modules associated in series and in parallel using different topologies. It was integrated to the photovoltaic modules a solar concentrator made of anodized aluminum, forming an optical system for simultaneously concentrating solar radiation and to allow the system to cooling, with concentration ratio of two suns. The modules were installed with their faces turned toward geographic north, with inclination of 20° . The research aimed to determine the efficiency of a photovoltaic system connected to optical media for concentrating solar energy with the particular condition of operation in the field. Electrical and meteorological measurements were made. They were determined for the form factor and maximum power generated in the generator with mirrors, and without mirrors, used for comparative purposes. After the measurements and calculations, it was found that the efficiency of photovoltaic modules with concentrators was about 30% higher than the photovoltaic modules without them.

INTRODUÇÃO GERAL

Na elaboração desta dissertação, os capítulos foram dispostos conforme a seguir, com o intuito de ilustrar as etapas do desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 1, Introdução, fez-se uma reflexão sobre o uso da energia solar associada ao sistema fotovoltaico, as diferentes tecnologias fotovoltaicas e eficiência para geração de energia elétrica e a sua importância como fonte alternativa e segura contra possíveis colapsos na matriz energética. Discutiram-se, também, os fundamentos básicos para concentrar energia e estimar a radiação solar direta na superfície absorvedora e sobre alguns resultados obtidos em superfícies inclinadas fixas com uso de concentradores planos.

No capítulo 2, apresentaram-se os objetivos específicos que motivaram a realização deste trabalho.

No capítulo 3, fez-se uma revisão da literatura sobre o fenômeno fotovoltaico, a modelagem matemática do circuito equivalente de uma célula solar, a necessidade de arrefecimento no sistema para garantir que a eficiência de conversão da energia fotovoltaica em energia elétrica não seja afetada pela possível degradação da célula, devido à temperatura indesejável sobre a eficiência elétrica dos módulos, os fatores de eficiência das células solares sobre a eficiência energética com concentradores e o balanço de energia.

No capítulo 4, Material e Métodos, discorreu-se sobre os materiais utilizados no desenvolvimento deste projeto e a metodologia adotada.

No capítulo 5, fez-se a discussão dos resultados obtidos na realização dos experimentos.

No capítulo 6, fez-se a análise econômica considerando dois cenários para avaliação.

No capítulo 7, fez-se a conclusão com base na análise técnica e econômica.

1. INTRODUÇÃO

A evolução tecnológica alterou o modo de vida do homem moderno, a demanda por energia motivou a busca por novas fontes e sinalizou que a matriz energética pode entrar em colapso, comprometendo as expectativas e promessas de um mundo mais confortável e seguro.

O homem percebe as dificuldades que envolvem a matriz energética atual por meio das constantes mutações do planeta. A possibilidade de encontrar soluções por meio das energias renováveis praticamente passa a ser uma meta; um atrativo do desenvolvimento limpo, que assegura redução na emissão direta de carbono na atmosfera.

As conquistas feitas pelo homem, impulsionadas pela revolução na indústria, têm-no levado a buscar maneiras de manter o crescimento e prosperidade econômica e social. A sociedade, apreensiva diante da instabilidade climática e da crise energética que se anuncia, tem buscado soluções para garantir seu modo de vida futura – soluções que possam ser confiáveis, de fonte abundante e limpa.

Um mundo globalizado projetará países que detenham economicamente maiores acessos a recursos energéticos de baixo custo e menor agressão ambiental (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY – REN21, 2008). O Brasil destaca-se na variedade de recursos energéticos singulares, oportunizando, assim, a conversão e aproveitamento de riquezas naturais de forma politicamente correta.

O aproveitamento da energia solar associada ao sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica é uma alternativa que

garante (modularidade, ou seja,) dimensionamento adequado à necessidade local, portabilidade e adaptabilidade, podendo ser dimensionado para baixíssima potência, da ordem de mW, até potência mais elevada, da ordem de kW. A produção de energia com baixo custo de manutenção, dispensando combustível, transporte e mão de obra altamente especializada, confere, além de qualidades ecológicas, a particularidade de ser não poluente, pelo menos na sua utilização.

O alto custo do sistema fotovoltaico foi impedimento para o seu uso em larga escala, porém tal tecnologia está mais acessível atualmente.

A energia elétrica, no referido sistema, é produzida por meio da conversão de energia solar direta, incidente nos módulos fotovoltaicos, em suas células solares, pelo efeito fotoelétrico.

A célula solar é feita a partir de material semicondutor, como o silício, encontrado em abundância na natureza. No mercado, em maior uso, as de silício monocristalino possuem maior eficiência e rendimento. As células de silício policristalino apresentam menor rendimento do que as de silício monocristalino, e as de filmes finos apresentam menor custo de produção. Conta-se, ainda, para a geração fotovoltaica, com as células de arseneto de gálio (indicadas para uso do gerador solar com concentradores), o telureto de cádmio e o disseleneto de cobre e índio (CRESESB, 1999).

A tecnologia de filmes finos tem sido aposta para a redução nos preços para a produção em larga escala do sistema fotovoltaico solar, porém, para os modelos do tipo monocristalino ou policristalino, diminuições significativas nos preços não são esperadas nos próximos anos.

As células fotovoltaicas são associadas em série e em paralelo, ligadas por meio de conexões elétricas, monofaciais ou bifaciais. São divididas na superfície do módulo e compostas por material de encapsulamento e estruturas de proteção. Dispõe-se, assim, de um sistema que não produz ruídos, não consome combustível, não causa qualquer tipo de emissões prejudiciais ao ambiente e não possui partes móveis que se possam desgastar.

Os parâmetros referenciais do teste-padrão (GOETZBERGER; HOFFMANN VOLKER, 2005) de uma célula solar ou de um módulo solar medidos sob condições internacionais estão especificados no Quadro 1.1.

No Quadro 1.2, tem-se um panorama das tecnologias fotovoltaicas disponíveis, de acordo com a agência internacional de energia (IEA, 2010).

Quadro 1.1 - Condições de teste-padrão da célula solar

Item	Valor
Intensidade da radiação	1.000 W.m ⁻²
Temperatura da célula solar	25 °C
Massa ótica de ar	1,50

Quadro 1.2 - Diferentes tecnologias fotovoltaicas e eficiência

Tecnologia	Característica	Eficiência
Silício cristalino (c-Si)	Os módulos representam de 85 a 90% do mercado global anual atualmente	Categorias: i) monocristalino (SC-Si), 14 a 20% ii) multicristalino (Mc-Si), 13 a 15%
Filmes finos	As vendas globais do módulo fotovoltaico estão entre 10% a 15%.	Categorias: i) amorfo (a-Si), 6 a 9% ii) silício micromorfo (a-Si/μc-Si), 6 a 9% iii) telureto de cádmio (CdTe), 9 a 11% iv) disseleneto de cobre-índio (CIS), 10 a 12% v) cobre-índio-gálio-disseleneto (SIGS), 10 a 12%
Tecnologias emergentes	Dependem de estudos avançados com células de filmes finos e células orgânicas. Apresentam baixo custo de produção	Eficiência moderada
Concentração de energia solar (CSP)	Utilizam um sistema ótico para concentrar radiação solar sobre uma célula de alta eficiência e de pequeno porte. Apresentam alto custo de produção	Elevada eficiência
Novos conceitos fotovoltaicos	Alcançar alta eficiência de células solares por meio de material e processos químicos avançados é uma meta	Elevada eficiência

Em um sistema elétrico de potência, como no Brasil, em que 77% da oferta de energia elétrica é gerada pelas hidroelétricas (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN, 2007), o processo de produção envolve a geração de energia primária, a transmissão, a distribuição, a manutenção e gastos de operação de utilidade do sistema. As despesas durante o tempo de vida do sistema são fixas para algumas etapas, mas, em particular, a energia, a capacidade de geração e a capacidade de transmissão variam em relação ao tempo de uso e ao local do usuário. Tais custos se tornam maiores quando é necessário produzir e distribuir eletricidade durante os períodos de maior demanda de energia elétrica na rede.

Nos últimos anos, o mercado de sistemas conectados à rede elétrica e integrados tem crescido mais rapidamente do que os isolados da rede (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2009). Entretanto, o alto custo inicial para a implantação do sistema fotovoltaico tem sido empecilho para o uso de tais sistemas em escala comercial. Em países desenvolvidos, estimulados por incentivos financeiros, essa tecnologia tem sido utilizada mais intensamente, alcançando essa forma de produção de energia elétrica. Segundo Perez et al. (1987), o tempo de retorno do investimento inicial com base em análises econômicas indica que a escolha pela instalação do sistema fotovoltaico supracitado traz ganhos financeiros durante o período de seu funcionamento, ou seja, o fluxo monetário tende a ser sempre positivo, mesmo que se desconsiderem os possíveis benefícios e subsídios governamentais advindos da sua utilização.

Pode-se, ainda, levar em consideração a garantia em se ter uma fonte alternativa e segura contra possíveis colapsos na matriz energética, além de ser adaptável a qualquer tipo de clima. Observa-se que, dentre os custos das tecnologias utilizadas para a geração de energia elétrica, o sistema fotovoltaico não apresenta variações significativas do custo por unidade de potência de pico (custo/Wp), proporcionando economia financeira durante o tempo de uso, pois os custos do sistema, segundo Toledo et al. (2009), têm sido reduzidos, gradativamente, durante os últimos anos.

A Figura 1.1 ilustra um sistema solar autônomo instalado em uma casa, o qual consiste de gerador solar, controlador de carga, bateria e

inversor, conectados para gerar e fornecer energia elétrica ao consumidor (GOETZBERGER; HOFFMANN VOLKER, 2005).

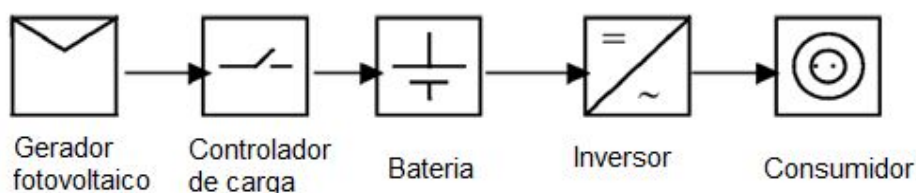


Figura 1.1 - Princípio esquemático de uma casa com sistema fotovoltaico solar autônomo.

Fonte: GOETZBERGER; HOFFMANN VOLKER, 2005.

A análise de tecnologias que possam tornar o custo da eletricidade solar competitivo em relação a fontes tradicionais de energia é um desafio e também uma oportunidade para prover necessidades futuras da matriz energética.

No ano de 1992, no mundo, a potência instalada conectada e não conectada à rede era de 105 MW e, em 2007, de 7.841 MW (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2009). Entre os anos de 2005 e 2006, o crescimento foi de 34% e entre 2006 e 2007, de 40%. Apesar desse crescimento, o mercado mundial, atualmente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2009), concentra-se na Alemanha (49,3%), Japão (24,5%) e Estados Unidos (10,6%). A Espanha (8,4%), a Itália (1,5%) e os outros países (5,7%) contabilizam o restante da potência instalada em células fotovoltaicas.

De acordo com a agência internacional de energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2010), apesar de atualmente o sistema fotovoltaico atender a apenas 0,1% da produção total de eletricidade em nível mundial, é ainda uma das principais tecnologias disponíveis para a conversão direta da energia solar em energia elétrica, seguida da concentração de energia solar e dos coletores solares térmicos para aquecimento e arrefecimento.

Há estimativa (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2010) de que o sistema fotovoltaico irá fornecer 5% até 2030 e 11% até 2050 da produção de energia elétrica global, reduzindo 2,3 gigatoneladas de emissões de CO₂ por ano no ambiente, desde que na próxima década

seja permitido melhor progresso da tecnologia, redução de custos e aumento da produção industrial para uso em grande escala. Há a perspectiva de que o sistema possa atingir a paridade competitiva com a rede de energia elétrica em algumas regiões, ainda em 2020. A Figura 1.2 apresenta estimativa dos investimentos no sistema fotovoltaico nas próximas décadas (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2010).

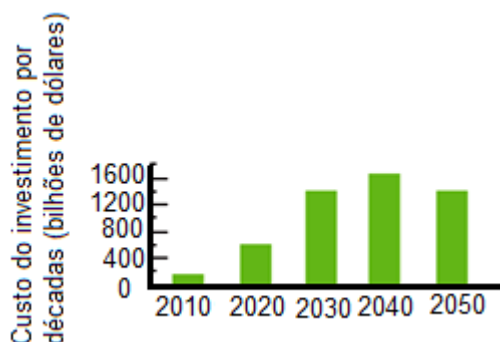


Figura 1.2 - Estimativa de investimento no sistema fotovoltaico nas próximas décadas, em bilhões de dólares.

Fonte: IEA, 2010.

As principais aplicações da tecnologia fotovoltaica no Brasil são de telecomunicação, eletrificação rural, bombeamento de água, iluminação pública em comunidades de baixa renda, proporcionadas pelo desenvolvimento de alguns programas, como o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que promove o uso de sistemas fotovoltaicos em eletrificação rural. Como exemplos, citam-se o programa Luz para Todos, objetivando a eletrificação total do país até 2010; e um programa de etiquetagem de equipamentos e sistemas fotovoltaicos (módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores, bateria), inspecionado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) para garantir a qualidade dos equipamentos adquiridos pelo governo para o programa Luz para Todos. Além disso, conta-se com o apoio dado pelo governo ao Centro para o Desenvolvimento da Energia Solar (CB-Solar), criado em 2004 para desenvolver módulos fotovoltaicos e células de silício em larga escala (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2010).

No Quadro 1.3, apresentam-se metas para as tecnologias fotovoltaicas até o ano de 2050.

Quadro 1.3 - Metas de desempenho a serem atingidas com as diferentes tecnologias fotovoltaicas

Tecnologia (Eficiência em %)	Período		
	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 – 2050
Silício cristalino	Monocristalino: 21%	Monocristalino: 21%	Monocristalino: 21%
	Multicristalino: 17%	Multicristalino: 17%	Multicristalino: 17%
Filme fino	Filme fino Si: 10%	Filme fino Si: 17%	Filme fino Si: 15%
	CIGS: 14%	CIGS: 15%	CIGS: 18%
	CdTe: 12%	CdTe: 14%	CdTe: 15%

Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2010.

Os sistemas com o uso de lentes (lentes de Fresnel) ou espelhos para concentrar luz solar sobre as células solares têm sido utilizados com o objetivo de reduzir custos iniciais na implantação do sistema. Obtém-se diminuição significativa no valor do sistema fotovoltaico, acoplado um sistema ótico ao conjunto, cujo custo é inferior, sem comprometer sua potência. Como resultado, módulos de concentrador podem facilmente exceder a 20% de eficiência de conversão de energia (LUQUE; HEGEDUS, 2003). Segundo estes mesmos autores, a razão de concentração pode ser aumentada de 200 a 300 vezes para a célula de silício e 1.000 a 2.000 vezes para a célula de arseneto de gálio (GaAs).

1.1. Fundamentos básicos

Muitos sistemas usam refratores, refletores ou a combinação de ambos para concentrar energia. Dessa forma, os padrões da ótica geométrica são adotados para analisá-los. Na reflexão, o raio de luz incidente na interface refletiva e refrativa tem ângulo de reflexão equivalente ao ângulo incidente quando coplanares e num meio com índice de refração n . A Lei de Snell estabelece a relação entre o índice de

refração e os ângulos de incidência e de refração quando um raio luminoso incide no limite entre dois meios, sendo definida por meio da Equação 1.1.

$$n_1 \text{sen}(\theta_1) = n_2 \text{sen}(\theta_2) \quad (1.1)$$

em que:

- n_1 - Índice de refração do meio 1, decimal;
- n_2 - Índice de refração do meio 2, decimal;
- $\text{sen}(\theta_1)$ - Seno do ângulo formado entre o raio luminoso incidente do meio 1 com a normal à superfície entre os dois meios, grau; e
- $\text{sen}(\theta_2)$ - Seno do ângulo formado entre o raio luminoso refratado no meio 2 com a normal à superfície entre os dois meios, grau.

Segundo Winston (LUQUE; HEGEDUS, 2003), princípios diferentes dos conceitos encontrados no sistema ótico tradicional estabelecem a existência de uma relação entre o ângulo máximo que é aceito pelo concentrador e o máximo possível de concentração atingível: $C_{\text{máx}}$. É desejável que a superfície seja uniformemente iluminada e, para tal, é preciso que a região angular seja a maior possível.

Para um eixo ou duas dimensões os concentradores seguem as relações, conforme as Equações 1.2 e 1.3 (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

$$C = \frac{A_{\text{con}}}{A_{\text{rec}}} \leq C_{\text{máx}} = \frac{\text{sen}(\theta_{\text{máx,saída}})}{\text{sen}(\theta_{\text{máx,ent.}})} \quad (1.2)$$

em que:

- C - Concentração, sol;
- $C_{\text{máx}}$ - Concentração máxima, sol;
- A_{con} - Área de abertura do concentrador, m^2 ;
- A_{rec} - Área do receptor (célula solar), m^2 ;
- $\text{sen}(\theta_{\text{máx,ent.}})$ - Seno do ângulo máximo de entrada, formado com a normal à superfície do receptor, grau; e
- $\text{sen}(\theta_{\text{máx,saída}})$ - Seno do ângulo máximo de saída formado com a normal à superfície do receptor, grau.

Se o receptor for imerso em um ambiente cujo índice de refração é n , então obedecerá à seguinte relação:

$$C = \frac{A_{\text{con}}}{A_{\text{rec}}} \leq C_{\text{máx}} = \frac{n \cdot \text{sen}(\theta_{\text{máx,saída}})}{\text{sen}(\theta_{\text{máx,ent.}})} \quad (1.3)$$

O concentrador que alcança esse máximo é chamado de concentrador ideal. É necessário conhecer o ângulo máximo de saída, $\theta_{\text{máx}}$, que deve ser tão grande quanto possível e, sendo igual a 90° , seria o valor máximo alcançado. O receptor também recebe raios incidentes para valores próximos desse resultado. A unidade de medida da intensidade de concentração é definida como intensidade de concentração ou sol.

Erros de alinhamento mecânico podem tornar os sistemas propensos à alta refletância, perdendo-se o objetivo inicial da máxima concentração possível e da eficiência no seu desempenho.

1.2. Análise da radiação total no sistema fotovoltaico

O conhecimento da radiação solar direta para estimar o rendimento do sistema na conversão de energia radiante em processos térmicos e fotovoltaicos é imprescindível. A radiação solar direta corresponde à fração da radiação solar que, sem sofrer qualquer desvio, atravessa a atmosfera terrestre, enquanto a radiação difusa, ao atravessar a atmosfera, é espalhada por ela. Há também a fração de radiação difusa que atinge os módulos ou coletores, provenientes da emissão e reflexão de sua vizinhança, a partir de construções civis e vegetações.

O estudo da radiação solar em períodos de tempo predeterminados é de suma importância, pois é por meio da determinação da radiação solar horária e mensal e da radiação solar diária média mensal, bem como a análise da combinação dos fatores de concentração horários, que podem fornecer o resultado da energia recebida por unidade de área nesse mesmo intervalo.

O cálculo da radiação direta se faz por meio da Equação 1.4.

$$I_{DH} = I_{DN} \cos(\theta_z) = I_G - I_{DF} \quad (1.4)$$

em que:

- I_{DH} - Radiação solar direta na horizontal, $W \cdot m^{-2}$;
- I_{DN} - Radiação solar direta na incidência normal, $W \cdot m^{-2}$;
- $\cos(\theta_z)$ - Co-seno do ângulo zenital θ_z , grau;
- I_G - Radiação solar global, $W \cdot m^{-2}$;
- I_{DF} - Radiação solar difusa, $W \cdot m^{-2}$.

A radiação solar direta na horizontal, I_{DH} , é determinada por meio da radiação solar direta na incidência normal, I_{DN} , e do co-seno do ângulo zenital, θ_z . De maneira equivalente, pode ser calculada pela diferença entre a radiação solar global, I_G , e a radiação solar difusa, I_{DF} . A radiação solar direta horária, H_{DH} , e a radiação solar direta diária, D_{DH} , podem ser definidas integrando-se as curvas de radiação I_G e I_{DF} , em intervalos de tempo de uma hora ou de um dia, respectivamente, definidas pela Equação 1.4 (IQBAL, 1983).

Segundo Vorobieff (2007), pode-se obter ganho de radiação em superfícies inclinadas fixas com o uso de concentradores planos, pois há aumento da superfície de interceptação de radiação solar com o uso de tais sistemas óticos. Por meio de simulações, esse autor afirmou que, em média, sua utilização melhorou a captação anual de energia solar em, aproximadamente, 62% no Município de Viçosa, MG, bem como o saldo energético para o mesmo período no município em, aproximadamente, 60%. Porém, não foram realizados experimentos para a validação de tais conclusões.

A concentração de luz, segundo Solanki et al. (2008), gera aumento de calor nas células, provocando incremento na temperatura delas. Dessa

forma, um arrefecimento adequado é necessário para que não ocorra a elevação da corrente de curto circuito e a diminuição da tensão de circuito aberto e da vida útil do sistema. O gerador com concentrador, do tipo V, pode ser utilizado para concentrar luz e também arrefecer, assegurando uma relação custo-benefício de maneira eficaz, evitando a degradação em função da variação da temperatura.

Resultados obtidos por Solanki et al. (2008) evidenciaram que o uso de concentradores com arrefecimento, utilizando chapa metálica contínua ou simples em forma de delta, para uma concentração de dois sóis, garante eficiência com redução percentual de 33,5% na área das células solares de silício monocristalino. Houve aumento de 58,5% de energia solar sobre as células, devido ao modelo concentrador tipo V sem, contudo, diminuir sua vida útil. A Figura 1.3 ilustra o sistema proposto por Solanki et al. (2008) em forma de delta.



Figura 1.3 - Refletor de alta refletividade montado nas paredes do concentrador tipo V.

O resultado do estudo desenvolvido por Solanki et al. (2008) indicou que para temperatura ambiente de 34,3 °C, a temperatura no módulo sem concentrador e sem arrefecimento atingiu o valor de 60,8 °C, já no módulo com concentrador e com arrefecimento chegou a 82,1 °C. Mas, na temperatura ambiente de 34,5 °C, o módulo sem concentrador e sem arrefecimento atingiu 59,3 °C, contudo o módulo com concentrador e com arrefecimento atingiu temperatura equivalente a 62 °C.

Concluiu-se, com tal análise, que a temperatura com valores menores, devido à dissipação de calor, proporcionou aumento da densidade de corrente no gerador com concentrador do tipo V através das células,

resultando em valores maiores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) em relação ao módulo sem concentrador, portanto um desempenho melhor.

O dimensionamento e estimação de parâmetros elétricos proposto por Solanki et al. (2008), em condições normais de ensaio definidas no Quadro 1.1 (massa ótica de ar 1,5, $1000 \text{ mW} \cdot \text{cm}^{-2}$, $25 \text{ }^\circ\text{C}$) de 45 Wp para o concentrador do tipo V (2 sóis) em módulo fotovoltaico, foi feito a partir de célula solar de silício monocristalino.

A procura por concentradores práticos e eficientes é contínua e, por meio de novas propostas e discussões, estudos futuros poderão conduzir a busca de maior racionalidade no uso de sistemas fotovoltaicos.

2. OBJETIVOS

Objetivaram-se com este projeto avaliar e validar o uso de concentradores solares planos em sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica.

Os objetivos específicos foram:

- (i) Implantar e fazer a instrumentação do sistema.
- (iii) Realizar o balanço energético de sistema fotovoltaico com e sem concentradores solares planos e fixos.
- (iii) Validar o uso do sistema fotovoltaico com concentrador solar plano e fixo com e sem arrefecimento.
- (iv) Realizar análise econômica do uso de sistema fotovoltaico com e sem concentradores solares planos e fixos.

3. REVISÃO DA LITERATURA

3.1. Fenômeno fotovoltaico

Material semicondutor puro ou intrínseco como o silício e o germânio recebem essa definição, indicando que são encontrados em estado natural. O silício, semicondutor intrínseco mais utilizado, é abundante na natureza, sendo encontrado nos cristais de quartzo (areia).

A temperatura influencia o comportamento do material semicondutor de tal forma que, quando está em níveis mais baixos, o material apresenta características isolantes (seus elétrons encontram-se muito presos aos átomos) e, quando elevada, ele tende a se comportar como material condutor.

Material como o silício e o germânio apresentam aumento na sua condutividade ou diminuição na sua resistividade com o aumento da temperatura. Tais substâncias podem, mesmo à temperatura ambiente, adquirir energia necessária para que os seus elétrons deixem lugar vago na banda de valência (lacuna eletrônica), chamada de carga positiva local. Assim, para valores de baixa intensidade de campo elétrico, obtém-se, por meio de uma fonte de energia, corrente elétrica (GREF, 1998).

O campo elétrico gerado cria um movimento de cargas, o elétron deixa um lugar vago, na banda de valência, dando origem às lacunas. Há, então, um movimento de elétrons em direção às lacunas para ocupá-las. A Figura 3.1 é uma representação esquemática do movimento dos pares elétrons-lacunas em material semicondutor.

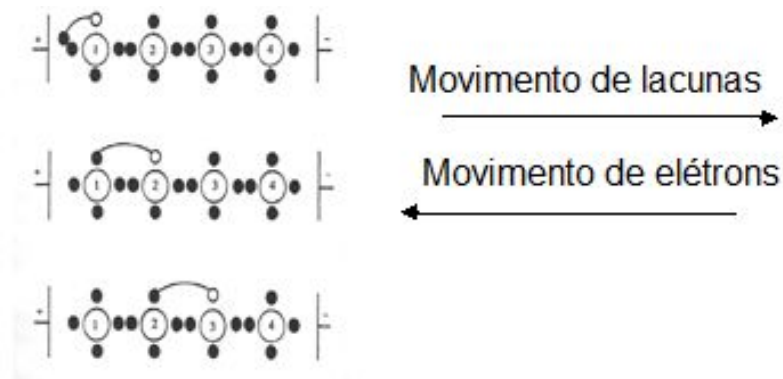


Figura 3.1 - Esquema da movimentação dos pares elétrons-lacunas em material semiconductor (recombinação).

Fonte: GREF, 1998.

Observa-se, dessa forma, que a condutividade elétrica em material semiconductor se constitui de elétrons e lacunas.

Dopando um material semiconductor com certa quantidade de outro elemento químico, pode-se alterar sua condutividade elétrica, provocando, assim, a formação de corrente constituída majoritariamente por elétrons ou por lacunas, em quantidades equivalentes para substâncias puras e diferentes para substâncias dopadas.

Os semicondutores grau eletrônico são materiais cristalinos muito puros, e a natureza cristalina de seus átomos, alinhada em uma ordem periódica regular, confere a esses elementos, acrescidos de sua natureza atômica, periodicidade e propriedades eletrônicas de grande utilidade. O Quadro 3.1 mostra, abreviadamente, os elementos da tabela periódica (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

Quadro 3.1 - Tabela periódica dos elementos abreviada

I	II	III	IV	v	VI
		B	C	N	O
		Al	Si	P	S
Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se
Ag	Cd	In	Sn	Sb;	Te

Fonte: LUQUE; HEGEDUS, 2003.

Pode-se observar, por exemplo, que o silício (Si) está na coluna 4, indicando que possui quatro elétrons de valência; e o fósforo na 5,

significando que algumas propriedades dos semicondutores são dependentes da orientação do cristal.

Dopando-se o silício com fósforo, na rede cristalina ocorrerá associação entre os elétrons de valência do silício e do fósforo, em ligação covalente. O átomo de silício envolve o átomo de fósforo, que se comporta como elemento tetravalente, tendo, assim, um de seus elétrons fracamente atraído pelo núcleo. Estimulados até pela temperatura ambiente (energia térmica do material), esses elétrons energizados alcançam a banda de condução.

O silício dopado passa a ser um produtor em níveis doadores em bandas proibidas e se caracteriza como um semicondutor do tipo negativo (tipo N). E, então, o número de elétrons na banda de condução aumenta. A corrente elétrica constitui-se, majoritariamente, por elétrons (COMISSÃO EUROPEIA, 2004).

Introduzindo no silício outra substância e boro, cujo número de elétrons de valência seja menor que o do semicondutor, três elétrons de valência podem estabelecer uma corrente majoritariamente de lacunas. Essa substância, na rede cristalina, comporta-se como o silício, tem valência quatro e provoca o surgimento de um íon positivo; faz que um elétron de valência do silício seja capturado, gerando, assim, uma lacuna, que receberá outro elétron. Tem-se, então, um movimento de lacunas dentro do material, ou seja, o silício dopado passa a ser um produtor em níveis doadores em bandas proibidas, a corrente é majoritariamente de lacunas, e ele se caracteriza como um semicondutor do tipo positivo (tipo P) (GREF, 1998).

A Figura 3.2 ilustra o movimento de elétrons e lacunas em função do campo elétrico gerado na junção P-N.

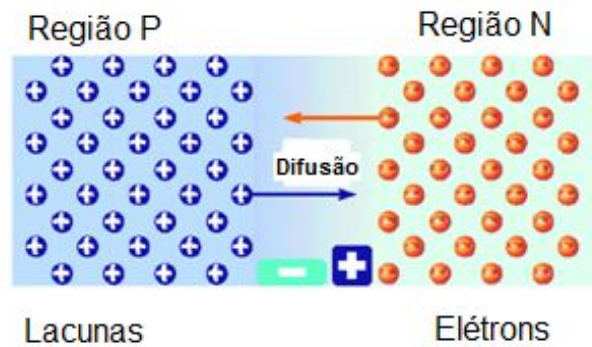


Figura 3.2 - Criação da barreira de potencial numa região de transição P-N, por meio da difusão de elétrons e lacunas.

Fonte: COMISSÃO EUROPEIA, 2004.

Na junção dos materiais semicondutores N e P impuros, dopados por substâncias diferentes, fósforo e boro, por exemplo, criam-se regiões do tipo N e do tipo P. Há um movimento, na junção, de elétrons da região N para a região P e de lacunas da região P para a região N. Surge um campo elétrico local, na junção, pois a região N, próxima da região P, fica carregada positivamente; e a região P, próxima da região N, fica carregada negativamente. Esse campo possui um sentido oposto ao sentido natural do fluxo de cargas. Dessa forma, o movimento de cargas nessa região tende a diminuir quase que totalmente.

