

**ESTUDO TEÓRICO DE UM SISTEMA
HÍBRIDO FOTOVOLTAICO TÉRMICO COM
CONCENTRADOR REFLETOR LINEAR
FRESNEL**

DARÍO GERARDO FANTINI

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS



**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**ESTUDO TEÓRICO DE UM SISTEMA HÍBRIDO
FOTOVOLTAICO TÉRMICO COM CONCENTRADOR
REFLETOR LINEAR FRESNEL**

DARÍO GERARDO FANTINI

ORIENTADOR: MARIO BENJAMIM BAPTISTA DE SIQUEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS

PUBLICAÇÃO: ENM.DM – 212A/2020

BRASÍLIA/DF: 09 - 2020

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**ESTUDO TEÓRICO DE UM SISTEMA HÍBRIDO
FOTOVOLTAICO TÉRMICO COM CONCENTRADOR
REFLETOR LINEAR FRESNEL**

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS MECÂNICAS.

APROVADA POR:

**Prof. Mario Benjamin Baptista de Siqueira, Prof. Dr. (UnB)
(Orientador)**

**Prof. Antonio Cesar Pinho Brasil Junior, Prof. Dr. (UnB)
(Examinador Interno)**

**Prof. Fernando Cardoso Melo, Prof. Dr. (UnB)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA/DF, 15/10/2020.

FICHA CATALOGRÁFICA

FANTINI, DARÍO GERARDO

Estudo Teórico de um Sistema Híbrido Fotovoltaico Térmico com Concentrador Refletor Linear Fresnel.

159p., 210x297 mm (PPGCM/FT/UnB, Mestre, Ciências Mecânicas, 2020).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, 2020.

1. Sistema Híbrido Fotovoltaico Térmico.
2. Concentrador Refletor Linear Fresnel.
3. CPVT.
4. Modelo Elétrico Térmico CPVT-LFR.
5. Não-Uniformidade da Irradiância.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FANTINI, D. G. (2020). Estudo Teórico de um Sistema Híbrido Fotovoltaico Térmico com Concentrador Refletor Linear Fresnel. Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas, Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: DARÍO GERARDO FANTINI

TÍTULO: ESTUDO TEÓRICO DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO
TÉRMICO COM CONCENTRADOR REFLETOR LINEAR FRESNEL

GRAU: MESTRE ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

DARÍO GERARDO FANTINI

AGRADECIMENTOS

À Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília e aos diferentes integrantes do Laboratório de Energia e Ambiente por ter contribuído e possibilitado de forma direta ou indireta o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Mario Benjamim Baptista de Siqueira pela sua confiança, ajuda e paciência como orientador.

À Mariela por ter sido imprescindível na realização deste trabalho.

À minha mãe Silvia, meu Pai Orlando, meus irmãos Fabricio e Erica pela incondicionalidade.

Aos meus queridos amigos Fatima, Rogerio e Fiona que sempre estiveram presentes.

À CAPES, que por meio do programa de incentivo às pesquisas de Pós-graduação, apoiou financeiramente a realização desta pesquisa.

À FAP-DF, que através do programa de incentivo a projetos de pesquisa científica, tecnológica e inovação apoia financeiramente o projeto número 00193.0000226/2019-72.

Dedico este trabalho aos meus queridos pais e à Mariela.

RESUMO

ESTUDO TEÓRICO DE UM SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO TÉRMICO COM CONCENTRADOR REFLETOR LINEAR FRESNEL

Autor: Darío Gerardo Fantini

Orientador: Mario Benjamim Baptista de Siqueira

Departamento de Engenharia Mecânica

Brasília, 19/10/2020.

O Sol apresenta-se como forte candidato a ser a principal fonte renovável de energia para aproveitamento, diante da necessidade de diminuir o uso de combustíveis fósseis para produzir eletricidade e/ou calor. Nesse contexto, os sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos com concentração solar (CPVT – *Concentrating Photovoltaic Thermal*) ganham interesse já que podem atender parte da demanda de energia elétrica e de calor. O estado da arte referente a CPVT apresenta um crescimento expressivo na última década, contudo ainda se observa a falta de sistemas comerciais (CPVT) de pequeno porte e questões em aberto. Em função do exposto, a presente dissertação pretende abordar algumas dessas questões por meio da análise e proposta do modelo teórico de um sistema fotovoltaico térmico com concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel (CPVT-LFR – *Concentrating Photovoltaic Thermal - Linear Fresnel Reflector*), com o objetivo de avaliar a possibilidade de geração de energia elétrica por meio do uso de células fotovoltaicas de silício monocristalino, e de energia térmica através da utilização de um absorvedor de calor (receptor) utilizado como sistema ativo de refrigeração das células. Os resultados da simulação com dados reais de entrada de irradiância, temperatura ambiente, temperatura do solo e velocidade do vento coletados no dia 18 de junho de 2019 no período do dia entre as 10h e 15h na localização correspondente ao Laboratório de energia e ambiente da Universidade de Brasília, mostram que o sistema alcança uma temperatura no fluido de saída acima de 42°C atingindo um máximo de quase 52°C, e uma variação da temperatura das células entre 52°C e 62°C. A potência elétrica alcançada foi de 36,51W, valor muito baixo, como consequência da não uniformidade da iluminação das células, principalmente por causa das perdas de iluminação de final de linha. Observa-se que a implementação de diodos de desvio (*by-pass*) poderia minimizar este problema aumentando a eficiência elétrica máxima atingida do receptor de 2,28% para 7,32%.

Palavras-chave: Sistema Híbrido Fotovoltaico Térmico, Concentrador Refletor Linear Fresnel, CPVT, Modelo Elétrico Térmico CPVT-LFR, Não-uniformidade da Irradiância.

ABSTRACT

THEORETICAL STUDY OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC THERMAL SYSTEM WITH CONCENTRATOR LINEAR FRESNEL REFLECTOR

Author: Darío Gerardo Fantini

Advisor: Mario Benjamim Baptista de Siqueira

Mechanical Engineering Department

Brasília, 19/10/2020.

The Sun is a strong candidate to be the main renewable energy source for use, given the need to reduce the use of fossil fuels to produce electricity and/or heat. In this context, hybrid concentrated photovoltaic thermal systems (CPVT) get more interest since they could supply part of the demand for electricity and heat. The state of the art, regarding CPVT has grown significantly over the last decade, however, is still observed a lack of small commercial systems CPVT and open questions. In view of the foregoing, this dissertation intends to address some of these issues through the analysis and proposal of the theoretical model of a photovoltaic thermal system with concentrating linear Fresnel reflector solar (CPVT-LFR), in order to evaluate the possibility to generate electrical energy using monocrystalline silicon photovoltaic cells, and thermal energy using a heat absorber (receiver) as an active cell cooling system. The results of the simulation with real irradiance, temperature and wind speed input data collected on 18th June 2019, between 10am and 3pm at the location of the Energy and Environment Laboratory at the University of Brasilia, show that the system reaches a temperature in the outlet fluid above 42°C reaching a maximum of nearly 52°C, and a temperature variation of the cells between 52°C and 62°C. The electrical power achieved was 36.51W, a very low value, as consequence of the non-uniformity of the cell lighting, mainly because of the losses of end-of-line lighting. It is observed that the implementation of bypass diodes could minimize this problem by increasing the electrical efficiency of the receiver from 2.28% to 7.32%.

Keywords: Hybrid Photovoltaic Thermal System, Concentrator linear Fresnel Reflector, CPVT, CPVT-LFR Electric Thermal Model, Non-uniform Irradiance.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO	4
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	5
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 MÉTODO DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.2 DEFINIÇÃO DOS TERMOS DE BUSCA - PALAVRAS CHAVES	10
2.3 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA	10
2.4 SÍNTESE DA LITERATURA REFERENTE A CPVT-LFR	16
2.5 ANÁLISE CRÍTICA DA LITERATURA REFERENTE A CPVT-LFR	28
3. METODOLOGIA	32
3.1 MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA	33
3.1.1 MODELO EQUIVALENTE DE UM DIODO COM CINCO PARÂMETROS	36
3.1.2 MODELO NUMÉRICO PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS	39
3.1.2.1 VALORES INICIAIS PARA O MÉTODO DE NEWTON- RAPHSON	46
3.1.3 RESULTADOS E ANÁLISE DO MODELO	47
3.1.3.1 RESULTADOS DO MODELO	48
3.1.3.2 ANÁLISE DO MODELO	54
3.1.4 OBTENÇÃO DA FUNÇÃO DE V_{mpp} DA CÉLULA FOTOVOLTAICA	56
3.2 MODELAGEM E ANÁLISE ÓPTICA DO SISTEMA CPVT-LFR	61
3.2.1 DESCRIÇÃO DO CONCENTRADOR REFLETOR LINEAR FRESNEL	62
3.2.2 MODELAGEM E SIMULAÇÃO	64
3.2.3 RESULTADOS E ANÁLISE DA UNIFORMIDADE E EFICIÊNCIA ÓPTICA	69
3.2.4 MODELO DE EFICIÊNCIA ÓPTICA E UNIFORMIDADE IMPLEMENTADO	81

3.2.5	CONSIDERAÇÕES REFERENTES À ANÁLISE.....	85
3.3	MODELAGEM TÉRMICA DO SISTEMA CPVT-LFR.....	86
3.3.1	BALANÇO TÉRMICO NO VIDRO	90
3.3.2	BALANÇO TÉRMICO NAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	92
3.3.3	BALANÇO TÉRMICO NA FACE INFERIOR DO DUTO	93
3.3.4	BALANÇO TÉRMICO NO FLUIDO.....	96
4.	ANÁLISE DOS RESULTADOS DO MODELO	99
5.	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FUTURAS	125
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Dados extraídos da folha de dados de cada módulo.....	48
Tabela 3.2: Resultados dos 5 parâmetros do modelo proposto para diferentes irradiâncias e temperaturas – KYOCERA	50
Tabela 3.3: Comparativo NRMSE do modelo proposto com modelos existentes de diferentes autores – KYOCERA	51
Tabela 3.4: Resultados dos 5 parâmetros do modelo proposto para diferentes irradiâncias e temperaturas – SUNTECH	53
Tabela 3.5: Comparativo entre o modelo proposto e o modelo do SAM para ambos painéis	53
Tabela 3.6: Características da Célula fotovoltaica <i>Solar Innova Green Technology</i>	57
Tabela 3.7: Dependência da irradiância da célula fotovoltaica <i>Solar Innova Green Technology</i>	57
Tabela 3.8: Características dos espelhos	64
Tabela 3.9: Matriz de eficiência óptica e índice de uniformidade	70
Tabela 4.1: Características geométricas e físicas do CPVT-LFR	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Classificação dos sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos.	8
Figura 2.2: Tipos de concentradores CPVT: (a) Refletor Linear Fresnel, (b) Calha Parabólica, (c) Lente Fresnel Linear, (d) Parabólico Composto, (e) Refletor Plano, (f) Lente Fresnel Pontual, (g) Disco Parabólico e (h) Torre Central ou Heliostato. .9	9
Figura 2.3: Quantidade de artigos por ano.	11
Figura 2.4: Relação da produção de artigos por países.	13
Figura 2.5: Relação da produção de artigos por autores.	14
Figura 2.6: Sistema CPVT com concentrador calha parabólica comercializado pela ABSOLICOM.	15
Figura 2.7: Sistema CPVT com refletor linear Fresnel comercializado pela CHROMASUN.	15
Figura 2.8: Sistema CPVT com concentrador parabólico composto (CPC) assimétrico comercializado pela SOLARUS SUNPOWER.	16
Figura 2.9: Sistema CPVT-LFR instalado na Universidade de Lleida, Lleida, Espanha.	17
Figura 2.10: Foto do micro concentrador e curvas I-V a diferentes CR (Traduzido).	18
Figura 2.11: Sistema de teste em formato reduzido do micro concentrador CHROMASUN.	19
Figura 2.12: Sub módulo receptor de teste do micro concentrador CHROMASUN.	19
Figura 2.13: Sistema CPVT-LFR integrado em uma estufa (Traduzido).	21
Figura 2.14: Sistema CPVT-LFR integrado em uma estufa.	21
Figura 2.15: Desenho do sistema 2-D (Traduzido).	22
Figura 2.16: Sistema CPVT-LFR com fluido divisor espectral (Traduzido).	23
Figura 2.17: Sistema CPVT-LFR com fluido divisor espectral modelo de teste (Traduzido).	23
Figura 2.18: Detalhes do micro concentrador (Traduzido).	24
Figura 2.19: Desenho da metade do CPVT-LFR com divisor espectral (Traduzido).	24
Figura 2.20: Sistema CPVT-LFR com espelho divisor espectral (Traduzido).	25
Figura 2.21: Sistema CPVT-LFR com rastreamento solar de dois eixos (Traduzido). ..	26
Figura 2.22: Sistema CPVT-LFR de teste para integrar em uma fachada (Traduzido). ..	27
Figura 2.23: Sistema CPVT-LFR.	28

Figura 3.1: Evolução das eficiências de conversão confirmadas em pesquisas.....	35
Figura 3.2: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo de um diodo).....	37
Figura 3.3: Curva I-V de uma célula fotovoltaica (Modificado).	38
Figura 3.4: Curvas I-V do módulo KYOCERA KC200GT. Curva I-V: Experimental ---- Modelo proposto —.	49
Figura 3.5: Curvas I-V do módulo SUNTECH STP245-20/Wd. Curva I-V: Experimental ---- Modelo proposto —.	52
Figura 3.6: Curva I-V módulo KYOCERA. Modelo SAM ---- Modelo proposto —.	54
Figura 3.7: Curva I-V módulo SUNTECH. Modelo SAM ---- Modelo proposto —.	54
Figura 3.8: Desenho da célula fotovoltaica <i>Solar Innova Green Technology</i> (modificado).	56
Figura 3.9: V_{oc} normalizado como função do logaritmo natural da irradiância normalizada.	58
Figura 3.10: Curva I-V da célula. Fabricante ---- Modelo proposto —.	58
Figura 3.11: V_{mpp} como função do logaritmo natural da irradiância - Normalizado para diferentes temperaturas.	59
Figura 3.12: Concentrador refletor linear Fresnel pertencente ao LEA.	63
Figura 3.13: Modelo do concentrador construído no TONATIUH.	63
Figura 3.14: Variação do deslocamento do absorvedor em função da posição do Sol. ..	64
Figura 3.15: Malha de divisão da área do absorvedor.....	66
Figura 3.16: Eficiência óptica e índice de uniformidade (valores médios por hora dos meses janeiro - junho).	71
Figura 3.17: Eficiência óptica e índice de uniformidade (valores médios por hora dos meses julho - dezembro).	72
Figura 3.18: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (janeiro - fevereiro).	73
Figura 3.19: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (março - abril).	74
Figura 3.20: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (maio - junho).	75
Figura 3.21: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (julho - agosto).	76
Figura 3.22: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (setembro - outubro).	77

Figura 3.23: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (novembro - dezembro).....	78
Figura 3.24: Distribuição do fluxo luminoso e simulação dos raios no dia 22 de setembro de 2019 às 18:04h.	80
Figura 3.25: Estrutura dos modificadores do ângulo de incidência para cada subárea do absorvedor - p representa o passo do ângulo de elevação.....	82
Figura 3.26: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal do sistema total.....	82
Figura 3.27: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (1, 1) do absorvedor.	83
Figura 3.28: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (2, 24) do absorvedor.	84
Figura 3.29: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (4, 48) do absorvedor.	84
Figura 3.30: Vista explodida do absorvedor.	86
Figura 3.31: Modelo de corte das células.....	87
Figura 3.32: Absorvedor/receptor de Calor Retangular – Vista transversal.	88
Figura 3.33: Vista do Corte A-A (longitudinal) do Absorvedor.....	88
Figura 3.34: Circuito térmico equivalente RC do Absorvedor.	89
Figura 3.35: Escoamento turbulento em um duto com fluxo de calor assimétrico (modificado).....	95
Figura 3.36: Fluxograma do Modelo Térmico do Sistema CPVT-LFR.	97
Figura 3.37: Fluxograma do Modelo Completo do Sistema CPVT-LFR.	98
Figura 4.1: Variação da temperatura do fluido de entrada em 25 °C. $T_{f,1}$ e $T_{f,48}$ temperaturas de entrada e saída do fluido. $T_{pv,1}$ e $T_{pv,48}$ temperaturas das células.	101
Figura 4.2: Temperaturas na saída x vazão de ar (acima) e água (abaixo).	103
Figura 4.3: Variação da temperatura nas células para diferentes vazões de ar (acima) e água (abaixo).....	104
Figura 4.4: Eficiência térmica por vazão mássica do ar (esquerda) e água (direita).....	105
Figura 4.5: Variação da potência e eficiência elétrica em função da vazão mássica, e variação da potência elétrica e da tensão de saída do arranjo de células em função da temperatura do fluido de saída – Ar.	107

Figura 4.6: Variação da potência e eficiência elétrica em função da vazão mássica, e variação da potência elétrica e da tensão de saída do arranjo de células em função da temperatura do fluido de saída – Água.....	108
Figura 4.7: Transiente da potência e eficiência elétrica – ar.....	109
Figura 4.8: Transiente da potência e eficiência elétrica – água.....	110
Figura 4.9: Esquema elétrico de uma célula dividida em elementos conectados em paralelo.....	111
Figura 4.10: Esquema elétrico do arranjo completo de 48 células conectadas em série.....	112
Figura 4.11: Distribuição da temperatura nas células.....	114
Figura 4.12: Distribuição da temperatura no fluido água.....	115
Figura 4.13: Variação da tensão de cada célula.....	116
Figura 4.14: Distribuição da concentração de irradiância solar sobre o absorvedor – DNI = 800W/m ² , Azimute = 0° e Elevação = 90°.....	116
Figura 4.15: Distribuição da concentração de irradiância solar sobre o absorvedor – DNI = 800W/m ² , Azimute = 0° e Elevação = 50,78°.....	117
Figura 4.16: Corrente e tensão das células.....	118
Figura 4.17: Tensão das células com diodos de desvio.....	119
Figura 4.18: Irradiância Normal Direta (DNI) medida no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.....	120
Figura 4.19: Temperatura ambiente e temperatura do solo (piso de concreto) medida no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.....	121
Figura 4.20: Velocidade do vento medido no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.....	121
Figura 4.21: Potência elétrica sem diodos de desvios. Temperatura média da célula 48 e do fluido de saída.....	122
Figura 4.22: Potência térmica, temperatura média da célula 48 e do fluido de saída.....	123
Figura 4.23: Eficiência térmica do sistema.....	123
Figura 4.24: Comparação da eficiência elétrica do sistema com e sem diodos de desvio.....	124
Figura 4.25: Comparação da potência elétrica do sistema com e sem diodos de desvio.....	124

LISTA DE ABREVIACÕES

AM	Air Mass
ANU	Australian National University
ASTM	American Society for Testing and Materials
CEC	California Energy Commission
CENER	Centro Nacional de Energias Renováveis, Espanha
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPC	Compound Parabolic Concentrators
CPVT	Concentrated Photovoltaic Thermal
CPVT-LFR	Concentrated Photovoltaic Thermal Linear Fresnel Reflector
CR	Concentration Ratio
CSP	Concentrated Solar Power
E _g	Band gap
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Ethylene Vinyl Acetate
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de gálio
GaInP/GaAs	Gálio fosforeto de índio/Arseneto de gálio
HCPVT	High Concentrated Photovoltaic Thermal
HPVT	Hybrid Photovoltaic Thermal
IAM	Modificador do Ângulo de Incidência
IAML	Modificador do Ângulo de Incidência Longitudinal
IAMT	Modificador do Ângulo de Incidência Transversal
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
LCPVT	Low Concentrated Photovoltaic Thermal
LEA	Laboratório de Energia e Ambiente, UnB
LFR	Linear Fresnel Reflector
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NRMSE	Normalized Root Mean Squared Error
ONU	Organização das Nações Unidas
PV	Photovoltaic
PVT	Photovoltaic Thermal
RMSE	Root Mean Squared Error
SAM	System Advisor Model
SHC	Solar Heating and Cooling
Si	Silício

SRC	Standard Reporting Conditions
STC	Standard Test Conditions
UnB	Universidade de Brasília
WoS	Web of Science

LISTA DE SÍMBOLOS E NOMENCLATURAS

α_{pv}	Absortividade das células	[-]
α_{vd}	Absortividade do vidro	[-]
h	Altura focal	[m]
H_d	Altura interna do duto	[m]
θ_T	Ângulo de elevação de incidência transversal do Sol nos espelhos	[°]
θ_L	Ângulo de elevação transversal do Sol	[°]
φ	Ângulo de incidência solar formado no plano longitudinal aos espelhos com inclinação θ_T	[°]
ω_i	Ângulo de rotação transversal do i-ésimo espelho	[°]
A_s	Área da subárea ou elemento do absorvedor	[m ²]
A_{conc}	Área de abertura total do concentrador	[m ²]
A_{vc}	Área de transferência de calor entre os diferentes materiais relativa ao volume de controle	[m ²]
C_{al}	Calor específico da parede do duto, alumínio	[J/kg K]
C_{pv}	Calor específico das células	[J/kg K]
C_f	Calor específico do fluido	[J/kg K]
C_{vd}	Calor específico do vidro	[J/kg K]
\dot{Q}_{irr_pv}	Calor gerado nas células fotovoltaicas	[W]
\dot{Q}_{irr_vd}	Calor gerado no vidro pela absorção da irradiância solar	[W]
\dot{Q}_{perdas}	Calor trocado entre o vidro e o ambiente exterior	[W]
q	Carga de um elétron $1,6022 \cdot 10^{-19}$	[C]
$h_{conv-ext}$	Coefficiente transferência de calor por convecção entre o vidro e o ambiente	[W/K m ²]
h_{int}	Coefficiente transferência de calor por convecção interna	[W/K m ²]
h_{rad-s}	Coefficiente transferência de calor por radiação entre o vidro e o solo	[W/K m ²]
k_i	Coefficientes de temperatura da corrente	[-]
$k_{i,mpp}$	Coefficientes de temperatura da corrente de máxima potência	[-]
k_v	Coefficientes de temperatura da tensão	[-]
$k_{v,mpp}$	Coefficientes de temperatura da tensão de máxima potência	[-]
$W_{espelho}$	Comprimento dos espelhos	[m]
k_{pt}	Condutividade térmica da pasta térmica	[W/K m]
k_{pv}	Condutividade térmica das células fotovoltaicas	[W/K m]
k_{al}	Condutividade térmica do alumínio	[W/K m]
k_{eva}	Condutividade térmica do EVA	[W/K m]

k_f	Condutividade térmica do fluido	[W/K m]
k_{vd}	Condutividade térmica do vidro	[W/K m]
k	Constante de Boltzmann $1,3807 \cdot 10^{-23}$	[J/K]
σ	Constante de Stefan-Boltzmann $5,67 \cdot 10^{-8}$	[W/K ⁴ m ²]
$I_{pv,a}$	Corrente da amostra da curva I-V	[A]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	[A]
$I_{sc,STC}$	Corrente de curto-circuito para condições STC	[V]
$I_{mpp,STC}$	Corrente de máxima potência para condições STC	[A]
I_{pv}	Corrente de saída da célula fotovoltaica	[A]
I_{sat}	Corrente de saturação do Diodo	[A]
I_D	Corrente do diodo	[A]
I_{mpp}	Corrente do ponto de máxima potência da célula fotovoltaica	[A]
I_{ph}	Corrente foto gerada na célula fotovoltaica	[A]
D_h	Diâmetro hidráulico do duto	[m ²]
α_f	Difusividade do calor	[m ² /s]
$\eta_{conc,i,j}$	Ef. óptica do concentrador em relação a c/elemento i, j	[-]
η_{conc}	Eficiência óptica do concentrador	[-]
ϵ_{vd}	Emissividade do vidro (espectro infravermelho)	[-]
δ_{pv}	Espessura da parede das células	[m]
δ_{al}	Espessura da parede do duto	[m]
δ_{pt}	Espessura da pasta térmica	[m]
δ_{eva}	Espessura do EVA	[m]
δ_{vd}	Espessura do vidro	[m]
δ	Fator de correção de irradiância	[-]
A_0	Fator de idealidade	[-]
$\Phi_{i,j}$	Irradiância	[W/m ²]
G	Irradiância de funcionamento	[W/m ²]
G_0	Irradiância de referência (1000 W/m ²)	[W/m ²]
$\bar{\Phi}$	Irradiância média	[W/m ²]
G_{NOCT}	Irradiância para condições NOCT	[W/m ²]
L_d	Largura interna do duto	[m]
M_{pv}	Massa da célula relativa ao volume de controle	[kg]
M_{al}	Massa da parede do duto relativa ao volume de controle	[kg]
M_f	Massa do fluido relativa ao volume de controle	[kg]
M_{vd}	Massa do vidro relativa ao volume de controle	[kg]
ρ_f	Massa específica do fluido	[kg/m ³]
N_{cel}	Número de células em série	[-]

$N_{i,j}$	Número de fótons na subárea do absorvedor	[-]
Nu	Número de Nusselt	[-]
Pr	Número de Prandtl	[-]
Re	Número de Reynolds	[-]
Δt	Passo de tempo – Step time	[s]
P_{ph}	Potência do fóton	[W]
P_{ele}	Potência elétrica gerada pelas células	[W]
\dot{Q}	Potência total incidente na superfície do absorvedor	[W]
R_{sh}	Resistência em paralelo ou de deriva	[Ω]
R_s	Resistência série	[Ω]
$R_{conv-int}$	Resistência térmica de convecção entre a placa inferior do duto e o fluido	[K/W]
R_{al}	Resistência térmica do alumínio	[K/W]
R_{pv-al}	Resistência térmica entre as células e a parede do duto	[K/W]
R_{vd-pv}	Resistência térmica entre o vidro e a célula	[K/W]
R_{al-f}	Resistência térmica entre placa inferior do duto e o fluido	[K/W]
R_{a-conv}	Resistência térmica por convecção entre a face externa do vidro e o ambiente	[K/W]
R_{s-rad}	Resistência térmica por radiação entre a face externa do vidro e o solo	[K/W]
T_a	Temperatura ambiente	[K]
T_{cel}	Temperatura de funcionamento	[$^{\circ}$ C]
T_{STC}	Temperatura de referência 25 $^{\circ}$ C	[$^{\circ}$ C]
$T_{f,ax}$	Temperatura do fluido do volume de controle anterior	[K]
T_s	Temperatura do solo	[K]
T_{pv}	Temperatura média da célula	[K]
$T_{pv,a}$	Temperatura média da célula no passo de tempo anterior	[K]
T_{al}	Temperatura média da parede do duto	[K]
$T_{al,a}$	Temperatura média da parede do duto no passo do tempo anterior	[K]
T_f	Temperatura média do fluido	[K]
$T_{f,a}$	Temperatura média do fluido no passo de tempo anterior	[K]
T_{vd}	Temperatura média do vidro	[K]
$T_{vd,a}$	Temperatura média do vidro no passo de tempo anterior	[K]
T_{NOCT}	Temperatura para condições NOCT	[$^{\circ}$ C]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	[V]
$V_{oc,STC}$	Tensão de curto-circuito para condições STC	[A]
$V_{mpp,STC}$	Tensão de máxima potência para condições STC	[V]

V_{pv}	Tensão de saída da célula fotovoltaica	[V]
V_{mpp}	Tensão do ponto de máxima potência da célula fotovoltaica	[V]
τ_{vd}	Transmissividade do vidro	[-]
\dot{m}_f	Vazão mássica do fluido	[kg/s]
u_f	Velocidade de escoamento do fluido	[m/s]
u_{vento}	Velocidade do vento	[m/s]
ν_f	Viscosidade cinemática ou difusividade do movimento do fluido	[m ² /s]
μ_f	Viscosidade dinâmica do fluido à temperatura do fluido	[kg/m s]
$\mu_{f,a}$	Viscosidade dinâmica do fluido calculada à temperatura da parede de do duto	[kg/m s]

1. INTRODUÇÃO

Na tentativa de alcançar as metas de longo prazo propostas pelos diferentes organismos e/ou agências tais como a ONU, IEA, entre outras, para conseguir um cenário de desenvolvimento sustentável, no que se refere ao sistema energético mundial, procura-se por novas tecnologias que permitam o aproveitamento dos recursos naturais renováveis na geração dos diferentes tipos de energia, assim como a integração das existentes e/ou seu melhoramento, com o propósito de diminuir as emissões de CO₂ atendendo uma demanda energética futura, sem necessidade do aumento do uso de combustíveis fósseis.

Conforme IEA (2019a) o consumo de energia a nível global cresceu 2,3% em 2018, impulsionado pela economia e pelo aumento das necessidades de aquecimento e refrigeração em algumas partes do mundo. Mesmo que significativo, o crescimento da geração a partir de fontes renováveis ainda não acompanhou o aumento da demanda por eletricidade. Metade do crescimento da demanda global de energia veio em resposta ao maior consumo de eletricidade. Como resultado do aumento no consumo de energia, as emissões globais de CO₂ relacionadas a estas aumentaram. Já em relação à energia térmica, a energia solar continua sendo a segunda maior fonte de calor renovável, empregada principalmente em edifícios para aquecimento de água. No entanto, a expansão da capacidade diminuiu desde 2013, consequência da diminuição de incentivos, sendo que em relação ao fornecimento de calor as energias renováveis representam 10% e precisariam aumentar para 25% (segundo a base de projeção do ano 2018 do IEA).

O IEA (2019b) prevê que o calor gerado com base em energias renováveis representará 20% até 2024. Os edifícios representam mais da metade do crescimento global de calor renovável, seguido pela indústria. Contudo o potencial de aquecimento renovável permanece pouco explorado, e a implantação não está alinhada com as metas climáticas globais. Conforme o IEA, a demanda da indústria por energia térmica solar ainda é muito baixa e, portanto, considera-se uma oportunidade de mercado em expansão.

Segundo (IEA, 2017) o calor utilizado para aquecimento de água e de espaços em edifícios assim como para processos industriais representa, aproximadamente, 40% das emissões globais de CO₂ relacionadas com a energia. Em relação ao Brasil, a indústria é responsável por 18,8% e as residências por 4,5% do total das emissões de CO₂ (EPE, 2019). Portanto, descarbonizar o calor é um importante desafio para a sociedade.

A necessidade de migração para tecnologias de geração de energia mais limpa, e sendo a energia solar que chega na Terra por hora maior que toda a energia consumida no planeta em um ano (Lewis, 2013), faz do Sol forte candidato a ser o principal recurso para sua geração. Entre elas encontram-se a tecnologia fotovoltaica pouco eficiente ainda, mas em crescente desenvolvimento incentivado pelo mercado; a tecnologia térmica solar e a tecnologia heliotérmica ou CSP (*Concentrated Solar Power*), ambas mais antigas e bem desenvolvidas, em comparação com a fotovoltaica, mas com baixo crescimento nos últimos anos. Na última década, a implantação de sistemas fotovoltaicos cresceu acima dos outros sistemas de energias renováveis, e ainda se projeta uma liderança consolidada para os próximos anos. Consequentemente, sistemas térmicos solares, com e sem concentração, perderam interesse a nível global evidenciando-se nos grandes mercados da China e da Europa, onde bombas de calor ganharam popularidade como sistemas de aquecimento de água para uso residenciais. No entanto, no Brasil o mercado de sistemas de aquecimento solar apresentou um aumento de 6% em 2018 (IEA SHC, 2019; Noro, Lazzarin e Bagarella, 2016). Vale destacar que começaram a ganhar visibilidades os sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos (PVT – *Photovoltaic thermal*) que, a partir do 2017, foram considerados no relatório anual *Solar Heat Worldwide 2019*, realizado pela IEA SHC (*Solar Heating and Cooling Programme*).

