



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS



MARIA IZABEL DA SILVA GUERRA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DE UM
GERADOR FOTOVOLTAICO COM O AUXÍLIO DA
TECNOLOGIA PVT**

JOÃO PESSOA – PB
2016

PPGER / MESTRADO ACADÊMICO / N° 14

MARIA IZABEL DA SILVA GUERRA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DE UM GERADOR
FOTOVOLTAICO COM O AUXÍLIO DA TECNOLOGIA PVT**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, área de concentração em Energias Renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador

Dr. João Marcelo Dias Ferreira

Co-orientador

Dr. Kleber Carneiro de Oliveira

**JOÃO PESSOA – PB
2016**

G934a Guerra, Maria Izabel da Silva.
Análise do desempenho elétrico de um gerador
fotovoltaico com o auxílio da tecnologia PVT / Maria Izabel da
Silva Guerra.- João Pessoa, 2016.
141f. : il.
Orientador: João Marcelo Dias Ferreira
Coorientador: Kleber Carneiro de Oliveira
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR
1. Energias renováveis. 2. Sistema híbrido PVT.
3. Irradiância solar. 4. Arrefecimento. 5. Célula fotovoltaica.

UFPB/BC

CDU: 620.91(043)

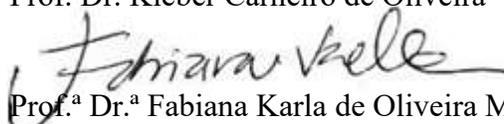
MARIA IZABEL DA SILVA GUERRA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DE UM GERADOR
FOTOVOLTAICO COM O AUXÍLIO DA TECNOLOGIA PVT**

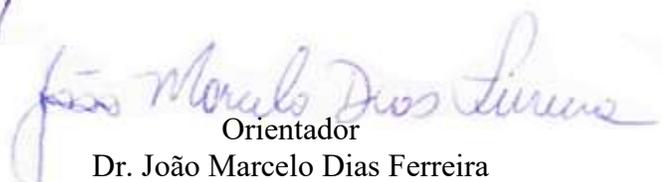
Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em Energias Renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 02 de Dezembro de 2016.


Prof. Dr. Kleber Carneiro de Oliveira UFPB


Prof.^a Dr.^a Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra UFERSA


Prof. Dr. Zaqueu Ernesto da Silva UFPB


Orientador
Dr. João Marcelo Dias Ferreira

**JOÃO PESSOA - PB
2016**

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Carlos e Marlucia Guerra, e aos meus irmãos, Luiz e Carlos Júnior, que são meus exemplos, minha base e meus maiores incentivadores sempre.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, sou eternamente grata a Deus, pois sem Ele, a fé, força e esperança não seriam suficientes para alcançar as minhas conquistas. Agradeço também pela tranquilidade que sempre me transmite ao mostrar que tudo vai dar certo no momento exato.

A toda a minha família, em especial, aos meus pais Carlos e Marlucia, e aos meus irmãos Luiz e Carlos Júnior, pelo incentivo, apoio, suporte e amor. Por toda a educação e ensinamentos oferecidos ao longo da minha vida, os quais contribuíram diretamente para essa conquista.

Ao meu namorado Daniel Oliveira, pela paciência, amor, ajuda e disponibilidade de aguentar as longas viagens à João Pessoa para resolver as pendências que apareceram no decorrer do mestrado. Também agradeço pelo companheirismo e por acalmar meu desespero quando eu achava que “nada daria certo”.

Ao meu orientador prof. Dr. João Marcelo Dias Ferreira não só pela orientação, ensinamentos e tempo dedicado, como também por compreender os momentos de ausência em virtude da necessidade de conciliar o mestrado com o trabalho. Também sou grata pela confiança e por toda contribuição no desenvolvimento do trabalho.

Ao professor Dr. Kleber Carneiro de Oliveira, por ter aceito o convite de ser meu coorientador, bem como pela dedicação e disponibilidade em ajudar sempre que foi preciso.

A professora Dr.^a Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra, a quem considero minha “eterna orientadora”, por ter aceito fazer parte da banca examinadora e especialmente por todos os ensinamentos que colaboraram e colaboram no desenvolvimento do meu caráter profissional.

A todos que compõem o PPGER, especialmente aos professores Dr. Zaqueu Ernesto e Dr. José Maurício, por acreditarem na minha competência e terem sido imensamente prestativos na construção desse trabalho.

Aos meus colegas do PPGER, em especial Alysson Silvestre, Cintia Medeiros, Elson Santos, Ester Cavalcanti, Flávio Luna, Guillermo Cantor, Gustavo Assad, Ithyara Machado, Ivan Coelho, Leonardo Caldas, Maria Mayara, Mariane Medeiros, Rodolfo Lira e Vicente Filho.

Aos colegas do LAMPA, principalmente Josimar Soares, Emanuel e Francisco José por toda a ajuda e artifícios técnicos.

A minha cunhada Ilayni Farias e aos meus amigos de vida Tuyra do Vale, Romênia Vieira, Magno Medeiros, Priscila Borges, Yáscara Fabrina, Ednardo Pereira e Ruth Gabrielly, que acompanharam a caminhada e da maneira de cada um contribuíram no desenvolvimento desse trabalho.

Finalmente, agradeço a todos que direta ou indiretamente ajudaram para que esse trabalho fosse realizado. Serei eternamente grata a todos vocês.

RESUMO

A tecnologia fotovoltaica para geração de energia elétrica ainda apresenta elevado custo de investimento e, devido à sua relativamente baixa eficiência, o mercado ainda é, por vezes, restrito e pouco atrativo. A irradiância solar e a temperatura de superfície da célula são os dois principais fatores que influenciam a produção de eletricidade da célula fotovoltaica. Enquanto o aumento da irradiância solar eleva a produção de potência elétrica, o aumento da temperatura reduz a geração de energia. Então, uma maneira de tornar essa tecnologia mais interessante é realizar o arrefecimento da célula fotovoltaica por meio da tecnologia híbrida fotovoltaica e térmica, que permite converter simultaneamente a energia solar disponível em eletricidade e calor. Pensando nisso, a presente pesquisa teve por objetivo ensaiar e analisar o desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico comercial com adaptações que permitiram o acoplamento de um sistema de arrefecimento com água e compará-lo ao desempenho de um gerador fotovoltaico comercial sem sistema de resfriamento. Adicionalmente, para auxiliar na análise e discussão dos resultados e estimar o comportamento de um gerador fotovoltaico, com uma ou mais células solares, foram elaborados dois modelos térmicos, para a análise da presença do sistema de arrefecimento. Os modelos térmicos foram então simulados com o auxílio do software Matlab®. A partir dos resultados obtidos em simulação, verificou-se que para os níveis de irradiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e temperatura ambiente de 30°C , a temperatura de uma célula fotovoltaica de silício cristalino, com potência nominal de $4,58\text{Wp}$ (nas condições de teste padrão STC $1000\text{W}/\text{m}^2$ e 25°C), sem sistema de arrefecimento, aumentaria para aproximadamente 71°C , o que corresponde a uma potência elétrica de $3,654\text{W}$ e um rendimento elétrico de 15%, ao passo que, com o sistema de arrefecimento acoplado à célula solar com água à 30°C como fluido resfriador, a temperatura de superfície da célula reduziria para aproximadamente 32°C , permitindo uma produção de $4,414\text{W}$ de potência e um rendimento elétrico superior a 18%. Em seguida, ao ensaiar o protótipo confeccionado, foi medida, por meio de um sensor, uma temperatura de aproximadamente 65°C para o sistema composto apenas pela célula FV, o que mostra um erro de 8,7% entre a temperatura estimada na simulação e aquela medida no ensaio do protótipo. A partir da temperatura de superfície medida, estimou-se uma potência de $3,762\text{W}$ produzida pela célula solar e um rendimento de 15,46%. Nos testes realizados no protótipo com sistema de arrefecimento, a temperatura verificada foi de aproximadamente 32°C , ou seja, um erro de 20% quando comparado com a simulação, mas que garante uma potência de $4,257\text{W}$ e um rendimento elétrico de 17,5%. Ao final do estudo, foi possível observar que a tecnologia híbrida PVT é promissora, visto que a célula fotovoltaica, graças às suas características térmicas, consegue facilmente ser arrefecida pela água ao longo de tubos de cobre acoplados a sua face posterior.

Palavras-Chave: Sistema Híbrido PVT; Irradiância Solar; Arrefecimento; Célula Fotovoltaica.

ABSTRACT

Photovoltaic technology for electric power generation still presents a high investment cost and, due to its relatively low efficiency, the market is sometimes restricted and unattractive. The solar irradiance and the cell surface temperature are the two main factors that influence in the electricity production of the photovoltaic cell. While increased solar irradiance raises the production of electrical power, the increase in temperature reduces the generation of energy. So, a way to make this technology more interesting is to perform the cooling of the photovoltaic cell by means of photovoltaic and thermal hybrid technology, which allows to simultaneously convert the available solar energy into both electricity and heat. Thinking about that, the present research aimed to test and analyze the electric performance of a commercial photovoltaic generator with some adaptations that allowed the coupling of a cooling system with water, and to compare it with the performance of a commercial photovoltaic generator without a cooling system. In addition, to support the analysis and discussion of the results and to estimate the behavior of a photovoltaic generator with one or more solar cells, two thermal models were developed to analyze the presence of the cooling system. The thermal models were simulated with the aid of Matlab® software. From the results obtained in the simulation, it was verified that: for irradiance levels of $1000\text{W}/\text{m}^2$ and the ambient temperature of 30°C , without the cooling system, the temperature of a crystalline silicon photovoltaic cell with a nominal power of $4,58\text{Wp}$ (the Standard Test Conditions $1000\text{W}/\text{m}^2$ and 25°C) would increase to approximately 71°C , which corresponds to an electric power of $3,654\text{W}$ and an electric efficiency of 15% . However, with the cooling system coupled to the solar cell with water at 30°C , as the cooling fluid, the cell surface temperature would reduce to approximately 32°C , allowing a production of $4,414\text{W}$ of power and an electric efficiency over 18% . When testing the made prototype, a temperature of approximately 65°C for the system composed only of the PV cell was measured using a sensor, which shows an error of $8,7\%$ between the estimated temperature in the simulation and that measure in the prototype test. From the measured surface temperature, a power of $3,762\text{ W}$ produced by the solar cell and an electrical efficiency of $15,46\%$ were estimated. In the tests performed on the prototype with a cooling system, the temperature verified was approximately 32°C , that is, a 20% error when compared to the simulation, but that provides a power of $4,257\text{W}$ and an electric efficiency of $17,5\%$. At the end of this study, it was possible to observe that the PVT hybrid technology is promising, since the photovoltaic cell, thanks to its thermal characteristics, can easily be cooled by water along copper tubes coupled to its posterior face.

Keywords: PVT Hybrid System; Solar Irradiance; Cooling; Photovoltaic Cell.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Vendas de aquecedores solares por região brasileira	22
Figura 2. Perfil de consumo de eletricidade das residências da região Nordeste	23
Figura 3. Esquema da conversão de energia solar em energia útil	25
Figura 4. Esquema dos modos de transferência de calor	26
Figura 5. Comportamento (a) gráfico e (b) esquemático do vidro no processo do efeito estufa	27
Figura 6. Componentes dos coletores solares fechados	28
Figura 7. Efeito fotovoltaico em uma junção PN de um semiconductor	29
Figura 8. Células, módulos e arranjos fotovoltaicos	30
Figura 9. Esquema de um módulo fotovoltaico com destaque dos principais componentes	30
Figura 10. Células ligadas em série, suas tensões para determinados níveis de corrente	31
Figura 11. Curva I-V e P-V de saída para um módulo fotovoltaico	32
Figura 12. Influência da irradiância solar na operação do módulo fotovoltaico	33
Figura 13. Influência da irradiância na potência fornecida pelo módulo fotovoltaico	33
Figura 14. Influência da temperatura na tensão elétrica do módulo fotovoltaico	34
Figura 15. Influência da temperatura na potência fornecida pelo módulo fotovoltaico	34
Figura 16. Corte transversal de um coletor solar híbrido PVT básico	35
Figura 17. Corte transversal dos coletores PVT a ar mais comuns	36
Figura 18. Corte transversal dos coletores PVT a água mais comuns	36
Figura 19. Corte transversal do coletor híbrido PVT placa e tubos	37
Figura 20. Corte transversal do coletor híbrido PVT de canais	37
Figura 21. Corte transversal do coletor híbrido PVT de escoamento livre	38
Figura 22. Corte transversal do coletor híbrido PVT com duas superfícies absorvedoras	39
Figura 23. Seção transversal do sistema PVT (a) com canal de ar de 15 cm e (b) com uma folha metálica	40
Figura 24. Vista frontal de um sistema PVT com circulação natural	42
Figura 25. Coletor PVT real com tubos em serpentinas (esquerda) e coletor PVT com tubos retilíneos utilizado nos modelos numéricos (direita)	43
Figura 26. Coletor BIPVT	44
Figura 27. Detalhe de uma calha em V de um BIPVTC	44
Figura 28. Visão global do sistema híbrido com destaque nos quatro principais elementos	45
Figura 29. Sistema híbrido PVT	46
Figura 30. Célula FV Q6LMXP3-G3	48
Figura 31. Curva característica I-V da célula em estudo	49
Figura 32. Curva característica P-V da célula em estudo	49
Figura 33. Curva característica da potência em função da irradiância solar e a curva de tendência	51
Figura 34. Rede de resistência térmica de transferência de calor através de uma parede plana submetida à convecção em ambos os lados e a analogia elétrica.	55
Figura 35. Esquema do Modelo Térmico 1	56

Figura 36. Diagrama de resistências do Modelo Térmico 1	57
Figura 37. Diagrama de resistências e balanço de energia do Modelo Térmico 1	58
Figura 38. Esquema do Modelo Térmico 2	61
Figura 39. Diagrama de resistências do Modelo Térmico 2	62
Figura 40. Diagrama de resistências e balanço de energia do Modelo Térmico 2	63
Figura 41. Projeto de construção do Protótipo 1	67
Figura 42. Corte transversal do Protótipo 1	67
Figura 43. Etapas de fabricação do Protótipo 1	68
Figura 44. Pontos de vazamento da camada vidro-vidro	69
Figura 45. Sistema composto pelo Protótipo 1	70
Figura 46. Projeto de construção do Protótipo 2	71
Figura 47. Corte transversal do Protótipo 2	71
Figura 48. Sistema composto pelo Protótipo 2	72
Figura 49. Etapas de fabricação do Protótipo 2	72
Figura 50. Pontos de vazamento na camada placa de cobre/vidro	73
Figura 51. Protótipo 1 sem a camada vidro/vidro	73
Figura 52. Simulador Solar CT300AAA-TP com detalhe do traçador de curva I-V	74
Figura 53. Arduino® UNO	75
Figura 54. Esquema do circuito do sistema de aquisição de dados	76
Figura 55. Termômetro IR Visual e o detalhe do mapa de calor de uma célula FV	76
Figura 56. Temperatura da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância e temperatura ambiente variáveis	81
Figura 57. Potência de saída da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis	83
Figura 58. Rendimento da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis	85
Figura 59. Temperatura da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C	88
Figura 60. Potência de saída da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C	91
Figura 61. Rendimento elétrico da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C	93
Figura 62. Temperatura de saída da água em função da radiação solar e temperatura ambiente à uma temperatura de entrada de (a) 20°C e (b) 25°C	95
Figura 63. Temperatura da célula fotovoltaica em função da irradiância solar	98
Figura 64. Mapa de calor da célula FV para temperatura ambiente de 30°C e irradiância de (a) 400W/m ² , (b) 600W/m ² , (c) 800W/m ² e (d) 1000W/m ²	99
Figura 65. Mapa de calor da célula FV para temperatura ambiente de 35°C e irradiância de (a) 400W/m ² , (b) 600W/m ² , (c) 800W/m ² e (d) 1000W/m ²	99
Figura 66. Tensão de circuito aberto em função da irradiância solar	100
Figura 67. Comportamento da temperatura de superfície da célula FV com arrefecimento	102
Figura 68. Mapa de calor do sistema PVT para temperatura ambiente de 30°C e irradiância de (a) 400W/m ² , (b) 600W/m ² , (c) 800W/m ² e (d) 1000W/m ²	103
Figura 69. Variação da tensão de circuito aberto da célula com arrefecimento	104
Figura 70. Comportamento do sistema PVT com e sem o sistema de arrefecimento ..	105

Figura 71. Temperatura de (a) entrada e (b) saída da água utilizada como fluido resfriador.....	106
Figura 72. Escoamentos movidos pelo empuxo em placas horizontais com face superior quente	122
Figura 73. Escoamentos movidos pelo empuxo em placas horizontais com face superior fria.....	122
Figura 74. Curva característica temperatura versus condutividade térmica do ar e sua curva de tendência	123
Figura 75. Curva característica temperatura versus viscosidade cinemática do ar e sua curva de tendência	125
Figura 76. Curva característica temperatura versus número de Prandtl do ar e sua curva de tendência	126
Figura 77. Curva característica temperatura versus condutividade térmica da água e sua curva de tendência	130
Figura 78. Curva característica temperatura versus densidade da água e sua curva de tendência.....	132
Figura 79. Curva característica temperatura versus viscosidade dinâmica da água e sua curva de tendência	132
Figura 80. Curva característica temperatura versus número de Prandtl da água e sua curva de tendência	134
Figura 81. Diagrama de blocos do sistema de aquisição de dados no software LabVIEW®	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Influência da irradiância solar na potência gerada pela célula FV	50
Tabela 2. Potência elétrica gerada pela célula para cada condição de temperatura de entrada da água	89
Tabela 3. Rendimento elétrico da célula para cada condição de temperatura de entrada da água	92
Tabela 4. Estimativa da potência e rendimento elétrico da célula FV em estudo	101
Tabela 5. Estimativa do desempenho térmico e elétrico estimado do sistema PVT	107
Tabela 6. Comparativo da temperatura de superfície da célula, em °C, obtidos na simulação e no ensaio	108
Tabela 7. Comparativo da potência elétrica gerada pela célula, em W, obtidos na simulação e no ensaio	108
Tabela 8. Comparativo do rendimento elétrico da célula, em %, obtidos na simulação e no ensaio	109
Tabela 9. Comparativo da temperatura de superfície do sistema PVT, em °C, obtidos na simulação e no ensaio	109
Tabela 10. Comparativo da potência elétrica gerada pelos sistema PVT, em W, obtidos na simulação e no ensaio	110
Tabela 11. Comparativo do rendimento elétrico do sistema PVT, em %, obtidos na simulação e no ensaio	110

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

LETRAS LATINAS

A_c - Área do coletor

A_{cell} - Área da célula fotovoltaica

A_{duto} - Área do duto

c_p - Calor específico do fluido

D_h - Diâmetro hidráulico

E_{el} - Conversão da energia solar em energia elétrica

$E_{el} [T_{cell}, S_{solar}]$ - Conversão da energia solar em energia elétrica em função da temperatura da célula e da irradiância solar

\dot{E}_{ent} - Taxa de energia total na entrada do sistema

\dot{E}_{sai} - Taxa de energia total na saída do sistema

$E_{sistema}$ - Mudança de energia do sistema

g - Aceleração gravitacional

Gr_L - Número de Grashof;

H - Altura do duto

h - Coeficiente de transferência de calor por convecção

$h_{água}$ - Coeficiente de transferência de calor por convecção da água

$h_{água} [T_{cell}, T_{ent}]$ - Coeficiente de transferência de calor por convecção da água em função da temperatura da célula e da temperatura de entrada da água

h_{ar} - Coeficiente de transferência de calor por convecção do ar

$h_{ar} [T_{cell}, T_{amb}]$ - Coeficiente de transferência de calor por convecção do ar em função da temperatura da célula e da temperatura ambiente

I_{MPP} - Corrente elétrica no ponto de máxima potência

I_{SC} - Corrente elétrica de curto-circuito

k - Condutividade térmica

$k_{água}$ - Condutividade térmica da água

k_{ar} - Condutividade térmica do ar

L - Largura do duto

L_c - Comprimento característico

\dot{m} - Vazão mássica de um fluido

n - Número de células

Nu - Número de Nusselt para convecção natural

\overline{Nu}_L - Número de Nusselt para escoamento turbulento completamente desenvolvido em superfícies lisas

P' - Potência produzida pela célula FV em função da temperatura da célula

P'' - Potência produzida pela célula FV em função da irradiância solar

P_{cell} - Potência produzida pela célula FV em função da temperatura da célula e da irradiância solar

Pe - Perímetro do duto

Pe_{cell} - Perímetro da célula FV

P_{MPP} - Potência máxima produzida

$Pr_{\text{água}}$ - Número de Prandtl da água

Pr_{ar} - Número de Prandtl do ar

P_u - Potência útil transferida ao fluido de trabalho

q - Taxa líquida de saída de entalpia para um gás ideal ou de saída de energia térmica para um líquido incompressível

q' - Taxa de calor

q'_{conv} - Fluxo de calor por convecção entre a placa de cobre e o fluido do trocador de calor

q_{cond} - Taxa de transferência de calor por condução

q'_{cond} - Fluxo de calor por condução entre a célula FV e a placa de cobre

q_{conv} - Taxa de transferência de calor por convecção

q''_{conv} - Taxa de transferência de calor por convecção forçada

$q_{conv} [T_{cell}, T_{amb}]$ - Taxa de transferência de calor por convecção em função da temperatura da célula FV e da temperatura ambiente

$q''_{conv} [T_{cell}, T_{ent}]$ - Taxa de transferência de calor por convecção forçada em função da temperatura da célula FV e da temperatura de entrada da água

q_{rad} - Taxa de transferência de calor por radiação

$q_{\text{rad}} [T_{\text{cell}}, T_{\text{amb}}]$ - Taxa de transferência de calor por radiação em função da temperatura da célula e da temperatura ambiente

R - Resistência térmica

R^2 - Coeficiente de determinação

Ra_L - Número de Rayleigh

Re - Número de Reynolds

R_{rad} - Resistência térmica de radiação

R_{conv} - Resistência térmica de convecção natural entre a superfície superior da célula e o ambiente

$R_{\text{conv}1}$ - Resistência de convecção forçada do fluido no interior do trocador de calor

R_{cond} - Resistência de condução entre a superfície superior e inferior da célula

$R_{\text{cond}1}$ - Resistência de condução entre a face anterior e posterior da placa de cobre

S - Irradiância solar global

S_{solar} - Irradiância solar incidente sobre a placa

T'_f - Temperatura de película, em °C

T_{amb} - Temperatura ambiente

T_{cell} - Temperatura da superfície da célula

$T_{\text{cell,inf}}$ - Temperatura da superfície inferior dessa célula

$T_{\text{cell,sup}}$ - Temperatura da superfície superior da célula

$T_{\text{céu}}$ - Temperatura efetiva do céu

T_{cobre} - Temperatura da placa de cobre

$T_{\text{cobre,inf}}$ - Temperatura da superfície posterior da placa de cobre

$T_{\text{cobre,sup}}$ - Temperatura da superfície anterior da placa de cobre

T_{ent} - Temperatura de entrada da água

T_f - Temperatura de película, em K

T_m - Temperatura média da água, em K

T'_m - Temperatura média da água, em °C

T_s - Temperatura da superfície

T_{sai} - Temperatura de saída da água

T_{∞} - Temperatura do fluido em repouso longe da superfície

T_1 - Temperatura após a resistência térmica

T_2 - Temperatura antes da resistência térmica
 V - Velocidade a montante
 V_{MPP} - Tensão elétrica no ponto de máxima potência
 V_{OC} - Tensão elétrica de circuito aberto
 y - Espessura por onde o fluxo térmico percorre

LETRAS GREGAS

μ - Viscosidade dinâmica
 $\mu_{\text{água}}$ - Viscosidade dinâmica da água
 \emptyset - Vazão do fluido
 β - Coeficiente de expansão volumétrica
 ΔT - Gradiente de temperatura
 ε - Emissividade da superfície
 $\varepsilon_{\text{cell}}$ - Emissividade da célula
 η_{cell} - Rendimento elétrico da célula FV
 η_e - Rendimento elétrico
 η_t - Rendimento térmico do coletor híbrido em estudo
 ν - Viscosidade cinemática do fluido
 ν_{ar} - Viscosidade cinemática do ar
 ρ - Densidade do fluido
 $\rho_{\text{água}}$ - Densidade da água
 σ - Constante de Stefan-Boltzmann
 τ - Coeficiente de transmissividade
 r - Coeficiente de refletividade
 α - Coeficiente de absortividade

SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BIPVT - *Building Integrated Photovoltaic/Thermal* (Coletor solar fotovoltaico/térmico integrado à edificação)

BIPVTC - *Photovoltaic/Thermal Solar Concentrator for Building Integration* (Concentrador solar fotovoltaico/térmico integrado à edificação)

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DASOL - Departamento Nacional de Aquecimento Solar

FF - Fator de Forma

FV - Fotovoltaica

GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar

IR - *Infra-Red* (Infravermelho)

I-V - Corrente elétrica *versus* Tensão elétrica

LabVIEW® - *Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench* (Bancada de trabalho do laboratório virtual da engenharia de instrumentação)

MPP - Ponto de máxima potência

MT1 - Modelo Térmico 1

MT2 - Modelo Térmico 2

NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature* (Temperatura nominal de operação da célula)

NTC - *Negative Temperature Coefficient* (Coeficiente de Temperatura Negativa)

P1 - Protótipo 1

P2 - Protótipo 2

PET - *Photo Emission Tech*

P-V – Potência elétrica *versus* Tensão elétrica

PVC - *Polyvinyl chloride* (Policloreto de polivinila)

PVT - *Photovoltaic-Thermal* (Fotovoltaico-Térmico)

STC - *Standard Test Conditions* (Condições de teste padrão)

UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Objetivos	24
1.1.1	OBJETIVO GERAL	24
1.1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
2	REVISÃO DA LITERATURA	25
2.1	Conversão solar térmica	25
2.2	Conversão solar fotovoltaica	28
2.3	Coletor solar híbrido fotovoltaico-térmico - PVT	35
2.4	Evolução da tecnologia híbrida PVT	39
3	MATERIAIS E MÉTODOS	48
3.1	Características da célula fotovoltaica	48
3.2	Modelos térmicos	52
3.2.1	MODELO TÉRMICO 1 - SEM VIDRO E SEM TROCADOR DE CALOR....	56
3.2.2	MODELO TÉRMICO 2 - SEM VIDRO E COM TROCADOR DE CALOR...	60
3.3	Confeção dos coletores solares PVT água e ar	66
3.3.1	COLETOR PVT PLACA E TUBOS – PROTÓTIPO 1	66
3.3.2	COLETOR PVT COM DUAS SUPERFÍCIES ABSORVEDORAS – PROTÓTIPO 2	70
3.4	Montagem da bancada de testes	74
3.5	Determinação dos parâmetros de desempenho dos coletores híbridos	77
3.5.1	DESEMPENHO ELÉTRICO	77
3.5.2	DESEMPENHO TÉRMICO.....	78
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	80
4.1	Análise da simulação do Modelo Térmico 1	80
4.2	Análise da simulação do Modelo Térmico 2	87
4.3	Análise experimental dos sistemas propostos	96
4.3.1	ENSAIO DA CÉLULA FV	97
4.3.2	ENSAIO DO PROTÓTIPO 1	102
4.4	Comparação dos resultados experimentais com os resultados simulados	107

5 CONCLUSÃO	112
5.1 Sugestões para trabalhos futuros	113
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
ANEXO I	121
APÊNDICE I	122
APÊNDICE II	127
APÊNDICE III	130
APÊNDICE IV	135
APÊNDICE V	140

1 INTRODUÇÃO

A energia é considerada a essência da economia moderna e está diretamente relacionada ao crescimento econômico e ao desenvolvimento tecnológico. Ao longo das últimas décadas, observou-se que o consumo energético mundial tem apresentado uma elevada ascensão, principalmente devido ao aumento populacional e ao crescimento econômico. Em contrapartida, a redução da oferta de combustíveis fósseis, que é a principal fonte de energia existente, bem como o avanço dos índices de poluição ambiental, capaz de proporcionar o desequilíbrio ecológico que perturba diretamente os ecossistemas, resultaram em preocupações relacionadas à oferta mundial de energia.

Logo, a fim de permitir que as fontes de energia acompanhem a evolução da demanda energética ao longo dos últimos e dos próximos anos, sem que haja riscos de esgotamento e degradação ao meio ambiente, diversas pesquisas, que permitem a utilização de fontes alternativas de energia, que sejam menos poluentes, renováveis e que causem menor impacto ambiental, têm sido buscadas visando minimizar estes problemas.

Dentre as diversas fontes alternativas de energia, a energia solar tem se destacado por ser um recurso abundante, limpo e por possuir um grande potencial a ser explorado. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2008), no Plano Nacional de Energia 2030, a irradiação de energia solar por ano na superfície da Terra é suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia no mundo. Contudo essa radiação não atinge toda a crosta da terra uniformemente, o que afeta diretamente na sua captação eficiente em todo o globo.

O Brasil, devido ao seu posicionamento geográfico próximo à linha do Equador, é favorável a receber elevados índices de radiação e tem capacidade de tornar-se uma referência mundial no aproveitamento do recurso solar. Conforme a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG, 2012), todas as regiões do território brasileiro apresentam potenciais de aproveitamento da energia solar superiores aos da maioria da União Europeia, onde os incentivos ao uso da energia solar são amplamente disseminados. Realizando um comparativo, a energia solar incidente (insolação) no Brasil varia entre 4 kWh/m².dia, registrada em cidades da região Sul, e 6,5 kWh/m².dia, medida no interior do Nordeste, enquanto que, por exemplo, na Alemanha, um dos países em que mais se usa a energia solar fotovoltaica (FV) no mundo, as maiores insolações registradas estão em cerca de 3,5kWh/m².dia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Através da radiação solar global é possível haver a captação térmica, responsável pela conversão solar térmica e o aquecimento solar passivo, e a captação fotônica, capaz de realizar a conversão fotovoltaica e a conversão fotoquímica. É plausível apontar como principais formas de aproveitamento da energia solar no Brasil, a conversão solar térmica, que é a forma mais simples e direta de aproveitamento de energia do Sol através da absorção do calor transmitido pela radiação solar infravermelha, sendo utilizado principalmente no aquecimento de água de baixa concentração; e a conversão solar fotovoltaica, por meio do efeito fotovoltaico, no qual os componentes luminosos da energia solar (fótons) incidem sobre as células solares fotovoltaicas construídas com materiais semicondutores, que resultam na produção de energia elétrica de forma direta. Em ambas as formas de aproveitamento não há emissão de gases que causam danos ao meio ambiente (LAMBERTS, *et al.*, 2010).

Apesar de ambos os sistemas de conversão utilizarem “placas solares” para captar a energia do sol e transformá-la em trabalho, a diferença mais significativa entre os sistemas térmico e fotovoltaico, além dos sistemas térmicos produzirem calor e os sistemas fotovoltaicos produzirem eletricidade, está no fato da tecnologia térmica possuir, especificamente no Brasil, a quinta maior área de coletores solares para aquecimento de água instalados no mundo, ao passo que a tecnologia fotovoltaica busca incentivos governamentais expressivos para o desenvolvimento desse mercado no território brasileiro (MAUTHNER; WEISS; SPÖRK-DÜR, 2015).

A principal discrepância observada na disseminação dessas duas tecnologias é influenciada pelo tempo de retorno do investimento do alto custo de implantação de cada um dos sistemas. Este fator está diretamente relacionado com a eficiência de transformação da energia solar em trabalho útil pelas características do tipo de placa solar utilizado em cada uma das tecnologias.

CEMIG (2012) demonstra que os coletores térmicos se tornam economicamente viáveis para os consumidores residenciais que substituem e/ou complementam a energia elétrica pela energia solar para o aquecimento de água, pois, de acordo com o Departamento Nacional de Aquecimento Solar (DASOL, 2015), o tempo de retorno do investimento inicial é de aproximadamente dois anos a depender do perfil de uso dos seus usuários, se for considerada apenas a redução da conta de luz ou água de uma residência utilizando como indicador cinco banhos ao dia. Isto porque o processo de transferência de energia térmica ocorre com baixas perdas e, conseqüentemente, com uma boa eficiência.

Em contrapartida, Montezano (2013) justifica que os sistemas fotovoltaicos ainda apresentam rendimentos considerados baixos devido ao fato da maior parte da radiação solar que é absorvida pela placa, denominado módulo fotovoltaico, não ser convertida em eletricidade, ou seja, as células que compõem o módulo, conhecidas como células fotovoltaicas utilizam apenas uma pequena fração da radiação solar incidente para produzir eletricidade e o restante é transformado em calor, que é absorvido principalmente pelas próprias células.

A absorção de calor pelas células FV, assim como a radiação solar que atinge os painéis fotovoltaicos, influenciam no funcionamento da tecnologia fotovoltaica. Villalva e Gazoli (2012) esclarecem que enquanto o aumento da radiação solar eleva a potência fornecida pelo painel FV, o aumento da temperatura diminui a potência fornecida pelo módulo. Desta forma, é possível afirmar que o aumento da temperatura de trabalho das células FV oriundo da absorção do calor reduz a eficiência dos painéis fotovoltaicos e, segundo Almeida (2008), essa redução está em torno de 3% e 6% para cada grau de temperatura acrescido pela absorção do calor.

Por isso, torna-se necessário pesquisar formas de melhorar o desempenho dos processos de conversão da tecnologia fotovoltaica, de modo a proporcionar uma maior eficiência e aumentar sua competitividade no mercado nacional. Uma maneira de alcançar esse objetivo é disseminar uma terceira tipologia dentre as formas de aproveitamento de energia solar no Brasil, a tecnologia híbrida, que é capaz de combinar as duas tecnologias de maior destaque no país, a térmica e a fotovoltaica, em um único coletor. Os coletores solares híbridos fotovoltaico e térmico (PVT – *Photovoltaic-Thermal*) são compostos por células fotovoltaicas acopladas a um equipamento de extração de calor, responsável pelo arrefecimento dessas células. Por aproveitar o potencial térmico do coletor solar, esse tipo de coletor híbrido pode ser considerado um sistema de cogeração de energia.

Logo, é possível afirmar que os coletores solares híbridos PVT são capazes de converter simultaneamente a radiação solar em eletricidade e calor. Assim, pode-se utilizar uma fração da radiação solar para produzir eletricidade através das células fotovoltaicas e o restante pode ser utilizado para aquecer um fluido, que também é responsável pelo resfriamento das células aquecidas pelo calor proveniente do Sol. Esse tipo de coletor também torna-se útil para locais onde a área do telhado é reduzida, pois, devido à sua estrutura compacta, é capaz de gerar maior quantidade de energia por metro quadrado do que um sistema separado, quando se somam as energias elétrica e térmica produzidas.

Além disso, existem as células fotovoltaicas com concentração que são beneficiadas com essa tecnologia, pois aumentam sua eficiência e previnem a degradação das células pela temperatura excessiva, conforme Corrêa (2013).

Apesar de ser um sistema eficiente, de ampla aplicabilidade e, principalmente, de fácil adaptação, no Brasil, as pesquisas que envolvem esses coletores solares híbridos PVT ainda não estão consolidadas e também não se conhecem estudos realizados especificamente para a Região Nordeste.

Diante do exposto, o estudo aqui apresentado se propõe a realizar adaptações em uma célula FV comercial de silício monocristalino com o intuito de melhorar o desempenho dessa célula a partir do arrefecimento da célula fotovoltaica utilizando a água como fluido de resfriamento. O arranjo proposto terá a energia elétrica como principal produto final, e o aquecimento da água, como um subproduto. Dessa maneira é admissível classificá-lo como um coletor solar híbrido PVT ou simplesmente coletor PVT.

É importante frisar que a escolha da energia elétrica como produto principal dos coletores PVT, apesar do seu custo de implantação ser mais elevado e o tempo de retorno de investimento ser mais longo, deve-se ao fato de que quase 50% da população da região Nordeste, local de desenvolvimento da pesquisa, não utiliza nenhum tipo de sistema de aquecimento para água (FEDRIGO; GONÇALVES; LUCAS, 2009). Além disso, o DASOL (2015) revelou que as regiões Nordeste e Norte são os menores investidores de aquecedores solares, com apenas 4,51% e 1,69% de participação, respectivamente. Isso ocorre especialmente em virtude do hábito do banho frio que a população adquiriu devido à sensação térmica de calor elevado dessas regiões. A Figura 1 retrata, graficamente, o percentual da participação das regiões brasileiras no mercado de aquecedores solares.

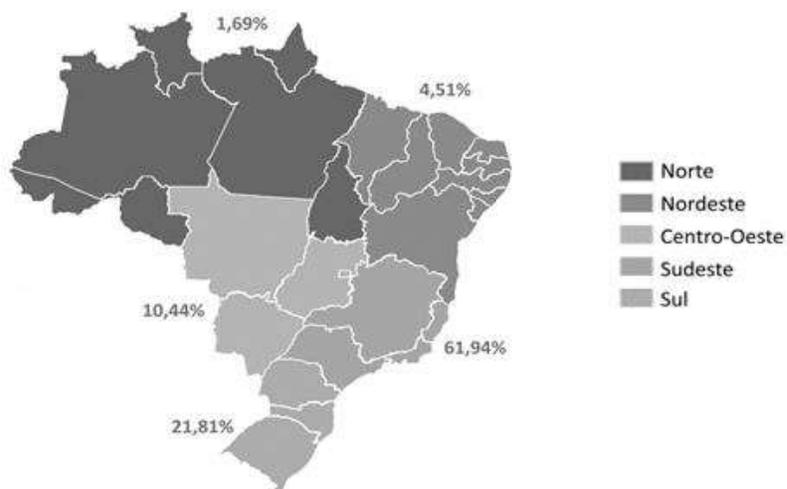


Figura 1. Vendas de aquecedores solares por região brasileira
Fonte: Adaptado do DASOL (2015)

Agregado ao baixo uso de sistemas de aquecimento de água, verifica-se que há um elevado consumo de eletricidade para a refrigeração na Região Nordeste, o que pode ser observado na Figura 2, que retrata a divisão do consumo de energia elétrica em função de sua utilização final, nas residências da região de estudo. Fedrigo, Gonçalves e Lucas (2009) justificam esse evento pelo fato da Região Nordeste apresentar altos índices de radiação solar e altas temperaturas ao longo do ano.

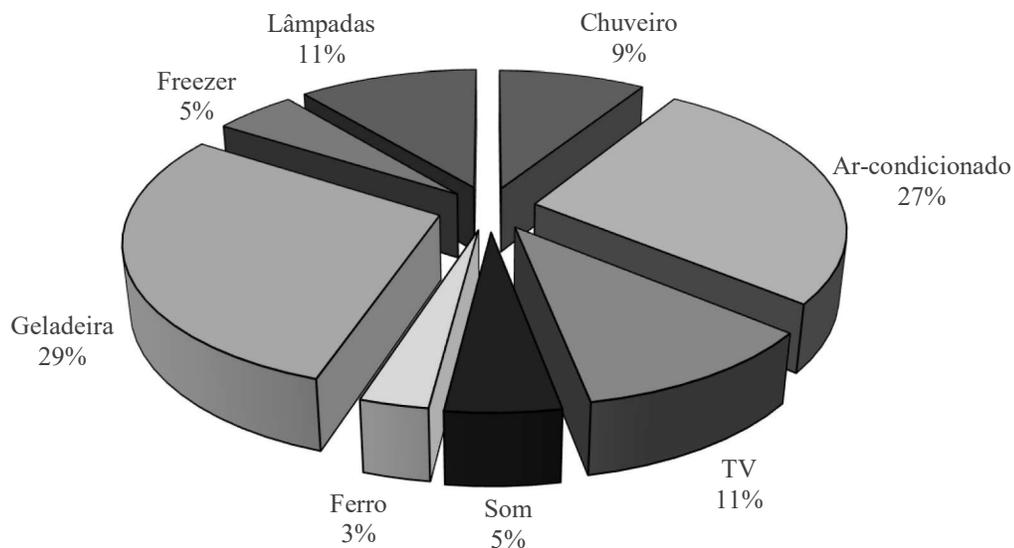


Figura 2. Perfil de consumo de eletricidade das residências da região Nordeste
Fonte: Eletrobras; Procel (2007) *apud* Lamberts, *et. al* (2010)

Por fim, o silício é utilizado por ser o semicondutor mais empregado na fabricação da célula FV comercial, em virtude de ser uma matéria-prima barata e abundante para extração, bem como devido à sua tecnologia de fabricação já estar bastante desenvolvida, apresentando uma maior penetração no mercado (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Desta forma, considerando o cenário descrito, o estudo se propõe a realizar uma análise teórica e experimental da otimização do desempenho elétrico de uma célula fotovoltaica de silício cristalino com a inserção de um sistema de arrefecimento baseado na tecnologia PVT. Tal abordagem pretende ser expandida para análise de um painel fotovoltaico, na representação modular dos sistemas de geração fotovoltaica comerciais.

A pesquisa mostra-se relevante, pois desenvolverá uma tecnologia emergente, que combina o aproveitamento elétrico e térmico da energia solar, e, que devido às suas características técnicas e operacionais, tem se destacado em diversos países, enquanto que no Brasil, apesar dos altos índices de radiação solar, ainda existem poucos registros de desenvolvimento dessa tecnologia (VIANA, 2014).

Isto posto, a dissertação busca desenvolver um modelo térmico analítico simplificado, seguido da construção de um primeiro protótipo, baseado no modelo híbrido mais utilizado comercialmente no mundo e com o mais simples projeto de construção (coletor PVT placa-tubo), e desenvolver um segundo protótipo, baseado no modelo híbrido que proporciona o melhor arrefecimento das células FV, com geometria mais complexa para fabricação (coletor PVT com duas superfícies absorvedoras), contribuindo assim, de maneira significativa, com as pesquisas nessa área.

1.1 Objetivos

1.1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do presente trabalho é analisar a otimização do desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico com a utilização de um sistema de arrefecimento baseado na tecnologia PVT.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atingir o objetivo geral, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo térmico analítico para uma célula fotovoltaica de silício cristalino;
- Elaborar um modelo térmico analítico para um sistema híbrido PVT simplificado;
- Projetar e construir o protótipo de um gerador fotovoltaico com adaptações baseadas na tecnologia solar híbrida PVT placa-tubo;
- Projetar e construir o protótipo de um gerador fotovoltaico com adaptações baseadas na tecnologia solar híbrida PVT com duas superfícies absorvedoras;
- Ensaia a célula fotovoltaica de silício cristalino;
- Ensaia os protótipos dos coletores solares híbridos PVT construídos sem a passagem de água (obtenção dos parâmetros de referência);
- Ensaia os protótipos dos coletores solares híbridos PVT construídos com a passagem de água (obtenção de parâmetros de desempenho);
- Avaliar o desempenho elétrico dos protótipos ensaiados;
- Avaliar o desempenho térmico dos protótipos ensaiados;
- Avaliar os parâmetros construtivos e operacionais, e seus impactos na melhoria do rendimento elétrico dos protótipos em estudo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Conversão solar térmica

A energia solar térmica possui uma diversificada área de aplicação, que vai muito além do processo de aquecer água, e está subdividida, de acordo com Andrade (2009), em aplicações ativas e passivas. De modo geral, a energia solar passiva está relacionada ao uso da radiação solar em aplicações de arquitetura, seja no aproveitamento da iluminação natural, seja no conforto térmico de ambientes.

No que diz respeito à energia solar ativa, a sua utilização relacionada à geração de energia elétrica; à secagem de grãos; à dessalinização da água; e ao aquecimento de água. Cada forma de aproveitamento está associada a um conjunto de tecnologias adequado à temperatura de trabalho característica.

Tanto no Brasil quanto no mundo, o aquecimento solar de água em baixa temperatura, para uso residencial e industrial, é a aplicação da energia solar térmica mais consolidada, capaz de reduzir drasticamente o consumo de energia elétrica devido à substituição dos aquecedores elétricos pelos aquecedores solares.