A recombinação é a denominação que se dá ao processo em que os elétrons do lado N, mais próximos da junção, migram para o lado P. Esse processo ocorre até que acontecem o equilíbrio eletrônico e a estabilidade química, ou seja, quatro ligações covalentes em um diodo semicondutor.

Quando o processo de recombinação termina, a camada de depleção fica ionizada, formando a *barreira de potencial* (V). Essa barreira para o silício é $V = 0,7 \text{ V}$ e para o germânio, $V = 0,3 \text{ V}$ (COMISSÃO EUROPEIA, 2004). No processo de recombinação, há formação, na junção, de camada de depleção, em que há ausência de portadores majoritários.

Introduzido em um circuito elétrico, um semicondutor com uma junção P - N tem seu campo elétrico superposto pelo campo elétrico gerado pela fonte de energia do circuito. Um movimento de cargas poderá surgir se o campo elétrico gerado pela fonte do circuito for contrário ao movimento de cargas na junção (polarização direta). Uma “barreira”, impedindo o fluxo de

elétrons na região de junção, poderá ser criada se o campo elétrico gerado pela fonte de energia do circuito for igual ao produzido na região de junção (polarização inversa) (GREF, 1998).

Quando, portanto, há desequilíbrio na junção P-N, em decorrência de exposição à luz (os fótons da luz incidente são absorvidos pelos elétrons e as ligações entre eles são quebradas), os elétrons, gerados na região P, são levados para a região N, através do campo elétrico. As lacunas, geradas na região N, seguem em sentido oposto ao dos elétrons, para a região P. Tal fenômeno é denominado efeito fotoelétrico. A propagação dos portadores de carga até os contatos elétricos causa uma diferença de potencial elétrico na junção P-N, e para um circuito elétrico que esteja fechado surgirá uma corrente elétrica que perdurará enquanto a junção estiver sendo iluminada, recebendo o nome de fotocorrente (CABRAL, 2006).

A energia predominante na radiação solar inclui as cores do espectro solar, contendo as cores do espectro visível (SHAYANI, 2006).

O material semicondutor mais adequado, utilizado em células solares, é aquele cuja banda proibida é da ordem de 1 eV, pois a maioria dos fótons possui energia superior à desse valor.

No Quadro 3.2 é apresentado o material mais utilizado para a produção de células solares e sua banda de energia (SHAYANI, 2006).

Dependendo do tipo de material, o desempenho na absorção dos fótons pode ser afetado. O silício, por exemplo, absorve maior porção de fótons, pois tem baixo valor da banda de energia, mas boa parte dessa porção é transformada em calor por possuírem energia além do necessário. Outro material, como o telureto de cádmio, converte em calor menor porção de energia, embora não absorva grande quantidade de fótons, pois libera aqueles com energia inferior à da sua banda.

Quadro 3.2 - Banda de energia de alguns dos materiais utilizados na produção de células solares

Material	Sigla	Banda de energia (ev), à temperatura de 300 K
Silício	Si	1,12
Arseneto de gálio	GaAs	1,42
Telureto de cádmio	CdTe	1,56

Fonte: SHAYANI, 2006.

Perdas energéticas, então, podem ocorrer na conversão de energia solar em energia elétrica. Os fótons, que possuem menor quantidade de energia do que a necessária para atravessar a banda proibida, circulam através do material semicondutor, não sendo, dessa forma, absorvidos. Os fótons com mais energia, quando absorvidos, têm o excesso de energia transformado em calor. Em ambos os casos, têm-se perdas de eficiência (SHAYANI, 2006).

A temperatura é outro fator que afeta o desempenho na absorção dos fótons, uma vez que aumento de temperatura causa diminuição da banda de energia, pois ao receber energia do sol a célula solar pode receber aumento extra de temperatura fornecida pelos fótons com mais energia que a banda (SHAYANI, 2006).

Termicamente ou de outra forma, elétrons e lacunas gerados são recombinados depois de um período de relaxamento, τ . Em material intrínseco, esse tempo de relaxamento é longo, $\tau \approx 1$ s, mas em material dopado para fins comerciais o período de relaxamento é menor, entre 10^{-2} s e 10^{-8} s (TIWARI, 2002).

Os semicondutores mais utilizados, por gerarem maior produto corrente-tensão, são os de silício e selênio, pois são mais sensíveis à luz visível. A fim de obter a tensão e corrente necessárias para alimentar o sistema, é preciso que as células sejam organizadas em grupos nos módulos e, em seguida, conectadas em arranjos (CABRAL, 2006). Uma célula solar de silício fornece uma tensão de, aproximadamente, de 0,6 V e

uma densidade de corrente da ordem de $150\text{mA} \cdot \text{cm}^{-2}$, quando exposta a uma radiação de $1\text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$.

Considerando ainda o espectro solar, grande proporção da energia de radiações de ondas longas e curtas não pode ser aproveitada, pois, à medida que a frequência vai aumentando, a absorção na célula acontece apenas na sua superfície, restringindo a geração de energia elétrica, já que a profundidade de penetração de uma onda eletromagnética está diretamente relacionada com o comprimento de sua onda. Outra porção da energia pode, ainda, ser absorvida e transformada em calor, não sendo, portanto, aproveitada (CORRÊA, 2008).

Na célula solar ocorrem perdas em decorrência da recombinação, perdas por sombreamento entre os contatos frontais, por reflexão pela superfície do semicondutor e pelos metais usados nas conexões dos módulos, por transmissão.

Em uma célula de silício cristalino de 100% da energia irradiada, as suas perdas individuais estão relacionadas da seguinte forma (COMISSÃO EUROPEIA, 2004):

- Perda de 3,0% devido à reflexão e sombreamento dos contactos frontais.
- Perda de 23,0%, devido a insuficiente quantidade de energia do fóton na radiação de onda longa.
- Perda de 32,0% devido ao excedente de energia do fóton na radiação de onda curta.
- Perda de 8,5%, devido à recombinação.
- Perda de 20,0%, devido ao gradiente elétrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial.
- Perda de 0,5%, devido à resistência em série (perdas térmicas da condução elétrica).

Assim, apenas 13,0% da energia irradiada são utilizáveis, isto é, transformada em energia elétrica. Embora o processo de conversão de energia solar em energia elétrica nos módulos solares não seja idêntico ao fenômeno fotoelétrico, os conhecimentos sobre ele podem explicar o que acontece nas células solares.

Um fóton, quando incide em uma célula, pode passar diretamente através do silício (fóton de baixa energia), refletir para fora da superfície ou ser absorvido pelo silício. Nesse último caso, a energia do fóton é maior do que o valor da energia da lacuna (banda de valência) do silício e pode gerar um par elétron-lacuna ou calor, dependendo da estrutura da banda.

A Figura 3.3 ilustra a relação entre o coeficiente de absorção e a energia da banda de lacuna (*banda de valência*) para células de silício (Si) e arseneto de gálio (GaAs), considerando, para o silício (Si) uma faixa de abertura indireta (1,12 eV), e para o arseneto de gálio (GaAs) uma faixa de abertura indireta (1,4 eV), ambos na temperatura de 300 K (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

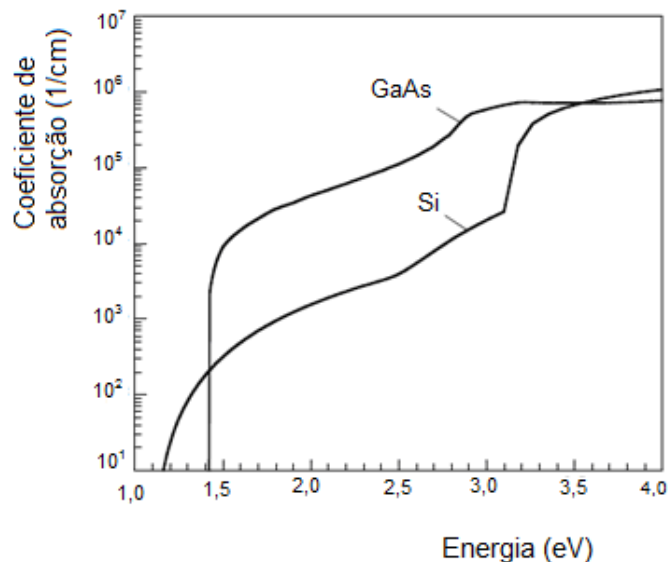


Figura 3.3 - Relação entre o coeficiente de absorção e o fóton de energia.
Fonte: LUQUE; HEGEDUS, 2003.

3.2. Modelagem matemática

A curva que relaciona a tensão e a corrente gerada por um módulo fotovoltaico recebe a denominação de curva característica I-V, estando associada necessariamente às condições de intensidade solar e de temperatura em que foi obtida.

Os parâmetros elétricos fundamentais da célula solar são definidos como:

- Corrente de curto circuito (I_{cc});
- Tensão de circuito aberto (V_{ca});

- Potência máxima ($P_{\text{máx}}$); e
- Fator de forma (F_F).

Generaliza-se o modelo levando em conta as perdas nas resistências e de recombinação, bem como os efeitos da temperatura e da radiação espacial (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

A Figura 3.4 representa o modelo matemático utilizado para descrever uma célula solar, tendo como base seu circuito equivalente (modelo de um diodo). Ele possui duas resistências, uma em série e outra em paralelo; a primeira em função da resistência do próprio condutor dopado e da grade de metalização, bem como dos contatos exigidos para que a corrente da célula possa circular por um circuito externo; e a segunda, devido às fugas nas superfícies das bordas da célula e a microdefeitos do cristal que causam curto-circuito (CABRAL, 2006).

A corrente gerada pela célula é equivalente àquela que é produzida pela fonte de corrente, menos aquela que flui através do diodo e aquela que flui através do resistor (COMISSÃO EUROPEIA, 2004). A corrente que flui através do diodo é conhecida por “corrente escura” (I_D) do módulo, pois é a corrente drenada por ele na ausência de luz (CORRÊA, 2008).

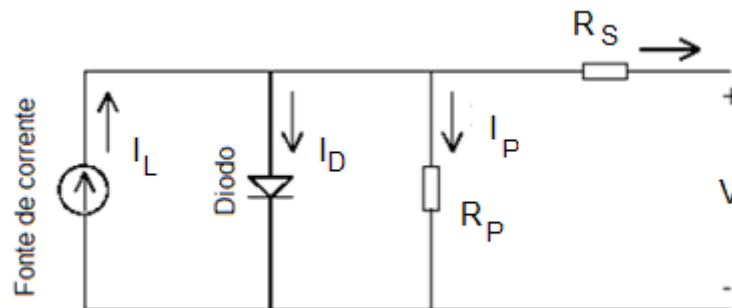


Figura 3.4 - Circuito equivalente de uma célula solar.

Fonte: CABRAL, 2006.

em que:

- I_L - Corrente fotogerada, A;
- R_s - Resistência em série, Ω ;
- R_p - Resistência em paralelo com o diodo, Ω ;
- V - Tensão de saída, V; e
- I - Corrente de saída, A.

Os diodos de proteção, diodos de bloqueio e diodo de passagem (*bypass*) modelam alguns dos mecanismos de perda. Podem ser inseridos nos sistemas fotovoltaicos para melhorar o ganho de energia do arranjo e para evitar que os geradores sejam danificados durante o período em que ocorrem sombreamentos parciais no sistema ou para quando os geradores que o compuserem tiverem características elétricas diferentes. O diodo de bloqueio, diferentemente do de passagem, previne também contra fugas de correntes da bateria para o gerador fotovoltaico em sistemas que armazenem energia por meio de baterias no período noturno, ou para períodos em que a incidência de energia solar é baixa (CABRAL, 2006). A Figura 3.5 ilustra este processo (QUASCHNING, 2005).

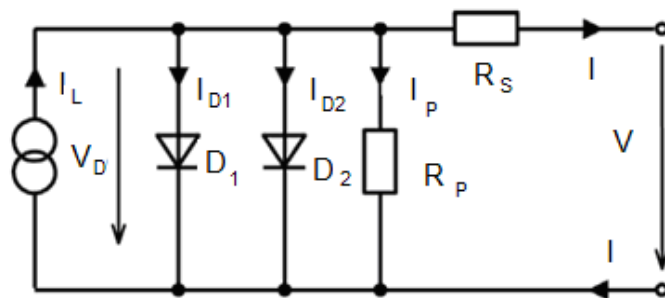


Figura 3.5 - Modelo de célula fotovoltaica com dois diodos.

Fonte: QUASCHNING, 2005.

em que:

- D_1 - Diodo 1, usualmente diodo ideal com $n = 1$, n fator de idealidade; e
- D_2 - Diodo 2, usualmente $n = 2$.

A partir do circuito, ilustrado na Figura 3.5, obtém-se a corrente gerada na célula por meio da equação (3.1)

$$I = I_L - I_0 - I_P \quad (3.1)$$

em que:

- I_0 - Corrente de saturação no diodo, A; e
- I_P - Corrente no resistor (paralelo), A.

Por meio da Equação (3.2), obtém-se a corrente no resistor paralelo.

$$I_p = \frac{V}{R_p} = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.2)$$

Na célula solar, quando os portadores de carga se movem do semicondutor para os contatos elétricos há queda de tensão, descrita pela resistência em série, R_s , que tem amplitude de poucos $m\Omega$, e o modelo fica completa com uma resistência em paralelo, R_p . Ambas são responsáveis pelo abatimento da curva característica da célula solar, entretanto, com a resistência em série é possível calcular as curvas características de corrente e de tensão das células solares, para diferentes irradiações e temperaturas (COMISSÃO EUROPEIA, 2004).

A temperatura depende da corrente de saturação, I_D , do diodo e da corrente fotogerada, I_L .

A Equação (3.3) permite a determinação da corrente de saturação do diodo (QUASCHNING, 2005).

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\exp\left(\frac{V_{ca}}{V_{ref}}\right) - 1} \cong I_{cc} \exp\left(-\frac{V_{ca}}{V_{ref}}\right) \quad (3.3)$$

em que:

- I_{cc} - Corrente de curto circuito, A;
- V_{ca} - Tensão de circuito aberto, V; e
- V_{ref} - Tensão de referência, V.

A tensão através desses elementos determina a corrente entre eles e é definida pela Equação (3.4).

$$V_J = V + IR_s \quad (3.4)$$

em que:

- V_J - Tensão entre os diodos e o resistor R_p , V.

Quando a luz incide sobre uma célula solar e esta se encontra desligada da carga, então uma tensão de 0,6 V, aproximadamente, é gerada e pode ser mensurada como a tensão de circuito aberto a partir dos contatos da célula.

Com o acréscimo de tensão no terminal, V , há diminuição da *barreira de potencial*, provocando o aumento da corrente, pois com mais energia os

portadores conseguem, então, ultrapassá-la. Matematicamente, o processo é modelado pela equação do diodo de Shockley, cuja corrente desviada através do diodo é calculada por meio da Equação (3.5) (MARCKVART; CASTAÑER, 2003).

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left[\frac{qV_J}{nKT} \right] - 1 \right\} \quad (3.5)$$

em que:

- I_0 - Corrente de saturação do diodo, A;
- n - Fator de idealidade do diodo, decimal;
- q - Carga elementar, C;
- K - Constante de Boltzmann, $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$; e
- T - Temperatura absoluta, K.

Para temperatura igual a 25 °C tem-se $\frac{K \cdot T}{q} \approx 0,026$ volt.

A Figura 3.6 expressa a relação entre a corrente fotogerada e a irradiância e entre a potência de saída e sua redução com a diminuição da irradiância.

A corrente de saturação do diodo depende do material e diminui fortemente com o aumento da energia de lacuna, E_g (*banda de valência*), isto é, com a quantidade de energia necessária para que o elétron passe para a banda de condução.

Substituindo as Equações (3.3) e (3.5) na Equação (3.1), tem-se a Equação (3.6), característica de uma célula solar, que relaciona os parâmetros para a saída de tensão e corrente.

$$I = I_L - I_0 \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{nKT} - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.6)$$

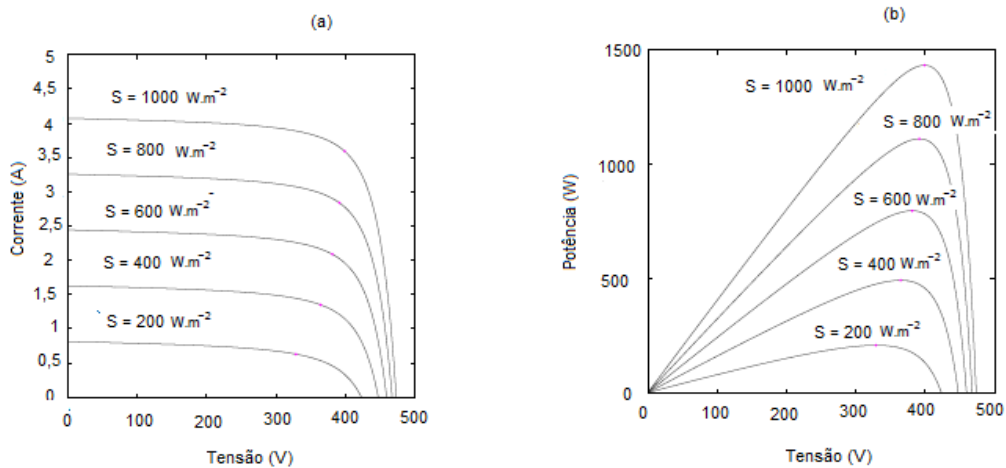


Figura 3.6 - (a) Corrente em função da irradiância e (b) tensão em função da irradiância.

Fonte: CORRÊA, 2008.

Em princípio, conhecendo-se a tensão de operação, V , a Equação (3.6) pode ser utilizada para determinar o valor de I nessa tensão, apesar de ser uma equação que não oferece uma solução geral analítica, pois envolve a corrente I em ambos os lados. Os parâmetros I_0 , n , R_s e R_p não podem ser medidos diretamente, e a aplicação mais comum da equação característica é a regressão não linear (os dados por meio de alguma metodologia de aproximações sucessivas são analisados, modelados por uma função, que é uma combinação não linear de uma ou mais variáveis independentes) para obter os dados desses parâmetros, tendo como base o seu efeito combinado sobre o comportamento da célula solar (TIWARI, 2002).

Quando a corrente $I = 0$, isto é, quando a célula está em circuito aberto, a tensão é definida como tensão de circuito aberto, o valor para a resistência paralela torna-se elevado e o final da Equação (3.6) tende a zero. Assim, pode-se calcular, por meio da Equação (3.7), a tensão de circuito aberto (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

$$V_{ca} \approx \frac{KT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (3.7)$$

Pode-se observar, pela Equação (3.7), que para valores constantes de temperatura, T , escalas de tensão de circuito aberto variam logarithmicamente com a corrente de curto circuito e esta linearmente com a irradiação. Tal fato mostra dependência logarithmica da tensão de circuito

aberto com a irradiação, o que indica que a tensão de circuito aberto é independente da área da célula, ou seja, sob uma mesma iluminação e temperatura será constante o seu valor. Por meio da Equação (3.7), tem-se que para valores maiores de I_0 ocorrerá redução para V_{ca} , ou seja, para valores maiores de temperatura têm-se reduções de V_{ca} (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002). Assim, quando a célula está curto-circuitada, $V = 0$, a corrente I que flui através dos circuitos é chamada de corrente de curto-circuito. Nesse caso, pode-se ter $I_{CC} \approx I_L$, para valores mais baixos de R_s e I_0 e valores altos de R_p .

Considerando que as células podem ter dimensões diferentes, Castañer e Silvestre (2002) afirmaram que células com material e geometrias diferentes podem produzir níveis diferentes de corrente e tensão, considerando a diferença de potencial de suma importância, já que a tensão máxima, por exemplo, de uma célula de GaAs, é quase o dobro de uma célula de silício, resultado esse, em parte, da grande diferença nos valores da densidade de corrente de saturação reversa, J_0 .

I_0 , R_s e R_p são, assim, dependentes do tamanho físico da célula, e a célula de GaAs, neste caso, terá R_s e R_p assumindo a metade dos valores da célula de silício, já que terá o dobro da área transversal através da qual poderá fluir a corrente.

A Equação (3.8), a característica, pode ser descrita em termos da densidade de corrente, considerando a corrente produzida na célula por unidade de área.

$$J = J_L - J_0 \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{nKT} - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.8)$$

em que:

- I_0 - Corrente de saturação do diodo, A;
- n - Fator de idealidade do diodo, decimal;
- q - Carga elementar, C;
- K - Constante de Boltzmann, $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$;
- T - Temperatura absoluta, K;
- J - Densidade de corrente, $A \cdot cm^{-2}$;
- J_L - Densidade de corrente fotogerada, $A \cdot cm^{-2}$;

J_0 - Densidade de corrente de saturação reversa, $A \cdot cm^{-2}$;

R_s - Resistência específica em série, $\Omega \cdot cm^{-2}$; e

R_p - Resistência específica em paralelo, $\Omega \cdot cm^{-2}$.

Então, tem-se:

$$I_{cc} = AJ_{cc} \quad (3.9)$$

$$I_0 = AJ_0 \quad (3.10)$$

em que:

A - Área total da célula, cm^2 ;

J_{cc} - Densidade de corrente de curto circuito, $A \cdot cm^{-2}$.

A Equação (3.8) pode ser utilizada para comparar células de diferentes dimensões físicas, úteis na investigação e comparação entre os fabricantes de células. É preciso estar atento a certos efeitos parasitários que podem surgir e que venham a afetar parâmetros já extraídos, como o tamanho das células que pode ser reduzido. Dessa forma, efeitos de recombinação e contaminação da junção tendem a ser maiores no perímetro da célula, que podem apresentar valores mais elevados de J_0 ou menores de R_p do que nas células maiores. Tal recurso deve ter, portanto, seu uso considerando células solares com desenho semelhante.

A densidade de corrente J_0 depende das características da célula solar, e esta depende de inúmeros parâmetros físicos como coeficiente de difusão dos elétrons nos semicondutores, do tempo de vida das cargas minoritárias, da densidade de cargas intrínsecas e outros.

Os efeitos da resistência em série na característica típica da célula solar, para $R_p \rightarrow \infty$, representados pela Figura 3.7, segundo Luque e Hegedus (2003), mostram que a resistência em paralelo, R_p , não tem efeito na corrente de curto-circuito, todavia provoca reduções na tensão de circuito aberto. A resistência em série (inclui contatos de metal) não tem efeito sobre a tensão de circuito aberto, mas provoca reduções na corrente de curto-circuito. O resultado é que a parcela controlada da curva característica I-V começa a tender em direção à origem, diminuindo significativamente a tensão terminal, V , e ligeiramente o valor de I_{cc} (Figura 3.7).

Perdas causadas pela resistência em série estão em primeira aproximação, dada por $P_{\text{perda}} = V_{R_s} \cdot I = I^2 \cdot R_s$, e aumentam de forma quadrática. Assim, células com resistência em série de alta resistência vão assumir características de funcionamento semelhantes às de um resistor.

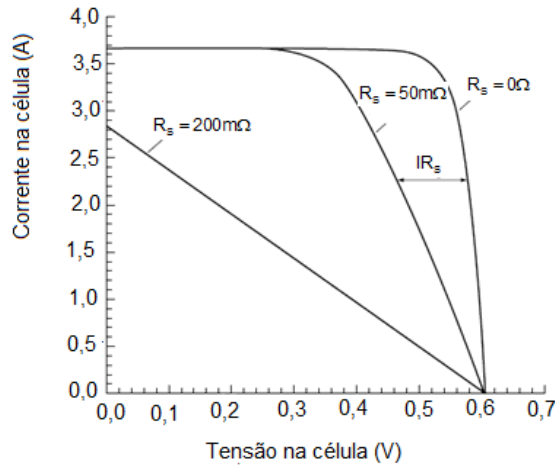


Figura 3.7 - Efeito da resistência série na característica corrente-tensão da célula solar ($R_p \rightarrow \infty$).

Fonte: LUQUE; HEGEDUS, 2003.

O modelo para a célula solar pode ser descrito, então, como uma superposição de respostas do dispositivo a duas excitações: tensão e luz. (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

A temperatura de operação da célula solar pode ser obtida pelo balanço de energia. A incidência de energia solar sobre as células, absorvida por elas, pode ser parcialmente convertida em energia térmica e parcialmente convertida em energia elétrica. Segundo Tiwari (2002), a energia térmica é dissipada pela combinação de mecanismos de transferência de calor, a energia elétrica é retirada da célula por meio do circuito externo e o balanço de energia por unidade de área no módulo é calculado por meio da Equação (3.11).

$$\tau \alpha I_T = \eta_c I_T + U_L (T_c + T_A) \quad (3.11)$$

em que:

- τ - Transmitância sobre alguma cobertura da célula solar;
- α - Fração de radiação solar absorvida pela célula;

- η_c - Eficiência do módulo na conversão de energia solar em energia elétrica; $\eta_c \geq 0$ (valor máximo depende do ponto de máxima potência);
- U_L - Coeficiente de perda;
- I_T - Intensidade solar, $W \cdot m^{-2}$; e
- T_A - Temperatura ambiente, $^{\circ}C$.

Dessa forma, em condições de operação-padrão de temperatura, em um nível de radiação solar $I_T = 800 W \cdot m^{-2}$, velocidade de vento de $1 m \cdot s^{-1}$, temperatura ambiente de $20 ^{\circ}C$, e, para $\eta_c = 0$, tem-se a Equação (3.12).

$$T_c = T_A + \left(\frac{I_T \tau \alpha}{U_L} \right) \left(\frac{1 - \eta_c}{\tau \alpha} \right) \quad (3.12)$$

A temperatura afeta todos os termos da equação característica, Equação (3.8), de maneira significativa, diretamente no termo exponencial, T , e indiretamente por meio de seu efeito sobre I_0 . Quando os valores da temperatura aumentam, o expoente da equação característica diminui, e os valores para I_0 aumentam exponencialmente (CORRÊA, 2008).

A tensão de circuito aberto, V_{ca} , sofre reduções quase que linearmente com o aumento da temperatura. Para a maioria das células de silício cristalino, a redução é de cerca de $0,50\% \cdot ^{\circ}C^{-1}$ e para as de silício amorfo, na faixa de $0,20\% \cdot ^{\circ}C^{-1}$ a $0,30\% \cdot ^{\circ}C^{-1}$. Considerando que o número de portadores intrínsecos termicamente gerados aumenta, tem-se que a corrente fotogerada aumentará ligeiramente, um efeito de cerca de $0,065\% \cdot ^{\circ}C^{-1}$ para as células de silício cristalino e para as de silício amorfo de $0,09\% \cdot ^{\circ}C^{-1}$ (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

A Figura 3.8 expressa a relação entre a corrente de saturação do diodo e a temperatura (a) e a potência e temperatura (b).

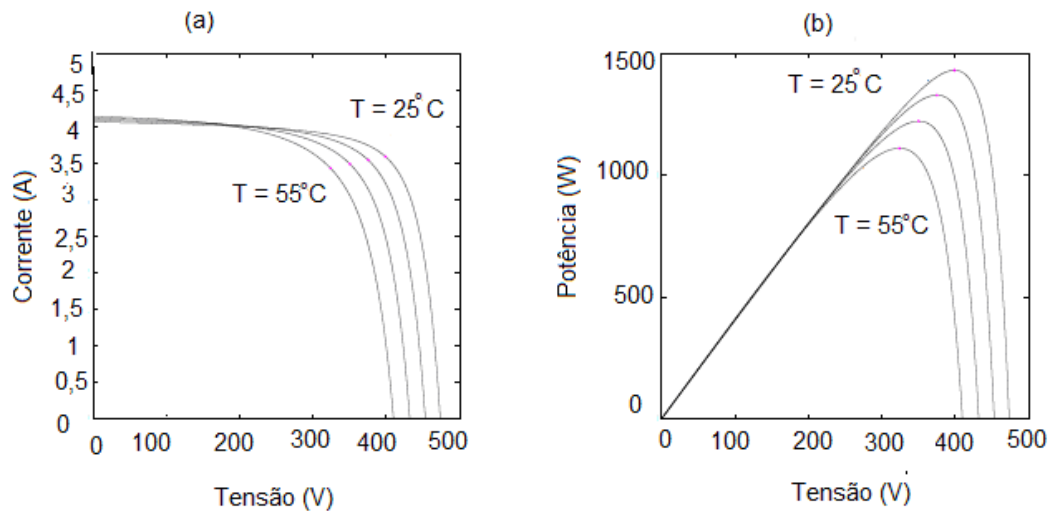


Figura 3.8 - Característica típica do arranjo fotovoltaico e o efeito da temperatura sobre ela.

Fonte: CORRÊA, 2008.

3.3. Arrefecimento dos módulos fotovoltaicos

O desempenho térmico de um sistema solar fotovoltaico está associado a certos parâmetros adotados na sua caracterização. Quando o sistema está acoplado a algum tipo de concentração de energia solar, surge a necessidade de arrefecimento no sistema para garantir que a eficiência de conversão da energia fotovoltaica em energia elétrica não seja afetada pela possível degradação da célula, devido à temperatura indesejável (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006). No entanto, a quase totalidade dos sistemas de arrefecimento utiliza o ar e a água como meio de transferência de calor, devido aos menores custos operacionais e de instalação.

A radiação solar, a temperatura, a velocidade do vento, a direção do vento e a temperatura do ar de admissão são medidas e utilizadas como dados de entrada para a análise comparativa.

Em um concentrador do tipo V projetado para arrefecimento, pode-se considerar que a temperatura do sistema tende a diminuir com o aumento da massa de ar que flui através do canal (calha), pois assim o calor do sistema será levado, reduzindo a temperatura das células. A temperatura do ar de saída também pode ser reduzida com o aumento do fluxo de ar, e para isso é preciso que a velocidade do ar no canal seja maior.

O sistema arrefecido terá temperatura mais baixa na parte traseira do módulo. Portanto, o comportamento da eficiência térmica e elétrica com a taxa de fluxo de ar é dependente entre si nesse sistema, pois a eficiência elétrica e térmica teve desempenho melhor com o aumento da taxa de fluxo de ar. Assim, pode-se avaliar que a eficiência térmica é reduzida em razão do fluxo reduzido de ar, enquanto a diminuição da eficiência elétrica é devida ao aumento na temperatura do módulo (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006).