Diante da necessidade de diminuir o uso de combustíveis fósseis para produzir eletricidade e/ou calor, e sendo o Sol um dos principais recursos naturais a ser aproveitado como fonte renovável de energia, observa-se a necessidade de adoção de tecnologias que possibilitem seu uso de forma eficiente. Nesta perspectiva, tecnologias híbridas como formas de melhorar a eficiência energética e/ou aumentar o fator de capacidade de instalações de cogeração de energia tem sido foco de pesquisas recentes (Burin *et al.*, 2015; Lisboa *et al.*, 2016; Monteiro e Siqueira, 2017; Souza e Siqueira, 2017). Destaca-se neste contexto o estudo de Rodrigues e Siqueira (2015) que mostra que a hibridização, de unidades de cogeração de usinas de açúcar e álcool com solar térmica, poderia aumentar em mais de 25% a geração anual de energia em uma instalação nas proximidades do Distrito Federal, Brasil com incremento significativo do fator de capacidade. Contudo, em edifícios residenciais para aquecimento de espaços, ou na indústria em processos que não requeiram temperaturas elevadas, podem ser utilizados sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos com concentração solar (CPVT – *Concentrating Photovoltaic Thermal*), que podem conseguir eficiências maiores que sistemas híbridos sem concentração (PVT), mas ainda se encontram em fase de desenvolvimento e estudo.

Sistemas fotovoltaicos térmicos com concentração solar são estudados desde os anos 70, mas na última década recobriram interesse, principalmente pela comunidade científica com diferentes tipos de análises e estudos (Moaleman *et al.*, 2018), apesar disso a quantidade de sistemas CPVT comercialmente disponíveis ainda é escassa.

Os sistemas CPVT podem atender parte da demanda de energia elétrica em um determinado período do dia e a demanda de calor por períodos mais extensos, armazenando-o em reservatórios térmicos (tecnologia disponível no mercado e bem desenvolvida), permitindo economia de energia elétrica e/ou combustível para gerar calor. Essa possibilidade promove um aumento na conversão da energia solar e na eficiência global do sistema.

Sistemas PVT com e sem concentração solar utilizam células fotovoltaicas com eficiência entre 5% e 40%, aproximadamente, dependendo da tecnologia. As células fotovoltaicas convertem de forma direta a irradiância solar em energia elétrica, não obstante apenas uma porcentagem do espectro solar é utilizável, uma parte do restante é convertida em calor e a outra é refletida para o ambiente. Entretanto, as células são sensíveis à temperatura, diminuindo sua eficiência com o aumento desta. Assim, com a implementação de um sistema que permita absorver o calor residual das células, pode-se estabilizar a temperatura dentro de limites definidos melhorando a eficiência. O calor residual gerado nas células é transferido para um fluido que poderá ser utilizado em processos posteriores de aquecimento. Além disso, a cogeração fotovoltaica térmica permite o uso da mesma área para geração de eletricidade e calor, característica que se apresenta como uma vantagem substancial para aplicações em prédios residenciais e/ou indústrias devido à reduzida área disponível para instalação.

Conforme Sharaf e Orhan (2015b) diferentes estudos mostram que sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos com concentrador solar têm um alto potencial de inserção no mercado. Esse potencial pode ser ainda maior para sistemas de baixa e média concentração solar ($>1 \text{ Sol} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $< 100 \text{ Sóis}$), por possuir a vantagem, em relação a sistemas sem concentração, de aumentar a produção de energia elétrica para uma área igual ou menor, economizando células fotovoltaicas e reduzindo custos; e em relação a sistemas de elevada concentração têm a vantagem do uso sem rastreamento ou com rastreamento de um eixo (Chemisana *et al.*, 2016).

Além disso, sistemas de elevada concentração podem funcionar em temperaturas elevadas de até 220°C , porém com células multijunção e rastreamento solar de dois eixos (Ben *et al.*, 2018). Sistemas de baixa e meia concentração podem funcionar próximos dos

80-100°C utilizando células convencionais de silício monocristalino ou com leves modificações, o que também é uma vantagem do ponto de vista econômico e de projeto.

Diante do exposto, duas questões científicas se apresentam ainda em aberto em relação à viabilidade técnica e econômica de sistema híbridos fotovoltaicos térmicos com concentração, a saber. As células fotovoltaicas convencionais de silício teriam seu comportamento térmico compatível para uso em sistemas híbridos fotovoltaico-térmicos com concentração ou haveria necessidade de desenvolvimento específico para essa aplicação? A distribuição da irradiância solar concentrada tem efeito relevante na geração de energia, ou seja, haveria necessidade de controle dessa distribuição para manter a geração de energia a níveis aceitáveis? Essas questões nortearam a elaboração desta dissertação que tem os objetivos descritos a seguir.

1.1 OBJETIVO

Em função do exposto, o presente estudo pretende desenvolver um modelo teórico que possibilite avaliar a geração de energia elétrica por meio do uso de células fotovoltaicas, e de energia térmica através da utilização de um absorvedor (receptor) de calor, conjuntamente com um concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel como parte de um sistema integrado único, denominado Sistema Híbrido Fotovoltaico Térmico com Concentrador Refletor Linear Fresnel (CPVT-LFR). Ainda pretende-se entender como será o comportamento das células fotovoltaicas sobre concentração solar, detectando possíveis inconvenientes e soluções na implementação futura de um protótipo do sistema.

Ainda para alcançar o objetivo geral se propõem os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo acoplado térmico-fotovoltaico capaz de considerar o comportamento característico de cada componente bem como a retroalimentação entre eles.
- Integrar no modelo acima um modelo ótico que considere a não uniformidade da distribuição da irradiância solar concentrada incidente sobre a superfície receptora do absorvedor do modelo do sistema completo.
- Definir um protótipo de absorvedor viável para sua fabricação no LEA.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A dissertação se organizou em cinco capítulos sendo o primeiro a presente Introdução em que se contextualiza a situação atual das diferentes tecnologias que utilizam o Sol como recurso principal para a geração de energia e também o estabelecimento dos objetivos gerais e específicos do trabalho.

No segundo capítulo, Revisão Bibliográfica, realiza-se uma análise bibliométrica na qual são apresentados dados quantitativos dos diferentes trabalhos encontrados sobre o assunto de pesquisa Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Térmicos com Concentração Solar, os quais mostram a evolução do tema ao longo do tempo, os principais autores e os países que têm maior quantidade de estudos, entre outros. Finalmente, é realizada uma síntese e análise crítica dos artigos sobre o assunto específico Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Térmicos com Concentrador Refletor Linear Fresnel publicados tanto em revistas quanto em anais de congressos. O objetivo deste capítulo é fazer uma resenha da evolução do tema geral de estudo ao longo do tempo por meio da análise quantitativa; e uma síntese e análise crítica dos trabalhos referentes ao assunto específico, criando assim uma base bibliográfica de consulta.

O terceiro capítulo, Metodologia foi dividido em três seções ou fases principais:

- i) Modelagem da célula fotovoltaica, explica-se de forma resumida o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas e é desenvolvido um modelo numérico baseado no modelo do circuito equivalente de um diodo para a obtenção dos cinco parâmetros (corrente foto gerada, corrente de saturação do diodo, fator de idealidade, resistência em série e resistência em paralelo).
- ii) Modelagem e análise da eficiência óptica do sistema CPVT-LFR, estuda a distribuição da iluminação gerada pelo concentrador refletor linear Fresnel sobre o absorvedor (receptor) no qual se encontram as células fotovoltaicas. Esta análise é realizada utilizando o software *ray tracing* TONATIUH para os diferentes meses do ano e horários do dia. Também se desenvolve um modelo para que possa ser integrado ao modelo geral do sistema CPVT-LFR.
- iii) Modelagem Térmica do sistema CPVT-LFR, trata o balanço energético em cada material do absorvedor considerando a inercia térmica. É apresentado o circuito equivalente RC do modelo.

O capítulo quatro, Análise dos Resultados do Modelo, permite visualizar os resultados do modelo final do sistema através de gráficos, além de conter a análise destes. Por fim no capítulo cinco apresentam-se as conclusões e considerações futuras.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo realiza-se uma análise bibliométrica na qual são apresentados dados quantitativos dos diferentes trabalhos sobre o assunto de pesquisa “Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Térmicos com Concentração Solar”. Estes dados permitem visualizar a evolução do tema ao longo do tempo, os principais autores e os países que têm maior quantidade de estudos, entre outros. Após realizar esta análise quantitativa, realiza-se uma síntese e análise crítica dos artigos publicados sobre o assunto específico “Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Térmicos com Concentrador Refletor Linear Fresnel”, o que permite avaliar tanto quantitativamente quanto qualitativamente o contexto no qual se insere a presente dissertação. Com esta revisão foi possível antecipar alguns problemas do ponto de vista construtivo do sistema em estudo, que deverão ser considerados na modelagem, também permitiu visualizar as diferentes ferramentas, modelos e métodos utilizados nas diversas abordagens do assunto específico.

Na Figura 2.1, apresenta-se a classificação dos diferentes tipos de sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos que podem ser encontrados na literatura científica e técnica. Os sistemas com concentração de energia solar são divididos em função da razão de concentração CR (*Concentration Ratio*), para sistemas de baixa concentração $1 < CR \leq 10$, para média $10 < CR \leq 100$ e para alta $CR > 100$ (Ju *et al.*, 2017b), alcançando concentrações acima de 2000 Sóis ($1 \text{ Sol} = 1000 \text{ W/m}^2$ ou 100 mW/cm^2) ou $CR > 2000$ em concentradores do tipo disco parabólico (Lee Ong *et al.*, 2012; Garcia-Heller *et al.*, 2014; Daneshazarian *et al.*, 2018). Alguns autores dividem em baixa e alta concentração com $1 < CR \leq 100$ e $CR > 100$, respectivamente (Sharaf e Orhan, 2015a; 2015b).

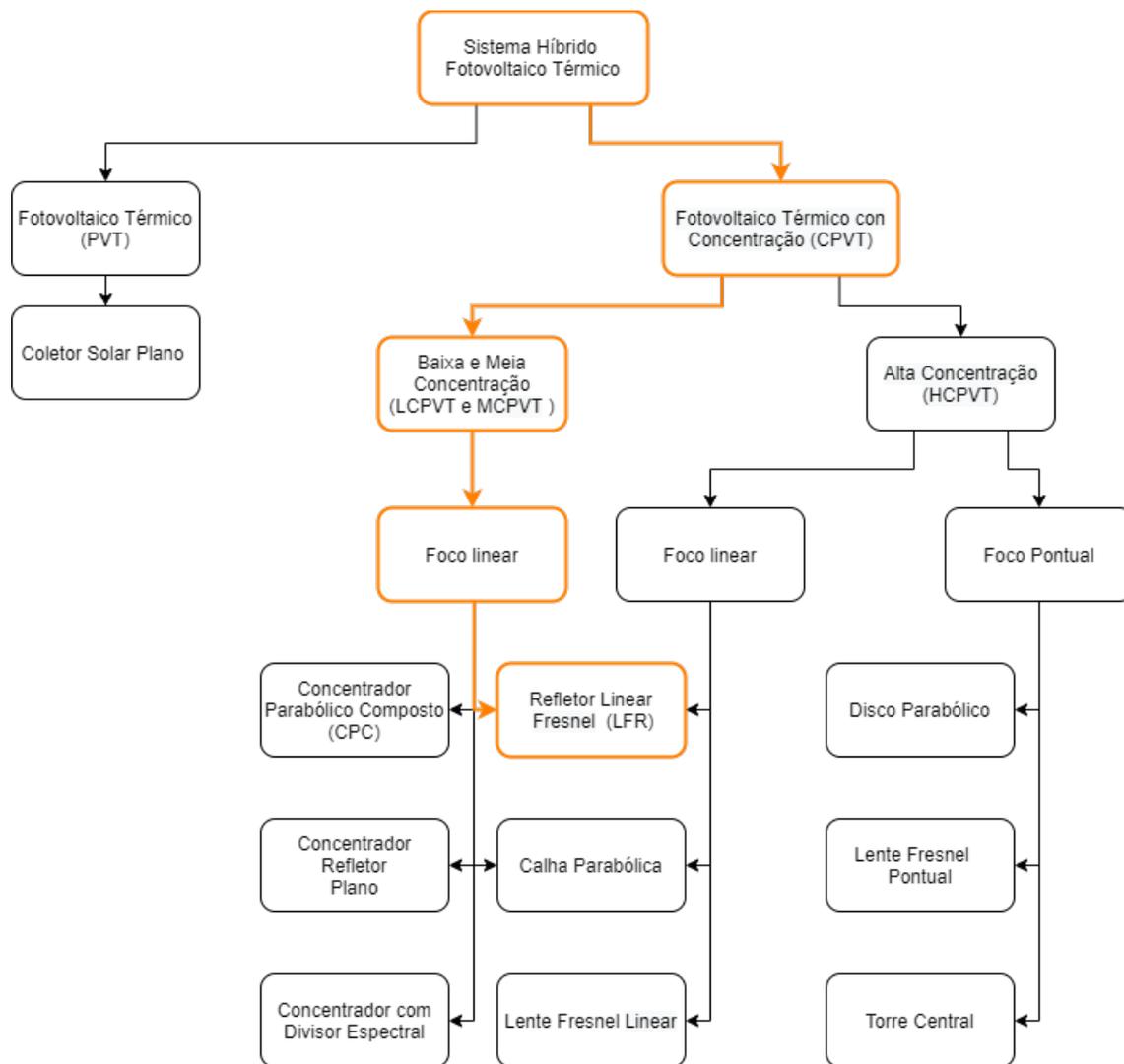


Figura 2.1: Classificação dos sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 2.2 apresentam-se de forma ilustrativa os diferentes tipos de sistemas CPVT.

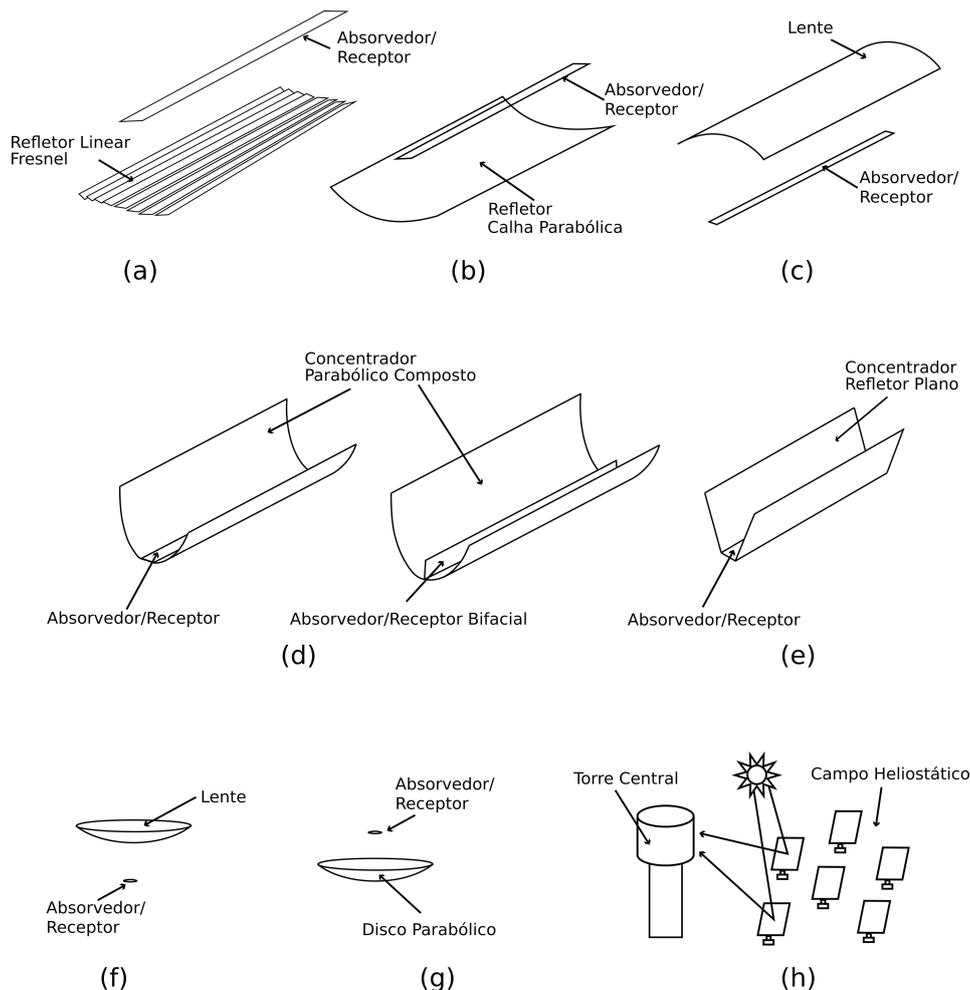


Figura 2.2: Tipos de concentradores CPVT: (a) Refletor Linear Fresnel, (b) Calha Parabólica, (c) Lente Fresnel Linear, (d) Parabólico Composto, (e) Refletor Plano, (f) Lente Fresnel Pontual, (g) Disco Parabólico e (h) Torre Central ou Heliostato.

Fonte: Composição de figuras elaborada pelo autor.

2.1 MÉTODO DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com base nos sistemas que possuem concentração solar, foram realizadas buscas em duas das principais bases de dados de artigos científicos, *Scopus* e *Web of Science* (WoS). Fazendo uso das ferramentas próprias de ambas bases e dos softwares *Scimat* e *Vosviewer*, como ferramentas de pós-processamento, foi realizada uma análise bibliométrica. Após a análise bibliométrica foram escolhidos os artigos que apresentavam maior similitude com o estudo da presente dissertação para realizar uma síntese da literatura e posteriormente uma análise crítica desta.

2.2 DEFINIÇÃO DOS TERMOS DE BUSCA - PALAVRAS CHAVES

A definição das palavras chaves e suas combinações por meio dos operadores lógicos é um passo essencial para realizar uma revisão sistemática bibliográfica. Assim, a seguinte combinação de palavras chaves foi utilizada: ("CPVT" OR "CPV?T" OR "*CPV?T" OR "*CPVT" OR "CPV/T" OR "LCPVT" OR "LCPV/T" OR "?CPV?T") AND ("PHOTOVOLTAIC* THERMAL*" OR "CONCENTRA* PHOTOVOLTAIC* THERMAL*" OR "CONCENTR* HYBRID PV?THERMAL" OR "CONCENTRA* SYSTEM" OR "HYBRID P*T*" OR "COMPOUND PARABOLIC* CONCENTRATOR*"). Esta combinação foi realizada para que os artigos retornados pelas bases de dados, como resultado das buscas, sejam coerentes com o assunto de pesquisa, evitando assim um grande retrabalho para verificar se os artigos pertencem à área do conhecimento de interesse. A combinação de palavras foi submetida às duas bases de dados apresentando coerência nos resultados por ambas, a Scopus apontou 173 artigos e a WoS 161. Após um pré-processamento dos artigos resultantes em ambas as bases, e através de buscas cruzadas (buscas realizadas dentro dos artigos mais relevantes obtidos na primeira busca) foi modificada a combinação das palavras chaves para: ("CPVT" OR "CONCENTRA* SYSTEM" OR "CPC" OR "COMPOUND PARABOLIC* CONCENTRATOR*" OR "CPV?T" OR "*CPV?T" OR "*CPVT" OR "CPV/T" OR "LCPVT" OR "LCPV/T" OR "?CPV?T") AND ("PHOTOVOLTAIC* THERMAL*" OR "CONCENTRA* PHOTOVOLTAIC* THERMAL*" OR "CONCENTR* HYBRID PV?THERMAL" OR "HYBRID P* T*"), dando como resultado 270 artigos na Scopus e 262 na WoS. Após eliminar os duplicados e os não relacionados com o assunto de pesquisa, e adicionar outros que ficaram fora das buscas nas bases, o total de artigos utilizados para realizar a análise bibliométrica foi de 376.

2.3 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA

Os 376 artigos referem-se a sistemas fotovoltaicos térmicos com concentração solar, o pós-processamento deles para executar a análise bibliométrica foi realizado com ajuda dos softwares *Scimat* e *Vosviewer*.

No gráfico da Figura 2.3 apresenta-se a relação de artigos encontrados por ano, no qual pode se observar que o estudo da tecnologia de concentração solar aplicada a sistemas híbridos fotovoltaicos térmicos data desde 1975, tendo como pioneiro aos

Estados Unidos com o trabalho de Winston (1975) que descreve os princípios e testes experimentais do projeto de um coletor parabólico composto (CPC) para concentração de energia solar em um receptor. Este já destacava que o CPC pode concentrar energia solar até um fator de concentração igual a dez sem rastreamento do Sol, tornando-o adequado para uso em aplicações como fonte de calor em temperaturas relativamente altas (65 - 200°C), ou como concentrador ótico para reduzir os requisitos de área superficial de células fotovoltaicas. Observa-se, também, que o estudo da nova tecnologia em fase de desenvolvimento, não ganhou interesse pela comunidade científica até 2005, ano no qual um crescimento da produção técnica e acadêmica é visível. Conforme diferentes autores (Sharaf e Orhan, 2015b; Ju *et al.*, 2017b), o interesse em sistemas PVT e CPVT no período anterior a 1990 surge como consequência do incentivo às pesquisas por novas tecnologias de aproveitamento de energias renováveis, em resposta à crise do petróleo que existia. Consequentemente a estagnação das pesquisas desde 1990 até 2005 se deve, à queda no preço do petróleo nesses anos. Um interesse crescente e expressivo do assunto acontece na última década entre 2010 e 2020, impulsionado em maior medida pela China, Índia e os Estados Unidos de América, produto da procura por novas tecnologias e/ou aprimoramento das já existentes (PV, CSP e HPVT – *Híbrido PVT*) que ajudem a suprir a demanda crescente de energia elétrica e/ou térmica, reduzindo a emissão de gases de efeito estufa (Alobaid *et al.*, 2017; Ju *et al.*, 2017b).

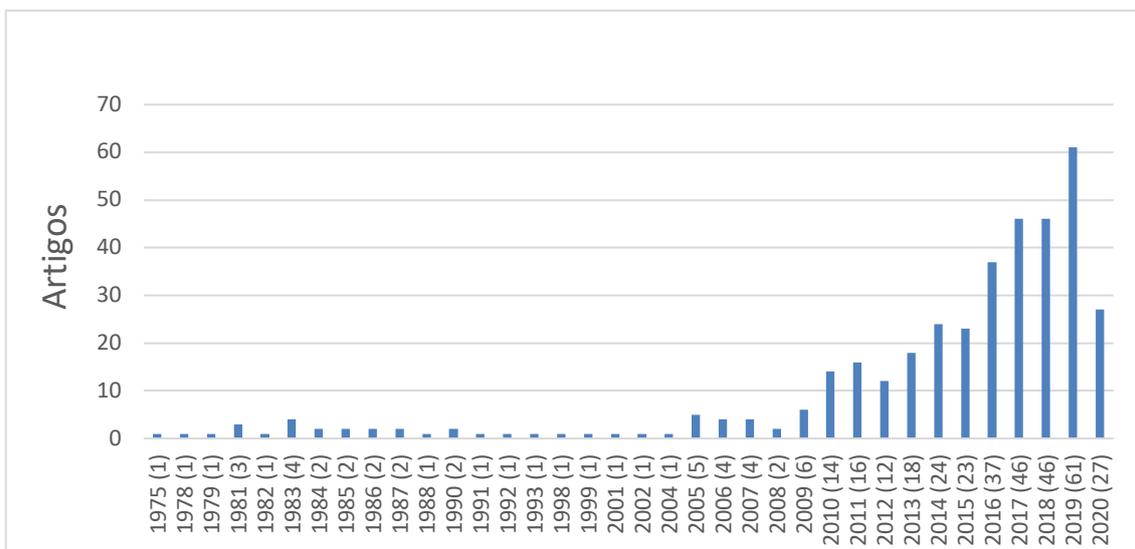


Figura 2.3: Quantidade de artigos por ano.

Cabe destacar que do total de artigos, 15 correspondem a revisões no assunto CPVT, mas com abordagens diferentes. Estes trabalhos de revisões vêm acontecendo de forma ininterrompida desde 2012 até à presente data. As revisões apresentadas por Zhang *et al.*, 2012; Sharaf e Orhan, (2015a,b); Ju *et al.*, 2017b e Daneshazarian *et al.*, 2018 têm um enfoque geral do assunto passando por diferentes campos de conhecimento que envolvem estes sistemas; os trabalhos realizados por Vivar *et al.* (2012a, b) apresentam uma revisão de estândaes para sistemas CPVT e uma revisão sobre fluidos de transferência de calor utilizados como divisores óticos nestes sistemas respectivamente; dois artigos de revisões de CPVT integrados às construções foram publicados por Yang *et al.* (2016) e Li *et al.* (2020); uma revisão dos trabalhos sobre uniformidade da irradiância solar ou fluxo luminoso em sistemas CPVT de baixa concentração e realizado por Amanlou *et al.* (2016); Ju *et al.* (2017a) recentemente publicou um artigo de revisão de sistemas CPVT com divisores óticos seletivos de longitude de onda; Alobaid *et al.* (2017) conduziu uma revisão de publicações com sistemas PVT e CPVT integrados a sistemas de esfriamento por absorção; Yazdanifard e Ameri (2018) executam uma revisão dos estudos exergeticos dos sistemas PVT e CPVT; Kasaeian *et al.* (2018) publicou um trabalho sobre sistemas CPVT com concentradores do tipo calha parabólica e lentes Fresnel; e o artigo mais recente o de George *et al.* (2019) baseia sua revisão nos avanços referentes ao desenho de componentes, meios de transferência de calor e aplicações para os sistemas CPVT.

No gráfico da Figura 2.4 são apresentados os 22 países com maior quantidade de publicações e o Brasil de uma lista de 48 países. Destaca-se a China seguida da Índia e os Estados Unidos, sendo este último o primeiro a iniciar os estudos em sistemas deste tipo na década dos anos 70. Alemanha, França, Israel, Bélgica, Canada e Índia começaram suas pesquisas nos anos 80. A China registra publicações a partir de 2009 se tornando o país com maior quantidade de trabalhos, o que explica o marcado aumento de publicações na última década. Os restantes dos países do gráfico registram estudos a partir do ano 2000 aproximadamente.

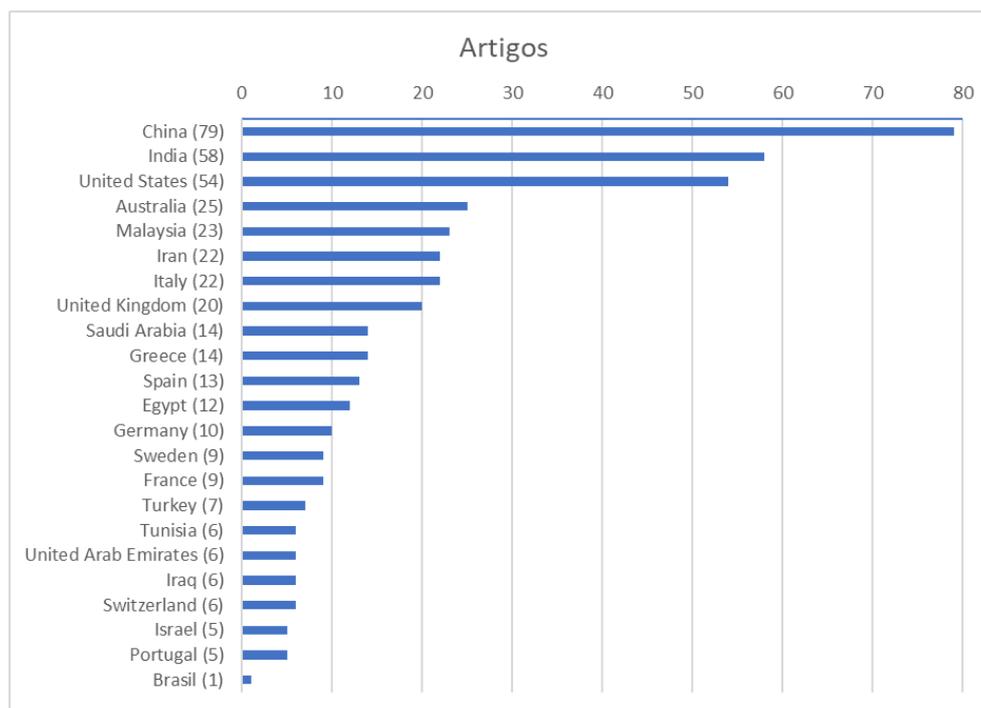


Figura 2.4: Relação da produção de artigos por países.

Sistemas PVT com diferentes tipos de concentração solar estão sendo estudados a nível global principalmente por países de regiões com médio e elevado potencial solar, contudo aparecem estudos recentes (2016 - 2020) realizados por países desenvolvidos como Reino Unido, Alemanha, Suécia, França, Suíça, Bélgica e Nova Zelândia que possuem baixa irradiação, mas que estão politicamente comprometidos com a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, o que sinaliza um interesse crescente por esta tecnologia. Conforme Sharaf e Orhan (2015b) é importante a cooperação de países desenvolvidos, que possibilitem investimentos, tecnologias e conhecimento, com países que possuem índices elevados de irradiação com áreas disponíveis para a implantação desta tecnologia CPVT. Em concordância com o anterior se encontra o Brasil que apresenta um artigo (Pabon *et al.*, 2020) realizado em coautoria entre autores de diferentes universidades (duas brasileiras, uma finlandesa e outra dinamarquesa). Neste trabalho, os autores propõem uma modelagem matemática para prever o desempenho de um sistema híbrido de energia composto de célula fotovoltaicas multijunção e lentes lineares Fresnel com um sistema de resfriamento ativo que permite armazenar o excesso de calor. Este sistema possui evaporador, condensador e bomba, gera eletricidade e aquecimento de água para fins de uso residencial. O modelo é utilizado para simular o comportamento do sistema nas cidades de Bogotá (Colômbia), Quito (Equador) e Lima (Peru).

Sistemas fotovoltaicos térmicos com concentração solar são utilizados principalmente para a geração de energia elétrica e térmica, esta última utilizada para aquecimento em processos industriais e diferentes espaços, também como parte de sistemas de refrigeração. Outras aplicações analisadas e estudadas para CPVT são: dessalinização e destilação da água, integração nas edificações, produção de hidrogênio, estufas agrícolas, secagem de produtos para consumo, e integração em sistemas de poli geração de energia.

No gráfico da Figura 2.5, mostram-se os 20 autores com maior quantidade de publicações, de uma lista de mais de 600. Entre eles se encontram Everett V., Vivar M., Blakers A., Harvey J., Greaves M., Surve S., Walter D, e Le Leivre, P. os quais aparecem juntos na maioria das suas publicações que são sobre o tema específico sistema fotovoltaico térmico com concentrador do tipo refletor linear Fresnel CPVT-LFR. Chemisana, D., outro dos autores com maior produção científica no assunto geral sistemas CPVT, tem um trabalho referido a um concentrador do tipo refletor linear Fresnel que será analisado posteriormente. Tiwari, G. N., em coautoria com Tripathi, R. e Singh, D. B., é o autor com maior quantidade de publicações. Seus trabalhos têm ênfase em sistemas CPVT do tipo coletor parabólico composto com estudos experimentais; de simulação; de produção de energia anual; de avaliação do ciclo de vida e de análise de eficiência exergética e energética.