O princípio de funcionamento da tecnologia solar para aquecimento de água em baixa temperatura baseia-se na conversão térmica da energia do sol, por meio da absorção da radiação solar incidente em uma superfície absorvedora e da transferência da energia absorvida, sob a forma de calor, para a água que recebe a energia útil. (CIÊNCIA VIVA, 2006). A Figura 3 mostra o esquema dos raios solares (em amarelo) que incidem sobre a superfície, e que por ela são absorvidos, e a sua transformação em energia útil (representado pela cor vermelha).

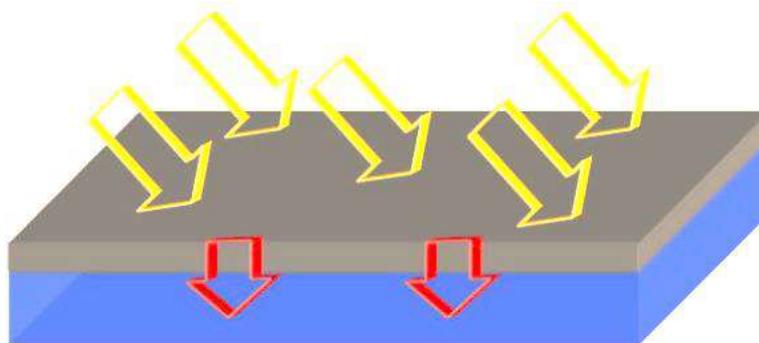


Figura 3. Esquema da conversão de energia solar em energia útil
Fonte: CIÊNCIA VIVA (2006)

A Ciência Viva (2006) ainda explica que a temperatura que a água atinge é proveniente da energia útil resultante de um balanço de energia entre a quantidade de

radiação absorvida pela superfície e as perdas térmicas existentes durante o processo de transferência de calor. Logo, a energia útil, bem como a temperatura, aumenta à medida em que se eleva a radiação absorvida pela superfície absorvedora e se diminuem as perdas térmicas do sistema.

Bezerra (2001) explica que, além da quantidade de radiação solar que atinge a superfície absorvedora, a característica do material exposto ao sol, e responsável pela absorção da radiação, é fundamental para determinar a quantidade de energia útil obtida. Os fatores que influenciam no comportamento dos materiais sob a ação da luz solar, são os coeficientes de transmissividade (τ), refletividade (r) e absorvidade (α). Conforme é detalhado por Incropera *et al.* (2008), esses fatores tratam-se de propriedades que quantificam a fração da radiação incidente que é transpassada, refletida e absorvida por uma superfície, respectivamente, e estão diretamente inter-relacionadas, conforme é expresso na Equação 1.

$$\tau + r + \alpha = 1 \quad (1)$$

No que diz respeito às perdas térmicas existentes na conversão solar térmica, essas podem ocorrer durante os processos de transferência de calor. Logo, é possível afirmar que as perdas podem ocorrer por meio da condução, convecção ou radiação. A Figura 4 esquematiza os três modos de transferência de calor e, conseqüentemente, de perdas térmicas.

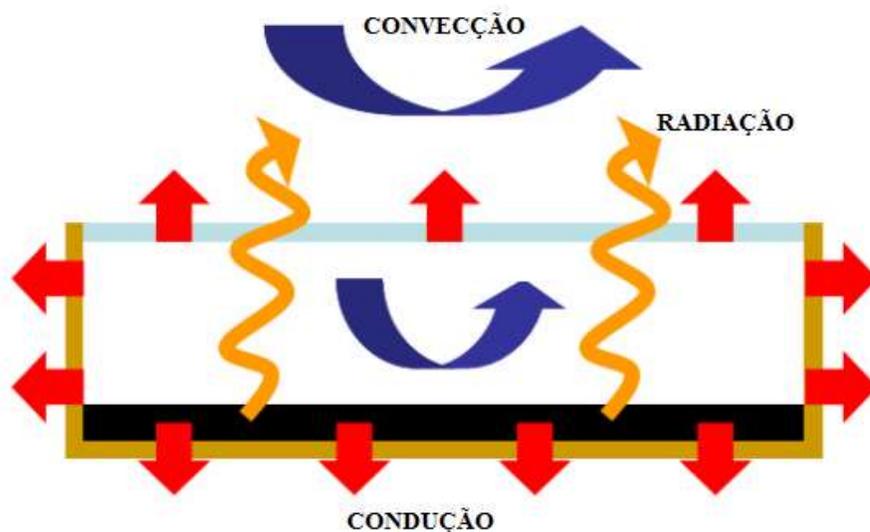


Figura 4. Esquema dos modos de transferência de calor
Fonte: Adaptado de CIÊNCIA VIVA (2006)

Incropera *et al.* (2008) conceitua a condução como o calor que se propaga através de superfícies; a convecção se refere ao calor difundido entre uma superfície e um fluido

em movimento quando eles estiverem a diferentes temperaturas; e, por fim, a radiação é caracterizada pelo calor espalhado por meio da emissão de energia na forma de ondas eletromagnéticas a partir de superfícies.

Conforme é recomendado por Ciência Viva (2006), as perdas térmicas por condução podem ser reduzidas utilizando isolantes térmicos ao redor do sistema de captação solar, conhecido como coletor solar na conversão solar térmica, ou através da redução da área superficial por onde ocorrem as perdas térmicas, como é o caso dos concentradores solares. Com relação às perdas térmicas por convecção, essas podem ser diminuídas através da limitação do escoamento do fluido sobre a superfície absorvedora. Finalmente, as perdas térmicas por radiação podem ser minimizadas através da utilização de uma cobertura transparente acima da superfície absorvedora, como o vidro, que apresenta uma elevada transmissividade no espectro da radiação solar (pequenos comprimentos de onda), e uma baixa transmissividade para comprimentos de onda maiores, como o infravermelho emitido pela superfície absorvedora, como mostra o gráfico da Figura 5(a). Essa característica do vidro permite a criação do efeito estufa, esquematicamente ilustrado na Figura 5(b).

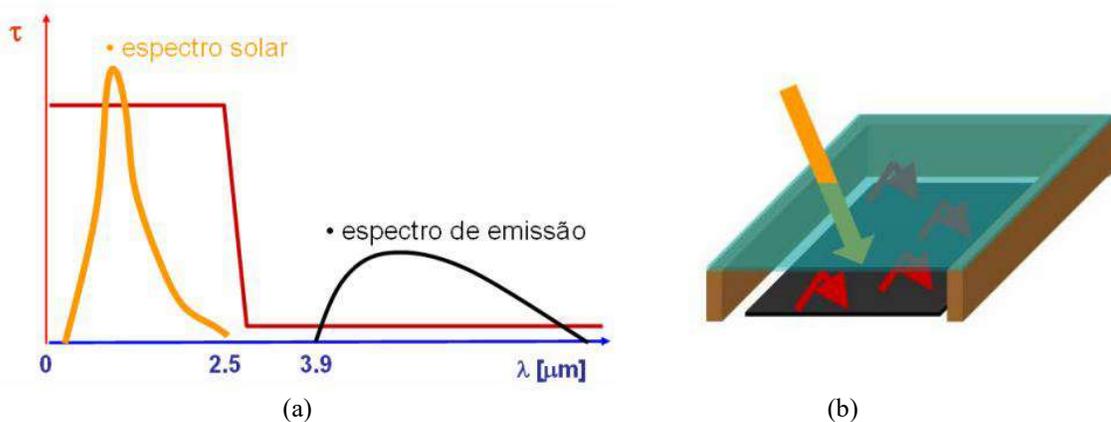


Figura 5. Comportamento (a) gráfico e (b) esquemático do vidro no processo do efeito estufa
Fonte: CIÊNCIA VIVA (2006)

Tradicionalmente, o sistema de aquecimento solar de água tem como superfície absorvedora o coletor solar, que é conceituado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) como um dispositivo capaz de absorver radiação solar incidente e transferi-la para um fluido de trabalho através de energia térmica. Tais coletores podem ser classificados como aberto ou fechado (ABNT NBR 15569, 2008). Em virtude do melhor suporte estrutural que proporciona ao sistema, o coletor solar do tipo fechado será o modelo utilizado no estudo e por isso será detalhado no presente tópico.

Guerra (2012) explica que o coletor solar fechado é composto por uma caixa externa, que tem a função de suporte do sistema; pelo isolamento térmico, que serve para reduzir as perdas por condução; pelos tubos, que proporcionam o deslocamento do fluido que recebe a energia útil (no caso do presente trabalho, a água); pelas placas absorvedoras ou aletas, que absorvem e transferem a energia solar para a água; pela tinta preta fosca, que é utilizada para pintar as aletas e permitir uma maior absorvidade da superfície; pela cobertura transparente, que permite a redução das perdas por radiação; e, por fim, pela vedação, que permite isolar o sistema da umidade externa. A Figura 6 detalha um coletor solar destacando seus principais componentes.

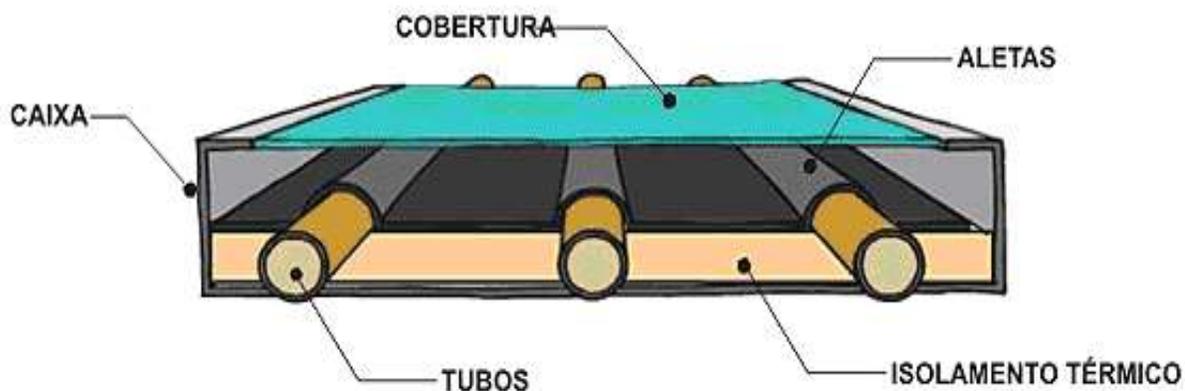


Figura 6. Componentes dos coletores solares fechados
Fonte: Soletrol (2010) *apud* GUERRA (2012)

Após a explanação sobre a conversão solar térmica, o item 2.2 versará sobre a conversão solar fotovoltaica, que também é uma das principais formas de aproveitamento da energia solar no mundo e no Brasil.

2.2 Conversão solar fotovoltaica

No sistema de conversão fotovoltaica, as células fotovoltaicas, também denominadas fotocélulas, são os elementos responsáveis pelo efeito fotovoltaico. Atualmente, existem diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas, entretanto as tecnologias mais comumente encontradas no mercado atual são as de silício cristalino e as de filme fino (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A conversão da energia solar diretamente em energia elétrica ocorre devido ao denominado efeito fotovoltaico, que acontece em alguns materiais semicondutores, que constituem uma junção PN, com capacidade de absorver a energia contida nos fótons da radiação luminosa incidente e transferir parte dessa energia para os elétrons. Tomando-se como referência o efeito fotovoltaico em uma célula de silício cristalino, amplamente

utilizada pela indústria fotovoltaica mundial, a absorção dos fótons excita pares elétron-lacuna ao longo de toda a região ativa da célula fotovoltaica, formada pela junção PN e sua vizinhança próxima. A região de absorção dos fótons dentro da região ativa é função da energia e do comprimento de onda dos fótons incidentes causando um fluxo de elétrons, que são acelerados, sob a ação do campo elétrico desde a região P até a região N do silício cristalino. Entretanto, para poder aproveitar o fluxo de elétrons de uma camada para outra, denominada de corrente fotovoltaica, é necessário haver uma ligação externa entre as duas camadas e essa corrente existirá enquanto a luz incidir sobre a célula. A Figura 7 mostra o efeito fotovoltaico em uma junção PN de um semicondutor.

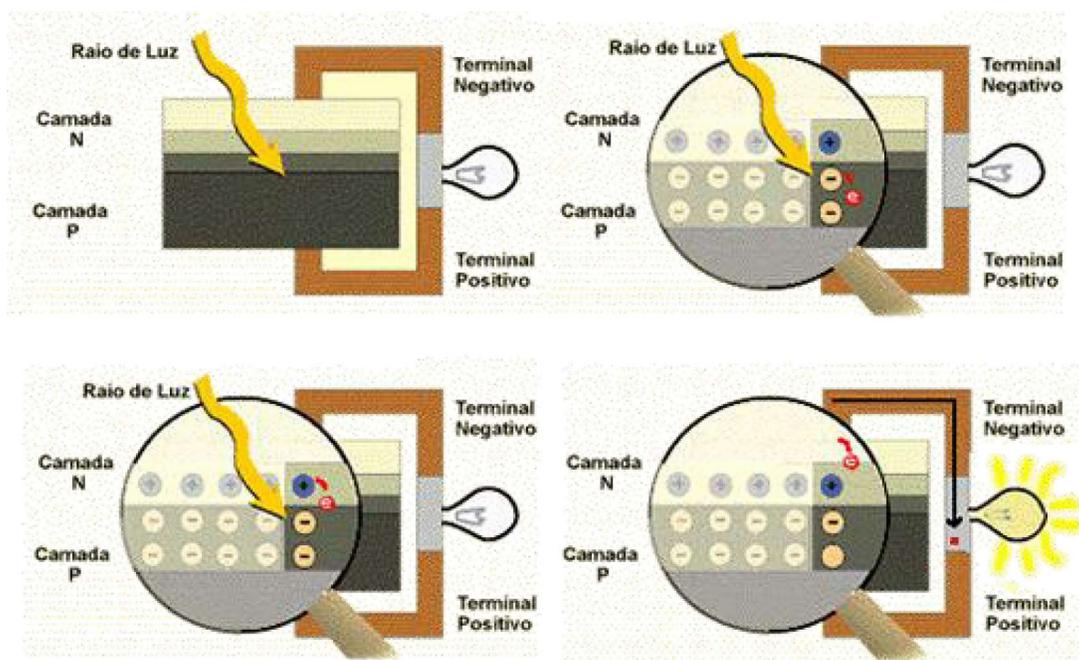


Figura 7. Efeito fotovoltaico em uma junção PN de um semicondutor

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2008)

Entretanto, existem fatores limitantes no processo da conversão da energia da luz em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. O primeiro limitador citado pelo Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES, 2004) é o espectro da radiação, que se estende em uma ampla faixa, mas apenas uma pequena parcela, com comprimentos de onda inferiores a $1,05\mu\text{m}$, são capazes de excitar os elétrons para a condução no material. Além disso, cada fóton incidente só é capaz de excitar um elétron para a condução, desta forma, para fótons com energia superior à energia necessária para excitar um elétron, haverá um excesso de energia que será convertida em calor, e ainda os fótons com energia abaixo do necessário para excitar um elétron para a condução, também terão essa energia transformada apenas em calor. Calor esse que aumenta a temperatura e reduz a eficiência da conversão fotovoltaica da célula.

É importante notar que a célula fotovoltaica é o elemento básico do sistema de conversão fotovoltaica e como sua produção de eletricidade é pequena, torna-se necessário realizar o agrupamento de várias células FV para aumentar essa produção. A esse conjunto de células FV dá-se o nome de módulo fotovoltaico, também denominado painel fotovoltaico, e a união de vários módulos permite a composição de um arranjo FV, como ilustra a Figura 8.

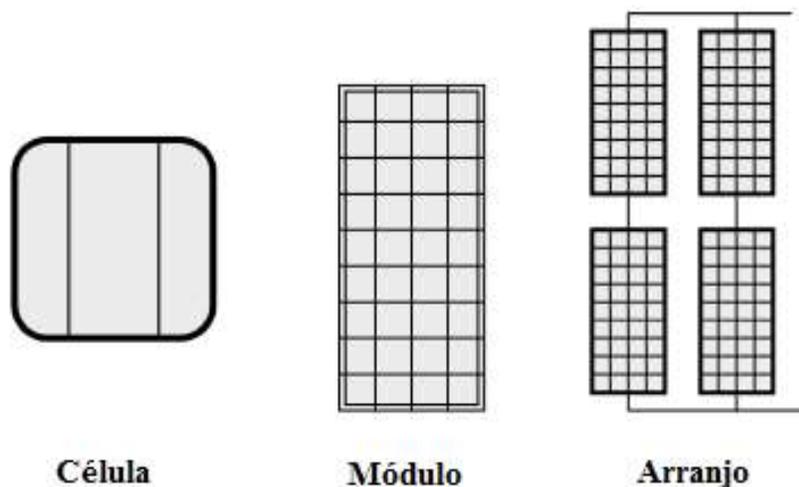


Figura 8. Células, módulos e arranjos fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de MASTERS (2004)

Como pode ser visto na Figura 8, um conjunto de células solares, devidamente interligadas e acondicionadas, dá origem ao módulo fotovoltaico, que tem sua estrutura detalhada no esquema da Figura 9.

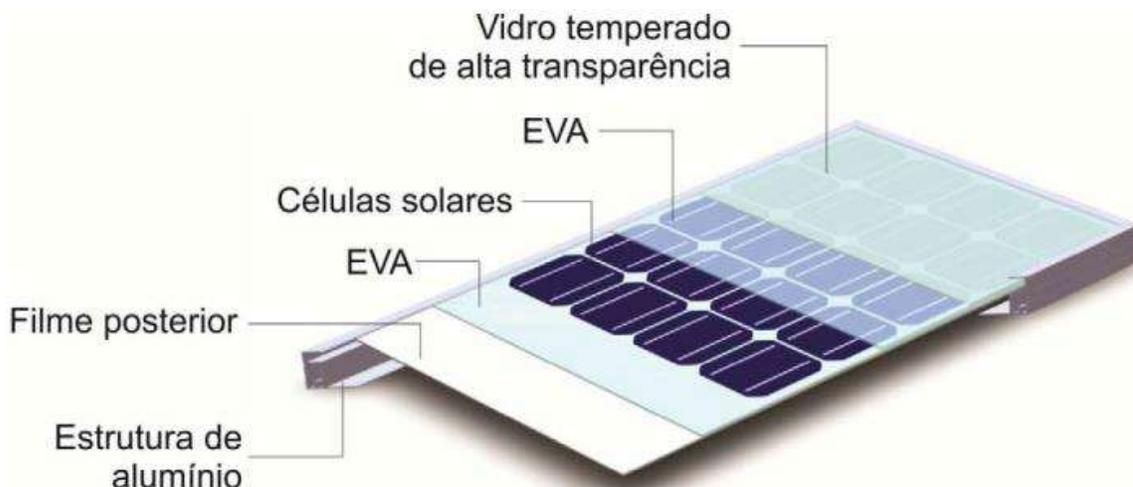


Figura 9. Esquema de um módulo fotovoltaico com destaque dos principais componentes

Fonte: PINHO; GALDINO (Org.) (2014)

Os painéis fotovoltaicos (FV) são projetados e fabricados para proporcionar uma maior tensão elétrica de saída, uma vez que a tensão elétrica de uma única célula solar é de aproximadamente 0,6V; e oferecer uma maior produção de corrente elétrica, visto que a

corrente elétrica está diretamente relacionada com a quantidade de luz recebida. Logo, quanto maior a área, maior a captação de luz e, conseqüentemente, maior a corrente elétrica fornecida. Tais fatores podem ser visualizados no gráfico da Figura 10, que mostra a comparação dos valores de tensão elétrica e corrente elétrica de uma única célula solar em comparação àquelas de módulos compostos por até 36 células fotovoltaicas.

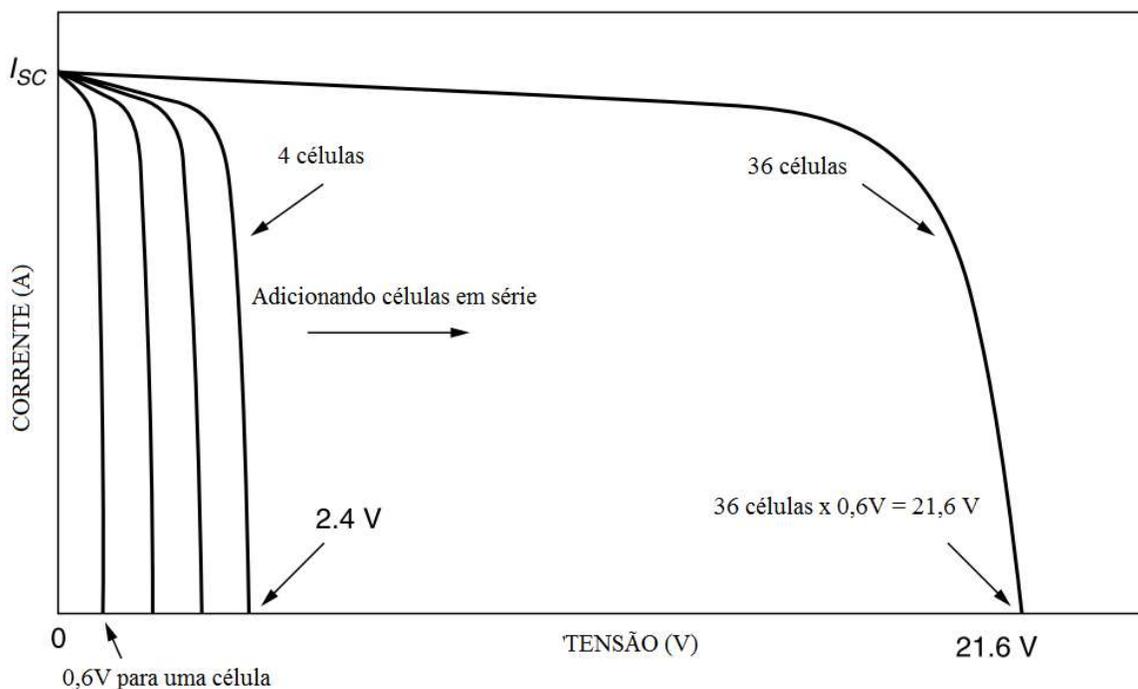


Figura 10. Células ligadas em série, suas tensões para determinados níveis de corrente

Fonte: Adaptado de MASTERS (2004)

Villalva e Gazoli (2012) explica que um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte de energia elétrica convencional, devido ao fato da tensão elétrica de saída, disponível em seus terminais, não ser constante, uma vez que depende da sua corrente elétrica, do mesmo modo que o valor da corrente elétrica depende da tensão elétrica, o que permite traçar uma curva característica relacionando tensão e corrente elétricas, sobre a qual se estabelece o ponto de operação do módulo fotovoltaico. Essa corrente e tensão elétrica geradas depende também das condições ambientais.

O gráfico da Figura 11 esboça uma curva I-V, de corrente e tensão elétricas, de um módulo fotovoltaico, bem como mostra uma curva P-V, de potência e tensão elétricas, correspondente, ilustrando como a potência elétrica disponível do módulo varia em função de sua tensão elétrica. No gráfico também são apontados importantes parâmetros elétricos, dentre os quais: corrente elétrica de curto circuito (I_{sc}), a tensão elétrica de circuito aberto (V_{oc}), a corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{MPP}), a tensão elétrica no ponto de

máxima potência (V_{MPP}), a potência máxima produzida (P_{MPP}) e ponto de máxima potência (MPP).

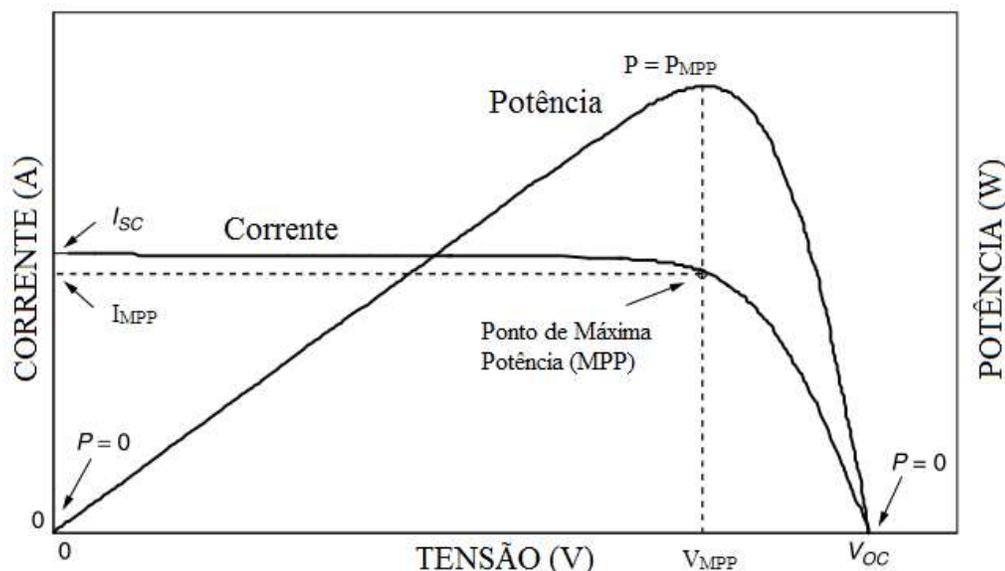


Figura 11. Curva I-V e P-V de saída para um módulo fotovoltaico.

Fonte: Adaptado de MASTERS (2004)

O ponto de máxima potência destacado no gráfico da Figura 11, é a posição na qual a produção de energia é máxima, logo, idealmente, esse é o local onde o módulo deve operar, isso considerando as condições de teste padrão (STC – *Standard Test Conditions*), isto é, com uma temperatura no módulo de 25°C e a irradiância solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$ (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Entretanto, Pinho e Galdino (2014) ressalta que a alteração dos parâmetros de irradiância incidente e sua distribuição espectral, assim como a temperatura de operação das células solares, afetam diretamente as características elétricas dos painéis FV.

A corrente elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico cresce linearmente com a intensidade de radiação solar que incide sobre as células do painel, ao passo que a tensão elétrica permanece praticamente constante para o mesmo ponto. Desse modo, o gráfico da Figura 12 mostra a influência da irradiância solar na curva característica I-V de um módulo FV com a temperatura padrão STC (25°C), enquanto que o gráfico da Figura 13 apresenta a variação da potência elétrica sob a influência da irradiância solar.

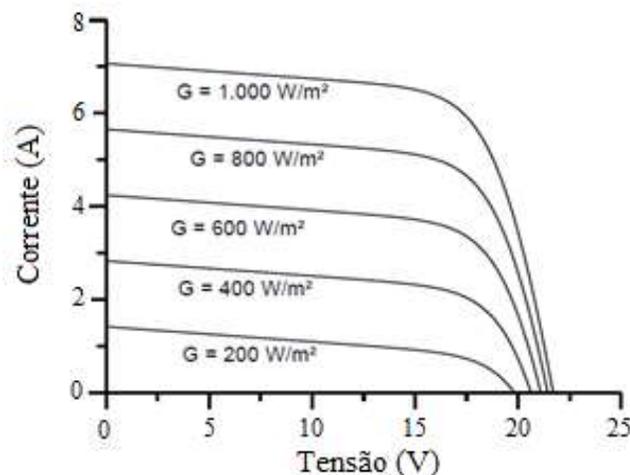


Figura 12. Influência da irradiância solar na operação do módulo fotovoltaico
Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

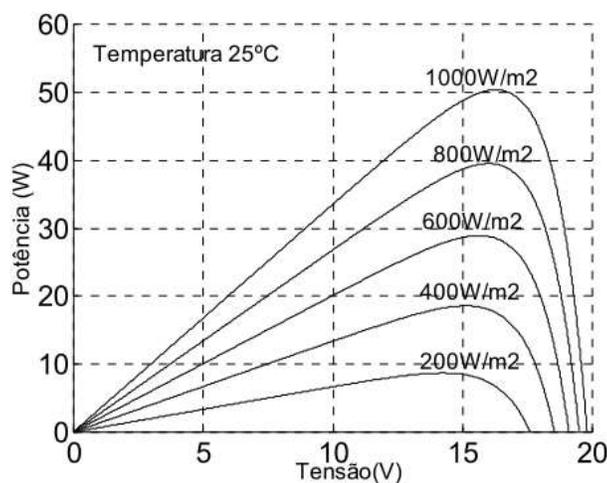


Figura 13. Influência da irradiância na potência fornecida pelo módulo fotovoltaico
Fonte: LEVA *et al.* (2004)

À medida que aumenta a irradiância incidente ou a temperatura ambiente, a temperatura das células que compõem o painel fotovoltaico também se eleva. Entretanto, uma ressalva é feita por Kermani (2008) *apud* Corrêa (2013), que explica que a não uniformidade da iluminação pode diminuir a eficiência da célula, especialmente devido à criação de pontos quentes ao longo da célula FV. Isso ocorre pois, diferentemente do efeito positivo que ocorre com o aumento da irradiância, ao elevar a temperatura, o módulo reduzirá significativamente sua tensão elétrica. Consequentemente, haverá uma redução da potência elétrica fornecida à carga, muito embora a corrente elétrica não seja afetada significativamente.

A Figura 14 mostra graficamente a influência da temperatura em uma curva característica I-V de um módulo fotovoltaico considerando a irradiância constante com seu valor STC (1000W/m²).

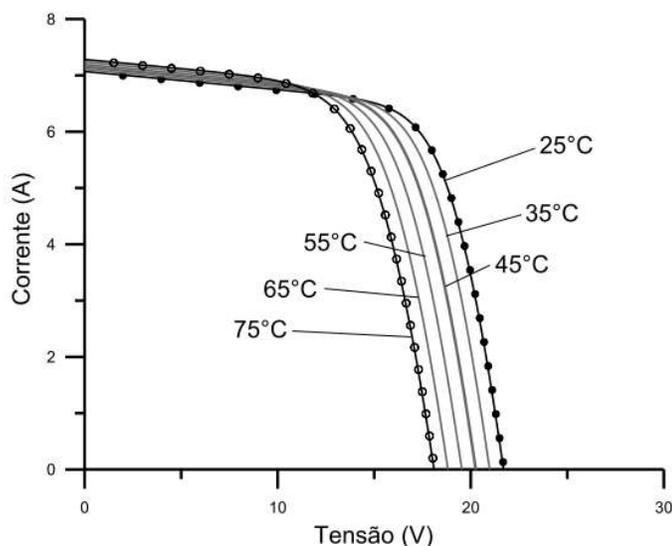


Figura 14. Influência da temperatura na tensão elétrica do módulo fotovoltaico
Fonte: PINHO; GALDINO (2014)

Como é possível observar na Figura 14, a tensão elétrica do módulo FV reduz à medida que a temperatura aumenta. Logo, observando em termos de potência elétrica, o gráfico da Figura 15 ilustra a redução que ocorre na tensão elétrica e também no ponto de máxima potência através da curva característica P-V, considerando a irradiância padrão STC ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

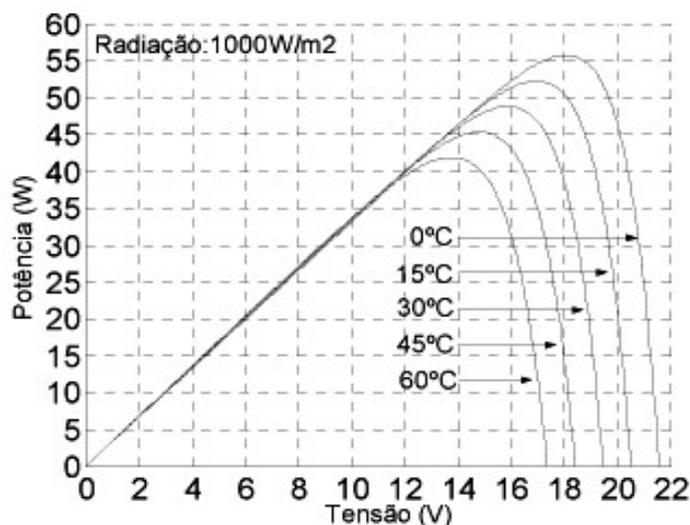


Figura 15. Influência da temperatura na potência fornecida pelo módulo fotovoltaico
Fonte: LEVA *et al.* (2004)

O fabricante Sunpower (2002) *apud* Corrêa (2013) ainda evidencia que temperaturas acima do limite estabelecido podem causar não apenas redução de potência elétrica produzida, como também danos às células, reduzindo a sua eficiência, bem como a sua vida útil. Por isso, Ho *et al.* (2010) afirma ser importante a extração da energia térmica tanto das células FV expostas diretamente ao sol, como das células acopladas a um concentrador solar, evitando assim o aumento excessivo da temperatura.

A partir do exposto, para que a potência dos módulos não caia com o aumento da irradiância, devido ao aumento exponencial da temperatura das células, Marques (2008) indica utilizar a tecnologia solar híbrida PVT, também denominada de tecnologia PVT, na qual são inseridas placas absorvedoras responsáveis pela coleta da energia térmica das células FV e também pela transmissão desta energia para um fluido removedor de calor. No item 2.3 será explicado, de maneira mais detalhada, o princípio de funcionamento dos coletores solares híbridos PVT, que são os absorvedores da radiação solar em um sistema solar híbrido PVT.

2.3 Coletor solar híbrido fotovoltaico-térmico - PVT

Segundo Chow (2010), os coletores solares híbridos são utilizados para produzir simultaneamente a energia elétrica e térmica. Estes coletores apresentam como vantagens principais a capacidade de proporcionar uma maior eficiência de conversão de energia, bem como a redução do espaço útil e do investimento inicial, se comparado com um sistema composto por um coletor solar térmico e um painel fotovoltaico separados.

Charalambous *et al.* (2007) e Almeida (2008) explicam que os coletores híbridos, também conhecidos como coletores PVT, tem um processo de fabricação simples, composto por um painel fotovoltaico acoplado a uma placa absorvedora na sua face posterior e um sistema de extração de calor, que é responsável por arrefecer as células FV de maneira a melhorar o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico, assim como aproveitar a energia térmica transferida para o fluido resfriador. A Figura 16 mostra um corte do coletor PVT comumente utilizado.

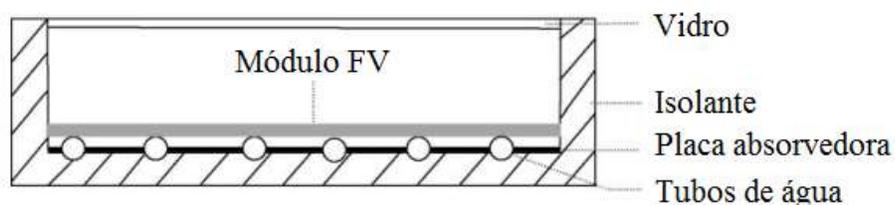


Figura 16. Corte transversal de um coletor solar híbrido PVT básico
Fonte: Adaptado de HASAN; SUMATHY (2010)

De acordo com Teixeira (2009), os coletores PVT podem ser divididos em três grandes grupos: coletores PVT para aquecimento de ar, coletores PVT para aquecimento de água; e os coletores PVT ar e água.

Os coletores PVT para aquecimento de ar utilizam como fluido térmico de extração de calor, como o próprio nome sugere, o ar, seja por meio de ventilação forçada ou natural. Nesses coletores, as células fotovoltaicas, além de sua função de produzir eletricidade,

podem ser utilizadas como os absorvedores (Figura 17a, Figura 17c e Figura 17d) ou como cobertura superior do canal de ar (Figura 17b). Os coletores PVT a ar normalmente são utilizados nas fachadas de edifícios, especialmente para aquecer ambientes em regiões de clima frio, assim como produzem energia elétrica.

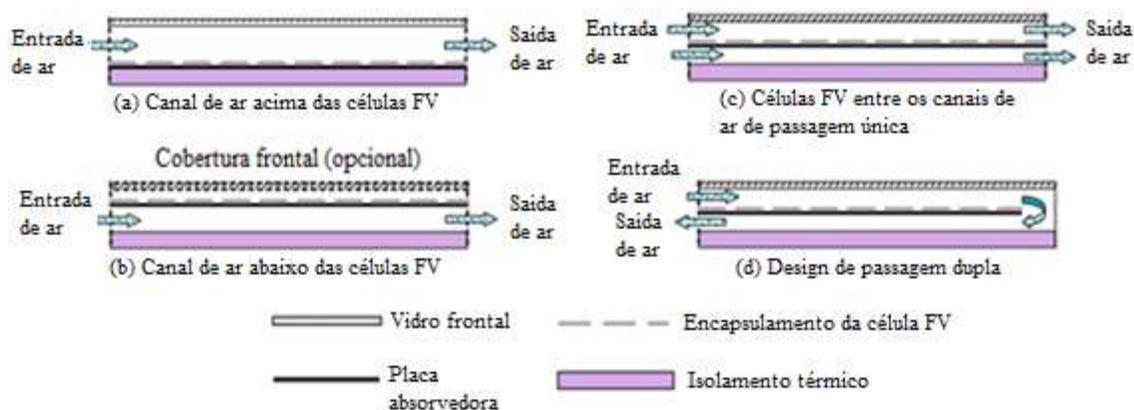


Figura 17. Corte transversal dos coletores PVT a ar mais comuns
Fonte: Adaptado de CHOW (2010)

No que diz respeito aos coletores PVT a água, Teixeira (2009) destaca sua semelhança com os coletores solares térmicos placa-plana por serem constituídos de uma placa-plana absorvedora com tubos ou dutos na sua superfície posterior e um módulo fotovoltaico acoplado a face frontal da placa. Nesse coletor PVT, a água é utilizada como fluido térmico, podendo circular no interior dos tubos ou dutos (Figura 18a e Figura 18b), ou através de um canal que permite o contato direto com a célula (Figura 18c e Figura 18d), o que, de acordo com Almeida (2008), contribui para uma maior extração de calor, conseqüentemente, proporcionando uma maior eficiência elétrica. Além da geração de energia elétrica, o coletor PVT produz água aquecida que pode ser aproveitada para o uso doméstico.

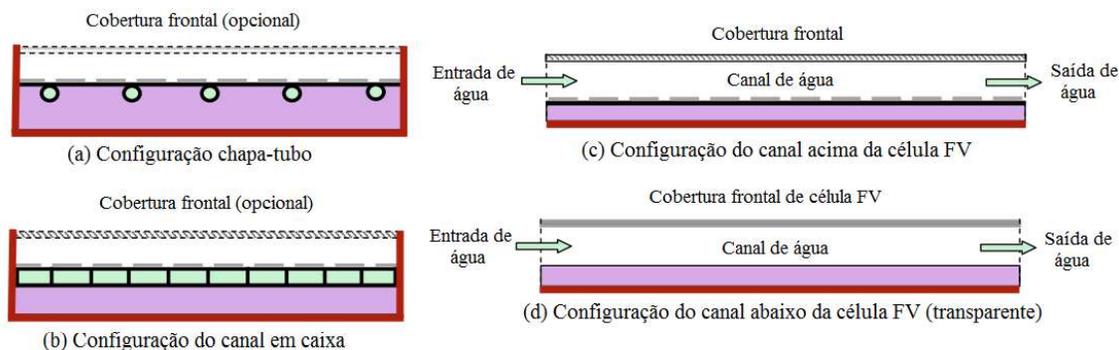


Figura 18. Corte transversal dos coletores PVT a água mais comuns
Fonte: Adaptado de CHOW (2010)

Com relação aos coletores PVT ar e água, que são utilizados como base do presente estudo, eles são resultado de uma combinação de coletores PVT a ar e dos coletores PVT a

água, ou seja, tanto a água quanto o ar são considerados fluidos de trabalho e responsáveis pelo arrefecimento das células FV. Teixeira (2009) elucida a existência de quatro tipos de configurações: placa e tubos, canais, escoamento livre e duas superfícies absorvedoras.

Os coletores solares PVT de placa e tubos são considerados os que apresentam a configuração mais simples dentro da categoria de coletores PVT ar e água. Eles são constituídos de um painel fotovoltaico acoplado a um coletor térmico. Charalambous *et al.* (2007) explica que a isolamento térmica pode ser melhorada através do acréscimo do número de coberturas, mas enaltece que esse aumento pode acarretar em reflexões adicionais decorrentes do efeito estufa, conseqüentemente, reduzindo a eficiência elétrica do coletor. A Figura 19 mostra uma vista em corte transversal do coletor PVT de placa e tubos destacando seus principais componentes.

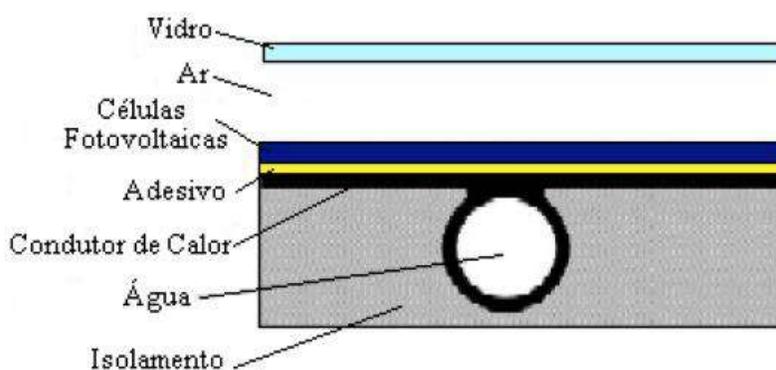


Figura 19. Corte transversal do coletor híbrido PVT placa e tubos
Fonte: MARQUES (2008)

Outra configuração dos coletores PVT ar e água são os coletores PVT de canais, que são compostos por duas camadas sobre os painéis fotovoltaicos, denominados canais, responsáveis pela passagem dos fluidos de arrefecimento. A Figura 20 mostra um corte transversal para melhor visualização do coletor PVT de canais.

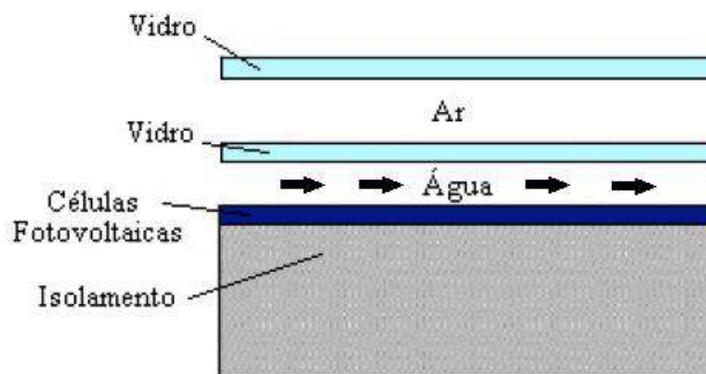


Figura 20. Corte transversal do coletor híbrido PVT de canais
Fonte: Adaptado de MARQUES (2008)

Hasan e Sumathy (2010) explica que a transferência de calor no modelo da Figura 20 é mais eficaz do que na configuração placa e tubo (Figura 19), em virtude do contato

direto entre a célula FV aquecida e a água, que é um dos fluidos responsáveis pela extração do calor. Em contrapartida, Teixeira (2009) esclarece as restrições que os coletores PVT de canais impõem na escolha do fluido, o qual deve apresentar um espectro de absorção diferente do espectro de absorção do módulo FV, assim como ter uma elevada transmissividade no espectro da radiação solar quando o escoamento ocorrer acima das células FV. Charalambous *et al.* (2007) ainda alerta sobre a largura do canal de passagem da água, pois a placa de vidro precisa ter espessura suficiente para suportar a pressão da água; e quanto mais espesso o vidro, mais pesada e frágil torna-se a estrutura.

No que se refere ao coletor PVT de escoamento livre, Teixeira (2009) explana que essa configuração permite que os fluidos água e ar escoem livremente sobre o módulo FV sem quaisquer restrições de fluxo, enfatizando apenas a necessidade do fluido ser transparente para permitir que o espectro solar atinja as células fotovoltaicas, conforme é ilustrado na Figura 21.