Na análise de sistemas de escoamento natural é comum a medição da velocidade do ar no duto de fluxo. Devido ao comportamento incontrolável de fluxo de ar em sistemas de fluxo natural, a alta precisão de medidas simultâneas de velocidade do ar e de temperatura no módulo para prever a taxa de sucesso do arrefecimento é necessária, mas muito difícil e cara a sua execução (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006).

A força-motriz em sistemas de fluxo natural é o calor e pode ser considerada uma força de empuxo, pois é este o controlador do fluxo induzido através do canal (calha). O dinamismo que provoca o aumento de fluxo de ar através do coletor depende de parâmetros de funcionamento, como a radiação solar incidente absorvida pelo módulo (representa um desempenho sazonal, dependente do ângulo de inclinação do módulo), a geometria do projeto, a orientação adotada para gerar o arrefecimento, a temperatura ambiente, a diferença de pressão entre a entrada e a saída em função do efeito do vento local nesses pontos, dentre outros. O atrito entre as paredes da calha e o fluxo de ar atua como forças contrárias. Assim, em um estado estacionário, o saldo entre as forças de empuxo e as forças contrárias controla o fluxo induzido através da calha.

Devido ao efeito Bernoulli, o balanço de energia em fluxo de ar na entrada e saída do canal de ventilação do ar, com o aumento ou diminuição da vazão natural do ar o resultado da operação do sistema torna-se instável (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006). A complexidade dos cálculos e a dificuldade de se encontrarem dados experimentais induzem a uma análise que evita prever resultados para o efeito do vento no arrefecimento do sistema. Contudo, neste trabalho os efeitos do arrefecimento podem ser analisados pelos valores medidos da temperatura.

3.4. Eficiência elétrica do módulo

A eficiência elétrica, η_{el} , das células varia inversamente com o aumento de sua temperatura operacional, e as Equações (3.13) e (3.14) são utilizadas para calcular a eficiência real do módulo (TONUI e TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006), utilizando células monocristalinas.

$$\eta_{el} = \eta_{ref} (1 - \beta_{ref} (T_{módulo} - T_{ref})) \quad (3.13)$$

em que:

- η_{el} - Eficiência de conversão da energia solar em elétrica, %;
- η_{ref} - Eficiência elétrica do módulo à temperatura de referência, %;
- β_{ref} - Coeficiente de temperatura, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- $T_{módulo}$ - Temperatura no módulo, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; e
- T_{ref} - Temperatura de referência, $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Os valores de η_{ref} , na Equação (3.13), determinados experimentalmente, são encontrados na literatura. Valores de $\eta_{ref} = 0,127$ e $\eta_{ref} = 0,117$ foram encontrados para o módulo sem vidro e com vidro, respectivamente, para temperatura de referência $T_{ref} = 25^{\circ}\text{C}$ e $\beta_{ref} = 0,0045 \text{ K}^{-1}$ (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006).

O fator de atrito é determinado pela Equação (3.14).

$$f = 1,368 \left(\frac{Gr}{Pr} \right)^{\frac{1}{11,9}} \quad (3.14)$$

em que:

- f - Fator de atrito;
- Gr - Número Grashof, adimensional; e
- Pr - Número de Prandtl, adimensional.

O número de Grashof, Gr, é calculado utilizando a Equação (3.15).

$$G_r = \frac{L^3 \rho^2 g \beta \Delta T}{\mu} \quad (3.15)$$

em que:

- μ - Viscosidade dinâmica, $\text{N} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-2}$;
- L - Comprimento do coletor, m;
- ρ - Massa específica, kg^{-3} ;
- g - Aceleração da gravidade, $\text{m} \cdot \text{s}^{-2}$;
- β - Expansividade térmica do ar, K^{-1} ; e
- ΔT Diferença de temperatura entre a superfície e a parte traseira do módulo, K.

O número Grashof usado aqui, Equação (3.15), é modificado por substituição de g por $g \sin(\theta)$, para explicar a inclinação dos sistemas.

O valor real do coeficiente de temperatura, β_{ref} , pode ser determinado pela Equação (3.16).

$$\beta_{\text{ref}} = \frac{1}{T_0 - T_{\text{ref}}} \quad (3.16)$$

A temperatura T_0 é aquela (valor alto) em que a eficiência elétrica do módulo fotovoltaico cai para zero. Para as células solares de silício cristalino, essa temperatura é de 270°C (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

A temperatura da célula do módulo fotovoltaico é analisada em função das variáveis meteorológicas pertinentes, como a temperatura ambiente, a velocidade de vento local e o fluxo de radiação solar, além do material de que se constitui o módulo, que influencia a transmissão através da cobertura dos vidros e a absorbância das placas. Tais variáveis e parâmetros estabelecem correlações (Figura 3.9) que expressam o efeito adverso de aumento da temperatura sobre a eficiência elétrica do módulo (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

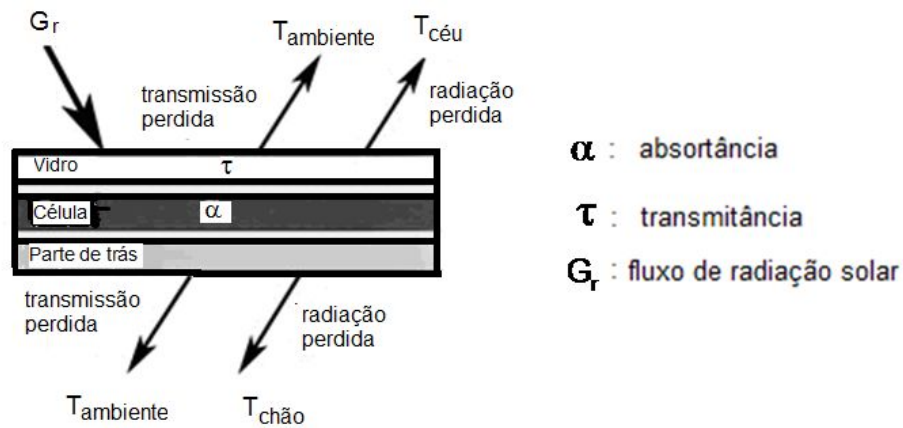


Figura 3.9 - Esquema de processos térmicos em um módulo fotovoltaico.
 Fonte: SKOPLAKI; PALYVOS, 2008.

O Quadro 3.2 contém valores para a eficiência elétrica do módulo que relacionam a temperatura de referência, η_{ref} , e o coeficiente de temperatura, β_{ref} , bem como o efeito de tais grandezas na eficiência do silício para a Equação (3.29) de diferentes tipos de células de silício, considerando-se a relação de Evans-Floschuetz (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008). Analisando o Quadro 3.2, observa-se que, para a temperatura de referência de 25°C, o valor médio de, η_{ref} , é de, aproximadamente, 12% e o valor médio do coeficiente de temperatura, β_{ref} , é próximo de 0,0045°C⁻¹.

Quadro 3.3 - Temperatura, eficiência e coeficiente de temperatura de referência para diferentes tipos de células fotovoltaicas, segundo diferentes autores

T_{ref} (°C)	η_{Tref}	β_{ref} (°C ⁻¹)	Comentários
25	0,15	0,0041	Mono-Si
28	0,117 (média) (0,104-0,124)	0,0038 (média) (0,0032-0,0046)	Células médias de Sandia e comercial
25	0,11	0,003	Mono-Si
25	0,13	0,0041	Sistema fotovoltaico térmico
		0,005	
20	0,10	0,004	Sistema Fotovoltaico térmico
25	0,10	0,0041	Sistema fotovoltaico térmico
20	0,125	0,004	Sistema fotovoltaico térmico
25		0,0026	a-Si
25	0,13	0,004	Mono-Si
	0,11	0,004	Poly-Si
	0,05	0,0011	a-Si
25	0,178	0,00375	Sistema fotovoltaico térmico
25		0,005	Mono-Si
25	0,12	0,0045	Mono-Si
25	0,097	0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25		0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25	0,0968	0,0045	
		0,005	UTC/PV sistema
25	0,09	0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25	0,12	0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25		0,0045 c-Si	Sistema fotovoltaico térmico
		0,0020 a-Si	
25	0,12	0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25	0,12	0,0045	Sistema fotovoltaico térmico
25	0,127	0,0063	Sistema fotovoltaico térmico
	0,127 sem vidro		
25	0,117 com vidro	0,006	Sistema fotovoltaico térmico
25		0,0054	Sistema fotovoltaico térmico

Fonte: SKOPLAKI; PALYVOS, 2008.

3.5. Fatores de eficiência das células solares

As células solares têm como fatores de eficiência a eficiência energética de conversão, a eficiência termodinâmica, a eficiência quântica, o ponto de máxima potência e o fator de forma ou de preenchimento.

Um indicativo da qualidade das células solares é definido como fator de forma, F_F , ou de preenchimento e determinado pela Equação (3.17), como a razão entre a potência máxima ($I_{PMP} \cdot V_{PMP}$) e a potência teórica (COMISSÃO EUROPEIA, 2004).

$$F_F = \frac{V_{PMP} I_{PMP}}{V_{ca} I_{cc}} \quad (3.17)$$

A Figura 3.10 mostra que o fator de forma pode ser determinado também por meio do quociente entre as áreas A e B.

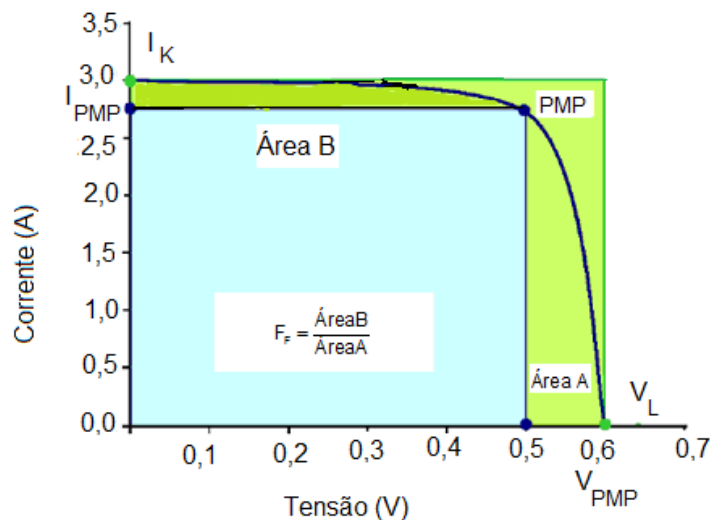


Figura 3.10 - Fator de forma para as células solares.

Fonte: COMISSÃO EUROPEIA, 2004.

Os valores para o fator de forma para as células cristalinas e amorfas estão na faixa de 0,75 a 0,85 e de 0,5 a 0,7, respectivamente.

Variações nos valores da resistência em série e na resistência em paralelo afetam diretamente o fator de preenchimento. Valores maiores da resistência em paralelo e reduções da resistência em série levam a um maior fator de preenchimento, resultando em maior eficiência e em potência máxima teórica na saída nas células.

A eficiência energética de conversão é definida pela Equação (3.18), como a porcentagem de energia solar convertida em energia elétrica (CASTAÑER; SILVESTRE, 2002).

$$\eta = \frac{P_{PMP}}{P_{IN}} = \frac{F_F V_{ca} I_{cc}}{P_{IN}} = \frac{F_F V_{ca} I_{cc}}{EA} = \frac{F_F J_{cc} V_{ca}}{E} \quad (3.18)$$

em que:

- P_{IN} - Radiação solar incidente sobre a célula solar definida pelas propriedades do espectro de luz, $W \cdot m^{-2}$; e
- E - Radiação solar, W .

Portanto, a eficiência de conversão energética depende da densidade de corrente de curto-circuito, da tensão de circuito aberto, do fator de forma (próximo de 1) e da irradiância.

A expressão empírica para a determinação do fator de forma se traduz pela Equação (3.19) (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

$$F_F = \frac{V_{ca} - \frac{KT}{q} \ln \left[\frac{qV_{ca}}{KT} + 0,72 \right]}{V_{ca} + \frac{KT}{q}} \quad (3.19)$$

Observa-se que, à medida que a tensão de circuito aberto aumenta, o fator de forma também aumenta. Assim, o desenho da célula para garantir sua eficiência depende de que dois objetivos sejam alcançados: minimização da recombinação através do dispositivo e maximização da absorção dos fótons com $E > E_G$ ($\lambda > \lambda_G = \frac{hc}{E_G}$, com $E_G \approx 1,12$ eV, para o silício policristalino a 25°C).

A curva característica é fundamentada em três tópicos (COMISSÃO EUROPEIA, 2004):

- Ponto da curva característica onde a célula solar opera em máxima potência (MPP), isto é, ponto de máxima potência, onde a potência assume valores máximos para a corrente e a tensão (I_{MPP} , V_{MPP}), unidade em W_p .
- A corrente de curto-circuito (I_{cc}), assumindo valores maiores do que 5 a 15% do que a corrente de máxima potência (I_{MPP}).
- Nas células cristalinas, a tensão de circuito aberto assume valores entre 0,5 e 0,6 V e nas células amorfas entre 0,6 e 0,9 V.

Nas células de silício amorfo, o ponto de máxima potência está localizado em 0,4 V, e a curva característica é mais próxima da origem. Tem eficiência inferior às de silício cristalino, pois o valor da corrente é menor. Portanto, é necessária maior área para obter a mesma potência das células de silício cristalino.

A eficiência quântica expressa o número de elétrons produzidos pela célula solar no circuito externo, indica a eficiência da célula quando os fótons que entram na célula solar produzem fotocorrente na conversão energética (energia solar em energia elétrica).

É considerada a eficiência quântica interna (EQI) (características da célula solar: corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, ponto de potência máxima, tensão de potência máxima, corrente de potência máxima) e a eficiência quântica externa (EQE). A primeira considera a irradiância espectral não refletida e a segunda, toda a irradiância espectral. Suas equações são assim definidas (MACHADO NETO, 2006):

$$EQI = \frac{J_{cc}}{q\phi(1-R)} \quad (3.20)$$

$$EQE = \frac{J_{cc}}{q\phi_0} \quad (3.21)$$

em que:

- R - Coeficiente de refletância; e
- ϕ_0 - Fluxo espectral de fótons na superfície do emissor, fóton/cm² · μm.

A razão entre a densidade de corrente espectral de curto-circuito e a irradiância espectral que define a resposta espectral de uma célula solar é dada pelas Equações (3.22) e (3.23).

$$REI = \frac{J_{cc}}{I_{\lambda}(1-R)} = 0,808(EQI)\lambda \quad (3.22)$$

$$REE = \frac{J_{cc}}{I_{\lambda}} = 0,808(EQE)\lambda \quad (3.23)$$

Por meio da resposta espectral externa, pode-se obter a corrente de curto-circuito pela Equação (3.24).

$$I_{cc} = \int_{\lambda} REE(\lambda) f(\lambda) d\lambda \quad (3.24)$$

O comprimento de onda do fóton ideal, λ , deverá ser suficiente para romper o campo elétrico, a região de depleção e gerar o par elétron-lacuna.

Argumentos puramente termodinâmicos explicam, de maneira simplificada, a eficiência ideal das células solares. Markvart e Castañer (2003) indicaram quatro argumentos dependentes da temperatura ambiente (T_a), da temperatura do sol (T_s) e da temperatura da célula no processo de conversão da energia solar em energia elétrica (T_c), que são apresentados a seguir.

Eficiência de Carnot:

$$\eta_c \equiv 1 - \frac{T_a}{T_s} \quad (3.25)$$

Eficiência de Curzon-Ahlborn:

$$\eta_{CA} \equiv 1 - \left(\frac{T_a}{T_s} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.26)$$

Eficiência de Landsberg:

$$\eta_L \equiv 1 - \frac{4}{3} \left(\frac{T_a}{T_s} \right) + \frac{1}{4} \left(\frac{T_a}{T_s} \right)^4 \quad (3.27)$$

Eficiência fototérmica de Müser:

$$\eta_{PT} \equiv \left[\left[1 - \left(\frac{T_a}{T_s} \right)^4 \right] \left[1 - \left(\frac{T_a}{T_s} \right) \right] \right] \quad (3.28)$$

Considerando a temperatura da superfície do sol próxima de 6.000 K e a temperatura ambiente equivalente a 300 K, pode-se determinar a eficiência por meio de cada um dos quatro argumentos. Assim, têm-se os seguintes rendimentos: $\eta_c = 95\%$; $\eta_{CA} = 77,6\%$; $\eta_L = 93,3\%$ e $\eta_{PT} = 85\%$.

A Figura 3.11 mostra a curva de cada eficiência e a eficiência de Carnot representando o melhor rendimento.

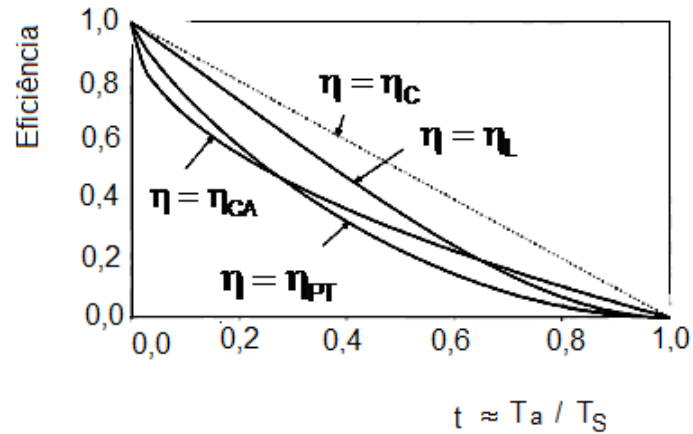


Figura 3.11 - Relação da eficiência como função da razão entre T_a e T_S .
 Fonte: MARKVART; CASTAÑER, 2003.

3.6. Concentrando energia

Por meio de sistemas óticos, podem-se concentrar a luz sobre a célula solar, e a eficiência energética da célula solar com concentradores pode ser calculada por meio das Equações (3.29), (3.30), (3.31) e (3.32), considerando-se o F_F (fator de forma) em função de V_{ca} e do fator de concentração, X , e que o fator de forma $F_F^{X_{sóis}}$ diminui à medida que X cresce (LUQUE; HEGEDUS, 2003). Têm-se, então, as equações a seguir.

$$I_{cc}^{X_{sóis}} = X I_{cc}^{1sol} \quad (3.29)$$

$$\eta = \frac{F_F^{X_{sóis}} V_{ca}^{X_{sóis}} I_{cc}^{X_{sóis}}}{P_{IN}^{X_{sóis}}} = \frac{F_F^{X_{sóis}} V_{ca}^{X_{sóis}} I_{cc}^{X_{sóis}}}{X P_{IN}^{X_{sóis}}} = \frac{F_F^{X_{sóis}} V_{ca}^{X_{sóis}} I_{cc}^{1sol}}{1 P_{IN}^{X_{sol}}} \quad (3.30)$$

$$V_{ca}^{X_{sóis}} = V_{ca}^{1sol} + \frac{KT}{q} \ln X \quad (3.31)$$

$$\eta^{X_{sóis}} = \eta^{1sol} \left(\frac{F_F^{X_{sóis}}}{F_F^{X_{sol}}} \right) \left(1 - \frac{\frac{KT}{q} \ln X}{V_{ca}^{1sol}} \right) \quad (3.32)$$

A Figura 3.12 mostra a relação entre a eficiência da célula e a concentração de luz.

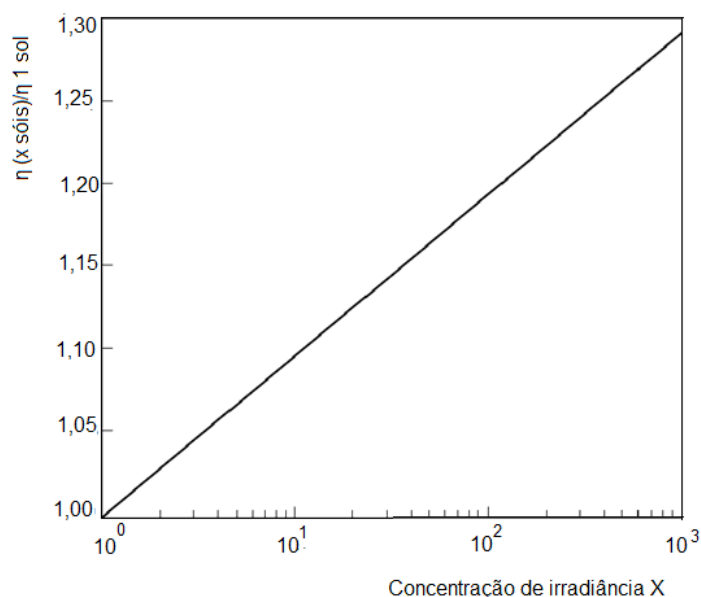


Figura 3.12 - Eficiência relativa como função da concentração de energia solar.

Fonte: LUQUE; HEGEDUS, 2003.

A eficiência de células com concentradores aumenta, mas é necessário um arrefecimento, pois ocorre aumento da temperatura e diminuição dos valores para a tensão de circuito aberto.

3.7. Balanço de energia

O balanço de energia em estado estacionário em um sistema de aproveitamento de energia solar fotovoltaico é função da temperatura de funcionamento e, de outras variáveis, do clima e do coeficiente de transmissão de calor por convecção, hc ; em geral, hc é de difícil determinação. Por meio da Equação (3.33), pode-se determinar a relação entre a temperatura da célula dentro do módulo com a da parte de trás dele, que pode ser superior, segundo Skoplaki e Palyvos (2008).

$$T_c = T_b + \frac{G_T}{G_{ref}} \Delta T \quad (3.33)$$

em que:

- T_c - Temperatura da célula/módulo, K;
- T_b - Temperatura da parte traseira do módulo, K;

- G_T - Fluxo de radiação solar no plano do módulo, $W \cdot m^{-2}$;
- G_{ref} - Fluxo de radiação solar de referência, sobre o módulo, $1.000 W \cdot m^{-2}$; e
- ΔT - Diferença de temperatura na célula, entre a parte da frente e a parte de trás do módulo, K.

Assim, pelos procedimentos do teste-padrão, considerando para o fluxo de radiação solar (irradiância) $800 W \cdot m^{-2}$, para a temperatura ambiente o valor de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e para a velocidade média do vento de $1 m \cdot s^{-1}$, a área de balanço de energia para uma unidade do módulo é determinada pela equação resultante, Equação (3.34).

$$T_C = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \frac{\eta_C}{\tau\alpha} \right] \quad (3.34)$$

em que:

- τ - Transmitância, adimensional;
- α - Absorbância, adimensional;
- U_L - Coeficiente global de perda de calor, $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$;
- $G_{T,NOCT}$ - Fluxo de radiação solar no plano do módulo em condições de teste-padrão, $W \cdot m^{-2}$;
- $U_{L,NOCT}$ - Coeficiente global de perda de calor, em condições de teste-padrão, $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$;
- T_a - Temperatura ambiente, K;
- η_C - Eficiência da célula de cada módulo, %;
- T_{NOCT} - Temperatura em condições de teste-padrão, K; e
- $T_{a,NOCT}$ - Temperatura ambiente em condições de teste-padrão, K.

Mas η_{el} uma função de T_C e U_L , o coeficiente global de perda de calor, cujo valor é constante. Portanto, a Equação (3.33) determina a temperatura do módulo, adequada, principalmente, para situações em que os módulos são montados de maneira autônoma.

A simplificação da Equação (3.34) leva à Equação (3.35) para a determinação da temperatura de funcionamento do módulo, considerando a

relação $\frac{\eta_c}{\tau \cdot \alpha}$ assumindo valores desprezíveis (próximo de zero) em comparação com a unidade.

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (3.35)$$

Outra maneira para estimar a temperatura anual da célula por módulo e seu desempenho, de acordo com as condições do teste-padrão (NOCT), é por meio do cálculo da temperatura do módulo e da temperatura ambiente, fazendo a avaliação da radiação disponível com a Equação (3.36).

$$T_c = T_a (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_T}{800} \right) \quad (3.36)$$

em que:

- T_a - Temperatura ambiente, K; e
- G_T - Irradiância, $W \cdot m^{-2}$.

Esta equação é muito utilizada para estimar simplificadaamente a temperatura do módulo ao longo do ano.

A temperatura da célula/módulo, em função das variáveis ambientais, como temperatura ambiente, velocidade do vento, V_v , e irradiância, é determinada pela Equação (3.37), para um módulo fotovoltaico de silício (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

$$T_c = T_a \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0V_v} \right) G_T \quad (3.37)$$

A potência do módulo em função da temperatura (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008) é determinada pela Equação (3.38).

$$P = P_{ref} (1 - \beta_{ref} (T_{módulo} - T_{ref})) \quad (3.38)$$

em que:

- P - Potência do módulo, W;
- P_{ref} - Potência de referência, W;
- β_{ref} - Coeficiente de temperatura ($0,004 - 0,006 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$), $^\circ\text{C}^{-1}$;
- $T_{módulo}$ - Temperatura no módulo, $^\circ\text{C}$; e
- T_{ref} - Temperatura de referência, $^\circ\text{C}$.

A estimação da temperatura anual e do desempenho do módulo fotovoltaico, segundo García e Balenzategui (2004), com base em cálculos de operação nominal da temperatura da célula, ocorre a partir das normas internacionais EM-61215 e EN-61646, que assim argumentam:

- A temperatura de um módulo fotovoltaico observada durante o dia apresenta aquecimento durante a tarde-noite. Dessa forma, as diferenças de $T_{\text{mod}} - T_{\text{amb}}$ são maiores pela tarde do que na parte da manhã para os mesmos valores de irradiação, provocando diferenças de cerca de $\sim 2 - 3$ °C no final, para os valores determinados pelos procedimentos e normas do teste-padrão. Os valores de NOCT são calculados a partir da coleta de dados, utilizando-se o máximo de pontos possível de informações obtidas na parte da manhã e da tarde e tendo a média de valores que parece ser mais representativa para o comportamento do módulo durante o dia.
- Imprecisões de cerca de ± 3 °C no valor de NOCT, em função da incerteza no cálculo, não trazem, porém, distorções excessivas, a exemplo de uma porcentagem de $\pm 1,5$ no rendimento da célula, apenas na estimação do desempenho anual. Considera-se que a temperatura tenha influência de segunda ordem na saída de energia do módulo, sendo a primeira ordem a radiação incidente.
- Para a medida precisa da temperatura, a alternativa é considerar as diferenças no encapsulamento ou na estrutura, que podem ser de vidro-vidro, vidro-janela, *tedlar* térmico de módulos isolados; é preciso decidir quando é necessário trabalhar com informações precisas de temperatura e desempenho.

4. METODOLOGIA

O desenvolvimento das atividades relativas ao modelo experimental e a análise de dados foram realizados no Laboratório da Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, localizada na cidade de Viçosa, MG, com latitude de 20°45'14s, longitude de 42° 52'53W e altitude de 648,74 m.

4.1. Protótipo

O protótipo construído para este estudo compunha-se de sete módulos fotovoltaicos da marca Kyocera Solartec, modelo KS5, módulo multicristalino. A potência nominal de cada módulo era de 5 Wp. Cada módulo media 35,2 cm de comprimento 16,5 cm de largura, com área de abertura de 580,8 cm², cuja caracterização é mostrada no Quadro 4.1.

O sistema fotovoltaico com espelho foi construído utilizando alumínio anodizado especular com as seguintes especificações: espessura de 0,3 mm, reflexão total TR 2-86%, reflexão difusa – 12% e de baixa iridescência. Na seqüência, os espelhos cortados foram anexados aos módulos.

Quadro 4.1 - Parâmetros do protótipo com espelho (GE) e sem espelho (GSE)

Parâmetro	Módulo com concentrador tipo V	Módulo sem concentrador
Tipo de módulo	Multicristalino	Multicristalino
Dimensão do módulo: comprimento x largura (cm)	16,5 × 35,2	16,5 × 35,2
Área do sistema (cm ²)	3484,8	580,8
Dimensão (cm)	20,5 × 35,2 × 2,2 × 6	20,5 × 35,2 × 2,2
Massa (kg)	~ 8	1,2
Área do espelho (cm)	~ 1,5 · 10 ⁴ cm ²	—

Fonte: KYOCERA, 2010.

Foram usados piranômetros para a medição da radiação solar global nos planos, horizontal e inclinado, modelo PYRANOMETER LI200X, com banda de frequências do espectro de luz entre 400 e 1.100 nm.

Na determinação dos sinais de corrente e tensão dos geradores foi utilizado como carga um potenciômetro (100 Ω e 500 W), para a variação de carga do gerador sob ensaio (GE) e do padrão (GSE).

Utilizando câmara termográfica com infravermelho série-i de alta resolução e iluminador de alvo e fusão, marca Flir, com sensibilidade térmica de 0,1 °C na temperatura de 25 °C, a imagem térmica dos sistemas foi registrada durante os ensaios com os protótipos. A temperatura nos espelhos, nas partes da frente e de trás dos módulos também foi medida com termômetro digital portátil, modelo Kiltherm 500.

Para medir os valores de umidade relativa, temperatura ambiente, direção, velocidade do vento e precipitação pluviométrica, uma estação meteorológica portátil conectada ao computador foi utilizada (PINTO, 2005).

4.1.1. Montagem do sistema para ensaio

O modelo do concentrador escolhido (Figura 4.1) foi o citado por Vorobieff (2008), por considerá-lo o mais adequado para validação do

sistema proposto por Mannan (1978) e por se tratar de um sistema fixo com ajustes sazonais. Para isso, utilizou-se alumínio especular como concentrador plano para o desenvolvimento do protótipo.

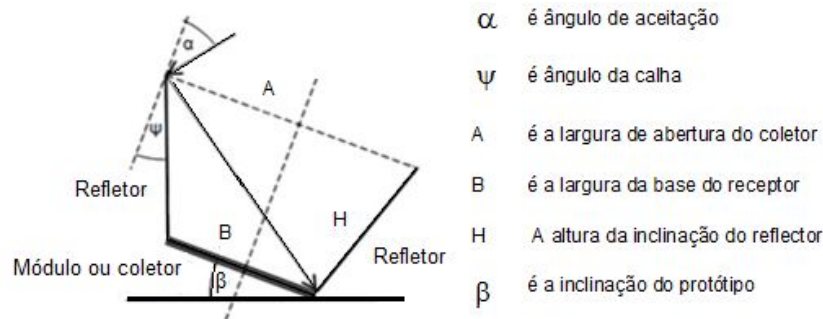


Figura 4.1 - Croqui: concentrador do tipo V ilustrando os parâmetros relacionados ao projeto, conforme Solanki et al. (2008); unidades em cm.