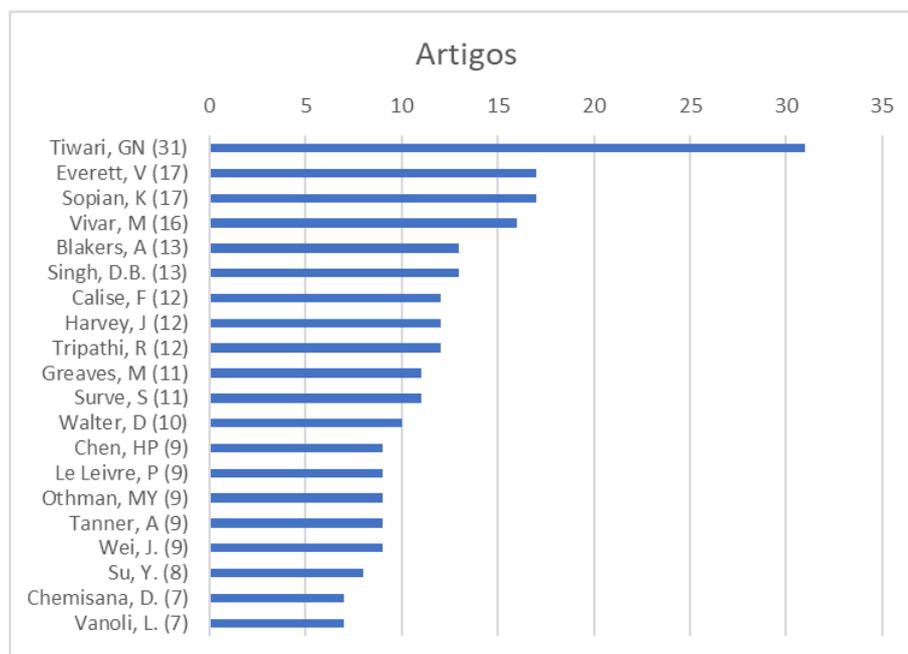


Figura 2.5: Relação da produção de artigos por autores.

Após ter sido apresentada a quantidade de artigos por ano, artigos por países e autores com maior produção científica, dados que mostram de forma quantitativa que diferentes sistemas CPVT estão sendo estudado a nível global, pode-se observar que o estado da arte ainda se encontra em evolução sendo objeto de investimento e estudo, principalmente com protótipos experimentais, modelos teóricos e simulações. Outro indicador da falta de maturidade destes tipos de sistemas é o baixo número (16) de patentes encontradas, assim como sistemas comercialmente disponíveis, nos que se destacam os modelos comercializados pela ABSOLICOM, CHROMASUN e SOLARUS SUNPOWER.



Figura 2.6: Sistema CPVT com concentrador calha parabólica comercializado pela ABSOLICOM.

Fonte: <http://www.absolicon.com>, acesso em 21/04/2020.



Figura 2.7: Sistema CPVT com refletor linear Fresnel comercializado pela CHROMASUN.

Fonte: <http://www.chromasun.com>, acesso em 21/04/2020.



Figura 2.8: Sistema CPVT com concentrador parabólico composto (CPC) assimétrico comercializado pela SOLARUS SUNPOWER.

Fonte: <https://solarus.com>, acesso em 21/04/2020.

2.4 SÍNTESE DA LITERATURA REFERENTE A CPVT-LFR

Do total de 376 documentos apontados foram revisados 21 artigos específicos sobre sistemas CPVT com refletor linear Fresnel por serem estes similares ao sistema estudado e analisado nesta dissertação, apresentando assim uma análise mais específica do assunto de pesquisa. Os artigos estão em ordem cronológica de publicação.

S. N. Sharan, S. S. Mathur e T. C. Kandpal (Sharan, Mathur e Kandpal, 1986) apresentam uma análise teórica de um sistema CPVT – LFR refrigerado de forma ativa. O sistema está composto principalmente de refletores lineares Fresnel, um duto retangular (receptor ou absorvedor) e células fotovoltaicas. As células são montadas nas laterais do duto e por cima é colocado um adesivo translúcido e um vidro. A iluminação das células é considerada uniforme e a análise é realizada em regime permanente (estado estacionário). Os resultados apresentados indicam que a potência elétrica e térmica, em função do comprimento do receptor, aumenta de forma considerável até uma determinada distância desde o ponto de entrada do fluido a partir do qual ambas potências permanecem quase constantes. Outro ponto sinalizado é a variação das potências térmica e elétrica em função da distância focal entre o refletor e o receptor.

S. N. Sharan e T. C. Kandpal (Sharan e Kandpal, 1992) apresentam um trabalho experimental de um sistema CPVT-LFR, utilizando água como fluido refrigerante, 44 células fotovoltaicas de 2cm x 2cm (potência pico das célula não informada) conectadas

em série coladas diretamente na superfície inferior do absorvedor, o qual tem um comprimento de 1m e uma largura igual às células. O refletor linear Fresnel possui espelhos planos com largura de 2,5cm, comprimento de 1,8m, com uma área de abertura de 1m² e rastreamento manual do Sol. A razão de concentração do sistema foi fixada em 5. O sistema de resfriamento ativo consta de uma bomba para elevar a água contida em um tanque ao nível do solo para um tanque elevado que fornece água que escoar por dentro do absorvedor, com possibilidade de controlar a vazão mássica. Os resultados mostram que a eficiência de cada célula (aprox. 14%) é superior à eficiência do arranjo em série ou módulo (aprox. 8,5%) e que a temperatura do fluido aumenta em função do comprimento do absorvedor e a potência elétrica tem uma mínima variação em relação a este.

J. I. Rosell, X. Vallverdú, M. A. Lechónand e M. Ibáñez (Rosell *et al.*, 2005) exibem um protótipo de CPVT-LFR com um CR máximo de 11, rastreamento solar de dois eixos e com espelhos de 2,6 m de comprimento e largura variável conforme sua posição (área de abertura de 4,86m²). É proposto e validado experimentalmente um modelo térmico de simulação do sistema que inclui a capacitância térmica do absorvedor, a qual resulta em um valor considerável de 49,693 J/K. A eficiência térmica do protótipo, sem geração de energia elétrica, varia entre 60% e 65% em função da vazão do fluido e da razão de concentração do sistema segundo a posição do Sol. Os autores também realizam uma análise teórica da transferência de calor entre as células e o duto do absorvedor, concluindo que esta é um dos pontos mais críticos a considerar na fabricação do absorvedor.



Figura 2.9: Sistema CPVT-LFR instalado na Universidade de Lleida, Lleida, Espanha.

Fonte: (Rosell *et al.*, 2005).

D. Walter, V. Everett, M. Vivar, J. Harvey, R. Van Scheppingen, S. Surve e A. Blakers (Walter *et al.*, 2010a) apresentam um sistema CPVT-LFR desenvolvido pela *Australian National University* (ANU) conjuntamente com a empresa CHROMASUN denominado micro concentrador devido às suas dimensões reduzidas de 3,2 m de comprimento, 1,2 m de largura e 0,3 m de altura resultando em uma carga aproximada de 25kg/m². Este sistema, ilustrado na Figura 2.10, que na data de publicação do trabalho ainda estava em fase de desenvolvimento tinha como objetivo atender às seguintes premissas: *i)* baixo custo para o consumidor, *ii)* flexibilidade na integração residencial ou industrial para aquecimento de espaços, *iii)* flexibilidade na integração como parte de sistemas de refrigeração e para geração elétrica e *iv)* boa estética maximizando a produção de energia térmica e elétrica em transientes como em diferentes condições de estabilidade. Foram utilizadas células de silício monocristalino convencionais com eficiência de 19,6% e com contatos traseiros, um CR = 20 e uma óptica secundária para suavizar o fluxo luminoso nas células. Na Figura 2.10 são apresentadas as curvas I-V para as diferentes concentrações. Foram alcançados 56V e 100W, ambos valores de pico por metro de absorvedor. Um outro ponto interessante da perspectiva construtiva é a utilização de silicone líquido vulcanizável à temperatura ambiente ao invés da conhecida EVA (Etileno Acetato de Vinila) como material de encapsulamento das células. A eficiência total do sistema registrada, térmica e elétrica, foi de quase 70% com uma temperatura de trabalho de 60°C.

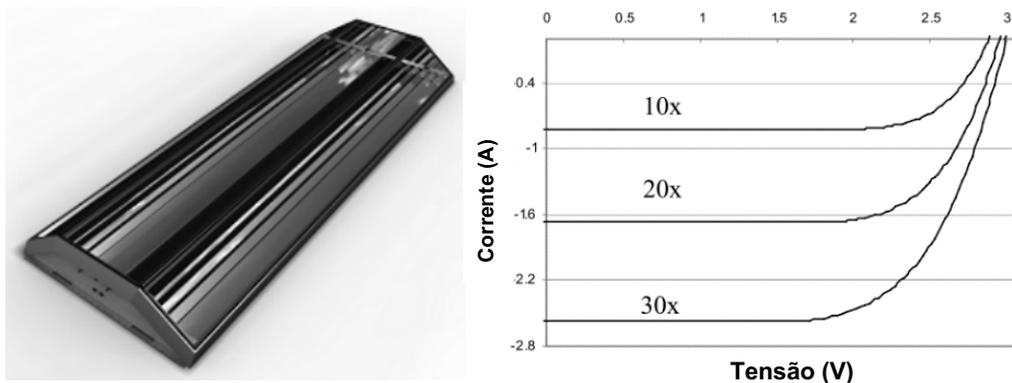


Figura 2.10: Foto do microconcentrador e curvas I-V a diferentes CR (Traduzido).

Fonte: Walter *et al.* (2010a).

Outros trabalhos baseados no microconcentrador são apresentados por Everett *et al.* (2010a, b, 2011a, b) e Walter *et al.* (2010b). Nestes trabalhos, se enfatiza a

importância de um excelente contato térmico entre as células e a peça do receptor para uma eficiente transferência de calor, a dificuldade de obter células comerciais desenvolvidas para baixa e meia concentração o que dificulta o desenvolvimento deste tipo de sistemas justificando assim a adoção e modificação de células fotovoltaicas convencionais de silício monocristalino, e a importância de um sistema de rastreamento que permita minimizar as diferenças de iluminação incidente sobre a superfície do receptor devido ao efeito adverso da não uniformidade do fluxo luminoso que prejudica o desempenho das células elevando o efeito da resistência em série de forma localizada. A Figura 2.11 apresenta o sistema de tamanho reduzido para testes e a Figura 2.12 o sub módulo receptor de teste ambos utilizados nos trabalhos.

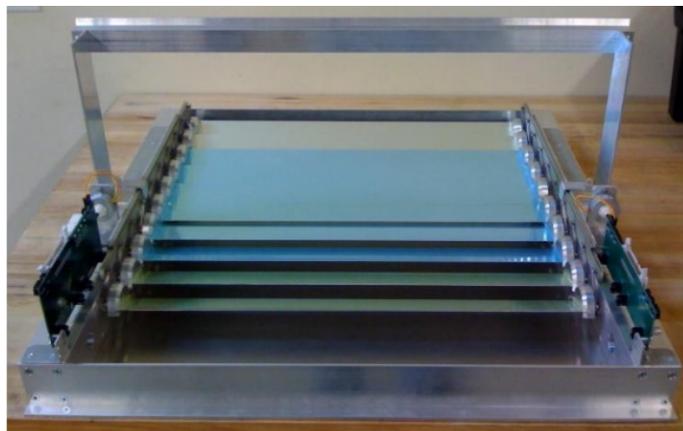


Figura 2.11: Sistema de teste em formato reduzido do microconcentrador CHROMASUN.

Fonte: Everett *et al.* (2010).



Figura 2.12: Sub módulo receptor de teste do microconcentrador CHROMASUN.

Fonte: Everett *et al.* (2011).

M. Vivar, R. Van Scheppingen, M. Clarke, V. Everett, D. Walter, J. Harvey, S. Surve, J. Muric-Nesic e A. Blakers (Vivar *et al.*, 2010) realizam uma análise da norma IEC 62108, a qual especifica os testes a serem realizados para o desenho confiável de um concentrador fotovoltaico, e propõem modificações e extensões dos testes para sistemas CPVT. Estes testes, modificados e adaptados, são realizados no microconcentrador. Os autores propõem um novo processo baseado na mesma norma, que permite testar a confiabilidade dos componentes e otimizar o desenho introduzindo testes simples em cada etapa do processo. Estes testes têm como objetivo gerar informação suficiente para evitar falhas futuras no desenho sem demorá-lo. Destacam a importância dos testes referentes à condutividade térmica do adesivo utilizado como interface entre as células e o absorvedor; o desempenho dos materiais e compatibilidade; e rigidez dielétrica, entre outros. A importância dos testes no desenvolvimento do sistema CPVT para o aperfeiçoamento do receptor e o aumento da confiabilidade para um tempo de vida elevado são demonstrados no trabalho apresentado por Vivar *et al.*(2011).

Swinkels, G. L. A. M., Sonneveld, P. J., Tuijl, B. A. J. e Janssen, H. J. J. (Swinkels *et al.*, 2011) apresentam um artigo que vislumbra a integração de um sistema CPVT-LFR dentro de uma estufa para cultivo, conforme Figura 2.13, como possível solução para evitar o excesso de calor no verão. Este trabalho é o resultado de melhoras aplicadas a um modelo anterior (Sonneveld *et al.*, 2010) no qual também é utilizado um refletor linear Fresnel como apresentado na Figura 2.14. O trabalho consiste em um modelo teórico e a utilização de um software de simulação *ray tracing*. O refletor Linear Fresnel utiliza lâminas que refletem 49% da radiação próxima do espectro infravermelho e parte de todo o espectro solar, deixando passar o restante. Os autores mostram que o sistema CPVT-LFR tem benefícios tanto do ponto de vista de integração quanto econômicos, em relação aos sistemas do tipo calha parabólica. Expõem que refletores lineares Fresnel que utilizam lâminas curvas têm maior eficiência, já que permitem maior concentração de irradiância solar em uma mesma área de ocupação em relação as lâminas planas.

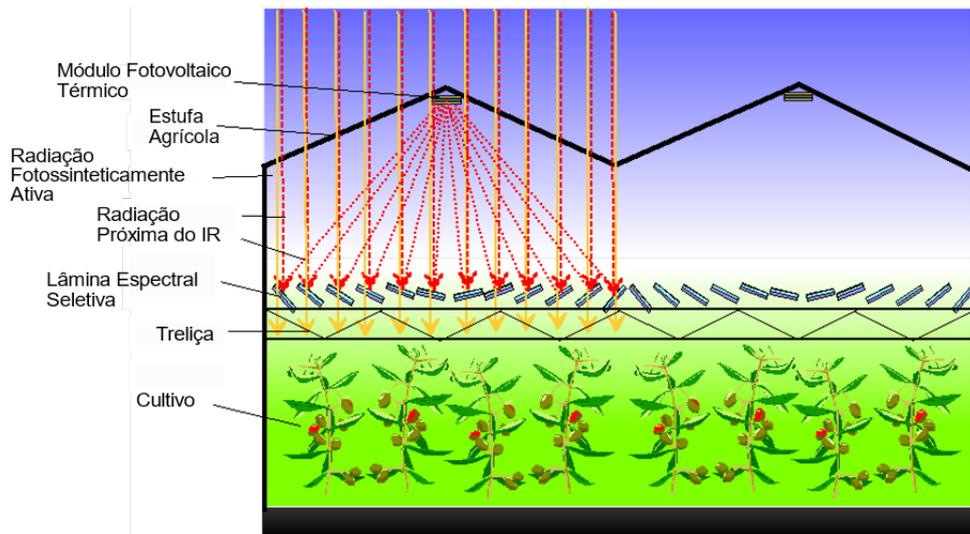


Figura 2.13: Sistema CPVT-LFR integrado em uma estufa (Traduzido).

Fonte: Swinkels *et al.* (2011).

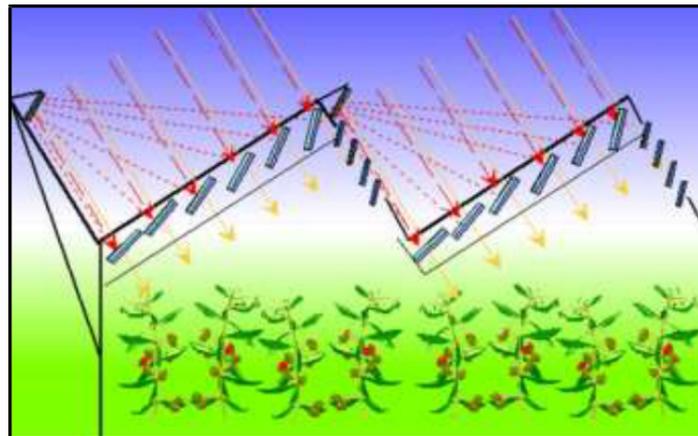


Figura 2.14: Sistema CPVT-LFR integrado em uma estufa.

Fonte: Sonneveld *et al.*, (2010).

Ahmad, N., Ijro, T., Yamada, N., Kawaguchi, T., Maemura, T. e Ohashi, H. (Ahmad *et al.*, 2012) propõem dois projetos com abordagens ópticas de sistemas CPVT utilizando divisores óticos seletivos de comprimento de onda. O primeiro sistema proposto se denomina 3-D e se refere à concentração do tipo ponto focal. O segundo sistema se denomina 2-D, concentração de foco linear, Figura 2.15. Em ambos sistemas é analisada a uniformidade do fluxo luminoso sobre as células com ajuda de um software *ray tracing*. Os espelhos utilizados no segundo sistema são parabólicos o que resulta em uma maior concentração, reduzindo o comprimento do foco linear. O concentrador

secundário está composto por divisores óticos planos, cada um com determinada inclinação, que simula uma lente Fresnel. O sistema consegue um $CR = 13,5$ para as células fotovoltaicas, e um $CR = 96,3$ refletido pelo divisor para o coletor térmico no centro dos espelhos. Todo o sistema é montado em uma plataforma giratória, portanto possui rastreamento solar de dois eixos. Os resultados mostram carga de calor reduzida nas células fotovoltaicas e aumento da eficiência total do sistema em comparação com um sistema de CPV convencional. Os autores concluem que o sistema 2-D, Figura 2.15, tem a vantagem de ser econômica e construtivamente mais viável que o sistema denominado 3-D.

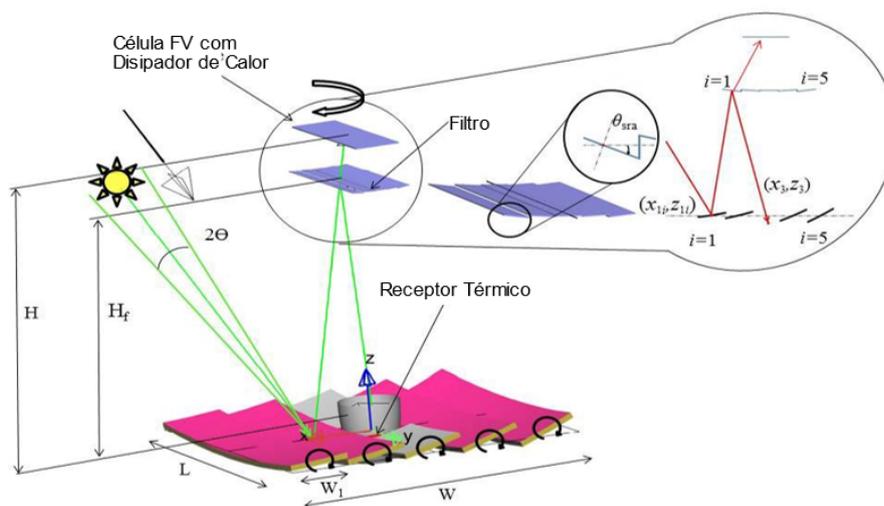


Figura 2.15: Desenho do sistema 2-D (Traduzido).

Fonte: Ahmad *et al.* (2012)

Everett, V., Wu, Y., Resch, A., Ebert, M., Vivar, M., Thomsen, E., Harvey, J., Scott, P., Greaves, M., Tanner, A. e Blakers, A. (Everett *et al.*, 2012) e Looser, R. (Looser *et al.*, 2014) em um trabalho conjunto entre a ANU, *University of New South Wales* e a CHROMASUN, propõem introduzir ao micro concentrador, um absorvedor com fluido que atua como divisor ótico. Nas Figura 2.16 e 2.17 apresenta-se graficamente o conceito proposto pelos autores. Os autores realizam análises da transmissividade de diferentes fluidos para conhecer seu comportamento no espectro solar compreendido entre as longitudes de ondas 700-1120nm (NIR - radiação próxima do infravermelho). Os resultados mostram degradação para alguns dos fluidos expostos a radiação ultravioleta (UV) e a altas temperaturas por longos períodos de tempo.

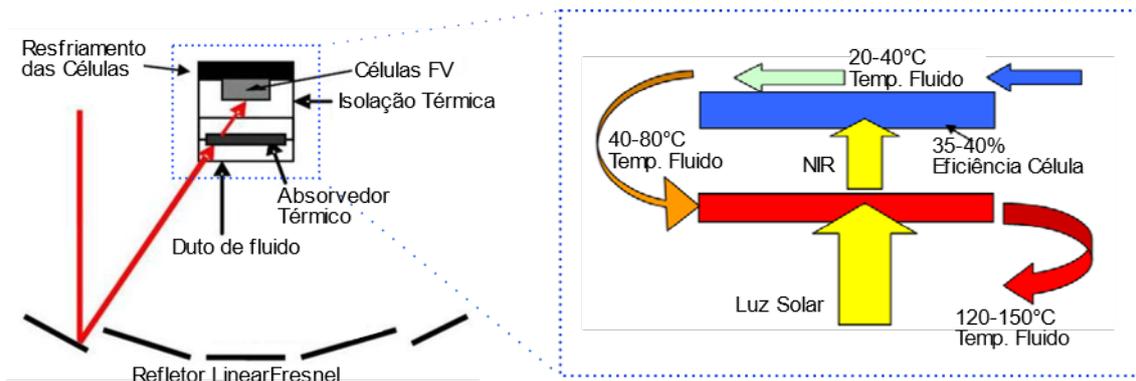


Figura 2.16: Sistema CPVT-LFR com fluido divisor espectral (Traduzido).

Fonte: Everett *et al.* (2012).

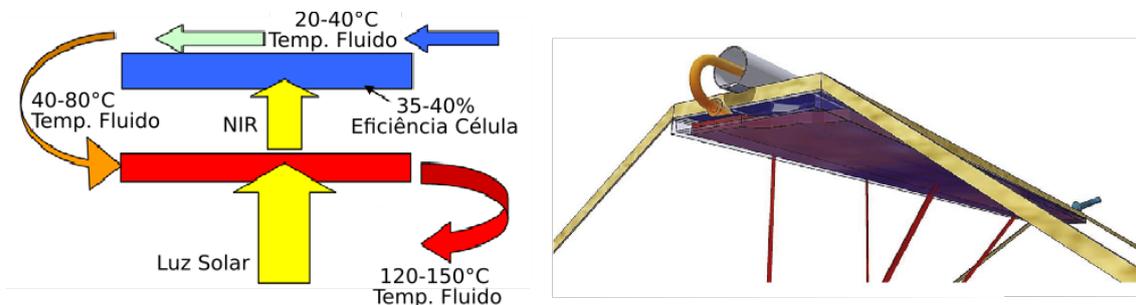


Figura 2.17: Sistema CPVT-LFR com fluido divisor espectral modelo de teste (Traduzido).

Fonte: Looser *et al.* (2014).

Vivar, M., Everett, V., Fuentes, M., Blakers, A., Tanner, A., Le Lievre, P. e Greaves, M. (Vivar *et al.*, 2013) apresentam resultados de testes do micro concentrador CHROMASUM em ambiente real de trabalho, Figura 2.18, durante o período completo do dia tanto com conexão em série quanto em paralelo dos dois receptores do sistema. Os autores expõem que a conexão em série dos absorvedores poderia gerar diferenças elevadas de temperatura ao longo destes diminuindo o desempenho elétrico. Também sinalizam que as perdas de final de linha (*end losses*) no refletor linear Fresnel geram um fluxo luminoso não uniforme no sentido longitudinal do absorvedor, e as variações destas perdas dependerão do ângulo de inclinação da instalação do microconcentrador.

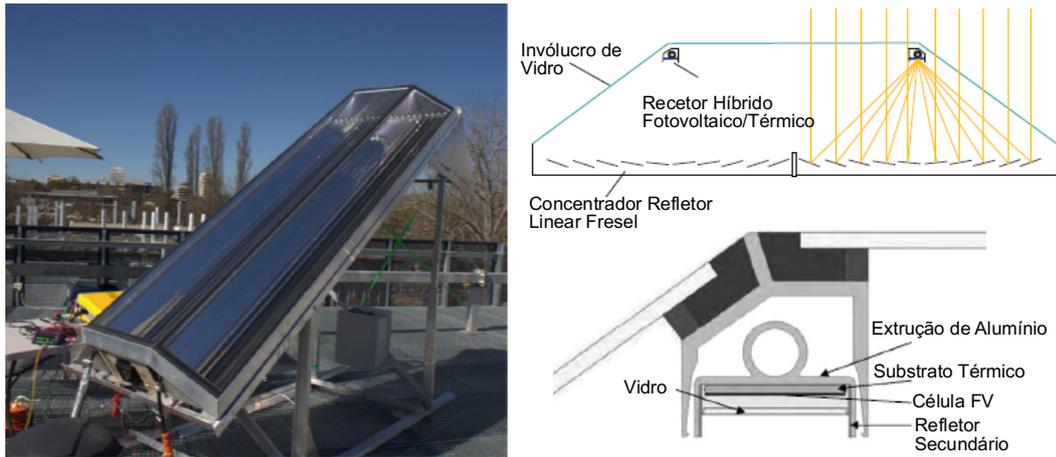


Figura 2.18: Detalhes do microconcentrador (Traduzido).

Fonte: Vivar *et al.* (2013)

Hu, P., Zhang, Q., Liu, Y., Sheng, C., Cheng, X. e Chen, Z. (Hu *et al.*, 2013) apresentam um sistema CPVT-LFR que está composto por duas partes simétricas conforme Figura 2.19, um divisor ótico que reflete em direção ao absorvedor térmico 71% do espectro da irradiância solar com longitude de onda compreendida entre 1,1 - 3 μm , faixa do espectro solar não útil para as células de silício monocristalino. O artigo apresenta uma análise óptica do sistema, uma análise da uniformidade do fluxo luminoso produzido pelo concentrador, e uma análise do desenho do divisor ótico. Os autores concluem que as células podem alcançar uma eficiência de conversão do total da irradiância solar de quase 12%, e 30% do total da energia solar pode ser convertida em calor.

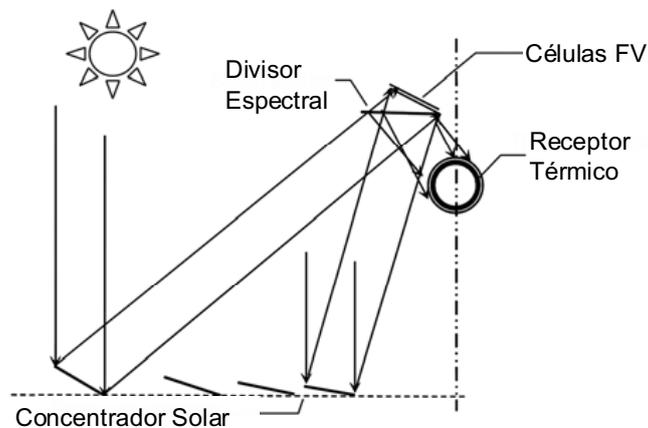


Figura 2.19: Desenho da metade do CPVT-LFR com divisor espectral (Traduzido).

Fonte: Hu *et al.*, (2013).

Crisostomo, F., Taylor, R. A., Mojiri, A., Hawkes, E. R., Surjadi, D. e Rosengarten, G. (Crisostomo *et al.*, 2013) propõem um modelo teórico de um sistema CPVT-LFR, representado graficamente na Figura 2.20, o qual também utiliza divisores óticos. Os autores realizam uma análise para determinar a faixa do espectro que deverá ser refletida para as células de três modelos diferentes (Si, GaAs e GaInP/GaAs). Também apresentam a modelagem óptica do sistema utilizando uma ferramenta *ray tracing*, para um CR = 15 e um CR = 20. Os resultados mostraram que este tipo de sistema pode alcançar uma geração de potência total entre um 20-51% maiores que sistemas fotovoltaicos convencionais. Também foi identificado teoricamente que as células de GaInP/GaAs têm melhor desempenho quando utilizadas com concentradores lineares Fresnel.

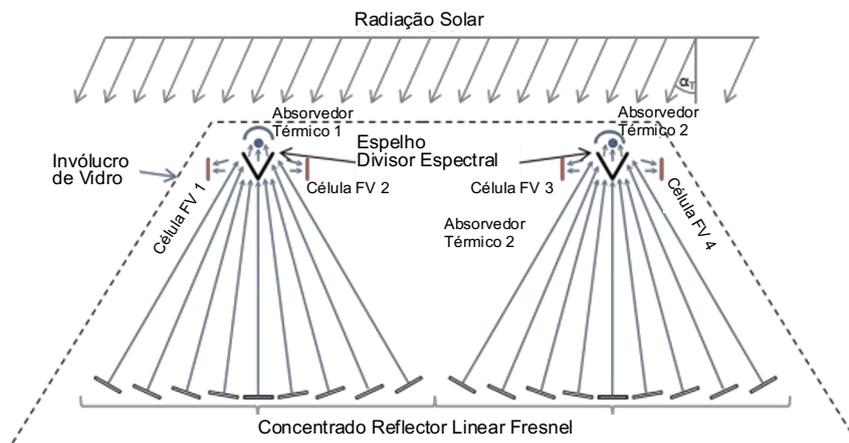


Figura 2.20: Sistema CPVT-LFR com espelho divisor espectral (Traduzido).

Fonte: Crisostomo *et al.* (2013)

Liu, Y., Hu, P., Zhang, Q. e Chen, Z. (Liu *et al.* 2014) apresentam um modelo baseado no trabalho de Hu *et al.* (2013), com rastreamento solar de dois eixos e refletor secundário para o absorvedor térmico (tubo evacuado). Os autores realizam uma análise da uniformidade do fluxo luminoso nas células e da geração fotovoltaica e térmica. Para a análise da uniformidade do fluxo sobre as células foi utilizado o software *ray tracing* Soltrace de uso livre desenvolvido por NREL.



Figura 2.21: Sistema CPVT-LFR com rastreamento solar de dois eixos (Traduzido).

Fonte: Liu *et al.* (2014).

Chemisana, D., Rosell, J. I., Riverola, A. e Lamnatou, C. (Chemisana *et al.*, 2016) realizam um trabalho experimental para verificar a viabilidade de integração de um refletor linear Fresnel na fachada de prédios utilizando um protótipo de teste, Figura 2.22. O desenho do refletor tipo Fresnel se baseia no trabalho realizado por Chemisana e Rosell *et al.* (2011). Para realizar os testes utilizaram dois absorvedores fabricados de forma idêntica com 600 mm de comprimento e 77,5 mm de largura, água como fluido de resfriamento e 13 células da marca NaREC (dados não especificados). As células foram fixadas no dissipador utilizando uma fita térmica dupla (Chomerics Thermattach T404), com uma condutividade térmica de 0,4 W/m.K, uma alta resistência à temperatura e uma excelente isolamento elétrica. Um dos receptores se utiliza como referência daquele que estará exposto à irradiância solar concentrada ou fluxo luminoso.

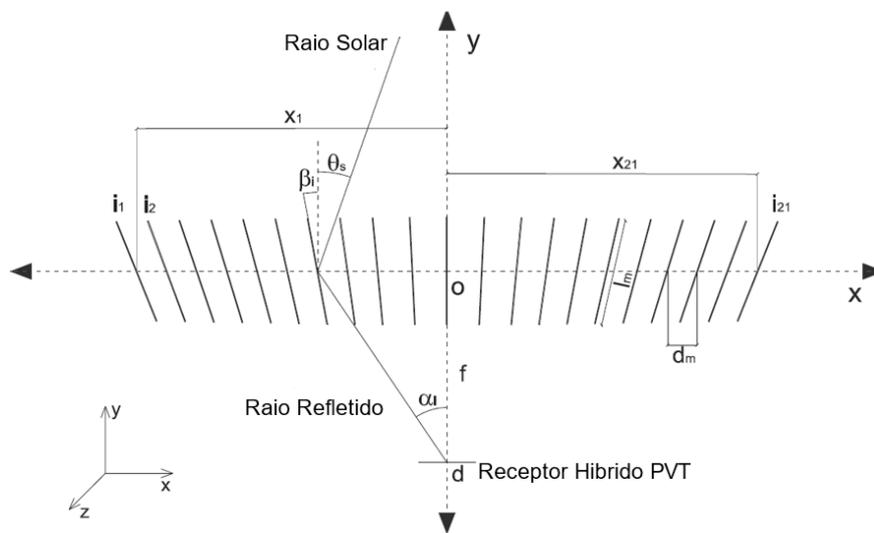


Figura 2.22: Sistema CPVT-LFR de teste para integrar em uma fachada (Traduzido).