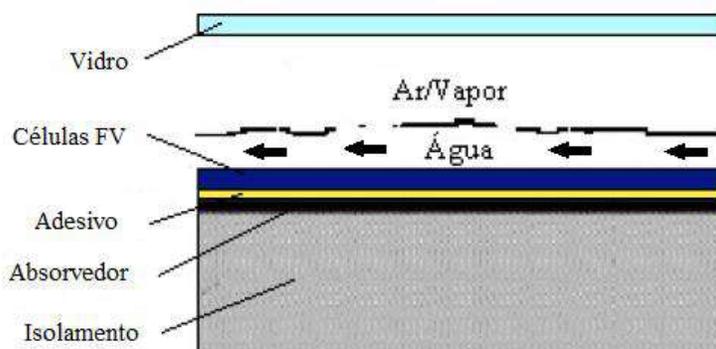


Figura 21. Corte transversal do coletor híbrido PVT de escoamento livre
Fonte: Adaptado de MARQUES (2008)

Ao comparar o coletor PVT de escoamento livre da Figura 21 com o coletor PVT de canais (Figura 20), Teixeira (2009) destaca a eliminação de uma camada de vidro, o que reduz as reflexões, os custos com materiais e a fragilidade do equipamento. Contudo, Charalambous *et al.* (2007) explica que esse modelo apresenta como principal desvantagem o aumento das perdas de calor devido à evaporação da água.

Por fim, o coletor PVT com duas superfícies absorvedoras é uma configuração que utiliza as células FV transparentes como absorvedor primário e uma placa de metal, preferencialmente preta fosca, como absorvedor secundário, o qual contém um canal de água no seu topo responsável pela extração do calor. Nesse modelo, a água entra pelo canal superior e retorna pelo canal inferior, o que contribui para elevar a eficiência térmica e, conseqüentemente, a eficiência elétrica devido a maior troca de calor entre as células FV e

a água (TEIXEIRA, 2009). A Figura 22 exibe o corte transversal destacando as principais partes do coletor PVT ar e água com duas superfícies absorvedoras.

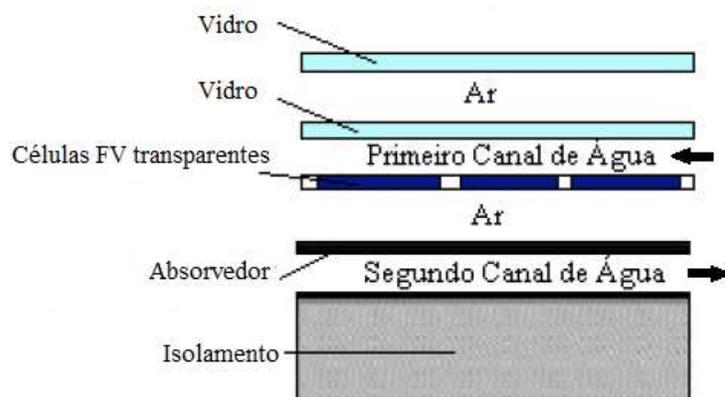


Figura 22. Corte transversal do coletor híbrido PVT com duas superfícies absorvedoras
Fonte: Adaptado de MARQUES (2008)

Outra maneira de aumentar a eficiência térmica é inserindo uma camada transparente, usualmente de vidro, entre o absorvedor primário e secundário. Entretanto, essa escolha minimiza a robustez do coletor e influencia diretamente no seu peso e na delicadeza da estrutura (CHARALAMBOUS *et al.*, 2007).

Depois de expor os aspectos positivos e negativos das diversas configurações de coletores PVT existentes, bem como explicar sobre a importância de controlar a temperatura das células FV para garantir um bom desempenho elétrico e mostrar que os coletores PVT permitem que essas células estejam sempre sendo arrefecidas, o estudo segue no item 2.4, onde é apresentado um breve histórico das principais análises teóricas e experimentais a respeito dos sistemas híbridos compostos por coletores PVT que têm sido realizadas nos últimos 30 anos.

2.4 Evolução da tecnologia híbrida PVT

Embora pouco disseminada no Brasil, a tecnologia híbrida PVT vem sendo estudada desde os anos 70. De acordo com o levantamento realizado por Viana (2014), o primeiro cientista a realizar um trabalho sobre o coletor solar PVT foi Martin Wolf em 1976, o qual constatou no seu estudo que era tecnicamente viável o desempenho de um sistema que combinasse aquecimento de água e geração de energia elétrica para aplicação em residências. Também em 1976, o conhecido modelo Hottel-Whillier foi criado para realizar análises térmicas em coletores planos.

Então, unindo esses dois acontecimentos, Florschuetz (1979) aperfeiçoou tal modelo para que ele também pudesse ser aplicado em coletores PVT que utilizassem água como

fluido de trabalho. Através de pequenas alterações nos parâmetros convencionais do modelo original, Florschuetz (1979) ensaiou e concluiu que a combinação do coletor solar de sistema de aquecimento de água convencional com o painel FV produz mais energia por unidade de área de superfície do que um sistema fotovoltaico e térmico separado.

Já em 1993, Agarwal e Garg (1993) *apud* Viana (2014) validaram a hipótese de considerar a temperatura das células (que apresentam difícil acesso em virtude do seu encapsulamento) semelhante à temperatura medida no fundo da placa absorvedora em um sistema PVT com circulação natural e com concentração da radiação solar nas células FV através de refletores parabólicos. Além disso, eles ainda constataram que a combinação dos painéis em paralelo é capaz de produzir mais energia elétrica do que a combinação em série, bem como observaram que a quantidade de água no reservatório de armazenamento intervém de forma significativa na eficiência elétrica do sistema.

Viana (2014) também relatou sobre mais um modelo matemático desenvolvido que baseou-se no modelo analítico de Hottel-Whillier, sendo que esse foi criado por Trond Bergene e Ole Martin Løvvik, em 1995, e trata-se de um coletor com células solares integradas em sua placa absorvedora. Conforme ainda é descrito por Viana (2014), os autores concluíram que os sistemas PVT podem ser mais bem aproveitados no pré-aquecimento de água utilizada em aplicação doméstica.

Passados seis anos, ou seja, em 2001, Tripanagnostopoulos, Nousia e Souliotis (2001) verificaram por meio de testes em sistemas híbridos PVT compostos por células fotovoltaicas de silício policristalino e silício amorfo, que a utilização da água como fluido de trabalho apresentava melhores resultados do que a utilização do ar, além de observarem que a utilização de refletores difusos ou superfícies espelhadas melhoravam o desempenho do sistema. A Figura 23 ilustra as duas configurações projetadas pelos autores.

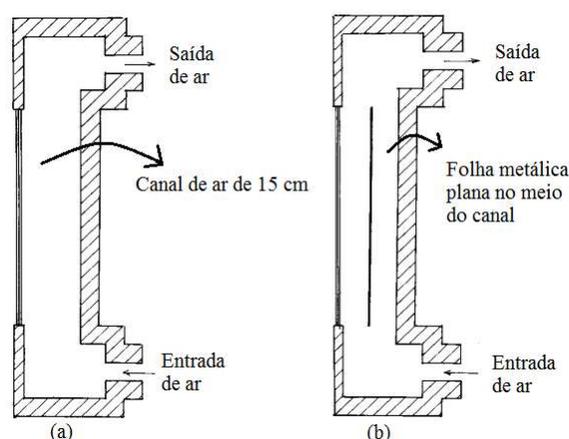


Figura 23. Seção transversal do sistema PVT (a) com canal de ar de 15 cm e (b) com uma folha metálica plana no meio do canal
Fonte: Adaptado de TRIPANAGNOSTOPOULOS; NOUSIA; SOULIOTIS, (2001)

Também em 2001, Sandnez e Rekstad (2001) *apud* Viana (2014) estudaram o rendimento de um coletor solar PVT composto por duas placas de policloreto de polivinila (PVC); células fotovoltaicas monocristalinas coladas sobre a parte anterior da placa superior; e com canais formados a partir da placa inferior preenchidos com granulados de cerâmica. De acordo com Viana (2014), o procedimento realizado pelos autores para avaliar experimentalmente a eficiência térmica do coletor consistia na medição da temperatura de entrada e saída do fluido de trabalho, bem como da vazão de escoamento desse fluido através do coletor. Contudo, a pequena diferença de temperatura na entrada e saída do fluido comprometeu a precisão da medição em sistemas de baixa eficiência. Desta forma, Sandnez e Rekstad (2001) *apud* Viana (2014) sugeriram a instalação de um reservatório de água quente, o qual permitiria determinar indiretamente a energia útil do coletor, a eficiência térmica e os parâmetros do coletor por meio de balanços de energia realizados no próprio reservatório.

Ainda no experimento de Sandnez e Rekstad (2001) *apud* Viana (2014) foi observado que a presença das células FV reduziam a absorção de calor em torno de 10% da radiação incidente, enquanto que a cobertura de vidro era capaz de reduzir a eficiência óptica em torno de 5%. No final, os autores constataram que para se obter o efeito de arrefecimento almejado, a tecnologia PVT é limitada a aplicações em baixa temperatura.

Em seguida, Zondag *et al.* (2003) *apud* Viana (2014) construíram e analisaram nove tipos de configurações de coletores solares híbridos com diferentes características, os quais permitiram concluir que o coletor solar com duas placas absorvedoras (semelhante ao apresentado na Figura 22) apresentou alto desempenho térmico, mas baixo desempenho elétrico.

Depois Chow, He e Ji (2005) elaboraram um sistema PVT voltado principalmente para fins domésticos, constituído de um coletor PVT caixa-plana em liga de alumínio e com arrefecimento através da circulação natural, como é mostrado na Figura 24. Os autores observaram que era possível obter uma alta temperatura da água oriunda do sistema após um dia de exposição ao sol pleno, logo apresentando alto potencial para aplicação no setor doméstico. Também foi desenvolvido um modelo numérico preciso, comprovado por meio dos dados medidos nos testes experimentais.



Figura 24. Vista frontal de um sistema PVT com circulação natural
 Fonte: CHOW; HE; JI, 2005

He *et al.* (2006) deram continuidade ao trabalho realizado por Chow, He e Ji (2005) e constataram que a caixa de liga de alumínio do sistema PVT proporcionava uma eficiência térmica menor do que a de um coletor solar convencional, em contrapartida, a energia global economizada fomentava em uma maior eficiência global.

Posteriormente, Marques (2008) estudou a viabilidade econômica de três configurações de coletores PVT observando suas produções anuais de eletricidade e água aquecida para uma residência com quatro pessoas situada em três cenários de climas diferentes, que foram as cidades de Bragança, Faro e Porto em Portugal. Na sua pesquisa, o autor concluiu que o coletor PVT com cobertura produzia uma maior quantidade de energia térmica, entretanto, o coletor PVT placa-tubos sem cobertura e com células monocristalinas era o mais viável.

Marques (2008) também desenvolveu três modelos numéricos para avaliar as trocas de calor entre os componentes de coletores PVT e obter seus rendimentos elétrico e térmico. Entretanto, devido à complexidade da geometria dos coletores PVT, o autor afirmou ter realizado algumas simplificações nos modelos, como considerar os tubos de passagem de água retilíneos no lugar de serpenteados, conforme mostrado na Figura 25.

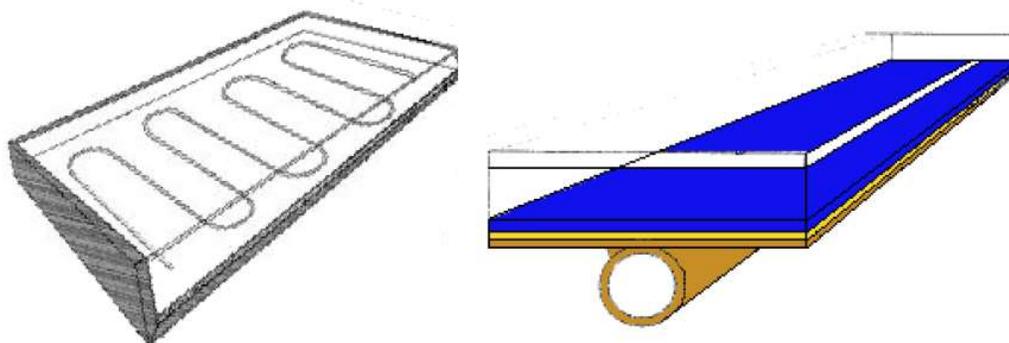


Figura 25. Coletor PVT real com tubos em serpentinas (esquerda) e coletor PVT com tubos retilíneos utilizado nos modelos numéricos (direita)
 Fonte: MARQUES (2008)

A partir dos modelos numéricos desenvolvidos, Marques (2008) concluiu que o coletor PVT placa-tubos com cobertura possui o melhor comportamento térmico, assim como aconteceu no seu experimento. Contudo, o coletor PVT placa-tubos sem cobertura tem o desempenho elétrico mais satisfatório. No final, o autor ainda ressaltou que o tipo de célula FV utilizado no sistema influenciava nos resultados obtidos, visto que o tipo monocristalino proporcionou maior geração de energia elétrica do que o tipo policristalino.

Ainda em 2008, Almeida (2008) avaliou o comportamento de diferentes configurações de coletores PVT com o auxílio de um modelo matemático e um programa de simulação numérica que construía curvas de eficiência e, conseqüentemente, permitia uma melhor análise da eficiência térmica, elétrica e global do sistema. A partir dos resultados obtidos com as curvas levantadas, dois modelos foram escolhidos e aplicados em uma habitação unifamiliar e em um hotel de quatro cidades com condições climáticas divergentes (Porto, Lisboa, Faro e Bragança).

No seu trabalho, Almeida (2008) constatou que os coletores PVT com células monocristalinas são economicamente mais viáveis, tanto devido ao retorno de investimento mais rápido, como devido a sua capacidade de produzir entre 26% e 31% a mais de energia elétrica do que um painel FV convencional com mesma área e potência instalada.

Em seguida, Anderson *et al.* (2009) desenvolveram o protótipo de um coletor solar fotovoltaico/térmico integrado à edificação (BIPVT - *Building Integrated Photovoltaic/Thermal*), mostrado na Figura 26, que são coletores projetados com o formato de uma calha em V com o objetivo de melhorar sua eficiência óptica. Os resultados mostraram que os parâmetros de eficiência da aleta, condutividade térmica entre as células FV, estrutura de suporte e o método de laminagem tiveram uma influência significativa sobre a eficiência elétrica e térmica do BIPVT. Ainda, foi ressaltado que o BIPVT poderia

ser feito de materiais de baixo custo, sendo o aço inoxidável para as calhas o material mais indicado, em virtude de sua maior refletividade.

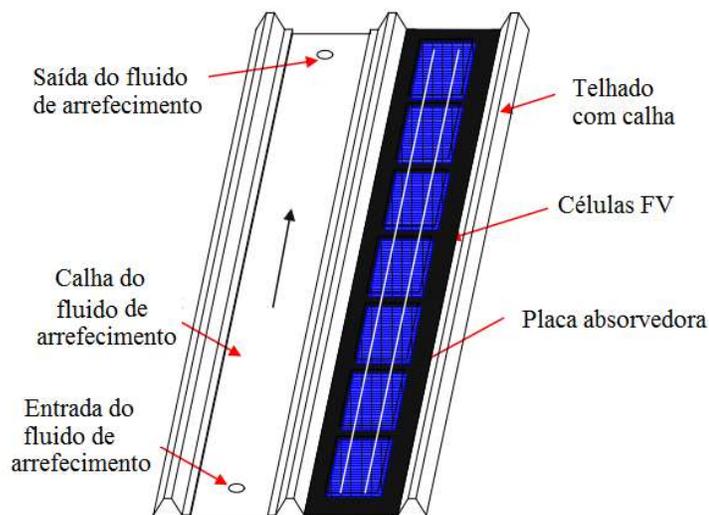


Figura 26. Coletor BIPVT

Fonte: Adaptada de ANDERSON *et al.* (2009)

Mais adiante, Künnemeyer *et al.* (2011) realizaram análises teóricas e experimentais de um novo modelo de coletor híbrido integrado à edificação. Nesse modelo, exposto na Figura 27, foram utilizados concentradores solares, por isso foi denominado de concentrador solar fotovoltaico/térmico integrado à edificação (BIPVTC - *Photovoltaic/Thermal Solar Concentrator for Building Integration*). Os resultados exibiram melhores rendimentos elétricos e térmicos do que os coletores PVT placa-plana em virtude de a radiação solar concentrar-se sobre as células fotovoltaicas.

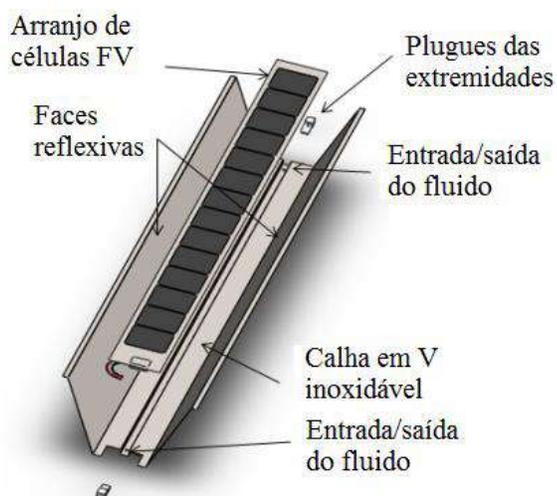


Figura 27. Detalhe de uma calha em V de um BIPVTC

Fonte: Adaptada de Künnemeyer *et al.* (2011)

Seguidamente, Nualboonrueng *et al.* (2012) *apud* Viana (2014) estudou o comportamento de dois sistemas PVT, um com células de silício amorfo e o outro com

células de silício policristalino, considerando como cenário uma família da cidade de Bancoque (Tailândia). Os autores observaram que o retorno do investimento térmico do PVT é praticamente o mesmo para ambos os modelos e no que diz respeito a geração de eletricidade, o sistema PVT com células de silício policristalino apresentou um retorno de investimento 1,2 vezes maior do que a do PVT com células de silício amorfo.

No Brasil, o modelo pioneiro de sistema híbrido foi desenvolvido na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP, 2013) pelos pesquisadores Arthur Oliveira e Newton Frateschi. Embora eles tenham desenvolvido o modelo em meados de 2010, apenas em 2013 a invenção do sistema híbrido de aquecimento de água e geração fotovoltaica com melhor aproveitamento da energia solar foi publicada e patenteada. O protótipo é composto por um módulo de células solares com um trocador de calor em sua parte traseira; um coletor solar térmico ligado ao módulo e um *boiler* para armazenar a água quente, como é ilustrado no esquema da Figura 28. De acordo com os autores, essa configuração permite um melhor resfriamento das células FV, conseqüentemente aumentando a eficiência, bem como melhorando o sistema de aquecimento.

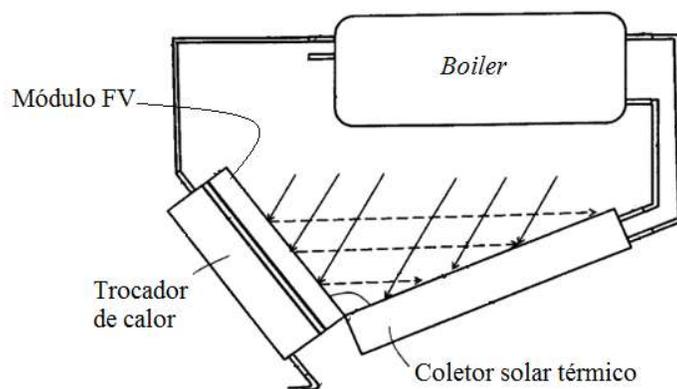


Figura 28. Visão global do sistema híbrido com destaque nos quatro principais elementos
Fonte: Adaptado de OLIVEIRA; FRATESCHI (2013)

Posteriormente, Viana (2014) construiu um coletor PVT, mostrado na Figura 29, com o objetivo de examinar a viabilidade técnica e econômica desse tipo de coletor, visando incentivar sua inserção no mercado brasileiro. De acordo com o autor, foi estabelecido um padrão de consumo durante os quatro dias consecutivos de análise e constatou-se que a eficiência térmica média do coletor foi de 33,1%, enquanto que a eficiência elétrica média foi de 6,8%. Além disso, o autor concluiu ser viável inserir a tecnologia PVT em residências, pois ela aproveita melhor a área e reduz de forma significativa o tempo de retorno do investimento inicial.



Figura 29. Sistema híbrido PVT
Fonte: VIANA (2014)

Em 2015, Arias, Cabrera e Hernández (2015) realizaram um estudo comparativo do rendimento de um coletor PVT a água com sistema de circulação natural em duas condições climáticas diferentes: totalmente nublado e parcialmente nublado. Os autores observaram que a eficiência total do coletor PVT aumentou 7,28% no cenário parcialmente nublado devido ao ganho de energia térmica, ao passo que elevou apenas 2,12% no cenário totalmente nublado. Desta forma, eles concluíram que para as regiões onde o clima é na maior parte do tempo nublado, o reforço do PVT não será tão significativo.

Por fim, ainda em 2015, Liang *et. al.* (2015), desenvolveu um novo tipo de coletor solar híbrido PVT, o qual era preenchido com grafite. Para analisar seu desempenho foram comparados a eficiência térmica, eficiência elétrica e eficiência de poupança de energia primária de um módulo FV convencional e do coletor solar PVT desenvolvido após a realização de testes em que foram medidos a potência de saída, a temperatura traseira do painel, a temperatura de entrada, a temperatura de saída e a temperatura do tanque de cada um dos modelos sob as mesmas condições ambientes. Os resultados mostraram que a eficiência elétrica do coletor de PVT pode ser aumentada por meio do resfriamento da temperatura do painel traseiro.

A partir do levantamento teórico apresentado no presente item, torna-se interessante contribuir na disseminação dessa tecnologia no território brasileiro, especialmente nas regiões com altos índices de radiação solar e temperatura ambiente. Por isso, o trabalho se

propõe a construir protótipos de coletores PVT, simulando e observando seu comportamento em climas tropicais da região Nordeste brasileira e analisando o desempenho elétrico de células fotovoltaicas, assim como a eficiência térmica do sistema.

Para tal, foram escolhidas duas configurações apresentadas no item 2.3 como referência, os coletores PVT de água e ar placa e tubos, por ser o modelo mais usado e de maior facilidade de construção; e os coletores PVT de água e ar com duas superfícies absorvedoras, que são as configurações que garantem a maior extração de calor, apesar de apresentarem a maior complexidade de construção.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Para a realização da análise teórica e experimental da presente pesquisa, torna-se necessário projetar e construir protótipos de coletores PVT, assim como desenvolver um modelo analítico capaz de representar e simular o comportamento dos sistemas criados. Desse modo, este Capítulo detalha as principais características da célula fotovoltaica que será resfriada por meio dos protótipos confeccionados; descreve a elaboração dos modelos térmicos unidimensionais que serão utilizados para avaliar analiticamente o comportamento da célula FV com e sem o resfriamento; detalha os projetos, materiais e meios que serão empregados para o desenvolvimento dos protótipos; apresenta informações sobre os instrumentos que irão compor a bancada de testes; e por fim, determina os parâmetros que serão usados para analisar experimentalmente o desempenho elétrico e térmico dos modelos construídos.

3.1 Características da célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica utilizada para as análises analíticas e experimentais é uma célula de silício monocristalino, fabricada na Alemanha e denominada Q6LMXP3-G3. De acordo com o fabricante Q Cells (2013), ela tem um formato quadrado medindo 156 mm de lado, o que proporciona menores perdas e maior produção de energia. A Figura 30 exibe uma foto da célula que será utilizada no estudo.



Figura 30. Célula FV Q6LMXP3-G3
Fonte: Q CELLS (2013)

No que concerne às características elétricas da célula, Q Cells (2013) afirma que para as condições de teste padrão (STC), ou seja, considerando a temperatura de 25°C ou

298,15K e a irradiância solar de 1000W/m^2 , a potência elétrica nominal máxima atinge o valor de 4,58W, a corrente elétrica de curto-circuito é de 9,19A, enquanto que a tensão elétrica de circuito aberto é de 637mV e a eficiência da célula é de 18,8%. O gráfico I-V da Figura 31 mostra a influência da irradiância solar sobre a corrente e tensão produzida pela célula, enquanto que o gráfico P-V da Figura 32 traça o efeito que a irradiância causa na potência em função da tensão elétrica oriunda da célula.

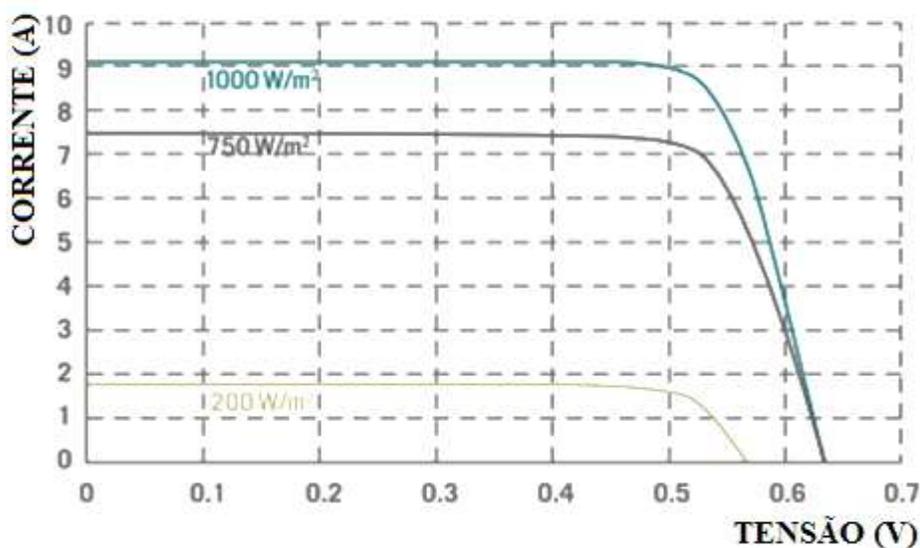


Figura 31. Curva característica I-V da célula em estudo
Fonte: Adaptado de Q CELLS (2013)

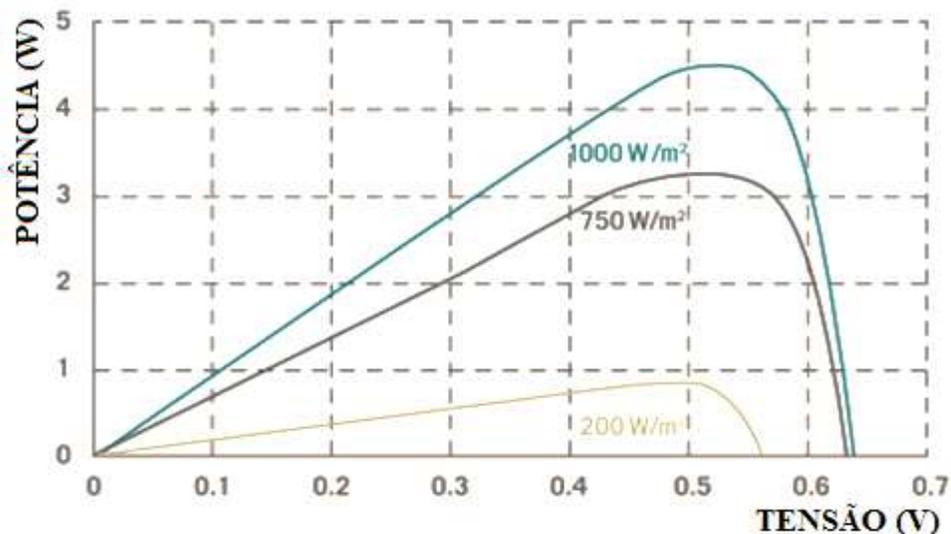


Figura 32. Curva característica P-V da célula em estudo
Fonte: Adaptado de Q CELLS (2013)

Considerando as limitações térmicas de uma célula solar, isto é, a redução de sua potência elétrica com o aumento da temperatura na sua superfície, a Q Cells (2013) assegura que o coeficiente de temperatura da célula em estudo é de $-0,33\%/K$ para a tensão elétrica, isto é, a tensão elétrica decai 0,33% do seu valor para cada 1K de temperatura que

se eleva; e em termos de potência, o coeficiente é de -0,42%/K, ou seja, a potência elétrica da célula reduz 0,42% de sua potência para cada 1K adicionado à temperatura de operação da célula acima do padrão STC, que é de 298,15K. Em termos de potência absoluta em Watts, isso corresponde a uma redução de 0,0192W da potência nominal máxima para cada 1K. Desse modo, a Equação 2 expressa a relação entre a potência elétrica e a temperatura de superfície de uma célula FV.

$$P' = 4,58 - [0,0192 \cdot (T_{cell} - 298,15)] \quad (2)$$

Onde:

P' = potência produzida por uma célula FV em função da temperatura da célula (W);

T_{cell} = temperatura da superfície da célula (K).

Normalmente os melhores módulos FV tem suas células operando a uma temperatura de 33°C nas condições normais de operação (*Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT), enquanto que os piores atingem 58°C, mas tipicamente os módulos possuem NOCT de 48°C, ou seja, valores bem acima do STC de 25°C. A temperatura nominal na condição normal de operação da célula (NOCT) é definida como a temperatura alcançada por uma célula FV em circuito aberto nas condições de irradiância solar igual a 800W/m²; temperatura ambiente em 20°C; velocidade do vento a 1m/s e com a parte posterior da célula aberta, ou seja, sem controle de temperatura (HONSBURG E BOWDEN, 2016).

Outra variável que influencia no desempenho da célula fotovoltaica é a irradiância solar, entretanto não foi fornecido pelo fabricante um coeficiente que relacione essa variável e a potência da célula FV, entretanto foi concedida a Tabela 1, que mostra o comportamento, em percentual, da potência elétrica da célula com a variação da irradiância solar. A partir da Tabela 1 foi elaborado o gráfico da Figura 33 e depois estabelecida a equação que mais se aproximava da realidade da célula através de sua curva de tendência.

Tabela 1. Influência da irradiância solar na potência gerada pela célula FV

Irradiância solar (W/m²)	Percentual da potência nominal (%)	Potência máxima atingida (W)
100	9,11	0,417238
200	18,94	0,867452
300	28,98	1,327284
400	39,04	1,788032
500	49,2	2,25336
800	79,68	3,649344
1000	100	4,58

Fonte: Adaptado de Q Cell (2013)

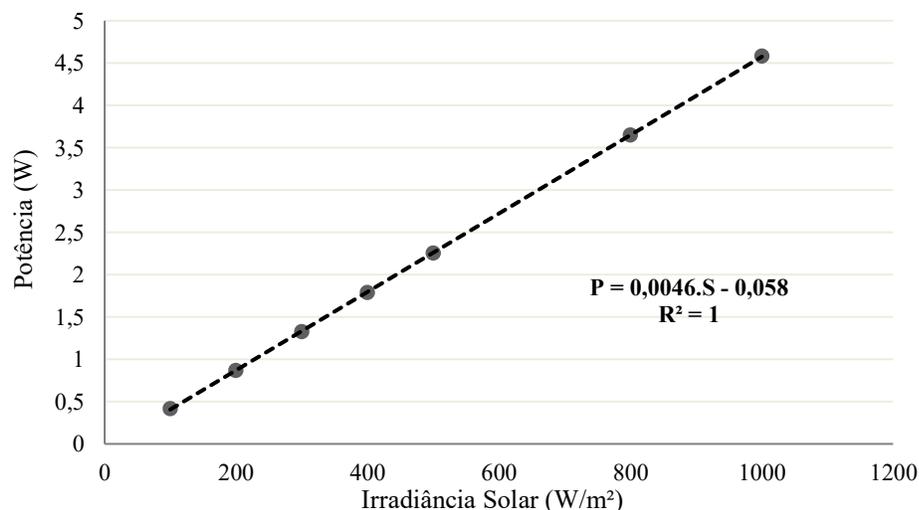


Figura 33. Curva característica da potência em função da irradiância solar e a curva de tendência
Fonte: Autoria própria

Como o coeficiente de determinação (R^2)¹ da equação mostrada na Figura 33 foi igual a 1, é possível afirmar que essa equação, nomeada de Equação 3, representa 100% as variáveis envolvidas no processo e pode ser utilizada para determinar a potência elétrica de uma célula em função da irradiância solar, com temperatura da célula constante em 298,15K.

$$P'' = (0,0046.S) - 0,058 \quad (3)$$

Onde:

P'' = potência produzida pela célula FV em função da irradiância solar (W);

S = irradiância solar global (W/m^2).

De posse das duas equações supracitadas, foi possível elaborar uma expressão que representa a eficiência da célula FV de silício monocristalino em função da temperatura e da irradiância solar disponível em sua superfície, a qual é mostrada na Equação 4, em que foi substituído o valor de potência máxima de 4,58W da Equação 2, por toda a Equação 3, que representa a potência máxima produzida por uma célula para uma determinada irradiância solar e mesma temperatura da célula FV.

$$P_{cell} = [(0,0046.S) - 0,058] - [0,0192.(T_{cell} - 298,15)] \quad (4)$$

Onde:

P_{cell} = potência produzida pela célula FV em função da temperatura da célula e da irradiância solar (W).

¹ O coeficiente de determinação, também denominado de R^2 , é uma medida que determina o quanto a linha de regressão adotada representa os dados fornecidos. Esse coeficiente varia entre 0 e 1 e quanto mais próximo de 1, maior o percentual de representatividade.

Finalmente, utilizando a Equação 5, apresentada por Villalva e Gazoli (2012) como equação geral da eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica, e conhecendo o comportamento da potência da célula FV em função de sua temperatura e da irradiância solar (Equação 4), bem como a área que a irradiância atinge a célula, foi possível desenvolver a Equação 6, que define a eficiência da célula em estudo em função das variáveis temperatura da célula e irradiância solar.

$$\eta_e = \frac{P_{MPP}}{S.A_{cell}} \quad (5)$$

Onde:

η_e = rendimento elétrico;

P_{MPP} = potência elétrica máxima produzida pela célula (Wp);

S = irradiância solar global (W/m²);

A_{cell} = área da célula FV (m²);

$$\eta_{cell} = \frac{P_{cell}}{S.A_{cell}} = \frac{[(0,0046.S)-0,058] - [0,0192.(T_{cell}-298,15)]}{S.(0,156^2)} \quad (6)$$

Onde:

η_{cell} = rendimento elétrico da célula FV;

T_{cell} = temperatura da superfície da célula (K).

Sabendo que o aumento excessivo da temperatura de célula FV acarreta uma redução considerável da sua eficiência fotovoltaica, o presente trabalho se propõe a simular e confeccionar um sistema de troca de calor entre a célula e um fluido resfriador. Para isso, no item 3.2 serão desenvolvidos dois modelos térmicos unidimensionais que simulará o comportamento da célula FV em estudo.

3.2 Modelos térmicos

Com o objetivo de prever a temperatura da célula fotovoltaica em estudo após sua inserção em sistemas híbridos PVT, bem como observar o comportamento da potência produzida e do rendimento elétrico dessa célula, foram desenvolvidos dois modelos térmicos baseados na primeira lei da termodinâmica, também denominada de princípio da conservação de energia, a qual é enunciada por Çengel e Ghajar (2012) como “*a variação líquida (aumento ou diminuição) na energia total de um sistema durante um processo é igual à diferença entre a energia total recebida e a energia total rejeitada pelo sistema durante o processo.*”.

Ainda de acordo com Çengel e Ghajar (2012), “*essa energia pode ser transferida para ou do sistema por meio de calor, trabalho e fluxo de massa, e que a energia total de um sistema [...] é a soma das energias interna, cinética e potencial [...]*”. Assim, em um balanço, o somatório da energia ou taxa líquida transferida por calor, trabalho e massa será igual a mudança ou taxa de mudança da energia interna, cinética, potencial, etc., conforme é expressa na Equação 7 na forma de taxas.

$$\dot{E}_{ent} - \dot{E}_{sai} = dE_{sistema}/dt \quad (7)$$

Onde:

\dot{E}_{ent} = taxa de energia total na entrada do sistema (W/m²);

\dot{E}_{sai} = taxa de energia total na saída do sistema (W/m²);

$E_{sistema}$ = mudança de energia do sistema (W/m²);

Entretanto, devido à complexidade de avaliação do caso em que todas as variáveis fossem analisadas no presente estudo, foi necessário considerar que os modelos encontram-se em regime permanente, ou seja, que não há mudança de estado durante o processo. Tal afirmativa permite concluir que a taxa de mudança de energia total nos sistemas é igual a zero, logo, a taxa de energia transferida que entra no sistema é igual à taxa de energia que desse sistema sai, como é mostrada na Equação 8 (ÇENGEL; GHAJAR, 2012).

$$\dot{E}_{ent} = \dot{E}_{sai} \quad (8)$$

Incropera *et al.* (2008) complementam afirmando que tais processos de transferência de calor podem ser quantificados em termos de equações, o que permite analisar por meio de cálculos a energia transferida por unidade de tempo de um sistema. Ainda de acordo com os autores, a equação simplificada da energia térmica para sistemas com escoamento em regime estacionário, por exemplo, pode ser expressa pela Equação 9.

$$q = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{sai} - T_{ent}) \quad (9)$$

Onde:

q = taxa líquida de saída de entalpia para um gás ideal ou de saída de energia térmica para um líquido incompressível (W/m²);

\dot{m} = vazão mássica de um fluido (kg/s);

c_p = calor específico do fluido (J/(kg.K));

T_{sai} = temperatura de saída do fluido (K);

T_{ent} = temperatura de entrada do fluido (K).

Já para quantificar a condução térmica, Incropera *et al.* (2008) indicam o uso da lei de *Fourier*, que na condição de regime estacionário pode ser retratada por meio da Equação 10.

$$q_{cond} = k \cdot \frac{\Delta T}{y} \quad (10)$$

Onde:

q_{cond} = taxa de transferência de calor por condução (W/m²);

k = condutividade térmica (W/(m.K));

ΔT = gradiente de temperatura (K);

y = espessura por onde o fluxo térmico percorre (m).

No que tange à convecção, a lei de resfriamento de Newton, mostrada na Equação 11 é a expressão adequada para quantificar o fluxo de calor, independente da natureza do processo de transferência utilizado na convecção (INCROPERA *et al.*, 2008)

$$q_{conv} = h \cdot (T_s - T_\infty) \quad (11)$$

Onde:

q_{conv} = taxa de transferência de calor por convecção (W/m²);

h = coeficiente de transferência de calor por convecção (W/m².K);

T_s = temperatura da superfície (K);

T_∞ = temperatura do fluido em repouso longe da superfície (K).

E em relação à radiação, Incropera *et al.* (2008) recomendam que, para o caso do presente trabalho, em que a troca de radiação ocorre entre uma superfície pequena e uma superfície isotérmica muito maior, permitindo que a superfície maior envolva completamente essa menor, a taxa de radiação seja quantificada por meio de um caso particular, o qual é demonstrada pela Equação 12.

$$q_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_s^4 - T_{c\acute{e}u}^4) \quad (12)$$

Onde:

q_{rad} = taxa de transferência de calor por radiação (W/m²);

ε = emissividade da superfície;

σ = constante de Stefan-Boltzmann (W/(m².K⁴))

T_s = temperatura da superfície (K);

$T_{c\acute{e}u}$ = temperatura efetiva do céu (K).

Para ambos os modelos térmicos, em que se utiliza uma célula com dimensões consideravelmente pequenas, também foi possível estabelecer que eles eram

unidimensionais, ou seja, que os gradientes de temperatura existem ao longo de uma única direção (a do escoamento) e que a transferência de calor ocorre apenas nessa direção. Com isso, Çengel e Ghajar (2012) explicam que todas as propriedades poderão ser tratadas como uniformes e analisadas em termos de valores médios de mistura. Assim, serão consideradas nos modelos térmicos desenvolvidos as perdas de calor por convecção, radiação e condução como resistências térmicas constantes, desse modo, permitindo a utilização de circuitos térmicos para modelar o escoamento do calor assim como é modelado circuitos elétricos para observar o comportamento da corrente elétrica, conforme é exemplificado na Figura 34.

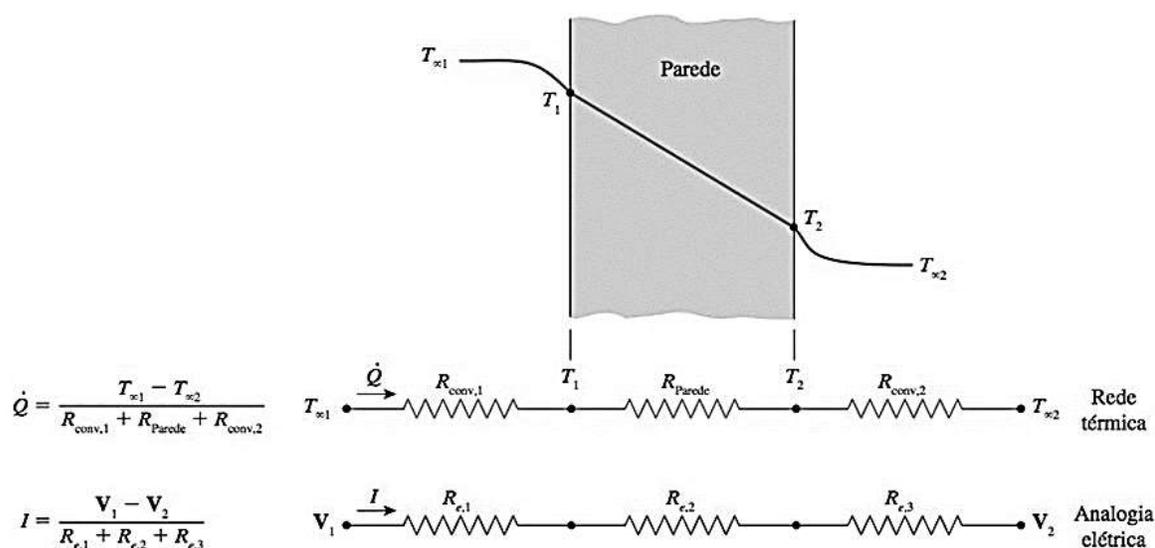


Figura 34. Rede de resistência térmica de transferência de calor através de uma parede plana submetida à convecção em ambos os lados e a analogia elétrica.

Fonte: Çengel; Ghajar (2012).

Ainda foi instituído, para fins de cálculo, que a superfície inferior da célula no Modelo Térmico 1 e do dissipador no Modelo Térmico 2 estão isoladas, possibilitando assim, desprezar as perdas de calor através delas do mesmo modo que foram desconsideradas as perdas por radiação, condução e convecção nas faces laterais. Por fim, assumiu-se que os contatos entre as superfícies são perfeitos, isto é, que não há resistência de contato.

É importante destacar que os dois modelos representam sistemas simplificados, por isso não se considera a presença de vidro na face anterior da célula. De maneira geral, o primeiro modelo desenvolvido é modelado sem a existência de um sistema de resfriamento, isto é, sem a presença da tecnologia PVT, ao passo que o segundo modelo é acrescido de um sistema de troca de calor, representando a inserção da tecnologia PVT.

Tais modelos térmicos são descritos detalhadamente nos itens 3.2.1 e 3.2.2, respectivamente.

3.2.1 MODELO TÉRMICO 1 - SEM VIDRO E SEM TROCADOR DE CALOR

Como o próprio título sugere, o primeiro modelo térmico não considera a presença do vidro na face anterior e nem a presença de um trocador de calor na face posterior da célula FV, mas sim de um isolante térmico, de onde se admite desprezar as trocas de calor entre essa face e o ambiente. O esquema do Modelo Térmico 1 pode ser observado na Figura 35.