A execução do projeto levou em conta os valores de B , de H e da área das células para que o volume fosse tão pequeno quanto possível, em que foi usado metal dissipador de calor para arrefecer. O sistema foi projetado sem aletas na parte traseira, para que o sistema ótico fosse integrado ao módulo fotovoltaico e também colocado nos canais do concentrador do tipo V (SOLANKI et al., 2008).

O protótipo foi desenvolvido em duas etapas: os espelhos foram dimensionados de acordo com o tamanho do módulo escolhido e determinado o ângulo de inclinação da calha. Em seguida, os espelhos foram cortados e dobrados para assumirem a forma proposta para o arrefecimento do sistema, para uma concentração equivalente a dois sóis.

De acordo com Brukhard (SOLANKI et al., 2008), as relações escolhidas para determinar os valores de concentração e dimensão dos espelhos são descritas nas Equações (4.1) e (4.2).

$$C = \frac{\text{sen}[(2n+1)\psi + \alpha]}{\text{sen}(\psi + \alpha)} \quad (4.1)$$

$$\frac{H}{B} = \frac{\text{sen}[(2n+1)\psi + \alpha] - \text{sen}(\psi + \alpha)}{2\text{sen}(\psi + \alpha)\text{sen}(\psi)} \quad (4.2)$$

em que:

n = Série de reflexões a partir do refletor antes de chegar ao receptor de radiação.

O ângulo Ψ determinado para a calha é de 20° . A Figura 4.2 ilustra as medidas estabelecidas para o corte dos espelhos acoplados aos módulos.

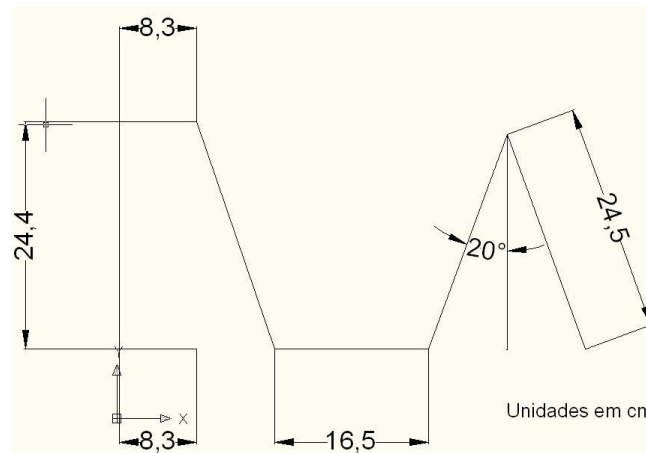


Figura 4.2 - Vista em corte do coletor com as dimensões do espelho do sistema.

O desenho do concentrador possui as seguintes características: (i) permitir a concentração da radiação solar incidente na superfície do módulo fotovoltaico em, aproximadamente, dois sóis; (ii) utilização de alumínio especular com alto índice de coeficiente de reflexão; (iii) montagem do conjunto módulo/concentrador de modo a formar canaletas ou dutos que permitam a circulação de ar, levando ao arrefecimento do conjunto módulo/concentrador; (iv) necessidade de ajustes sazonais no seu posicionamento, a fim de evitar o sombreamento.

Segundo Solanki e Sangani (2006), as perdas de uniformidade de iluminação e reflexão variam de acordo com o projeto da calha. O desenho da calha, para ângulos menores, por exemplo, de 20° , não permite a incidência de energia solar na superfície absorvedora de maneira uniforme e requer área maior para o refletor, mas oferece maior energia gerada em comparação com o desenho da calha para ângulos que tenham valores maiores, isto é, acima de 40° .

Foi construída uma estrutura de alumínio, de $107,7\text{cm} \times 225,8\text{cm}$, para que os módulos fotovoltaicos com concentrador e arrefecimento fossem dispostos em diferentes topologias, neste trabalho denominadas de Modelos 1, 2 e 3, de tal forma que o ângulo da calha fosse mantido, assim como o alinhamento dos espelhos durante a realização dos ensaios. Foram montados três modelos diferentes e realizadas três repetições de cada modelo, sendo nove ensaios com três coletas de dados por dia (Figura 4.3).

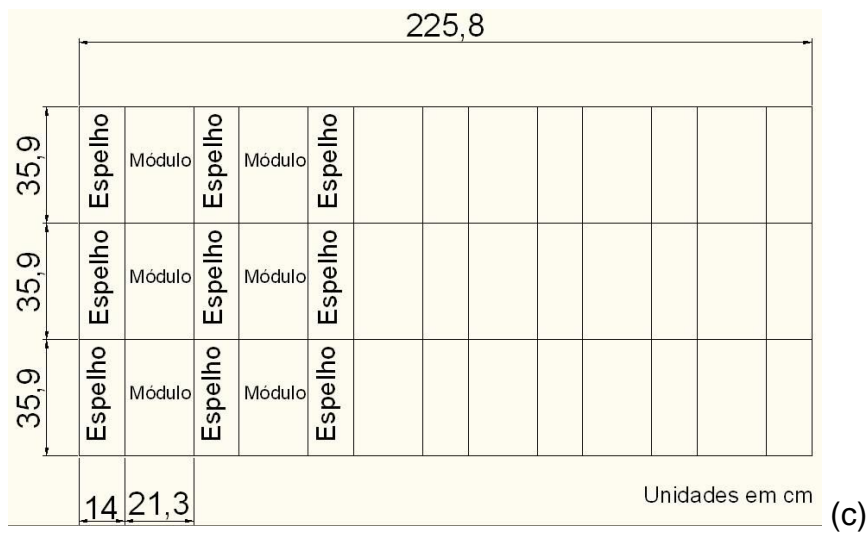
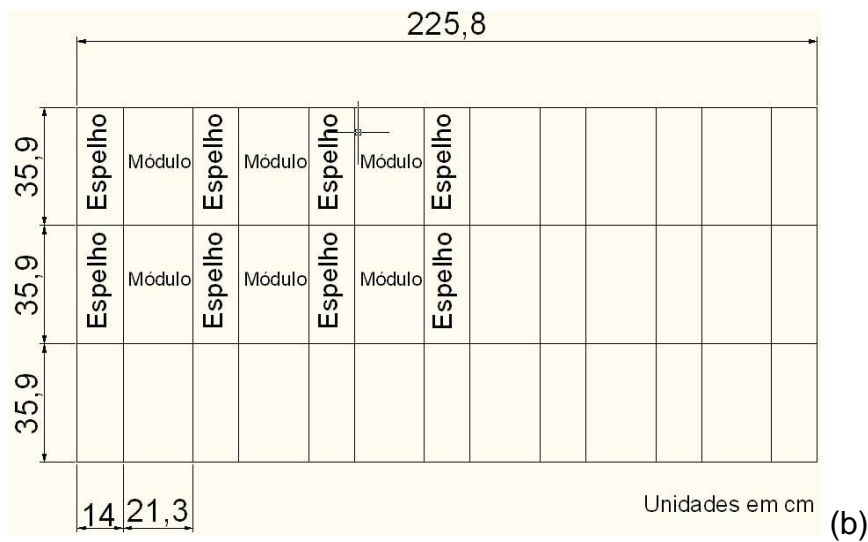
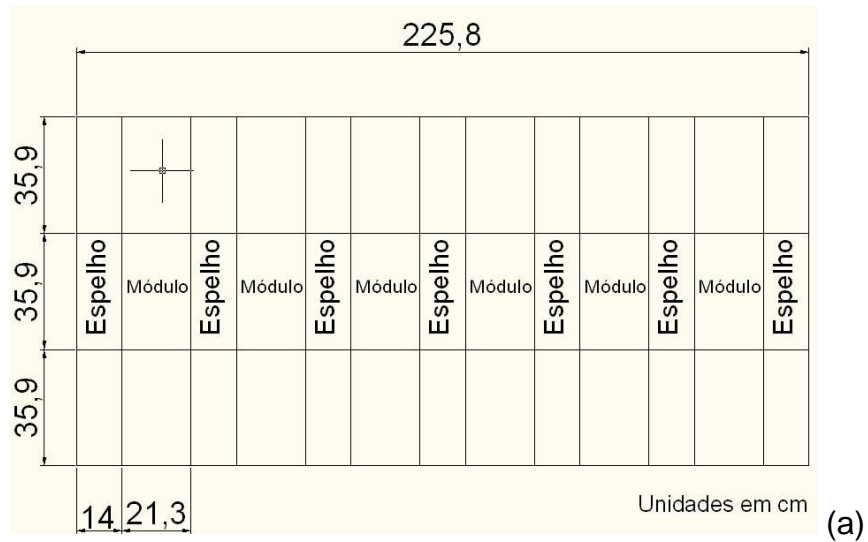


Figura 4.3 - Croqui da estrutura de alumínio, projetada para manter o alinhamento do sistema, representando a configuração dos modelos: (a) Modelo 1, (b) Modelo 2 e (c) Modelo.

4.2. Experimentos

4.2.1. Testes

Para realização dos ensaios fase 1, os sistemas GE e GSE foram colocados na estrutura de alumínio de acordo com os Modelos 1, 2 e 3 (Figuras 4.4, 4.5 e 4.6, respectivamente).

A Figura 4.4 ilustra o Modelo 1, primeira variação do protótipo utilizado nos testes experimentais. No Modelo 1, o arranjo é dos seis módulos alinhados em paralelo, ou seja, o fluxo de ar de arrefecimento por debaixo de cada conjunto de espelhos não passa para o próximo conjunto. E, ainda, o conjunto de espelhos não passa para o próximo conjunto. E, ainda, o conjunto de espelhos de cada um dos módulos não influencia o outro módulo.

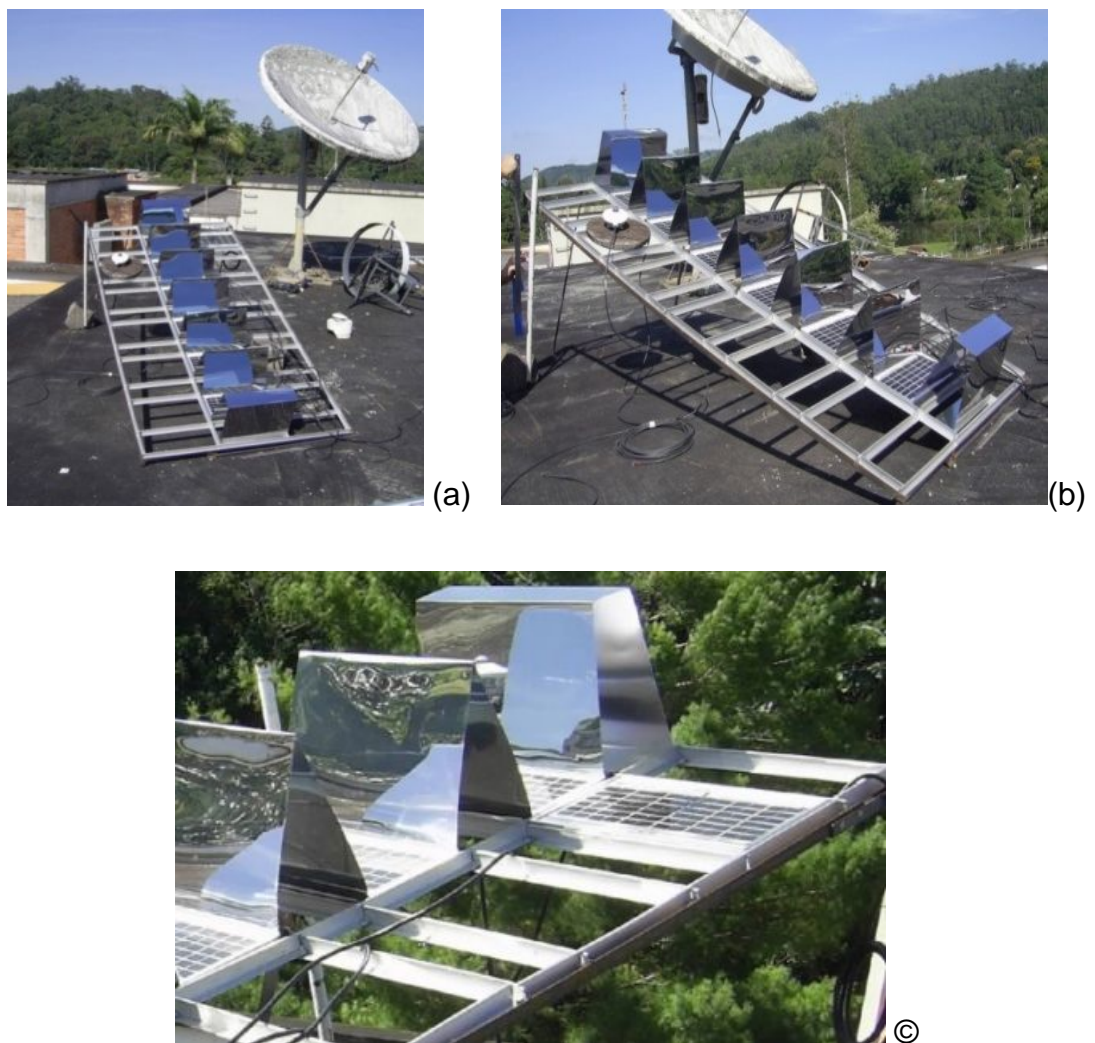


Figura 4.4 - Modelo 1, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a) vista frontal, (b) vista lateral e (c) detalhe do gerador sem espelho (GSE) e dos geradores com espelho (GE).

As Figuras 4.5 e 4.6 ilustram as outras variações do protótipo, ou seja, os Modelos 2 e 3.

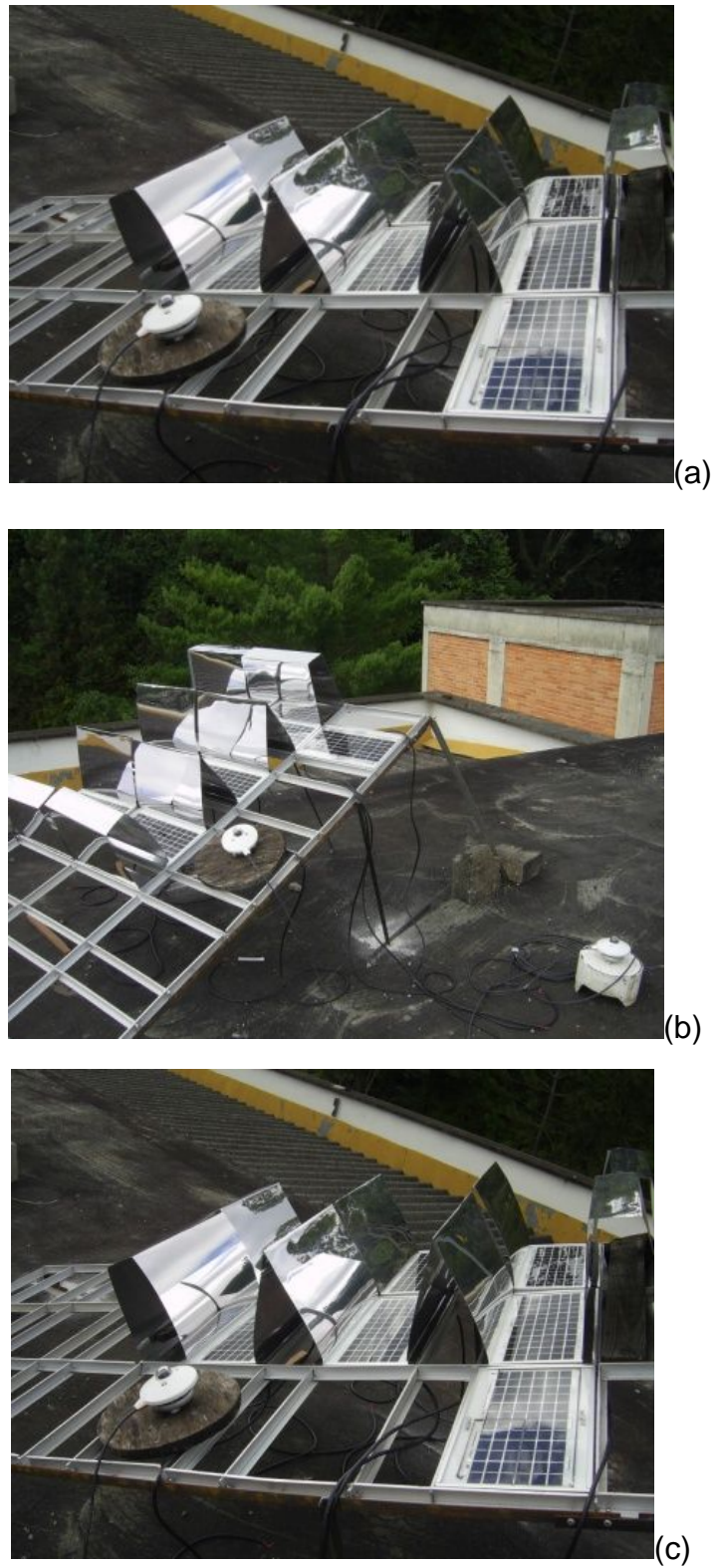


Figura 4.5 - Modelo 2, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a), (b) e (c) vista lateral mostrando o gerador sem espelho (GSE) e os geradores com espelho (GE).



Figura 4.6 - Modelo 3, concentrador plano para sistema fotovoltaico, orientado para o norte: (a) vista lateral, (b) detalhe dos sistemas GSE e GE e (c) o Modelo 3 visto de cima.

No Modelo 2, o arranjo é dos seis módulos alinhados em paralelo, dois a dois, e assim o fluxo de ar de arrefecimento por debaixo de cada conjunto de espelhos pode influenciar o próximo conjunto. No Modelo 3, o arranjo é dos seis módulos alinhados em paralelo, três a três, ou seja, o fluxo de ar de arrefecimento por debaixo de cada conjunto de espelhos pode passar para o próximo conjunto.

Cada modelo foi exposto a uma radiação solar por um intervalo de tempo de três dias, para coleta de dados de temperatura, corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto para análise do desempenho do sistema GE em relação ao GSE. O tempo de exposição foi em função da velocidade do vento e da radiação solar.

Os ensaios foram realizados com céu limpo e em dias diferentes, portanto em condições meteorológicas diferentes. Tais diferenças foram encontradas e estão refletidas na validação do modelo, com as temperaturas características.

Os ensaios com o Modelo 1 foram realizados no dia 23 de abril de 2010, com o tempo médio de 18 min, nos horários de 9 h e 31 min, 12 h e 14 h e 25 min. Os ensaios com o Modelo 2 foram feitos no dia 6 de maio de 2010, com o tempo médio de 18 min, nos horários de 9 h e 47 min, 12 h e 14 h e 5 min.

Os ensaios com o Modelo 3 foram realizados no dia 7 de maio de 2010 e com um tempo médio de 20 min, nos horários de 9 h e 53 min, 12 h e 14 h e 5 min.

A partir dos dados das curvas $I \times V$ e $P \times V$, estimaram-se os parâmetros dos modelos, e os resultados, dessa forma, conduziram à instrumentação para a fixação dos sensores de temperatura, utilizando uma rede de transmissão de dados com dispositivos digitais endereçáveis da série 1-wireTM (PINTO, 2005), para aquisição de temperatura em locais diferentes e de maneira simultânea.

4.2.2. Topologias estudadas e testadas experimentalmente – Fase 1

O gerador solar fotovoltaico com espelhos (GE) e o gerador solar fotovoltaico sem espelhos (GSE) foram colocados na estrutura de alumínio,

sendo a execução dos ensaios realizada na seguinte seqüência: Modelo 1, Modelo 2 e Modelo 3 (Figuras 4.4, 4.5 e 4.6). O sistema foi instalado em uma superfície horizontal para a coleta de dados de tensão, corrente e temperatura.

Para determinação do momento de coleta de dados dos ensaios, fase 1, foi calculada a hora em que a massa ótica de ar era igual a 1,5, para reduzir a influência da distribuição espectral da radiação solar incidente na superfície absorvedora nos resultados. Utilizou-se o Programa SunPlot 3D, que faz parte do programa computacional Solar Design Studio 5.0[®] da Maui software[®]. Os dados de entrada para determinar a hora solar, o azimute e a inclinação do protótipo em relação ao plano horizontal para a realização dos ensaios foram o mês e ano de realização dos ensaios, a latitude, a longitude e o meridiano - padrão da localidade.

Os dados para o protótipo com espelho e sem espelho foram coletados em um intervalo de duração de, aproximadamente, 20 min, sendo realizadas três coletas a cada dia, pelo menos.

Foram determinadas as curvas características de corrente em função da tensão ($I \times V$) e potência em função da tensão ($P \times V$), por meio dos dados coletados (MACHADO NETO, 2006).

A curva característica $I \times V$ e $P \times V$ foi determinada utilizando-se um potenciômetro (100 Ω e 500 W), um voltímetro, um amperímetro e sensores de radiação global (piranômetro).

Foi determinada a potência em função da tensão do protótipo com espelhos variando o ângulo da calha (Quadro 4.2), sendo os resultados utilizados para comparação das diferentes topologias. Para alterações no valor do ângulo, obtiveram-se valores diferentes da altura do espelho, e a altura foi determinada pelas Equações 4.1 e 4.2.

Quadro 4.2 - Topologia do sistema em função do ângulo da calha

Tipo	Ângulo (grau)
GE I	10
GE II	20
GE III	30
GE IV	40

Parâmetros característicos do Modelo GE com arrefecimento, devido ao efeito aleta dos espelhos, e do GSE sem arrefecimento foram determinados para comparação, considerando-se cada hora do dia para uma radiação solar variando entre $471,46 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.050 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

A relação de Evans e Florschuetz e de Bazilian e Prasad (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006), utilizando-se células de silício, foi utilizada para indicar a eficiência de conversão da energia solar em elétrica em função da temperatura, por meio da Equação (4.3).

$$\eta_{el} = \eta_{ref} \left[1 - \beta_{ref} (T_{módulo} - T_{ref}) \right] \quad (4.3)$$

A Equação (4.4) foi usada para estimar o valor do fator de forma ou de preenchimento (F_F) e a Equação (4.5), para determinar a eficácia em função da área.

$$F_F = \frac{V_{ca} - \ln(V_{ca} + 0,72)}{V_{ca} + 1} \quad (4.4)$$

$$\eta_C = \frac{F_F \cdot V_{ca} \cdot I_{cc}}{A \cdot E} \quad (4.5)$$

em que:

- A - Área da célula, m^2 ;
- E - Radiação solar, $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

A Equação (4.6) foi utilizada para determinar a temperatura no módulo, T_{MOD} , em função da velocidade do vento (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

$$T_{MOD} = T_a + \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0 V_v} \right) E \quad (4.6)$$

em que:

- V_v - Velocidade do vento, $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$;
- T_a - Temperatura ambiente, $^{\circ}\text{C}$.

Os dados coletados na fase 1 foram utilizados na análise e escolha do Modelo 2, como testes preliminares.

4.3. Montagem do sistema para ensaio – FASE 2

O Modelo 2 ficou exposto à radiação solar por um período de 30 dias para coleta de dados (28/08/2010 a 28/09/2010). Esse modelo foi escolhido em função dos melhores resultados dos ensaios preliminares na fase 1. Ele apresentou melhores resultados de eficiência elétrica, fator de forma e potência em relação aos outros modelos. Em intervalos de um minuto, foram coletados dados de tensão, temperatura, radiação solar no plano horizontal e no plano inclinado, precipitação pluviométrica, direção e velocidade do vento, e umidade relativa. O período de tempo de amostragem utilizado neste trabalho foi de cinco dias escolhidos aleatoriamente, considerando 12 horas por dia, em média, de exposição à radiação solar.

Os dias escolhidos apresentaram condições ambientais favoráveis para a análise do desempenho do sistema fotovoltaico com espelhos e sem espelhos, pois a radiação solar atingiu, no período de amostragem citado, valores acima de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ em quatro dos cinco dias, satisfazendo às condições do teste-padrão, para realizar as seguintes coletas: radiação solar de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocidade do vento de $1,5 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ (MACHADO NETO, 2006).

4.3.1. Instrumentação da Fase 2

Para avaliar o comportamento dos módulos fotovoltaicos foi realizada a sua instrumentação, sendo medidas as seguintes grandezas: (i) em relação aos módulos (temperatura, corrente e tensão); e (ii) variáveis meteorológicas (velocidade do vento, temperatura ambiente, umidade relativa e radiação solar).

Essa instrumentação consistiu na fixação de cinco sensores de temperatura DS18S20, da série 1-wireTM, que permitiram a aquisição simultânea de dados de temperatura em locais diferentes. Um sensor DS2438, da série 1-WireTM, foi fixado no interior de cada calha ou canais do concentrador do tipo V para acompanhar a variação de temperatura, tensão e corrente em função do fluxo de vento. Os sensores de temperatura

DS18S20 foram localizados conforme mostrado na Figura 4.7, sendo ambos calibrados pelo fabricante.

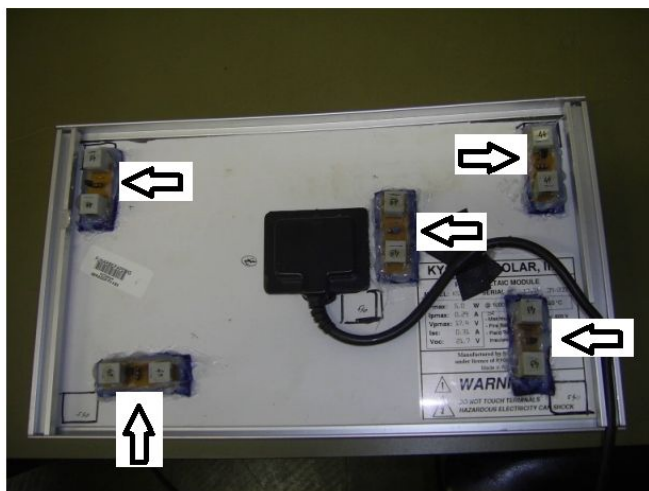


Figura 4.7 - Disposição dos sensores fixados na parte de trás dos módulos para medir a variação de temperatura.

Foi utilizada uma rede de transmissão de dados, sistema 1-wire™, que se baseia em dispositivos digitais endereçáveis para a identificação única de todos os dispositivos que compõem essa rede.

Para proteção dos sensores utilizados foi feito um circuito eletrônico, que limitou o sinal elétrico no sistema até valores de segurança menores do que os limites de tensão, corrente e potência informada pelo fabricante.

O sensor utilizado na estação meteorológica como medidor de velocidade de vento e precipitação pluviométrica foi o DS2423, e para a umidade relativa e a direção do vento foi utilizado o DS2438, ambos da tecnologia 1-Wire™.

Um programa na linguagem Delphi foi empregado para aquisição e análise dos dados transmitidos pelos sensores do sistema 1-Wire™.

A coleta de dados teve início no dia 28/08/2010 e terminou no dia 28/09/2010.

4.4. Análise econômica

A análise econômica está fundamentada nos custos e benefícios de um projeto, e a viabilidade econômica está nos benefícios, que superam os

custos do empreendimento. Foram considerados dois cenários para avaliação. No Cenário 1, estimou-se o uso do gerador sem espelho (GSE), em comparação com o gerador com espelhos (GE), em um sistema isolado com baterias e em outro conectado sem baterias. No Cenário 2, avaliou-se a redução no custo da tecnologia em 33%, situação prevista para daqui a cinco anos, ou seja, em 2015. Foi estimado o uso do gerador sem espelho (GSE), em comparação com o gerador com espelhos (GE), em um sistema isolado com baterias e conectado ao sistema elétrico de potência sem baterias.

Nos Cenários 1 e 2 foram analisadas as seguintes possibilidades:

- (i) Sistema isolado com baterias e sem espelhos;
- (ii) Sistema isolado com baterias/com espelhos;
- (iii) Sistema conectado sem baterias e sem espelhos/com venda de excedente de energia;
- (iv) Sistema conectado sem baterias e com espelhos/com venda de excedente de energia pela metade do valor da tarifa de energia elétrica usualmente paga à concessionária.

Nos Quadros 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6, apresentam-se os parâmetros técnicos, a expectativa de ganho com a produção de energia, os parâmetros para análise econômica desse cenário e os dados para custo de capital, adotando-se como modelo uma casa típica que tenha consumo médio de 100 kWh/mês.

A expectativa de produção de energia elétrica por mês foi estimada considerando-se o mês de 30 dias, 12 h de radiação solar por dia, 50% de aproveitamento de radiação solar e 50% de queda de rendimento pelo não uso de rastreador solar.

Quadro 4.3 - Parâmetros técnicos

GSE	Qtde.	Caract.	Total	Total: Sistema só com módulos	Unidade
Carga, uma residência típica			100	50	kWh/mês
Módulos fotovoltaicos	30	180	5400		Wp
Expectativa de produção de energia elétrica por mês			486*	162*	kWh/sistema de módulo
Rendimento de carga e descarga de baterias		0,75	364,5		kWh
Dias de autonomia sem radiação direta	3		121,5		kWh
Baterias (600 Ah, 2 V)	17	600	20,4		kWh/banco de baterias
Profundidade de descarga para um dia sem insolação direta			83,7%		
Profundidade de descarga para dois dias sem insolação direta			67,3%		
Profundidade de descarga para três dias sem insolação direta			51,0%		

Quadro 4.4 - Avaliação da produção de energia

Parâmetros	Valor	Unidade
Produção mensal de energia	486,00	kWh/mês
Excedente de energia a ser vendido para a rede	386,00	kWh/mês
Tarifa de venda de energia elétrica	0,30	R\$/kWh
Ganho mensal pela venda de energia (sistema com módulos e baterias)	115,80	R\$/mês
Ganho mensal pela venda de energia (sistema só com módulos)	33,60	R\$/mês
Ganho mensal pelo não pagamento da conta de energia elétrica (sistema com módulos e baterias)	60,00	R\$/mês
Ganho mensal pelo não pagamento da conta de energia elétrica (sistema só com módulos)	30,00	R\$/mês
Economia bruta mensal na conta de energia elétrica (sistema com módulos e baterias)	175,80	R\$/mês
Economia bruta mensal na conta de energia elétrica (sistema só com módulos)	63,60	R\$/mês
Economia bruta anual na conta de energia elétrica (sistema com módulos e baterias)	2.109,60	R\$/ano
Economia bruta anual na conta de energia elétrica (sistema só com módulos)	763,20	R\$/ano

Quadro 4.5 - Parâmetros para análise econômica: Cenário 1

Parâmetros	Valor	Unidade
Juros/Custo de oportunidade	6	%/ano
Valor da energia elétrica	0,60	R\$/kWh
Aumento da energia acima da inflação	2,50	%/ano
Horizonte de planejamento	25	ano
Manutenção	0,50	%/ano
Inflação	0,00	%/ano
Incremento da conversão da energia solar em elétrica pelo uso de espelhos	30	%
Vida útil das baterias	5	ano

Quadro 4.6 - Dados para análise econômica

Dados	Custo unitário	Quant.
Módulos	R\$ 1.400,00	30
Baterias (devem ser trocadas a cada 10 anos)	R\$ 600,00	17
Controlador de carga	R\$ 1.500,00	1
Inversor	R\$ 4.500,00	1
Custo dos espelhos em relação aos módulos	4,00 %	
Custo da instalação elétrica incluindo mão de obra em relação ao custo do sistema	1,00 %	

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. Análise de dados dos ensaios

Os Quadros 5.1, 5.2, e 5.3. contêm data, horário e os dados solares de três ensaios realizados com cada modelo.