Fonte: Chemisana *et al.* (2016).

Resultados dos testes mostraram que o receptor exposto à concentração solar ($CR = 16,67$) alcançou uma potência elétrica 4,7 vezes maior que o receptor de referência e uma potência térmica 2,8 vezes superior a este último. A eficiência óptica do concentrador máxima atingida foi 51%.

Gomaa, M. R., Mustafa, R. J. e Rezk, H. (Gomaa *et al.*, 2018) apresentam um modelo e análise teórico do sistema CPVT-LFR, Figura 2.23, que utiliza células fotovoltaicas multijunção localizadas na superfície inferior do receptor e água como fluido refrigerante. A largura dos espelhos do concentrador varia em função da posição destes. Os autores apresentam o modelo térmico do absorvedor sem considerar a inércia térmica. Neste trabalho, são realizadas diferentes análises variando a geometria, CR,

distância focal e vazão mássica do sistema. Os resultados mostraram valores máximos de 18% de eficiência elétrica e 62% térmica.

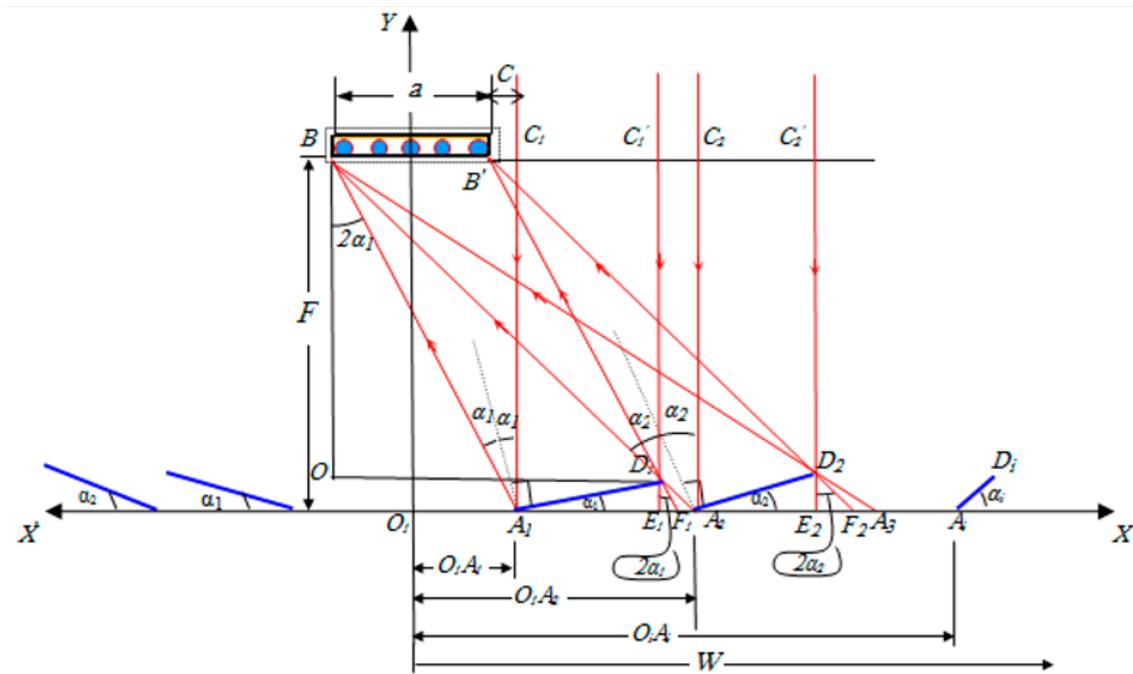


Figura 2.23: Sistema CPVT-LFR.

Fonte: Gomaa *et al.*, (2018).

2.5 ANÁLISE CRÍTICA DA LITERATURA REFERENTE A CPVT-LFR

Observa-se que os trabalhos referentes aos sistemas CPVT-LFR representam 5,3% do total de artigos (376) de sistemas CPVT com diferentes tipos de coletores solares. Também se evidenciou que muitos dos trabalhos analisados pertencem a um grupo de autores bem definido, em que muitos deles trabalham em coautoria, como é o caso dos autores dos trabalhos referentes ao micro concentrador desenvolvido pela ANU e CHROMASUN.

Os primeiros trabalhos sobre o tema foram os apresentados por Sharan, Mathur e Kandpal (1986) e Sharan e Kandpal (1992). O primeiro é referente a um modelo teórico de um sistema CPVT com refletor de espelhos planos e um absorvedor retangular com as células fotovoltaicas montadas nas laterais, disposição das células que não foi observada nos outros trabalhos analisados. A não utilização das células com essa disposição pode ser justificada com base nas análises realizadas por Hu *et al.*, (2013) e Liu *et al.* (2014)

que mostram que para manter a mesma razão de concentração que para o caso de células instaladas na superfície inferior do duto, o número de espelhos deverá aumentar, como consequência da diminuição da largura dos espelhos mais internos. É interessante destacar que as células dispostas nas laterais do duto poderiam trazer alguma vantagem nos horários de nascer e pôr do Sol. No segundo trabalho, os autores realizam um estudo experimental de um sistema CPVT-LFR, utilizando água como fluido refrigerante e observa-se que o absorvedor foi desenhado tanto com largura quanto com comprimento menor que o dos espelhos, o que sinaliza um interesse em garantir uma homogeneidade suficiente na iluminação do absorvedor ao ponto de poder considerar uma uniformidade ideal em determinados horários.

Sistemas CPVT-LFR oferecem algumas vantagens construtivas e econômicas em relação aos sistemas que utilizam outros tipos de concentradores solares como foi exposto por diferentes autores (Swinkels *et al.*, 2011; Sonneveld *et al.*, 2010), contudo não são ainda utilizados de forma expressiva. De acordo com Sharaf e Orhan (2015) sistemas CPVT-LFR apresentam as vantagens de ter menor carga do vento, ser construtivamente mais econômicos e simples, e possuir menor volume; mas mesmo assim concentradores do tipo calha parabólica recebem maior interesse. Algumas das causas de que isso aconteça está relacionado com a menor eficiência dos sistemas de concentração LFR produzida principalmente pelo sombreamento e bloqueio entre os espelhos. Uma das vantagens principais observadas dos concentradores tipo LFR, além de seu menor preço, é a possibilidade de integração em diferentes tipos de construções em relação aos outros sistemas como indica Swinkels *et al.* (2011) e Chemisana *et al.* (2016).

Sistemas CPVT-LFR normalmente trabalham com uma relação de concentração entre 4 e 30 sóis aproximadamente, enquadrando-se dentro dos sistemas de baixa e média concentração. Everett *et al.* (2010a, b, 2011a, b) e Walter *et al.* (2010b) destacam a dificuldade de obter células comerciais desenvolvidas para baixa e meia concentração o que dificulta o desenvolvimento deste tipo de sistemas justificando assim a adoção e modificação de células fotovoltaicos convencionais de silício monocristalino. Portanto, podem-se utilizar células de silício monocristalino, as quais apresentam eficiências razoáveis para estes tipos de sistemas. Contudo deve-se destacar que células multijunção possuem maior eficiência para concentrações elevadas e são menos sensíveis em relação ao aumento de temperatura, mas o preço é extremamente elevado quando comparado com as de silício monocristalino.

Um ponto importante sinalizado repetidamente pelos diferentes autores é a importância do desenho do absorvedor para otimizar ao máximo a transferência de calor entre as células e o fluido (Everett *et al.*, 2010a, b, 2011a, b; Walter *et al.*, 2010b; Chemisana *et al.*, 2016). Cabe destacar sobre este ponto a necessidade de isolamento elétrica e a fragilidade das células convencionais de silício para a escolha dos materiais.

Com base nos artigos apresentados por Ahmad *et al.* (2012), Hu *et al.* (2013), Crisostomo *et al.* (2013), Liu *et al.* (2014), Everett *et al.* (2012) e Looser *et al.* (2014) constata-se que dentro dos sistemas CPVT, principalmente com concentração baixa e média, os divisores de espectro ou filtros óticos em muitos casos usando fluidos e nano fluidos ganham cada vez mais interesse dentro da comunidade científica. Na maioria dos trabalhos com concentradores do tipo LFR as células convencionais de Si são escolhidas, mas observou-se também a utilização de células multijunção como, por exemplo, no artigo de Gomaa *et al.* (2018). Todos os estudos realizados com CPVT-LFR são baseados em protótipos, à exceção dos artigos referentes ao sistema comercializado pela CHROMASUN. Isto evidencia que esta tecnologia ainda está em desenvolvimento. Mesmo que tenha começado a ser estudada nos anos 70, ainda são apresentados diferentes tipos de protótipos em relação ao módulo concentrador e receptor. Ahmad *et al.* (2012) introduzem o conceito de espelhos com curvaturas esféricas no refletor Fresnel; Liu *et al.* (2014) propõem um concentrador LFR em V onde os espelhos variam sua largura em função do ângulo de inclinação das células em relação ao plano horizontal; e Chemisana *et al.* (2016) experimentam integrando o sistema CPVT em uma fachada de um prédio colocando os espelhos do concentrador na frente do absorvedor, direcionando os raios solares para as células, isto poderia ser implementado de forma horizontal o que permitiria fazer um aproveitamento maior da irradiância difusa.

Em muitos dos artigos apresentados (Sonneveld *et al.*, 2010; Swinkels *et al.*, 2011; Ahmad *et al.*, 2012; Crisostomo *et al.*, 2013; Liu *et al.* 2014), se destaca o uso de softwares de *ray tracing* (traçado de raios) para realizar a modelagem e simulação dos concentradores. Isto se deve às facilidades que a ferramenta oferece para realizar análises da eficiência óptica e da uniformidade da iluminação do absorvedor que, de acordo com o exposto por Everett *et al.*, 2010a, b, 2011a, b; Walter *et al.*, 2010b as diferenças de iluminação sobre a superfície do receptor devido ao efeito da não uniformidade do fluxo luminoso prejudica o desempenho das células elevando o efeito da resistência em série de forma localizada. Hu *et al.* (2013) sinalizam que um fluxo luminoso não uniforme sobre o absorvedor resulta em uma menor eficiência fotovoltaica do sistema porque,

células conectadas em série terão a corrente limitada pela célula com menor iluminação. Everett *et al.* (2010a, b, 2011a, b) e Walter *et al.* (2010b) ressaltam a importância de um sistema de rastreamento que permita minimizar as diferenças de iluminação sobre a superfície do receptor devido ao efeito adverso da não uniformidade do fluxo luminoso que prejudica o desempenho das células elevando o efeito da resistência em série de forma localizada. Este assunto referente ao estudo da uniformidade do fluxo luminoso será analisado com maior detalhe no capítulo 3 e 4.

Esta revisão possibilitou a antecipação de problemas, principalmente no que se refere ao desenho do absorvedor para conseguir otimizar a transferência de calor entre as células fotovoltaicas e o fluido resolvendo o problema da isolação elétrica entre as células e o absorvedor para evitar um curto-circuito na parte traseira destas. Permitiu visualizar a importância do estudo da não uniformidade da irradiância solar concentrada na superfície do absorvedor, e a falta da análise do transiente térmico nos modelos teóricos. Deve-se sinalizar ainda a importância da revisão na escolha das ferramentas, modelos e métodos utilizados no desenvolvimento da dissertação.

3. METODOLOGIA

O método de pesquisa aplicado no presente estudo corresponde ao tipo quantitativo, baseado na obtenção do modelo teórico numérico do sistema CPVT-LFR que possibilita a simulação computacional, facilitando a obtenção de dados que permitem entender, descrever e analisar o funcionamento do sistema num local e período de tempo definido.

A modelagem e simulação foi adotada por ter como vantagem a obtenção de dados relevantes com elevada exatidão em um tempo relativamente menor ao necessário para uma coleta de dados de forma experimental. Através da simulação, podem-se antecipar e minimizar problemas no desenvolvimento de protótipos. Uma outra vantagem é a possibilidade de realizar estudos e/ou análises de diversos sistemas sem dispor deles.

A realização do modelo teórico do sistema CPVT-LFR é dividida em três fases principais i) modelagem da célula fotovoltaica, ii) modelagem e análise óptica do sistema CPVT-LFR e iii) modelagem térmica do sistema CPVT-LFR.

A modelagem referente à célula fotovoltaica é a primeira a ser executada por ser a componente do sistema que é afetada tanto pela distribuição da irradiância concentrada sobre ela quanto pela temperatura. Portanto, um entendimento e análise do funcionamento das células é necessário para poder realizar as outras duas modelagens de forma criteriosa. Nesta etapa inicialmente se obtém o modelo numérico da célula baseado na resolução do modelo elétrico equivalente de um diodo e resistências em série e em paralelo. Com o modelo validado se realiza a simulação da célula escolhida no sistema para uma ampla faixa de irradiâncias e temperaturas, determinando-se os diferentes valores de tensão e corrente no ponto de máxima potência da célula (V_{mpp} e I_{mpp}). Com estes valores é possível realizar uma aproximação polinomial e obter uma equação que descreva o V_{mpp} em função da temperatura e irradiância. A obtenção desta equação também poderia ser feita partindo de valores experimentais como foi observado no trabalho de Renno e Giacomo (2014). É importante ressaltar que a utilização desta função traz como vantagem a integração da potência elétrica (P_{mpp}) de forma direta no modelo térmico, considerando-se a variação da tensão de saída da célula com a irradiância e temperatura. Além disso, possibilita conhecer os valores de corrente e tensão, não sendo assim o caso do uso da equação de eficiência da célula.

A modelagem óptica se baseia na utilização do software TONATIUH por meio do qual se realiza a modelagem 3D e óptica do concentrador, e se obtém a informação referente à distribuição da irradiância solar concentrada incidente sobre a superfície do absorvedor. Para tal fim é necessário dividir a superfície total do absorvedor em elementos de superfícies menores as quais se denominam subáreas (malha divisória), deve-se configurar o modelo da forma solar (*Sunshape*) dentro de várias opções permitidas pelo software, e definir os parâmetros óticos e geométricos do sistema. Todos estes procedimentos são automatizados utilizando a ferramenta de script dentro do TONATIUH. Os resultados da simulação desta modelagem são retornados em formato de arquivos TXT ou ASCII (escolhido), os dados nos arquivos são pós processados com software OCTAVE, e logo realiza-se uma análise da não uniformidade da irradiância na superfície do absorvedor e da eficiência óptica do concentrador. O modelo ótico é desenvolvido em função da obtenção dos modificadores do ângulo de incidência transversal e longitudinal do concentrador, estes possibilitam o cálculo da eficiência óptica do concentrador relativa a cada subárea do absorvedor, e assim pode ser obtido diretamente o valor da irradiância em cada elemento com os dados de DNI, azimute e ângulo de elevação do Sol.

Na modelagem térmica se realiza uma divisão do sistema CPVT, considerando-se a malha divisória definida na modelagem óptica sobre a superfície do absorvedor, para determinar cada elemento de volume de controle (VC) de cada material do absorvedor, no qual se realiza o balanço de energia. O sistema de equações não lineares resultante do balanço energético é resolvido utilizando o método numérico de Newton-Raphson, que retornará as temperaturas referente a cada material do absorvedor. Cabe sinalizar que se considera a capacitância térmica do sistema possibilitando assim realizar uma análise transiente do sistema.

3.1 MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas são um componente essencial dos sistemas CPVT, convertendo a irradiância solar em energia elétrica de forma direta. Na atualidade existem diferentes tipos de células comerciais e em desenvolvimento, mas o mercado fotovoltaico está dominado pelas células de silício monocristalino e poli cristalino. Segundo o relatório de Margolis e Feldman (2019) estas tecnologias abrangem mais do 90% do mercado, não

obstante, ambas têm um limite de eficiência teórico de 29,4% (limite termodinâmico ou de Shockley–Queisser), sendo o valor máximo atingido em laboratório de 27,6%, esta limitação entre outras impulsiona a pesquisa de novos materiais e tecnologias para o desenvolvimento de novas células fotovoltaicas e o aperfeiçoamento das existentes. A Figura 3.1 apresenta o gráfico da evolução das eficiências máximas (confirmadas em laboratório) alcançadas em células fotovoltaicas de diferentes tecnologias, desde 1976 até o presente. Recentemente com a fabricação em laboratório de uma célula de seis junções alcançou-se uma eficiência máxima de 47,1% para uma concentração de 143 Sóis, (Geisz *et al.*, 2020). Para o presente estudo considera-se o uso de células convencionais de silício monocristalino com uma eficiência, de acordo com o fabricante, de 17,20% e uma potência de pico de 2,68W para condições padrão de teste (STC), as mesmas serão divididas (cortadas com laser) em quatro resultando células menores como será explicado nas seguintes seções.

Best Research-Cell Efficiencies

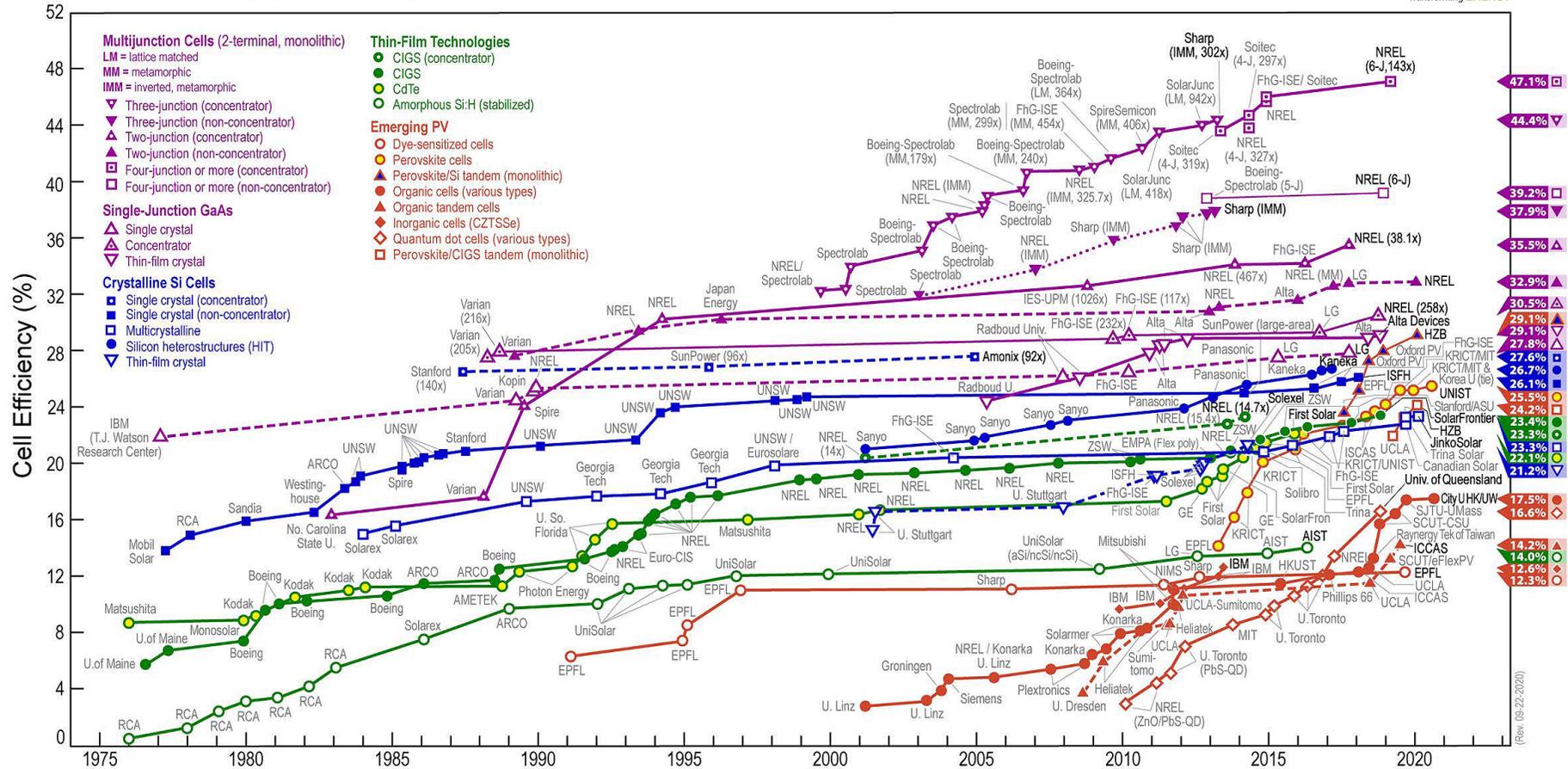


Figura 3.1: Evolução das eficiências de conversão confirmadas em pesquisas.

Fonte: NREL - National Renewable Energy Laboratory - <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, acesso em 17/05/2020.

3.1.1 MODELO EQUIVALENTE DE UM DIODO COM CINCO PARÂMETROS

Para o estudo e análise do sistema CPVT com concentrador do tipo refletor linear Fresnel (LFR) são consideradas células de silício monocristalino fixadas no absorvedor. Uma célula fotovoltaica pode ser entendida como um diodo desenhado e otimizado para converter de forma direta parte do espectro da radiação solar incidente em energia elétrica (Luque e Hegedus, 2011). Um diodo de silício é constituído pela união de uma peça de cristal de silício dopado positivamente (com boro) com outra dopada negativamente (com fósforo) formando assim uma junção *pn*. A radiação solar pode ser discretizada em elementos de energia denominados fótons, quando estes incidem sobre uma célula com energia suficiente para quebrar os enlaces covalentes dos elétrons dentro da região de carga espacial ou de depleção formada na junção *pn* gera-se uma foto corrente de elétrons e lacunas (portadores de carga). Estes portadores são separados pela diferença de potencial existente na região de depleção, sendo os elétrons acelerados em direção do lado *n*, se dopado negativamente, e as lacunas ou buracos em direção do lado *p* da célula, se dopado positivamente. Assim, por meio de uma base metálica ligada ao lado *p* como contato elétrico e uma grade metálica do lado *n*, encaminha-se a corrente foto gerada para uma carga elétrica externa (Duffie e Beckman, 2013).

A conversão da irradiância solar em energia elétrica depende da energia do fóton que atinge à célula. A energia do fóton é função de seu comprimento de onda e os fótons com energia menor que a energia da banda proibida ($E_g - \text{Band gap}$) não geram corrente de lacunas-elétrons, mas geram agitação dos elétrons do cristal de silício, produzindo calor. Define-se E_g como a energia necessária para quebrar os enlaces covalentes dos elétrons no material semiconductor, permitindo seu deslocamento da banda de valência para a banda de condução. Fótons com energia maior que E_g geram corrente e o excedente é convertido principalmente em calor dentro da célula (Hirst e Ekins-Daukes, 2011). Consequentemente, gera-se um aumento da temperatura na célula que implica uma diminuição do E_g que reduz sua eficiência. Outros fatores que limitam a eficiência são a reflexão da luz solar, sombras produzidas pela grade frontal utilizada como contato elétrico, impurezas e defeitos nos materiais, resistência elétrica do semiconductor, resistência elétrica entre os contatos e correntes de fugas entre o material semiconductor e os contatos (Handy, 1967).

O funcionamento descrito da célula fotovoltaica pode ser representado por diferentes tipos de modelos eléctricos: i) modelo de um diodo ideal, ii) modelo de um diodo e iii) modelo de dois diodos, sendo estes os mais utilizados na literatura entre outros. Para o seguinte estudo utiliza-se o modelo de um diodo (Phang, Chan e Phillips., 1986).

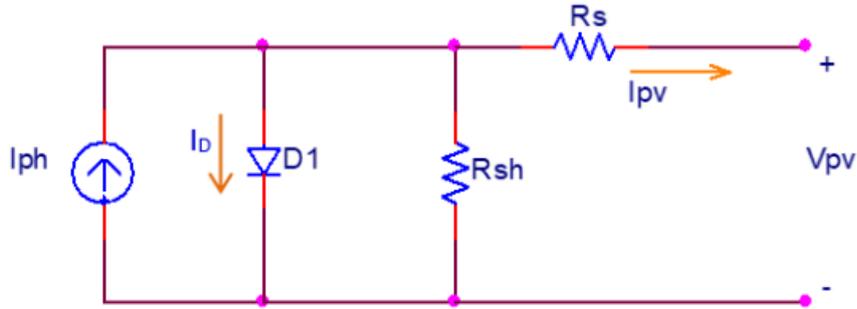


Figura 3.2: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo de um diodo).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Aplicando a lei de corrente de Kirchhoff ao circuito equivalente e utilizando a equação do diodo de Shockley obtém-se a Equação (3.1) (Blaabjerg e Ionel, 2017, pp. 21-23) que representa a Equação (3.1) característica da célula ou módulo fotovoltaico baseados no modelo de um diodo. Esta equação permite traçar a curva I-V (corrente - tensão),

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{A_0 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

onde $I_{pv}[A]$ é a corrente que entrega a célula a uma carga externa ou corrente de saída e $V_{pv}[V]$ é a tensão externa ou de saída da célula. $I_{ph}[A]$ é a corrente foto gerada, $R_{sh}[\Omega]$ é a resistência em paralelo ou de deriva, $R_s[\Omega]$ é a resistência em série, $I_D[A]$ é a corrente do diodo $D1$, $I_{sat}[A]$ é a corrente de saturação do diodo $D1$, A_0 é o fator de idealidade do diodo e $V_t = k T_{cel} N_{cel}/q$ é a tensão térmica da junção pn do diodo, onde k é a constante de Boltzmann de $1,3807 \cdot 10^{-23} [J/K]$, q é a carga de um elétron de $1,6022 \cdot 10^{-19} [C]$, $T_{cel} [K]$ é a temperatura do módulo fotovoltaico e N_{cel} é o número de células em série

I_{pv} e V_{pv} são as variáveis de interesse, especificamente no ponto de máxima potência I_{mpp} e V_{mpp} , e são função dos cinco parâmetros, I_{ph} , I_{sat} , A_0 , R_s e R_{sh} . Na

Figura 3.3 mostra-se um gráfico da curva típica I-V de uma célula fotovoltaica que facilita o entendimento do funcionamento. A Equação (3.1) é uma função transcendente exponencial que descreve a curva I-V da Figura 3.3.

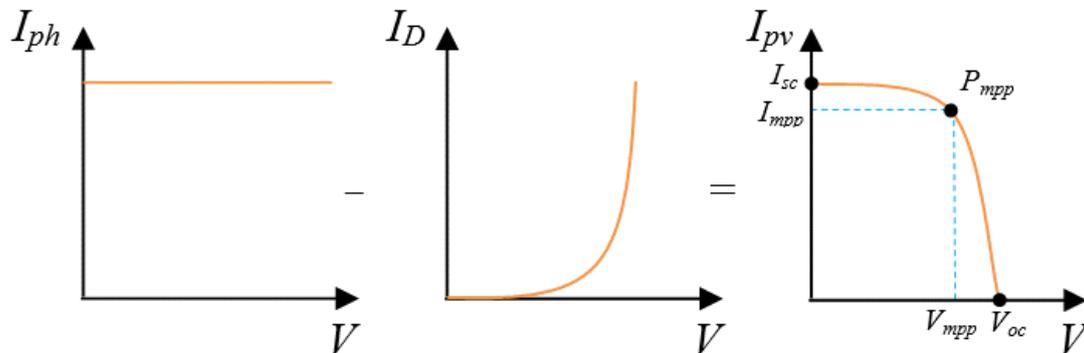


Figura 3.3: Curva I-V de uma célula fotovoltaica (Modificado).

Fonte: Villalva, Gazoli e Ruppert Filho (2009).

Uns dos problemas que existem na modelagem numérica de células ou módulos fotovoltaicos é a estimação dos cinco parâmetros, em diferentes condições de irradiância e temperatura que possibilitem o traçado das curvas I-V e, conseqüentemente, a determinação do ponto de máxima potência para cada condição dada utilizando unicamente os dados disponibilizados pelo fabricante. Outro dos problemas é a convergência do modelo numérico para condições dinâmicas de entrada de irradiância e temperatura dentro de limites de funcionamento definidos, devido à dificuldade em estimar os valores de inicialização para resolver o sistema de equações no lineares multidimensional (Dobos *et al.*, 2012).

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos normalmente fornecem os valores de potência máxima (P_{mpp}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão e corrente para o ponto de máxima potência (V_{mpp} e I_{mpp}) para condições padrão de teste (STC - *Standard Test Conditions* ou SRC - *Standard Reporting Conditions*), e para condições de operação nominal de temperatura (NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*). Também facilitam os coeficientes de temperatura para V_{oc} , I_{sc} e P_{mpp} do módulo. As condições STC correspondem a 1000 W/m^2 de irradiância (G_0), 25°C de temperatura de funcionamento (T_{STC}) e espectro AM (*Air Mass*) 1,5; as NOCT são correspondentes a 800 W/m^2 , temperatura entre $45\text{-}49^\circ\text{C}$ e AM 1,5. Essas condições

raramente se encontram em ambientes reais de funcionamento. A potência gerada por um módulo em STC é um número útil para comparar o rendimento dos módulos em condições fixas, mas não é particularmente útil para descrever o funcionamento de um módulo em um intervalo de condições reais (Marion *et al.*, 1999). Normalmente, além desses dados, são disponibilizadas as curvas I-V para algumas condições diferentes das anteriormente mencionadas.

Para obter os valores dos cinco parâmetros baseando-se unicamente nos dados providenciados pelo fabricante, diferentes métodos de resolução numérica são aplicados, utilizando algoritmos próprios (Stornelli *et al.*, 2019; Silva *et al.*, 2016; Villalva, Gazoli e Ruppert, 2009; Sera, Teodorescu e Rodriguez, 2007) ou métodos numéricos bem conhecidos como Newton-Raphson (Hejri e Mokhtari, 2017; Dobos, 2012). Existem modelos que utilizam a função W de Lambert, que permite uma solução analítica melhorando os tempos de processamento computacionais (Nassar-Eddine *et al.*, 2016).

De acordo com Laudani, Fulginei e Salvini, (2014) a identificação dos cinco parâmetros do modelo de um diodo, através do uso de um sistema de cinco equações, é um problema de otimização não convexo e, portanto, o uso extensivo de diferentes técnicas numéricas na literatura se justifica pela dificuldade para enfrentar este tipo de problema. Particularmente, a extração dos cinco parâmetros é um problema multimodal de difícil solução. Consequentemente, a presença de vários mínimos locais dificulta a utilização de algoritmos diretamente deterministas, por serem muito sensíveis aos valores iniciais dos parâmetros. De fato, pequenas variações nos valores iniciais fazem o algoritmo convergir para um mínimo local diferente retornando uma solução que não satisfaz o modelo físico, como por exemplo a obtenção de valores negativos das resistências série e/ou paralela (*shunt*).

3.1.2 MODELO NUMÉRICO PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS

Para obter os cinco parâmetros utiliza-se o método numérico de Newton-Raphson, e para evitar os problemas anteriormente citados na seção 3.2 reduz-se o sistema de cinco equações para três equações, deixando I_{sat} e I_{ph} em função de R_s , R_{sh} e A_0 . Assim, se obtêm os valores iniciais destes, através de equações analíticas aproximadas. Inicialmente, por meio de iterações o modelo é ajustado. Após esse ajuste pode ser

utilizado em qualquer condição de irradiância e temperatura. A seguir, apresenta-se o desenvolvimento do modelo.