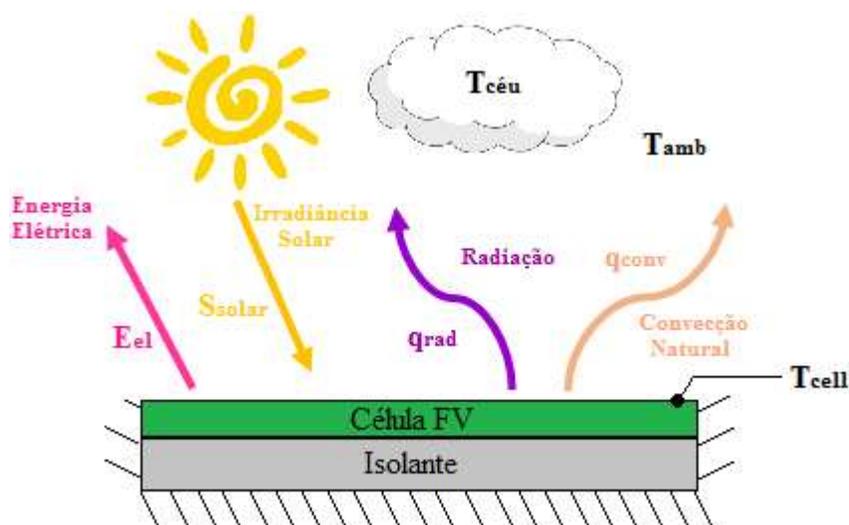


Figura 35. Esquema do Modelo Térmico 1
Fonte: Autoria própria

A Figura 35 é uma representação das trocas de energia pertinentes ao sistema após todas as considerações citadas no item 3.2, no qual E_{el} representa a geração de potência elétrica (W/m^2); S_{solar} corresponde a irradiância solar incidente sobre a placa (W/m^2); q_{rad} refere-se ao fluxo de calor por radiação (W/m^2); q_{conv} diz respeito ao fluxo de calor por convecção (W/m^2); $T_{céu}$ é a temperatura efetiva do céu (K), T_{amb} é relativo a temperatura ambiente (K) e T_{cell} remete à temperatura da célula FV (K).

A partir do esquema da Figura 35 é possível representar o modelo em termos de diagrama de resistência, mas para isso é necessário conhecer tal conceito. De acordo com Çengel e Ghajar (2012) a resistência térmica de contato é definida como a razão entre a diferença de temperatura entre as superfícies de uma camada e a taxa de calor a qual essa camada está exposta, seja de condução, convecção ou radiação, como é mostrado na Equação 13.

$$R = \frac{T_1 - T_2}{q'} \quad (13)$$

Onde:

R = resistência térmica ($\text{m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$);

T_1 = temperatura após a resistência térmica (K);

T_2 = temperatura antes da resistência térmica (K);

q' = taxa de calor (W/m^2);

Isto posto, o diagrama de resistências térmicas que retrata o problema da Figura 35 é mostrado na Figura 36.

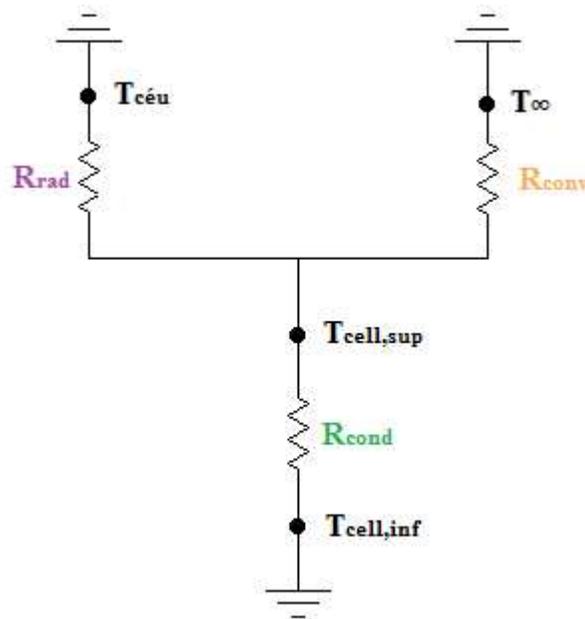


Figura 36. Diagrama de resistências do Modelo Térmico 1
Fonte: Autoria própria

Na Figura 36 observa-se a presença da resistência térmica de radiação (R_{rad}) e resistência térmica de convecção natural (R_{conv}) entre a superfície superior da célula e o ambiente, bem como da resistência de condução (R_{cond}) entre a superfície superior e inferior da célula. Entretanto, como a espessura da célula em estudo é consideravelmente pequena, foi admitido que a temperatura da superfície superior da célula ($T_{\text{cell,sup}}$) é igual a temperatura da superfície inferior dessa célula ($T_{\text{cell,inf}}$), logo, permitindo concluir que a resistência de condução é desprezível, conforme é mostrado na Figura 37.

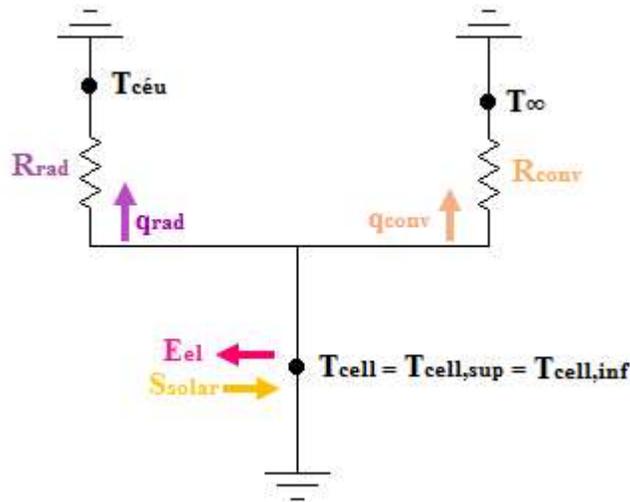


Figura 37. Diagrama de resistências e balanço de energia do Modelo Térmico 1
Fonte: Autoria própria

A partir do diagrama de resistências proposto para o Modelo Térmico 1, a Figura 37 também destaca os fluxos de calor envolvidos no sistema, os quais foram inicialmente mostrados na Figura 35. Com isso, foi realizado um balanço de energia no nó associado à temperatura da célula FV, conforme exposto na Equação 14.

$$S_{solar} = E_{el} + q_{rad} + q_{conv} \quad (14)$$

Onde:

S_{solar} = irradiância solar incidente sobre a placa (W/m^2);

E_{el} = conversão da energia solar em energia elétrica (W/m^2);

q_{rad} = taxa de transferência de calor por radiação (W/m^2);

q_{conv} = taxa de transferência de calor por convecção (W/m^2).

Como a irradiância solar (S_{solar}) que incide sobre a célula FV e a temperatura ambiente dependem unicamente dos fatores climáticos do local, elas foram tratadas como variáveis de entrada do sistema.

No que diz respeito a parcela da irradiância solar que é convertida em energia elétrica (E_{el}), essa pode ser medida em função da própria irradiância e também da eficiência da célula, como é mostrado na Equação 15.

$$E_{el} = \eta_{cell} \cdot S_{solar} \quad (15)$$

Onde:

η_{cell} = rendimento elétrico da célula FV.

Substituindo o rendimento elétrico da célula (η_{cell}) da Equação 15 pela expressão estabelecida na Equação 6, obtém-se a potência elétrica produzida pela célula por metro

quadrado em função de sua temperatura de superfície e da irradiância solar, que corresponde a irradiância solar global, conforme é visto na Equação 16.

$$E_{el}[T_{cell}, S_{solar}] = \frac{n \cdot [(0,0046 \cdot S_{solar}) - 0,058] - [0,0192 \cdot (T_{cell} - 298,15)]}{S_{solar} \cdot A_{cell}} \cdot S_{solar} \quad (16)$$

Onde:

$E_{el} [T_{cell}, S_{solar}]$ = conversão da energia solar em energia elétrica em função da temperatura da célula e da irradiância solar (W/m²);

n = número de células;

T_{cell} = temperatura da célula (K);

A_{cell} = área da célula (m²).

Em relação à perda de calor por radiação (q_{rad}), essa pode ser expressa pela lei de Stefan-Boltzmann mostrada na Equação 12, no qual o fluxo de calor perdido por radiação é influenciado pela temperatura e emissividade, no caso da célula; e pela temperatura ambiente, como é demonstrado na Equação 17.

$$q_{rad}[T_{cell}, T_{amb}] = \varepsilon_{cell} \cdot \sigma \cdot (T_{cell}^4 - T_{céu}^4) \quad (17)$$

Onde:

$q_{rad} [T_{cell}, T_{amb}]$ = taxa de transferência de calor por radiação em função da temperatura da célula e da temperatura ambiente (W/m²);

ε_{cell} = emissividade da célula;

σ = constante de Stefan-Boltzmann = $5,670 \cdot 10^{-8}$ W/m²·K⁴ (ÇENGEL; GHAJAR, 2012);

$T_{céu}$ = temperatura efetiva do céu (K).

Como o fabricante da célula estudada não fornece valores para a sua emissividade, foi utilizada a recomendação de Zhang *et. al. apud* Corrêa (2013), em que a emissividade de uma célula FV pode ser estimada em 0,855. Quanto à temperatura efetiva do céu, essa é dada pela Equação 18 recomendada por Duffie e Beckman (1980) *apud* Silva (2015).

$$T_{céu} = T_{amb} - 6 \quad (18)$$

Onde:

T_{amb} = temperatura ambiente (K).

Por fim, como não há nenhum dispositivo para movimentar o ar presente acima da célula em estudo, foi definido que o fluxo do calor convectivo trocado entre a célula e o ambiente era natural. Por essa razão, a lei de resfriamento de Newton da Equação 11 foi utilizada, sendo que dependente da temperatura ambiente, temperatura da célula e do coeficiente de transferência de calor convectivo do ar, como mostra a Equação 19.

$$q_{conv}[T_{cell}, T_{amb}] = h_{ar} \cdot (T_{cell} - T_{\infty}) \quad (19)$$

Onde:

$q_{conv}[T_{cell}, T_{amb}]$ = taxa de transferência de calor por convecção em função da temperatura da célula FV e da temperatura ambiente (W/m^2);

h_{ar} = coeficiente de transferência de calor por convecção do ar ($W/(m^2.K)$);

$T_{\infty} = T_{amb}$ = temperatura do fluido em repouso longe da superfície da célula (K).

O coeficiente de transferência de calor convectivo do ar é determinado por meio da Equação 20. Ele é calculado a partir da correlação empírica simples do número de Nusselt médio (Nu) para convecção natural sobre placas horizontais com fluxo de calor constante sobre elas. O detalhamento do cálculo desse coeficiente é mostrado no APÊNDICE I.

$$h_{ar}[T_{cell}, T_{amb}] = \frac{k}{L_c} \cdot Nu \quad (20)$$

Onde:

$h_{ar}[T_{cell}, T_{amb}]$ = coeficiente de transferência de calor por convecção do ar em função da temperatura da célula e da temperatura ambiente ($W/m^2.K$);

k = condutividade térmica ($W/m.K$);

L_c = comprimento característico (m);

Nu = número de Nusselt.

Finalmente, após definir as equações que envolvem o balanço de energia do Modelo Térmico 1 (MT1), o sistema pode ser utilizado para calcular a incógnita temperatura da célula (T_{cell}) a partir dos dados de irradiância solar e temperatura ambiente, e com isso observar o comportamento da célula fotovoltaica em estudo, no que diz respeito à potência elétrica produzida e rendimento elétrico. Para tal, foi fundamental implementá-lo no *software* Matlab[®] para realização de iterações numéricas com o auxílio do método de convergência. No APÊNDICE II é descrito o algoritmo utilizado na simulação do MT1.

3.2.2 MODELO TÉRMICO 2 - SEM VIDRO E COM TROCADOR DE CALOR

Após o desenvolvimento do MT1, em que não se considera o arrefecimento da célula fotovoltaica, o presente item tem o objetivo de analisar o comportamento dessa célula com a presença de um trocador de calor, o qual, analogamente, corresponderia ao modelo térmico do sistema híbrido PVT que o presente trabalho se propõe a confeccionar. Tal modelo, ilustrado na Figura 38, será denominado de Modelo Térmico 2 (MT2).

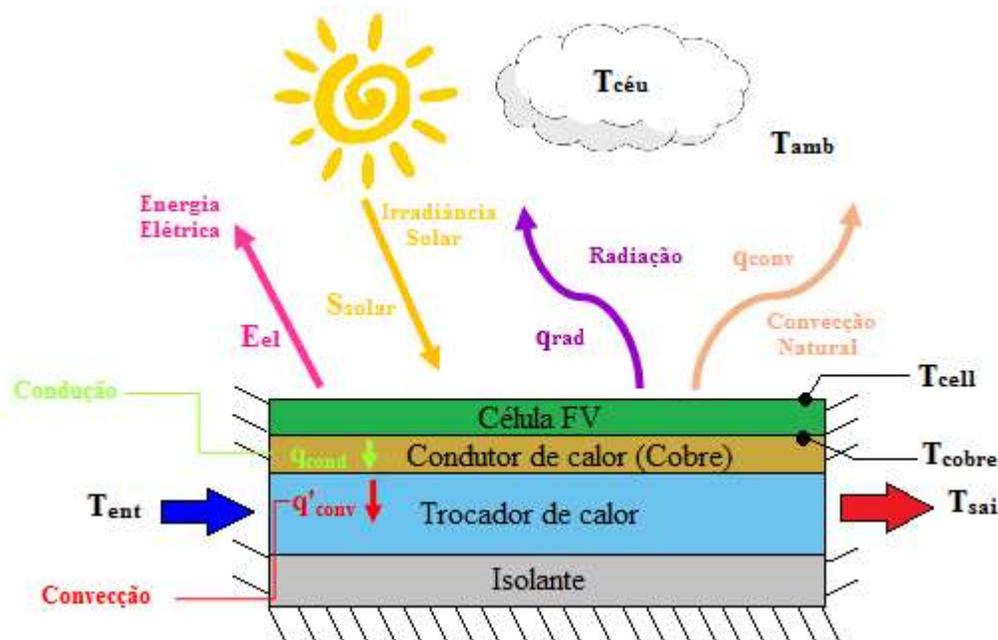


Figura 38. Esquema do Modelo Térmico 2

Fonte: Autoria própria

No MT2 exibido na Figura 38, foi estabelecido que o comprimento e a largura da placa de cobre e do trocador de calor são semelhantes à da célula FV, ou seja, 156mm; a espessura da placa de cobre é de 0,3mm; e a altura do trocador de calor tem 5mm. Além disso, determinou-se que o fluido que escoar pelo trocador de calor e garante o resfriamento da célula é a água, a qual escoar com o auxílio de uma minibomba submersa de 4W e garante uma vazão de até 250 litros por hora (L/h), as características da minibomba foram similares à utilizada no estudo experimental a fim de tornar o modelo mais próximo da realidade do estudo. Também foi considerado que o fluxo térmico na superfície em contato com a água é constante.

Quando comparado com o Modelo Térmico 1 mostrado na Figura 35, o esquema da Figura 38 adicionou, juntamente com o trocador de calor, uma placa de cobre, que por ser um bom condutor térmico, permite uma maior extração de calor da célula. Com isso, além da geração de potência elétrica (E_{el}), irradiância solar incidente sobre a placa (S_{solar}), fluxo de calor por radiação (q_{rad}) e fluxo de calor por convecção natural (q_{conv}), será acrescido ao balanço de energia do sistema, o fluxo de calor por condução entre a célula FV e a placa de cobre (q'_{cond}) e o fluxo de calor por convecção entre a placa de cobre e o fluido do trocador de calor (q'_{conv}). Essas novas variáveis influenciarão diretamente na temperatura da célula (T_{cell}) e da placa de cobre (T_{cobre}), assim como na temperatura de entrada (T_{ent}) e saída (T_{sai}) do fluido.

Com o auxílio do esquema da Figura 38, foi possível desenhar o diagrama de resistências do MT2, o qual é mostrado na Figura 39.

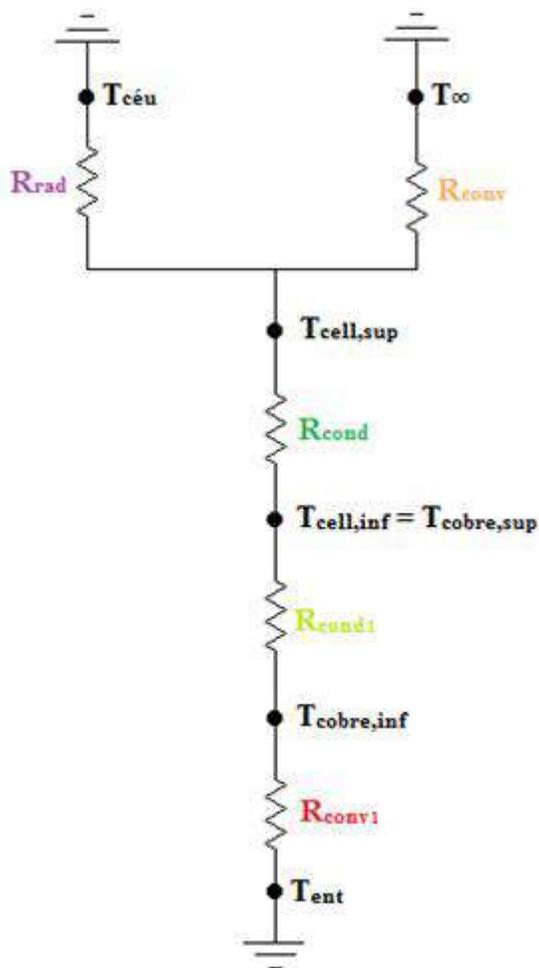


Figura 39. Diagrama de resistências do Modelo Térmico 2
Fonte: Autoria própria

No diagrama da Figura 39 as resistências presentes são: resistência térmica de radiação (R_{rad}) entre a superfície superior da célula e o ambiente; resistência térmica de convecção natural (R_{conv}) também entre a superfície superior da célula e o ambiente; resistência de condução (R_{cond}) entre a superfície superior e inferior da célula FV; resistência de condução (R_{cond1}) entre a face anterior e posterior da placa de cobre; e a resistência de convecção forçada (R_{conv1}) do fluido no interior do trocador de calor.

Entretanto, como a célula FV e a placa de cobre apresentam boa condutividade térmica e a espessura de ambos os componentes são pequenas quando comparadas com a altura do canal de passagem de água do trocador de calor, as resistências de condução foram desprezadas, assim como no trabalho de Silva (2015), conseqüentemente, a temperatura da superfície superior ($T_{cell,sup}$) e inferior ($T_{cell,inf}$) da célula, e a temperatura da

superfície anterior ($T_{\text{cobre,sup}}$) e posterior ($T_{\text{cobre,inf}}$) da placa de cobre foram consideradas iguais.

Na Figura 40 é mostrado o diagrama de resistências do MT2 após as considerações supracitadas, no qual a temperatura da célula é resumida apenas em T_{cell} do mesmo modo que a temperatura do cobre é simplificada como T_{cobre} . Também nesse diagrama foram adicionadas as trocas de calor envolvidas no esquema da Figura 38.

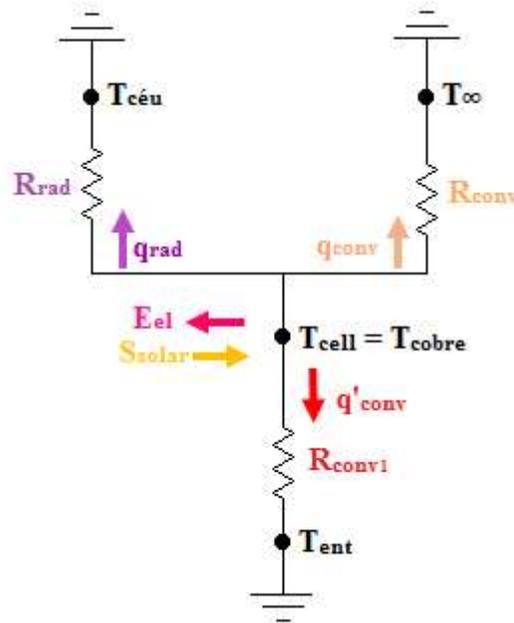


Figura 40. Diagrama de resistências e balanço de energia do Modelo Térmico 2
Fonte: Autoria própria

Com base na Figura 40, o balanço de energia no nó associado à temperatura da célula fotovoltaica pode ser expresso por meio da Equação 21. É importante ressaltar que pelo fato dos modelos a serem confeccionados no presente trabalho utilizarem uma minibomba para auxiliar no escoamento da água pelos dutos, o fluxo de calor convectivo do trocador de calor do MT2 foi considerado forçado.

$$S_{\text{solar}} = E_{\text{el}} + q_{\text{rad}} + q_{\text{conv}} + q'_{\text{conv}} \quad (21)$$

Onde:

q'_{conv} = taxa de transferência de calor por convecção forçada (W/m^2).

Se for comparada a Equação 21 do MT2 com a Equação 14 do MT1, pode-se apontar a transferência de calor por convecção forçada (q'_{conv}) como a única variável divergente entre as equações. Por conta disso, no Modelo Térmico 2, além da irradiância solar (S_{solar}) e da temperatura ambiente (T_{amb}), terá a temperatura de entrada do fluido (T_{ent}), que no caso é a água, considerada como uma variável de entrada.

Como a energia elétrica produzida pela célula (E_{el}), o fluxo de calor por radiação (q_{rad}) e o fluxo de calor por convecção natural (q_{conv}) não apresentam variáveis que dependem do novo parâmetro de entrada, ou seja, da temperatura de entrada do fluido, elas podem ser calculadas, respectivamente, pelas Equações 16, 17 e 19, conforme explicado no item 3.2.1.

Em contrapartida, a transferência de calor por convecção forçada, que ocorre no interior de um canal, também denominado de duto, deve ser determinada através da Equação 22, conforme estabelecido por Incropera *et. al.* (2008) e Çengel e Ghajar (2012).

$$q''_{conv}[T_{cell}, T_{ent}] = h_{\text{água}} \cdot (T_{cell} - T_m) \quad (22)$$

Onde:

$q''_{conv} [T_{cell}, T_{ent}]$ = taxa de transferência de calor por convecção forçada em função da temperatura da célula FV e da temperatura de entrada da água (W/m^2);

$h_{\text{água}}$ = coeficiente de transferência de calor por convecção da água ($W/m^2.K$);

T_m = temperatura média da água (K).

A temperatura média da Equação 22 é uma referência utilizada em escoamentos internos e “[...] desempenha um papel muito semelhante àquela da temperatura na corrente livre T_{∞} nos escoamentos externos.” (INCROPERA *et. al.*, 2008). Como foi considerado que o fluxo térmico na superfície em contato com a água é constante, Incropera *et. al.* (2008) afirmam que a temperatura da água pode ser analisada como se variasse linearmente ao longo do duto e, por isso, indicam o uso Equação 23 para determinar o valor da temperatura média do fluido.

$$T_m = T_{ent} + \frac{q''_{conv} \cdot Pe}{\dot{m} \cdot c_p} \cdot \frac{1}{2} \quad (23)$$

Onde:

T_{ent} = temperatura de entrada da água (K);

q''_{conv} = taxa de transferência de calor por convecção forçada da Equação 22 (W/m^2);

Pe = perímetro do duto (m);

\dot{m} = vazão mássica (kg/s);

c_p = calor específico do fluido (kJ/kg.K).

Já para o cálculo do coeficiente de transferência de calor da água também presente na Equação 22, Çengel e Ghajar (2012) recomenda a utilização da Equação 24 nos casos da transferência de calor por convecção forçada ocorrer por meio do escoamento da água

no interior de tubos não circulares e completamente desenvolvido, como é a situação do presente modelo.

$$h_{\text{água}}[T_{\text{cell}}, T_{\text{ent}}] = \frac{k}{D_h} \cdot Nu \quad (24)$$

Onde:

$h_{\text{água}} [T_{\text{cell}}, T_{\text{ent}}]$ = coeficiente de transferência de calor por convecção da água em função da temperatura da célula e da temperatura de entrada da água (W/m².K);

k = condutividade térmica (W/m.K);

D_h = diâmetro hidráulico (m);

Nu = número de Nusselt.

Como o coeficiente de transferência de calor por convecção forçada da água depende de variáveis divergentes das que foram utilizadas para obter o coeficiente de transferência de calor por convecção natural do ar, um novo procedimento precisou ser adotado e seu detalhamento pode ser visto no APÊNDICE III.

Após desenvolver as equações que envolvem o balanço de energia do Modelo Térmico 2 proposto, foi possível elaborar um algoritmo (mostrado no APÊNDICE IV), com o auxílio do *software* Matlab[®], capaz de determinar a temperatura da célula (T_{cell}) e de saída da água (T_{sai}) diante das diferentes situações de temperatura do ambiente (T_{amb}), temperatura de entrada da água (T_{ent}) e irradiância solar (S_{solar}).

A temperatura da célula pôde ser determinada pelo método de convergência e iterações numéricas com o auxílio do *software* Matlab[®], já a temperatura de saída da água pôde ser determinada por meio da Equação 25, conforme sugerido por Çengel e Ghajar (2012).

$$T_{\text{sai}} = T_{\text{ent}} + \frac{q''_{\text{conv}} \cdot A_{\text{cell}}}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (25)$$

Onde:

T_{sai} = temperatura de saída da água (°C);

T_{ent} = temperatura de entrada da água (°C);

q''_{conv} = taxa de transferência de calor por convecção forçada (W/m²);

A_{cell} = área total da célula em estudo (m²).

Para finalizar a modelagem térmica dos sistemas propostos, o estudo insere nas Equações 4 e 6 a irradiância solar estipulada e a temperatura da célula encontrada na simulação, e observa o comportamento elétrico no que diz respeito a potência e rendimento elétrico. Com isso, é possível constatar o ganho de potência elétrica com o resfriamento da

célula FV ao comparar o Modelo Térmico 1 (sem resfriamento) e o Modelo Térmico 2 (com resfriamento).

Após as análises possíveis de serem estimadas com a modelagem empírica do item 3.2, os tópicos subsequentes são responsáveis pelo desenvolvimento da análise experimental do presente trabalho, iniciando pelo projeto e confecção dos protótipos a serem analisados.

3.3 Confeção dos coletores solares PVT água e ar

Após desenvolver a modelagem térmica dos sistemas em estudo com e sem o resfriamento da célula em estudo, o presente item tem o objetivo de apresentar o projeto dos protótipos baseados nos coletores PVT citados no item 2.3. Especificamente, o Protótipo 1 (P1) é baseado no coletor PVT convencional de água e ar placa e tubos, enquanto que o Protótipo 2 (P2) tem como referência o coletor PVT água e ar com duas superfícies absorvedoras. O projeto e confecção dos protótipos serão detalhados nos itens 3.3.1 e 3.3.2, respectivamente.

É importante ressaltar que para a confecção dos dois modelos foi necessário a utilização de uma pasta térmica, que garante uma melhor aderência e, conseqüentemente, melhor condutividade térmica entre a superfície inferior da célula FV e a face superior da chapa de cobre. Também foram adquiridos tubos de alumínio para ajudar no correto direcionamento do fluxo de água pelos tubos e canais do trocador de calor. No que diz respeito à parte elétrica dos coletores PVT projetados, foi imprescindível a utilização da fita de estanho (“*tab wire*”) e da caneta de fluxo para auxiliar na soldagem da célula FV e garantir acessibilidade aos pontos de medição de corrente, tensão e potência elétricas.

3.3.1 COLETOR PVT PLACA E TUBOS – PROTÓTIPO 1

Para confeccionar o primeiro modelo do coletor PVT, denominado de Protótipo 1 (P1), foi utilizada uma superfície de vidro de 3mm, que encontra-se afastada 5mm da segunda camada de vidro, permitindo a passagem de ar ou água pelo canal formado; esse segundo vidro tem 2mm de espessura e está posicionada acima da célula FV, a qual se encontra acoplada a uma chapa de cobre de 0,3mm de espessura na sua face posterior. Abaixo dessa chapa de cobre há 5 tubos, também de cobre e igualmente espaçados, que permitem a passagem da água responsável pela extração do calor. É importante ressaltar

que as duas camadas de vidro e a chapa de cobre possuem dimensões (área) iguais a da célula FV.

A Figura 41 mostra as principais etapas da montagem do P1, enquanto que a Figura 42 ilustra o corte transversal desse protótipo, mostrando em detalhes os principais componentes. Ambas figuras foram desenvolvidas no *software* SketchUp[®].

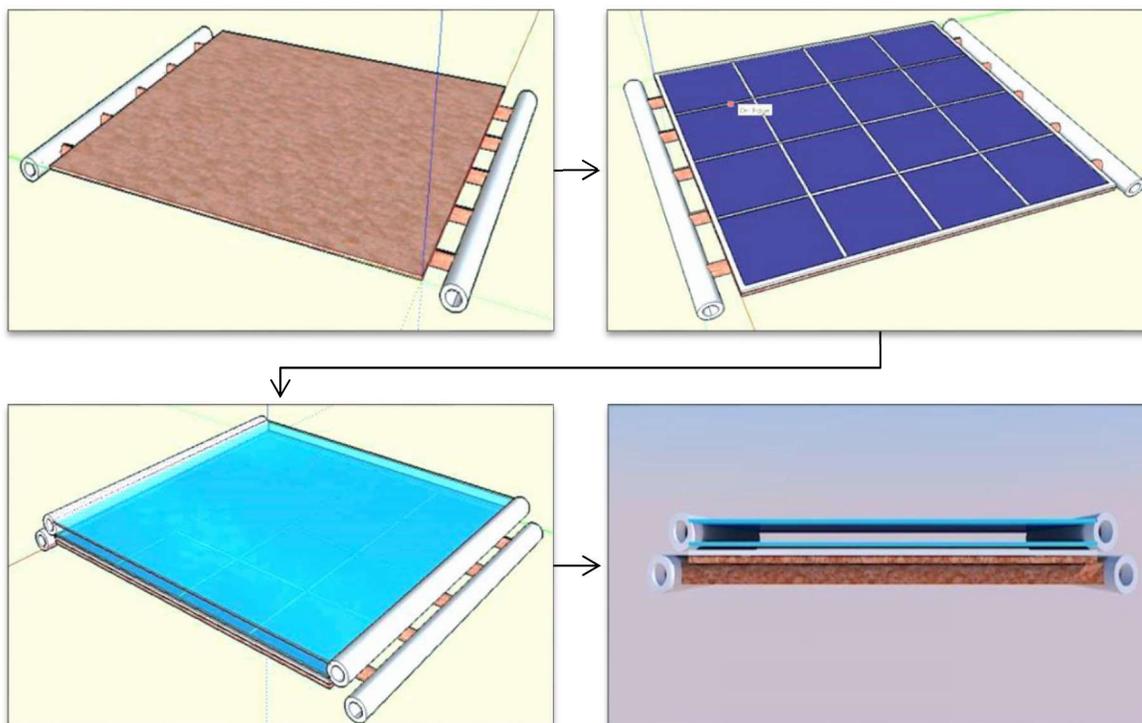


Figura 41. Projeto de construção do Protótipo 1
Fonte: Autoria própria

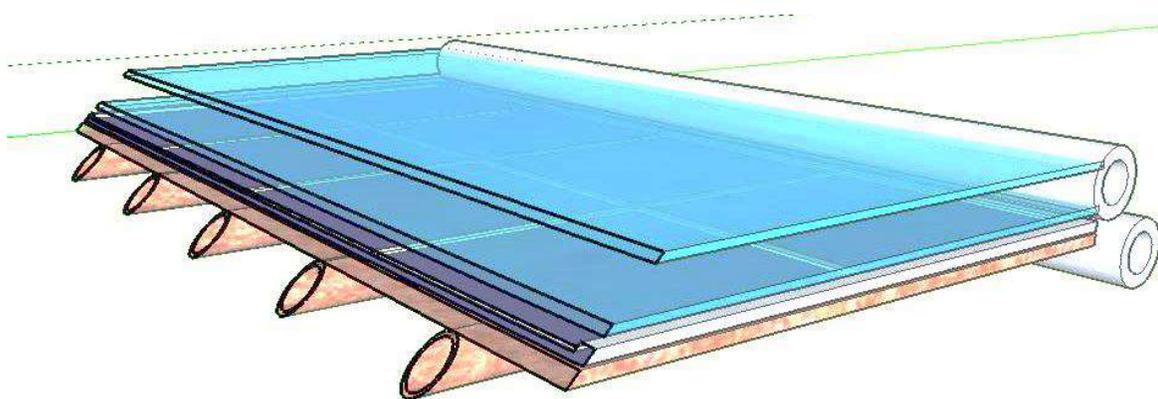


Figura 42. Corte transversal do Protótipo 1
Fonte: Autoria própria

Com posse do projeto proposto e dos materiais necessários para a confecção do Protótipo 1, as seguintes etapas foram realizadas para a construção do modelo: (1) fabricação da grade absorvedora - primeiramente foram realizadas marcações e furos em

dois tubos de alumínio para depois encaixar e vedar com adesivo epóxi os tubos de cobre. Posteriormente, a placa de cobre foi soldada sobre os tubos de cobre e uma pasta térmica foi pincelada na superfície superior dessa placa; (2) montagem da camada vidro/vidro – foi efetuada a colagem das duas superfícies de vidro com o auxílio de pedaços de alumínio com 5mm de altura e adesivo epóxi de alta resistência, em seguida, foi realizada marcações e rasgos em dois tubos de alumínio, bem como sua colagem em duas das laterais dessa camada, por fim, as outras duas laterais da camada vidro/vidro foram vedadas com silicone, permitindo a limitação lateral do fluxo de água; (3) inserção do contato elétrico - soldagem da fita de estanho nos contatos elétricos da célula FV; e, por fim (4) sobreposição de cada camada de acordo com o esquema da Figura 42. Na Figura 43 é possível observar algumas dessas etapas de construção.

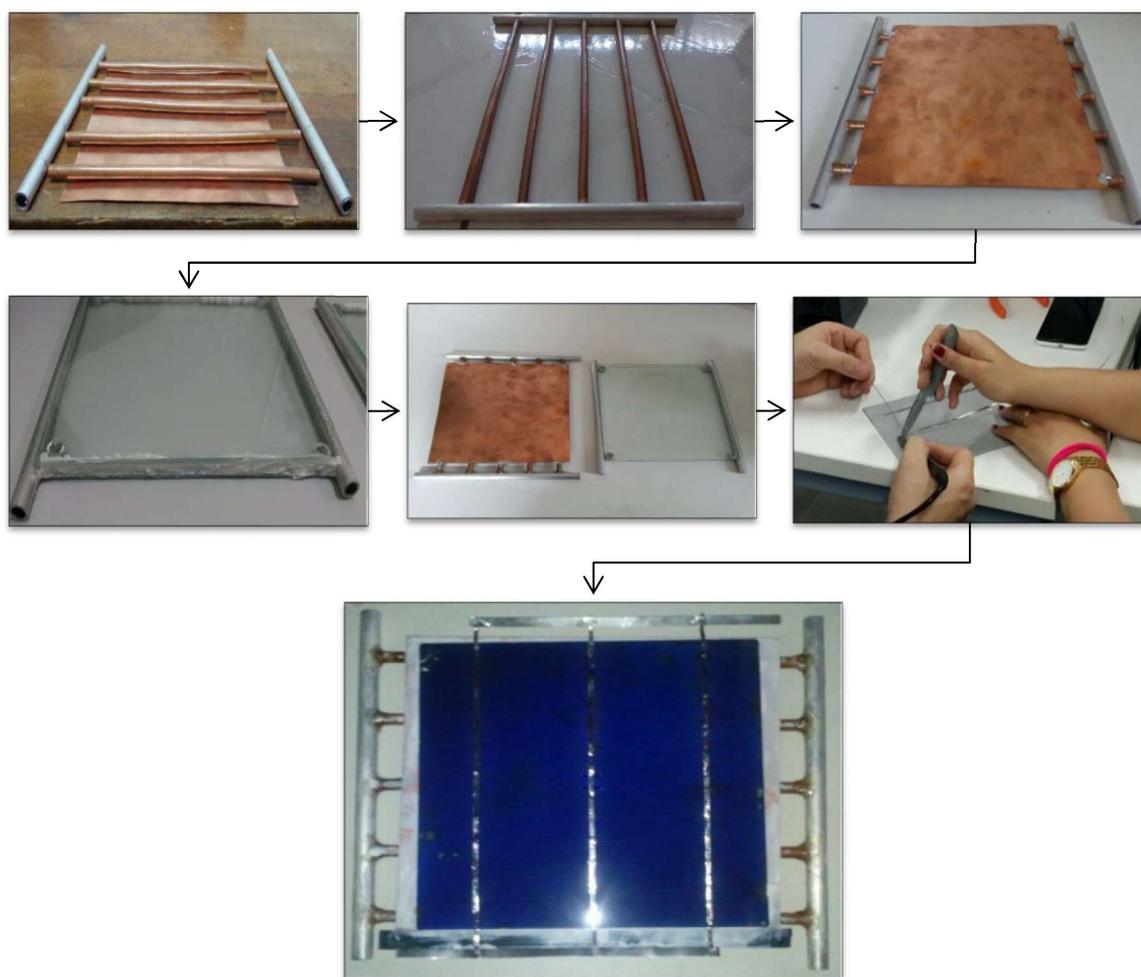


Figura 43. Etapas de fabricação do Protótipo 1
Fonte: Autoria própria

Ao término da etapa 1, foi realizado o teste de estanqueidade na grade absorvedora a fim de detectar possíveis vazamentos. Foram percebidos alguns vazamentos e como solução foi utilizado uma maior quantidade de cola epóxi em cada união e novos testes foram realizados até todos os pontos de vazamento serem eliminados.

Do mesmo modo, ao final da etapa 2 foi efetuado o teste de estanqueidade da camada vidro-vidro e também foram detectados vazamentos em uma grande parcela da junção entre o vidro e o alumínio. Inicialmente foi utilizado silicone entre essas uniões, depois uma maior parcela de cola epóxi e ainda uma cola instantânea para diferentes tipos de materiais, entretanto, ainda assim o sistema apresentou vazamentos durante os testes de estanqueidade, como pode ser observado da Figura 44, comprometendo sua utilização durante os ensaios.



Figura 44. Pontos de vazamento da camada vidro-vidro
Fonte: Autoria própria

Após a montagem do Protótipo 1, sem a camada vidro/vidro, o sistema de resfriamento ficou composto por uma minibomba de água de 4W (até 250L/h), dois reservatórios de água, tês de passagem de água e mangueiras de conexão que foram acoplados à entrada e à saída de água do referido protótipo, como mostra o esquema da Figura 45 desenvolvido no *software* SketchUp®.

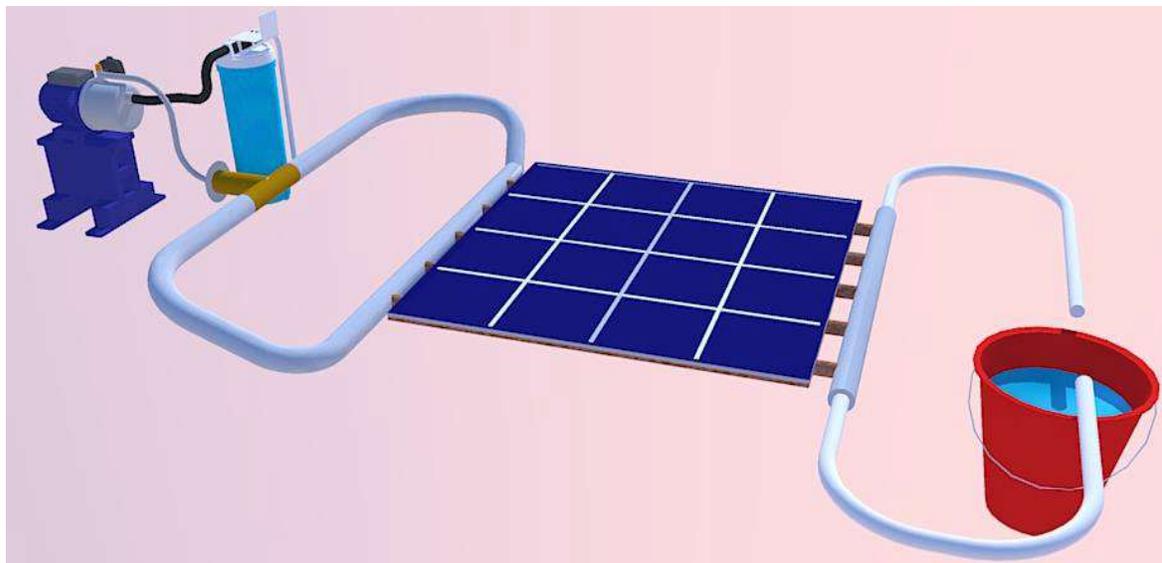


Figura 45. Sistema composto pelo Protótipo 1
Fonte: Autoria própria

Por fim, para facilitar as medições, o manuseio e os possíveis reparos em partes do sistema, a camada vidro-vidro e a grade absorvedora não foram fixadas com cola na célula fotovoltaica.

3.3.2 COLETOR PVT COM DUAS SUPERFÍCIES ABSORVEDORAS – PROTÓTIPO 2

O segundo modelo foi projetado com base no coletor PVT água e ar com duas superfícies absorvedoras e é denominado de Protótipo 2 (P2). Ele também tem como primeiro elemento um vidro de 3mm de espessura espaçado 5mm do segundo componente, possibilitando o fluxo de ar ou a primeira passagem da lâmina de água pelo canal formado. Esse segundo componente é outro vidro, sendo que de 2mm, que junto com a chapa de cobre de 0,3mm realiza o encapsulamento da célula solar. Depois há uma última superfície de vidro de 5mm de espessura e afastada em 5 mm da chapa de cobre, garantindo a segunda passagem da lâmina de água. Com o auxílio do *software* SketchUp[®], a Figura 46 demonstra as principais etapas da montagem do P2 e a Figura 47 exhibe o corte transversal desse modelo.