Observando os Quadros 5.1, 5.2 e 5.3, nota-se que a inclinação dos geradores em relação ao plano horizontal e o azimute dos geradores foram mantidos em todos os ensaios; os valores da altitude solar, azimute solar, hora angular, ângulo de incidência, declinação solar e massa ótica de ar tiveram pequenas variações em relação ao mesmo horário de ensaio realizado.

Quadro 5.1 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 1

Ensaio Modelo 1	1º Ensaio	2º Ensaio	3º Ensaio
Data	23/04/2010	13/05/2010	13/05/2010
Hora padrão	12h 00min	9h 58 min	12h 00min
Hora solar	12h 01min	10h 01min	12h 03min
Altitude solar	58,02°	41,89°	51,53°
Azimute solar	179,28°	-140,90°	178,49°
Hora angular	+0,39°	-29,52°	0,98°
Inclinação dos geradores	21,00°	21,00°	21,00°
Azimute dos geradores	0,00°	0,00°	0,00°
Ângulo de incidência	52,98°	65,39°	59,47°
Declinação solar	11,23°	17,68°	17,71°
Massa ótica de ar	1,18	1,50	1,28

Quadro 5.2 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 2

Ensaio Modelo 2	1º Ensaio	2º Ensaio	3º Ensaio
Data	06/05/2010	06/05/2010	06/05/2010
Hora padrão	09h 47 min	12h 00 min	13h 50min
Hora solar	09h 50min 36s	12h 03min 37s	13h 53min 37s
Altitude solar	41,64°	53,48°	41,71°
Azimute solar	-136,44°	178,54°	142,18°
Hora angular	-32,35°	0,90°	28,40°
Inclinação dos geradores	21,00°	21,00°	21,00°
Azimute dos geradores	0,00°	0,00°	0,00°
Ângulo de incidência	64,77°	57,52°	65,81°
Declinação solar	15,73°	15,76°	15,77°
Massa ótica de ar	1,50	1,24	1,50

Quadro 5.3 - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 3

Ensaio Modelo 3	1º Ensaio	2º Ensaio	3º Ensaio
Data	07/05/2010	07/05/2010	07/07/2010
Hora padrão	9h 50min	12h 00min	14h 03min
Hora solar	9h 53min 41s	12h 03min 41s	14h 06min 42s
Altitude solar	41,91°	53,18°	41,83°
Azimute solar	-137,48°	178,52°	137,40°
Hora angular	-31,58°	0,92°	31,67°
Inclinação dos geradores	21,00°	21,00°	21,00°
Azimute dos geradores	0,00°	0,00°	0,00°
Ângulo de incidência	64,71°	57,81°	64,81°
Declinação solar	16,02°	16,06°	16,08°
Massa ótica de ar	1,50	1,25	1,50

Nos Quadros 5.4, 5.5, 5.6; 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12, pode-se observar os valores medidos da radiação solar no plano horizontal e no plano inclinado, bem como as condições ambientais de cada ensaio referente aos três modelos.

Quadro 5.4 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 1

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($W \cdot m^{-2}$)	968,00	951,00	959,50
Radiação solar plano horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	670,00	811,00	740,50
Direção do vento (grau)	36,00	36,00	36,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	1,10	1,10	1,10
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	23,40	19,70	21,60
Umidade relativa (%)	96,00	96,00	96,00
Pressão atmosférica (hPa)	937,60	937,60	937,60

Quadro 5.5 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 1

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Irradiação global inclinada ($W \cdot m^{-2}$)	934,65	918,11	926,38
Irradiação global horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	851,94	885,02	868,48
Direção do vento (grau)	254,00	254,00	254,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	2,00	2,00	2,00
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	16,50	13,90	15,20
Umidade relativa (%)	66,00	66,00	66,00
Pressão atmosférica (hPa)	937,90	937,90	937,90

Quadro 5.6 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 1

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Irradiação global inclinada ($W \cdot m^{-2}$)	1.066,99	1.009,09	1.038,04
Irradiação global horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	984,28	893,3	938,79
Direção do vento (grau)	252,00	252,00	252,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	1,20	1,20	1,20
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	21,60	19,90	20,75
Umidade relativa (%)	21,50	21,50	21,50
Pressão atmosférica (hPa)	936,80	936,80	936,80

Nos três ensaios realizados com o Modelo 1, a intensidade de radiação solar no plano inclinado foi maior do que no plano horizontal, sendo a diferença em relação aos valores médios de $275,38 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A média da velocidade do vento foi de $1,43 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$, estando de acordo com o procedimento e normas adotados, que estabelecem velocidade menor que $2,0 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$; a temperatura ambiente foi de $19,2 \text{ }^\circ\text{C}$, valor $5,8 \text{ }^\circ\text{C}$ abaixo das condições de teste-padrão.

Quadro 5.7 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 2

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	976,00	918,11	951,19
Radiação solar plano horizontal ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	777,50	711,33	744,42
Direção do vento (grau)	292,00	292,00	292,00
Velocidade do vento ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	0,60	0,60	0,60
Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)	19,30	14,90	17,10
Umidade relativa (%)	79,00	79,00	79,00
Pressão atmosférica (hPa)	939,00	939,00	939,00

Quadro 5.8 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 2

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	851,94	918,14	885,04
Radiação solar plano horizontal ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)	595,53	620,34	607,94
Direção do vento (graus)	299,00	299,00	299,00
Velocidade do vento ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	1,40	1,40	1,40
Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)	25,80	25,60	25,70
Umidade relativa (%)	52,00	52,00	52,00
Pressão atmosférica (hPa)	938,10	938,10	938,10

Quadro 5.9 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 2

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($W \cdot m^{-2}$)	994,21	1.017,36	1.005,78
Radiação solar plano horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	761,00	802,32	781,66
Direção do vento (graus)	309,00	309,00	309,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	1,30	1,30	1,30
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	27,50	25,80	26,65
Umidade relativa (%)	50,00	50,00	50,00
Pressão atmosférica (hPa)	936,70	936,70	936,70

Nos três ensaios realizados com o Modelo 2, a intensidade de radiação solar no plano inclinado foi maior do que no plano horizontal, sendo a diferença em relação aos valores médios de $234,62 W \cdot m^{-2}$. A média da velocidade do vento foi de $1,1 m \cdot s^{-1}$, estando de acordo com o procedimento e normas adotados, que estabelecem velocidade menor que $2,0 m \cdot s^{-1}$; a temperatura ambiente foi de $23,5 ^{\circ}C$, valor $1,9 ^{\circ}C$ abaixo das condições de teste-padrão.

Quadro 5.10 - Radiação solar e condições ambientais no primeiro ensaio com o Modelo 3

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($W \cdot m^{-2}$)	984,28	976,01	980,15
Radiação solar plano horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	818,85	777,50	798,18
Direção do vento (grau)	304,00	304,00	304,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	0,70	0,70	0,70
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	19,90	15,70	17,80
Umidade relativa (%)	75,00	75,00	75,00
Pressão atmosférica (hPa)	940,30	940,30	940,30

Quadro 5.11 - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 3

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($W \cdot m^{-2}$)	995,03	992,56	993,80
Radiação solar plano horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	901,16	885,03	893,95
Direção do vento (grau)	284,00	284,00	284,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	3,50	3,50	3,50
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	25,90	24,10	25,00
Umidade relativa (%)	55,00	55,00	55,00
Pressão atmosférica (hPa)	938,00	938,00	938,00

Quadro 5.12 - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 3

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado ($W \cdot m^{-2}$)	752,69	711,33	732,01
Radiação solar plano horizontal ($W \cdot m^{-2}$)	653,43	669,97	661,70
Direção do vento (grau)	19,00	19,00	19,00
Velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$)	2,00	2,00	2,00
Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)	26,30	26,70	26,50
Umidade relativa (%)	48,00	48,00	48,00
Pressão atmosférica (hPa)	937,00	937,00	937,00

Nos três ensaios realizados com o Modelo 3, a intensidade de radiação solar no plano inclinado foi maior do que no plano horizontal, sendo a diferença em relação aos valores médios de $117,66 W \cdot m^{-2}$. A média da velocidade do vento foi de $2,07 m \cdot s^{-1}$, apresentando um valor $0,07 m \cdot s^{-1}$ acima das normas adotadas, que estabelecem velocidade menor que $2,0 m \cdot s^{-1}$; a temperatura ambiente foi de $23,1^{\circ}C$, valor $1,9^{\circ}C$ abaixo das condições de teste-padrão.

Os maiores valores de tensão e corrente foram indicativos de maiores eficiências de conversão da radiação solar em energia elétrica. Por isso os ensaios com o Modelo 1 foram repetidos, no dia 13 de maio de 2010, com o céu limpo e tempo médio de 20 min, nos horários de 9h e 58 min e de 12 h, considerando o melhor resultado encontrado no primeiro ensaio (23 de abril

de 2010). Verificou-se o alinhamento dos espelhos, e as medições foram executadas seguindo o mesmo padrão dos ensaios anteriores (dados descartados de tensão e corrente encontram-se no Apêndice).

Os dados de tensão e corrente obtidos durante os ensaios na fase1 encontram-se no Apêndice, os quais foram analisados estatisticamente pelo teste de Tukey a 5% de probabilidade. Nos Quadros 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 estão registrados os resultados dessa análise. Considerando a radiação solar equivalente a $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, os dados foram padronizados.

Quadro 5.13 - Valores médios da tensão, corrente e potência, obtidos nos ensaios com os Modelos GE1, GE2 e GE3 e o GSE

Nome	Modelo	Ensaio	Tensão(V)	Corrente(A)	Potência(W)
GSE	1	1	20,22	0,315	6,36
GSE	1	2	19,82	0,266	5,27
GSE	1	3	19,76	0,315	6,22
GE	1	1	19,49	0,365	7,11
GE	1	2	20,37	0,328	6,69
GE	1	3	19,46	0,423	8,23
GE	2	1	20,82	0,393	8,18
GE	2	2	19,48	0,393	7,66
GE	2	3	19,19	0,403	7,73
GE	3	1	19,29	0,386	7,45
GE	3	2	19,40	0,418	8,11
GE	3	3	19,30	0,376	7,26

Quadro 5.14 - Resultado da análise da tensão dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE

Tratamento	Tensão média(V)	Resultados do teste*
GSE	19,93	a
GE1	19,77	a
GE2	19,83	a
GE3	19,33	a

* Médias seguidas pela mesma letra não diferem estatisticamente pelo teste de Tukey a 5% de probabilidade.

Quadro 5.15 - Resultado da análise da corrente dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE

Tratamento	Corrente média(A)	Resultados do teste*
GE2	0,396	a
GE3	0,393	a
GE1	0,372	ab
GSE	0,298	b

* Médias seguidas pela mesma letra não diferem estatisticamente pelo teste de Tukey a 5% de probabilidade.

Quadro 5.16 - Resultado da análise da potência dos Modelos GE 1, GE 2 e GE 3 e do GSE

Tratamento	Potência média(W)	Resultados do teste*
GE2	7,857	a
GE3	7,605	a
GE1	7,345	ab
GSE	5,951	b

* Médias seguidas pela mesma letra não diferem estatisticamente pelo teste de Tukey a 5% de probabilidade.

A análise estatística indicou não haver diferença significativa entre os Modelos GE 1, GE 2 e GE 3, porém a relação entre eles e o GSE não foi equivalente, pois a potência dos modelos, comparativamente com o GSE, foi 23,4%, 32,0% e 22,3% maior, respectivamente.

Segundo Luque e Hegedus (2003), quando o sistema fotovoltaico é submetido a maiores valores de temperatura, por meio do uso de concentradores, por exemplo, a tensão no sistema tende a ser reduzida e, como consequência, a eficiência na transformação de energia solar em elétrica diminui. A tensão nos Modelos GE 2, GE 1 e GE 3, em relação ao modelo GSE, foi, respectivamente, 0,50%, 0,80% e 3,10% menor (Quadro 5.14).

Em geral, em todos os ensaios, de acordo com os dados coletados, a tensão no modelo GE em relação ao GSE sofreu pequenas variações, enquanto a corrente de curto-circuito, medida modelo GE, foi sempre maior, independentemente da topologia do sistema. É um indicativo de que a eficiência diminuiu, mas a quantidade de energia elétrica gerada aumentou.

Além dos ensaios realizados para obtenção dos dados de tensão e corrente do sistema fotovoltaico, com e sem concentrador, a potência gerada pelo sistema com espelho, para diferentes topologias, foi determinada no dia 22/07/2010, ao meio-dia solar. O ângulo da calha do concentrador do tipo V e a altura do espelho foram calculados utilizando as Equações 4.1 e 4.2. A Figura 5.1 ilustra a variação da potência do gerador em função da tensão, considerando-se as topologias I, II, III e IV, conforme mostrado no Quadro 4.2.

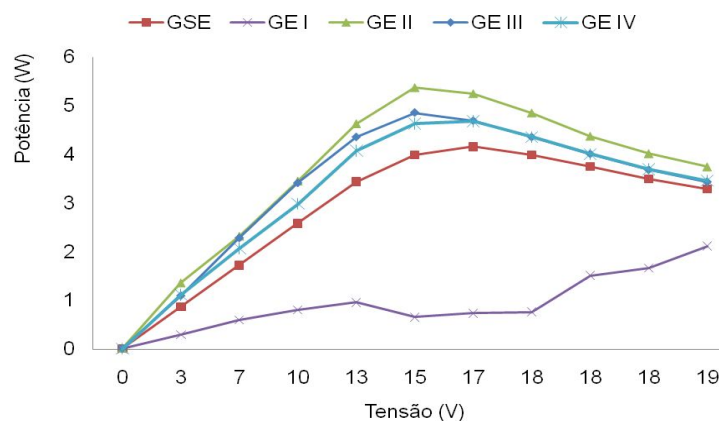


Figura 5.1 - Parte de curva típica P_{xVem} em função do ângulo da calha e da altura do espelho, na radiação solar variando de $471,46 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ a $1.050 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

A análise da Figura 5.1 indica que a topologia do tipo II (ângulo da calha de 20°) proporcionou melhor desempenho do que as outras topologias, I, III e IV. O sistema GE, em comparação com o GSE, apresentou maiores valores de potência, exceto na topologia I, cujos resultados foram inferiores. Possivelmente a altura do espelho, maior na topologia I, e a espessura do concentrador de 3 mm, tenham fragilizado a estrutura, que não resistiu às variações do fluxo de vento, e não se manteve rígida o suficiente durante a realização do experimento, concentrando energia solar uniformemente sobre a superfície absorvedora. O mesmo não ocorreu com as topologias II, III e IV, com alturas menores do espelho.

A potência do gerador do tipo GE, em relação ao gerador GSE tipos I, II, III e IV, durante a realização deste ensaio, foi de -49,1%, 29,3%, 16,8% e 12,6%, respectivamente. Os resultados indicam que o melhor desempenho foi obtido com o concentrador do tipo V com ângulo da calha igual a 20° .

A influência da temperatura no sistema foi significativa, e para avaliar a sua variação a imagem térmica foi registrada e a média dos valores máximos de temperatura foi comparada pelo teste de t a 5% de probabilidade. Nos Quadros 5.17 e 5.18, podem-se observar os resultados dos modelos GE 1, 2 e 3 e do GSE durante os ensaios realizados na fase 1.

O teste de t, a 5% de probabilidade, para a média da temperatura máxima no Modelo 1, GE comparado com o GSE, não apresentou diferença significativa, entre as médias (Quadros 5.17 e 5.18)

O teste de t ao nível de 5% de probabilidade da média da temperatura máxima no Modelo 2, GE, comparado com o GSE, indicou diferença significativa entre as médias (Quadros 5.17 e 5.18). Este mesmo teste da temperatura máxima no Modelo 3, GE, comparado com o GSE, não mostrou diferença significativa entre as médias (Quadros 5.28 e 5.29).

Quadro 5.17 - Média da temperatura máxima medida durante os ensaios com os Modelos 1, 2 e 3 do gerador sem espelho (GSE)

Gerador sem espelho	Temperatura máxima (°C)		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
GSE 1º ensaio	38,70	45,30	46,90
GSE 2º ensaio	53,90	50,70	45,80
GSE 3º ensaio	46,50	51,60	45,30
Média	46,40	49,20	46,00
Temperatura ambiente	28,90	26,70	26,50

Quadro 5.18 - Média da temperatura máxima medida durante os ensaios com os Modelos 1, 2 e 3 do gerador com espelho (GE)

Gerador sem espelho	Temperatura máxima (°C)		
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
GE 1º ensaio	40,28	59,78	57,61
GE 2º ensaio	46,46	68,98	57,90
GE 3º ensaio	59,48	63,20	45,91
Média	48,70	64,00	53,80
Temperatura ambiente	28,90	26,70	26,50

Nos três ensaios com o Modelo 1, a temperatura máxima atingida em um módulo do sistema foi de 51,4 °C. Nos outros módulos do sistema, observou-se variação de temperatura entre 12,6 °C e 54,3 °C.

As figuras que ilustram a variação da temperatura nos módulos durante a realização dos experimentos com o Modelo 1 constituem um registro da imagem térmica de cada módulo e se encontram no Apêndice.

As Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 ilustram a variação da temperatura nos módulos durante a realização dos experimentos com o Modelo 2 e o registro da imagem térmica de cada módulo com a câmera térmica. Observou-se que a temperatura variou durante os ensaios, atingindo valor máximo de 64,4 °C no módulo 7, no sistema GE (2º ensaio, Modelo 2), em temperatura ambiente de 17,1 °C.

O Modelo 2, comparativamente com o gerador-padrão (GSE) nos ensaios, atingiu valor médio na temperatura máxima de 49,2 °C e o sistema com espelho (GE), valor médio na temperatura máxima de 64,0 °C, isto é, 14,8 °C mais elevada. Pôde-se observar, pelas imagens térmicas, a região no módulo que apresentou maiores valores de temperatura.

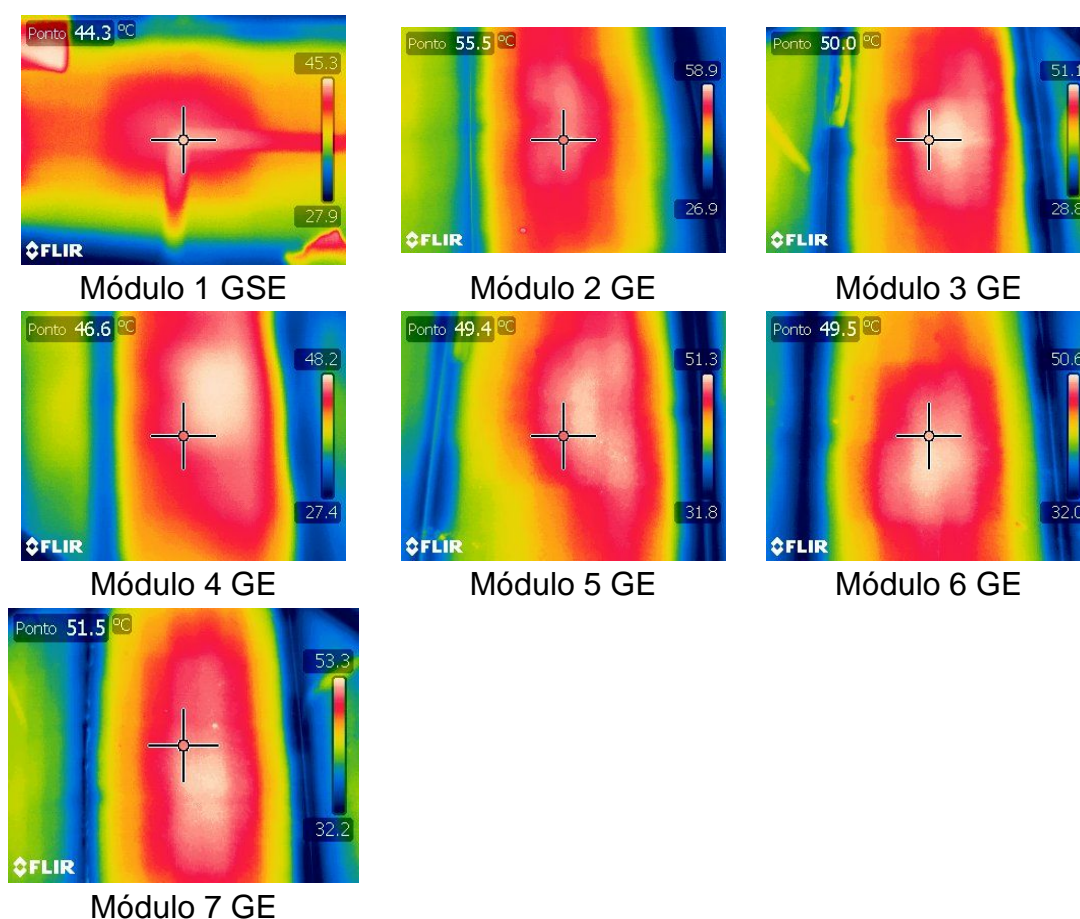


Figura 5.2 - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h47 e 10h5) com o Modelo 2.

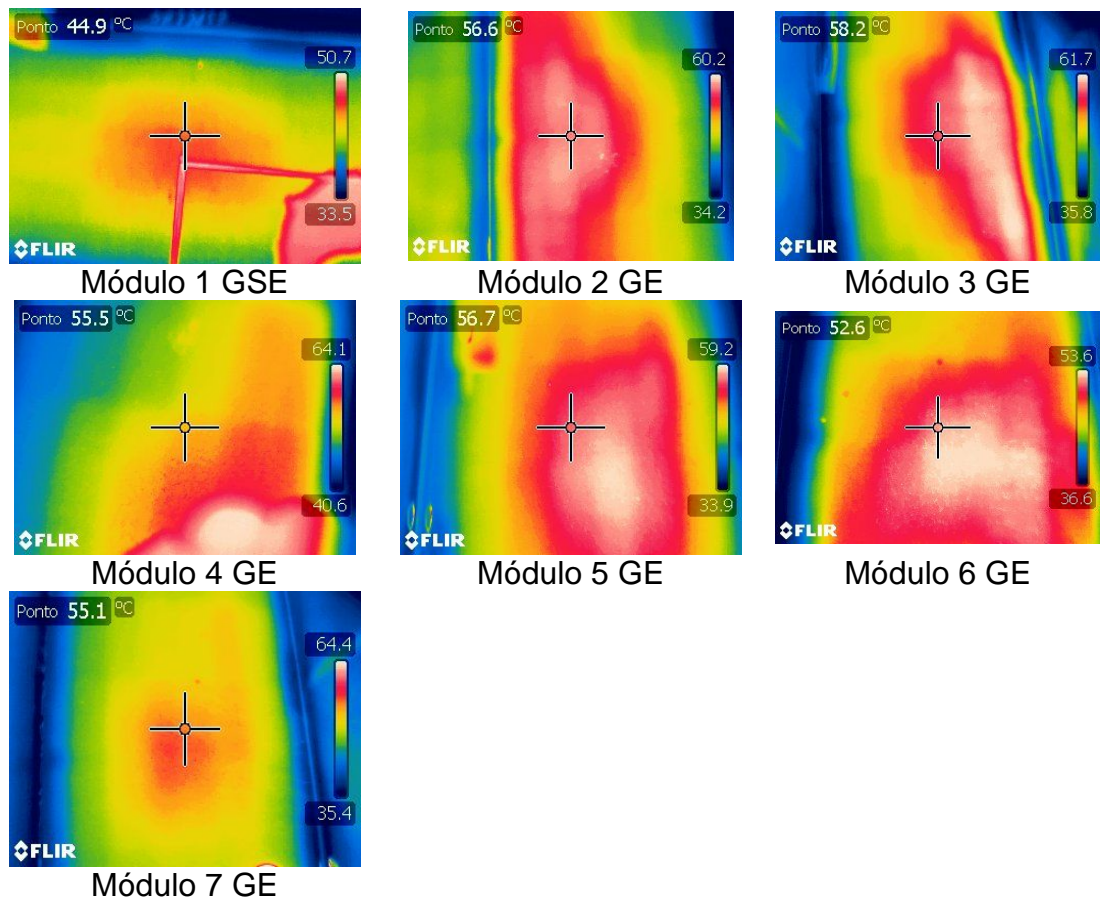


Figura 5.3 - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h e 12h18) com o Modelo 2.

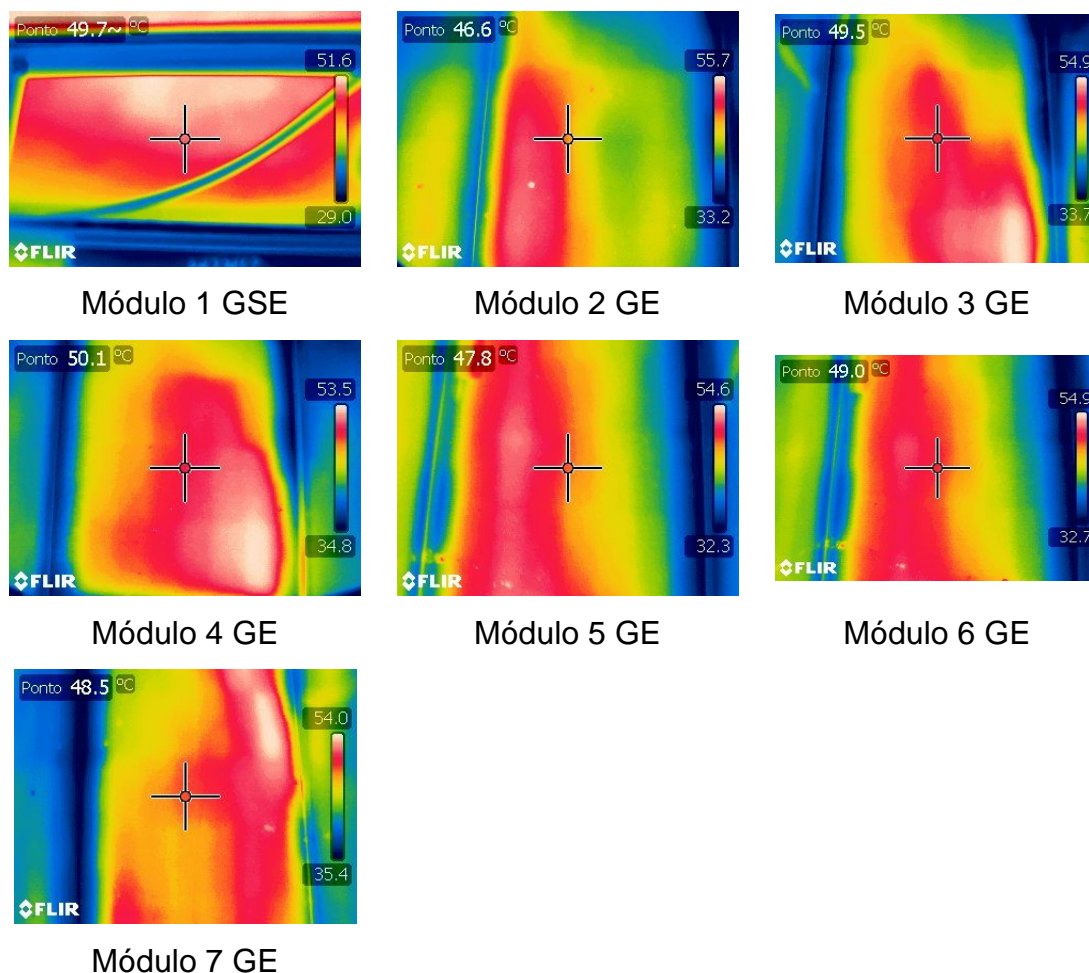


Figura 5.4 - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h5 e 14h20) com o Modelo 2.

Nos ensaios realizados com o Modelo 3, o gerador-padrão atingiu um valor médio na temperatura máxima de 46,0 °C e o sistema com espelho (GE), valor médio na temperatura máxima de 53,80 °C, isto é, 7,8 °C maior do que o gerador sem espelho.

As figuras que ilustram a imagem térmica dos geradores com e sem espelho e a sua faixa de temperatura durante a realização dos experimentos com o Modelo 3 encontram-se no Apêndice.

A eficiência de conversão da energia solar em elétrica em função da temperatura foi determinada por meio da relação de Evans e Florschuetz e de Bazilian e Prasad (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006), utilizando células de silício (Equação 4.3). No Quadro 5.19, os valores calculados para

a eficiência dos geradores GSE e GE – Modelos 1, 2 e 3, indicam resultados sem grandes distorções, o que indica também que o arrefecimento trouxe efeito positivo para o sistema fotovoltaico com espelho, pois os efeitos do arrefecimento foram analisados por meio dos valores medidos de temperatura, de acordo com a Equação 4.6, cujos resultados estão no Quadro 5.20 (SKOPLAKI; PALYVOS, 2008).