As Equações (3.2), (3.3), (3.4) e (3.5) (Marion *et al.*, 2000; Marion, 2002; Picault *et al.*, 2010; Ding *et al.*, 2012; Ding *et al.*, 2014; Lopes Filho, Pereira Franco e Teles Vieira, 2018), apresentadas a seguir e baseadas nas normas ASTM E 1036–96, IEC-60891 2009 e IEC-60904-9, permitem trasladar a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto, a corrente e a tensão de máxima potência das condições STC de temperatura (T_{STC}) e irradiância (G_0) para condições de funcionamento diferentes (T_{cel} e G),

$$I_{sc} = \frac{G}{G_0} [I_{sc,STC} + k_i (T_{cel} - T_{STC})] \quad (3.2)$$

$$I_{mpp} = \frac{G}{G_0} [I_{mpp,STC} + k_{i,mpp} (T_{cel} - T_{STC})] \quad (3.3)$$

$$V_{oc} = [V_{oc,STC} + k_v (T_{cel} - T_{STC})] \left[1 + \delta \ln \frac{G}{G_0} \right] \quad (3.4)$$

$$V_{mpp} = [V_{mpp,STC} + k_{v,mpp} (T_{cel} - T_{STC})] \left[1 + \delta \ln \frac{G}{G_0} \right] \quad (3.5)$$

Onde $I_{sc,STC}$ e $I_{mpp,STC}$ são as correntes de curto-circuito e de máxima potência, respectivamente, $V_{oc,STC}$ e $V_{mpp,STC}$ são as tensões de circuito aberto e de máxima potência respectivamente, para condições STC, k_i e k_v são os coeficientes de temperatura da corrente e da tensão respectivamente. Os valores destes parâmetros são fornecidos pelo fabricante. O fator de correção de irradiância δ para V_{oc} e V_{mpp} , e os coeficientes de temperatura da corrente e tensão máxima $k_{i,mpp}$ e $k_{v,mpp}$ são determinados através da adaptação dos procedimentos propostos por Marion *et al.* (2000) e Marion, (2002), de acordo com as Equações (3.6), (3.7) e (3.8),

$$\delta(G_{NOCT}, T_{NOCT}) = \frac{V_{oc,NOCT} - [V_{oc,STC} + k_v (T_{NOCT} - T_{STC})]}{[V_{oc,STC} + k_v (T_{NOCT} - T_{STC})] \ln \left(\frac{G_{NOCT}}{G_0} \right)} \quad (3.6)$$

$$k_{v,mpp} = \left[\frac{V_{mpp,NOCT}}{1 + \delta(G_{NOCT}, T_{NOCT}) \ln\left(\frac{G_{NOCT}}{G_0}\right)} - V_{mpp,STC} \right] (T_{NOCT} - T_{STC})^{-1} \quad (3.7)$$

$$k_{i,mpp} = \frac{I_{mpp,NOCT} - \frac{G_{NOCT}}{G_0} I_{mpp,STC}}{T_{NOCT} - T_{STC}} \quad (3.8)$$

Os termos com subíndice NOCT são providenciados pelo fabricante na folha de especificações técnicas.

Analisando a Equação (3.1) para o caso onde $V_{pv} = V_{oc}$, o que implica que $I_{pv} = 0$, obtemos a Equação (3.9),

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.9)$$

Da Equação (3.9) desconsiderando o termo V_{oc}/R_{sh} (modelo ideal da célula fotovoltaica de um diodo), obtém-se a Equação (3.10),

$$V_{oc} = A_0 V_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1\right) \quad (3.10)$$

sendo $V_t = k T_{cel} N_{cel}/q$, onde k é a constante de Boltzmann de $1,3807 \cdot 10^{-23}$ [J/K], q é a carga de um elétron de $1,6022 \cdot 10^{-19}$ [C], T_{cel} [K] é a temperatura do módulo fotovoltaico e N_{cel} é o número de células em série. Para o caso de circuito aberto, onde o módulo não tem uma carga externa, toda a corrente foto gerada (I_{ph}) flui através do diodo (D1) porque este se polariza diretamente, portanto, desconsidera-se o termo V_{oc}/R_{sh} , por ser R_{sh} muito maior à resistência do diodo, permitindo que V_{oc} possa considerar-se independente de R_{sh} . Desta forma, substituindo I_{sc} por I_{ph} na Equação (3.2), combinando-a com a Equação (3.10) e sendo a razão $I_{ph}/I_{sat} \gg 1$ obtém-se a Equação (3.11),

$$V_{oc}(G, T_{cel}) = A_0 V_t \ln\left\{ \frac{\frac{G}{G_0} [I_{ph,STC} + k_i (T_{cel} - T_{STC})]}{I_{sat}} \right\} \quad (3.11)$$

Reorganizando a Equação (3.11), e fazendo $T_{cel} = T_{STC}$ obtem-se a Equação (3.12),

$$V_{oc}(G, T_{STC}) = \overbrace{A_0 V_{t,STC}}^{V_{oc,STC}} \ln\left(\frac{I_{ph,STC}}{I_{sat}}\right) + A_0 V_{t,STC} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \quad (3.12)$$

A Equação (3.12) generaliza-se para diferentes temperaturas conforme Equação (3.13),

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC}) + A_0 V_{t,STC} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \quad (3.13)$$

Igualando a Equação (3.13) com a Equação (3.4) resulta em,

$$[V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC})] \delta(G, T) = A_0 V_{t,STC} \quad (3.14)$$

Combinando a Equação (3.14) com a Equação (3.6) e avaliando em $T_{cel} = T_{NOCT}$ e $G = G_{NOCT}$ determina-se A_0 para condições NOCT de acordo com a Equação (3.15),

$$A_0(G_{NOCT}, T_{NOCT}) = \frac{q[V_{oc,NOCT} - V_{oc,STC} - k_v(T_{NOCT} - T_{STC})]}{k T_{STC} N_{cel} \ln\left(\frac{G_{NOCT}}{G_0}\right)} \quad (3.15)$$

O fator de correção de irradiância δ representa a inclinação $\Delta V_{oc}/\Delta \ln(G)$ normalizada para cada temperatura (se divide por $[V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC})]$), portanto a Equação (3.15) é para condições NOCT, e é utilizada posteriormente para ajustar a tangente à curva I-V no ponto $I_{pv} = I_{sc}$ e $V_{pv} = 0$ equivalente a $-1/R_{sh}$.

Para este trabalho o coeficiente k_v é obtido da folha de especificações considerando-se constante e o fator de correção de irradiância δ se considera função da irradiância e temperatura. Sendo isto uma opção diferente da utilizada por Marion *et al.* (2000) e Marion (2002) na qual consideram δ dependente da temperatura e a k_v da irradiância. Também, pode-se considerar δ constante com um valor de 0,05 (Hejri e Mokhtari, 2017) ou 0,06 de acordo com a norma IEC 60891:2009. Utiliza-se o mesmo δ para corrigir o valor de V_{mpp} .

Da Equação (3.9), a qual correspondem às condições de circuito aberto, separa-se I_{sat} conforme Equação (3.16),

$$I_{sat} = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \quad (3.16)$$

Da Equação (3.1) em condição de curto-circuito $I_{pv} = I_{sc}$ e $V_{pv} = 0$, e desconsiderando-se o termo $I_{sat} \left[\exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{A_0 V_t}\right) - 1 \right]$, sendo que I_{sat} assume valores inferiores a 10^{-7} , obtém-se I_{ph} ,

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (3.17)$$

Para as condições de máxima potência, verifica-se que $\left. \frac{dP}{dV} \right|_{mpp} = 0$, e a derivada se obtém da seguinte forma,

$$\frac{dP}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} I_{pv})}{dV_{pv}} = \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv} + I_{pv} \quad (3.18)$$

Portanto, para o ponto de máxima potência resulta em,

$$\left. \frac{dP}{dV_{pv}} \right|_{mpp} = \left. \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} \right|_{mpp} V_{mpp} + I_{mpp} = 0 \quad (3.19)$$

$$\left. \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} \right|_{mpp} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (3.20)$$

Derivando a Equação (3.1) em relação a V_{pv} obtém-se as seguintes equações,

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = -I_{sat} \exp\left(\frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{A_0 V_t}\right) \left(\frac{R_s}{A_0 V_t} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} + \frac{1}{A_0 V_t} \right) - \frac{R_s}{R_{sh}} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} - \frac{1}{R_{sh}} \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{-1}{R_s + \left[\frac{I_{sat}}{A_0 V_t} \exp\left(\frac{I_{pv} R_s + V_{pv}}{A_0 V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right]^{-1}} \quad (3.22)$$

As equações apresentadas anteriormente possibilitam determinar os cinco parâmetros R_s , R_{sh} , A_0 , I_{ph} e I_{sat} para as diferentes condições de irradiância e temperatura conforme será explicado a seguir.

Utiliza-se o método de Newton-Raphson para resolver o sistema de três equações combinado com uma iteração inicial que permite ajustar a inclinação da curva I-V no ponto de curto-circuito para as condições NOCT. Os parâmetros I_{ph} e I_{sat} são eliminados do sistema de equações colocando-os em função dos restantes parâmetros de acordo com as Equações (3.16) e (3.17), assim o sistema de cinco equações é reduzido para três, evitando a dificuldade de estimar um valor inicial de I_{sat} que permita a convergência do método de Newton-Raphson para uma solução dentro de um domínio de soluções válidas. Assim, é eliminada a dificuldade de inicializar I_{sat} resultante do fato de a mesma assumir valores da ordem de 10^{-7} e poder variar mais de dez vezes em função da irradiância e temperatura (Hejri, Mokhtari e Azizian, 2016).

A primeira equação do sistema se obtém avaliando a Equação (3.1) no ponto de máxima potência, e substituindo I_{sat} e I_{ph} pelas Equações (3.17) e (3.16), respectivamente,

$$\begin{aligned}
 f_1(R_s, R_{sh}, A_0) &= 0 \\
 &= I_{mpp} - I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \\
 &+ \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \left[\exp\left(\frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{A_0 V_t}\right) - 1 \right] \\
 &+ \frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{R_{sh}}
 \end{aligned} \quad (3.23)$$

Desconsiderando R_s/R_{sh} por ser $R_{sh} \gg R_s$ tem-se uma equação menor, sem aumento considerável do erro,

$$\begin{aligned}
 f_1(R_s, R_{sh}, A_0) &= 0 \\
 &= I_{mpp} - I_{sc} + \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp\left(\frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp} - V_{oc}}{A_0 V_t}\right) \\
 &+ \frac{I_{mpp} R_s + V_{mpp}}{R_{sh}}
 \end{aligned} \quad (3.24)$$

A segunda equação do sistema se obtém da Equação (3.21) combinada com a Equação (3.20) avaliada no ponto de máxima potência,

$$\begin{aligned}
f_2(R_s, R_{sh}, A_0) &= 0 \\
&= I_{mpp} + \frac{I_{mpp}R_s - V_{mpp}}{R_{sh}} \\
&+ \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \exp\left(\frac{I_{mpp}R_s + V_{mpp}}{A_0 V_t}\right) \left(\frac{I_{mpp}R_s - V_{mpp}}{A_0 V_t}\right)
\end{aligned} \tag{3.25}$$

Na Equação (3.25) também pode ser desconsiderado o termo R_s/R_{sh} .

A terceira equação se obtém da Equação (3.22) avaliada nas condições de curto-circuito,

$$\begin{aligned}
f_3(R_s, R_{sh}, A_0) &= 0 \\
&= \frac{1}{R_s + \left[\frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{A_0 V_t \exp\left(\frac{V_{oc}}{A_0 V_t}\right) - 1} \exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{A_0 V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right]^{-1}} \\
&- \frac{I_{sc} - I_{mpp}}{m V_{mpp}}
\end{aligned} \tag{3.26}$$

Na Equação (3.26) inclui-se o termo m , o qual permite o ajuste da inclinação da curva I-V no ponto de curto-circuito e sempre assumirá valores maiores que 2. Esta equação também pode ser simplificada da mesma forma que a equação (3.23).

As Equações (3.23), (3.25) e (3.26) compõem o sistema de equações e se resolve por meio do método de Newton-Raphson. Inicialmente, deve ser ajustado o valor de m , isso se consegue incrementando seu valor inicial igual a 2 até cumprir a igualdade estabelecida na Equação (3.15). Após ajustar seu valor, utilizar-se-á o mesmo para todas as demais condições de irradiância e temperatura. Nas equações do sistema se utilizam as condições NOCT por serem as únicas informadas pelo fabricante, além das condições STC, para encontrar m . Nas Equações (3.23), (3.25) e (3.26) devem substituir-se os termos V_{oc} e V_{mpp} pelas Equações (3.27) e (3.28), resultado de combinar as Equações (3.4) e (3.5) com a Equação (3.14),

$$\begin{aligned}
V_{oc} &= \left[V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC}) \right] \left[1 \right. \\
&\left. + \frac{A_0 V_t}{V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC})} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \right]
\end{aligned} \tag{3.27}$$

$$V_{mpp} = [V_{mpp,STC} + k_v, mpp(T_{cel} - T_{STC})] \left[1 + \frac{A_0 V_t}{V_{oc,STC} + k_v(T_{cel} - T_{STC})} \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \right] \quad (3.28)$$

3.1.2.1 VALORES INICIAIS PARA O MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Cabe ressaltar que a obtenção das equações para os valores iniciais de R_s e A_0 baseia-se no trabalho apresentado por Hejri, Mokhtari e Azizian (2016). As modificações realizadas no procedimento, apresentadas a seguir, possibilitam a convergência do método de resolução para uma ampla faixa de irradiância e temperatura.

Utilizando-se as Equações (3.24) e (3.25), desconsiderando o termo R_s/R_{sh} conforme explicado anteriormente, considerando-se $(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}) \cong I_{sc}$, por ser $R_{sh} \gg V_{oc}$, $\frac{I_{mpp}R_s \pm V_{mpp}}{R_{sh}} \cong 0$, por ser $R_{sh} \gg V_{mpp}$ e $R_s \ll R_{sh}$ e separando-se o termo exponencial, obtém-se as seguintes equações,

$$\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} = \exp\left(\frac{I_{mpp}R_s + V_{mpp} - V_{oc}}{A_0V_t}\right) \quad (3.29)$$

$$\frac{-I_{mpp}A_0V_t}{(I_{mpp}R_s - V_{mpp})I_{sc}} = \exp\left(\frac{I_{mpp}R_s + V_{mpp} - V_{oc}}{A_0V_t}\right) \quad (3.30)$$

Igualando-se as Equações (3.29) e (3.30) resulta em,

$$R_s = \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} - \frac{I_{mpp}A_0V_t}{I_{sc} - I_{mpp}} \quad (3.31)$$

Separando-se A_0 da Equação (3.30) e R_s da Equação (3.29) têm-se duas novas equações,

$$A_0 = \frac{(R_s I_{mpp} - V_{mpp})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp}V_t} \quad (3.32)$$

$$R_s = \frac{A_0V_t \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}\right) - V_{mpp} + V_{oc}}{I_{mpp}} \quad (3.33)$$

Igualando-se a Equação (3.31) com a Equação (3.33) obtém-se uma equação para A_0 independente dos outros parâmetros,

$$A_0 = \frac{2V_{mpp} - V_{oc}}{V_t \left[\frac{I_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} + \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right) \right]} \quad (3.34)$$

Substituindo A_0 na Equação (3.32) pela Equação (3.34) consegue-se uma nova equação para R_s independente dos outros parâmetros,

$$R_s = \frac{2V_{mpp} - V_{oc}}{I_{mpp} + (I_{sc} - I_{mpp}) \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right)} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.35)$$

O valor inicial de R_{sh} é igual a -1 dividido pela tangente da metade do ângulo do triângulo formado pelos pontos $(0, I_{sc})$, (V_{mpp}, I_{sc}) e (V_{mpp}, I_{mpp}) no ponto de curto-circuito. Sendo que, a Equação (3.22) avaliada no ponto de curto-circuito é aproximadamente igual a $-1/R_{sh}$, a seguinte aproximação de R_{sh} , Equação (3.36), satisfaz a inicialização,

$$R_{sh} = \frac{2V_{mpp}}{I_{sc} - I_{mpp}} \quad (3.36)$$

As Equações (3.34), (3.35) e (3.36) utilizam-se para inicialização do método de Newton-Raphson. Essas três equações só dependem de parâmetros dados pelo fabricante.

3.1.3 RESULTADOS E ANÁLISE DO MODELO

Para validar o modelo proposto utilizam-se os módulos fotovoltaicos KYOCERA KC200GT e SUNTECH STP245-20/Wd com as características detalhadas na Tabela 3.1. O primeiro foi escolhido por ser amplamente utilizado em trabalhos similares publicados por diferentes autores, alguns destes citados na Tabela 3.1 na qual se comparam os resultados obtidos pelo modelo proposto com os resultados de outros trabalhos. O segundo módulo é selecionado por ser o utilizado no trabalho apresentado

por Hejri e Mokhtari (2017) e por estar disponível no SAM (*System Advisor Model*) software disponibilizado gratuitamente pelo NREL.

Tabela 3.1: Dados extraídos da folha de dados de cada módulo

Características	KYOCERA KC200GT	SUNTECH STP245-20/Wd
$V_{mpp,STC}$ [V]	26,3*	30,5
$I_{mpp,STC}$ [A]	7,61*	8,04
$V_{oc,STC}$ [V]	32,9	37,3
$I_{sc,STC}$ [A]	8,21	8,52
$V_{mpp,NOCT}$ [V]	23,2	27,8
$I_{mpp,NOCT}$ [A]	6,13	6,50
$V_{oc,NOCT}$ [V]	29,9	34,3
$I_{sc,NOCT}$ [A]	6,62	6,92
K_v - Coef. Temp. de V_{oc}	-0,123V/°C	-0,33%/°C
K_i - Coef. Temp. de I_{oc}	0,00318 A/°C	0,055%/°C
Número de Células	54	60

*esses valores têm divergência nos encontrados nas curvas I-V de 26,565V e 7,672A.

3.1.3.1 RESULTADOS DO MODELO

Nas Figuras 3.4 e 3.5 mostram-se as curvas I-V para as diferentes condições de temperatura e irradiância dos painéis fotovoltaicos. As curvas em azul foram obtidas com o modelo proposto, e as de linhas pontilhadas representam as curvas experimentais facilitadas pelos fabricantes. Para obter as curvas experimentais da folha de especificações utilizou-se o aplicativo WebPlotDigitizer de uso gratuito e online, o qual possibilita realizar uma amostragem dos valores das curvas I-V encontradas nas folhas de especificações em formato de imagem.

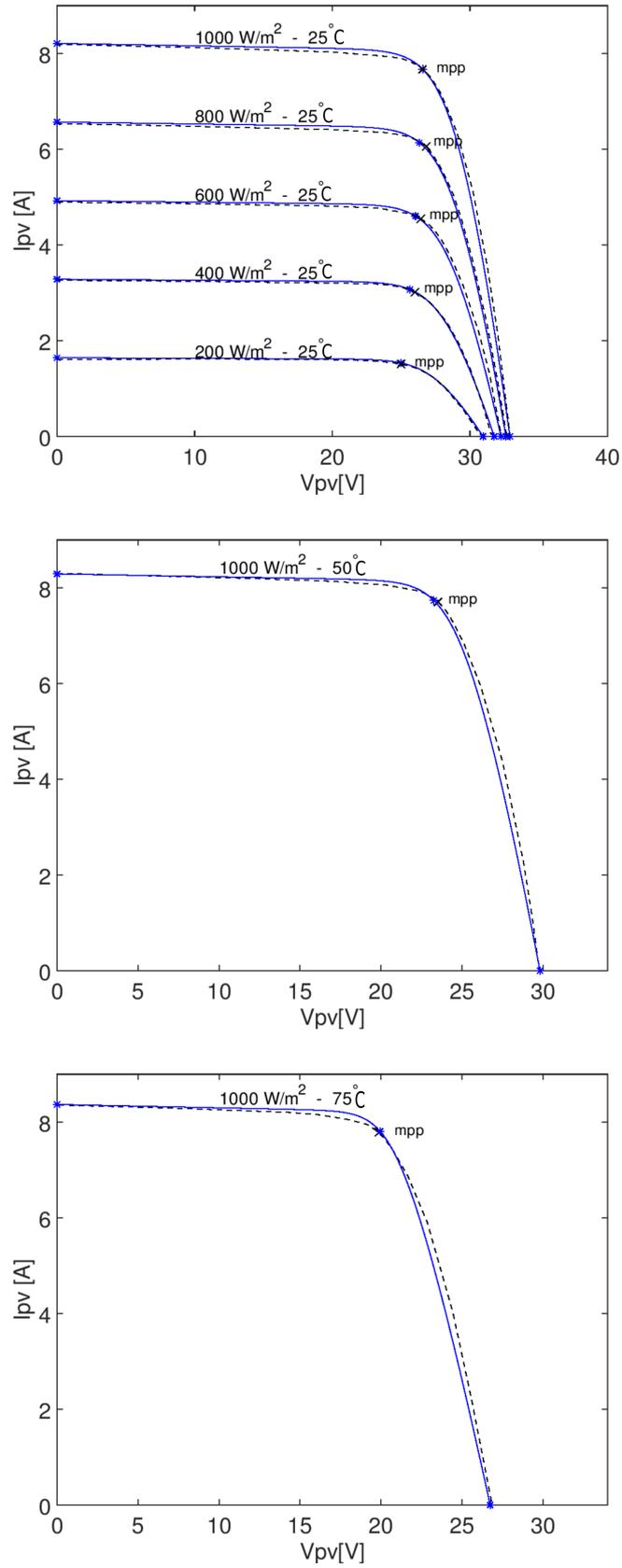


Figura 3.4: Curvas I-V do módulo KYOCERA KC200GT. Curva I-V: Experimental ----
Modelo proposto —.

Nas Tabelas 3.2 e 3.4 exibem-se os valores referentes aos 5 parâmetros dos painéis KYOCERA e SUNTECH respectivamente, para diferentes condições de irradiância e temperatura. Também, apresenta-se a raiz do erro quadrático médio (RMSE) e a raiz do erro quadrático médio normalizada (NRMSE). Estas métricas foram escolhidas por serem as utilizadas nos trabalhos selecionados para comparação com o modelo proposto. Ambas métricas permitem avaliar a exatidão do modelo e compará-lo com outros existentes. Estas são calculadas em função da corrente I_{pv} , e se normalizam em relação à corrente obtida da amostragem das curvas I-V dadas para cada módulo, conforme Equações (3.37) e (3.38), onde NA refere-se ao número de amostras, $I_{pv}(i)$ é o valor da corrente dada pelo modelo para o $V_{pv}(i)$ correspondente à amostra $I_{pv,a}(i)$. Para realizar a simulação do módulo KYOCERA, mudaram-se os valores de V_{mpp} e I_{mpp} em condições STC dados nas especificações para os valores 26,565V e 7,672A respectivamente, valores encontrados na amostragem da curva I-V também fornecida pelo fabricante para STC. Para o módulo KYOCERA o m foi de 4 e para o SUNTECH de 6.

$$RMSE [A] = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{NA} [I_{pv}(i) - I_{pv,a}(i)]^2}{NA}} \quad (3.37)$$

$$NRMSE [\%] = \frac{RMSE}{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{NA} I_{pv,a}(i)^2}{NA}}} 100 \quad (3.38)$$

Tabela 3.2: Resultados dos 5 parâmetros do modelo proposto para diferentes irradiâncias e temperaturas – KYOCERA

G [W/m ²]	T _{cel.} [°C]	R _s [Ω]	R _{sh} [Ω]	A ₀	I _{sat} [nA]	I _{ph} [A]	RMSE [A]	NRMSE [%]
1000	25	0,323	197,19	0,9293	0,0668	8,224	0,1760	2,57
800	25	0,400	244,35	0,9213	0,0534	6,578	0,1000	1,88
600	25	0,528	322,19	0,9111	0,0401	4,934	0,1376	3,48
400	25	0,780	475,88	0,8971	0,0267	3,289	0,0246	1,78
200	25	1,520	927,43	0,8742	0,0134	1,645	0,0242	1,77
1000	50	0,430	168,00	0,7229	0,00989	8,317	0,2117	3,03
1000	75	0,538	140,31	0,5401	0,000436	8,401	0,2634	3,81
800	47	0,517	212,54	0,7403	0,0105	6,640	Sem dados*	Sem dados*

* Indica que não se encontraram as curvas I-V para as condições de teste especificadas.

Na Tabela 3.3 expõem-se os valores do NRMSE obtidos por distintos modelos, em diferentes condições de irradiância e temperatura. Os valores do modelo desenvolvido encontram-se dentro dos limites esperados em relação com os encontrados em estudos similares, observando-se uma melhoria com relação aos apresentados por Hejri e Mokhtari (2017) e Sera, Teodorescu e Rodriguez (2007). Um ponto importante a evidenciar do modelo, é que depois de ajustado (obtenção do valor de m) para o módulo ou célula em análise, os valores de V_{mpp} , I_{mpp} e consequentemente P_{mpp} , são obtidos diretamente pela resolução do sistema de equações mediante o método de Newton-Raphson, para as condições de irradiância e temperatura desejadas, e a substituição do valor correspondente de A_0 nas Equações (3.27) e (3.28), sem a necessidade de executar uma busca do ponto de máxima potência na curva I-V como acontece em alguns modelos disponíveis.

Tabela 3.3: Comparativo NRMSE do modelo proposto com modelos existentes de diferentes autores – KYOCERA

Temperatura $T_{cel.}$ [°C]	25					50	750
Irradiância G [W/m ²]	1000	800	600	400	200	1000	1000
Modelo	NRMSE [%]						
Stornelli <i>et al.</i> , (2019) modelo 1	0,87	1,62	2,53	3,05	3,73	1,14	2,28
Stornelli <i>et al.</i> , (2019) modelo 2	0,87	0,92	1,38	1,09	1,75	1,01	1,95
Hejri <i>et al.</i> , (2017)	7,00	5,68	8,58	5,56	7,34	4,63	3,86
Sera <i>et al.</i> , (2007) em Hejr <i>et al.</i> , (2017)	7,00	5,43	9,80	9,59	24,5	3,74	2,09
Curve-fitting em Hejri <i>et al.</i> , (2017)	0,86	1,59	1,51	0,68	1,23	2,17	2,41
Proposto	2,57	1,88	3,48	1,78	1,77	3,03	3,81

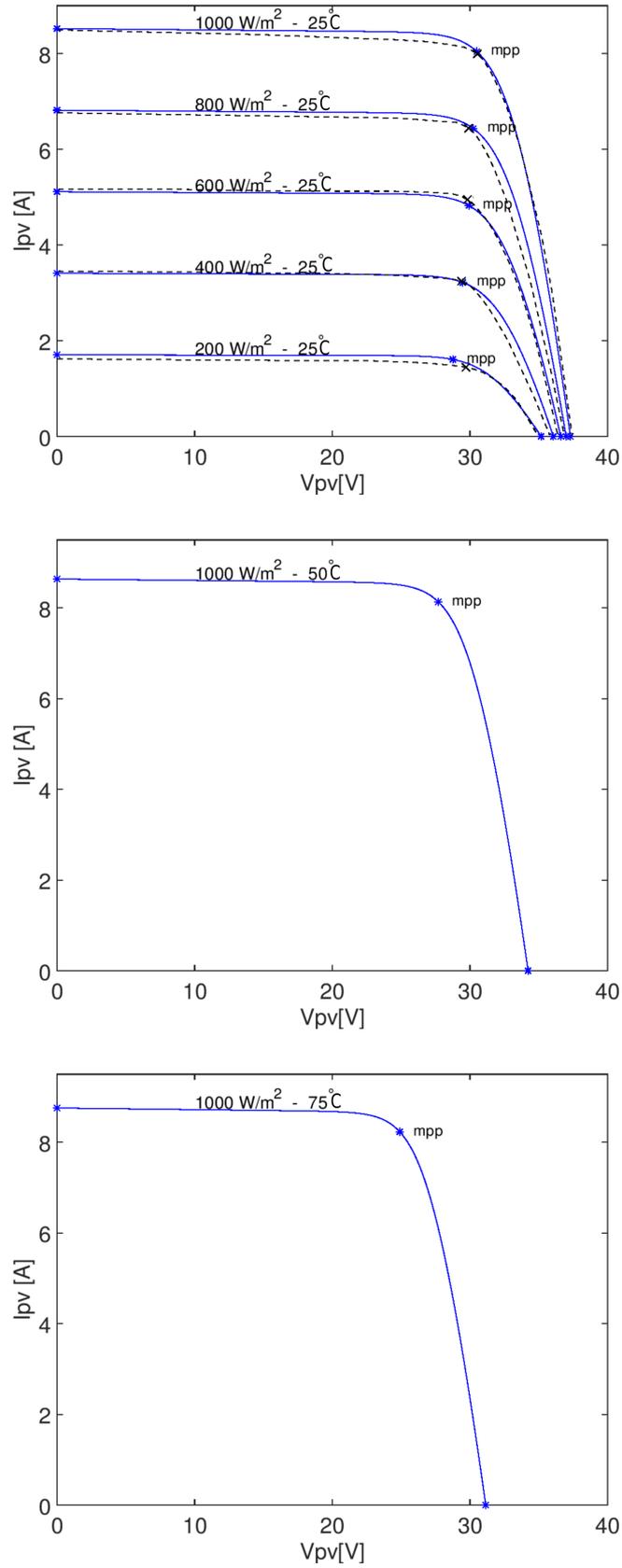


Figura 3.5: Curvas I-V do módulo SUNTECH STP245-20/Wd. Curva I-V:
 Experimental ---- Modelo proposto —.

Tabela 3.4: Resultados dos 5 parâmetros do modelo proposto para diferentes irradiâncias e temperaturas – SUNTECH

G [W/m ²]	T _{cel.} [°C]	R _s [Ω]	R _{sh} [Ω]	A ₀	I _{sat} [nA]	I _{ph} [A]	RMSE [A]	NRMSE [%]
1000	25	0,313	380,94	0,9122	0,0255	8,527	0,168	2,313
800	25	0,388	472,20	0,9046	0,0204	6,822	0,244	4,279
600	25	0,512	622,90	0,8950	0,0153	5,116	0,097	2,178
400	25	0,756	920,54	0,8817	0,0102	3,412	0,136	4,648
200	25	1,475	1795,7	0,8600	0,0051	1,705	0,084	6,140
1000	50	0,318	330,66	0,7811	0,0350	8,645	Sem dados	Sem dados
1000	75	0,327	284,62	0,6620	0,0387	8,764	Sem dados	Sem dados
800	47	0,393	417,03	0,7894	0,0272	6,905	Sem dados	Sem dados

A Tabela 3.5 apresenta uma comparação dos 5 parâmetros obtidos com o modelo proposto e o utilizado pelo SAM nos dois painéis solares em condições STC. Por meio da amostragem das curvas I-V providenciadas pelo SAM, as quais estão representadas por linhas pontilhadas nas Figuras 3.6 e 3.7, o RMSE e NRMSE são calculados em relação a estas. A curva I-V de cor azul corresponde à obtida com o modelo proposto. O SAM utiliza o modelo desenvolvido por Dobos (2012) para o *California Energy Commission (CEC) Photovoltaic (PV) Calculator module*. Os valores das métricas indicados, assim como as curvas I-V geradas por ambos modelos, denotam um elevado grau de correlação. Comparando os 5 parâmetros do módulo solar KYOCERA, obtidos por ambos modelos, verifica-se uma grande proximidade entre eles. Para o caso do módulo SUNTECH existe uma marcada diferença para R_{sh} , e I_{sat} , consequência da divergência no valor de A_0 entre os dois modelos.