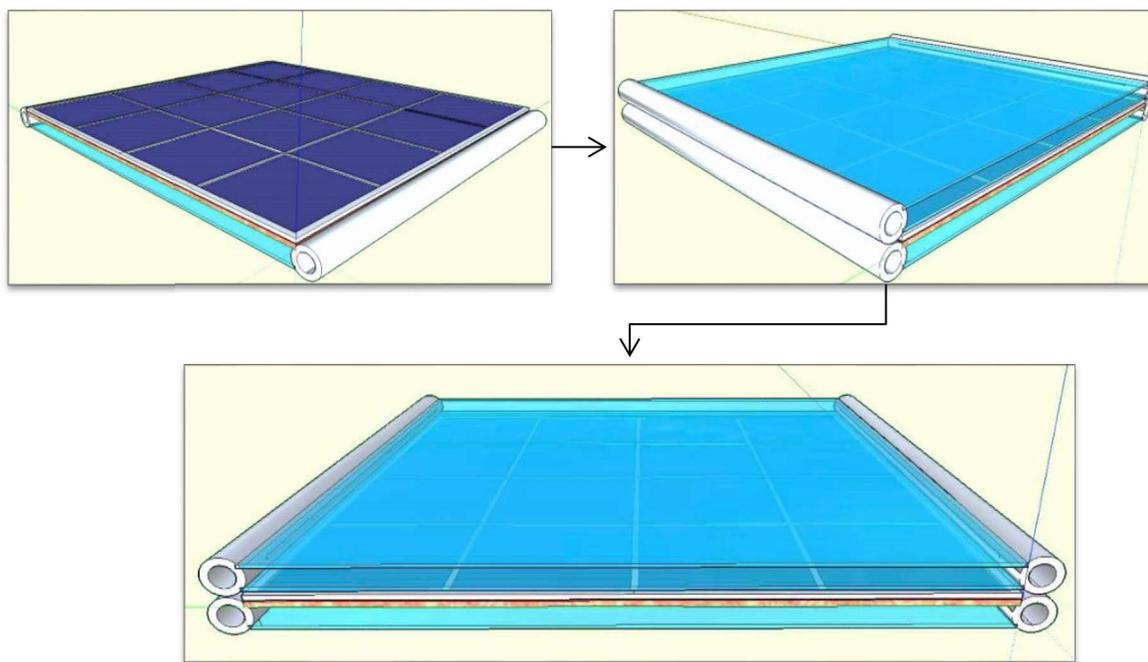


Figura 46. Projeto de construção do Protótipo 2
Fonte: Autoria própria

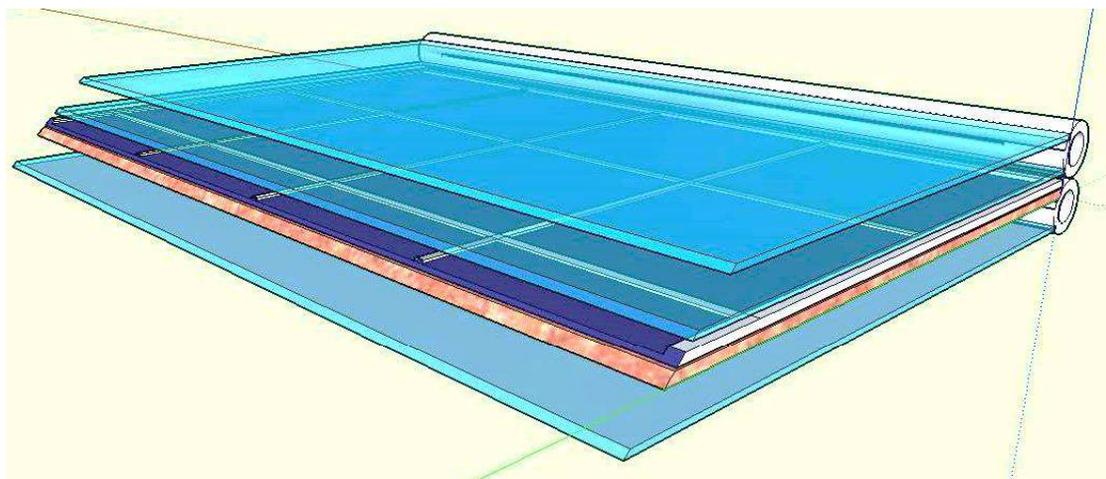


Figura 47. Corte transversal do Protótipo 2
Fonte: Autoria própria

Assim como procedeu na montagem do sistema composto pelo Protótipo 1, no sistema do Protótipo 2 também foi projetado para inserir a minibomba de água de 4W e vazão de até 250L/h acoplada a mangueiras e tês de conexão que garantem vazão constante da água sobre os canais de passagem, conforme ilustrado na Figura 48.

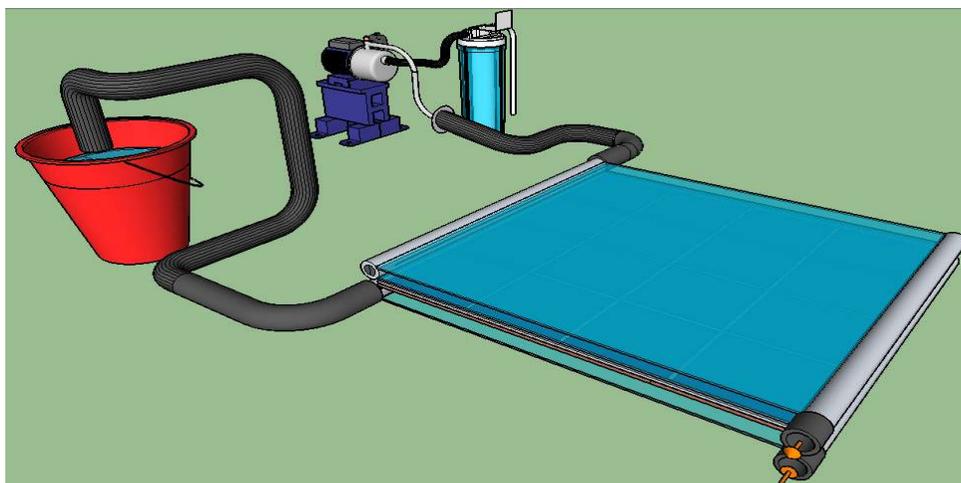


Figura 48. Sistema composto pelo Protótipo 2
Fonte: Autoria própria

Na fabricação do P2 foram executadas as seguintes etapas: (1) elaboração da camada placa de cobre/vidro - inicialmente realizou-se a colagem do cobre e do vidro com o auxílio de pedaços de 5mm de tubos de alumínio para garantir a altura do canal. Depois foram feitas as marcações, os rasgos e colagem de dois tubos de alumínio em duas das laterais da camada cobre/vidro formada e, finalmente, vedou-se as outras duas laterais para evitar vazamento de água; (2) confecção da camada vidro/vidro – tal procedimento foi semelhante ao executado na construção do Protótipo 1; (3) inserção do contato elétrico também por meio da soldagem da fita de estanho nos contatos elétricos da célula FV; e, por fim, (4) sobreposição de cada camada de acordo com o esquema da Figura 47, mas sem a colagem das camadas na célula FV. Algumas dessas etapas são mostradas na Figura 49.

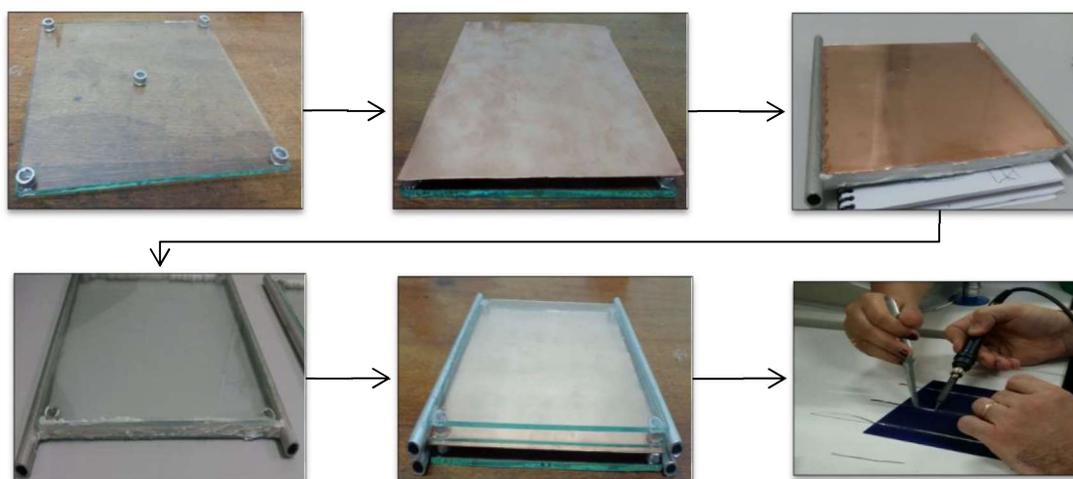


Figura 49. Etapas de fabricação do Protótipo 2
Fonte: Autoria própria

Ao término da etapa de elaboração/confecção, também foi realizado o teste de estanqueidade na camada placa de cobre/vidro do P2, assim como ocorreu na camada

vidro/vidro, foram detectados pontos de vazamentos, que não foram eliminados com uma maior quantidade de cola epóxi, silicone e cola instantânea para diferentes tipos de materiais, especialmente na junção entre o tubo de alumínio e a placa de cobre, conforme apontado na Figura 50.

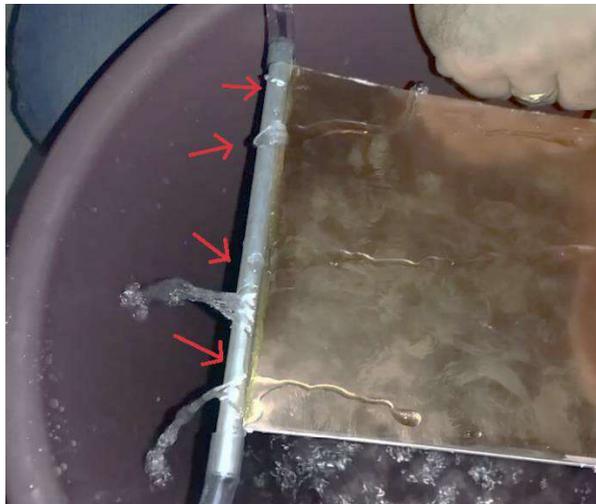


Figura 50. Pontos de vazamento na camada placa de cobre/vidro
Fonte: Autoria própria

É importante relembrar que, conforme foi alertado por Charalambous *et al.* (2007), o Protótipo 2 apresentaria uma maior dificuldade de construção em virtude de sua geometria, peso e complexidade.

Logo, afim de não comprometer os ensaios que ajudarão a validar os modelos térmicos elaborados no item 3.2, apenas o Protótipo 1 foi ensaiado. Para isso, foram introduzidas as conexões que garantem a passagem de água pela grade absorvedora desse protótipo, como é ilustrado na Figura 51.



Figura 51. Protótipo 1 sem a camada vidro/vidro
Fonte: Autoria própria

3.4 Montagem da bancada de testes

Finalizada a fabricação dos sistemas PVT do item 3.3, foi necessário estabelecer os equipamentos utilizados durante os procedimentos de testes com o intuito de determinar o comportamento elétrico e térmico da célula FV, bem como definir as funções e principais características desses equipamentos pertinentes ao estudo.

O primeiro elemento é o simulador solar com variação da radiação que, como o próprio nome sugere, é responsável pela reprodução do completo espectro da luz solar com irradiância incidente controlável pelo usuário. Esse equipamento tem um sistema de medições integrado, que permite armazenar parâmetros elétricos importantes, tais como a corrente elétrica de curto circuito (I_{SC}) e a tensão elétrica de circuito aberto (V_{OC}); e em seguida realizar o monitoramento de medidas como temperatura de superfície (T_{cell}), a corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{MPP}), a tensão elétrica no ponto de máxima potência (V_{MPP}) da célula FV em estudo, bem como traçar a curva característica I-V do sistema, conforme assegura o fabricante PHOTO EMISSION TECH – PET (2015). A Figura 52 mostra o simulador solar que compõe a bancada de teste e destaca o traçador de curva característica I-V.



Figura 52. Simulador Solar CT300AAA-TP com detalhe do traçador de curva I-V
Fonte: Adaptado de PET (2015)

Entretanto, devido aos problemas encontrados durante a instalação e da necessidade de treinamento para a correta manipulação de todo o conjunto do Simulador Solar, optou-

se por não utilizar, por enquanto, o traçador de curvas I-V, de forma a garantir a confiabilidade do sistema de aquisição de dados. Desta forma, para verificação dos parâmetros elétricos e térmicos dos protótipos PVT, optou-se por elaborar um sistema de aquisição de dados com auxílio do *software Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench* (LabVIEW®) e do dispositivo de *hardware* Arduino® UNO, que se comunicam via porta serial do computador (laptop).

De acordo com o explicado por Silvestre (2016), o LabVIEW® é uma linguagem de programação gráfica da empresa *National Instruments*, que pode ser utilizado nos sistemas operacionais Window e Linux e tem como principais áreas de aplicação a automação e a realização de medições. Como a programação é realizada utilizando um modelo de fluxo de dados, essa linguagem oferece vantagens para manipulação e aquisição de dados. No APÊNDICE V é apresentado o diagrama de blocos do algoritmo elaborado no LabVIEW® para obtenção dos dados de temperatura de superfície e tensão de circuito aberto da célula.

Conforme explicado anteriormente, o dispositivo de *hardware* utilizado para efetuar a aquisição de dados do presente trabalho foi o Arduino® UNO, mostrado na Figura 53. Ele possui 14 pinos de entrada/saída digital, 6 entradas analógicas, um cristal oscilador de 16MHz, uma conexão USB, uma entrada de alimentação, uma conexão ICSP e um botão de reset.

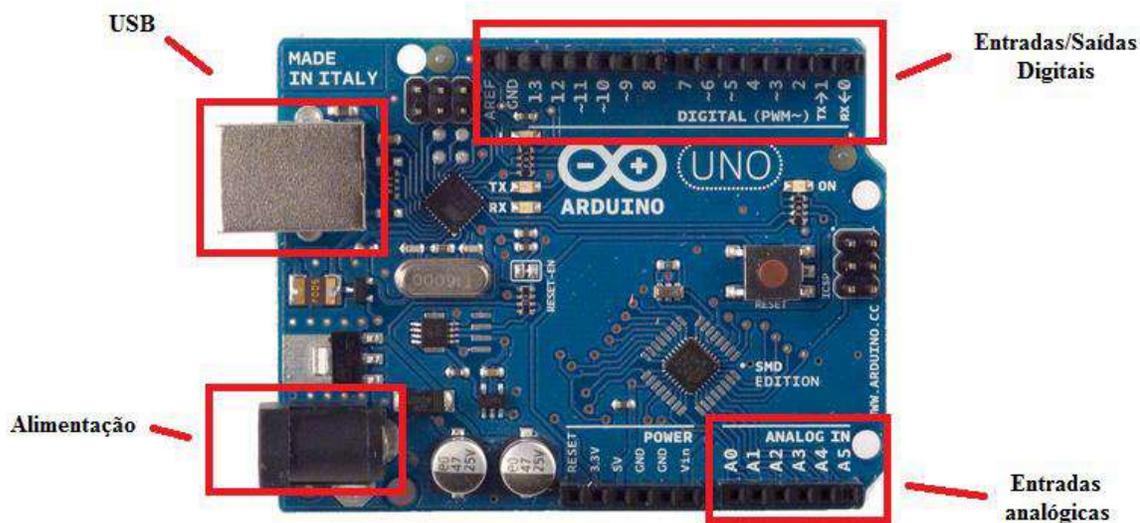


Figura 53. Arduino® UNO
Fonte: Arduino (2016)

Para complementar o sistema de aquisição de dados foi utilizado um termistor de Coeficiente de Temperatura Negativa (NTC - *Negative Temperature Coeficiente*), uma resistência elétrica de 10k Ω e dois cabos de conexão banana jacaré. O termistor NTC é composto por um elemento resistor não linear termicamente sensível e que por possuir um

coeficiente negativo, a resistência irá diminuir com um aumento da temperatura, permitindo assim que o *software* realizar a leitura do sinal. A Figura 54 representa um esquema do circuito de medição da temperatura e tensão elétrica da célula.

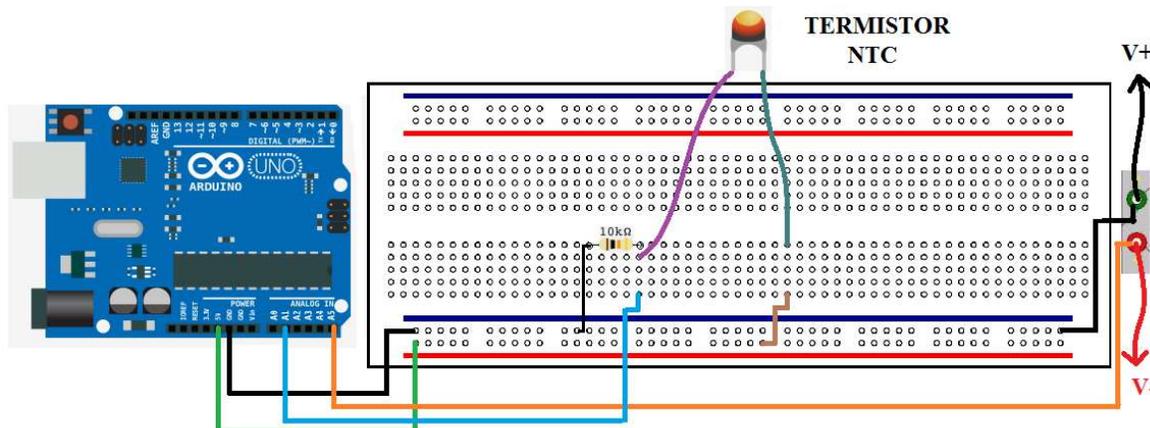


Figura 54. Esquema do circuito do sistema de aquisição de dados

Fonte: Autoria própria

É válido ressaltar que em virtude da ausência de um sensor de corrente, a medição da corrente elétrica produzida pelos protótipos em estudo não pôde ser realizada durante os ensaios. Além disso, a ausência de sensores de temperatura com encapsulamento não permitiu acompanhar a temperatura da água na entrada e na saída do sistema PVT.

O outro equipamento utilizado no decorrer dos testes foi uma câmara infravermelho (IR), mostrada na Figura 55, capaz de verificar a temperatura da célula em diferentes etapas de ensaio, além de esboçar um mapa de temperatura por meio de sua câmara termográfica, conforme é verificado na Figura 55.

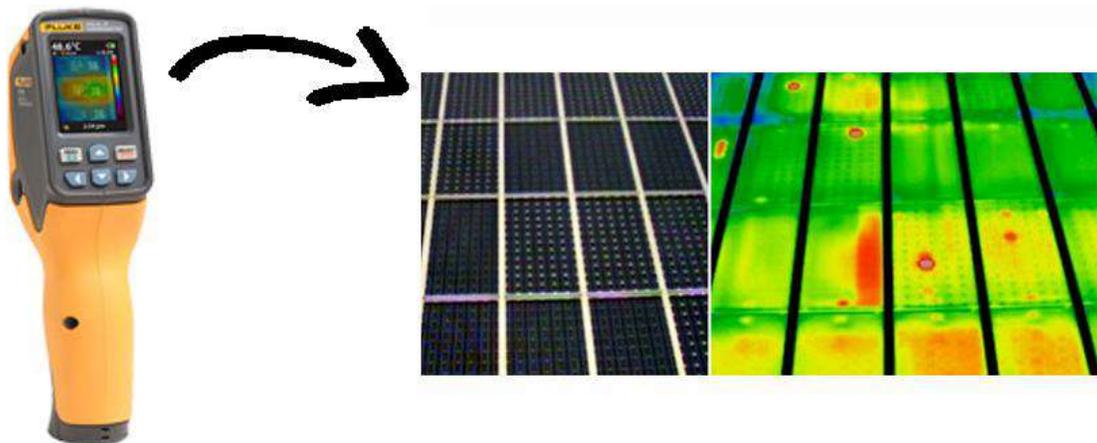


Figura 55. Termômetro IR Visual e o detalhe do mapa de calor de uma célula FV

Fonte: Fluke (2015)

3.5 Determinação dos parâmetros de desempenho dos coletores híbridos

Os equipamentos que compõem a bancada de testes são fundamentais na determinação dos parâmetros necessários para as análises do estudo, bem como verificar o desempenho elétrico e térmico simultaneamente.

De acordo com Almeida (2008), os principais fatores que influenciam no desempenho dos protótipos projetados baseados na tecnologia solar híbrida PVT são: vazão mássica, temperatura de entrada do fluido, número de coberturas, condutância térmica entre o absorvedor e o fluido, comprimento e diâmetro dos tubos e a espessura do absorvedor. Além disso, devem ser consideradas as condições climáticas, ou seja, a irradiância solar e a temperatura ambiente.

Entretanto, é válido ressaltar que, ao especificar os aspectos construtivos do projeto no item 3.3, apenas as variáveis vazão mássica, temperatura de entrada do fluido, irradiância solar e temperatura ambiente podem ser manipuláveis durante os ensaios e, por isso, elas são fundamentais para determinar o rendimento térmico e elétrico da célula FV em estudo e do sistema como um todo, conforme estabelecido nos itens 3.5.1 e 3.5.2.

3.5.1 DESEMPENHO ELÉTRICO

O rendimento elétrico, também conhecido como eficiência elétrica, é o parâmetro fundamental para analisar a capacidade que os protótipos têm de converter a energia solar em eletricidade em condições de operação diferentes daquelas em STC. Almeida (2008) esclarece que o rendimento elétrico dos protótipos baseados na tecnologia PVT (η_e) podem ser calculados por meio da razão entre a potência elétrica máxima fornecida pelos terminais da célula FV e a radiação solar incidente, ou seja, a mesma expressão dos módulos fotovoltaicos utilizados por Pinho e Galdino (2014), conforme é demonstrado na Equação 26.

$$\eta_e = \frac{P_{MPP}}{S \cdot A_c} \cdot 100 \quad (26)$$

Onde:

η_e = rendimento elétrico (%);

P_{MPP} = potência elétrica máxima (Wp);

S = irradiância global (W/m²);

A_c = área do coletor (m²).

Almeida (2008) ainda ressalva que esse rendimento também pode ser estabelecido por meio da relação corrente e tensão de máxima potência, com a radiação solar incidente sobre a célula FV, como pode ser observado na Equação 27.

$$\eta_e = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{S \cdot A_c} \cdot 100 \quad (27)$$

Onde:

I_{MPP} = Corrente elétrica no ponto de máxima potência (A);

V_{MPP} = Tensão elétrica no ponto de máxima potência (V).

Contudo, como a bancada de teste não tinha um instrumento adequado para medir a potência ou corrente elétrica do sistema, então, a variável potência elétrica da Equação 26 foi substituída pela potência calculada por meio da Equação 4, uma vez que a irradiância solar e a temperatura de superfície da célula são variáveis conhecidas, e os dados fornecidos pela folha de dados do fabricante são preservados. Com isso, a Equação 28 será a utilizada para analisar o desempenho elétrico da célula em estudo.

$$\eta_{cell} = \frac{[(0,0046 \cdot S) - 0,058] - [0,0192 \cdot (T_{cell} - 298,15)]}{S \cdot (0,156^2)} \cdot 100 \quad (28)$$

Onde:

η_{cell} = rendimento elétrico da célula FV;

T_{cell} = temperatura da superfície da célula (K).

3.5.2 DESEMPENHO TÉRMICO

Como o sistema híbrido PVT tem produção de energia elétrica e térmica, uma análise térmica também é propícia de ser observado no presente experimento. Para tal, é fundamental conhecer o desempenho térmico dos protótipos confeccionados.

O rendimento térmico determina a quantidade de energia que um sistema consegue transferir da célula fotovoltaica para o fluido resfriador. Esse rendimento, pode ser obtido por meio da razão entre a potência transferida ao fluido de trabalho, a área da célula exposta ao fluxo de calor e a irradiância solar incidente, conforme é explicado por Bezerra (2001) e mostrado na Equação 29.

$$\eta_t = \frac{P_u}{S \cdot A_c} \cdot 100 \quad (29)$$

Onde:

η_t = rendimento térmico do coletor híbrido em estudo (%);

P_u = potência útil transferida ao fluido de trabalho (W).

Ainda de acordo com Bezerra (2001), a potência útil presente na Equação 29 é “a parcela da energia que consegue ser transferida para o fluido de trabalho, no caso, a água.”. A Equação 30 explica como tal parâmetro pode ser calculado.

$$P_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{sai} - T_{ent}) \quad (30)$$

Onde:

\dot{m} = vazão mássica (kg/s);

c_p = calor específico da água (kJ/kg °C);

T_{sai} = temperatura de saída da água (°C);

T_{ent} = temperatura de entrada da água (°C);

Ao término de todos os experimentos e de posse das medições pertinentes ao sistema, é possível calcular os parâmetros que contribuem para a determinação da eficiência elétrica e térmica do sistema, assim como avaliar os resultados obtidos com o ensaio dos protótipos e, por fim, compará-los com os resultados obtidos em simulação.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O presente Capítulo analisa o comportamento da célula fotovoltaica no Modelo Térmico 1 e Modelo Térmico 2 através das equações desenvolvidas e com o auxílio do *software* Matlab[®]. Também é observado a distribuição de temperatura na célula, bem como o desempenho elétrico e térmico dos protótipos confeccionados após expostos a uma temperatura ambiente e irradiância solar controlados por meio do simulador solar. Por fim, para verificar a precisão dos modelos desenvolvidos, uma comparação entre os resultados simulados por meio de *software* e obtidos experimentalmente é realizada.

Para ambos os modelos térmicos, a programação desenvolvida no Matlab[®] determinou situações nas quais as irradiâncias estiveram dentro de um intervalo de 200W/m² e 1400W/m², a temperatura ambiente ficou entre 15°C e 45°C e a temperatura da entrada da água variou de 20°C até 35°C. Nos gráficos plotados para esses modelos térmicos, foram considerados que a coordenada X refere-se à temperatura ambiente (em °C), a coordenada Y trata-se da irradiância (em W/m²) e a coordenada Z diz respeito a variável em estudo, seja temperatura da célula (°C), potência elétrica de saída da célula FV (W), rendimento elétrico (%) ou temperatura de saída da água (°C).

4.1 Análise da simulação do Modelo Térmico 1

O MT1 analisou a célula fotovoltaica sem resfriamento, por isso não foram estabelecidas temperaturas de entrada da água. Apenas variações de irradiância e temperatura ambiente foram verificadas. Com isso, o programa desenvolveu gráficos, dos quais é possível analisar a temperatura de superfície da célula, a potência elétrica produzida por ela, bem como seu rendimento elétrico, em função das variáveis irradiância solar e temperatura ambiente, conforme são observados nos gráficos da Figura 56 a Figura 58.

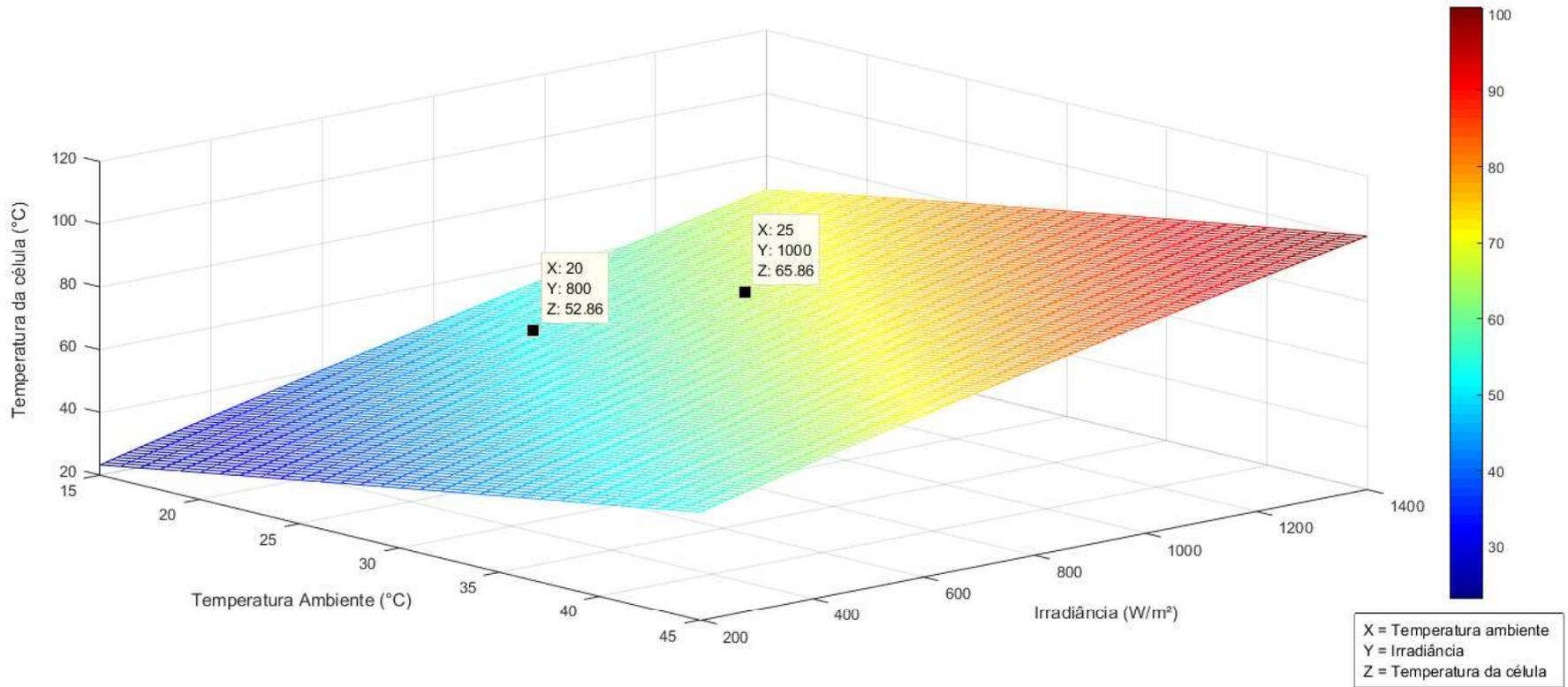


Figura 56. Temperatura da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância e temperatura ambiente variáveis
Fonte: Autoria própria

De acordo com a Figura 56, observa-se que a temperatura da célula cresce à medida que a temperatura ambiente e/ou a irradiância solar se eleva. Também é verificado que a uma temperatura ambiente de 15°C e irradiância de $200\text{W}/\text{m}^2$, a temperatura da célula é próxima a 20°C , ao passo que à 45° de temperatura ambiente e $1400\text{W}/\text{m}^2$ de irradiância solar, a temperatura da célula ultrapassa os 100°C , o que proporcionará uma enorme perda de potência elétrica (acima de 30%), visto que a potência decrescer 0,42% para cada 1°C de temperatura ambiente acima da STC de 25°C , conforme explicado no item 3.1.

Ainda analisando a Figura 56, destaca-se que na condição de NOCT, ou seja, à $800\text{W}/\text{m}^2$ de irradiância solar e 20°C de temperatura ambiente, a temperatura da célula é de aproximadamente 53°C , valor que encontra-se dentro do intervalo de 33°C e 58°C estabelecido por Honsberg e Bowden (2016) como condições normais de operação de uma célula fotovoltaica. Em seguida, estudando a situação semelhante à condição STC, isto é, a uma temperatura ambiente de 25°C (porém, sem controle de temperatura da célula) e irradiância solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$, também se destaca na Figura 56, a temperatura da célula que atinge quase 66°C , o que proporcionará uma potência elétrica inferior aos 4,58W descritos na folha de dados do fabricante, mostrado no ANEXO I. Isso ocorre, pois, a temperatura da célula não está controlada em 25°C , como tipicamente é caso de avaliação nas condições de teste padrão, mas sim, 41°C acima dessa condição.

Diante do fato supracitado, torna-se fundamental analisar o comportamento da célula fotovoltaica no que tange a potência elétrica produzida nas diferentes condições de irradiância solar e temperatura ambiente impostas por meio do simulador Matlab[®]. Por isso, o gráfico da Figura 57 é traçado com o intuito de avaliar a potência de saída da célula solar que não possui arrefecimento e nem temperatura constante na superfície da célula, destacando especialmente, o comportamento na condição padrão STC.

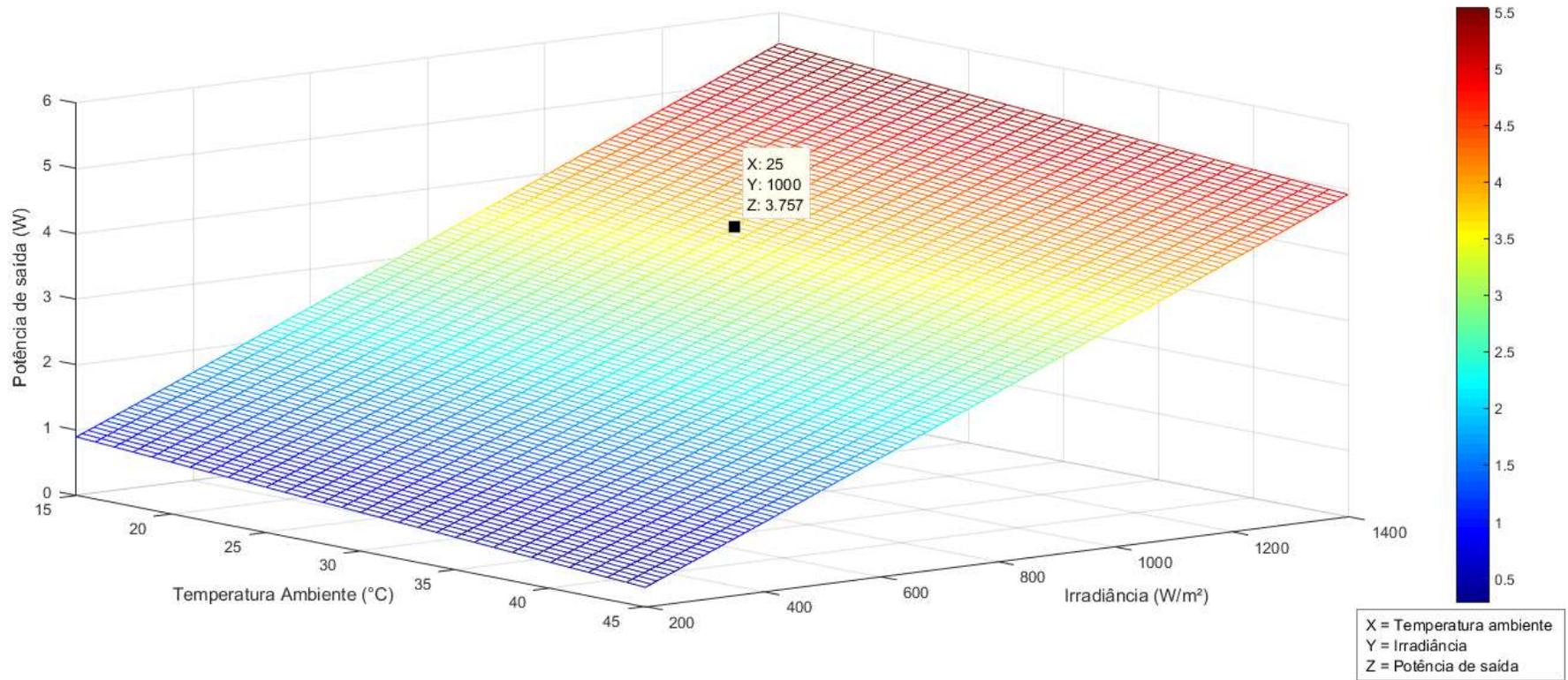


Figura 57. Potência de saída da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis
Fonte: Autoria própria

Conforme esperado, a potência de saída da célula à 25°C de temperatura ambiente e 1000W/m² em irradiância solar é abaixo da informada na folha de dados do fabricante e mostrado no item 3.1, especialmente em razão da temperatura da célula está acima da condição STC. Como é visto na Figura 57, a nova potência da célula é 3,757W, o que representa uma perda de 18% ao comparar com a potência de saída esperada de 4,58W. Logo, para recuperar o percentual de potência perdida, é notada a necessidade de uma maior irradiância solar ao mesmo tempo em que a temperatura ambiente se mantenha constante em 25°C ou a manutenção da irradiância constante com uma redução consequente da temperatura ambiente.

Analisando o gráfico da Figura 57 de maneira geral, percebe-se que a potência produzida pela célula FV diminui à medida que a temperatura ambiente se eleva, sobretudo por efeito dessa temperatura contribuir para um aumento na temperatura de operação da célula (Figura 56). Em contrapartida, a potência da célula FV aumenta quando a irradiância solar cresce, pois, embora a temperatura de operação da célula também cresça com a intensificação da irradiância solar (Figura 56), o ganho em irradiância é maior do que perda por essa elevação de temperatura. Por exemplo, enquanto a irradiância solar cresce de 200W/m² até 1400W/m² (1200W/m² de aumento) para uma temperatura ambiente de 15°C, a temperatura da célula cresce, aproximadamente, de 25°C até 65°C (40°C de elevação) para esses mesmos índices de irradiância e temperatura ambiente.

Para finalizar a análise do MT1 é importante estudar o desempenho elétrico da célula FV em função da irradiância solar e temperatura ambiente. Para isso, o gráfico da Figura 58 foi plotado, o qual destaca o rendimento para a condição de STC.

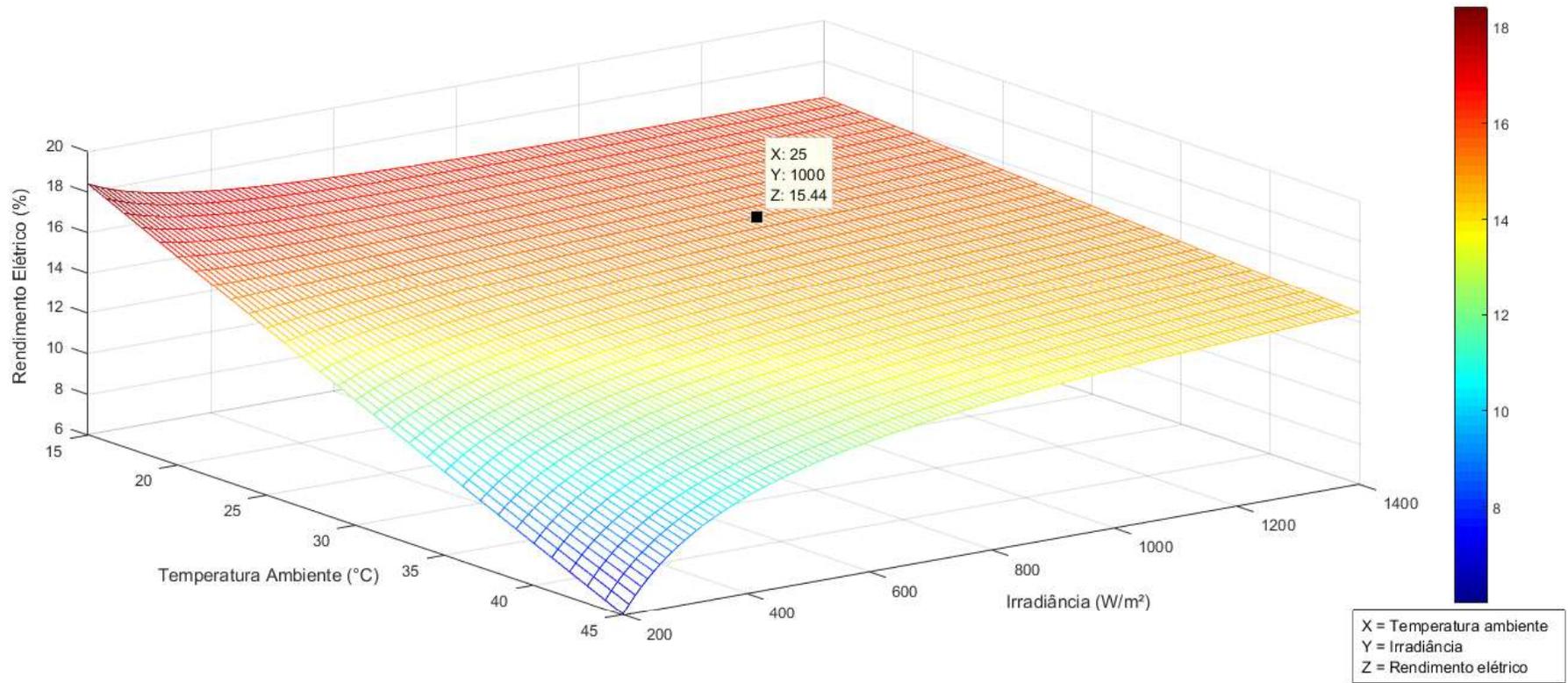


Figura 58. Rendimento da célula em estudo sem resfriamento, com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis
Fonte: Autoria própria

Ao observar o gráfico da Figura 58, percebe-se que a $200\text{W}/\text{m}^2$ há a maior discrepância de desempenho da célula, posto que a 15°C de temperatura ambiente, o rendimento foi acima de 18%, à medida que a 45°C de temperatura ambiente, esse rendimento decresce para próximo de 6%. É importante ressaltar que embora a potência de saída da célula à uma irradiância solar de $200\text{W}/\text{m}^2$ e 15°C de temperatura ambiente seja quase 1W (Figura 57), ou seja, abaixo da potência estimada pela folha de dados do fabricante, o rendimento elétrico é relativamente alto em virtude da relação entre potência e irradiância solar da Equação 26. Em contrapartida, para os mesmos $200\text{W}/\text{m}^2$ de irradiância solar, mas à 45°C de temperatura ambiente, a potência de saída cai para um valor abaixo de 0,5W (Figura 57), proporcionando também uma queda no desempenho da célula FV de 50%.

Agora, estudando o rendimento elétrico à $1400\text{W}/\text{m}^2$ mostrado na Figura 58, verifica-se que o desempenho é próximo à 16% quando a temperatura ambiente é 15°C , e só decai para quase 14% quando a temperatura ambiente sobe para 45°C , também em virtude do aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, redução de 0,5W da potência de saída (Figura 57).

Finalmente, examinando a situação semelhante ao STC, ou seja, considerando uma temperatura ambiente de 25°C e irradiância solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$, o rendimento elétrico é de 15,44% que, conforme esperado, é um valor inferior aos 18,8% estimado pela folha de dados mostrada no ANEXO I. Isto ocorre, pois, a temperatura de operação da célula não pôde ser controlada em 25°C , chegando a média de $65,86^\circ\text{C}$ e, como consequência, reduzindo a potência de 4,58W para 3,757W.

Diante da análise dos gráficos das Figura 56, Figura 57 e Figura 58, constata-se que para uma irradiância constante, à medida que a temperatura ambiente aumenta, a temperatura da célula também se eleva, o que proporciona uma redução na potência elétrica produzida pela célula e, por conseguinte, uma diminuição do rendimento elétrico. Logo, o rendimento elétrico de uma célula fotovoltaico é inversamente proporcional ao aumento da temperatura ambiente em condições de irradiância constante.

Em contrapartida, para as condições de temperatura ambiente constante, apesar da potência de saída da célula ter se elevado à medida que a irradiância solar crescia, o rendimento elétrico não se comportou do mesmo modo. Isso se deve a dois fatores: o

primeiro deles em virtude do crescimento da irradiância ocorrer em maiores intervalos que o da temperatura ambiente pré-estabelecidos, desta forma, proporcionando uma maior influência sobre a geração de potência elétrica da célula e, conseqüentemente, sobre o rendimento elétrico da célula em estudo do que a temperatura de superfície da célula; e o segundo fator está no rendimento elétrico de uma célula fotovoltaica ser inversamente proporcional à irradiância solar, como mostrado na Equação 26.

Ao término das análises do MT1, foram realizadas as simulações do Modelo Térmico 2, também com o objetivo de verificar o comportamento da célula, mas agora no que diz respeito a temperatura da sua superfície, potência elétrica gerada, rendimento elétrico e a temperatura de saída da água utilizada como fluido resfriador, conforme é descrito no item 4.2.

4.2 Análise da simulação do Modelo Térmico 2

De acordo com o explicado no item 3.2.2, o Modelo Térmico 2 é composto por uma placa fotovoltaica com um trocador de calor acoplado a sua face posterior, responsável pelo resfriamento da célula. Para o desenvolvimento da simulação, também através do *software* Matlab[®], foi considerada a água como fluido resfriador, a qual utiliza uma minibomba submersa com vazão de 250 litros por hora e potência de 4W para garantir o fluxo constante.

A programação desenvolvida no Matlab[®] é responsável por determinar a temperatura de superfície da célula, a potência de saída da célula FV, o rendimento elétrico dessa célula e também a temperatura de saída da água por meio das equações estabelecidas no item 3.2.2. Para tal, três variáveis iniciais são fundamentais: a irradiância solar incidente, a temperatura ambiente e a temperatura de entrada da água.

Com os valores calculados, o *software* foi programado para plotar gráficos dos parâmetros a serem estudados para temperaturas de entrada da água de 20°C, 25°C, 30°C e 35°C, o qual contribuiu para uma melhor análise dos resultados. Em todos os gráficos, a coordenada X refere-se à temperatura ambiente (em °C), a coordenada Y corresponde a irradiância solar incidente (em W/m²) e a coordenada Z diz respeito a variável de saída calculada pelo Matlab[®], seja temperatura de superfície da célula, potência de saída, rendimento elétrico dessa célula ou temperatura de saída da água. Tais gráficos são mostrados da Figura 59 até a Figura 62.