Quadro 5.19 - Eficiência de conversão de energia solar em elétrica para GSE e GE, considerando-se os Modelos 1, 2 e 3

GSE	η_{ref} (%)	β_{ref} (°C)	$T_{módulo}$ (°C)	T_{ref} (°C)	η_{ref} (%)
Modelo 1	11,7	0,0045	46,40	25	11
Modelo 2	11,7	0,0045	49,20	25	10
Modelo 3	11,7	0,0045	46,00	25	11
GE	η_{ref} (%)	β_{ref} (°C)	$T_{módulo}$ (°C)	T_{ref} (°C)	η_{ref} (%)
Modelo 1	11,7	0,0045	48,70	25	10
Modelo 2	11,7	0,0045	64,00	25	10
Modelo 3	11,7	0,0045	53,80	25	10

Quadro 5.20 - Temperatura do módulo em função das médias da velocidade do vento, da radiação solar e da temperatura ambiente durante os ensaios – Fase 1

Módulo	E ($W \cdot m^{-2}$)	T_a (°C)	V_v ($m \cdot s^{-1}$)	T_c (°C)
Modelo 1	974,64	19,20	1,43	45,84
Modelo 2	947,34	23,10	1,10	50,59
Modelo 3	901,98	23,10	2,07	45,95
GSE	941,32	21,82	1,53	52,50

O fator de forma e a eficiência foram calculados por meio das Equações 4.4 e 4.5, no módulo GSE, no GE – Modelos 1, 2 e 3, em função da tensão e dos valores do módulo fotovoltaico informados pelo fabricante. Foram considerados os dados coletados durante os ensaios na Fase 1. O fator de forma, indicativo de qualidade da célula, praticamente não variou, e

a eficiência elétrica em função da tensão nos três modelos foi de, aproximadamente, 23,7%, 32,0% e 27,0%, respectivamente (Quadro 5.21).

Quadro 5.21 - Comparação do fator de forma e da eficiência em função da tensão para os modelos GE e GSE

Fator de Forma e Eficiência	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Informações do fabricante
	GE	GSE	GE	GSE	GE	GSE	GSE
F_F	0,807	0,81	0,807	0,807	0,803	0,806	0,819
Eficiência (%)	10,20	8,30	10,90	8,30	10,50	8,30	9,50

Em função dos dados coletados e analisados, observou-se que o Modelo 2 apresentou desempenho melhor e, em consequência, foi utilizado como modelo para a coleta de dados, tanto em função da manutenção do fator de forma quanto pelo fato de ter apresentado maior ganho de eficiência durante a realização dos ensaios na Fase experimental 2, que foi de 30 dias.

5.2. Parâmetros característicos dos geradores GE e GSE

As Figuras 5.5 e 5.6 ilustram a curva característica da corrente em função da tensão ($I \times V$), para radiação solar de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, e a curva típica de potencia em função da tensão ($P \times V$), para o gerador GE e o GSE, determinadas no dia 11/06/2010, ao meio-dia solar, utilizando um resistor variável (0 a 100 Ω ; 500 W), um voltímetro, um amperímetro, sensores de radiação global (piranômetro) e um termômetro digital portátil modelo Kiltherm 500.

Os valores medidos com o termômetro digital da temperatura no sistema GE em relação aos espelhos foi, em média, 27,45% maior. A temperatura medida no sistema GE, em relação ao sistema GSE, foi, em média, 34,28% maior, durante o ensaio para determinação da curva característica. A temperatura ambiente registrada em relação ao sistema GE foi de 115% menor.

Os valores de corrente de máxima potência (I_{PMP}) e tensão de máxima potência (V_{PMP}) no sistema GSE e no GE, ilustrados pelas Figuras

5.5 e 5.6, são, respectivamente, 0,272 A e 16,07 V ; e 0,287 A e 17,34 V . Tais resultados indicam desempenho melhor do módulo fotovoltaico com concentrador em relação ao gerador-padrão, pois a tensão e a corrente elétrica atingiram valores maiores durante a determinação das curvas.

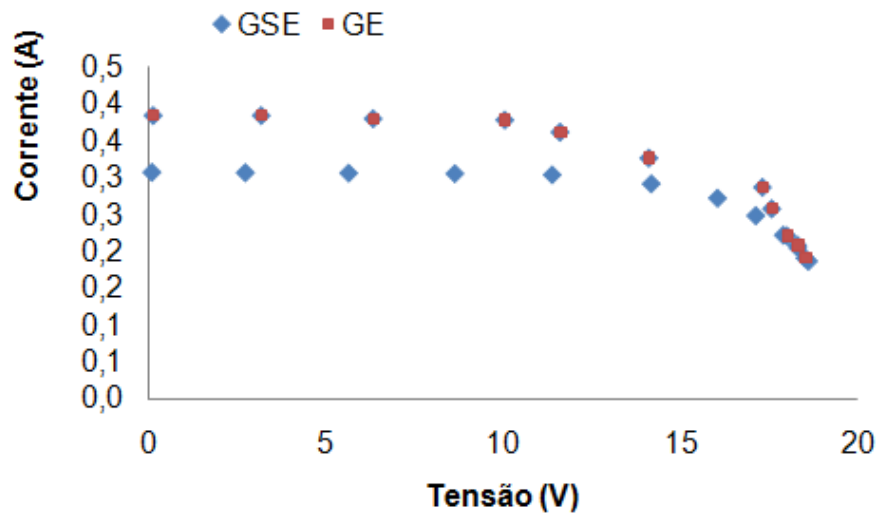


Figura 5.5 - Curva característica $I \times V$ do gerador GSE e do GE para radiação solar de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ com o Modelo 2.

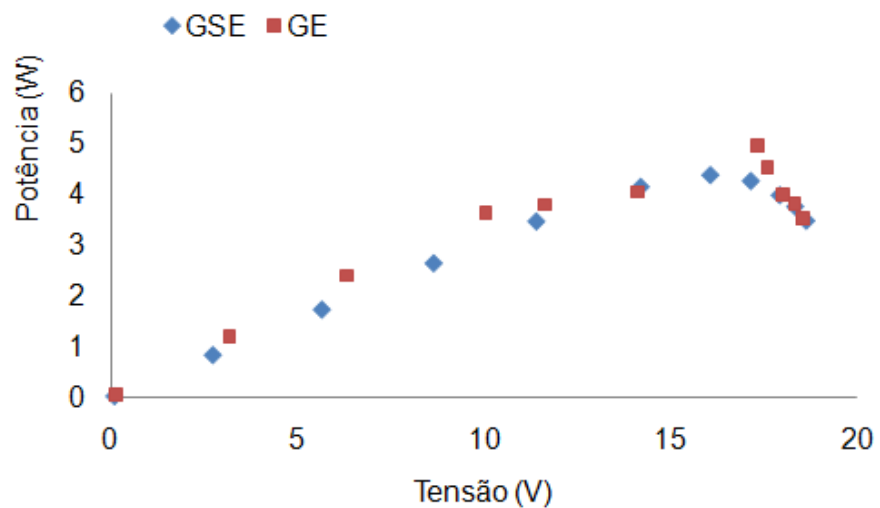


Figura 5.6 - Curva de $P \times V$ do gerador GE e do GSE para radiação solar de $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ com o Modelo 2.

Foi determinada também a curva de potência em função do tempo, em intervalos de uma hora, durante um dia (Figura 5.7). A radiação solar

(Figura 5.8) variou entre $471,46 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.050 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ durante a realização do ensaio.

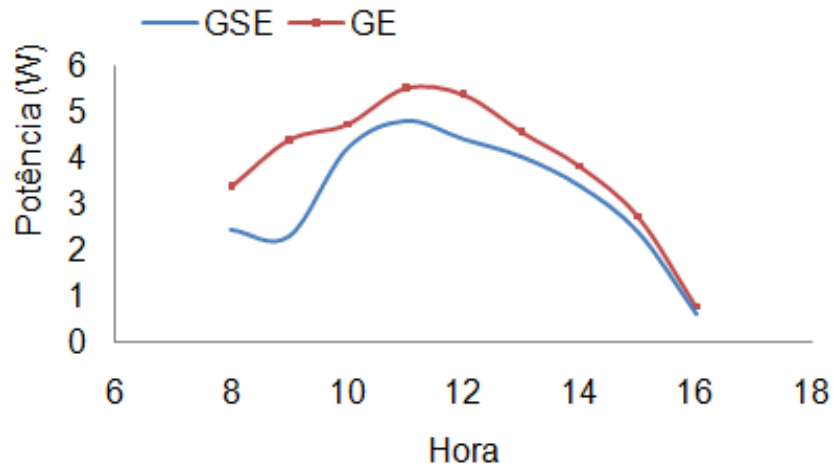


Figura 5.7 - Potência do sistema GE e do GSE determinada durante o dia 22/07/2010 (radiação solar variou de $471,46 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ a $1.050 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$) com o Modelo 2.

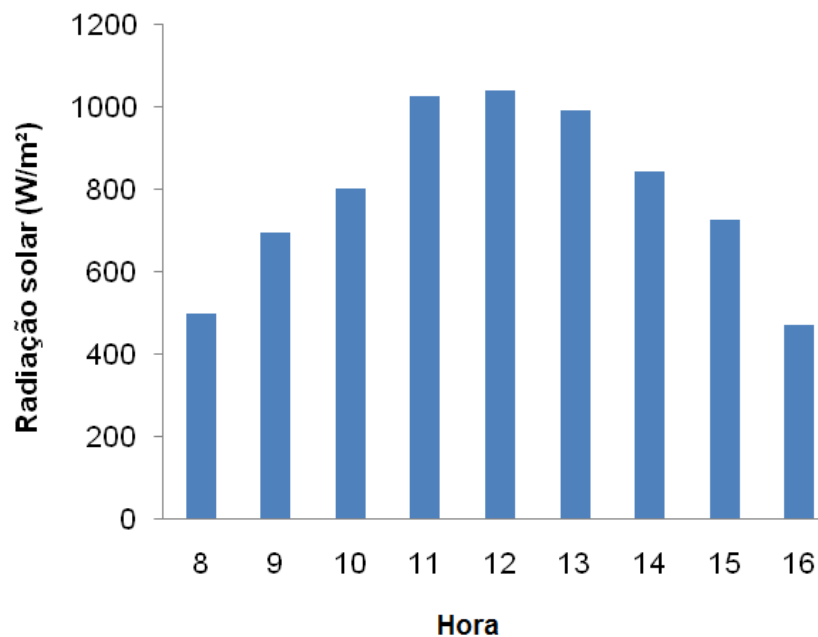


Figura 5.8 - Radiação solar na superfície inclinada.

Constatou-se que o sistema GE apresentou resultados melhores do que o GSE e atingiu potência 29% maior, de acordo com a Figura 5.9, durante o ensaio.

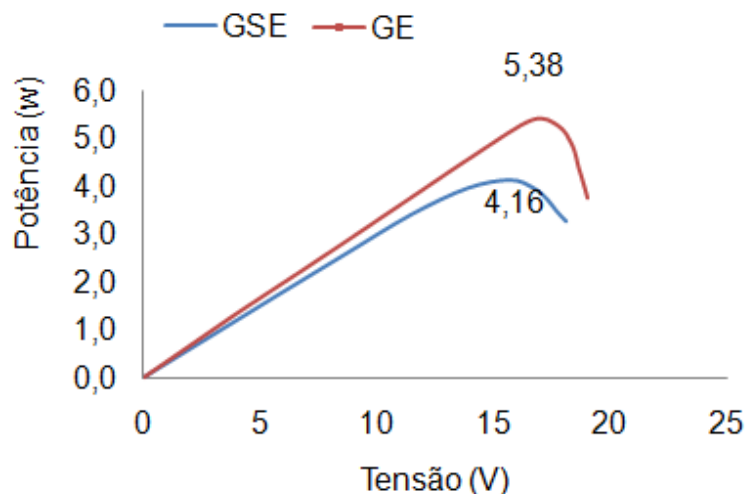


Figura 5.9 - Curva característica $P \times V$ determinada em ensaio com o Modelo 2 ao meio-dia solar.

Em todos os ensaios realizados na Fase 1, o sistema fotovoltaico com concentrador atingiu desempenho melhor do que o gerador fotovoltaico sem concentrador.

Alguns resultados decorrentes desses ensaios, Fase 2, são apresentados a seguir, cujos dados foram coletados em intervalos de um minuto.

As Figuras 5.10, 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14 ilustram a média dos dados de radiação solar de cinco dias escolhidos aleatoriamente, em um intervalo de tempo amostral de 30 dias (28/08/2010 a 28/09/2010). Analisando-se estas figuras, observou-se que:

- (i) A radiação solar no plano horizontal no dia 31/08/2010 variou entre $10,2 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.091,8 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio equivalente a $426,58 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A radiação solar no plano inclinado variou entre $10,2 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.214,1 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, alcançando valor médio de $448,6 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ durante o dia;
- (ii) A radiação solar no plano horizontal no dia 03/09/2010 variou entre $13,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.028,8 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio equivalente a $604,31 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A radiação solar no plano inclinado variou entre $13,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.094,6 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, alcançando valor médio de $640,8 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$

durante o dia. Dentre os dados de radiação ilustrados, no dia 03/09/2010 observou-se a menor incidência de nebulosidade;

- (iii) A radiação solar no plano horizontal no dia 06/09/2010 variou entre $12,6 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $2.124,2 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio equivalente a $345,29 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A radiação solar no plano inclinado variou entre $13,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $820,5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, alcançando valor médio de $262,94 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ durante o dia. Os dados de radiação solar em uma superfície inclinada mostrados na Figura 5.19 ilustram a inconsistência no intervalo de 6 h e 7 h e 40 min, ou seja, radiação solar maior do que a constante solar, e;
- (iv) A radiação solar no plano horizontal no dia 07/09/2010 variou entre $15,0 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.093,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio equivalente a $348,01 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A radiação solar no plano inclinado variou entre $15,0 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.162,9 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio de $368,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ durante o dia. A radiação solar no plano horizontal no dia 10/09/2010 variou entre $10,2 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.206,0 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, atingindo valor médio equivalente a $522,7 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. A radiação solar no plano inclinado variou entre $8,4 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e $1.250,1 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, alcançando valor médio de $560,5 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ durante o dia.

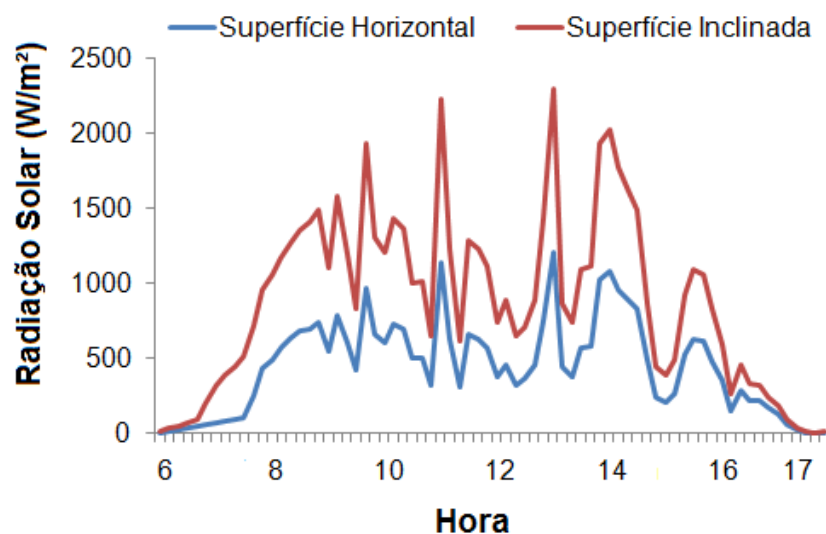


Figura 5.10 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 31/08/2010.

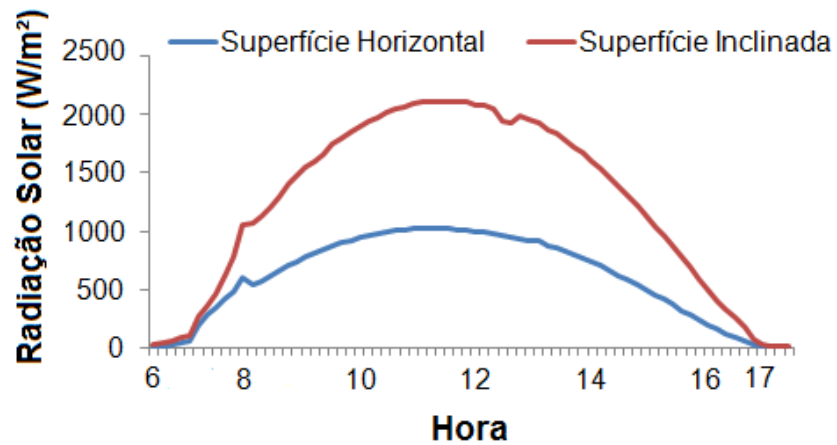


Figura 5.11 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 03/09/2010.

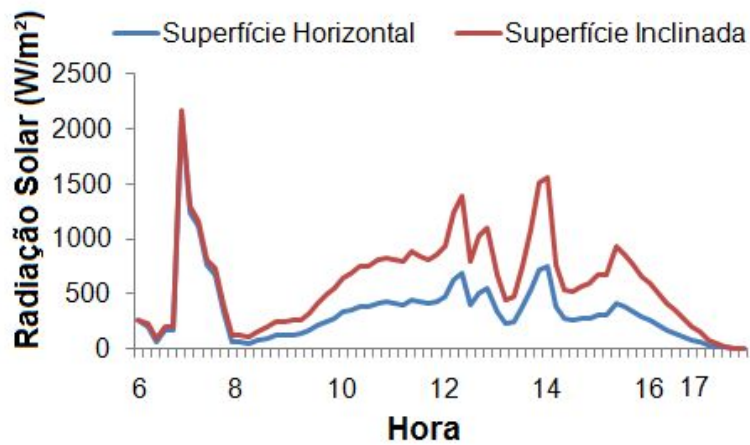


Figura 5.12 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 06/09/2010.

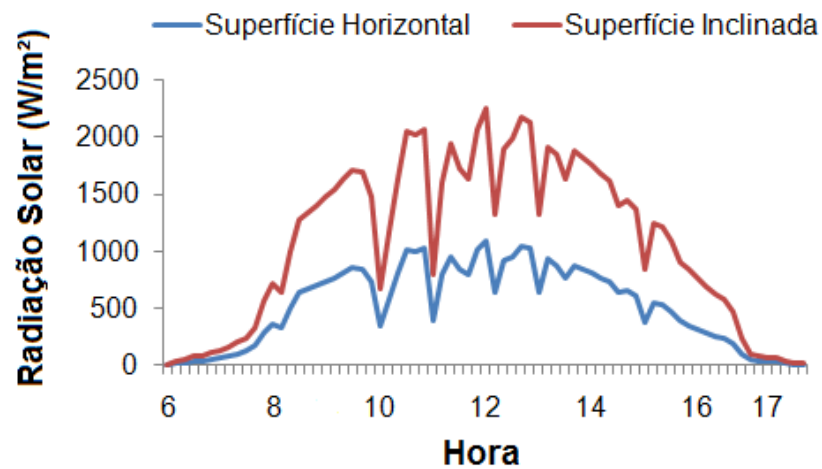


Figura 5.13 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 07/09/2010.

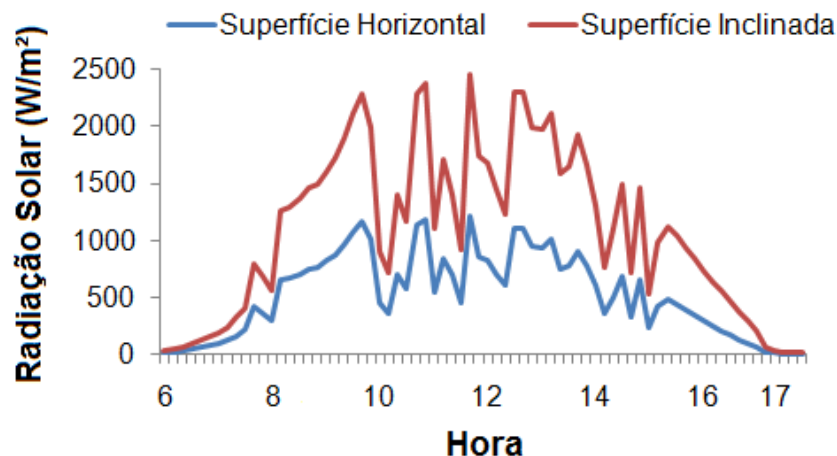


Figura 5.14 - Radiação solar nas superfícies horizontal e inclinada durante o dia 10/09/2010.

Nas Figuras 5.10, 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14, pode-se observar que a radiação solar no plano inclinado atingiu valores maiores do que a radiação solar no plano horizontal, indicando um ganho maior de radiação na superfície inclinada e fixa com o uso de concentradores planos.

As Figuras 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 e 5.19 ilustram valores médios dos dados coletados da temperatura em cada módulo fotovoltaico com espelhos, GE, e sem espelhos, GSE, para um período de cinco dias escolhidos aleatoriamente com um intervalo de tempo amostral de 30 dias (28/08/2010 a 28/09/2010).

O gerador-padrão, GSE, apresentou durante o dia 31/08/2010 temperatura mínima de 16,21 °C e máxima de 37,31 °C. A temperatura média calculada desse gerador foi de 29,31±0,48 °C. O sistema fotovoltaico GE apresentou, em um de seus módulos, temperatura mínima de 9,52 °C, máxima de 53,37 °C e média de 30,28±0,62 °C no sistema. Em relação à média, a temperatura no GE foi 0,13 °C menor do que no GSE.

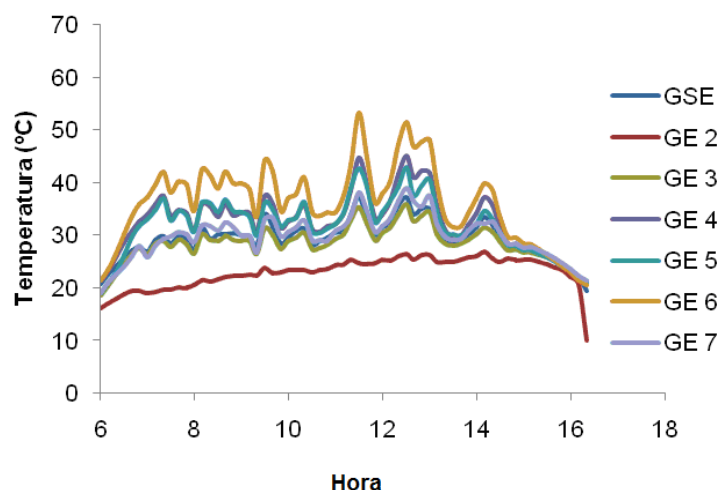


Figura 5.15 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 31/08/2010, com o Modelo 2.

O gerador-padrão, GSE, apresentou durante o dia 03/09/2010 temperatura mínima de 8,43 °C e máxima de 43,12 °C. A temperatura média calculada nesse gerador foi de $30,85 \pm 1,18$ °C. O sistema fotovoltaico GE apresentou em um de seus módulos temperatura mínima de 5,71 °C, máxima de 67,07 °C e média de $32,44 \pm 1,37$ °C no sistema. Em relação à média, a temperatura no GE foi 0,96 °C maior do que no GSE.

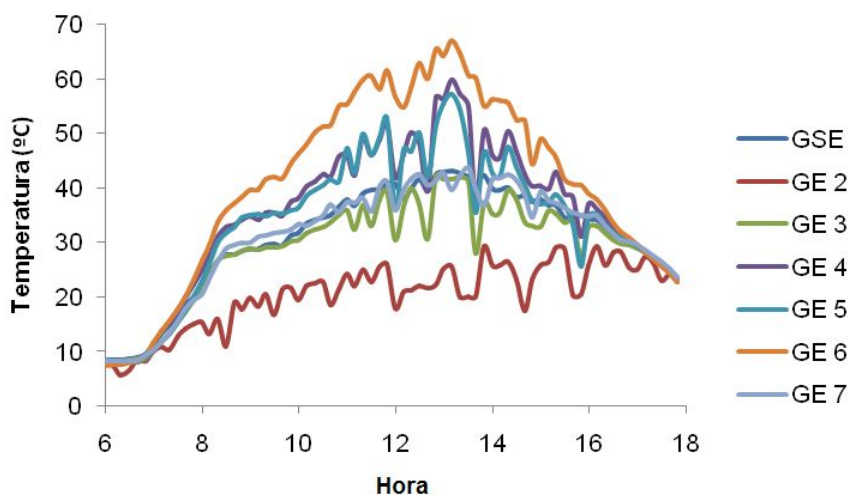


Figura 5.16 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 03/09/2010, com o Modelo 2.

O gerador-padrão, GSE, apresentou durante o dia 06/09/2010 temperatura mínima de 18,07 °C e máxima de 28,85 °C. A temperatura média calculada desse gerador foi de $23,87 \pm 0,35$ °C. O sistema fotovoltaico

GE apresentou, em um de seus módulos, temperatura mínima de 12,14 °C, máxima de 40,05 °C e média de 24,75±0,44 °C no sistema. Em relação à média, a temperatura no GE foi 0,09 °C menor do que no GSE.

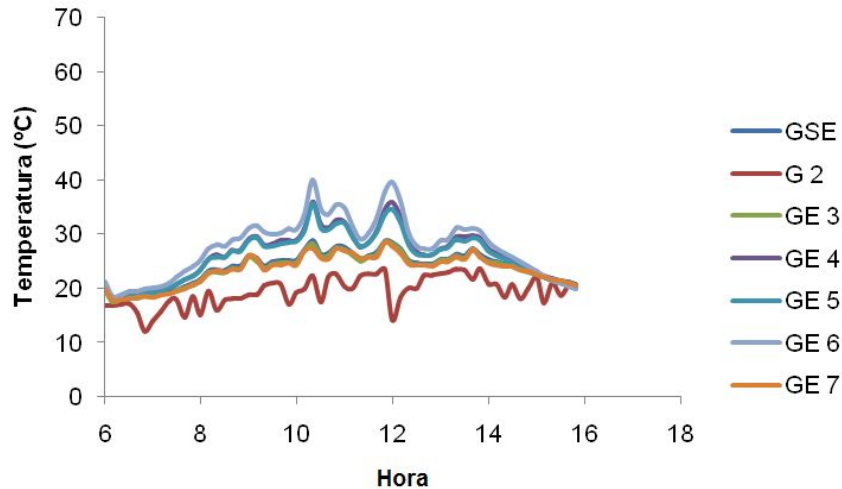


Figura 5.17 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 06/09/2010, com o Modelo 2.

O gerador-padrão, GSE, apresentou durante o dia 07/09/2010 temperatura mínima de 15,35 °C e máxima de 39,76 °C. A temperatura média calculada desse gerador foi de 29,16±0,82 °C. O sistema fotovoltaico GE apresentou em um de seus módulos temperatura mínima de 10,18°C, máxima de 57,41 °C e média de 31,64±1,01 °C no sistema. Em relação à média, a temperatura no GE foi 0,65°C maior do que no GSE.

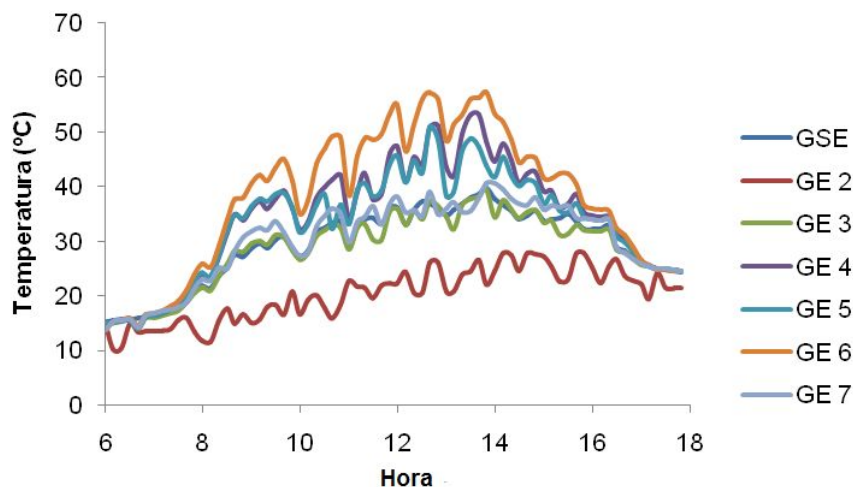


Figura 5.18 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 07/09/2010, com o Modelo 2.

O gerador-padrão, GSE, apresentou durante o dia 10/09/2010 temperatura mínima de 6,26 °C e máxima de 37,05 °C. A temperatura média calculada desse gerador foi de 25,96±0,87 °C. O sistema fotovoltaico GE apresentou em um de seus módulos temperatura mínima de 8,79 °C, máxima de 59,67 °C e média de 28,82±1,15 °C no sistema. Em relação à média, a temperatura no GE foi 0,84°C maior do que no GSE.

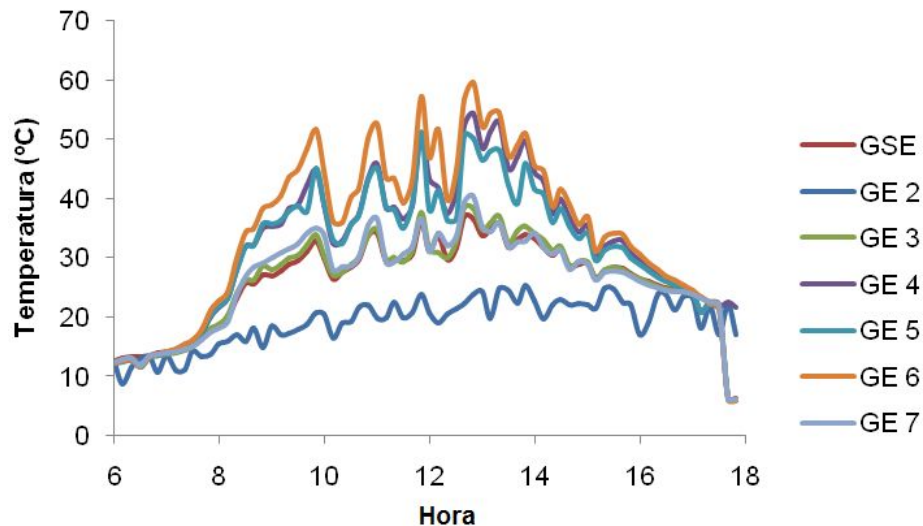


Figura 5.19 - Temperatura média, em cada módulo do sistema fotovoltaico, GE e GSE, durante o dia 10/09/2010, com o Modelo 2.