Tabela 3.5: Comparativo entre o modelo proposto e o modelo do SAM para ambos painéis

Módulo	Modelo	Condições	R _s [Ω]	R _s [Ω]	A ₀	I _{sat} [nA]	I _{ph} [A]	RMSE [A]	NRMSE [%]
KYOCERA KC200GT	Proposto	STC	0,323	175,01	1,0365	0,932	8,225	0,067	1,011
	SAM	STC	0,325	171,60	1,0298	0,794	8,226		
SUNTECH STP245	Proposto	STC	0,270	830,08	1,0178	0,402	8,523	0,046	0,629
	SAM	STC	0,313	380,94	0,9122	0,0255	8,527		

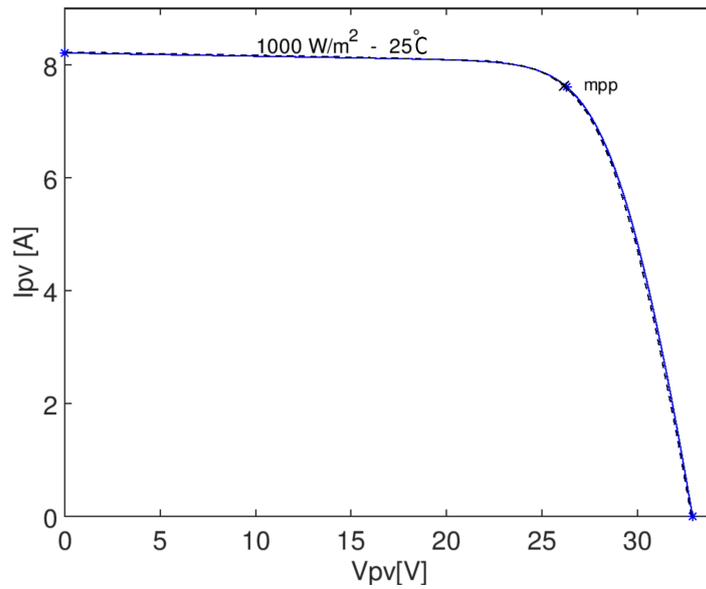


Figura 3.6: Curva I-V módulo KYOCERA. Modelo SAM ---- Modelo proposto —.

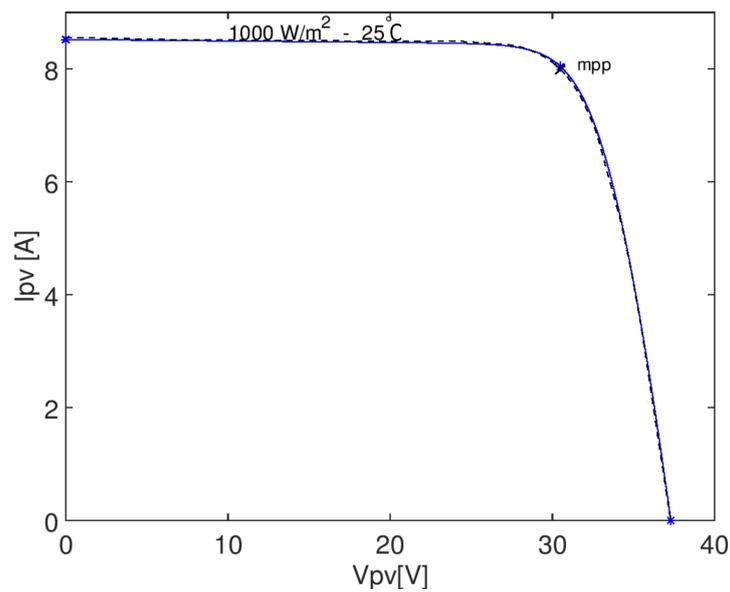


Figura 3.7: Curva I-V módulo SUNTECH. Modelo SAM ---- Modelo proposto —.

3.1.3.2 ANÁLISE DO MODELO

O fator de idealidade indica em qual medida o dispositivo se comporta similarmente a um diodo ideal ($A_0 \rightarrow 0$). Este modelo assume que o valor do fator de idealidade é dependente tanto da temperatura como da irradiância. Isto está em concordância com Bashahu e Nkundabakura (2007) que expõem que A_0 depende da tensão, da temperatura, da concentração da dopagem e das diferentes condições de

funcionamento, assim como de cada diodo. De acordo com Bashahu e Nkundabakura (2007) e Acharya (2001) A_0 diminui com o aumento da temperatura tanto em condições escuras como iluminadas e aumenta com o aumento da irradiância. Observando-se as Tabelas 3.2 e 3.4 verifica-se que o modelo proposto satisfaz o comportamento descrito de A_0 . Valores de A_0 entre 0,5 e 2,5 são bem aceitos na literatura de acordo com Laudani, Fulginei e Salvini (2014), valores inferiores a 1 para o caso de painéis, constituídos por células de silício se encontram em trabalhos recentes (Shinong *et al.*, 2020; Premkumara, Kumarb e Sowmyac, 2020; Dobos e Freeman, 2017; Hejri e Mokhtari, 2017).

No modelo apresentado verifica-se que a resistência em série é diretamente proporcional à variação da temperatura e inversamente proporcional à variação da irradiância, fato que coincide com o exposto por Stornelli *et al.* (2019), Sahin (2016) e Silva *et al.* (2016), e em conformidade com o expressado pela norma internacional IEC 60891. O aumento de R_s com a temperatura deve-se ao aumento da resistividade elétrica dos contatos metálicos das células e suas conexões com o aumento da temperatura. O aumento de R_s com a diminuição da irradiância é causado pelo aumento da resistência na união *pn* do material semiconductor. O valor de R_s não afeta o valor de V_{oc} mas influencia no valor de I_{pv} .

Em referência ao comportamento da resistência em paralelo no modelo, verifica-se um aumento com a diminuição da irradiância, e uma diminuição com o aumento da temperatura. Este comportamento também é exposto por Lopes Filho, Pereira Franco e Teles Vieira (2018), Hejri e Mokhtari (2017) e Picault *et al.* (2010). A resistência em paralelo representa as perdas intrínsecas devidas às correntes de fuga, estas se produzem entre os contatos negativos e positivos, e entre os contatos negativos e a região tipo *p* da célula.

O modelo apresentou 100% de convergência para os módulos analisados em diversas condições de irradiância e temperatura, o que facilita o cálculo dinâmico do ponto de máxima potência tanto em painéis como em células. A convergência deve-se a que as equações, apresentadas anteriormente, possibilitam a inicialização do método de Newton-Raphson dinamicamente em função dos parâmetros de entrada variáveis.

Este modelo da célula fotovoltaica faz parte da modelagem do sistema fotovoltaico térmico com concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel (CPVT-LFR), portanto deveria ser possível integrá-lo ao modelo completo. Característica difícil de atender devido à complexidade de ter que executar a resolução numérica do modelo da

célula, dentro do modelo do sistema completo que também é resolvido pelo método de Newton-Raphson. Mesmo assim foi analisada essa possibilidade, mas concluiu-se que o custo computacional de resolução do modelo completo, o qual está conformado por vários elementos a serem resolvidos, seria muito elevado. Em vista disso e graças ao modelo da célula foi possível aplicar um procedimento que permitiu obter uma função para descrever o comportamento das células selecionadas, como se detalha a seguir.

3.1.4 OBTENÇÃO DA FUNÇÃO DE V_{mpp} DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula escolhida para o estudo foi da Solar Innova Green Technology, SI-ESF-C-M125X125 de silício monocristalino, os dados da mesma foram extraídos da folha de especificações disponibilizada pelo fabricante, conforme se apresentam na Figuras 3.8 e na Tabela 3.6,

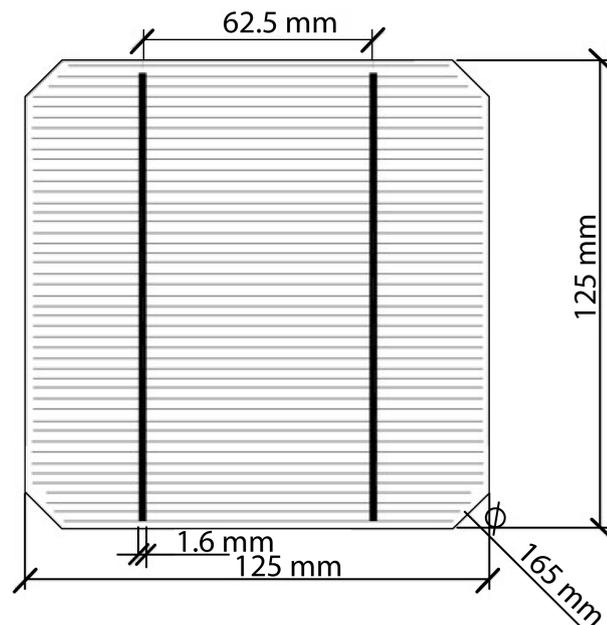


Figura 3.8: Desenho da célula fotovoltaica *Solar Innova Green Technology* (modificado).

Fonte: <http://www.solarinnova.net/en/products/photovoltaic/cells/monocrystalline/125x125mm>, acesso em 18/08/2019.

Tabela 3.6: Características da Célula fotovoltaica *Solar Innova Green Technology*

Características Elétricas STC						
Eficiência (%)	$P_{mpp}(W)$	$V_{mpp}(V)$	$I_{mpp}(A)$	$V_{oc}(V)$	$I_{sc}(A)$	FF(%)
17,20 - 17,40	2,68	0,518	5,183	0,624	5,545	77,5
Características Térmicas						
Coeficiente de temperatura para V_{mpp}					%/K	-0,241
Coeficiente de temperatura para I_{mpp}					%/K	0,033
Coeficiente de temperatura para P_{mpp}					%/K	-0,368

Fonte: <http://www.solarinnova.net/en/products/photovoltaic/cells/monocrystalline/125x125mm>, acesso em 18/08/2019.

Um problema encontrado foi a falta do fornecimento dos dados para condições NOCT, o que foi solucionado utilizando a seguinte tabela da folha de especificações conforme Tabela 3.7,

Tabela 3.7: Dependência da irradiância da célula fotovoltaica *Solar Innova Green Technology*

Dependência da Irradiância			
Irradiância (W/m^2)	I_{sc}	V_{oc}	P_{mpp}
1000	$I_{sc}(STC)$	$V_{oc}(STC)$	1,000
900	0,9 $I_{sc}(STC)$	0,999 $V_{oc}(STC)$	0,899
800	0,8 $I_{sc}(STC)$	0,994 $V_{oc}(STC)$	0,796
500	0,5 $I_{sc}(STC)$	0,974 $V_{oc}(STC)$	0,488
300	0,3 $I_{sc}(STC)$	0,949 $V_{oc}(STC)$	0,285
200	0,2 $I_{sc}(STC)$	0,932 $V_{oc}(STC)$	0,185

Fonte: <http://www.solarinnova.net/en/products/photovoltaic/cells/monocrystalline/125x125mm>, acesso em 18/08/2019.

Utilizando-se o software OCTAVE foi realizado o gráfico da Figura 3.9, mediante o qual pode ser obtido o coeficiente de correção da irradiância δ , utilizando o procedimento explicado anteriormente na seção 3.3, baseado no método apresentado por Marion (2002) dando como resultado $\delta = 0,043736$. Com este valor se ajusta o modelo em STC e se obtém o valor de $m = 5$.

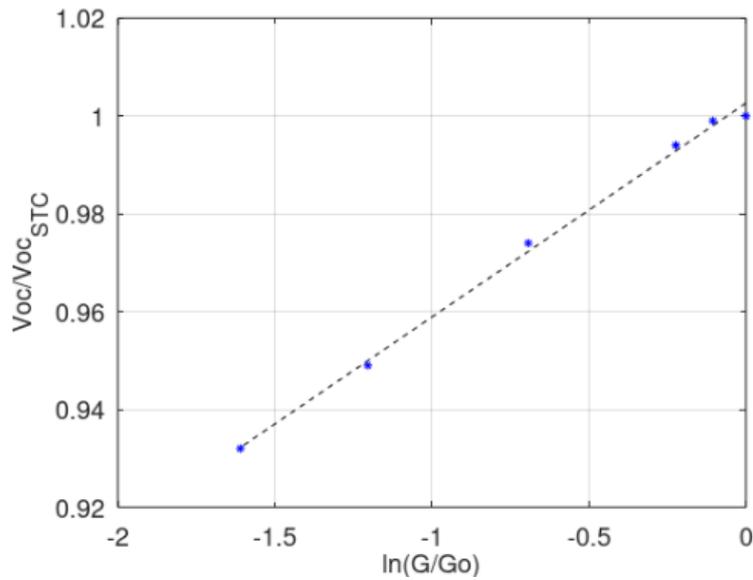


Figura 3.9: V_{oc} normalizado como função do logaritmo natural da irradiância normalizada.

Uma vez ajustado o modelo da célula executa-se o código desenvolvido no OCTAVE e se compara com a curva fornecida pelo fabricante representada por linhas tracejadas na Figura 3.10. Em vermelho a curva I-V gerada pelo modelo proposto.

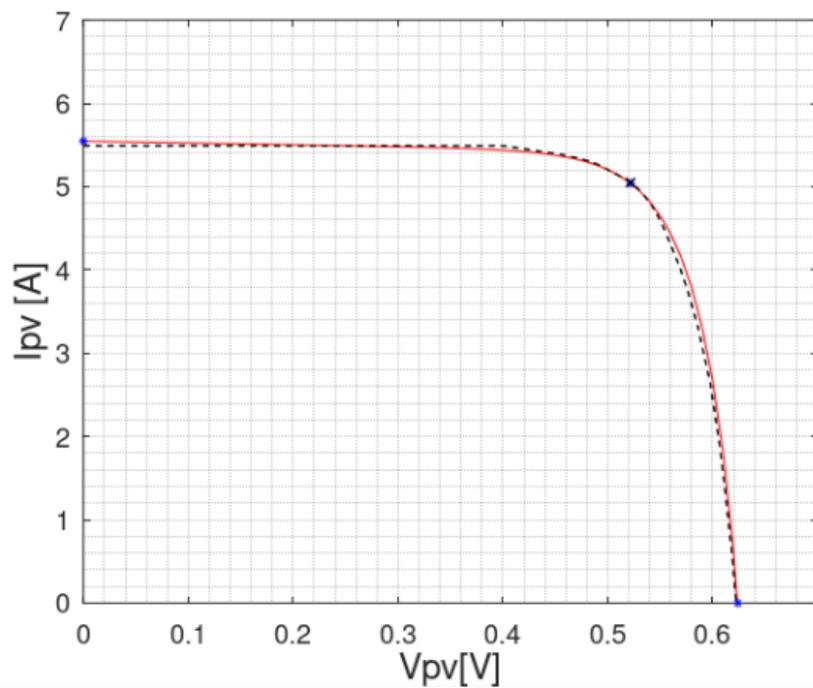


Figura 3.10: Curva I-V da célula. Fabricante ---- Modelo proposto —

Com o modelo ajustado calcula-se o valor de V_{mpp} para um intervalo de irradiância entre 200-12000W/m², e de temperatura entre 15-105°C, o que permite obter uma matriz de valores de V_{mpp} . O valor de I_{mpp} é obtido diretamente através da Equação (3.3). Com os valores de V_{mpp} para diferentes irradiâncias e temperaturas realiza-se a seguinte normalização $V_{mpp}(G, T_i)/V_{mpp}(G_0, T_i)$, onde G varia, mas a temperatura é constante em T_i , e $G_0 = 1000 W/m^2$. Assim, pode-se representar graficamente a variação normalizada de V_{mpp} em função de $\ln(G/G_0)$ conforme apresentado na Figura 3.11,

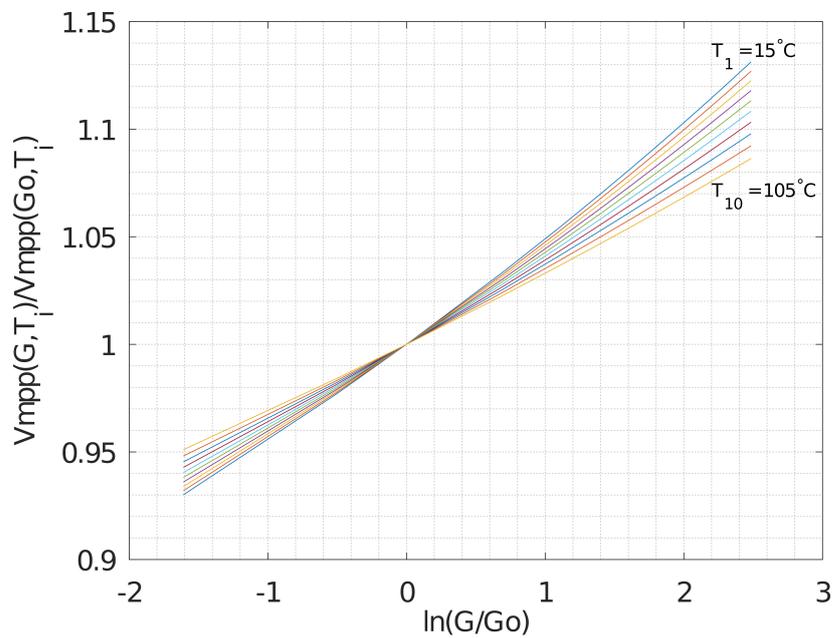


Figura 3.11: V_{mpp} como função do logaritmo natural da irradiância - Normalizado para diferentes temperaturas.

Cada uma dessas curvas se aproxima com uma função polinomial de segunda ordem, resultando em n funções (para o estudo $n = 10$) do tipo,

$$\frac{V_{mpp}(G, T_i)}{V_{mpp}(G_0, T_i)} = a_i + b_i \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) + c_i \left[\ln\left(\frac{G}{G_0}\right)\right]^2 \text{ para } 1 \leq i \leq n \quad (3.39)$$

Cada um dos coeficientes da função polinomial varia com a temperatura, portanto obtêm-se funções polinomiais de primeira ordem para cada coeficiente resultando em,

$$a(T) = a_0 + a_1 T_{cel} \quad (3.40)$$

$$b(T) = b_0 + b_1 T_{cel} \quad (3.41)$$

$$c(T) = c_0 + c_1 T_{cel} \quad (3.42)$$

Sendo $V_{mpp}(G_0, T) = V_{mpp,STC} + k_v (T_{cel} - T_{STC})$ a Equação (3.39) pode-se reescrever para V_{mpp} como função da irradiância e temperatura conforme Equação (3.43),

$$V_{mpp}(G, T) = \left\{ a(T) + b(T) \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) + c(T) \left[\ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \right]^2 \right\} [V_{mpp,STC} + k_v (T_{cel} - T_{STC})] \quad (3.43)$$

Os valores dos coeficientes obtidos para a célula escolhida foram os seguintes,

$$a(T) = 0,99925 + 180,23 \times 10^{-8} T_{cel} \quad (3.44)$$

$$b(T) = 0,09472 - 164,29 \times 10^{-6} T_{cel} \quad (3.45)$$

$$c(T) = 0,06458 - 142,23 \times 10^{-7} T_{cel} \quad (3.46)$$

Como resultado temos que a Equação (3.43), em conjunto com os coeficientes indicados acima, e a Equação (3.3) definem o funcionamento da célula para o ponto de máxima potência que é o interesse para a análise.

3.2 MODELAGEM E ANÁLISE ÓPTICA DO SISTEMA CPVT-LFR

O presente capítulo tem como ênfase a análise da eficiência óptica e da uniformidade da irradiância concentrada ou fluxo luminoso na superfície do absorvedor/receptor do sistema CPVT-LFR existente no LEA (Laboratório de Energia e Ambiente) da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Pretende-se determinar a viabilidade de sua integração como parte de um sistema protótipo de aproveitamento de energia solar híbrido fotovoltaico térmico. Este sistema se baseia no uso de células fotovoltaicas convencionais de silício monocristalino, no uso de um absorvedor de calor e de um concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel. As células são colocadas sobre a superfície do absorvedor plano, por dentro deste circula um fluido que possibilita refrigerá-las, permitindo que o concentrador seja utilizado aumentando a irradiância nas células sem que a temperatura aumente excessivamente. Conforme apresentado por Franklin e Coventry (2002) células fotovoltaicas expostas a focos de iluminação heterogênea ou não uniforme, produzidos por diversos sistemas concentradores, experimentam diminuição da eficiência elétrica como consequência da redução na tensão de circuito aberto, devido às diferenças de temperaturas que se estabelecem entre as regiões mais e menos iluminadas. Hu *et al.* (2013) diz que a distribuição não-uniforme da iluminação gera pontos de aquecimento significativos nas células fotovoltaicas diminuindo sua eficiência. Martinez Lopez (2016) conclui que uma irradiância não uniforme levará a uma distribuição não uniforme da temperatura na célula solar, o que causará uma modificação no seu desempenho. Uma irradiância não uniforme afeta negativamente e indiretamente o desempenho elétrico das células. Zhang *et al.* (2019) expõe que as perdas ôhmicas das células se incrementam com o aumento da não uniformidade da iluminação e da temperatura nas células. Dado que o coeficiente de temperatura da corrente fotovoltaica é relativamente pequeno, o efeito da não uniformidade da irradiância incidente nas células é dominante sobre a tensão de circuito aberto e perdas ôhmicas.

O trabalho de revisão de Amanlou, *et al.* (2016) expõe que resultados experimentais mostram que os concentradores lineares Fresnel têm potencial para coletar maior quantidade de energia em comparação com os CPC (*compound parabolic concentrator*), quando utilizados com células de silício convencionais numa configuração de concentração baixa ou meia-baixa. Também relata que diversos modelos óticos para concentradores solares focais ou lineares são propostos por diferentes pesquisadores,

entretanto não existe suficiente informação sobre a uniformidade da irradiância concentrada nos coletores ou absorvedores planos retangulares.

Diante do exposto e com o objetivo de executar uma análise da uniformidade e da eficiência óptica do concentrador escolheu-se a modelagem e simulação óptica do concentrador utilizando-se o software livre de código aberto TONATIUH como ferramenta de análise. Esta ferramenta possibilita a obtenção de dados confiáveis de forma precisa e com elevada exatidão, em um tempo muito menor ao necessário em um cenário real (local e período de tempo determinado), facilitando a análise do funcionamento e de determinados comportamentos do sistema.

3.2.1 DESCRIÇÃO DO CONCENTRADOR REFLETOR LINEAR FRESNEL

O concentrador solar LFR apresenta-se nas Figuras 3.12 e 3.13. Este faz parte de um sistema CPVT, localizado no LEA na latitude $-15,78^\circ$ e longitude $-47,93^\circ$, coordenadas que foram utilizadas para realizar as simulações.

O concentrador está constituído por um total de 15 espelhos (características apresentadas na Tabela 3.8 que são orientados longitudinalmente no sentido norte-sul. A distância focal entre os espelhos e o absorvedor é 1,5 m. Os espelhos giram em função da posição do Sol concentrando a irradiância solar por reflexão na superfície inferior do absorvedor. Seus eixos de giro se encontram localizados em sentido longitudinal Norte-Sul coincidindo com o eixo Z do TONATIUH, sendo que o eixo Y corresponde à altura e o X ao sentido Oeste-Leste. Cada espelho possui um ângulo de inclinação próprio em relação ao plano horizontal. A superfície do absorvedor tem uma largura e comprimento de 0,125 m e 1,5 m respectivamente. Na Figura 3.13 são dadas as medidas referentes ao concentrador refletor linear Fresnel.



Figura 3.12: Concentrador refletor linear Fresnel pertencente ao LEA.

Fonte: Gadioli de Sousa (2018).

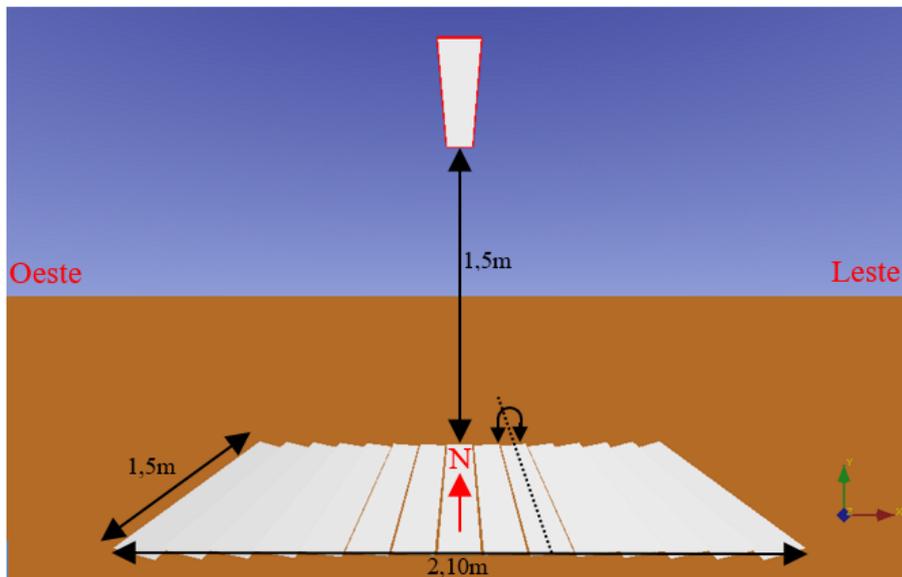


Figura 3.13: Modelo do concentrador construído no TONATIUH.

Tabela 3.8: Características dos espelhos

Quant. Espelhos	Largura	Comprimento	Espaçamento	Refletividade	Espessura
15	0,125 m	1,5 m	9 mm	0,88	3 mm

Conforme Figura 3.12 o absorvedor encontra-se montado em uma estrutura que possibilita sua movimentação no sentido norte-sul ficando fixa à base dos espelhos. O deslocamento (**d**) máximo foi limitado em 3m, mais que o suficiente para iluminar a superfície do absorvedor nas horas de Sol na região de Brasília. Este deslocamento varia com a posição do Sol como se pode apreciar na Figura 3.14.

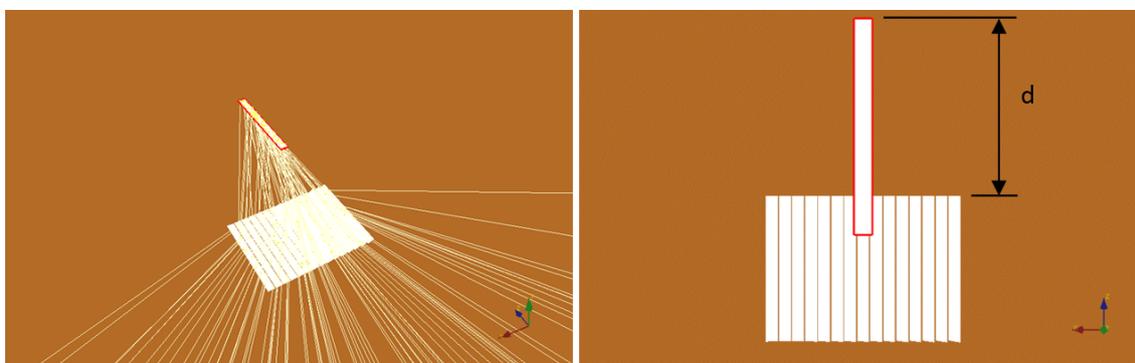


Figura 3.14: Variação do deslocamento do absorvedor em função da posição do Sol.

3.2.2 MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Para realizar a modelagem e simulação foi utilizado o software livre de código aberto TONATIUH (versão 2.2.4), desenvolvido pelo CENER (Centro Nacional de Energias Renováveis, Espanha), que possibilita a modelagem geométrica tridimensional do concentrador. Este foi escolhido por ser validado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e amplamente utilizado pela comunidade científica, exemplo disto são os trabalhos apresentados por Eddhibi *et al.* (2017), Cagnoli *et al.* (2018) e Pulido Iparraguirre *et al.* (2019). Outra vantagem importante que influenciou para sua escolha foi ser de uso livre e código aberto, estar em contínua atualização e ainda possuir um editor de script (baseado na *ECMAScript Language Specification*) que possibilita a automação da simulação e da modelagem 3D. É importante sinalizar que a simulação do traçado dos raios solares realizada pelo software se baseia no método de Monte Carlo,

portanto a precisão dos dados obtidos dependerá da quantidade de raios utilizados na configuração.

Inicialmente foram criados os diferentes elementos ou nós no TONATIUH (espelhos e absorvedor) com suas geometrias e características correspondentes conforme descrito na seção 3.2.1, subsequentemente foi automatizado o modelo escrevendo um código dentro do editor de script, que possibilitou realizar a configuração inicial e variar a posição do Sol. As configurações adotadas para a simulação foram as seguintes,

- modelo de transmissividade atmosférica: *Transmissivity Type* = "Ballestrin Transmissivity", (Ballestrín e Marzo, 2012);
- modelo da forma solar: *Sunshape Type* = "Pillbox_Sunshape"; *Sunshape Type* → *Parameter irradiance* = 1000 [W/m²]; *Sunshape Type* → *Parameter thetaMax* = 0.00465 [rad], (Wang *et al.*, 2018, 2020);
- quantidade de raios para a simulação: *Number of Rays* = 30000000;
- refletividade dos espelhos: *Specular_Standard_Material* → *m_reflectivity* = 0,88;
- *error Specular_Standard_Material* → *m_sigmaSlope* = 2 [mrad], (Valero, Strojnik e Salgado, 2019);

O código de automatização varia em 5° o ângulo de elevação e o azimute do Sol, totalizando 1368 posições. Para cada posição é gerado um arquivo ASCII. Cada arquivo contém as informações da irradiância solar concentrada [W/m²] nas diferentes subáreas da superfície do absorvedor. É importante destacar que a superfície total do absorvedor é dividida em uma malha (*Grid divisions*) definida pelo usuário. Para fazer a análise inicial se definiu 20x20 como se pode ver na Figura 3.15, consequentemente cada arquivo contém 400 coordenadas *x* [m] e *y* [m] e, portanto, a área total do absorvedor possui 400 subáreas, cada coordenada sinaliza o ponto médio de uma subárea e cada subárea é identificada pelos sub índices *i, j*.

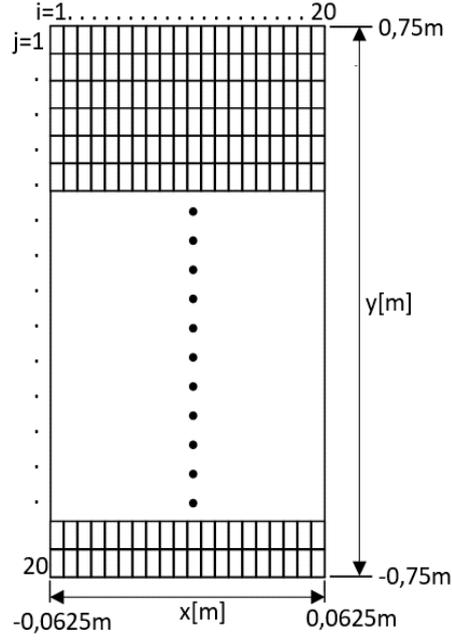


Figura 3.15: Malha de divisão da área do absorvedor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados de irradiância em cada subárea do absorvedor foram calculados, através de um código desenvolvido em OCTAVE, os valores do índice de uniformidade no receptor e a eficiência óptica do sistema refletor linear Fresnel. Utilizaram-se as Equações (3.47), (3.48), (3.49) e (3.50) para o cálculo conforme descritas por Cardoso *et al.* (2018),

$$\text{Índice de uniformidade} = \frac{\sqrt{\frac{1}{IJ} \sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} (\Phi_{ij} - \bar{\Phi})^2}}{\bar{\Phi}} \quad (3.47)$$

$$\Phi_{ij} = \frac{N_{ij} P_{ph}}{A_s} \quad (3.48)$$

$$A_s = |x_i - x_{i+1}| * |y_j - y_{j+1}| \quad (3.49)$$

$$\bar{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} \Phi_{ij}}{IJ} \quad (3.50)$$

onde $\Phi_{i,j}$ [W/m^2] é a irradiância solar na subárea i, j ; $N_{i,j}$ é o número de fótons ou raios que incidem nessa subárea; P_{ph} é a potência por fóton ou raio; A_s [m^2] é o tamanho da subárea; $x_i[m]$ e $y_j[m]$ são as coordenadas do ponto central da subárea i, j ; $x_{i+1}[m]$ e $y_{j+1}[m]$ são coordenadas do ponto central das subáreas vizinhas e $\bar{\Phi}$ [W/m^2] é a média da irradiância solar na superfície do absorvedor. Vale ressaltar que quanto mais próximo de zero for o valor do índice de uniformidade mais homogênea será a distribuição da irradiância ou fluxo luminoso na superfície do absorvedor.