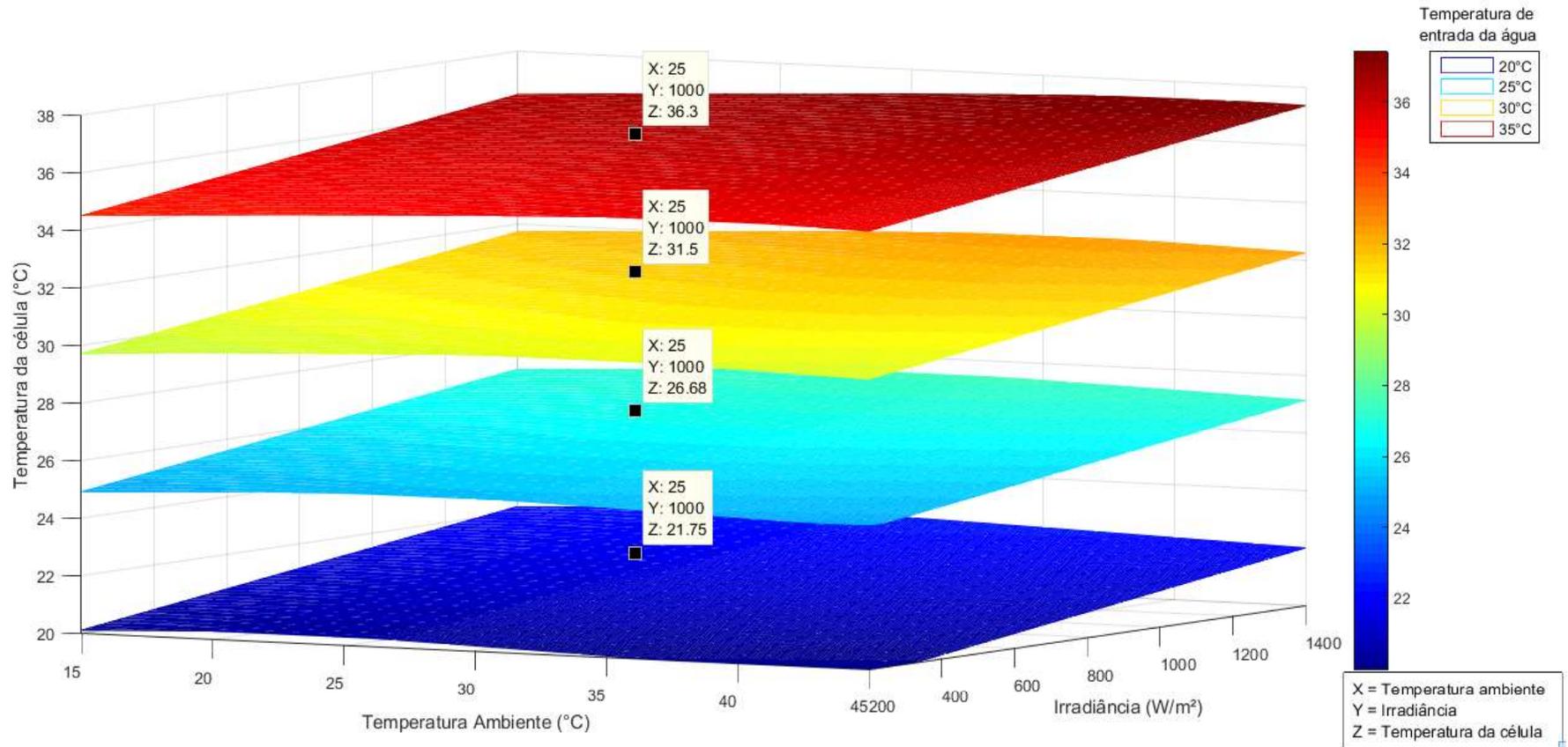


Figura 59. Temperatura da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C

Fonte: Autoria própria

Como é observado na Figura 59, a temperatura da célula se manteve próxima à temperatura de entrada da água utilizada como fluido resfriador para as quatro situações simuladas, elevando poucos graus apenas quando aumentou-se a irradiância incidente e atingindo seu valor máximo, ou seja, aproximadamente 3°C acima da temperatura de entrada da água, quando a irradiância foi 1400W/m². Tal fenômeno pode ser explicado pela Equação 24 que expressa a condição de escoamento interno forçado com fluxo térmico constante na superfície, na qual a temperatura da célula, que corresponde a temperatura superficial, tem como valor de referência a temperatura média da água com o acréscimo da influência do fluxo térmico, que é expresso pela razão entre a taxa de transferência de calor por convecção e o coeficiente de transferência de calor por convecção (INCROPERA *et. al.*, 2008).

Doravante, comparando a temperatura da célula sem e com o resfriamento, ou seja, o gráfico da Figura 56 com os gráficos da Figura 59, especificamente para a irradiância de 1000W/m² e temperatura ambiente de 25°C (que são as condições de teste padrão), percebe-se que para uma temperatura de entrada da água de 20°C, a temperatura da célula reduziu quase 67% do seu valor, enquanto que na condição da água à 25°C, a temperatura da célula diminuiu em torno de 59% em relação ao seu valor medido na condição sem resfriamento. Na situação de temperatura de entrada da água a 30°C, o arrefecimento da superfície da célula foi de aproximadamente 52%, ao passo que a água à 35°C, a atenuação da temperatura foi cerca de 45% quando comparado com o valor sem arrefecimento.

Com a redução da temperatura da célula fotovoltaica, a tensão de saída e, conseqüentemente, a potência produzida pela célula aumenta, em concordância ao explicado no item 2.2. O reflexo da influência dessa temperatura pode ser visto na Tabela 2 para as condições de teste padrão, ou seja, irradiância de 1000W/m² e temperatura ambiente de 25°C.

Tabela 2. Potência elétrica gerada pela célula para cada condição de temperatura de entrada da água

TEMPERATURA DE ENTRADA DA ÁGUA (°C)	POTÊNCIA GERADA (W)
20	4,604
25	4,51
30	4,417
35	4,325

Fonte: Autoria própria

Ao comparar os valores de potência para o MT2 mostrados na Tabela 2 com os resultados obtidos no MT1 (Figura 57), constata-se que no Modelo Térmico 2 a célula recupera cerca de 22,5% de sua potência quando resfriada com uma água à 20°C; 20% da potência quando arrefecida com uma água à 25°C; 17,5% da potência elétrica ao ser resfriada por uma água à 30°C e; 15% da potência elétrica total ao ser esfriada por uma água à 35°C.

Observando graficamente o comportamento da potência elétrica para cada temperatura da água utilizada no arrefecimento da célula, percebe-se que nas quatro condições adotadas os valores obtidos são próximos, como mostra a Figura 60, que representam a potência produzida pela célula em estudo no MT2 para cada valor de temperatura de entrada da água.

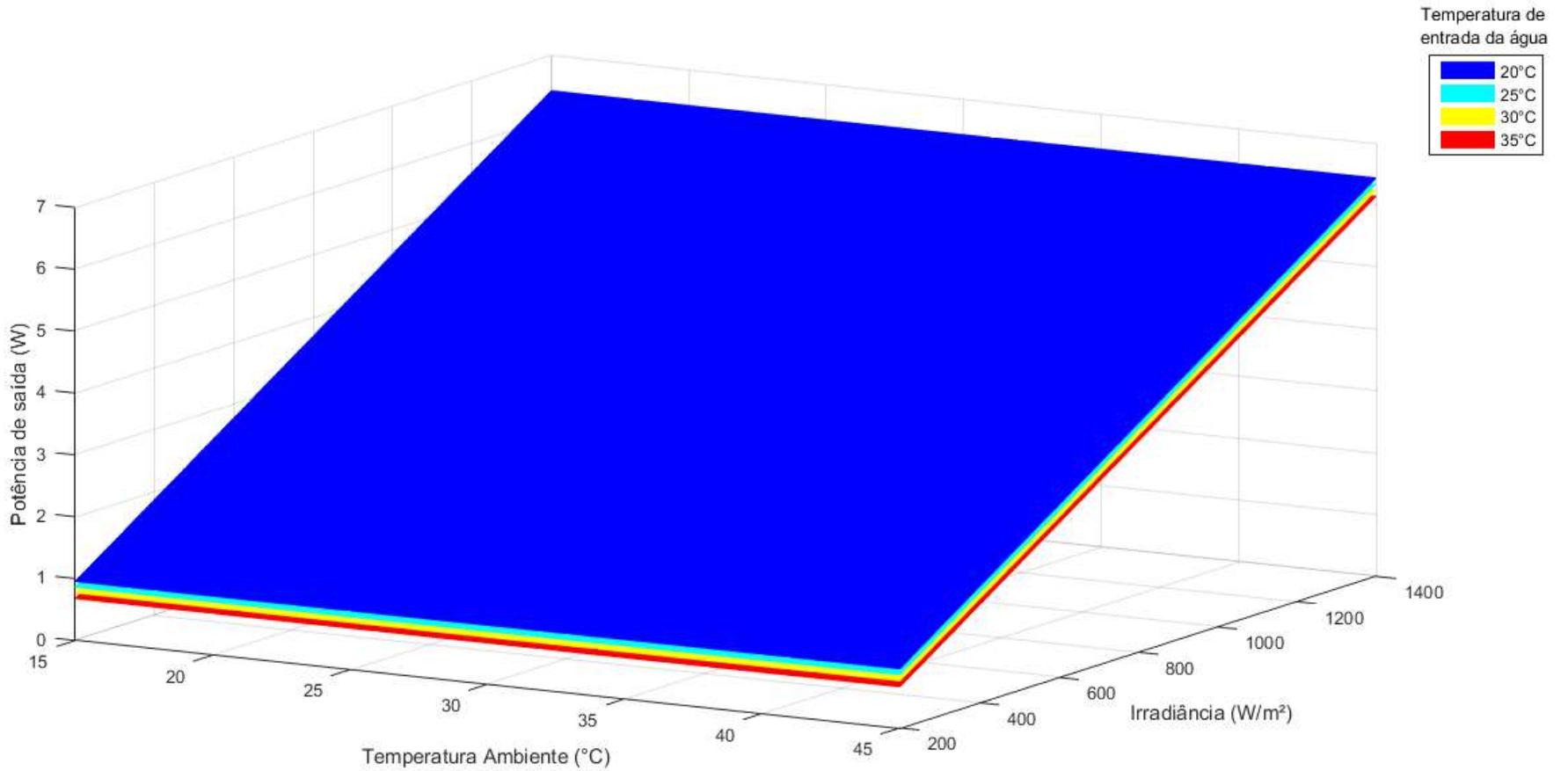


Figura 60. Potência de saída da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C
Fonte: Elaboração própria

Ainda analisado o gráfico da Figura 60, nota-se que nas quatro condições, a potência elétrica da célula eleva-se com o aumento da radiação solar, ao passo que se mantém praticamente constante com o aumento da temperatura ambiente, principalmente em virtude de o arrefecimento da célula proporcionar uma temperatura de superfície da célula praticamente constante para todo o intervalo de temperatura ambiente adotado. É importante ressaltar que o mesmo comportamento não foi observado no Modelo sem arrefecimento da Figura 57.

A partir do gráfico da Figura 60 e das análises supracitadas, pode-se afirmar que a irradiância solar apresenta uma influência maior sobre a potência gerada pela célula do que a temperatura ambiente quando um sistema apresenta um sistema de arrefecimento.

Como mostrado na Equação 4 do item 3.1, a potência elétrica de uma célula FV influencia diretamente no rendimento elétrico, por isso torna-se necessário verificar o desempenho elétrico da célula em estudo para cada condição do MT2.

Assim como na potência gerada, a Tabela 3 mostra os rendimentos elétricos da célula na condição STC de 1000W/m² de irradiância solar e 25°C de temperatura ambiente para cada situação de temperatura de entrada da água.

Tabela 3. Rendimento elétrico da célula para cada condição de temperatura de entrada da água

TEMPERATURA DE ENTRADA DA ÁGUA (°C)	RENDIMENTO (%)
20	18,92
25	18,53
30	18,15
35	17,77

Fonte: A autoria própria

Utilizando a Tabela 3 e a Figura 58 para realização de um comparativo entre os Modelos Térmicos 1 e 2 especificamente para a condição STC, calculou-se um rendimento no MT2 para a condição de temperatura de entrada da água a 20°C quase 3,5% acima do estimado no MT1, enquanto que para a temperatura de entrada da água a 25°C esse desempenho no MT2 foi 3,1% superior ao do MT1. Já na situação da temperatura de entrada da água à 30°C, o rendimento elétrico previsto no MT2 é cerca de 2,7% superior ao MT1, ao passo que na condição de temperatura de entrada da água à 35°C, esse desempenho no MT2 eleva menos que 2,5%.

Agora, o gráfico da Figura 61 apresenta o comportamento do desempenho da célula em função da irradiância solar e temperatura ambiente.

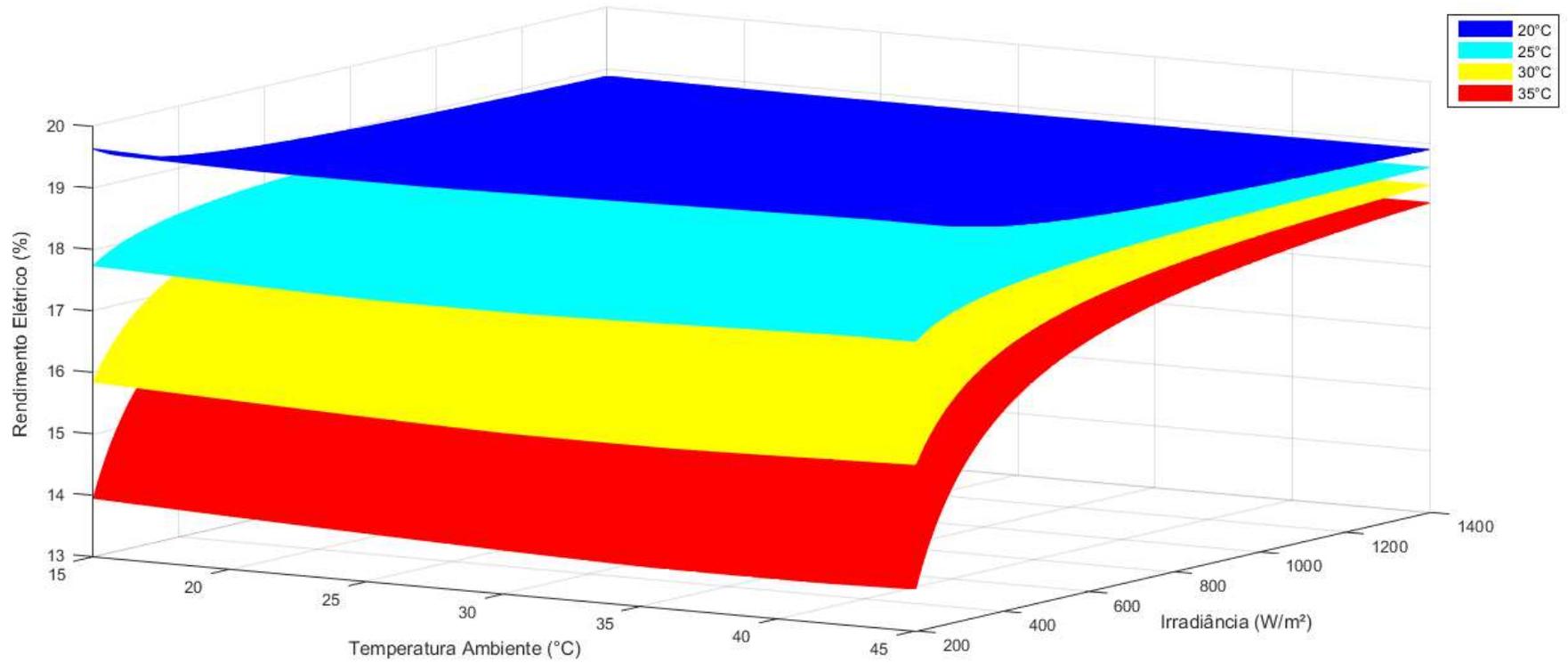


Figura 61. Rendimento elétrico da célula em estudo com irradiância solar e temperatura ambiente variáveis, e fluido resfriador à 20°C, 25°C, 30°C e 35°C
Fonte: Elaboração própria

Conforme esperado, o desempenho elétrico da célula no MT2 é diferente do apresentado no MT1 da Figura 58. Percebe-se que assim como a potência, o desempenho da célula é praticamente invariante com a temperatura, logo, mostrando efeitos consideráveis apenas ao variar a irradiância solar.

Observando especificadamente a condição de temperatura de entrada da água a 20°C, os valores de rendimento obtidos ultrapassaram a marca de 18,8% estipulada pelo fabricante na condição de teste padrão. Isto ocorre, pois a célula está sendo resfriada para uma temperatura abaixo de 25°C (condição de STC), logo divergindo de seu comportamento observado nas demais condições de temperatura de entrada da água.

Por fim, é analisado a temperatura de saída da água utilizada como fluido resfriador após as trocas de calor envolvidas no Modelo Térmico 2 para cada condição estimada de temperatura da entrada da água. Os gráficos das Figuras Figura 62 exibem o resultado obtidos pelo *software* Matlab®.

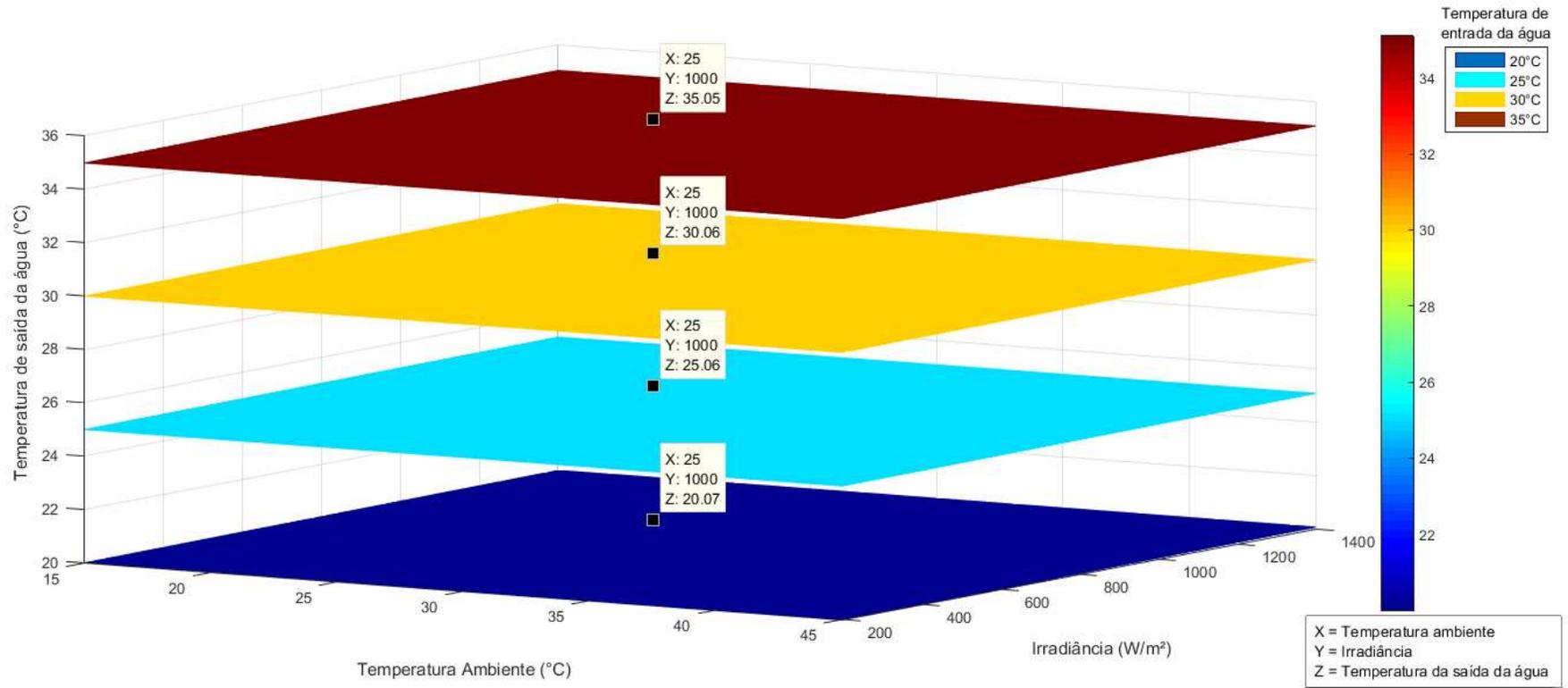


Figura 62. Temperatura de saída da água em função da radiação solar e temperatura ambiente à uma temperatura de entrada de (a) 20°C e (b) 25°C
 Fonte: Elaboração própria

Como ocorreu uma considerável redução na temperatura da célula FV em estudo do MT1 para o MT2, esperava-se perceber essa temperatura na água utilizada como fluido resfriador. Entretanto, para as quatro situações de temperatura de entrada da água foi observado uma variação de temperatura de apenas $0,1^{\circ}\text{C}$ entre a entrada e saída do duto, conforme é mostrado na Figura 62.

Isso pode ser explicado pela Equação 9, que relacionada a temperatura de saída da água com sua temperatura de entrada acrescida da razão entre o fluxo de calor e as características de vazão mássica e calor específico da água. No entanto, o fluxo de calor foi considerado constante no desenvolvimento das equações do MT2 e o calor específico da água também é fixo, logo os dois fatores que contribuem diretamente para elevar a temperatura da água é a área de contato entre a água e a placa fotovoltaica; e a vazão mássica.

A superfície de contato tem aproximadamente 243 cm^2 de área para um fluxo de água com uma vazão de 250 litros por hora (aproximadamente 4 litros por minuto). Desta forma, como a distância à ser percorrido pela água é de apenas 15,6 cm, a vazão da minibomba torna-se muito alta e não permite um tempo de residência da água suficiente para permitir um aquecimento considerável, devido a sua velocidade elevada. Um reflexo de que a vazão da minibomba utilizada no estudo está acima da necessária para o MT2 está na sua alta potência quando comparada com a potência produzida pela célula FV.

Entretanto, como o objetivo do presente trabalho é validar os modelos térmicos em estudo utilizando uma passagem de água uniforme, a utilização de uma minibomba superdimensionada não compromete os resultados do estudo teórico que serão comparados com os modelos experimentais dos itens 4.3 e 4.4.

4.3 Análise experimental dos sistemas propostos

Para os ensaios dos sistemas propostos foi fundamental a utilização do simulador solar para ter o controle da irradiância, entretanto, o fabricante assegurava precisão apenas nos valores compreendidos entre $400\text{W}/\text{m}^2$ e $1000\text{W}/\text{m}^2$, por isso as análises foram realizadas dentro desse intervalo elevando-se a cada $200\text{W}/\text{m}^2$.

No que concerne à temperatura ambiente, essa não pôde ser controlada em virtude do simulador só garantir o controle da superfície posterior da célula FV e

quando a mesma encontra-se em contato direto com uma região específica desse simulador, por isso, para fins de estudo foi considerada a temperatura verificada no interior do laboratório em que o simulador estava instalado como a temperatura ambiente do sistema, que no caso foram próximas à 30°C e 35°C para o ensaio da célula fotovoltaica e em torno de 30°C para os experimentos do protótipo 1. Além disso, como o local não possuía sistema de ventilação, foi desconsiderada a influência da velocidade do vento sobre a célula fotovoltaica. Os itens 4.3.1 e 4.3.2 exibem os resultados obtidos pelo sistema de aquisição de dados, bem como capturados pela câmera termográfica no decorrer dos ensaios da célula fotovoltaica e do protótipo 1, respectivamente.

4.3.1 ENSAIO DA CÉLULA FV

Primeiramente, o ensaio foi realizado utilizando apenas a célula fotovoltaica em estudo no presente trabalho com o intuito de analisar seu comportamento diante das situações elaboradas. Tal ensaio permitirá avaliar a veracidade do Modelo Térmico 1 desenvolvido no item 3.2.1.

Para isso, a temperatura de superfície (operação) e a tensão elétrica de circuito aberto da célula foram analisadas, para diferentes níveis de irradiância solar e temperatura ambiente em que a célula esteve exposta, a cada segundo no decorrer de 10 minutos. Além disso, foi obtido, por captura termográfica o mapa de calor dessa célula FV. Em seguida, foi estimado, com o auxílio da Equação 6, a potência elétrica produzida por essa célula caso uma carga estivesse conectada aos seus terminais, bem como seu desempenho elétrico. É válido ressaltar que não se analisa o desempenho térmico da água em virtude de não haver passagem de água nesse primeiro instante.

Diante do exposto, o gráfico da Figura 63 mostra a média da temperatura de superfície da célula medida no decorrer dos 10 minutos para cada nível de irradiância inserida no simulador nas condições de temperatura ambiente em 30°C e em 35°C.

Na Figura 63 é observado que os valores de temperatura da célula para as duas condições de temperatura ambiente se aproximam à medida que os índices de irradiância se elevam. Assim, conclui-se que a temperatura ambiente tem maior influência sobre a temperatura da célula quando os níveis de irradiância são relativamente baixos, além disso, quando os níveis de irradiância elevam-se, esses

níveis têm maior influência sobre a temperatura da célula do que a temperatura ambiente.

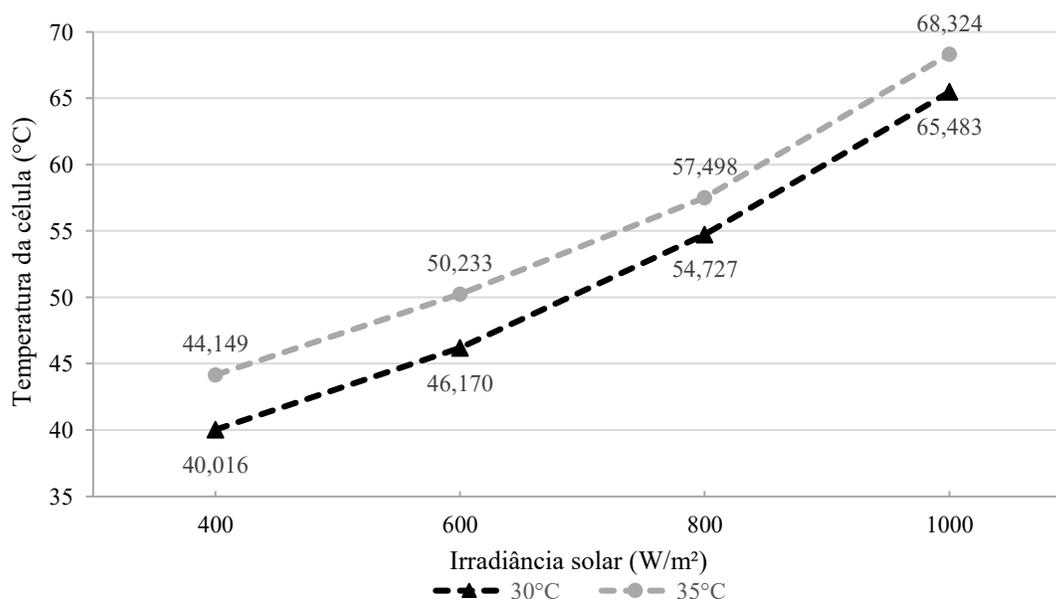
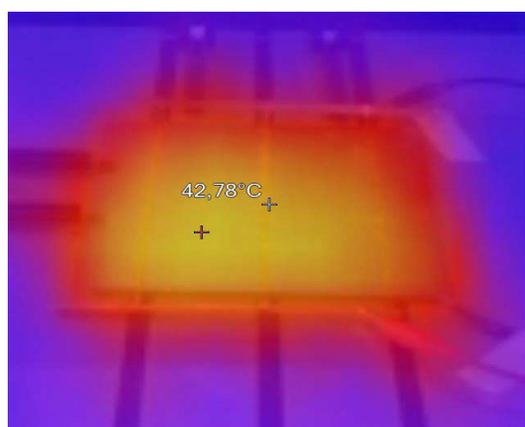


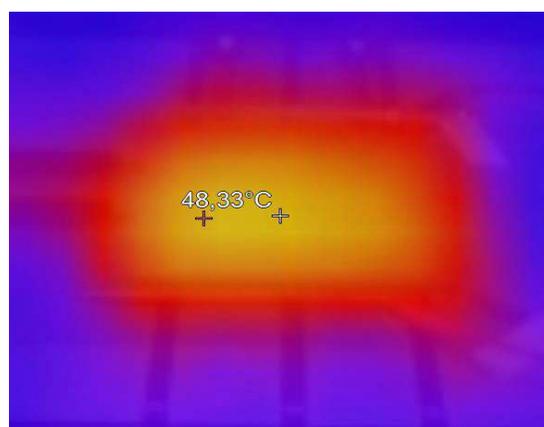
Figura 63. Temperatura da célula fotovoltaica em função da irradiância solar
Fonte: Elaboração própria

Também se percebe na Figura 63 que em todas as condições de irradiância ensaiadas, a célula não apresentou valores próximos à temperatura de teste padrão STC de 25°C, e sim, medidas próximas ou superiores a 40°C.

Desta forma, no intuito de analisar o perfil de temperatura apresentado pela célula para cada situação imposta no ensaio, foi utilizada a câmera termográfica para capturar o mapa de calor da célula em estudo. A Figura 64 exibe o comportamento da célula com temperatura ambiente de 30°C para cada nível de irradiância imposto, ao passo que a Figura 65 mostra o mapa de calor da célula sujeita a uma temperatura ambiente de 35°C para os mesmos índices de irradiância.



(a)



(b)

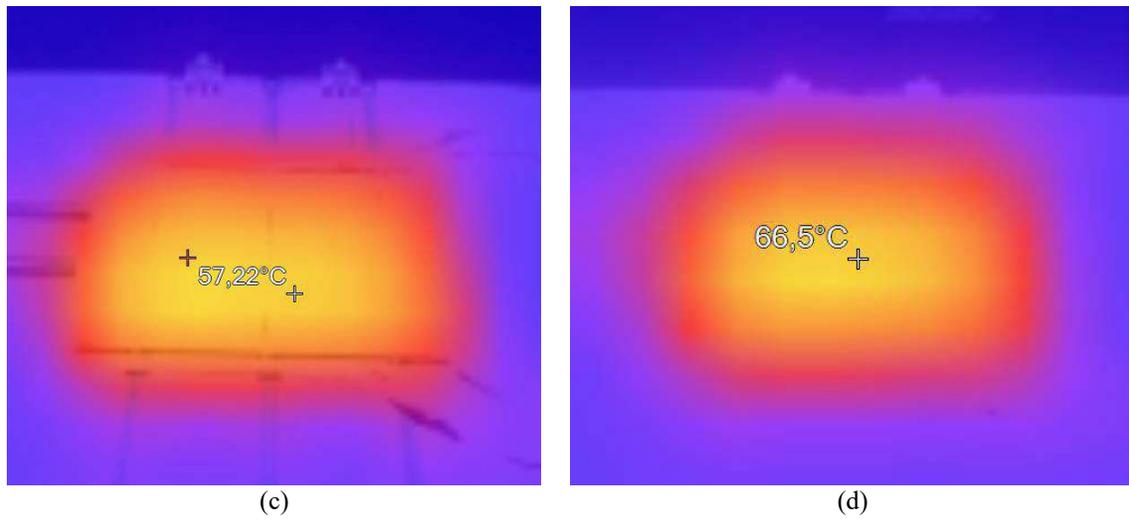


Figura 64. Mapa de calor da célula FV para temperatura ambiente de 30°C e irradiância de (a) 400W/m², (b) 600W/m², (c) 800W/m² e (d) 1000W/m²

Fonte: Autoria própria

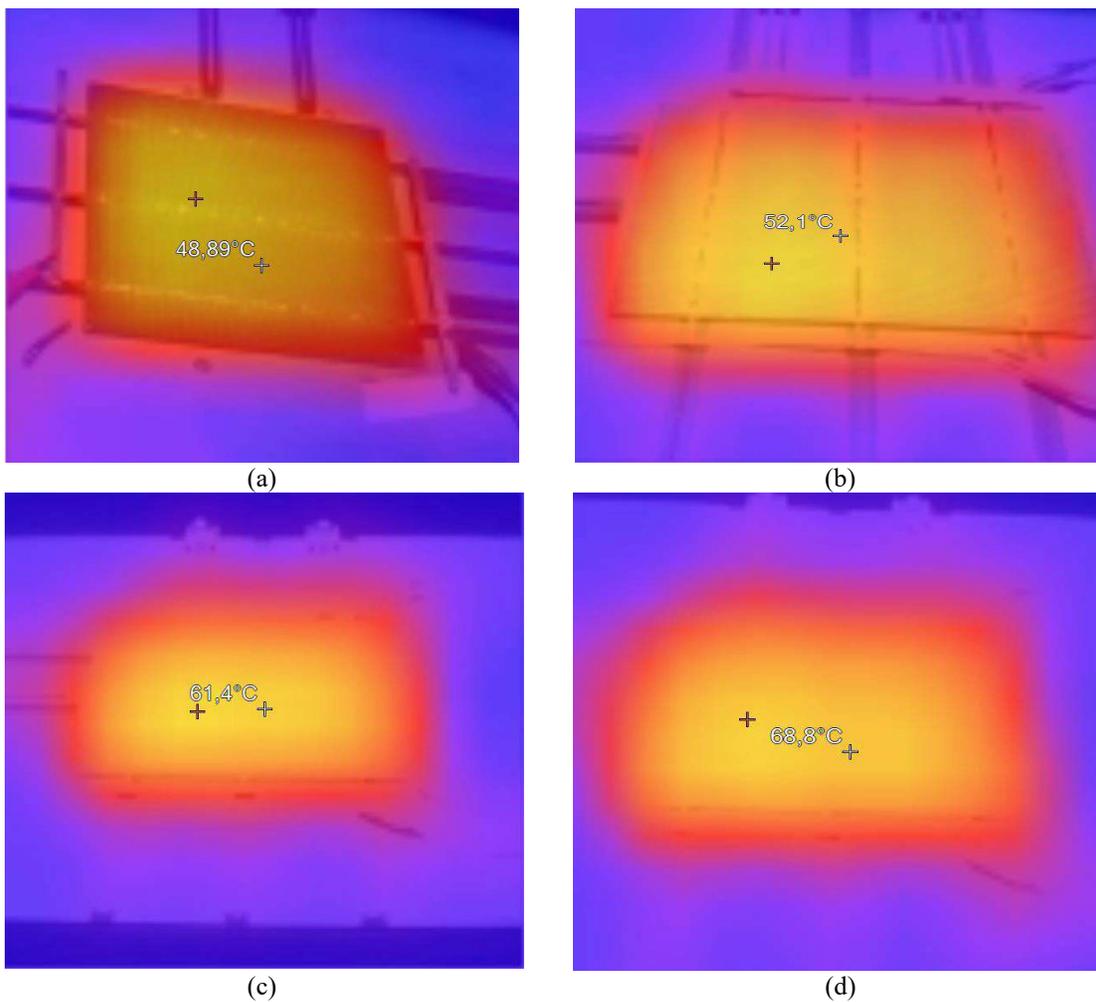


Figura 65. Mapa de calor da célula FV para temperatura ambiente de 35°C e irradiância de (a) 400W/m², (b) 600W/m², (c) 800W/m² e (d) 1000W/m²

Fonte: Autoria própria

Analisando a Figura 64 e Figura 65, verifica-se um aumento de ofuscamento à medida que se elevam os níveis de irradiância, fato que ocorre em virtude do aumento da temperatura da superfície da célula, como é mostrado nas próprias figuras. Ainda observando a Figura 64 e Figura 65, percebe-se uma maior concentração de calor no ponto central da célula, visto que é o local que menos sente a influência do meio externo, e esses níveis de calor reduzem conforme se aproxima da extremidade da célula, uma vez que é o ambiente que sofre mais influência do meio externo.

Agora, comparando a temperatura capturada pela câmera termográfica IR (Figura 64 e Figura 65) com os valores medidos pelo sensor de temperatura (Figura 63), constata-se uma variação em torno de 3°C entre os dois valores mensurados para a irradiância de $400\text{W}/\text{m}^2$, mas essa diferença decai à medida que se elevam os níveis de irradiância incidente. Isto pode ser explicado pelo fato do sensor de temperatura ter sido instalado no extremo da célula para minimizar o efeito de sombreamento, enquanto que a câmera termográfica verifica a temperatura do ponto central da célula, o que mostra mais uma vez que em níveis mais baixos de irradiância, a temperatura entre o centro e a extremidade da célula são mais discrepantes, tornando-se mais uniforme conforme elevam-se os níveis de irradiância.

Isto posto, sabendo que a elevação da temperatura influencia na tensão gerada pela célula FV, o gráfico da Figura 66 mostra as medições de tensão de circuito aberto obtidas pelo sistema de aquisição de dados.

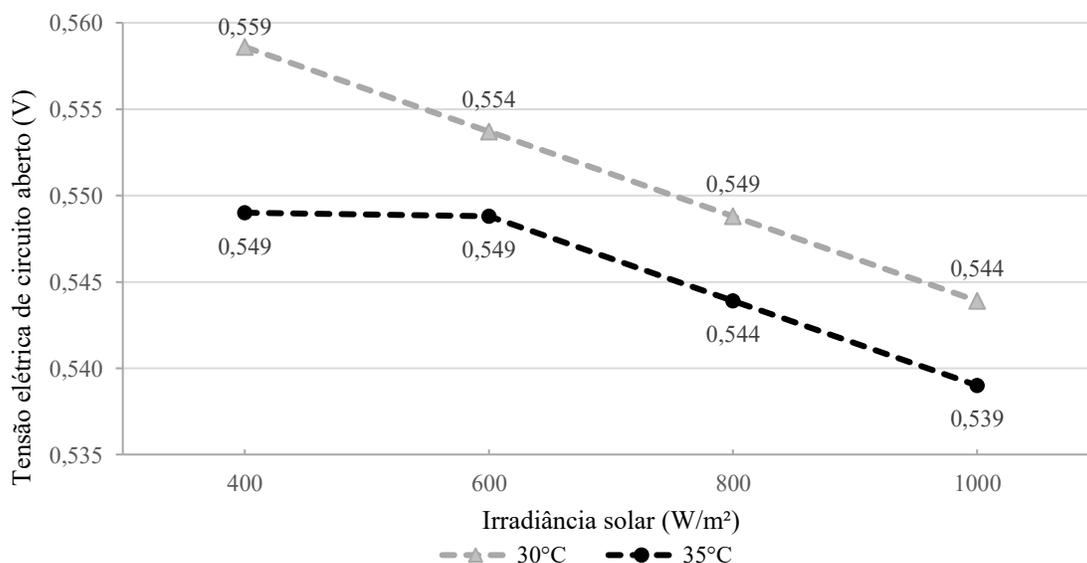


Figura 66. Tensão de circuito aberto em função da irradiância solar
Fonte: Elaboração própria

Ao observar a Figura 66 verifica-se que a tensão elétrica de circuito aberto sofreu alterações consideravelmente pequenas ao longo do experimento, isto se deve ao fato do reduzido coeficiente de temperatura para tensão elétrica que a célula em estudo tem. De acordo com o fabricante esse coeficiente é de $-0,33\%/K$, ou seja, a tensão decai $0,33\%$ ($0,0021V$) para cada $1K$ acima da condição STC de $25^{\circ}C$ ou $298,15K$.

Verificando especificamente a condição de irradiância solar de $1000W/m^2$ (condição STC) e temperatura ambiente de $30^{\circ}C$, em que a temperatura medida na célula foi de aproximadamente $65^{\circ}C$ (Figura 63), estima-se que a tensão de circuito aberto reduza $0,084V$, atingindo o valor de $0,5529V$. Conferindo na Figura 66, comprova-se que a tensão de circuito aberto de $0,544V$ medida foi próxima ao valor estimado e, assim, evidencia a veracidade das medições.

É válido ressaltar ainda que em todas as medições inseridas na Figura 66, a tensão de circuito aberto está sensivelmente abaixo da medida no STC pelo fabricante, que é de $0,637V$ (ANEXO I), visto que em todos os casos a célula esteve com temperatura acima daquela das condições de teste padrão.

Para concluir as análises acerca da célula FV, a Tabela 4 mostra a potência elétrica e desempenho elétrico estimados a partir dos valores de irradiância solar e temperatura da célula da Figura 63 inseridas na Equação (28).

Tabela 4. Estimativa da potência e rendimento elétrico da célula FV em estudo

IRRADIÂNCIA (W/m^2)	TEMPERATURA AMBIENTE ($^{\circ}C$)			
	30		35	
	Potência (W)	η (%)	Potência (W)	η (%)
400	1,4908	15,3148	1,4114	14,4996
600	2,2927	15,7015	2,2146	15,1671
800	3,0483	15,6576	2,9951	15,3844
1000	3,7618	15,4579	3,7073	15,2338

Fonte: Autoria própria

Em concordância com as discussões realizadas anteriormente, a Tabela 4 mostra uma redução de potência gerada e, conseqüentemente, de desempenho elétrico em virtude do aquecimento apresentado na superfície da célula. Analisando especificamente a condição STC de $1000W/m^2$ de irradiância, nota-se uma queda de 18% da potência gerada à uma temperatura ambiente de $30^{\circ}C$, e uma redução de 17% da potência gerada à uma temperatura ambiente em torno de $35^{\circ}C$. Como reflexo da redução da potência gerada, o desempenho da célula teve uma perda de quase 3% do seu valor em condições STC de operação.

Ao término das análises experimentais da célula FV, essa foi acoplada ao sistema de arrefecimento, semelhante ao mostrado no item 3.3.1, também com o objetivo de analisar o comportamento da célula na presença de sistema de troca de calor, o qual é exposto no item 4.3.2.

4.3.2 ENSAIO DO PROTÓTIPO 1

O ensaio do protótipo 1 será de fundamental importância para estudar a veracidade do Modelo Térmico 2 desenvolvido no item 3.2.2. Para tal, o sistema de aquisição de dados armazenou os dados de temperatura de superfície e tensão de circuito aberto do P1, que representa um coletor híbrido PVT placa-tubo, a cada segundo no decorrer de 10 minutos.

Durante os testes, a minibomba inicialmente permanecia desligada até o sistema estabilizar uma temperatura de superfície. Em seguida, a minibomba era ligada para que fosse verificado o intervalo de tempo que a célula demorava a esfriar e, no final, a minibomba era desligada novamente. Entretanto, devido a limitação do sistema de aquisição de dados, o gráfico da Figura 67 mostra para os quatro valores de irradiância, o comportamento da temperatura de superfície da célula a partir do momento em que se estabiliza no seu valor sem resfriamento até o instante em que a temperatura da célula se firmava devido ao arrefecimento.

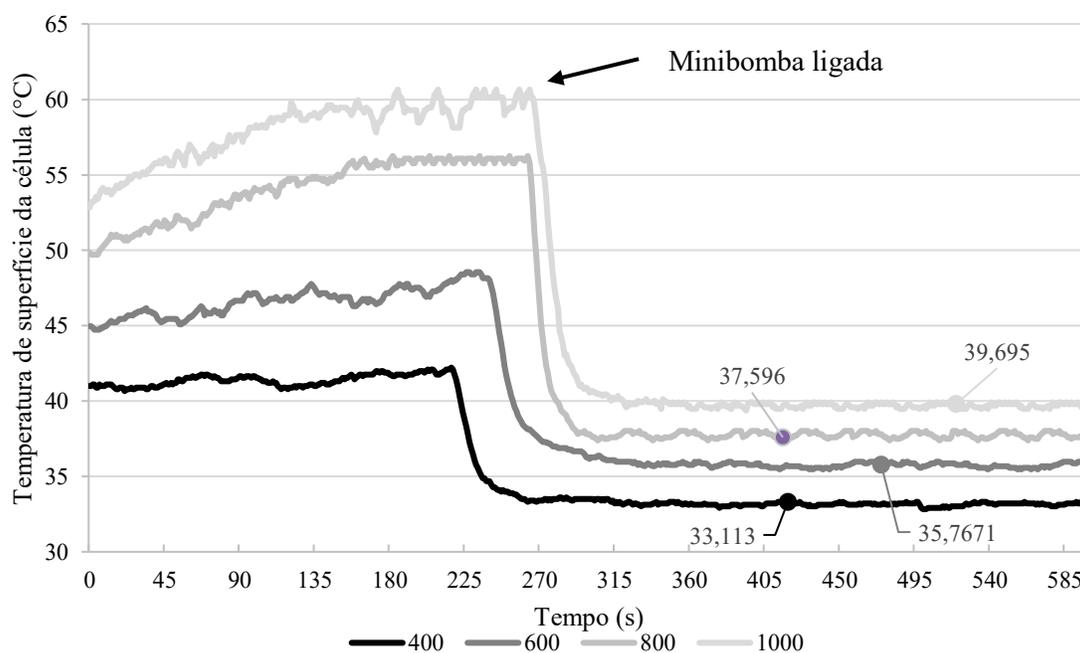


Figura 67. Comportamento da temperatura de superfície da célula FV com arrefecimento
Fonte: Autoria própria

Observando a Figura 67, constata-se que a célula reduz rapidamente sua temperatura para um valor bem abaixo do valor medido sem o resfriamento logo após a minibomba ser acionada. A temperatura da célula se mantém constante durante o intervalo de tempo em que a minibomba permanece ligada, como aponta a Figura 67.