A temperatura no sistema fotovoltaico com espelho, GE, e no gerador sem espelho, GSE, foi medida tanto na parte de trás dos módulos quanto na parte da frente. A temperatura nos espelhos também foi medida.

Comparando a relação dos dados de radiação solar e de temperatura dos módulos do dia 03/09/2010, que foi o dia de menor nebulosidade, verificou-se que os dados de temperatura não apresentaram tendência de variação dos dados de radiação. Possivelmente, a causa dessa baixa correlação se deve a outros fatores como a variação da velocidade do vento no período. Sabe-se que a potência eólica e, portanto, também o arrefecimento, é proporcional à velocidade do vento elevada ao cubo.

Nas Figuras 5.20, 5.21, 5.22, 5.23 e 5.24 é apresentada a potência média no gerador GE e no gerador GSE, medida no período de tempo amostral de cinco dias (31/08/2010 a 10/09/2010), escolhidos aleatoriamente.

O desempenho no gerador GE foi melhor do que no GSE. Nos dados coletados em 31/08/2010, num período amostral de 12 h (das 6 h às 18 h), em intervalos de um minuto, observou-se menor rendimento (-18%) em apenas durante um tempo de 10 minutos do tempo de verificação, em relação ao GSE. Já em 4% do tempo (aproximadamente 0,5 h) o rendimento ficou entre 18% e 20% e em 19,0% do tempo (aproximadamente 2 a 3 h), entre 20% e 30%, enquanto no restante do período o rendimento foi acima de 30%.

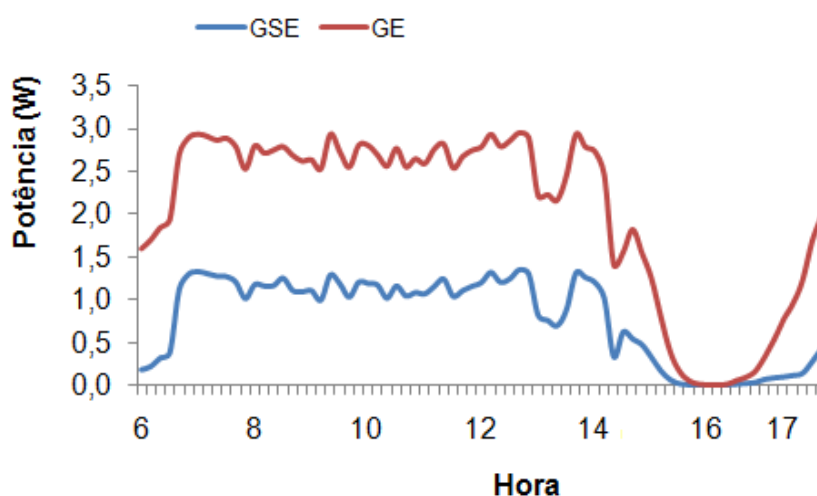


Figura 5.20 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 31/08/2010.

O desempenho no gerador GE foi melhor do que no GSE. Nos dados coletados em 03/09/2010, num período amostral de 12 h (das 6 h às 18 h), em intervalos de um minuto, observou-se menor rendimento (-12%) em apenas durante um tempo de 10 minutos do tempo de verificação, em relação ao GSE. Já em 32% do tempo (aproximadamente 4 h) o rendimento ficou entre 12% e 20%; em 28% do tempo (aproximadamente 3,5 h), o rendimento ficou entre 20% e 30%, enquanto no restante do período o rendimento foi acima de 30%.

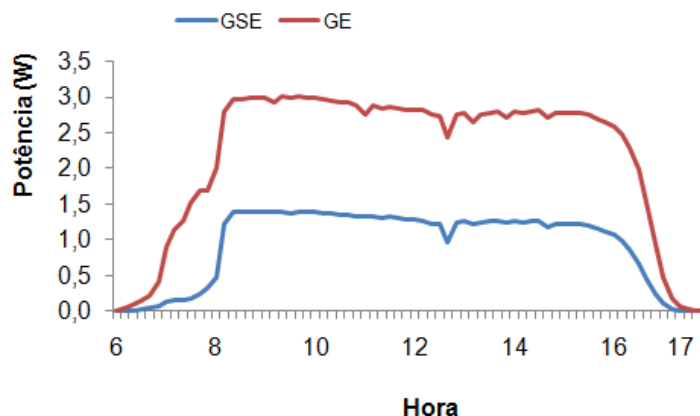


Figura 5.21 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 03/09/2010.

O desempenho no gerador GE foi melhor do que no GSE. Nos dados coletados em 06/09/2010, num período amostral de 12 h (das 6 h às 18 h), em intervalos de um minuto, observou-se menor rendimento (-11%) em apenas durante um tempo de 10 minutos do tempo de verificação, em relação ao GSE. Já em 11% do tempo (aproximadamente 1 h) o rendimento ficou entre 11% e 20%; em 22% do tempo (aproximadamente 3 h), foi entre 20% e 30%; no restante do período, o rendimento ficou acima de 30%.

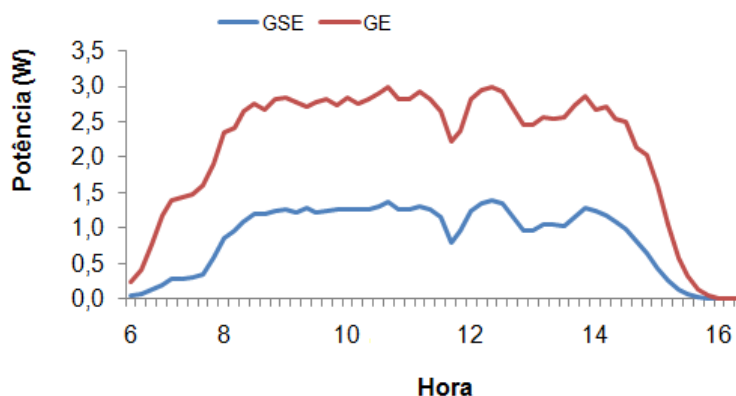


Figura 5.22 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 06/09/2010.

O desempenho no gerador GE foi melhor do que no GSE. Nos dados obtidos em 07/09/2010, num período amostral de 12 h (das 6 h às 18 h), em intervalos de um minuto, observou-se menor rendimento (-13%) em apenas durante um tempo de 10 minutos do tempo de verificação, em relação ao GSE. Já em 6% do tempo (aproximadamente 1 h) o rendimento ficou entre

13% e 20%; em 39% do tempo (aproximadamente 5 h), entre 20% e 30%; no restante do período, o rendimento foi acima de 30%.

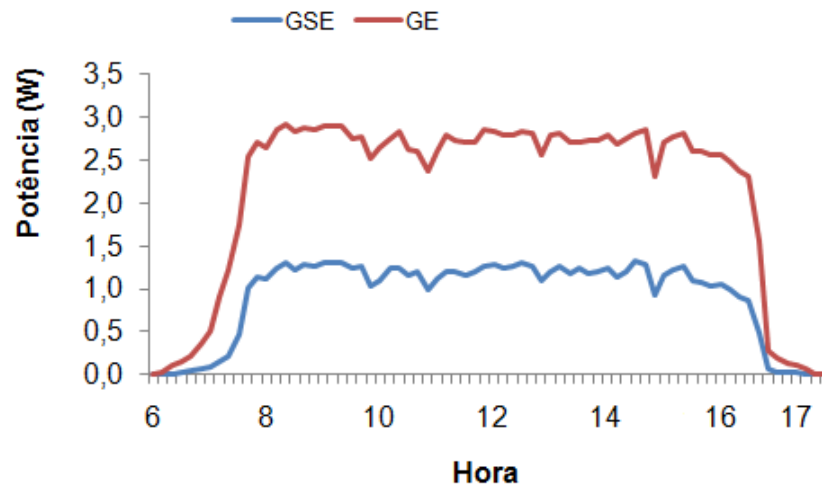


Figura 5.23 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 07/09/2010.

O desempenho no gerador GE foi melhor do que no GSE. Nos dados coletados em 10/09/2010, num período amostral de 12 h (das 6 h às 18 h), em intervalos de um minuto, observou-se menor rendimento (-11%) em apenas durante um tempo de 20 minutos do tempo de verificação, em relação ao GSE. Já em 29% do tempo (aproximadamente 3,5 h) o rendimento ficou entre 11% e 20%; em 28% do tempo, entre 20% e 30% (aproximadamente 3 h); no restante do período, o rendimento foi acima de 30%.

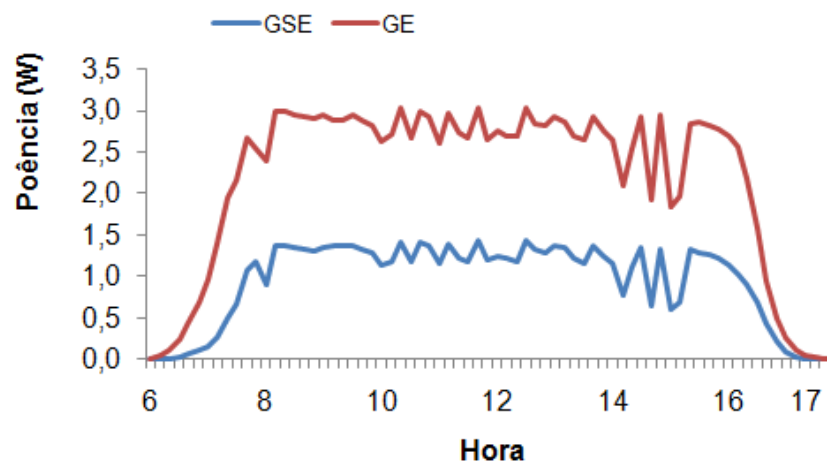


Figura 5.24 - Potência média no gerador GSE e GE durante o dia 10/09/2010.

A análise das Figuras 5.26, 5.27, 5.28, 5.29 e 5.30 evidenciou que, em nenhum dos cinco dias testados, a potência nominal em todas as horas do dia alcançou a potência de pico de 5 W. Possivelmente, esse fato deve estar relacionado com as limitações impostas pelos sensores utilizados para medir os valores de temperatura, tensão e potência, não permitindo a medição de valores elétricos até o limite dos valores nominais, informados pelo fabricante do módulo.

A média dos dados obtidos entre os dias 31/08/2010 e 10/09/2010, utilizando o programa computacional desenvolvido para a estação meteorológica, e dos dados de velocidade e direção do vento, precipitação pluviométrica e umidade relativa encontra-se no Apêndice. O Quadro 5.22 informa, de acordo com esses dados, os valores mínimos e máximos e a média da velocidade do vento nos cinco dias escolhidos aleatoriamente no espaço amostral utilizado nos testes. Observou-se que durante quatro desses dias a média da velocidade do vento foi menor do que $2,0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, estando, portanto, de acordo com as normas adotadas, que estabelecem velocidade menor do que esse valor. O dia 31/08/2010 foi um dia atípico, no qual a velocidade do vento atingiu valores muito maiores em relação aos outros dias.

Quadro 5.22 - Data, valores mínimos e máximos e a média da velocidade do vento

Data	Velocidade do vento ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)		Média
	Valor máximo	Valor mínimo	
31/08/2010	22,78	4,92	7,71
03/09/2010	1,72	0,00	0,54
06/09/2010	2,22	0,00	0,57
07/09/2010	1,66	0,00	0,56
10/09/2010	2,09	0,00	0,52

De acordo com os resultados apresentados puderam-se fazer as seguintes observações:

1. A temperatura média nos módulos, no período de tempo amostral (31.08.2010 a 10.09.2010), medida na parte da frente dos módulos com um termômetro digital, foi de $39,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ para o gerador GE e $36,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ para o

GSE. Portanto, a temperatura média na parte da frente dos módulos no gerador GE foi 3 °C maior do que no GSE.

2. A temperatura média medida nos espelhos foi igual a 13,5 °C, no gerador GE atingiu o valor de 39,7, e no GSE o valor de 36,7 °C, nesse período de tempo amostral.
3. A temperatura, medida nesse período na parte de trás dos módulos, apresentou os seguintes resultados: para o gerador GE – temperatura mínima igual a 9,26 °C, temperatura máxima igual a 55,64 °C e temperatura média igual a $29,18 \pm 0,92$ °C; para o gerador GSE – temperatura mínima igual a 12,3 °C, temperatura máxima igual a 37,21 °C, temperatura média igual a $27,83 \pm 0,74$ °C. Os resultados indicaram que a temperatura média na parte de trás do gerador GE foi 0,31 °C maior do que no GSE.
4. Considerando os valores calculados da eficiência no sistema GE e no GSE, em função da temperatura, tem-se como positivo o efeito do arrefecimento, que contribuiu para reduzir a temperatura no gerador com concentrador.

6. ANÁLISE ECONÔMICA

Avaliando os resultados, observou-se que nos dois primeiros casos o Valor Presente Líquido (VPL) foi negativo. A Taxa Interna de Retorno (TIR) apresentou nas opções (i), (ii), (iii) e (iv), respectivamente, os valores de 2,37%, 1,02%, 4,52% e 6,06%. Nas quatro simulações realizadas no Cenário 1, os sistemas fotovoltaicos não foram economicamente viáveis, considerando-se que a taxa de juros anual é de 6% (Quadro 4.5). Porém, avalia-se que o uso de espelhos aumentou significativamente as possibilidades de retorno de investimento, já que a TIR resultou positiva e crescente (Quadro 6.1).

Quadro 6.1 - Resumo das simulações de análise econômica no Cenário 1

Tipo de sistema	Capital Inicial (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)
Sistema isolado com baterias sem espelhos (i)	58.782,00	19.271,51	2,37
Sistema isolado com baterias com espelhos (ii)	47.243,76	19.271,51	1,02
Sistema conectado sem baterias e sem espelhos com venda de excedente de energia (iii)	19.291,00	34.068,69	4,52
Sistema conectado sem baterias e com espelhos com venda de excedente de energia (iv)	16.353,92	34.068,69	6,06

Avaliando os resultados do Cenário 2, observou-se que nos dois primeiros casos o VPL foi negativo. A TIR apresentou nas opções (i), (ii), (iii) e (iv), respectivamente, os valores de 2,66%, 4,10%, 8,48% e 10,38%. Nas simulações realizadas no Cenário 2, os sistemas fotovoltaicos foram economicamente viáveis nos casos (iii) e (iv), considerando-se a taxa de juros anual de 6% (Quadro 4.5). O uso de espelhos aumentou significativamente as possibilidades de retorno de investimento, já que a TIR resultou positiva e crescente (Quadro 6.2).

Quadro 6.2 - Resumo das simulações de análise econômica no Cenário 2

Tipo de sistema	Capital Inicial (R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)
Sistema isolado com baterias sem espelhos (i)	39.383,94	26.528,87	2,66
Sistema isolado com baterias com espelhos (ii)	31.653,32	25.732,72	4,10
Sistema conectado sem baterias e sem espelhos com venda de excedente de energia (iii)	12.924,97	34.068,69	8,48
Sistema conectado sem baterias e com espelhos com venda de excedente de energia (iv)	10.957,13	34.068,69	10,38

A melhor escolha para um investimento é aquela que apresentar a maior taxa interna de retorno, portanto nos Cenário 1 e 2 a situação (iv) foi a mais interessante; porém, no Cenário 2 em relação ao Cenário 1, foi mais significativo o resultado das duas últimas simulações.

7. CONCLUSÃO

Os dados analisados neste trabalho indicaram que o sistema solar fotovoltaico com espelhos (GE) teve rendimento maior do que o sistema sem espelhos (GSE). Tais resultados evidenciaram que o sistema fotovoltaico GE é alternativa interessante como geração de energia solar em energia elétrica. Durante o período amostral, seu rendimento não foi inferior a 10%; em 55,3% do tempo (aproximadamente 33,2 h) de exposição do sistema à radiação solar foi superior a 30%. O rendimento esteve na faixa de 20% a 30% em 28% do tempo (aproximadamente 16,8 h) e ficou em uma faixa de 11% a 20% em 16,7% do tempo (aproximadamente 10 h). Em média, a eficiência do sistema com espelhos, no Modelo 2, foi 32% maior do que no sistema sem espelhos.

Considerando a viabilidade econômica do projeto, foram avaliados dois cenários: sistema isolado com baterias (Cenário 1) e conectado à rede elétrica sem baterias (Cenário 2). Verificou-se que o uso de concentradores aumenta significativamente o retorno do investimento num horizonte de planejamento de 25 anos e que, para redução no custo da tecnologia em 33%, a melhor alternativa é o sistema conectado à rede elétrica sem baterias com espelhos, e venda de excedente de energia, opção (iv), viabilizando a implantação do sistema GE como alternativa na geração de energia solar em elétrica como caminho para obtenção de eficiência mais elevada.

8. SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

São propostas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- (i) Estudar a variação do fator de forma considerando a degradação do sistema fotovoltaico com o uso de concentradores;
- (ii) acrescentar análise de sombreamento no sistema fotovoltaico com concentrador em função do ângulo da calha e da altura do espelho;
- (iii) simular para diferentes localidades a eficiência do sistema fotovoltaico com concentradores, e
- (iv) desenvolver protótipo com concentradores cujas células tenham tamanho reduzido, e o dimensionamento do sistema tenha o menor volume possível.

9. REFERÊNCIAS

BRASIL – MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Balanço energético nacional (BEN) 2007**: ano-base 2006. Relatório final/Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 192 p. 10 il.; 29,7 cm.

CABRAL, C. V. T. **Análise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados**. 2006. 198 f. Tese (Doutorado) – universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2006.

CASTAÑER. L.; SILVESTRE, S. **Modelling photovoltaics systems** – Using PSpice., Barcelona, Spain: Universidad Politecnica de Cataluña, John Wiley & Sons, 2002. 377 p.

COMISSÃO EUROPEIA. **Energia fotovoltaica** – Manual sobre tecnologias, projeto e instalação. [S.I.], 2004. 368 p.

CORRÊA, T. P. **Desenvolvimento de um sistema de bombeamento fotovoltaico com maximização das eficiências do arranjo fotovoltaico e do motor elétrico**. 2008. 146 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 1999..206 p.

CRESESB – CEPEL; GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 1999. 204 p.

GARCÍA, M. C.; ALONSO, BALENZATEGUI, J. L. **Estimativa da temperatura anual do módulo fotovoltaico e desempenho com base em cálculos de operação nominal da temperatura da célula**. 12. ed. Energias Renováveis, Elsevier, 2004. p. 1997-2010. doi: 10.1016/j.renene. 2004.03.010.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN VOLKER, U. **Photovoltaic solar energy generation**. Berlin: Optical Sciences, 2005. 232 p.

GREEN, M. A. **Solar cells**: operating principles, technology and system application. [S.l.]: Prentice-Hall, 1992.

GRAF – Grupo de Reelaboração do Ensino de Física. **Eletromagnetismo**. São Paulo: Edusp, 1998. 438 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 24 jul. 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Technology roadmap solar photovoltaic energy**. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf>. Acesso em: 20 maio 2010.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. Department of Mechanical Engineering, the University of British Columbia, Vancouver, Canadá: Academic Press, 1983. 390 p.

LUQUE, A.; HEGEDUS. S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. New York: Wiley, 2003. 1179 p.

MACHADO NETO, L. V. B. **Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural**. 2006. 199 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2006.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaic's, fundamental e applications**. New York: Elsevier Science Inc., 2003. 1015 p.

PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHEN, P.; STEWARD, R.; MENICUCCI, D. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221-31, 1987,

PINTO, P. R. **Instrumentos digitais endereçáveis com base na tecnologia 1-Wire™**. 2005. 92 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2005.

QUASCHNING, V. **Understanding renewable energy systems**. Londres: Sterling Earsthscan, Va. 2005. 289 p.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY – **REN21, Renewables 2007 Global Status Report**. 2008. 54 p. Disponível em: <http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2009.

SANGANI, C. S.; SOLANKI, C. S. Experimental evaluation of V-trough (2 suns) PV concentrator system using commercial PV modules. **Solar Energy Materials e Solar Cells**, v. 91, p. 453-9. Elsevier doi: 10.1016/j. solmat. 2006.10.012.

SHAYANI, R. A. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico Isolado utilizando módulo de 32 células.** 2006. 149 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SOLANKI, C. S.; SANGANI, C. S.; GUNASHEKAR, D.; ANTONY, G. Enhance heat dissipation of V-Trough PV modules for better performance. **Solar Energy Materials & Solar Cell**, Elsevier, v. 92, Issue 12, p. 1634-8, dez.2008.doi:10.1016/j.solmat.2008.07.22.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Temperatura de funcionamento de módulos fotovoltaicos: um estudo de correlações pertinentes. **Energia Renovável**, v. 34, p. 23-9, 2009. Elsevier. doi: 10.1016/j.renene. 2008.04.009_

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Na dependência da temperatura do desempenho elétrico do módulo fotovoltaico: uma análise da eficiência / potência correlações. **Solar Energy**, v 83, edição 5, p. 614-24, 2009. Elsevier. doi: 10.1016/j.solener. 2008.10.008.

SKOPLAKI E, PALYVOS, J. A. A correlação simples para a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos de montagem arbitrária. **Solar Energy**, v 92, edição 11, p. 1393-402, 2008, Elsevier. doi: 10.1016/j.solmat.2008.05.016

TIWARI, G. N. **Solar energy** – Fundamental, design, modelling and applications. Alpha Science Internacional. 4. ed. New Delhi, Índia, 2002. 525 p.

TOLEDO, O. M.; FILHO, D. O.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, 2009. doi:10.1016/j.rser.2009.08.007.

TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. **Solar Energy**, v. 81, edição 4, p. 498-511. 2007, Elsevier. doi:10.1016/j.solener.2006.08.002.

TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Melhoria do desempenho dos coletores PV/T solar com o funcionamento natural do fluxo de ar. **Solar Energy**, v 82, edição 1, p. 1-12, 2008. Elsevier. doi: 10.1016/j.solener. 2007.06.004

VOROBOIEFF, C. L. **Concentradores solares planos em sistemas fototérmicos.** 2007. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2007.

APÊNDICES

APÊNDICE A

Os Quadros 1A até 14A são registros de dados coletados na fase experimental 1, na laje de cobertura do DEA – UFV, Viçosa, MG.

Quadro 1A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente, durante o primeiro ensaio realizado com o Modelo 1

Ensaio:	1º ensaio					
Data:	23/04/2010					
Horário inicial:	9h33					
Horário final:	9h53					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	20,30	20,50	20,40	294,50	293,00	293,75
Módulo 2 (GE)	20,20	20,40	20,30	302,88	340,00	321,44
Módulo 3 (GE)	20,20	20,50	20,35	301,70	301,00	301,35
Módulo 4 (GE)	20,40	20,50	20,45	309,00	308,00	308,50
Módulo 5 (GE)	20,20	20,50	20,35	280,00	303,00	291,50
Módulo 6 (GE)	20,20	20,30	20,25	308,70	300,00	304,35
Módulo 7 (GE)	20,00	20,20	20,10	315,00	304,00	309,50

Quadro 2A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o segundo ensaio realizado com o Modelo 1

Ensaio:	2º ensaio					
Data:	23/04/2010					
Horário inicial:	12 h					
Horário final:	12h18					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,83	19,60	19,72	329,50	277,90	303,70
Módulo 2 (GE)	19,68	19,33	19,51	382,50	334,00	358,25
Módulo 3 (GE)	19,60	19,34	19,47	395,00	364,00	379,50
Módulo 4 (GE)	19,65	19,41	19,53	397,50	354,00	375,75
Módulo 5 (GE)	19,60	19,34	19,47	403,00	379,00	391,00
Módulo 6 (GE)	19,62	19,42	19,52	404,60	374,00	389,30
Módulo 7 (GE)	19,50	19,34	19,42	396,00	362,00	379,00

Quadro 3A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o terceiro ensaio realizado com o Modelo 1

Ensaio:	3º ensaio					
Data:	23/04/2010					
Horário inicial:	14h23min					
Horário final:	14h41min					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,60	19,68	19,64	224,50	231,90	228,20
Módulo 2 (GE)	19,70	19,61	19,66	233,20	237,70	235,45
Módulo 3 (GE)	19,60	19,51	19,56	236,20	240,60	238,40
Módulo 4 (GE)	19,70	19,61	19,66	235,60	240,30	237,95
Módulo 5 (GE)	19,70	19,57	19,64	237,00	231,20	234,10
Módulo 6 (GE)	19,60	19,51	19,56	244,20	226,10	235,15
Módulo 7 (GE)	19,50	19,41	19,46	246,00	229,30	237,65

Quadro 4A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do primeiro ensaio realizado com o Modelo 2

Ensaio:	1º ensaio					
Data:	06/05/2010					
Horário inicial:	09h47min					
Horário final:	10h05min					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,48	19,70	19,59	222,00	283,00	252,50
Módulo 2 (GE)	19,88	19,20	19,54	329,15	338,23	333,69
Módulo 3 (GE)	19,81	19,04	19,43	371,15	408,60	389,87
Módulo 4 (GE)	19,07	19,48	19,28	329,15	332,56	330,85
Módulo 5 (GE)	19,66	19,05	19,36	340,50	357,53	349,01
Módulo 6 (GE)	19,78	19,55	19,67	337,10	351,85	344,47
Módulo 7 (GE)	19,76	19,50	19,63	363,20	351,85	357,53

Quadro 5A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do segundo ensaio realizado com o Modelo 2

Ensaio:	2º ensaio					
Data:	06/05/2010					
Horário inicial:	12h00min					
Horário final:	12h18min					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,72	19,62	19,67	322,70	330,00	326,35
Módulo 2 (GE)	19,31	19,08	19,20	429,03	417,68	423,36
Módulo 3 (GE)	19,30	18,95	19,13	410,87	398,61	404,74
Módulo 4 (GE)	19,40	19,07	19,24	397,25	408,60	402,93
Módulo 5 (GE)	19,35	18,95	19,15	412,01	409,74	410,87
Módulo 6 (GE)	19,46	19,15	19,31	380,23	397,25	388,74
Módulo 7 (GE)	19,32	18,97	19,15	397,25	408,60	402,93

Quadro 6A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente do terceiro ensaio realizado com o Modelo 2

Ensaio:	3º ensaio					
Data:	06/05/2010					
Horário inicial:	13h50min					
Horário final:	14h10min					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	20,23	20,18	20,21	250,01	251,20	250,61
Módulo 2 (GE)	20,12	20,02	20,07	338,00	352,30	345,15
Módulo 3 (GE)	20,09	20,07	20,08	384,99	409,85	397,42
Módulo 4 (GE)	20,07	20,00	20,04	370,69	362,41	366,55
Módulo 5 (GE)	20,16	29,05	24,61	395,09	368,53	381,81
Módulo 6 (GE)	20,15	20,04	20,10	358,21	386,13	372,17
Módulo 7 (GE)	20,08	19,93	20,01	367,74	393,39	380,57

Quadro 7A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o primeiro ensaio realizado com o Modelo 3

Ensaio:	1º ensaio					
Data:	07/05/2010					
Horário inicial:	09h50min					
Horário final:	10h18min					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,72	19,62	19,67	322,70	330,00	326,35
Módulo 2 (GE)	19,31	19,08	19,20	398,00	400,00	399,00
Módulo 3 (GE)	19,30	18,95	19,13	392,00	331,20	361,60
Módulo 4 (GE)	19,40	19,07	19,24	400,00	400,00	400,00
Módulo 5 (GE)	19,35	18,95	19,15	403,00	401,00	402,00
Módulo 6 (GE)	19,46	19,15	19,31	400,00	400,00	400,00
Módulo 7 (GE)	19,32	18,97	19,15	402,00	402,00	402,00

Quadro 8A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o segundo ensaio realizado com o Modelo 3

Ensaio:	2º					
Data:	07/05/2010					
Horário inicial:	12 h					
Horário final:	12h20					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,95	20,00	20,00	315,00	317,00	316,00
Módulo 2 (GE)	19,42	19,64	19,50	385,00	395,00	390,00
Módulo 3 (GE)	19,55	19,55	19,60	410,00	427,00	418,50
Módulo 4 (GE)	19,36	19,32	19,30	427,00	472,00	449,50
Módulo 5 (GE)	19,22	19,51	19,40	419,00	408,00	413,50
Módulo 6 (GE)	19,30	19,24	19,30	406,00	400,00	403,00
Módulo 7 (GE)	19,40	19,30	19,30	419,00	415,00	417,00

Quadro 9A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante o terceiro ensaio realizado com o Modelo 3

Ensaio:	3º					
Data:	07/05/2010					
Horário inicial:	14h03min					
Horário final:	14h21min					
	Tensão (V)			Corrente(mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,50	19,44	19,47	249,30	240,00	244,65
Módulo 2 (GE)	19,40	19,36	19,38	260,00	249,00	254,50
Módulo 3 (GE)	19,11	19,23	19,17	309,00	247,00	278,00
Módulo 4 (GE)	19,30	19,24	19,27	255,00	250,00	252,50
Módulo 5 (GE)	19,10	19,09	19,10	291,80	287,00	289,40
Módulo 6 (GE)	19,36	19,38	19,37	306,00	296,12	301,06
Módulo 7 (GE)	19,49	19,57	19,53	274,20	278,00	276,10

Quadro 10A - Data, horário-padrão e dados solares dos ensaios com o Modelo 1

Ensaio Modelo 1	1º ensaio	2º ensaio	3º ensaio
Data	23/04/2010	23/04/2010	23/04/2010
Hora-padrão	9h33	12 h	14h23
Hora solar	9h34min44s	12h1min46s	14h24min47s
Altitude solar	41,87°	57,67°	41,91
Azimute solar	-128,81°	179,19°	133,56
Hora angular	-33,82°	+0,44°	+36,19
Inclinação dos geradores	21,00°	21,00°	21,00°
Azimute dos geradores	0,00°	0,00°	0,00°
Ângulo de incidência	62,88°	53,33°	62,88
Declinação solar	11,54°	11,58°	11,61°
Massa ótica de ar	1,50	1,23	1,50

Quadro 11A - Radiação solar e condições ambientais no segundo ensaio com o Modelo 1

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado (Wm^{-2})	976,00	926,40	951,20
Radiação solar plano horizontal (Wm^{-2})	827,10	719,60	773,40
Direção do vento (graus)	352,00	352,00	352,00
Velocidade do vento (m/s)	2,40	2,40	2,40
Temperatura ambiente (°C)	27,00	27,20	27,10
Umidade relativa (%)	56,00	56,00	56,00
Pressão atmosférica (hPa)	936,10	936,10	936,10

Quadro 12A - Radiação solar e condições ambientais no terceiro ensaio com o Modelo 1

Ambiente de ensaio	Início	Fim	Média
Radiação solar plano inclinado (Wm^{-2})	719,60	818,90	769,30
Radiação solar plano horizontal (Wm^{-2})	678,30	727,90	703,10
Direção do vento (graus)	343,00	343,00	343,00
Velocidade do vento (m/s)	2,10	2,10	2,10
Temperatura ambiente (°C)	28,90	28,80	28,90
Umidade relativa (%)	48,00	48,00	48,00
Pressão atmosférica (hPa)	935,00	935,00	935,00

Nos Quadros 13A e 14A são apresentados os dados coletados para tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito do Modelo 1, nas duas repetições realizadas.