A uniformidade é definida como um índice adimensional que permite mensurar a homogeneidade da distribuição da irradiância solar em uma superfície dada e se define como a relação entre o desvio padrão e o valor médio da irradiância incidente na superfície. Não foi possível encontrar na literatura um valor do índice como referência para sistemas com concentração, porém pode-se citar o trabalho experimental de Lu *et al.*, (2007) onde os resultados mostram que, na mesma intensidade média de irradiância e temperatura na célula, tanto P_{mpp} quanto o fator de forma (FF) da célula fotovoltaica diminuem com o aumento do índice de uniformidade, em 3,764% e 3,285%, respectivamente. No entanto, V_{oc} permanece praticamente o mesmo até um índice aproximado de 0,8 e depois deste valor ocorre uma degradação de 3,684%. Os autores concluem que a perda de potência em sistemas fotovoltaicos de baixa concentração com resfriamento não se deve apenas à não uniformidade da iluminação, mas também à distribuição não uniforme de temperatura causada pela iluminação.

Para o cálculo do rendimento ou eficiência óptica do concentrador (η_{conc}) aplica-se a Equação (3.51) utilizada no trabalho recente de Ajdad *et al.* (2018) e também no artigo de revisão apresentado por Amanlou *et al.* (2016) sobre estudos referentes à iluminação solar uniforme em sistemas fotovoltaicos de baixa concentração,

$$\eta_{conc} = \frac{\dot{Q}}{DNI A_{conc}} \quad (3.51)$$

$$\dot{Q} = P_{ph} \sum_{i=1}^{I=20} \sum_{j=1}^{J=20} N_{i,j} \quad (3.52)$$

onde \dot{Q} [W] é a potência total incidente na superfície de interesse, DNI é a irradiância normal direta incidente e A_{conc} se refere à área de abertura total do concentrador

considerando o ângulo de elevação do Sol igual a 90° . Neste trabalho foi utilizado um DNI de 1000 W/m^2 para todos os cálculos. O valor de $A_{conc} [m^2]$ é de $2,76787 \text{ m}^2$ e se obtém aplicando a Equação (3.55),

$$\omega_i = 90 - \frac{1}{2} \tan^{-1} \frac{h}{e_i} - \frac{\theta_T}{2} \quad (3.53)$$

$$\theta_T = \left| \tan^{-1} \left(\frac{\tan \widehat{El}}{\sin \widehat{Az}} \right) \right| \quad (3.54)$$

$$A_{conc} = W_{espelho} \sum_{i=1}^n \cos(\omega_i |_{\theta_T=90}) \quad (3.55)$$

sendo $\omega_i [^\circ]$ o ângulo de rotação transversal do i -ésimo espelho, e_i a distância entre o centro do absorvedor e o centro do i -ésimo espelho, $h [m]$ representa a altura da superfície do absorvedor em relação aos espelhos, $\theta_T [^\circ]$ é o ângulo de elevação de incidência transversal do Sol nos espelhos, $\widehat{El} [^\circ]$ é o ângulo de elevação do Sol, $\widehat{Az} [^\circ]$ é o azimute, $W_{espelho} [m]$ o comprimento dos espelhos e n o número de espelhos.

Portanto, como foi mencionado o absorvedor é deslocado em função da posição do Sol e para isso foi necessário criar um código (*script*) dentro do TONATIUH para tratar a descontinuidade do ângulo de azimute 0° - 360° gerada em determinados meses do ano e também calcular a variação média longitudinal na incidência dos raios no plano do absorvedor refletidos por cada espelho, permitindo uma distribuição da iluminação do absorvedor mais uniforme no sentido longitudinal. A seguinte sequência de equações é necessária para determinar o deslocamento do absorvedor em função da posição do Sol,

$$\theta_L = \left| \tan^{-1} \left(\frac{\tan \widehat{El}}{\cos \widehat{Az}} \right) \right| \quad (3.56)$$

$$\tan \varphi = \left| \frac{\tan \theta_L}{\sin \theta_T} \right| = \left| \frac{\tan \widehat{El}}{\sin \theta_T \cos \widehat{Az}} \right| \text{ para } \widehat{Az} = 90^\circ \wedge 180^\circ \quad (3.57)$$

$$\tan \varphi = \left| \frac{\tan \widehat{Az}}{\cos \theta_T} \right| \text{ para } \widehat{Az} \neq 90^\circ \wedge 180^\circ \quad (3.58)$$

$$H(i) = \sqrt{h^2 + (i \cdot x)^2} \quad (3.59)$$

$$d(i) = \frac{H(i)}{\tan \varphi} [m] \quad (3.60)$$

$$\bar{d} = \frac{2 \sum_{i=1}^7 d(i) + \frac{h}{\tan \varphi}}{n} \quad (3.61)$$

onde θ_L [°] é o ângulo de elevação longitudinal do Sol, φ [°] é o ângulo de incidência solar formado no plano longitudinal aos espelhos com inclinação θ_T [°], i faz referência a cada espelho, x [m] é a distância entre os centros dos espelhos, $H(i)$ [m] é a distância entre o centro dos espelhos e o centro do absorvedor, $d(i)$ [m] é o deslocamento relativo a cada espelho e \bar{d} [m] é o deslocamento do absorvedor.

3.2.3 RESULTADOS E ANÁLISE DA UNIFORMIDADE E EFICIÊNCIA ÓPTICA

Os dados obtidos após a simulação do sistema no TONATIUH foram processados utilizando um código desenvolvido em OCTAVE implementando o conjunto de Equações (3.47) a (3.55). Inicialmente se obteve a matriz de eficiência óptica conforme apresentada na Tabela (3.48) de forma reduzida, já que a eficiência foi calculada para cada posição do Sol com passos de 5° para o azimute e a elevação. Segundo López Álvarez (2017) a matriz de eficiência óptica inclui as perdas por efeito cosseno, sombreamento e bloqueio entre espelhos, sombreamento do absorvedor, refletividade, atenuação atmosférica, dispersão, buracos (*holes*) e perdas de final de linha (*end losses*).

Tabela 3.9: Matriz de eficiência óptica e índice de uniformidade

Az/Elev[°]	Eficiência óptica										Índice de Uniformidade									
	5	20	35	50	65	70	75	80	85	90	5	20	35	50	65	70	75	80	85	90
0	0,00	0,03	0,44	0,61	0,74	0,76	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	1,82	0,18	0,15	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08
15	0,00	0,22	0,47	0,63	0,75	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	0,59	0,18	0,15	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08
30	0,11	0,31	0,52	0,67	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	0,81	0,55	0,26	0,15	0,12	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08
45	0,12	0,34	0,54	0,70	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,92	0,72	0,40	0,18	0,12	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08
60	0,12	0,35	0,55	0,72	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,97	0,82	0,50	0,23	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
75	0,12	0,35	0,56	0,74	0,78	0,78	0,79	0,79	0,78	0,78	1,00	0,88	0,56	0,28	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
90	0,12	0,36	0,57	0,74	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	1,05	0,91	0,58	0,30	0,12	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
105	0,12	0,35	0,56	0,74	0,78	0,78	0,79	0,79	0,78	0,78	1,00	0,88	0,56	0,28	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
120	0,12	0,35	0,55	0,72	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,97	0,82	0,50	0,23	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08
135	0,12	0,34	0,54	0,70	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,92	0,72	0,40	0,18	0,11	0,11	0,09	0,09	0,08	0,08
150	0,11	0,32	0,52	0,67	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	0,81	0,55	0,26	0,15	0,12	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08
165	0,00	0,22	0,47	0,63	0,75	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	0,59	0,18	0,15	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
180	0,00	0,03	0,44	0,61	0,74	0,76	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	1,82	0,18	0,15	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
195	0,00	0,22	0,47	0,63	0,75	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	0,59	0,18	0,15	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
210	0,11	0,31	0,52	0,67	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	0,81	0,55	0,26	0,15	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
225	0,12	0,34	0,54	0,70	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,92	0,72	0,40	0,18	0,12	0,11	0,09	0,09	0,09	0,08
240	0,12	0,35	0,55	0,72	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,97	0,82	0,50	0,23	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
255	0,12	0,36	0,56	0,74	0,78	0,78	0,79	0,79	0,78	0,78	1,00	0,88	0,56	0,28	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
270	0,12	0,36	0,57	0,74	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	1,05	0,91	0,58	0,29	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
285	0,12	0,35	0,56	0,74	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	1,00	0,88	0,56	0,28	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08
300	0,12	0,35	0,55	0,72	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,97	0,82	0,50	0,24	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
315	0,12	0,34	0,54	0,70	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,78	0,92	0,72	0,40	0,18	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,08
330	0,11	0,32	0,52	0,67	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	0,81	0,55	0,25	0,15	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08
345	0,00	0,22	0,47	0,63	0,75	0,77	0,78	0,79	0,79	0,78	NA	0,59	0,18	0,15	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08

Com as matrizes de eficiência óptica e uniformidade é possível calcular os valores médios por hora para cada mês do ano na localização correspondente ao LEA, conforme apresentado na Figura 3.12 onde as linhas tracejadas representam os valores dos índices de uniformidade e as linhas cheias os valores da eficiência óptica. Para nossa análise definiu-se como aceitável um índice de uniformidade de 0,3; valor para o qual o sistema apresenta uma boa coerência entre uniformidade e eficiência óptica. Para os meses de dezembro até março no horário entre 10h e 15h o sistema trabalha com uniformidade menor a 0,3 e eficiência óptica superior a 0,72. Para os meses de abril até novembro encontram-se valores de uniformidade inferiores a 0,3 no horário de 10h a 14h e uma eficiência superior a 0,61.

No que diz respeito ao comportamento da uniformidade nos extremos dos gráficos das Figuras 3.16 e 3.17, temos uma diminuição do índice, indicando um aumento na homogeneidade da distribuição da irradiância no absorvedor. Isto se deve ao bloqueio causado pelos espelhos dos extremos do concentrador sobre os restantes, no horário de nascer e pôr do Sol conforme pode-se apreciar na Figura 3.24.

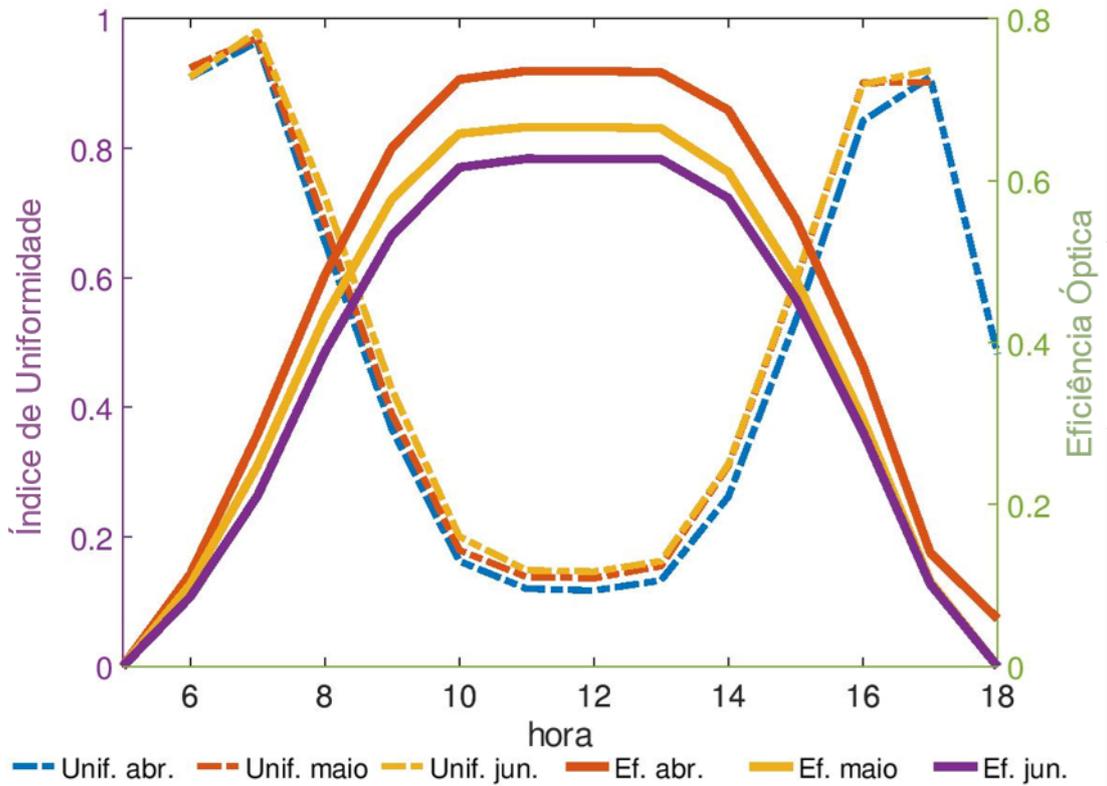
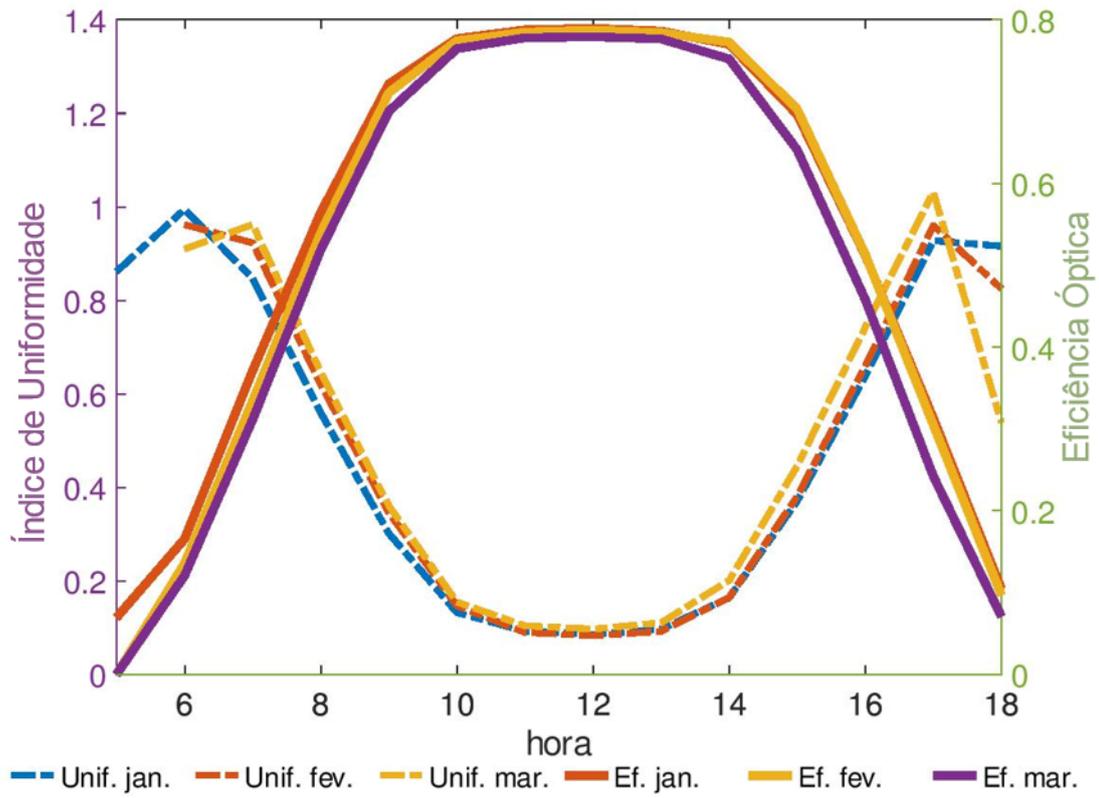


Figura 3.16: Eficiência óptica e índice de uniformidade (valores médios por hora dos meses janeiro - junho).

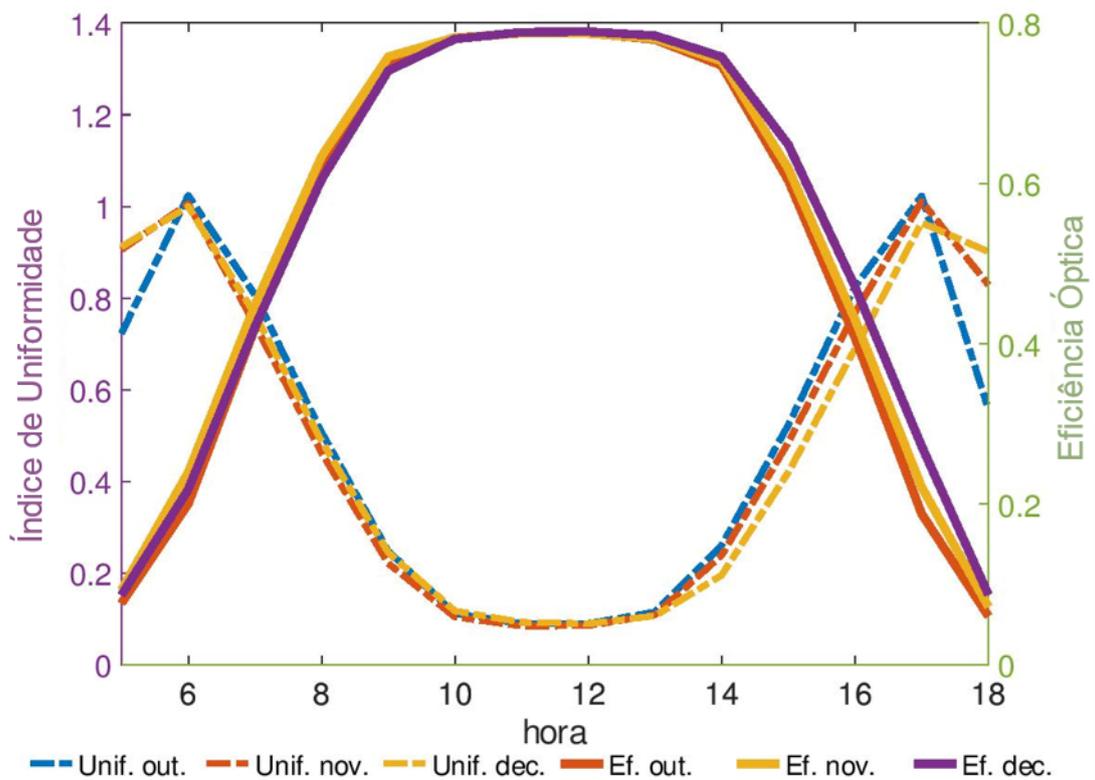
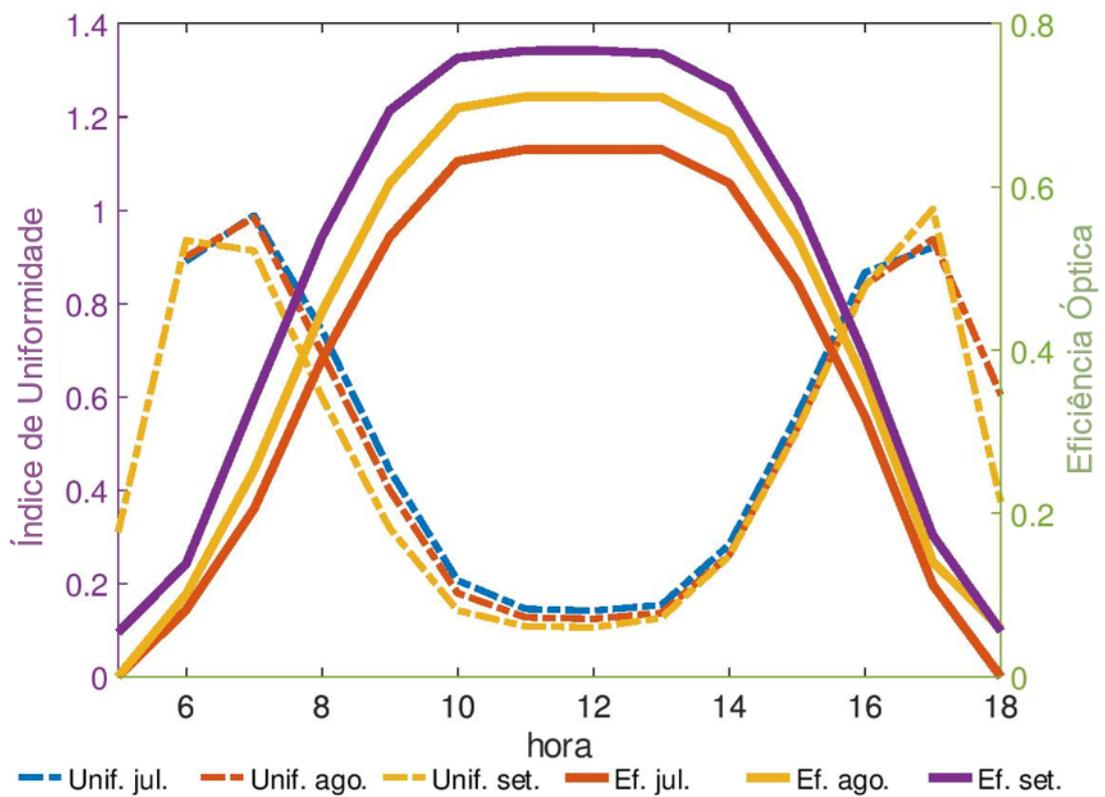


Figura 3.17: Eficiência óptica e índice de uniformidade (valores médios por hora dos meses julho - dezembro).

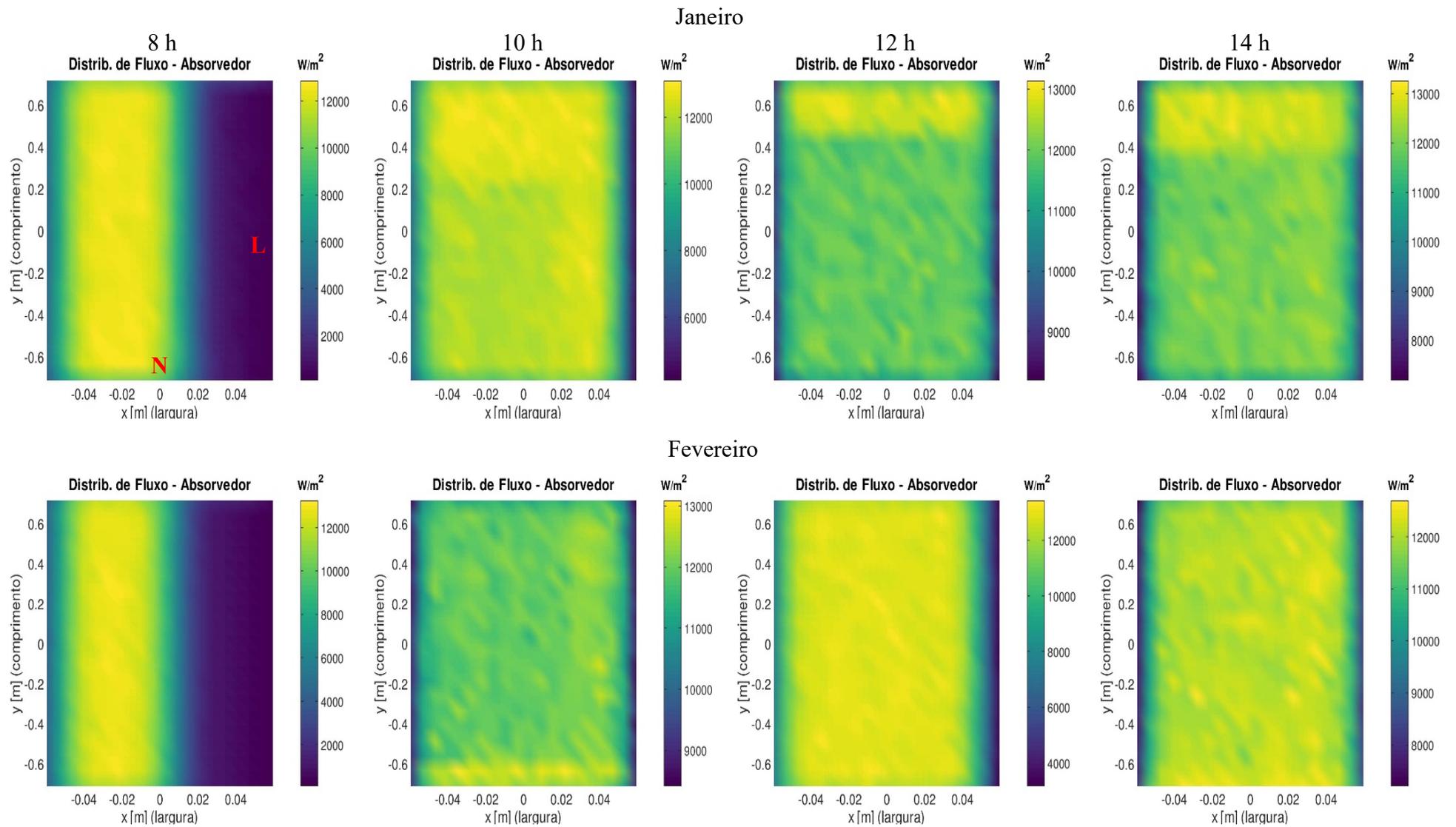


Figura 3.18: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (janeiro - fevereiro).

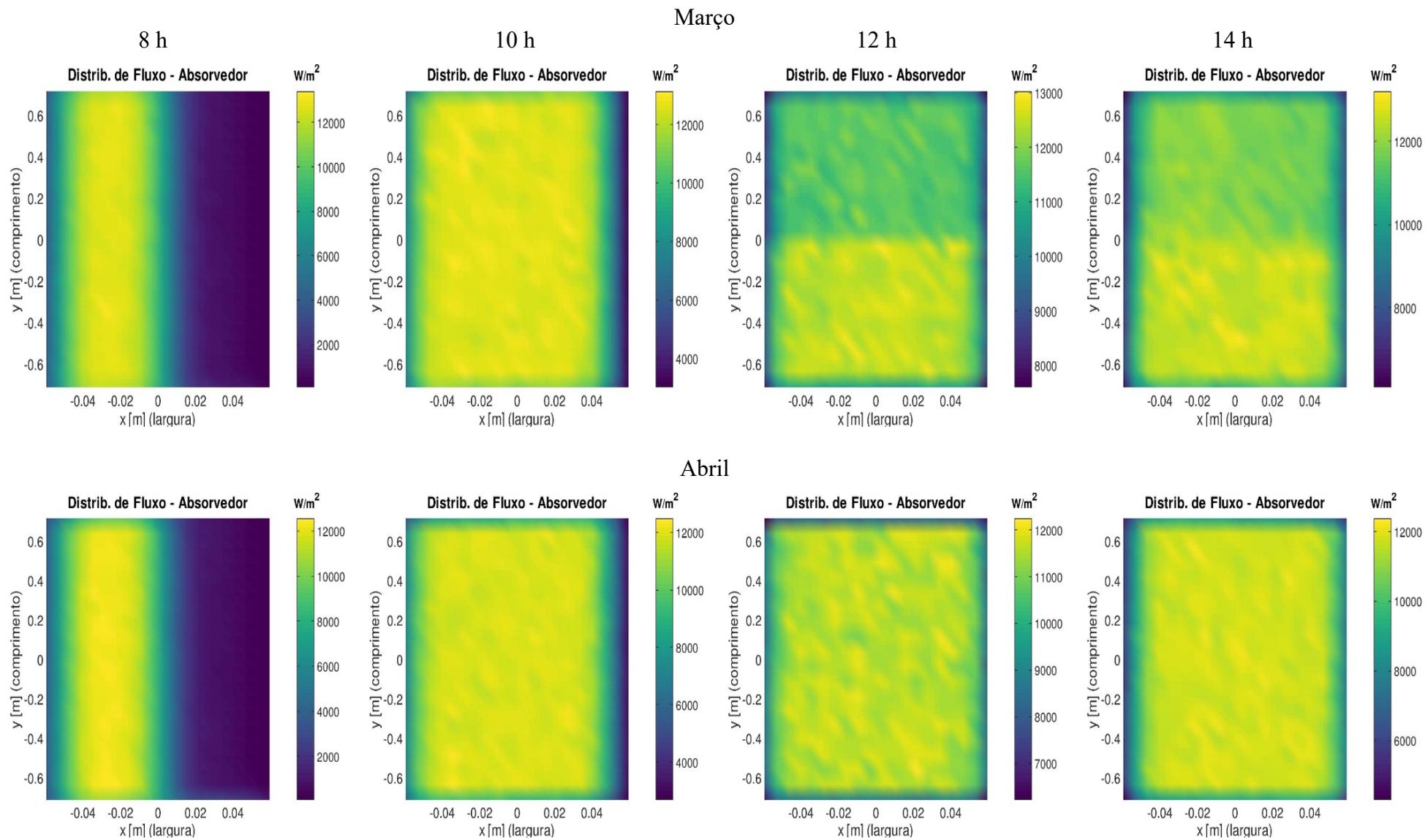


Figura 3.19: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (março - abril).

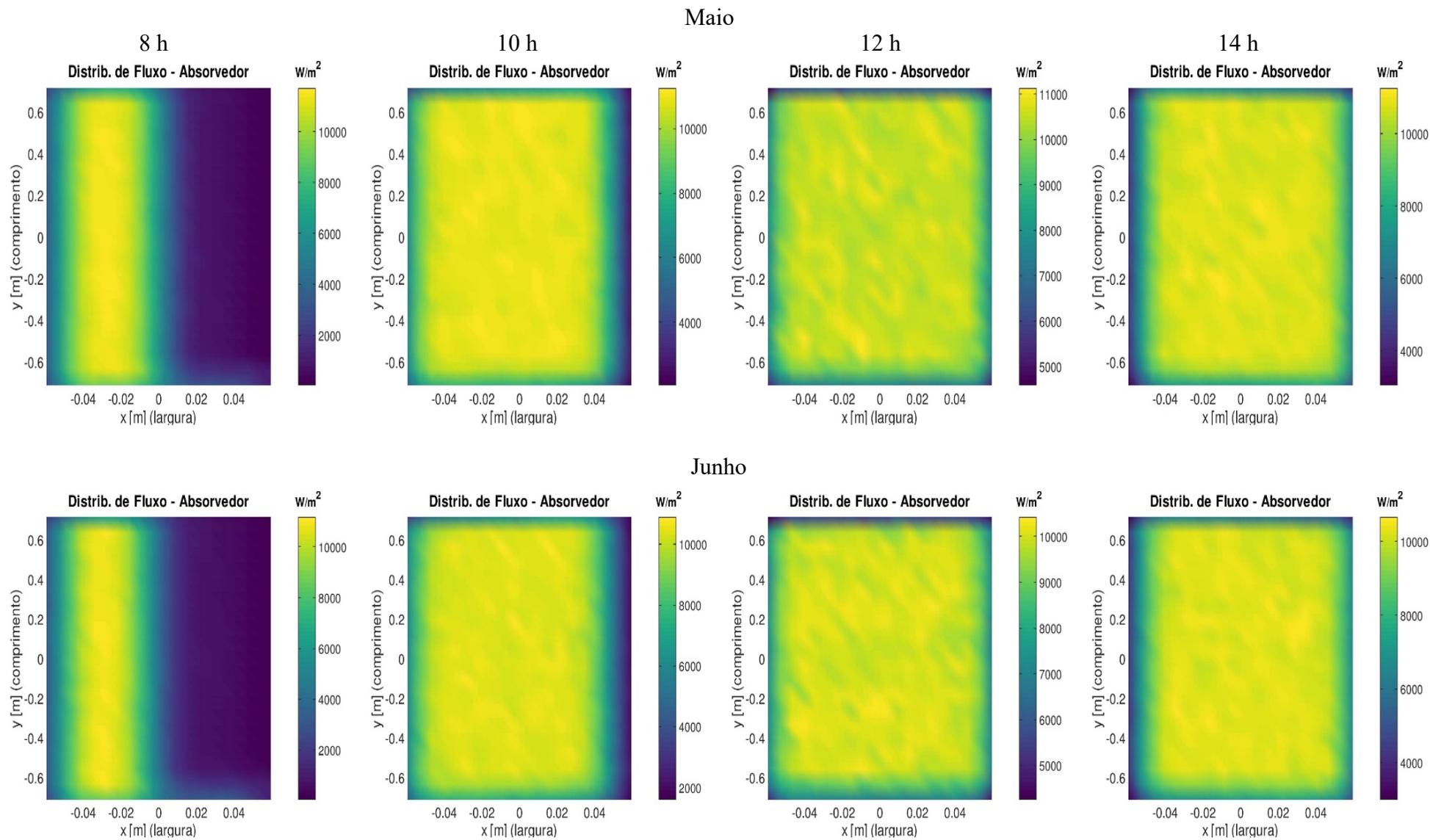


Figura 3.20: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (maio - junho).