Também foi verificado o mapa de calor do sistema PVT após o arrefecimento da célula para cada condição de irradiância incidente, como mostra a Figura 68.

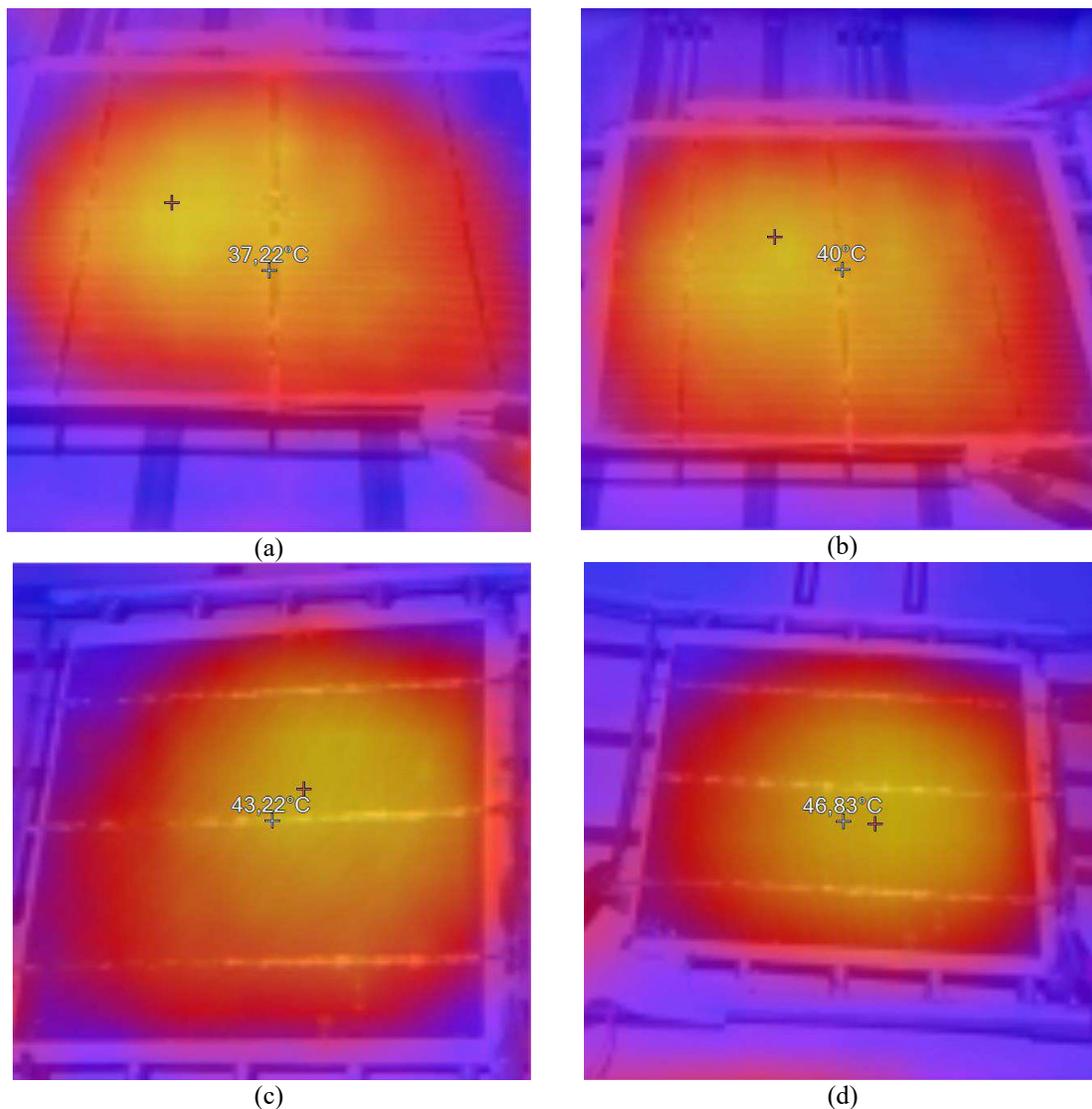


Figura 68. Mapa de calor do sistema PVT para temperatura ambiente de 30°C e irradiância de (a) 400W/m², (b) 600W/m², (c) 800W/m² e (d) 1000W/m²

Fonte: Autoria própria

Na Figura 68 nota-se que o sistema PVT para a irradiância de 400W/m² e 600W/m² apresenta maiores índices de temperatura na região compreendida entre tubos de passagem de água, isso pode ser explicado por ser uma região com menor contato com o fluido resfriador. Já para os níveis de irradiância de 800W/m² e 1000W/m²

detectou-se os pontos mais aquecidos próximos a região central da célula FV em virtude da dificuldade de aderência entre a célula FV e a placa de cobre nessa região, bem como devido aos fatores já explicados no item 4.3.1.

Para o ensaio do sistema PVT também foi elaborado um gráfico para facilitar a análise do comportamento da tensão de circuito aberto no decorrer do ensaio, o qual é mostrado na Figura 69.

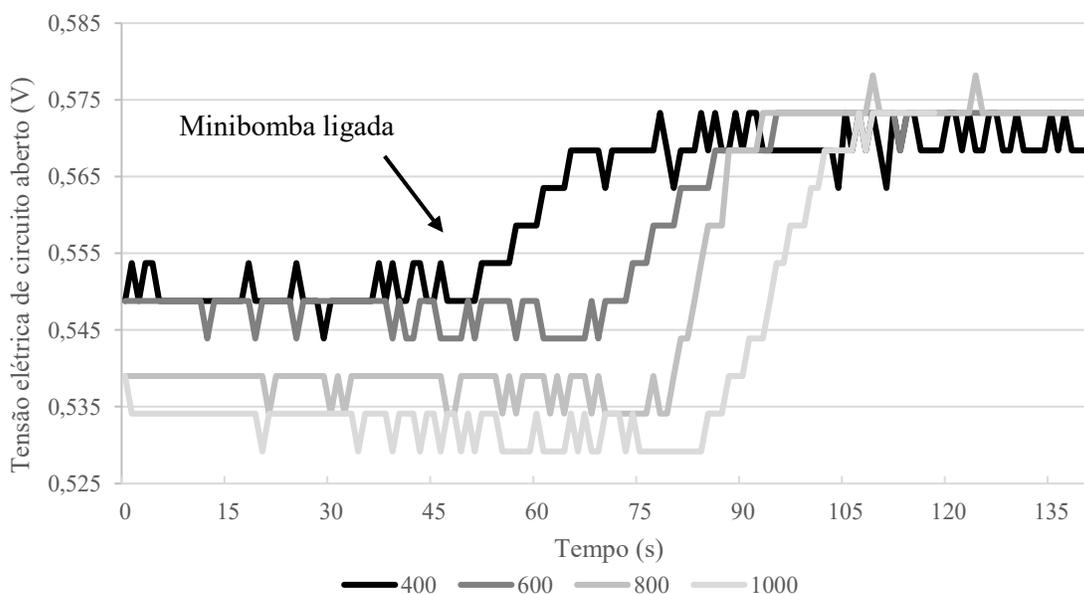


Figura 69. Variação da tensão de circuito aberto da célula com arrefecimento
Fonte: Elaboração própria

Assim, como ocorreu com a temperatura, a tensão elétrica de circuito aberto apresentou uma considerável sensibilidade no momento em que a minibomba foi acionada, como é mostrado na Figura 69. Para a irradiância de 400W/m^2 , a tensão elevou-se de $0,5488\text{V}$ para $0,5684\text{V}$, ao passo que sob a irradiância de 600W/m^2 , esse aumento foi de $0,5439\text{V}$ para uma média de $0,5730\text{V}$. No nível de irradiância de 800W/m^2 , a tensão de circuito aberto elevou-se de $0,539\text{V}$ para uma tensão também próximo a $0,5733\text{V}$ e, por fim, para a irradiância de 1000W/m^2 , o mesmo parâmetro cresceu de $0,5341\text{V}$ para cerca de $0,570\text{V}$.

Agora, para realizar um melhor comparativo com o MT2, o ensaio focou sua análise para a condição de irradiância STC de 1000W/m^2 e o sistema de aquisição de dados foi alterado para medições a cada 2 segundos em um intervalo de 15 minutos. Com isso, foi possível verificar todo o comportamento da temperatura de superfície e tensão de circuito aberto do sistema PVT no decorrer do procedimento de desligamento-acionamento-desligamento da bomba, como é mostrado na Figura 70.

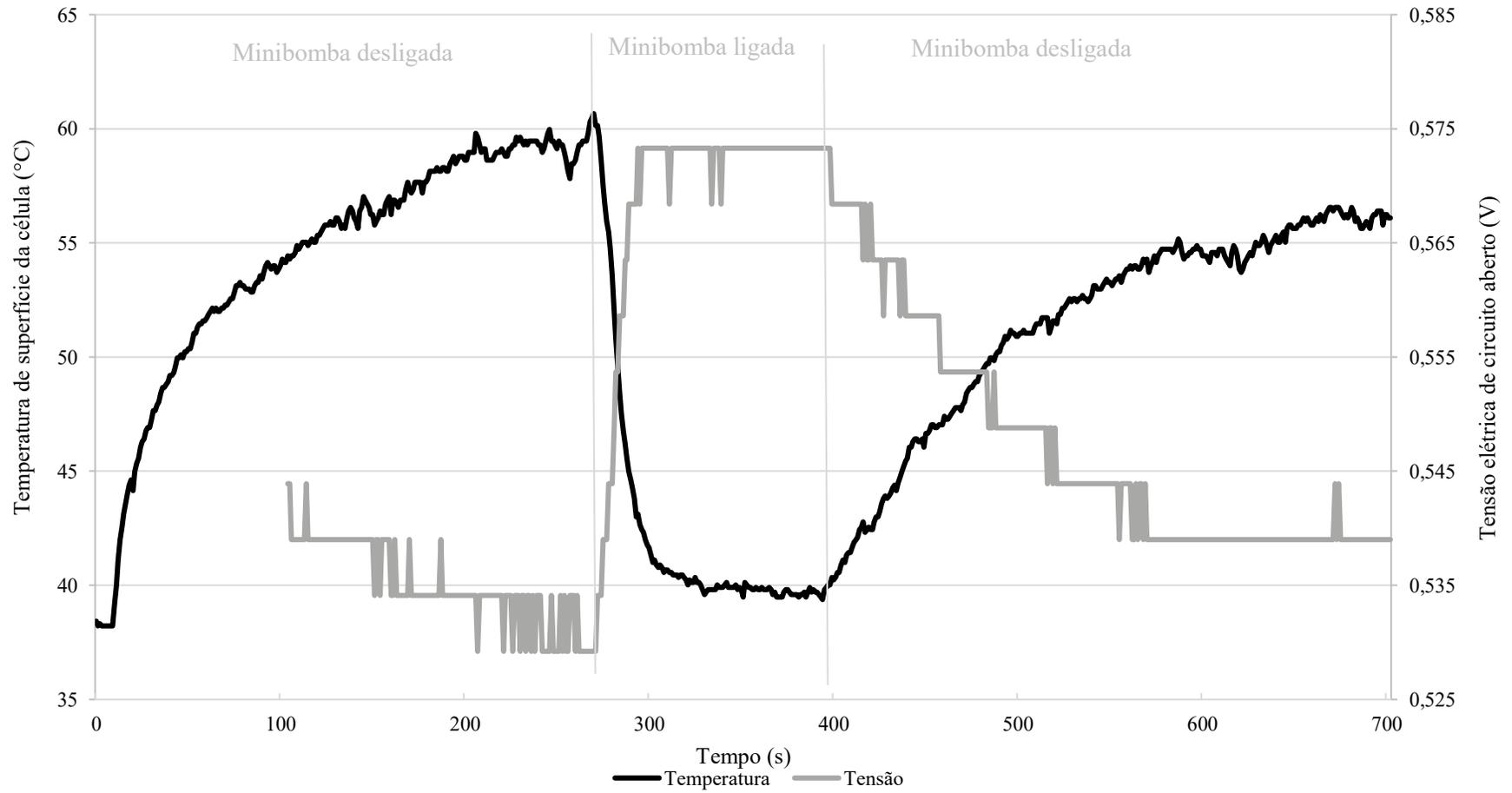


Figura 70. Comportamento do sistema PVT com e sem o sistema de arrefecimento
 Fonte: Autoria própria

Ao observar o comportamento do sistema PVT na Figura 70, constata-se que a célula fotovoltaica necessita de um menor intervalo de tempo para se resfriar do que para se aquecer. Essa conduta pode ser justificada pela minibomba estar superdimensionada para o sistema em análise e, do mesmo modo que se verificou na análise do MT2, esse superdimensionamento não permite que a água resida tempo suficiente no interior do sistema para se aquecer, apesar da grande redução de temperatura percebida na célula do sistema híbrido PVT. Outro fator interessante que explica tal comportamento é o fato que a massa de água residente durante o aquecimento é estática (água residual após o bombeamento) e que a massa de água de resfriamento é dinâmica, o que melhora muito a troca de calor.

Como o sistema de aquisição de dados não tinha um sensor de temperatura com encapsulamento para ser inserido nos reservatórios de água, foi utilizado como temperatura de entrada e saída da água à medida pela câmera termográfica IR, mostrada na Figura 71, embora a câmera não apresente medições precisas.

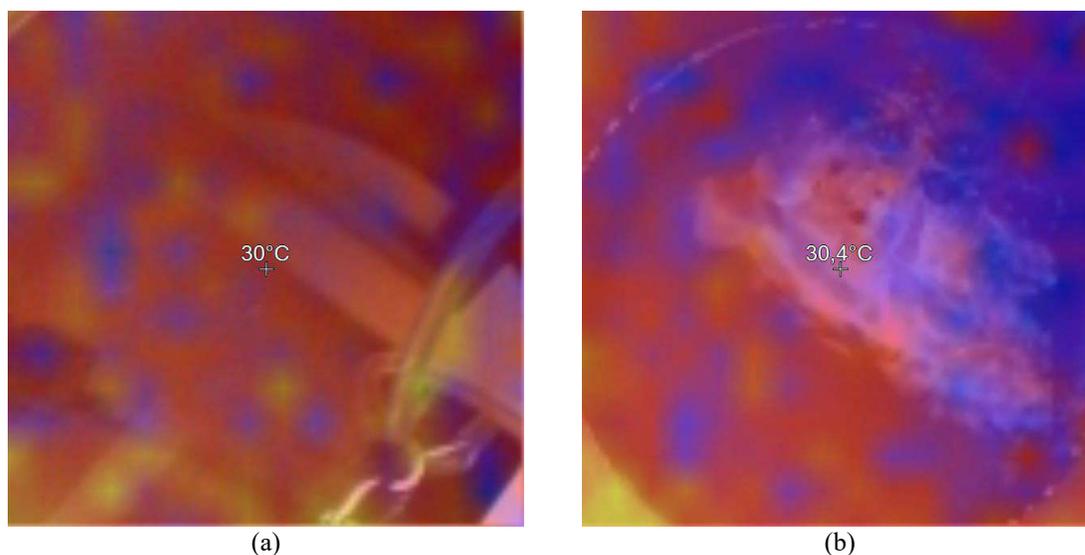


Figura 71. Temperatura de (a) entrada e (b) saída da água utilizada como fluido resfriador

Fonte: Autoria própria

De posse das temperaturas do sistema PVT após o arrefecimento, bem como da temperatura de entrada e saída do fluido resfriador, torna-se possível estimar o desempenho elétrico e térmico do protótipo 1 em estudo, uma vez que o calor específico da água para 30°C e vazão mássica são parâmetros conhecidos. Desta forma, a Tabela 5 mostra a temperatura medida, bem como os resultados de potência elétrica, rendimento elétrico e desempenho térmico estimados com o auxílio das Equações 28, 29 e 30 para cada nível de irradiância solar.

Tabela 5. Estimativa do desempenho térmico e elétrico estimado do sistema PVT

IRRADIÂNCIA (W/m²)	TEMPERATURA DA CÉLULA (°C)	POTÊNCIA ELÉTRICA (W)	η_{ele}(%)	η_t (%)
400	33,113	1,623	16,68	1,19
600	35,867	2,490	17,06	0,79
800	37,596	3,377	17,35	0,60
1000	39,695	4,257	17,49	0,48

Fonte: Autoria própria

Ao comparar os valores estimados da Tabela 4 com os calculados na Tabela 5, nota-se uma recuperação de potência elétrica e, conseqüentemente, melhor desempenho em todos os níveis de irradiância solar. Direcionando essa análise para a irradiância STC de 1000W/m² e temperatura ambiente em 30°C, verificou-se uma recuperação de quase 13,2% dos 17% de potência elétrica que havia sido perdida no ensaio composto apenas da célula FV, embora a temperatura ambiente e a temperatura da água não fossem próximas à de STC de 25°C. Essa recuperação de potência representou uma elevação de 1,37% do desempenho elétrico. Ainda estudando os resultados obtidos na Tabela 5, constata-se um desempenho térmico extremamente pequeno, em concordância com o supramencionado.

Finalizados os experimentos do presente trabalho, o item 4.4 realiza o comparativo entre os resultados obtidos em simulação e no ensaio, especificamente para a condição de temperatura ambiente em 30°C, visto que foi a temperatura possível de realização dos ensaios.

4.4 Comparação dos resultados experimentais com os resultados simulados

Para uma melhor compreensão dos resultados obtidos, o presente item realiza o comparativo entre os resultados obtidos em simulação e o ensaiado em laboratório. Para isso, foram extraídos da simulação apenas os resultados para os níveis de irradiância de 400W/m², 600W/m², 800W/m² e 1000W/m², bem como temperatura ambiente de 30°C, visto que são os mesmos índices postos no ensaio.

Primeiramente, foram comparadas as temperaturas de superfície obtidas em simulação com as medidas pelo sensor de temperatura, bem como pela câmera IR, conforme é mostrado na Tabela 6.

Tabela 6. Comparativo da temperatura de superfície da célula, em °C, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	47,85	40,016	42,78
600	55,98	46,170	48,33
800	63,74	54,727	57,22
1000	71,23	65,483	66,50

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 6 mostra que os valores obtidos em simulação foram relativamente maiores do que os medidos no ensaio, especialmente a temperatura medida pelo sensor, visto que se encontrava na extremidade da célula, região que não recebe a mesma intensidade de irradiância do que o ponto central, local em que a câmera IR captura da temperatura. Além disso, observando de uma maneira geral, nota-se que a discrepância entre os valores simulados e medidos são maiores para os menores índices de irradiância solar, visto que a célula é capaz de ter maior sensibilidade aos fatores externos ao ambiente de simulação, ao passo que nos níveis de irradiância mais altos, essa sensibilidade é reduzida.

Tal fato pode ser comprovado ao calcular o erro entre os dois resultados mostrados na Tabela 6. Enquanto em níveis de irradiância de 400W/m² há uma margem de erro de 20%, na condição de irradiância igual a 1000W/m² esse erro decai para 8,7%.

Agora, a análise concentra-se nos valores de potência, percebe-se uma menor diferença entre os valores simulados e estimados a partir dos dados de ensaio e utilizando a Equação 4, como mostra a Tabela 7.

Tabela 7. Comparativo da potência elétrica gerada pela célula, em W, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	1,343	1,491	1,438
600	2,107	2,293	2,251
800	2,878	3,048	3,000
1000	3,654	3,762	3,742

Fonte: Elaboração própria

Como as temperaturas medidas pela câmera IR estiveram mais próximas dos valores simulados, tornou-se interessante estimar a potência gerada pela célula para esses índices de temperatura também. Por meio da Tabela 7, nota-se uma maior aproximação entre os resultados obtidos por simulação e estimados através do ensaio, uma vez que a divergência entre os valores foi em torno de 8% para irradiância de

400W/m², ao passo que reduz para índices em torno de 3% nos níveis de irradiância de 100W/m².

Com relação ao rendimento elétrico, ao comparar os resultados obtidos no MT1 com os calculados a partir dos dados do ensaio da célula FV e com o auxílio da Equação 28, observou-se um comportamento similar ao dos valores de potência, como pode ser visto na Tabela 8, uma vez que ambos foram estimados a partir dos mesmos dados.

Tabela 8. Comparativo do rendimento elétrico da célula, em %, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	13,800	15,315	14,770
600	14,430	15,702	15,417
800	14,780	15,658	15,412
1000	15,020	15,458	15,378

Fonte: Elaboração própria

Ao término do comparativo entre o Modelo Térmico 1 e o ensaio da célula fotovoltaica, o mesmo procedimento foi realizado para confrontar os resultados obtidos no Modelo Térmico 2 e os ensaiados com o protótipo do sistema PVT placa-tubo. Para tal, foi considerado também a temperatura ambiente de 30°C e os índices de irradiância de 400W/m², 600W/m², 800W/m² e 1000W/m², além da temperatura de entrada de 30°C para a água usada como fluido resfriador.

A princípio foi analisada a temperatura de superfície da célula para as condições citadas acima, as quais foram mostradas na Tabela 9, a fim de facilitar a análise.

Tabela 9. Comparativo da temperatura de superfície do sistema PVT, em °C, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	30,64	33,113	37,22
600	30,98	35,867	40,00
800	31,32	37,596	43,22
1000	31,66	39,695	46,83

Fonte: Elaboração própria

As temperaturas de superfície do protótipo 1 obtidas em ensaio pelo sensor de temperatura apresentara valores mais próximos da temperatura de superfície simulada, do que a capturada pela câmera termográfica. Isso pode ser explicado devido ao fato da câmera direcionar sua medição para o centro do sistema, região cujo contato entre célula FV e placa de cobre tiveram boa aderência.

Com relação às margens de erro, essas se mostraram menores nas condições de irradiância incidente mais baixa, uma vez que a medida que se eleva os índices de

irradiância, a temperatura da célula FV também aumenta, necessitando de um sistema de troca de calor cada vez mais eficaz para o arrefecimento da célula ser uniformizado. Logo, como o MT2 considera um duto de passagem de água que garante total arrefecimento da célula, o modelo simulado apresentou menores índices de temperatura superficial do que os medidos no protótipo 1, que possui tubos em pontos específicos como região de troca de calor entre a água e a célula FV. Mas, é válido ressaltar, que ainda assim o sistema apresentou erros relativamente baixo, entre 7,5% (para irradiância de 400W/m²) e 20% (para irradiância de 1000W/m²), por esse ser um modelo térmico com algumas considerações que o tornaram mais simplificado.

Depois de analisar os níveis de temperatura da superfície do sistema PVT, a potência elétrica calculada na simulação do MT2 e estimada no ensaio do P1 a partir da Equação 4 foram confrontadas por meio da Tabela 10.

Tabela 10. Comparativo da potência elétrica gerada pelos sistema PVT, em W, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	1,674	1,623	1,544
600	2,587	2,490	2,411
800	3,501	3,377	3,269
1000	4,414	4,257	4,120

Fonte: Elaboração própria

Verificando a Tabela 10, constata-se que mesmo utilizando a temperatura medida pela câmara IR, que focalizou sua medição em um ponto de menor contato entre a célula FV e a placa de cobre, a potência elétrica de geração estimada para o sistema apresentou valores próximos ao simulado, com erros entre 4% (para a estimativa utilizando a temperatura medida no sensor) e 8% (no caso da temperatura capturada pela câmara IR).

Em seguida, também foi realizado o comparativo entre o desempenho do sistema PVT com o auxílio da Equação 28, conforme têm seus resultados exibidos na Tabela 11.

Tabela 11. Comparativo do rendimento elétrico do sistema PVT, em %, obtidos na simulação e no ensaio

IRRADIÂNCIA (W/m ²)	SIMULAÇÃO	ENSAIO	
		Sensor	Câmera IR
400	17,190	16,680	15,866
600	17,720	17,060	16,513
800	17,980	17,350	16,792
1000	18,140	17,490	16,930

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 11 deixa evidente que o MT2, embora seja um modelo térmico simplificado de um sistema PVT pode ser utilizado para realizar previsões de comportamento de uma célula fotovoltaica, visto que apresentou rendimento em torno de 17% no ensaio, ao passo que, simulando o sistema em mesmas condições de temperatura ambiente, irradiância e temperatura de entrada do fluido resfriador, foi calculado um rendimento por volta de 17,5%.

Com relação ao fluido resfriador, tanto o MT2 como o ensaio do P1 mostraram que uma temperatura de entrada da água bem próxima a temperatura de saída, embora tenha conseguido arrefecer consideravelmente a célula fotovoltaica. Como explicado nos itens 4.2 e 4.3.2, isso ocorreu em virtude da vazão da minibomba disponível para controlar o fluxo de água do ensaio ser superdimensionado para as dimensões do sistema PVT, fato que não compromete os resultados obtidos.

Por fim, apesar do protótipo do sistema PVT não ter sido construído nas dimensões de um módulo FV, o sistema aqui estudado torna-se válido de ser aplicado em maiores dimensões, uma vez que devido a boa condutividade térmica do cobre e da célula fotovoltaica ficou evidente o bom arrefecimento que a água proporcionada para um módulo FV em condições normais de operação, melhorando assim o seu desempenho elétrico.

5 CONCLUSÃO

Considerando as pesquisas realizadas a respeito da recuperação de desempenho elétrico que um sistema PVT é capaz de proporcionar, a presente pesquisa se propôs a elaborar dois modelos térmicos, um capaz de calcular o desempenho de uma célula fotovoltaica sem sistema de arrefecimento e outro responsável por estimar o comportamento de uma célula FV adaptada a uma tecnologia híbrido PVT.

Com o intuito de validar os modelos térmicos desenvolvidos, o presente trabalho também se dispôs a projetar e confeccionar dois sistemas híbridos PVT, o baseado no modelo placa-tubo e o outro no modelo de duas superfícies absorvedoras. Entretanto, em virtude das dificuldades encontradas no decorrer da montagem, o protótipo do sistema híbrido PVT de duas superfícies absorvedoras não pode ser ensaiado, fato que não invalidou analisar o comportamento do sistema híbrido PVT baseado na tecnologia placa-tubo.

Após o projeto, confecção e teste de estanqueidade do protótipo 1, que corresponde a um sistema PVT placa-tubo, o mesmo foi ensaiado em diversas condições de irradiância solar. O mesmo ensaio também foi realizado sobre uma única célula FV para ser feito um comparativo do desempenho elétrico entre os dois modelos.

Ao ensaiar a célula FV, observou-se uma perda de 18% de sua potência gerada, quando comparada com as condições de teste padrão STC disponíveis na folha de dados do fabricante, isso ocorreu em virtude da elevação da temperatura de superfície da célula FV, que ultrapassou 65°C para uma temperatura ambiente de 30°C e irradiância de 1000W/m², bem como devido à queda da tensão de circuito aberto, que reduziu de 0,6369V para 0,544V. Entretanto, ao inserir o sistema de arrefecimento no ensaio, ou seja, analisando o protótipo 1, verificou-se uma recuperação de 13,2% da potência perdida devido ao aquecimento da célula. Logo, o desempenho da célula elevou-se 1,37%.

Ainda com relação ao ensaio do P1, foi comprovado que uma célula FV, bem como um painel FV podem ser facilmente arrefecimentos, devido à alta condutividade térmica da célula fotovoltaica e da placa de cobre que garantem um tempo de arrefecimento da célula FV consideravelmente menor do que o tempo em que o conjunto célula, trocador de calor e água residual precisam para se aquecer.

Contudo, esse acelerado arrefecimento não será sentido em todos os sistemas PVT, visto que o sistema híbrido em estudo possuía um sistema de arrefecimento forçado, o qual tinha vazão acima da necessária para proporcionar uma troca de calor que também proporcionasse o aquecimento da água, além do resfriamento da célula, aumentado assim, a eficiência global (soma da eficiência térmica e elétrica) do sistema. Ainda assim, o sistema PVT é uma tecnologia que pode ser inserida em residências, comércios, hotéis e especialmente auxiliar o bombeamento de sistemas de irrigação.

Finalmente, ao realizar o comparativo entre os modelos térmicos desenvolvidos e os resultados obtidos em ensaios, constatou-se que a margem de erro entre as temperaturas medidas e estimadas chegaram até a 20%. Desta forma, embora não sejam precisos, os modelos térmicos podem ser utilizados para estimar o desempenho não só de uma única célula FV, como também de um conjunto delas. Entretanto, para comprovar a veracidade dos modelos e estimar valores de potência elétrica e desempenho elétrico e térmico, é necessário realizar novos ensaios para que sejam medidas a tensão e corrente elétrica geradas pela célula.

Por isso, a partir das dificuldades encontradas e citadas no decorrer do texto, o item 5.1 sugere alguns melhoramentos que contribuirão para a pesquisa e disseminação da tecnologia.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

O presente item tem como objetivo apontar algumas recomendações que auxiliarão do melhoramento de trabalhos a serem realizados sobre o tema, tais como:

- Adicionar ao sistema de aquisição de dados, sensor de tensão e corrente para auxiliar no conhecimento da potência elétrica gerada pelo sistema;
- Inserir o simulador solar em uma sala em que apresente um sistema de controle de temperatura, a fim de simular outras situações de temperatura ambiente e reduzir a influência de outros fatores externos, como poeira, umidade e ventilação;
- Melhorar o contato entre o tubo de passagem de água e placa de cobre, bem como entre a célula FV e a placa de cobre;
- Estancar os vazamentos na camada de vidro/vidro e camada de placa de cobre/vidro do protótipo do sistema PVT com duas superfícies absorvedoras

para que os ensaios sejam realizados;

- Utilizar o modelo térmico desenvolvido para estimar o desempenho de um painel fotovoltaico ao ser inserido a tecnologia PVT;
- Projetar, confeccionar e ensaiar o sistema PVT em dimensões de uma placa FV;
- Projetar, construir e ensaiar um sistema PVT para um sistema de irrigação, no qual a placa fotovoltaica seja utilizada para alimentar o sistema de bombeio e esse mesmo sistema de bombeio arrefeça as células durante a passagem de água pelo duto de irrigação;
- Estimar a vida útil dos módulos FV quando apresentam um sistema de arrefecimento acoplado, aumentando a atratividade do mercado a essa tecnologia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADELI, M. M., *et al.* Experimental performance evaluation of a photovoltaic thermal (PV/T) air collector and its optimization. **Journal of Mechanical Engineering**. n.58. Liubliana, 2012. p 309-318. Disponível em: <http://www.svjme.eu/data/upload/2012/05/03_2010_007_Adeli_05.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.

ALMEIDA, L. M. M. C. E. **Estudo de um coletor solar híbrido para produção de eletricidade e calor**. 2008. 160p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto: Departamento de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, 2008. Disponível em: <<http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60476/1/000137538.pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2015.

ANDRADE, A. S. **Desenvolvimento de indicadores de qualidade para instalações de aquecimento solar de grande porte e aquecimento distrital**. 2009. 156f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2009. Disponível em: <http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngMecanica_AndradeAS_1r.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2015.

ANDERSON, T. N., *et al.* Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector. **Solar Energy**, 4 ed. [S.I.], v. 83, p. 445-455, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08002120>>. Acesso em: 1 jun. 2015

ANDRADE, A. S. **Desenvolvimento de indicadores de qualidade para instalações de aquecimento solar de grande porte e aquecimento distrital**. 2009. 156f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2009. Disponível em: <http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngMecanica_AndradeAS_1r.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2015.

ARDUINO, Uno. Disponível em: <<https://www.arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardUno>>. Acesso em : 24 nov. 2016.

ARIAS, H.; CABRERA, J.; HERNÁNDEZ, J. Comparative Study of the performance of a hybrid PVT panel with water as coolant under two different weather conditions. In: Simposio Internacional sobre calidad de la energía eléctrica, 8, 2015. Valparaíso, **Anais eletrônicos...** Valparaíso: UNAL, 2015. Disponível em: <<http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/51636/53310>>. Acesso em: 30 maio 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15569**: Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto – Projeto e instalação. Rio de Janeiro, 2008. 36 p.

BEZERRA, A. M. **Aplicações Térmicas da Energia Solar**. 4. ed. João Pessoa: Editora Universitária, 2001.

ÇENGEL, Y; GHAJAR, A. **Transferência de calor e massa**: uma abordagem prática. Adaptação: Mehmet Kanoglu. Tradução: Fátima A. M. Lima. 4. ed. Porto Alegre: AMGH, 2012.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Tutorial de energia solar fotovoltaica: energia solar fotovoltaica. **Base de dados CRESESB/CEPEL**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 15 mai. 2015.

CHARALAMBOUS, P. G., *et al.* Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review. **Applied Thermal Engineering**, [S.I.]; n. 27, p. 275-286, 2007.

CHOW, T. T. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. **Applied Energy**, [S.I.]; n. 87, p 365-379, 2010.

CHOW, T. T.; HE, W.; JI, J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. **Solar Energy**. 3 ed. [S.I.], v. 80, p. -306, 2006. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X05000745>>. Acesso em: 1 jun. 2016.

CIÊNCIA VIVA. Guia da energia solar: conversão térmica da energia solar. In: CONCURSO SOLAR PADRE HIMALAYA. **Base de dados Ciência Viva**. Lisboa: Ciência Viva - Agência Nacional Para a Cultura Científica e Tecnológica, 2006. Disponível em: <<http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2006/home/guia3.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2015.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Alternativas Energéticas**: uma visão Cemig. Belo Horizonte: Cemig, 2012. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/Alternativas%20Energ%C3%A9ticas%20-%20Uma%20Visao%20Cemig.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2015.

CORRÊA, M. A. **Projeto e otimização de dissipadores térmicos de microcanais para células fotovoltaicas de alta concentração**. 2013. 63 f. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2013. Disponível em:

<<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006423.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE AQUECIMENTO SOLAR. Aquecedor solar rende mais que a poupança. **Sol Brasil**, São Paulo, n. 26, abr./jun. 2015. Disponível em: <http://issuu.com/revistasolbrasil/docs/revista_sol_brasil_27_-_issuu>. Acesso em: 30 maio 2016.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. New Jersey: Wiley, 2013.

FEDRIGO, N. S.; GONÇALVES, G.; LUCAS, P. F. **Usos finais de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro**. Florianópolis: UFSC. 2009. Disponível em: <http://www.labee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/relatorios_ic/IC2009_Natalia.pdf>. Acesso em: 13 abril 2015.

FLORSCHUETZ, L. W. Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collector. **Solar Energy**, 4 ed. Tempe, v. 22, p. 361-366, 1979. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X79901907>>. Acesso em: 1 jun. 2016.

FLUKE. Termômetro IR visual VT02. **Base de dados Fluke**. São Paulo: Fluke, 2015. Disponível em: <<http://www.fluke.com/fluke/brpt/termometros/termometros-de-infravermelhos/vt02-visual-ir-thermometer.htm?pid=75051>>. Acesso em: 20 abr. 2015.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos** Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2004.

GURGEL, J. M. Dados sol 2014: **Base de dados da estação meteorológica de João Pessoa**. João Pessoa, 2015. 1 *pen drive*.

HASAN, M. A.; SUMATHY, K. Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis: A review. **Sustainable Energy Reviews**, [S.I.]; n. 14, p 1845-1859, 2010.

HE, W., *et al.* Hybrid photovoltaic and thermal solar-collector designed for natural circulation of water. **Applied Energy**. 3 ed. [S.I.], v. 83, p. 199-210, 2006. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261905000462>>. Acesso em: 1 jun. 2016.

HONSBURG, C.; BOWDEN, S. Nominal operating cell temperature. **Base de dados PV CDROM**. Sidney, 2016. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/nominal-operating-cell-temperature>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

HO, T; MAO, S. S.; GREIF, R. Improving efficiency of high-concentrator photovoltaics by cooling with two-phase forced convection. **Internacional Journal of Energy**

Research, [S.I.], n. 34, p. 1257-1271, 2010. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/230337361_Improving_efficiency_of_high-concentrator_photovoltaics_by_cooling_with_two-phase_forced_convection>. Acesso em: 15 jul. 2016.

INCROPERA, F. P., *et al.* **Fundamentos de transferência de calor e massa**. Tradução e revisão técnica de Eduardo Mach Queiroz, Fernando Luiz Pellegrini Pessoa. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

KÜNNEMEYER, R., *et al.* Development of a low cost photovoltaic/thermal solar concentrator for building integration (BIPVTC). In: AuSES Annual Conference (Solar2011), 49, Sydney, **Anais eletrônicos...** Sydney: Australian Solar Energy Society LTD, 2011. Disponível em: <<http://aut.researchgateway.ac.nz/handle/10292/3013>>. Acesso em: 1 jun. 2016.

LAMBERTS, R., *et al.* (Ed.). **Casa eficiente: consumo e geração de energia**. Florianópolis: UFSC/ LabEEE, v.2, 2010. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/livros/CasaEficiente_vol_II_WEB.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2015.

LEVA, F. F., *et al.* Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. In: CONGRESSO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Uberlândia. **Anais...** Campinas: UNICAMP, 2004. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000200020&script=sci_arttext>. Acesso em: 23 mai 2015.

MARQUES, R. L. M. R. P. **Avaliação da viabilidade de coletores híbridos fotovoltaicos e térmicos para aplicação ao aquecimento de águas e micro-geração de eletricidade**. 2008. 111p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008. Disponível em: <<http://paginas.fe.up.pt/~em00099/ralatorio.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2014.

MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2004. 677p.

MAUTHNER, F.; WEISS, W.; SPÖRK-DÜR, M. **Solar heat world wine: markets and contribution to the energy supply 2013**. Gleisdorf: SHC/IEA, 2015. Disponível em: <<https://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2015.pdf>>. Acesso em: 2 jun. 2016.

MONTEZANO, B. **Casa solar: A energia solar e eólica no Brasil**. Rio de Janeiro: CEPREL/Eletronbras, 2013. 69 slides. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAffm4AD/as-energias-solar-eolica#>>. Acesso em 25 mar. 2015

PHOTO EMISSION TECH. **Cell tester model #CT300AAA**. Camarillo, 2015. 11 p. (Manual de especificações CT300AAA). Disponível em:

<http://www.photoemission.com/techspecs/CT300AAA_Rev._D_Specs.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M.A. (Org.) **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: GTES/CEPEL/CRESESB, 2014. 530 p.

Q CELLS. **Full-square monocrystalline solar cell: Q6LMXP3-G3**. Bitterfeld-Wolfen: Hanwha Q Cells, 2013. 2 p. (*Data sheet Q6LMXP3-G3*). Disponível em: <https://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/Hanwha_Q_CELLS_Data_sheet_Q6LMXP3-G3_2013-04_Rev01_EN_08.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2015.

SILVA, F. S. **Determinação da variação da temperatura em um painel solar fotovoltaico ao longo do dia**. 2015. 80f. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa: Departamento de Engenharia Mecânica, 2015.

SILVESTRE, A. D. **Desenvolvimento de um heliostato para geração heliotermica em torres solares**. 2016. 83f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa: Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis, 2016.

STINE, W. B.; GEYER, M. Chapter 08: Concentrator optics. **Base de dados Power from the sun**. [S.I.], 2001. Disponível em: <<http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter08/chapter08.html>>. Acesso em 20 abr. 2015.

TEIXEIRA, T. R. C. **Estudo de um sistema híbrido com colectores solares termofotovoltaicos acoplados a um termogerador elétrico**. 2009. 115p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2009. Disponível em: <<http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58024/1/000137766.pdf>>. Acesso em 15 nov. 2014.

TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y.; NOUSIA, T.; SOULIOTIS, M. Test results o fair cooled modified PV modules. In: Proceeding PV solar energy conference, 17, 2001, Munique, **Anais eletrônicos...** Munique: ECN, 2001. Disponível em: <<https://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/egon/pvt/pdf/patras03.pdf>>. Acesso em: 1 jun. 2016

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. Arthur Vieira de Oliveira; Newton Cesário Frateschi. **Sistema híbrido de aquecimento solar de água e geração fotovoltaica com melhor aproveitamento da energia solar**. BR n. PI 1004669-0, 24 nov. 2010, 05 mar. 2013.

VIANA, P. R. **Avaliação experimental de um protótipo de coletor solar híbrido para geração simultânea de água quente e eletricidade**. 2014. 138p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Centro Federal de Educação Tecnológica de

Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgwpoAB/avaliacao-experimental-coletor-solar-pvt>>. Acesso em: 30 maio 2016.

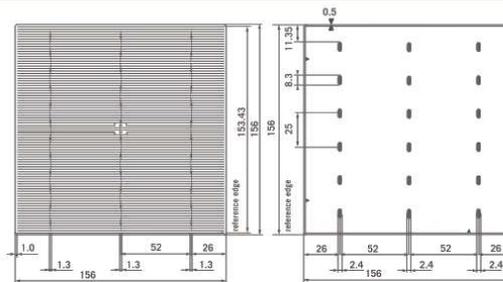
VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

ANEXO I

FOLHA DE DADOS DA CÉLULA SOLAR EM ESTUDO

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Product	Monocrystalline solar cell
Format	156 mm × 156 mm ± 0.5 mm Diameter: 220 ± 0.5 mm
Average thickness (Si)	200 μm ± 30 μm
Front surface (-)	3 x 12 soldering pads (silver), 1.3 mm ± 0.2 mm wide, Alkaline textured surface, Dark blue anti-reflecting coating (Siliziumnitrid)
Back surface (+)	3 x 6 soldering pads, 2.4 mm ± 0.3 mm wide (silver), aluminium backside metallisation



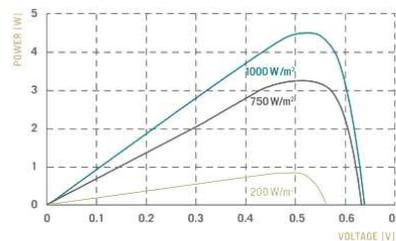
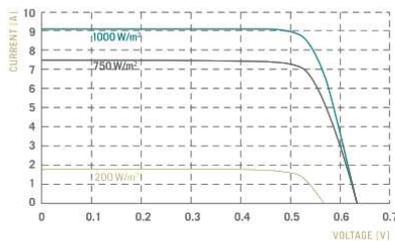
ELECTRICAL CHARACTERISTICS KENNGRÖSSEN

PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G (IEC 60904-3 ED.2)

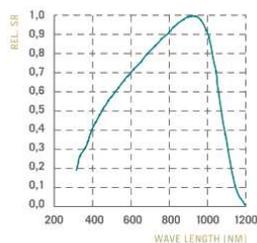
POWER CLASS		4.43	4.48	4.53	4.58	4.62	4.67	4.72	4.77	4.82
Nominal power	P_{MPP} [W]	≥ 4.43	≥ 4.48	≥ 4.53	≥ 4.58	≥ 4.62	≥ 4.67	≥ 4.72	≥ 4.77	≥ 4.82
Short Circuit Current	I_{sc} [A]	9.07	9.11	9.15	9.19	9.23	9.27	9.31	9.35	9.39
Open Circuit Voltage	V_{oc} [mV]	632	634	636	637	639	641	642	643	644
Efficiency*	η [%]	≥ 18.2	≥ 18.4	≥ 18.6	≥ 18.8	≥ 19.0	≥ 19.2	≥ 19.4	≥ 19.6	≥ 19.8

* Measurement tolerances: ± 1.5% rel. (P_{MPP}); ± 0.2% abs. (η); ± 5% rel. (I_{sc} , V_{oc})

TYPICAL CURRENT-VOLTAGE AND POWER-VOLTAGE CURVES



SPECTRAL RESPONSE



INTENSITY DEPENDENCE

INTENSITY W/m ²	V_{MPP} *	I_{MPP} *
1000	1.000	1.0
800	0.996	0.8
500	0.984	0.5
400	0.976	0.4
300	0.966	0.3
200	0.947	0.2
100	0.911	0.1

* Ratio of V_{MPP} (I_{MPP}) at reduced intensity V_{MPP} (I_{MPP}) at 1000 W/m²

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Power	-0.42%/K
Current	+0.05%/K
Voltage	-0.33%/K

PROCESSING RECOMMENDATION

Solder joint	Copper ribbons coated with 10 – 15 μm: 62% Sn / 36% Pb / 2% Ag
Cells per bypass diode	Maximum 20 cells per bypass diode

* We recommend an electro luminescence based outgoing inspection as well as a visual inspection of the cell distances.