Quadro 13A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante repetição do primeiro ensaio com o Modelo 1

Ensaio: Repetição 2 ^o Ensaio						
Data:	13/05/2010					
Horário inicial:	9h58					
Horário final:	10h18					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	20,65	20,62	20,64	296,00	301,50	298,75
Módulo 2 (GE)	20,66	20,13	20,40	340,00	384,00	362,00
Módulo 3 (GE)	20,12	20,47	20,30	344,00	360,00	352,00
Módulo 4 (GE)	20,39	20,50	20,45	340,00	354,00	347,00
Módulo 5 (GE)	20,46	20,26	20,36	337,00	358,00	347,50
Módulo 6 (GE)	20,34	20,36	20,35	332,00	357,00	344,50
Módulo 7 (GE)	20,30	20,50	20,40	368,00	380,00	374,00

Quadro 14A - Data e horário-padrão de coleta de dados de tensão e corrente durante repetição do terceiro ensaio com o Modelo 1

Ensaio: 2 ^a Repetição 3 ^o Ensaio						
Data:	13/05/2010					
Horário inicial:	12 h					
Horário final:	12h20					
	Tensão (V)			Corrente (mA)		
	Início	Fim	Média	Início	Fim	Média
Módulo 1 (GSE)	19,81	20,81	20,31	321,00	317,00	319,00
Módulo 2 (GE)	19,20	19,32	19,26	437,00	389,00	413,00
Módulo 3 (GE)	19,54	19,46	19,50	428,00	392,00	410,00
Módulo 4 (GE)	19,72	19,55	19,64	419,00	388,00	403,50
Módulo 5 (GE)	19,50	19,40	19,45	453,00	388,00	420,50
Módulo 6 (GE)	19,44	19,40	19,42	388,00	410,00	399,00
Módulo 7 (GE)	19,54	19,47	19,51	408,00	389,00	398,50

APÊNDICE B

O Quadros 1B até 5B são registros de dados coletados pela estação meteorológica na fase experimental 2, na laje de cobertura do DEA – UFV, Viçosa, MG.

Quadro 1B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (31/08/2010)

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
06:10	22,78	84,06	82,71
06:20	9,10	34,66	33,05
06:30	8,89	35,03	32,31
06:40	9,29	33,66	33,82
06:50	9,22	35,03	33,04
07:00	5,77	34,78	24,14
07:10	7,33	22,61	27,71
07:20	6,32	26,37	20,95
07:30	7,27	22,59	28,35
07:40	7,51	26,18	29,17
07:50	6,63	27,72	20,02
08:00	5,70	23,86	23,54
08:10	6,32	20,54	20,84
08:20	6,92	22,72	21,63
08:30	5,84	24,89	25,98
08:40	6,27	22,59	19,77
08:50	8,18	29,38	26,24
09:00	6,20	24,30	24,73
09:10	7,50	28,67	28,08
09:20	8,39	30,73	27,59
09:30	8,14	31,04	28,91
09:40	8,78	30,96	31,53
09:50	6,09	23,19	25,13
10:00	8,98	34,00	28,42
10:10	7,62	29,60	33,07
10:20	8,00	29,83	28,28
10:30	8,28	30,82	28,47
10:40	7,83	28,26	31,18
10:50	7,54	27,06	25,06

Continua...

Quadro 1B - Cont.

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
11:00	4,92	17,81	24,90
11:10	5,67	20,51	18,37
11:20	5,87	25,85	20,38
11:30	10,20	36,13	28,82
11:40	7,97	28,74	33,94
11:50	6,71	24,52	28,46
12:00	5,56	18,84	24,04
12:10	7,38	30,00	19,14
12:20	9,21	35,33	28,77
12:30	8,62	32,23	36,02
12:40	10,02	35,76	32,20
12:50	9,54	33,13	34,22
13:00	7,42	28,70	30,50
13:10	7,72	29,61	30,67
13:20	7,60	27,39	28,91
13:30	5,17	18,56	23,32
13:40	6,67	27,58	20,47
13:50	7,79	29,53	27,38
14:00	8,36	29,50	28,00
14:10	7,47	29,41	28,74
14:20	8,31	28,54	29,15
14:30	8,91	33,38	26,38
14:40	7,87	26,80	33,47
14:50	7,25	29,30	27,15
15:00	7,41	26,07	26,59
15:10	5,89	22,70	22,39
15:20	6,57	23,82	23,84
15:30	7,50	29,76	22,89
15:40	7,52	23,11	28,35
15:50	6,85	22,40	22,85
16:00	6,11	29,12	22,77
16:10	7,57	33,04	27,22

*Não houve precipitação pluviométrica durante os ensaios.

Quadro 2B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica
(03/09/2010)

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
06:10	0,000	167,4	100,0
06:20	0,000	169,2	90,00
06:30	0,000	102,5	70,00
06:40	0,000	206,8	80,00
06:50	0,000	208,1	100,0
07:00	0,000	140,8	90,0
07:10	0,000	0,00	100,0
07:20	0,000	0,00	99,35
07:30	0,000	0,00	88,51
07:40	0,000	139,7	94,39
07:50	0,000	236,0	90,28
08:00	0,001	193,4	89,07
08:10	0,007	132,3	89,47
08:20	0,000	205,4	69,61
08:30	0,012	101,1	74,76
08:40	0,076	35,30	48,00
08:50	0,432	62,50	78,10
09:00	0,502	67,10	67,91
09:10	0,662	91,00	74,85
09:20	0,573	60,30	65,56
09:30	0,847	102,0	71,20
09:40	1,105	143,9	55,31
09:50	1,719	199,1	67,94
10:00	1,403	166,0	66,80
10:10	1,378	171,8	58,87
10:20	1,075	247,4	64,00
10:30	1,171	185,6	62,13
10:40	0,561	75,00	59,19
10:50	0,797	88,50	45,51
11:00	0,616	123,0	50,58
11:10	0,600	125,9	54,26
11:20	1,248	202,6	47,59
11:30	0,309	74,5	52,49
11:40	0,689	114,4	46,61
11:50	0,790	129,9	49,51
12:00	0,700	205,0	48,43
12:10	0,175	28,50	34,32
12:20	0,489	62,6	37,34
12:30	0,103	4,4	35,95

Continua...

Quadro 2B - Cont.

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
12:40	0,473	98,40	35,11
12:50	0,234	0,00	35,38
13:00	0,277	86,50	34,36
13:10	0,436	192,1	35,54
13:20	0,483	202,2	34,73
13:30	0,363	34,00	24,97
13:40	0,772	197,2	23,87
13:50	0,625	146,9	26,16
14:00	0,871	241,3	37,58
14:10	1,084	230,7	33,23
14:20	0,736	143,4	32,91
14:30	0,698	130,2	30,74
14:40	0,890	160,6	28,50
14:50	0,408	67,10	21,35
15:00	0,908	144,9	27,57
15:10	1,112	162,7	31,37
15:20	0,835	214,0	29,08
15:30	1,701	199,5	32,60
15:40	1,662	291,7	31,91
15:50	0,767	118,7	23,65
16:00	0,483	89,80	22,21
16:10	0,977	177,6	28,95
16:20	0,645	157,7	31,82
16:30	1,065	176,7	29,20
16:40	1,482	261,2	32,88
16:50	0,939	166,00	32,82
17:00	0,638	102,3	29,73
17:10	0,693	109,0	30,35
17:20	0,481	112,5	34,31
17:30	0,000	0,00	38,62
17:40	0,000	0,00	36,38
17:50	0,000	0,00	46,70
18:00	0,000	212,4	52,64

*Não houve precipitação pluviométrica durante os ensaios.

Quadro 3B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica
(06/09/2010)

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
06:10	1,42	34,90	86,97
06:20	0,03	34,10	96,21
06:30	0,03	23,30	95,64
06:40	0,13	21,20	94,91
06:50	0,31	37,20	85,53
07:00	0,05	18,60	66,19
07:10	0,54	49,20	75,89
07:20	0,07	37,40	84,34
07:30	0,27	104,3	93,12
07:40	0,35	89,40	91,93
07:50	0,25	64,50	72,31
08:00	0,21	102,4	89,19
08:10	0,17	125,2	69,90
08:20	0,02	91,50	84,93
08:30	0,14	112,0	66,84
08:40	0,28	114,6	74,78
08:50	0,63	153,7	73,99
09:00	0,16	97,70	72,72
09:10	0,03	138,1	70,27
09:20	0,67	148,7	70,44
09:30	0,73	93,20	79,19
09:40	0,60	116,8	77,28
09:50	0,63	111,2	77,93
10:00	0,30	59,00	61,03
10:10	0,27	63,30	68,51
10:20	0,37	100,7	65,54
10:30	0,80	152,9	72,68
10:40	0,72	108,9	59,05
10:50	0,70	131,7	72,30
11:00	0,39	133,9	70,98
11:10	0,20	58,00	63,46
11:20	0,14	138,7	63,72
11:30	0,29	120,8	70,99
11:40	0,33	141,5	69,23
11:50	0,89	162,6	70,01
12:00	0,59	142,4	67,98
12:10	0,96	100,1	41,24
12:20	0,57	141,1	55,61
12:30	1,74	162,8	63,59
12:40	0,78	123,1	63,39

Continua...

Quadro 3B - Cont.

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
12:50	0,69	102,5	70,42
13:00	0,87	144,0	69,93
13:10	0,59	122,4	68,67
13:20	0,66	122,4	68,49
13:30	0,66	80,80	67,56
13:40	1,45	141,4	67,49
13:50	0,61	161,5	58,60
14:00	1,64	161,8	66,58
14:10	2,22	183,1	60,99
14:20	1,45	142,7	61,09
14:30	1,22	102,00	54,72
14:40	0,69	101,5	61,22
14:50	0,65	81,00	55,33
15:00	0,74	150,1	62,65
15:10	0,78	122,1	70,26
15:20	0,00	143,2	57,04
15:30	0,00	144,4	72,81
15:40	0,00	166,1	66,10
15:50	0,00	125,2	74,55
16:00	0,00	188,6	75,82

*Não houve precipitação pluviométrica durante os ensaios.

Quadro 4B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (07/09/2010)

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
06:10	0,00	137,9	100,00
06:20	0,00	134,5	70,00
06:30	0,00	198,1	70,00
06:40	0,00	97,40	100,00
06:50	0,00	162,1	90,00
07:00	0,00	128,9	90,00
07:10	0,00	223,4	90,00
07:20	0,00	133,6	90,00
07:30	0,00	104,7	90,00
07:40	0,00	208,0	100,00
07:50	0,00	135,4	99,60
08:00	0,01	0,00	77,43
08:10	0,11	34,70	67,49
08:20	0,26	100,7	68,44
08:30	0,21	105,5	84,89
08:40	0,04	204,9	92,25
08:50	0,27	133,8	70,45
09:00	0,54	169,5	79,06
09:10	0,19	240,2	69,03
09:20	0,57	97,90	66,70
09:30	0,75	204,9	73,40
09:40	0,53	172,7	72,07
09:50	0,53	95,40	62,74
10:00	0,18	70,20	77,60
10:10	0,33	82,00	61,55
10:20	0,43	124,9	66,35
10:30	1,08	169,1	64,81
10:40	1,66	178,1	56,88
10:50	0,78	108,2	47,79
11:00	1,04	112,1	53,59
11:10	0,50	103,5	66,71
11:20	0,99	70,40	56,36
11:30	1,29	188,9	57,09
11:40	0,79	137,3	49,30
11:50	0,20	111,2	55,22
12:00	1,13	80,30	54,26
12:10	0,60	153,5	53,68
12:20	0,67	78,60	59,72
12:30	0,75	142,3	44,87
12:40	0,50	118,1	44,43

Continua...

Quadro 4B - Cont.

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
12:50	1,15	175,3	53,95
13:00	1,32	144,5	54,14
13:10	0,89	159,3	42,76
13:20	1,00	171,6	42,60
13:30	0,17	76,60	46,99
13:40	0,23	156,3	45,61
13:50	1,46	274,5	51,34
14:00	0,57	34,70	39,13
14:10	0,94	32,10	44,45
14:20	1,30	167,2	48,54
14:30	1,43	288,8	48,22
14:40	1,47	70,70	43,15
14:50	0,78	18,80	47,79
15:00	1,21	25,50	47,68
15:10	0,38	105,9	47,52
15:20	1,59	177,1	42,35
15:30	0,30	150,5	36,71
15:40	0,50	41,00	36,52
15:50	1,47	189,9	47,20
16:00	0,81	0,00	46,70
16:10	0,70	0,00	41,30
16:20	0,68	0,00	36,19
16:30	0,14	176,9	40,75
16:40	1,62	64,60	56,76
16:50	0,81	40,80	52,18
17:00	0,27	63,80	53,71
17:10	0,00	40,30	55,90
17:20	0,00	40,30	50,15
17:30	0,00	41,40	63,70
17:40	0,00	33,80	57,69
17:50	0,00	39,70	58,32
18:00	0,00	51,60	67,52

*Não houve precipitação pluviométrica durante os ensaios.

Quadro 5B - Média dos dados coletados pela estação meteorológica (10/09/2010)

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
06:10	0,00	39,80	100,0
06:20	0,00	27,90	70,00
06:30	0,00	23,30	90,00
06:40	0,00	37,20	100,0
06:50	0,02	46,80	100,0
07:00	0,00	30,20	80,0
07:10	0,11	47,60	100,0
07:20	0,07	27,90	79,42
07:30	0,24	38,60	78,39
07:40	0,15	44,40	96,50
07:50	0,18	32,20	84,58
08:00	0,12	24,50	82,63
08:10	0,12	42,90	90,64
08:20	0,17	101,9	87,41
08:30	0,17	118,5	81,71
08:40	0,24	35,30	72,12
08:50	0,65	112,0	77,86
09:00	0,17	60,50	60,79
09:10	0,41	147,1	75,33
09:20	0,59	104,2	65,91
09:30	0,75	77,80	63,60
09:40	0,32	124,9	60,60
09:50	0,36	136,8	58,23
10:00	1,19	195,0	62,65
10:10	0,48	157,0	60,18
10:20	0,06	13,60	47,58
10:30	0,28	18,80	52,79
10:40	0,15	17,60	51,70
10:50	0,23	69,40	57,29
11:00	1,19	145,3	56,25
11:10	0,66	97,30	49,56
11:20	0,36	25,30	50,86
11:30	0,40	96,90	54,26
11:40	0,51	0,00	49,91
11:50	0,17	16,90	47,41
12:00	0,18	83,00	50,71
12:10	0,01	26,30	47,89
12:20	0,30	24,50	39,86
12:30	0,21	109,4	48,79
12:40	0,18	39,80	46,19

Continua...

Quadro 5B - Cont.

Horário	Velocidade do vento (m/s)	Direção de vento (° Norte)	Umidade relativa (%)
12:50	0,15	66,00	44,00
13:00	0,78	158,6	50,16
13:10	0,25	41,90	50,56
13:20	0,18	64,20	38,32
13:30	0,27	100,5	46,74
13:40	1,09	52,70	47,91
13:50	0,53	64,00	42,00
14:00	0,29	176,2	45,75
14:10	0,51	136,6	41,79
14:20	0,24	32,70	37,58
14:30	0,05	102,2	42,36
14:40	0,96	117,2	41,84
14:50	1,05	33,40	43,78
15:00	0,67	38,80	44,32
15:10	0,76	53,60	44,35
15:20	1,09	40,50	45,75
15:30	1,15	40,20	49,60
15:40	1,32	49,00	49,52
15:50	1,27	56,00	43,81
16:00	0,92	24,10	44,58
16:10	1,08	29,40	35,14
16:20	1,33	43,30	39,95
16:30	2,09	51,60	50,61
16:40	1,52	56,40	50,55
16:50	1,72	52,40	45,50
17:00	0,83	37,40	50,58
17:10	0,93	50,10	51,47
17:20	0,57	33,30	41,60
17:30	0,55	46,80	58,66
17:40	0,29	25,80	44,14
17:50	0,00	8,10	86,82
18:00	1,48	20,20	77,59

*Não houve precipitação pluviométrica durante os ensaios.

APÊNDICE C

As Figuras 1C até 6C são registros fototérmicos de dados coletados na fase experimental 1 com os Modelos 1 e 3, na laje de cobertura do DEA – UFV, Viçosa, MG.

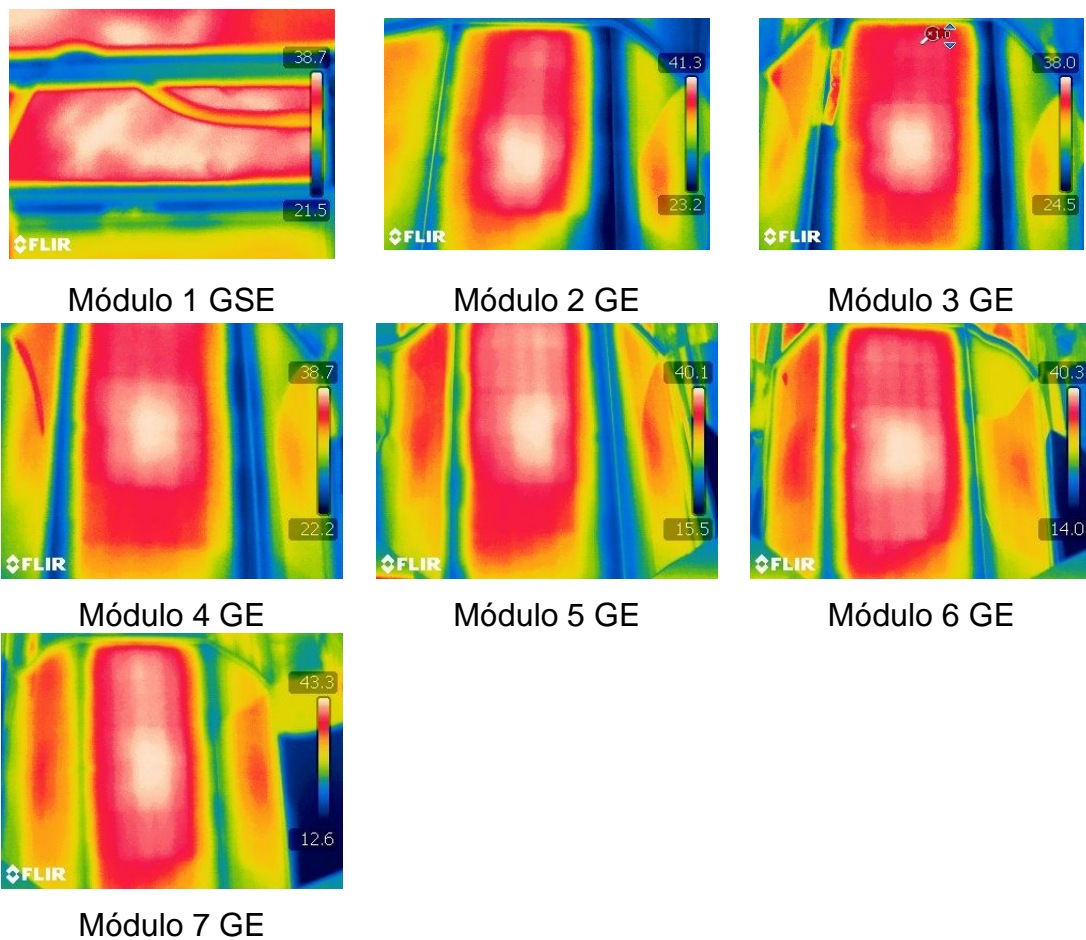
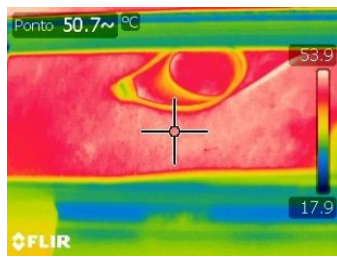


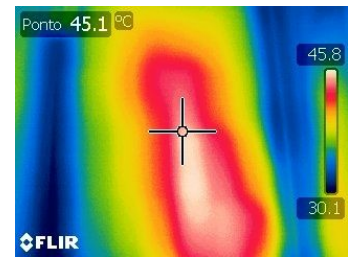
Figura 1.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h31 e 9h48) com o Modelo 1.



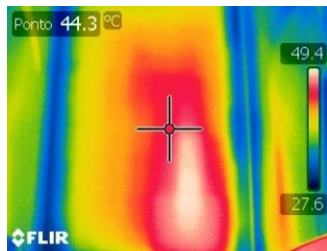
Módulo 1 GSE



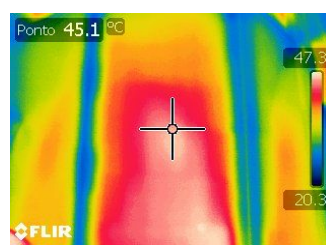
Módulo 2 GE



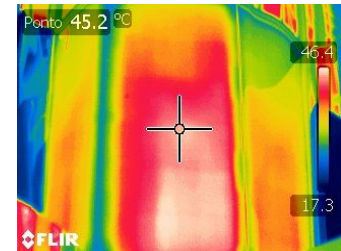
Módulo 3 GE



Módulo 4 GE



Módulo 5 GE

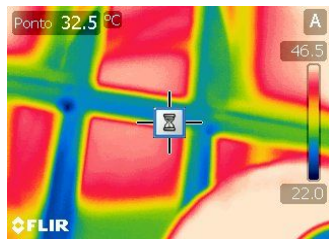


Módulo 6 GE

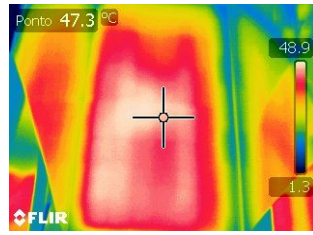


Módulo 7 GE

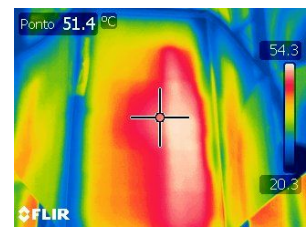
Figura 2.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h e 12h18) com o Modelo 1.



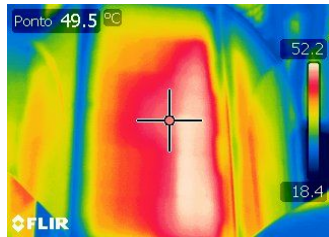
Módulo 1 GSE



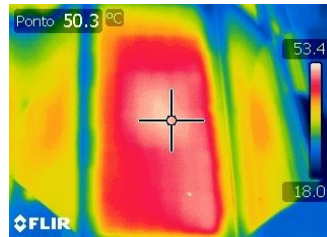
Módulo 2 GE



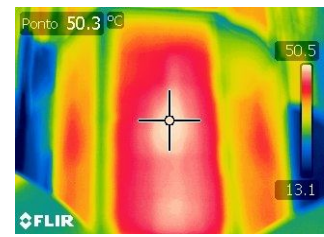
Módulo 3 GE



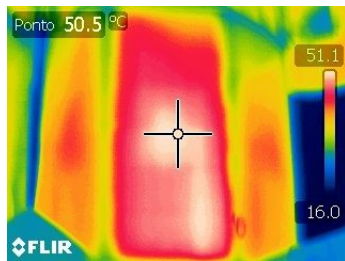
Módulo 4 GE



Módulo 5 GE

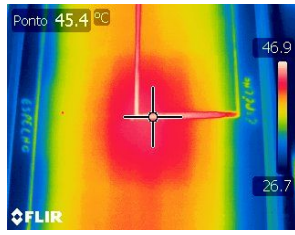


Módulo 6 GE

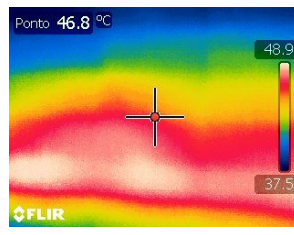


Módulo 7 GE

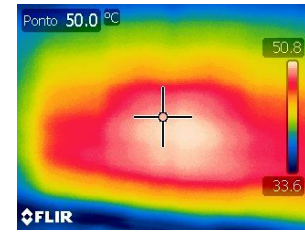
Figura 3.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h25 e 14h43) com o Modelo 1.



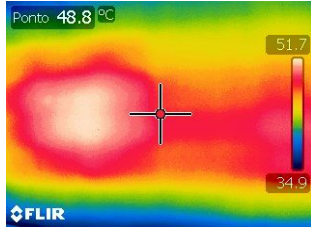
Módulo 1 GSE



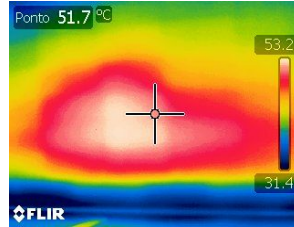
Módulo 2 GE



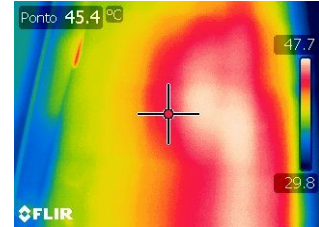
Módulo 3 GE



Módulo 4 GE



Módulo 5 GE

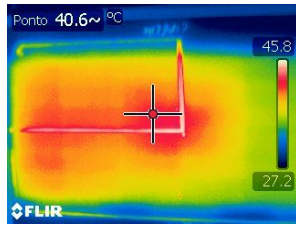


Módulo 6 GE

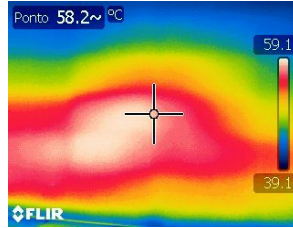


Módulo 7 GE

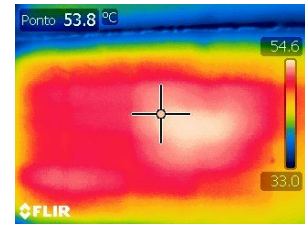
Figura 4.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o primeiro ensaio (entre 9h53 e 10h15) com o Modelo 3.



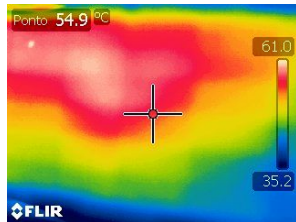
Módulo 1 GSE



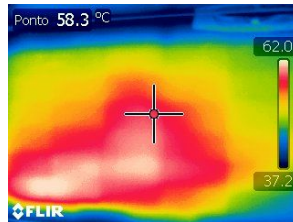
Módulo 2 GE



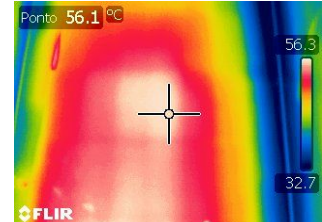
Módulo 3 GE



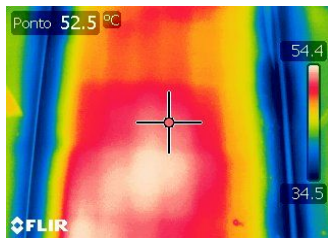
Módulo 4 GE



Módulo 5 GE

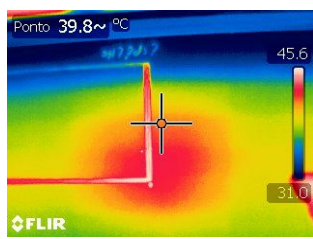


Módulo 6 GE

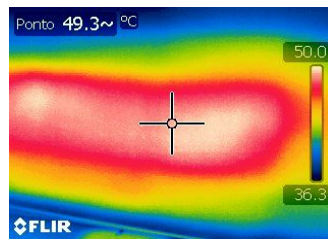


Módulo 7 GE

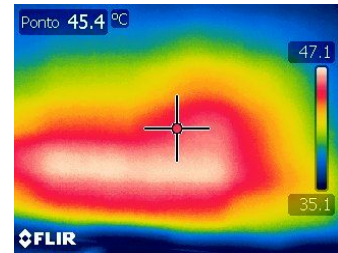
Figura 5.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o segundo ensaio (entre 12h2 e 12h20) com o Modelo 3.



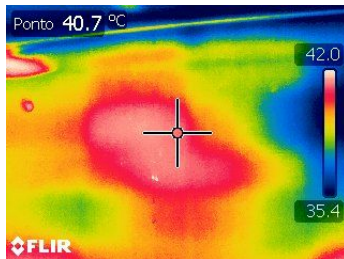
Módulo 1 GSE



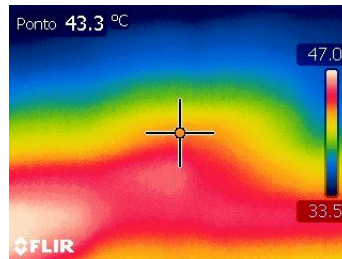
Módulo 2 GE



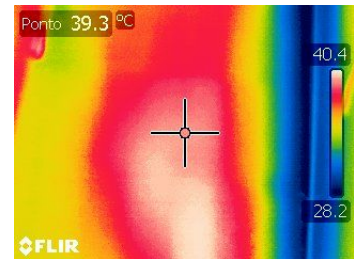
Módulo 3 GE



Módulo 4 GE



Módulo 5 GE



Módulo 6 GE



Módulo 7 GE

Figura 6.C - Imagens fototérmicas frontais, °C, dos geradores-padrão (GSE) e dos geradores com espelho (GE), durante o terceiro ensaio (entre 14h5 e 14h18) com o Modelo 3.