STORAGE REMARKS

With the sealing foil around the cell boxes damaged, broken or opened, we recommend:

- to keep the cells at room temperature and in a dry and clean atmosphere.
- to process the cells within 10 days after opening the seal.

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES



Hanwha Q CELLS is certified according to:
ISO 9001:2008 (Quality Management)
Germany (VDE): 5008771/QM/UM/12.10
Malaysia (SIRIM): MY-AR 5278
ISO 14001:2009 (Environmental Management)
Germany (VDE): 5008771/QM/UM/12.10

PARTNER

APÊNDICE I

“A transferência de calor por convecção natural em uma superfície depende da geometria da superfície e de sua orientação. Depende também da variação da temperatura da superfície e das propriedades termofísicas do fluido envolvido.” (ÇENGEL; GHAJAR, 2012).

Portanto, para o cálculo do coeficiente de transferência de calor por convecção natural da Equação 20, primeiramente foi fundamental definir as duas situações possíveis para a superfície superior da célula, a qual é tratada como uma placa plana horizontal: uma considerando-a como quente, conforme mostrado na Figura 72; e a outra analisando-a como uma superfície fria, como na Figura 73.

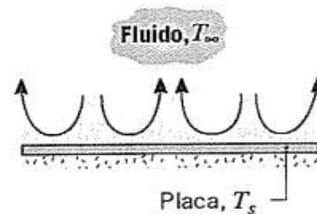


Figura 72. Escoamentos movidos pelo empuxo em placas horizontais com face superior quente
Fonte: Incropera *et. al* (2008)

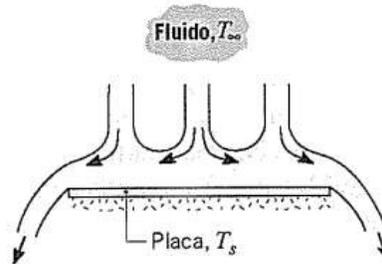


Figura 73. Escoamentos movidos pelo empuxo em placas horizontais com face superior fria
Fonte: Incropera *et. al* (2008)

Ainda de acordo com Çengel e Ghajar (2012) “as equações que regem a convecção natural e as condições de contorno podem ser adimensionalizadas pela divisão de todas as variáveis [...] por quantidades constantes adequadas”.

Por isso, foi calculado o comprimento característico (L_c) por meio da Equação 31 que, de acordo com Incropera *et. al.* (2008), é definido como a razão entre a área superficial e o perímetro de uma placa.

$$L_c = \frac{A_{cell}}{Pe_{cell}} \quad (31)$$

Onde:

L_c = comprimento característico (m);

A_{cell} = área da célula fotovoltaica (m²);

Pe_{cell} = perímetro da célula FV (m).

Depois, foi planejado calcular a condutividade térmica do ar, mas como a temperatura de um fluido varia da camada limite da superfície (T_s) até a camada limite consideravelmente longe da superfície (T_∞), as propriedades do fluido também se alterariam em função dessa temperatura. Por isso, propriedades como a condutividade térmica são normalmente avaliadas na temperatura de película, que é uma média aritmética das temperaturas da superfície e do escoamento livre (ÇENGEL; GHAJAR, 2012). Por isso, antes de calcular as propriedades que dependem da temperatura do fluido foi necessário estabelecer a temperatura de película, que no caso do Modelo Térmico 1, é determinada pela Equação 32.

$$T_f = \frac{T_{cell} + T_{amb}}{2} \quad (32)$$

Onde:

T_f = temperatura de película (K);

T_{cell} = temperatura da célula fotovoltaica (K);

T_{amb} = temperatura ambiente (K).

Com posse da temperatura de película, foi plotado um gráfico a partir dos valores tabelados na literatura de Çengel e Ghajar (2012) para relacionar essa temperatura com a condutividade térmica do fluido. Também nesse gráfico, mostrado na Figura 74, foi traçado uma curva de tendência, bem como realizado uma simplificação matemática em forma de equação capaz de calcular a condutividade térmica do ar em função da temperatura de película.

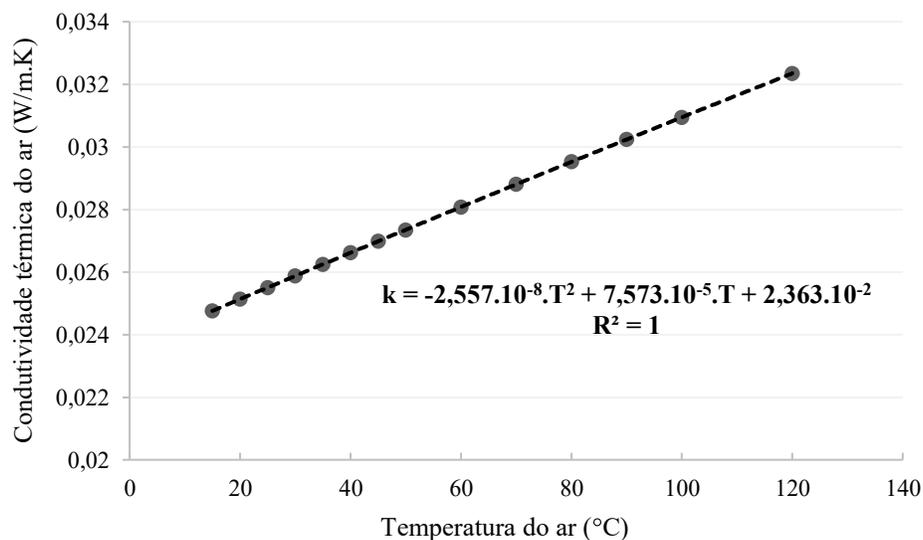


Figura 74. Curva característica temperatura *versus* condutividade térmica do ar e sua curva de tendência
Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

Como o coeficiente de determinação (R^2) da Equação 33 foi igual a um, ela é adequada para relacionar a condutividade térmica com a temperatura de película.

$$k_{ar} = -2,557 \cdot 10^{-8} \cdot T'_f{}^2 + 7,573 \cdot 10^{-5} \cdot T'_f + 2,363 \cdot 10^{-2} \quad (33)$$

Onde:

k_{ar} = condutividade térmica do ar (W/(m.K));

T'_f = temperatura de película (°C).

Por último, foi calculado o número de Nusselt, que é uma correlação da transferência de calor por convecção natural expressas em número de Rayleigh. Para a situação em que a superfície superior da placa é fria quando comparada com o ambiente, Incropera *et. al.* (2008) indicam a utilização da Equação 34.

$$Nu_L = 0,27 \cdot Ra_L^{1/4} \quad (34)$$

Onde:

Nu_L = número de Nusselt;

Ra_L = número de Rayleigh.

No entanto, para a situação em que a superfície superior da placa é quente quando comparada com o ambiente, o número de Nusselt pode ser calculado de duas maneiras distintas: quando o número de Rayleigh está entre os valores de 10^4 e 10^7 , Incropera *et. al.* (2008) recomendam a utilização a Equação 35 para o cálculo do número de Nusselt, mas quando o número de Rayleigh está acima de 10^7 e abaixo de 10^{11} , os autores indicam o uso da Equação 36.

$$Nu_L = 0,54 \cdot Ra_L^{1/4} \quad (35)$$

$$Nu_L = 0,15 \cdot Ra_L^{1/3} \quad (36)$$

Esse número de Rayleigh depende do regime de escoamento e da geometria da superfície e é capaz de correlacionar a força de flutuação com a viscosidade dentro de um fluido (ÇENGEL; GHAJAR, 2012). Em termos de equação, Incropera *et.al.* (2008) simplificam afirmando ser o produto dos números de Grashof e de Prandtl, como mostrado na Equação 37.

$$Ra_L = Gr_L \cdot Pr_{ar} \quad (37)$$

Onde:

Gr_L = número de Grashof;

Pr_{ar} = número de Prandtl do ar.

O número de Grashof, primeiro termo da Equação 37, “é a razão entre a força de empuxo e as forças viscosas que atuam no fluido.” (INCROPERA *et. al.*, 2008). Esse número pode ser quantificado por meio da Equação 38.

$$Gr_L = \frac{g \cdot \beta \cdot (T_{cell} - T_{amb}) \cdot L_c^3}{\nu^2} \quad (38)$$

Onde:

g = aceleração gravitacional = 9,81 m/s² (ÇENGEL; GHAJAR, 2012);

β = coeficiente de expansão volumétrica (1/K);

T_{amb} = temperatura ambiente (K).

ν = viscosidade cinemática do fluido (m²/s)

Nos estudos de convecção natural, o coeficiente de expansão volumétrica de um gás ideal (β), presente na Equação 38, é uma propriedade que representa a variação da densidade do fluido em função da temperatura para uma pressão constante e pode ser calculada através da Equação 39 (ÇENGEL; GHAJAR, 2012).

$$\beta = \frac{1}{T_f} \quad (39)$$

Onde:

T_f = temperatura de película (K).

Já para o cálculo da viscosidade cinemática do ar (ν), também existente na Equação 38, foi necessário realizar o mesmo procedimento da condutividade térmica, ou seja, plotar um gráfico a partir dos dados apresentados em tabela por Çengel e Ghajar (2012) relacionando a temperatura e a viscosidade cinemática do ar (Figura 75) e, a partir desse gráfico, traçar uma curva de tendência e obter a equação que simplifica matematicamente os dados da tabela.

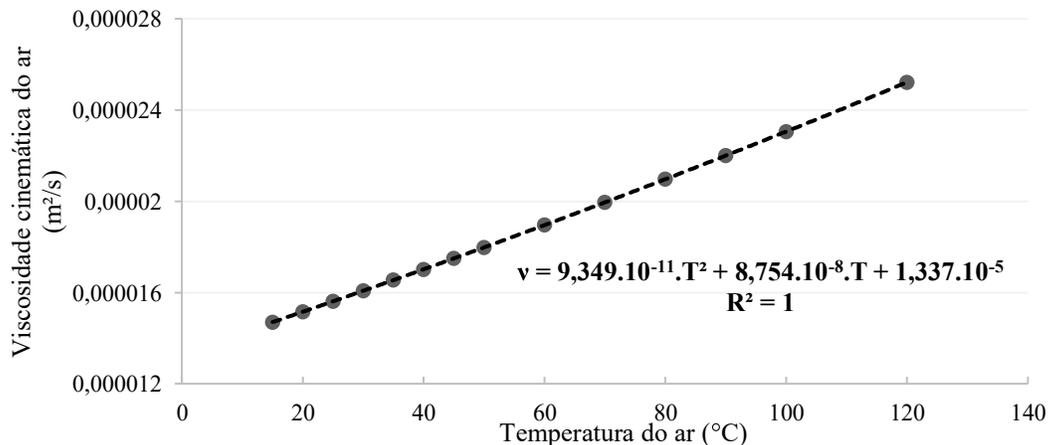


Figura 75. Curva característica temperatura *versus* viscosidade cinemática do ar e sua curva de tendência
Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

Como é possível observar na Figura 75, o coeficiente de determinação (R^2) da Equação 40 foi igual a um, portanto, a equação é apropriada para associar a viscosidade cinemática do ar com a temperatura de película.

$$\nu_{ar} = 9,329 \cdot 10^{-11} \cdot T'_f{}^2 + 8,754 \cdot 10^{-8} \cdot T'_f + 1,337 \cdot 10^{-5} \quad (40)$$

Onde:

ν_{ar} = viscosidade cinemática do ar (m^2/s).

Esse mesmo procedimento foi utilizado para determinar o número de Prandtl (segundo termo presente na Equação 37), posto que é uma propriedade que também varia de acordo com a temperatura do fluido. Assim sendo, a Figura 76 exhibe a variação desse coeficiente com a temperatura, bem como sua curva de tendência e equação de referência. É importante elucidar, que o número de Prandtl relaciona a difusividade da quantidade de movimento com a difusividade térmica (INCROPERA *et. al.*,2008).

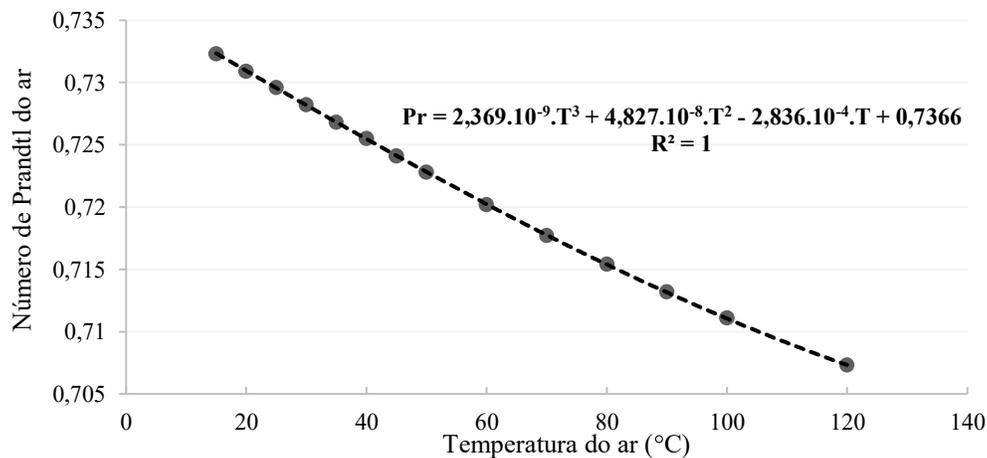


Figura 76. Curva característica temperatura *versus* número de Prandtl do ar e sua curva de tendência
Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

Do mesmo modo que ocorreu com a Equação 40, a Equação 41, mostrada na Figura 76, apresentou um coeficiente de determinação (R^2) igual a um, por essa razão o número de Prandtl pode ser calculada através dela.

$$Pr_{ar} = 2,369 \cdot 10^{-9} \cdot T'_f{}^3 + 4,827 \cdot 10^{-8} \cdot T'_f{}^2 - 2,836 \cdot 10^{-4} \cdot T'_f + 7,366 \cdot 10^{-1} \quad (41)$$

Onde:

Pr_{ar} = número de Prandtl do ar

Com posse de todas as equações apresentadas no presente Apêndice, o coeficiente de transferência de calor do ar, presente na Equação 20, pode ser determinado em função apenas da temperatura da célula (T_{cell}) e da temperatura ambiente (T_{amb}).

APÊNDICE II

```

clc
clear

%Universidade Federal da Paraíba - UFPB
%Programa de Pós Graduação em Energias Renováveis - PPGER
%Orientador: João Marcelo Dias Ferreira
%Discente: Maria Izabel da Silva Guerra

%Dissertação de Mestrado
%Modelo 1 - Célula em contato direto com o Sol (Sem vidro e Sem
trocaador)

% Radiação
Sinicial = 200;
Sfinal = 1400;
Spasso = 10;

% Temperatura ambiente
Tambinicial = 15;
Tambfinal = 45;
Tambpasso = 1;

%Itens no vetor "passo"
tamb_itens = ceil(((Tambfinal-Tambinicial+Tambpasso))/Tambpasso);
s_itens = ceil(((Sfinal-Sinicial+Spasso))/Spasso);

%Criação dos vetores de saída
Vtamb = zeros([1 tamb_itens]);
Vradia = zeros([1 s_itens]);
Vtemp_cell = zeros(s_itens, tamb_itens);
Vncell = zeros(s_itens, tamb_itens);
Vpot = zeros(s_itens, tamb_itens);

% %Balanço de energia
% % S = Eel + qgrad + qconv

for i = 1:s_itens

    if i==1
        S = Sinicial;
    end
    if i>1
        S = Sinicial + (i-1)*Spasso ;
    end

    for j = 1:tamb_itens

        if j==1
            Tamb = Tambinicial;
        end
        if j>1
            Tamb = Tambinicial + (j-1)*Tambpasso ;
        end

        Eel = 0.;

```

```

grad = 0.;
qconv = 0.;
Tcell = Tamb;

%Dimensões da célula (Datasheet)
L = 0.156; %Comprimento [m]
W = 0.156; %Largura [m]
n = 1; %número de células

bal_inicial = abs(S - Eel - grad - qconv);
bal_atual = bal_inicial;
bal_final = bal_inicial;

while ((bal_atual > bal_final) || (bal_atual == bal_inicial))
    bal_atual = abs(S - Eel - grad - qconv);

    %Eel - Energia elétrica gerada [W/m²]
    %Ncell = Rendimento elétrico
    Ncell = (n*((0.0046*S)-
(0.0192*(Tcell+273.15))+5.6665))/(S*L*W);
    %Considerando os valores informados no datasheet
    Eel = S*Ncell;

    %grad - Perdas por radiação [W/m²]
    emis = 0.855; %emissividade da célula FV
    ste = 5.67*10^-8; %Constante de Stefan Boltzmann
[W/m².K^4]
    Tceu = Tamb - 6 + 273.15; %Temperatura do céu [K]
    grad = emis*ste*((Tcell+273.15)^4)-(Tceu^4));

    %qconv - Perdas por convecção [W/m²]
    %%Coeficiente de convecção do ar - har = (k/Lc)*Nu
    %%Comprimento característico [m] - Lc
    Lc = (L*W)/(2*(L+W)); % Lc = Área/Perímetro
    %%Número de Nusselt - Nu
    %Para determinar o número de Nusselt (Nu) precisa conhecer
o Número de Rayleigh (RaL),
    %o qual depende do Número de Grashof (Gr) e do Número de
Prandtl (Pr)
    %%%Número de Rayleigh do ar (RaL) - RaL = Gr*Pr
    %%%Número de Grashof (Gr)
    g = 9.81; %aceleração gravitacional [m/s²]
    Tmed = (Tcell+Tamb)/2; %Temperatura do filme [°C]
    Beta = 1/(Tmed+273.15); %Coeficiente de expansão
volumétrica [K^-1]
    vis = (9.349*10^(-11)*(Tmed^2))+ (8.754*10^(-
8)*Tmed)+(1.337*10^(-6)); %Viscosidade cinemática [m²/s]
    Gr = (g*Beta*(Tcell-Tamb)*Lc^3)/(vis)^2;
    %%%Número de Prandtl (Pr)
    Pr = (2.369*10^(-9)*Tmed^3)+(4.827*10^(-8)*Tmed^2)-
(2.836*10^(-4)*Tmed)+0.7366;
    RaL = Gr*Pr; %Cálculo do Numero de Rayleigh
Número de Nusselt (Nu)
    if RaL <= 10^7
        Nu = 0.54*RaL^(1/4);
    else
        Nu = 0.15*RaL^(1/3);
    end
end

```

```

        %%Conductividade térmica do ar [W/m.K] - k
        k = (-2.55*10^(-8)*Tmed^2)+(7.57*10^(-
5)*Tmed)+(2.363*10^(-2));
        %%Cálculo do coeficiente de convecção do ar;
        har = (k/Lc)*Nu;
        %%Cálculo das perdas por convecção com o ambiente
        qconv = har*(Tcell-Tamb);

        %Finalizar programa para encontrar Tcell por balanço de
energia
        Tcell = Tcell+0.001;
        bal_final = abs(S - Eel - qrad - qconv);
    end

    Vtamb(j) = Tamb;
    Vradia(i) = S;

    Vtemp_cell(i,j) = Tcell-0.001;
    %Rendimento elétrico
    Vncell(i,j) = Ncell*100;
    %Potência elétrica da célula
    Vpot(i,j) = (n*((0.0046*S)-(0.0192*(Tcell+273.15))+5.6665));

    end
end

figure(1)
mesh(Vtamb, Vradia, Vtemp_cell);
xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
ylabel('Irradiância (W/m²)')
zlabel('Temperatura da célula (°C)')

figure(2)
mesh(Vtamb, Vradia, Vpot);
xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
ylabel('Irradiância (W/m²)')
zlabel('Potência de saída (W)')

figure(3)
mesh(Vtamb, Vradia, Vncell);
xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
ylabel('Irradiância (W/m²)')
zlabel('Rendimento Elétrico (%)')
%
% figure(4)
% plot(Vtamb, Vtemp_cell);
%     title('Tamb x Tcell')
%     xlabel('Tamb °C')
%     ylabel('Tcell')

```

APÊNDICE III

O escoamento de um líquido ou gás através de tubos ou dutos é considerado interno se existir uma demarcação sobre o quanto a camada limite pode crescer e conceituado como forçado se fluir através de uma seção de escoamento com o auxílio de um ventilador ou bomba. (ÇENGEL; GHAJAR, 2012).

Do mesmo modo que ocorre na convecção natural, o coeficiente de transferência de calor na convecção forçada interna, presente na Equação 24, depende do número de Nusselt e da condutividade térmica do fluido, por outro lado, não é influenciado pelo comprimento característico, mas sim, pelo diâmetro hidráulico (D_h) que, de acordo com Çengel e Ghajar (2012), pode ser calculado por meio da Equação 42 quando o escoamento ocorrer através de tubos não circulares, situação do presente trabalho.

$$D_h = \frac{4.H.L}{H+L} \quad (42)$$

Onde:

D_h = diâmetro hidráulico de um duto retangular (m);

H = altura do duto (m);

L = largura do duto (m).

No que se refere a condutividade térmica, ela tem sua equação desenvolvida do mesmo modo que aconteceu no APÊNDICE I para o ar, entretanto, como o fluido de trabalho são divergentes, um gráfico que relacione a temperatura média (Equação 23) e a condutividade térmica da água precisou ser desenvolvido a partir dos valores tabelados por Çengel e Ghajar (2012), como é mostrado na Figura 77

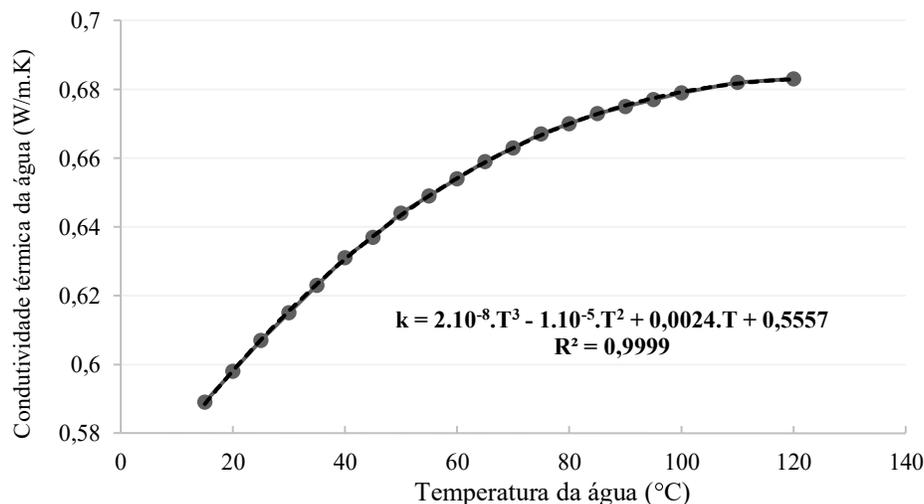


Figura 77. Curva característica temperatura *versus* conduividade térmica da água e sua curva de tendência

Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

Apesar do coeficiente de determinação (R^2) mostrado na Figura 77 não ter sido igual a um, seu valor foi muito próximo, por isso é válido utilizar a Equação 43 para associar a condutividade térmica com a temperatura média da água.

$$k_{\text{água}} = 2.10^{-8}.T'_m{}^3 + 1.10^{-5}.T'_m{}^2 + 0,0024.T'_m + 0,5557 \quad (43)$$

Onde:

$k_{\text{água}}$ = condutividade térmica da água (W/(m.K)).

T'_m = temperatura média da água (°C).

Com relação ao número de Nusselt para escoamento laminar completamente desenvolvido, esse coeficiente será influenciado pela seção transversal do duto, também denominado de diâmetro hidráulico, e pelo número de Reynolds.

O número de Reynolds, calculado através da Equação 44, é a razão entre as forças de inércia e viscosas do fluido, por isso, através dessa propriedade é definido se o escoamento é laminar ou turbulento (INCROPERA, *et. al.* 2002).

$$Re = \frac{\rho.V.D_h}{\mu} \quad (44)$$

Onde:

Re= número de Reynolds;

ρ = densidade do fluido (kg/m³);

V = velocidade a montante (m/s)

μ = viscosidade dinâmica (kg/m.s)

Tanto para determinar a densidade como a viscosidade dinâmica da água, presentes na Equação 44, foi necessário realizar um artifício semelhante ao adotado para o cálculo da condutividade térmica, ou seja, plotar um gráfico e posteriormente estabelecer uma expressão que relacione a densidade com a temperatura média da água (Figura 78) e um outro que associe a viscosidade dinâmica com a temperatura média da água (Figura 79).

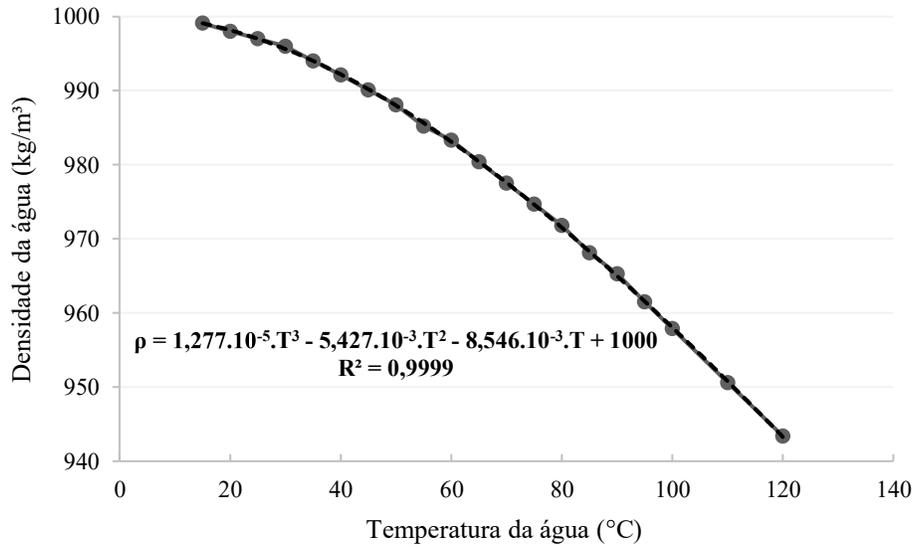


Figura 78. Curva característica temperatura *versus* densidade da água e sua curva de tendência
 Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

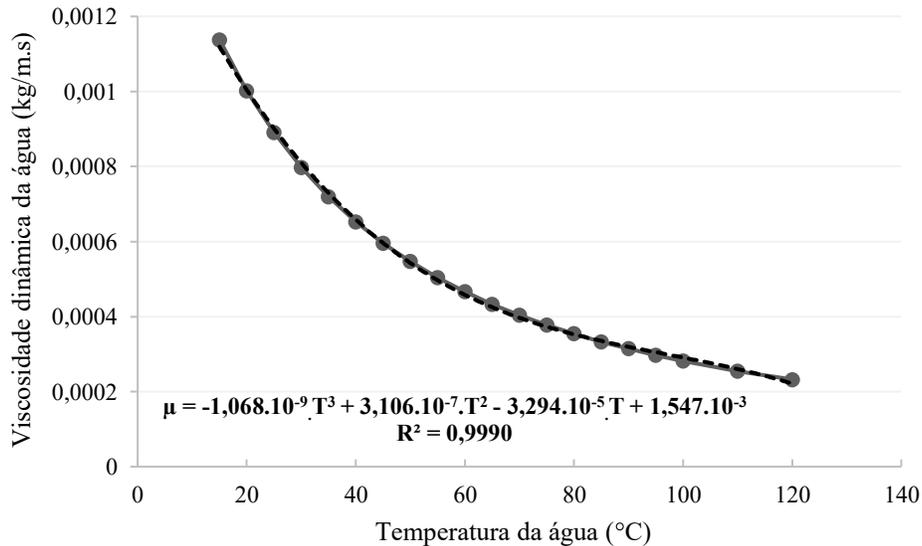


Figura 79. Curva característica temperatura *versus* viscosidade dinâmica da água e sua curva de tendência
 Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

Com um coeficiente de determinação próximo a um, tanto na Figura 78 como na Figura 79, a Equação 45 é válida de ser usada para encontrar o valor da densidade da água a partir de sua temperatura média, do mesmo modo que a Equação 46 é considerada adequada para estabelecer a viscosidade dinâmica da água em função de sua temperatura média.

$$\rho_{\text{água}} = 1,277 \cdot 10^{-5} \cdot T'_m{}^3 - 5,427 \cdot 10^{-3} \cdot T'_m{}^2 - 8,546 \cdot 10^{-3} \cdot T'_m + 1000 \quad (45)$$

Onde:

$\rho_{\text{água}}$ = densidade da água (kg/m³).

$$\mu_{\text{água}} = -1,068 \cdot 10^{-9} \cdot T_m'^3 + 3,106 \cdot 10^{-7} \cdot T_m'^2 - 3,294 \cdot 10^{-5} \cdot T_m' + 1,547 \cdot 10^{-3} \quad (46)$$

Onde:

$\mu_{\text{água}}$ = viscosidade dinâmica da água (kg/m.s).

No que tange a velocidade a montante do fluido, também contida na Equação 44, essa pode ser determinada por meio da razão entre a vazão de escoamento e a área por onde o fluido escoar, conforme é mostrado na Equação 47.

$$V = \frac{\phi}{A_{\text{duto}}} \quad (47)$$

Onde:

ϕ = vazão do fluido (m³/s);

A_{duto} = área do duto (m²).

Com posse de todas as propriedades que influenciam no cálculo do número de Reynolds, é possível definir o tipo de escoamento da água. Quando o escoamento é considerado laminar, ou seja, o número de Reynolds é inferior a 2.300, o número de Nusselt para a transferência de calor por convecção forçada com fluxo constante será 8,24. Em contrapartida, quando o escoamento é turbulento, isto é, o número de Reynolds é igual ou superior a 10.000, o número de Nusselt precisa ser determinado por meio da Equação 48 (ÇENGEL E GHAJAR, 2012).

$$\overline{Nu}_L = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_{\text{água}}^{0,4} \quad (48)$$

Onde:

\overline{Nu}_L = número de Nusselt para escoamento turbulento completamente desenvolvido em superfícies lisas;

Re = número de Reynolds;

$Pr_{\text{água}}$ = Número de Prandtl da água

Como é observado na Equação 48, o número de Nusselt para escoamento turbulento é influenciado pelo número de Prandtl, por isso, foi desenvolvido o mesmo procedimento do APÊNDICE I para determinar esse coeficiente, sendo que nesse tópico o fluido de escoamento é a água. Desta forma, a Figura 80 correlaciona o número de Prandtl com a temperatura média da água.

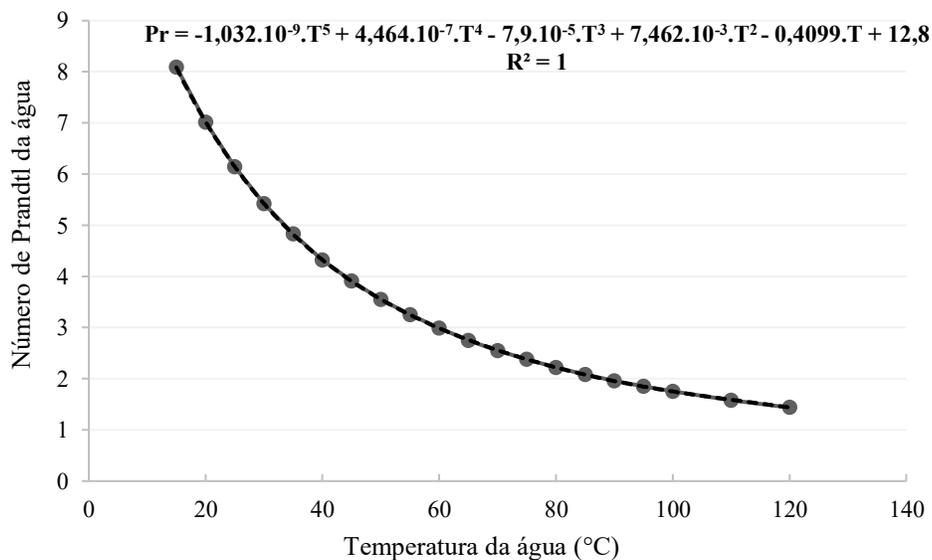


Figura 80. Curva característica temperatura *versus* número de Prandtl da água e sua curva de tendência
 Fonte: Adaptada de Çengel e Ghajar (2012)

A partir da Figura 80, observa-se que a Equação 49 é adequada para relacionar o número de Prandtl e temperatura média da água.

$$Pr_{\text{água}} = -1,032 \cdot 10^{-9} \cdot T'_m{}^5 + 4,464 \cdot 10^{-7} \cdot T'_m{}^4 - 7,9 \cdot 10^{-5} \cdot T'_m{}^3 + 7,462 \cdot 10^{-3} \cdot T'_m{}^2 - 0,4099 \cdot T'_m + 12,8 \quad (49)$$

Com base das equações apresentadas no presente Apêndice, o coeficiente de transferência de calor por convecção forçada interna da água da Equação 24 pode ser avaliado sob a influência da temperatura da célula (T_{cell}) e da temperatura média da água (T_m), bem como da geometria do duto de passagem de água.

APÊNDICE IV

```

clc
clear

%Universidade Federal da Paraíba - UFPB
%Programa de Pós Graduação em Energias Renováveis - PPGER
%Orientador: João Marcelo Dias Ferreira
%Discente: Maria Izabel da Silva Guerra

%Dissertação de Mestrado
%Modelo 2 - Célula em contato direto com o Sol (Sem vidro e Com
trocador)

% Radiação
Sinicial = 200;
Sfinal = 1400;
Spasso = 10;

% Temperatura ambiente
Tambinicial = 15;
Tambfinal = 45;
Tambpasso = 1;

Tent = [20 25 30 35];
fig1 = [1 5 9 13];
fig2 = [2 6 10 14];
fig3 = [3 7 11 15];
fig4 = [4 8 12 16];

%Itens no vetor
tamb_itens = ceil(((Tambfinal-Tambinicial+Tambpasso))/Tambpasso);
s_itens = ceil(((Sfinal-Sinicial+Spasso))/Spasso);

%Criação dos vetores de saída
Vtamb = zeros([1 tamb_itens]);
Vradia = zeros([1 s_itens]);
Vtemp_cell = zeros(s_itens, tamb_itens);
Vncell = zeros(s_itens, tamb_itens);
Vpot = zeros(s_itens, tamb_itens);
Vsaida = zeros(s_itens, tamb_itens);

% %Balanço de energia
% % S = Eel + qrad + qconv

%Dimensões da célula (Datasheet)
%L = 0.156; %Comprimento [m]
%W = 0.156; %Largura [m]

%Dimensões do modelo com 4 células
L = 0.156; %Comprimento [m]
W = 0.156; %Largura [m]
n = 1; %número de células
%Altura do duto (projetado)
H = 0.005;

%Vazão da bomba RESUN SP-800 com Potência = 4W

```

```

vazao = 250/(60*60); %[L/s] - A vazão da bomba é 250L/h
for z =1:4

    for i = 1:s_itens

        if i==1
            S = Sinicial;
        end
        if i>1
            S = Sinicial + (i-1)*Spasso ;
        end

        for j = 1:tamb_itens

            if j==1
                Tamb = Tambinicial;
            end
            if j>1
                Tamb = Tambinicial + (j-1)*Tambpasso ;
            end

            Eel = 0.;
            qrad = 0.;
            qconv = 0.;
            ql = 0.;

            if Tamb <= Tent(z)
                Tcell = Tamb;
            else
                Tcell = Tent(z);
            end

            %Balanço de energia
            % S = Eel + qrad + qconv

            bal_inicial = abs(S - Eel - qrad - qconv - ql);
            bal_atual = bal_inicial;
            bal_final = bal_inicial;
            % while abs(S - Eel - qrad - qconv - ql) > 0.01
            while ((bal_atual > bal_final) || (bal_atual ==
bal_inicial))

                bal_atual = abs(S - Eel - qrad - qconv - ql);

                %Eel - Energia elétrica gerada [W/m²]
                %Ncell = Rendimento elétrico
                Ncell = (n*((0.0046*S)-
(0.0192*(Tcell+273.15))+5.6665))/(S*L*W);
                %Ncell foi calculado considerando os valores
informados no datasheet
                Eel = S*Ncell;

                %qrad - Perdas por radiação [W/m²]
                emis = 0.855; %emissividade da célula FV

```

```

ste = 5.67*10^-8; %Constante de Stefan Boltzmann
[W/m^2.K^4]
Tceu = Tamb - 6 + 273.15; %Temperatura do céu [K]
grad = emis*ste*abs(((Tcell+273.15)^4)-(Tceu^4));

%qconv - Perdas por convecção com o ambiente [W/m^2]
%%Coeficiente de convecção do ar - har = (k/Lc)*Nu
%%Comprimento característico [m] - Lc
Lc = (L*W)/(2*(L+W)); % Lc = Área/Perímetro
%%Número de Nusselt - Nu
%Para determinar o número de Nusselt (Nu) precisa
conhecer o Número de Rayleigh (RaL),
%o qual depende do Número de Grashof (Gr) e do Número
de Prandtl (Pr)
%%Número de Rayleigh do ar (RaL) - RaL = Gr*Pr
%%Número de Grashof (Gr)
g = 9.81; %aceleração gravitacional [m/s^2]
Tmed = (Tcell+Tamb)/2; %Temperatura do filme [°C]
Beta = 1/(Tmed+273.15); %Coeficiente de expansão
volumétrica [K^-1]
vis = (9.349*10^(-11)*(Tmed^2))+ (8.754*10^(-
8)*Tmed)+ (1.337*10^(-6)); %Viscosidade cinemática [m^2/s]
Gr = (g*Beta*abs(Tcell-Tamb)*Lc^3)/(vis)^2;
%%Número de Prandtl (Pr)
Pr = (2.369*10^(-9)*Tmed^3)+ (4.827*10^(-8)*Tmed^2)-
(2.836*10^(-4)*Tmed)+0.7366;
RaL = Gr*Pr; %Cálculo do Numero de Rayleigh

%Condições para o cálculo do Número de Nusselt (Nu)
if Tcell>Tamb

    if RaL <= 10^7
        Nu = 0.54*RaL^(1/4);
    else
        Nu = 0.15*RaL^(1/3);
    end

else
    Nu = 0.27*RaL^(1/4);
end

%%Condutividade térmica do ar [W/m.K] - k
k = (-2.55*10^(-8)*Tmed^2)+ (7.57*10^(-
5)*Tmed)+ (2.363*10^(-2));
%%Cálculo do coeficiente de convecção do ar;
har = (k/Lc)*Nu;
%Cálculo das perdas por convecção com o ambiente
qconv = har*abs(Tcell-Tamb);

%q1 - Troca de calor com a água [W/m^2]
%%Coeficiente de convecção do água - hagua =
(k1/Dh)*Nu1
%O hagua foi calculado considerando o escoamento do
fluido em tubos não
%%circulares e completamente desenvolvidos (interno e
forçado)

```

```

%%Diametro hidráulico [m] - Dh
Dh = (4*W*H)/(2*(W+H));
%%Número de Nusselt para a água - Nul
%Para determinar o número de Nusselt (Nul) precisa
saber se o escoamento é
%laminar ou turbulento através do Número de Reynolds
(Re)
%%%Numero de Reynolds da água (Re)
densidade = (1.277*10^(-5)*Tent(z)^3)-(5.427*10^(-
3)*Tent(z)^2)-(8.546*10^(-3)*Tent(z))+1000;
vmed = (vazao/1000)/(H*W); %Velocidade média do fluido
= Vazão[m³/s]/Área[m²]
visd = (-1.068*10^(-9)*Tent(z)^3)+(3.106*10^(-
7)*Tent(z)^2)-(3.294*10^(-5)*Tent(z))+(1.547*10^(-3));
Re = (densidade*vmed*Dh)/visd;
%Número de Nusselt (Nu)
if Re <= 10000
    Nul = 8.24; %pois a/b > 8 e qs é cosntante
else
    Pr1 = (-1.032*10^(-9)*Tent(z)^5)+(4.464*10^(-
7)*Tent(z)^4)-(7.9*10^(-5)*Tent(z)^3)+(7.462*10^-3*Tent(z)^2)-
(0.4099*Tent(z))+12.8;
    Nul = 0.023*(Re^0.8)*(Pr1^0.4);
end
%%Condutividade térmica da água [W/m.K] - k1
k1 = (2*10^(-8)*Tent(z)^3)-(10^(-
5)*Tent(z)^2)+(0.0024*Tent(z))+(0.5557);
%%Cálculo do coeficiente de convecção da água;
hagua = (k1/Dh)*Nul;
%Cálculo da troca de calor com a água
%%Calor específico da água [J/kg.K] - cp
cp = (-1.252*10^(-5)*Tent(z)^3)+(1.179*10^(-
2)*Tent(z)^2)-(0.8189*Tent(z))+(4194);

q1 = (hagua*(Tcell-
Tent(z)))/(((hagua*W)/(2*vazao*cp))+1);
%
% %Temperatura de saída da água
Tsai = Tent(z) +((q1*W*L)/(vazao*cp));

%Finalizar programa para encontrar Tcell por balanço
de energia
Tcell = Tcell+0.001;
bal_final = abs(S - Eel - qrad - qconv - q1);
end

Vtamb(j) = Tamb;
Vradia(i) = S;

%Temperatura de saída da água
Vsaida(i,j) = Tsai;
%Temperatura da célula
Vtemp_cell(i,j) = Tcell-0.001;
%Rendimento elétrico
Vncell(i,j) = Ncell*100;
%Potência elétrica da célula
Vpot(i,j) = (n*((0.0046*S)-
(0.0192*(Tcell+273.15))+5.6665));

```

```
        end
    end

    str = sprintf('Temperatura inicial da água = %5.2f °C', Tent(z));

    figure(fig1(z))
    mesh(Vtamb, Vradia, Vtemp_cell);
    xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
    ylabel('Irradiância (W/m²)')
    zlabel('Temperatura da célula (°C)')
    title(str);

    figure(fig2(z))
    mesh(Vtamb, Vradia, Vpot);
    xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
    ylabel('Irradiância (W/m²)')
    zlabel('Potência de saída (W)')
    title(str);

    figure(fig3(z))
    mesh(Vtamb, Vradia, Vncell);
    xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
    ylabel('Irradiância (W/m²)')
    zlabel('Rendimento Elétrico (%)')
    title(str);

    figure(fig4(z))
    mesh(Vtamb, Vradia, Vsaida);
    xlabel('Temperatura Ambiente (°C)')
    ylabel('Irradiância (W/m²)')
    zlabel('Temperatura de saída da água (°C)')
    title(str);
end
```