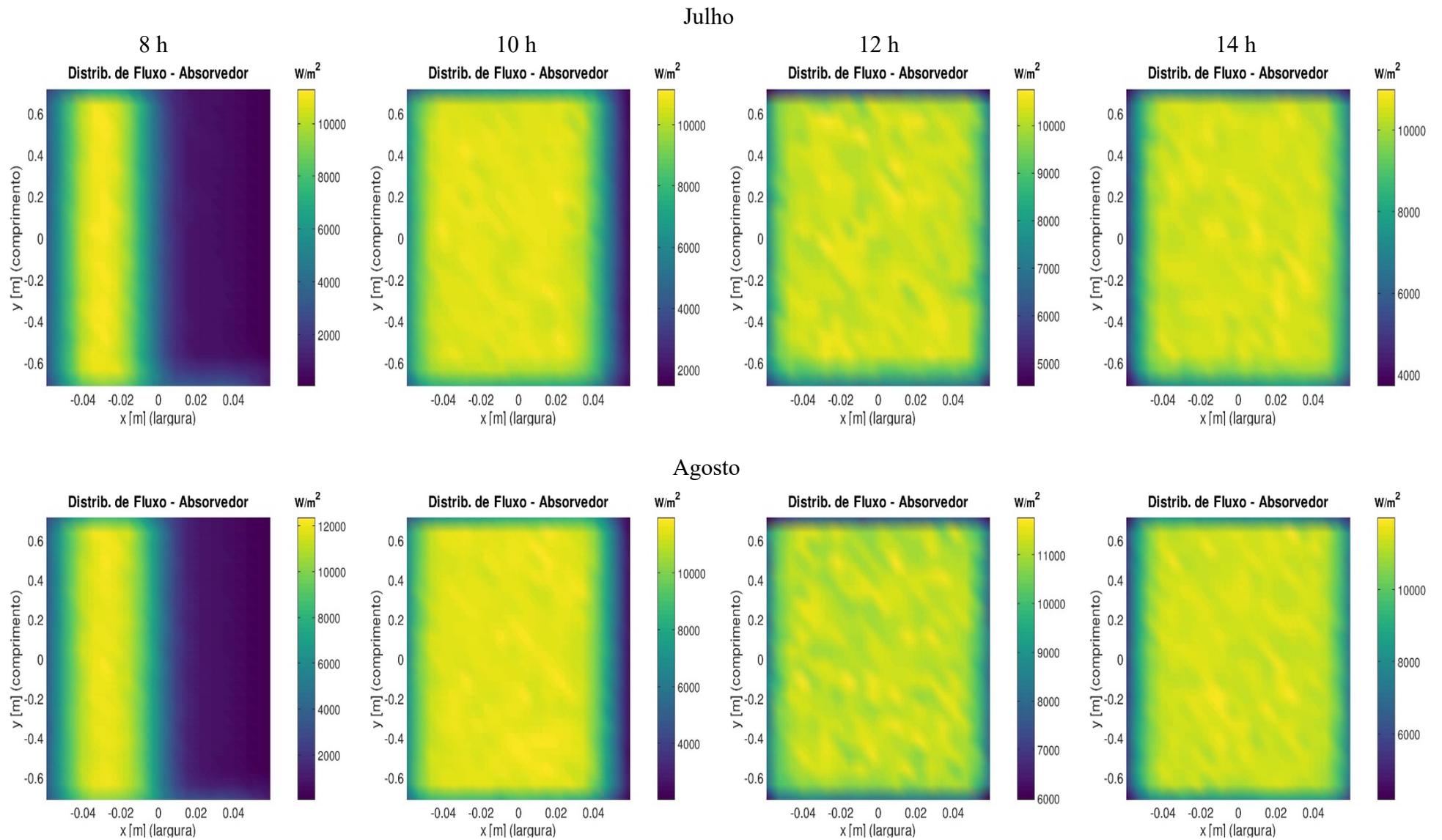


Figura 3.21: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (julho - agosto).

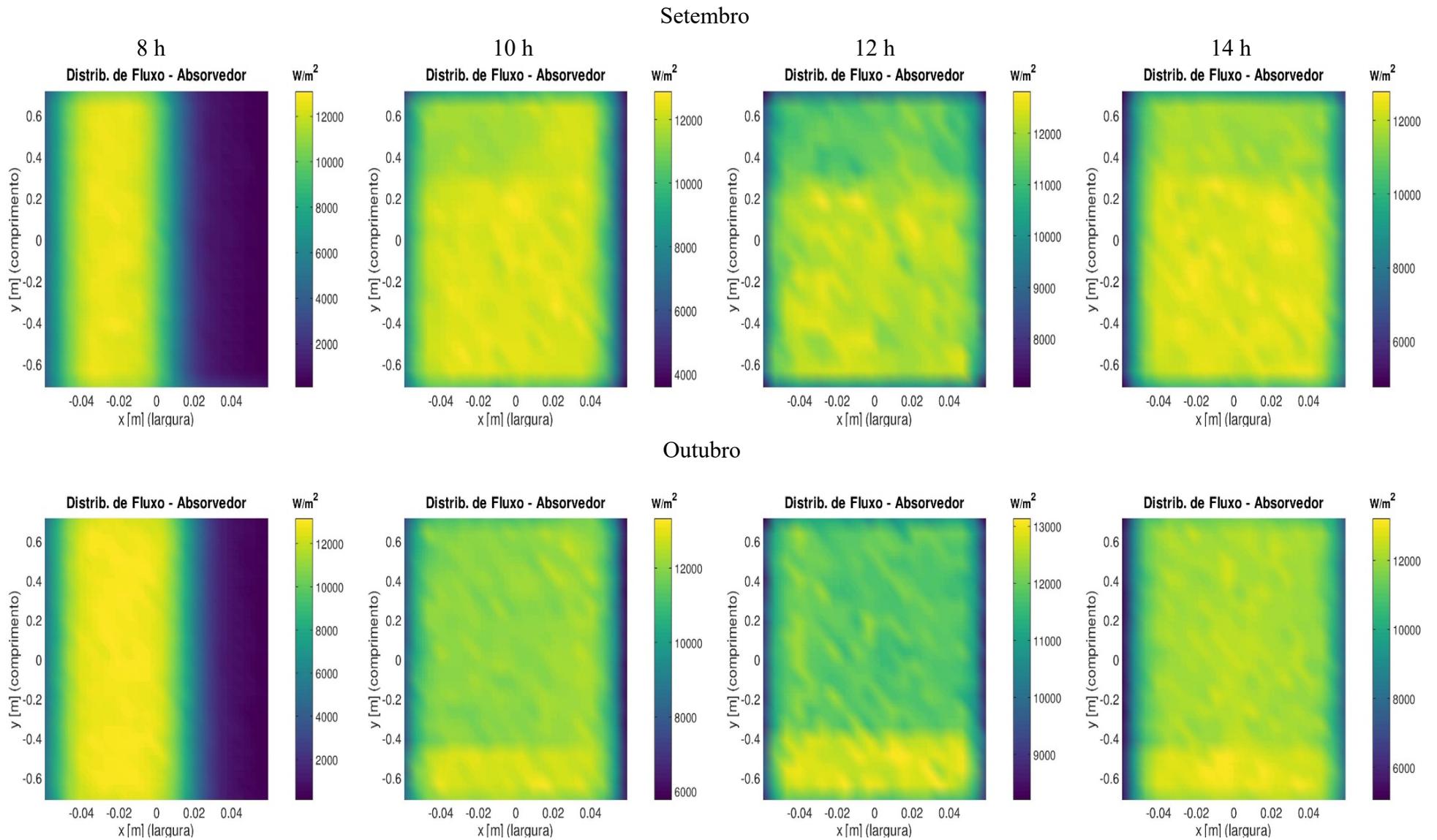


Figura 3.22: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (setembro - outubro).

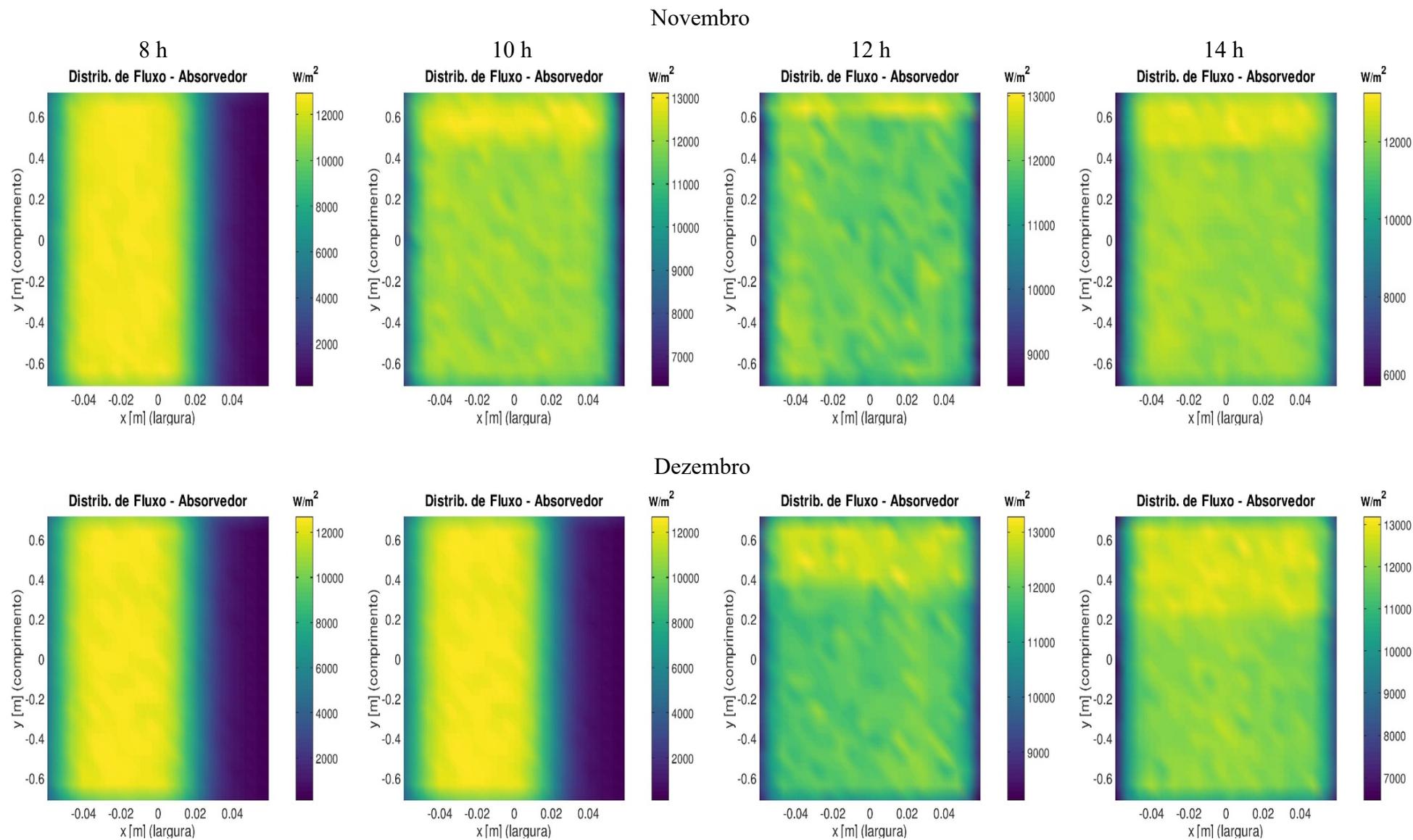


Figura 3.23: Distribuição da irradiância solar na superfície inferior do absorvedor por mês e hora (novembro - dezembro).

Nas Figuras 3.18 – 3.23 mostra-se a distribuição da irradiância na superfície do absorvedor para cada mês do ano 2019. Para representar a média de cada mês optou-se pelo dia 15 para os meses com 30 dias, o dia 16 para os dias com 31, e o dia 14 para fevereiro. O primeiro gráfico da Figura 3.23 apresenta a orientação em relação ao Norte. Os gráficos de uma mesma fileira pertencem a um mesmo mês. Cada coluna representa uma hora, começando da esquerda para direita temos 8h, 10h, 12h e 14h local. Os gráficos das horas seguintes não são colocados por apresentarem simetria com as anteriores. Com relação a estes gráficos, deve-se ressaltar sua importância como forma de evidenciar visualmente a distribuição da irradiância, permitindo detectar e antecipar problemas, que de modo experimental poderiam demandar muito tempo ou não serem percebidos de forma direta, como seria o caso de observar uma diminuição na potência fotovoltaica em determinados períodos do dia e não conseguir determinar que esta é causada pela não uniformidade da iluminação na célula.

Outro fator importante da visualização é que permite estabelecer uma coerência do índice de uniformidade, já que pode existir um mesmo índice para diferentes formas de iluminação da superfície do absorvedor. Isto pode ser observado nos gráficos de janeiro até março e de agosto até dezembro os quais apresentam uma iluminação maior em um de seus extremos, no horário de 10h até 14h onde o índice de uniformidade indica uma distribuição mais homogênea da irradiância em relação aos meses de abril até julho, mas não indica esta diferença de iluminação nos extremos. Os gráficos correspondentes ao horário de 8h evidentemente ocasionariam um decaimento acentuado no que refere à geração de energia fotovoltaica sendo que existe iluminação só na metade da superfície e, portanto, na metade de cada célula considerando que serão instaladas longitudinalmente na superfície do absorvedor. Este comportamento começa a se repetir depois das 15h dependendo do dia do ano.

Outro ponto importante desta análise é ressaltar que nos meses de janeiro até março e de setembro até dezembro nos horários com maior eficiência óptica e índice de uniformidade menor, a iluminação mais acentuada existente em um dos extremos do absorvedor deve-se ao sombreamento parcial dos espelhos centrais causado pelo próprio absorvedor. Este efeito diminui para os meses que o zênite é maior no horário entre 10h e 14h como se visualiza nos mapas de cores de abril até agosto. Estas perdas denominam-se perdas por sombreamento do absorvedor e causam limitação da corrente máxima do arranjo de células em série, impacto similar ao que geram as perdas de final de linha.

Observou-se que as perdas de final de linha são geradas por duas causas i) pelo ângulo de elevação do Sol diferente de 90° , o efeito desta causa foi atenuado significativamente introduzindo o deslocamento do absorvedor; e ii) por causa da distância focal relativa de cada espelho com relação ao absorvedor, o efeito desta diminui com o aumento da altura focal do absorvedor, e aumenta com a diminuição do ângulo de elevação do Sol. Conforme observado no trabalho de Pigozzo Filho *et al.* (2018) estas perdas serão proporcionalmente menores se aumentarmos o comprimento dos espelhos e absorvedor.

Existe uma melhoria da uniformidade da irradiância sobre a superfície do absorvedor no caso dos horários de nascer e pôr do Sol, conforme mencionado anteriormente, mas com baixa eficiência óptica. Isto é comprovado com os resultados da simulação apresentados na Figura 3.24 correspondentes ao dia 22 de setembro de 2019 às 18:04h, com um índice de uniformidade de 0,28. Na Figura 3.24 pode-se observar que existe elevada uniformidade da iluminação no meio do absorvedor (sinalizado em vermelho) com um valor de irradiância de, aproximadamente, 800 W/m^2 , também se verificou que esse baixo índice de uniformidade aumenta rapidamente com pequenos ângulos de elevação do Sol.

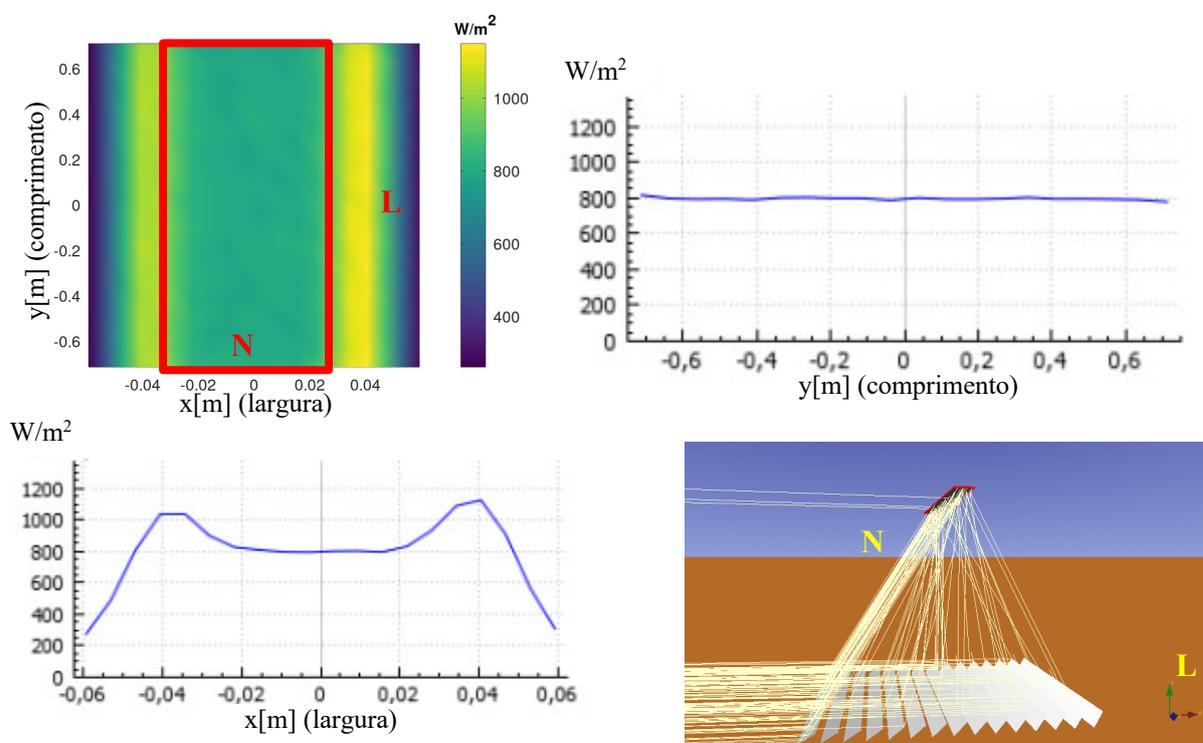


Figura 3.24: Distribuição do fluxo luminoso e simulação dos raios no dia 22 de setembro de 2019 às 18:04h.

Por último foi observado que o uso de um absorvedor plano resulta no aumento da eficiência óptica do sistema, comparado com o uso de um absorvedor tubular com envelope de vidro e refletor secundário. Isto foi verificado comparando o valor de eficiência óptica máxima obtido no presente trabalho (0,79) com o valor máximo (0,525) apresentado no trabalho de Gadioli de Sousa (2019), no qual foi utilizado o mesmo concentrador.

3.2.4 MODELO DE EFICIÊNCIA ÓPTICA E UNIFORMIDADE IMPLEMENTADO

Depois da análise realizada determina-se considerar a variação da uniformidade, portanto deve ser projetado um modelo que possibilite incluí-la dentro do modelo geral do sistema CPVT-LFR. Para isso se realizaram as seguintes considerações: a superfície do receptor considera-se totalmente coberta pelo arranjo em série de células fotovoltaicas e se divide em elementos, anteriormente chamados subáreas. A divisão foi de 4 elementos no sentido transversal (esta foi aumentada para 8 nas simulações finais) e 48 no sentido longitudinal, totalizando 192 elementos. Neste caso, para o cálculo da eficiência óptica foi utilizado o método dos modificadores do ângulo de incidência transversal (IAMT) e longitudinal (IAML) e, portanto, foi necessário criar uma estrutura que possibilite definir estes modificadores para cada elemento. A implementação foi feita em OCTAVE utilizando uma estrutura de 2x19 elementos, onde cada elemento é a matriz com dimensão igual à malha divisória do absorvedor (no caso 4x48), cada uma corresponde a uma posição do ângulo de elevação em relação ao $\widehat{AZ} = 90^\circ$ e 0° , resultando no modificador do ângulo de incidência transversal e longitudinal respectivamente. A Figura 3.25 exemplifica de forma gráfica a estrutura utilizada.

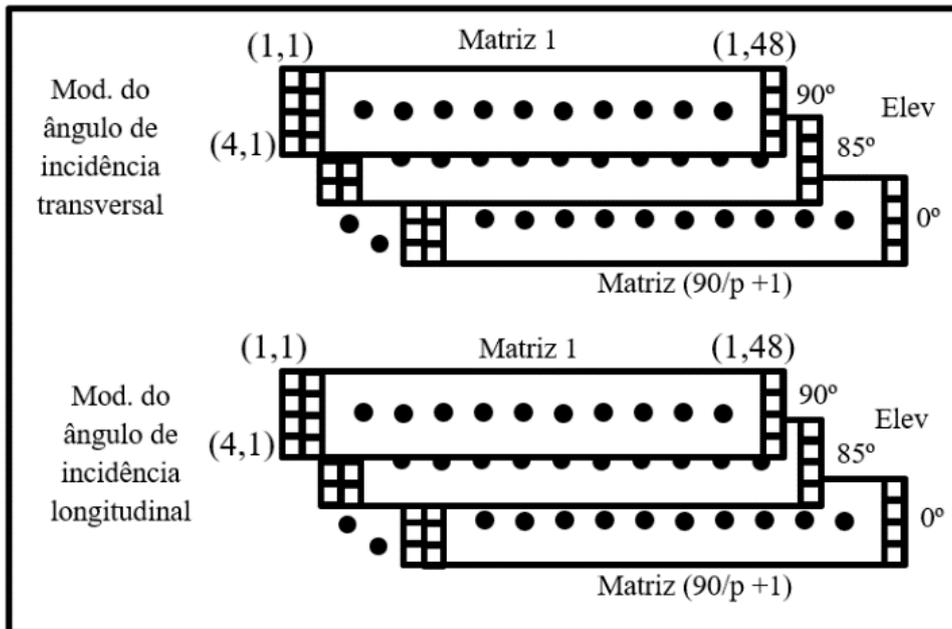


Figura 3.25: Estrutura dos modificadores do ângulo de incidência para cada subárea do absorvedor - p representa o passo do ângulo de elevação.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 3.26 representa a gráfica dos valores médios do modificador do ângulo de incidência transversal (linha azul) e longitudinal (linha vermelha) do sistema refletor linear Fresnel, sinaliza-se no gráfico a queda abrupta do modificador longitudinal, a qual se deve ao deslocamento limitado a 3 m do absorvedor.

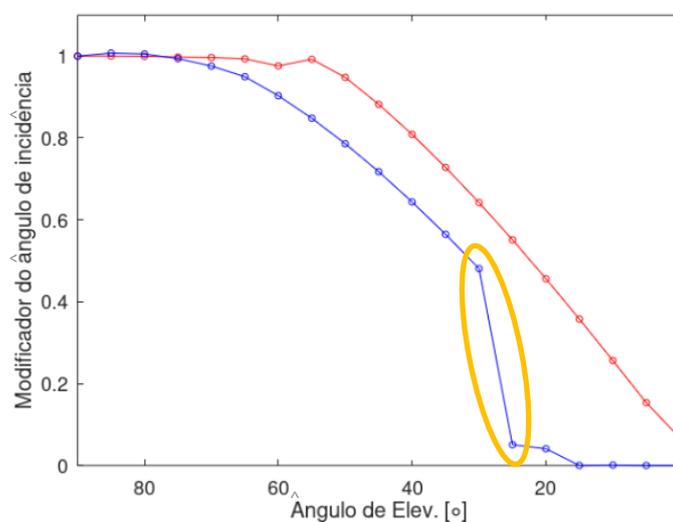


Figura 3.26: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal do sistema total.

Vale ressaltar que os modificadores para cada posição do absorvedor são obtidos por interpolação dos valores correspondentes à mesma posição nas diferentes matrizes como é exemplificado nas seguintes figuras.

A Figura 3.27 apresenta a variação dos modificadores do ângulo de incidência para a posição (1,1) da grade divisória da superfície do absorvedor. Evidenciando uma variação mais acentuada do modificador longitudinal, causada pelas perdas de final de linha, mas que são atenuadas pelo deslocamento implementado.

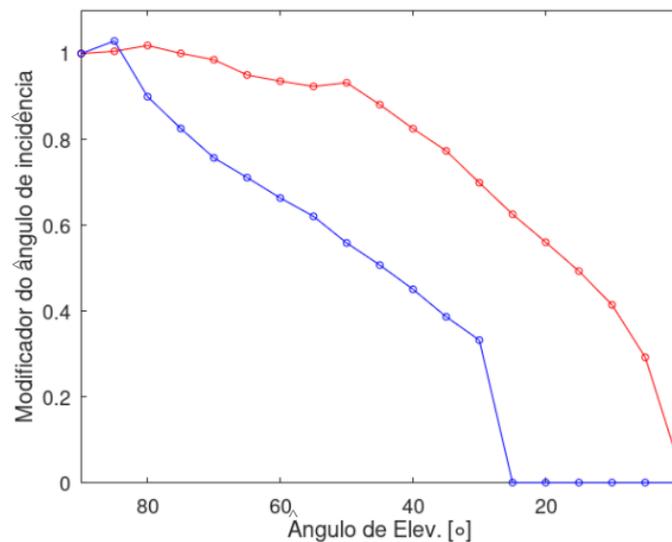


Figura 3.27: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (1, 1) do absorvedor.

A Figura 3.28 representa a variação dos modificadores de uma posição central do absorvedor, exibindo um comportamento similar à variação média do modificador longitudinal da Figura 3.26. Para o caso transversal observa-se um incremento até um ângulo de elevação do Sol de 30°, este se deve ao sombreamento ocasionado pelo próprio absorvedor sobre os espelhos em posições elevadas. O decaimento abaixo de 30° se produz por sombreamento entre os espelhos.

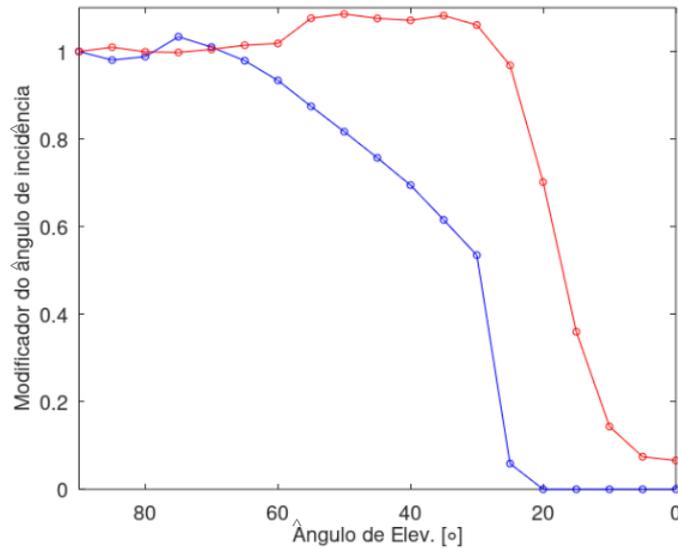


Figura 3.28: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (2, 24) do absorvedor.

Em relação à Figura 3.29 destaca-se o comportamento transversal que claramente indica um maior sombreamento entre os espelhos. Aumentam-se as perdas influenciando principalmente o lado do absorvedor que se encontra o Sol.

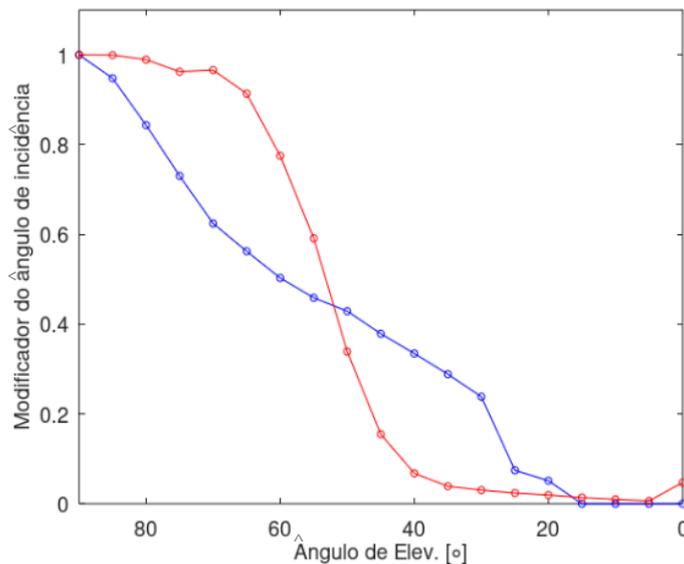


Figura 3.29: Modificadores do ângulo de incidência — Longitudinal e — Transversal referente à posição (4, 48) do absorvedor.

Assim, cada elemento ou subárea da superfície receptora do absorvedor terá suas curvas respectivas para o modificador do ângulo de incidência transversal e longitudinal,

permitindo calcular a eficiência óptica de cada um dos elementos ($\eta_{conc,i,j}$) de maneira independente conforme a Equação (3.62),

$$\eta_{conc,i,j} = \left(\eta_{conc,i,j} \Big|_{\substack{Z^{ênite} \\ \theta_T = \theta_L = 90}} \right) \cdot IAML \cdot IAMT \quad (3.62)$$

Desta forma a distribuição da irradiância sobre a superfície receptora, conseqüentemente sobre as células, encontra-se implícita na eficiência óptica resultante para cada elemento da malha divisória que for considerada. O valor da irradiância em cada elemento se obtém só com os dados de DNI, azimute e ângulo de elevação do Sol.

3.2.5 CONSIDERAÇÕES REFERENTES À ANÁLISE

Conforme o objetivo proposto de analisar a uniformidade da iluminação no absorvedor e a eficiência óptica do concentrador, para determinar a viabilidade de sua integração em um protótipo, e com base na discussão apresentada conclui-se que o mesmo pode se utilizar inicialmente para executar testes experimentais, porém estes testes deverão ser realizados preferencialmente dentro do período de 10h até 14h se estendendo até as 15h nos meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro (meses chuvosos em Brasília). Deve-se considerar o uso de células fotovoltaicas com menor largura que o absorvedor para evitar a não uniformidade nas bordas já que sempre se encontram menos iluminadas, contudo, como poderá ser observado no capítulo 4, a não uniformidade mais crítica é a que acontece no sentido longitudinal do absorvedor.

O concentrador apresenta uma elevada uniformidade de concentração da irradiância solar no período entre as 10h e 14h para todos os meses do ano, período no qual a eficiência óptica se mantém próxima do valor máximo possível segundo o dia e mês, portanto o sistema oferece condições adequadas para a geração fotovoltaica mas deverá ser estudada alguma solução possível para diminuir os efeitos das perdas de final linha na potência elétrica de saída, por causa da limitação da corrente máxima do arranjo de células conectadas em série. No capítulo 4 será analisada a implementação de diodos de desvio (*by-pass*) de forma teórica como possível solução.

3.3 MODELAGEM TÉRMICA DO SISTEMA CPVT-LFR

Esta seção apresenta o modelo térmico do sistema CPVT-LFR para finalmente integrar os três (célula fotovoltaica, uniformidade da irradiância concentrada e balanço térmico) em um único modelo que permita simular o comportamento do sistema com entradas de dados reais.

Na Figura 3.30 detalha-se o absorvedor conforme foi projetado com seus diferentes materiais, cada célula fotovoltaica foi dividida em 4 (utilizou-se corte a laser) no sentido transversal em relação ao barramento condutor (Figura 3.31), o total de células cortadas foi de 12 totalizando 48 novas células conectadas em série no absorvedor. Quando as células são cortadas a tensão se mantém constante e a corrente diminui na mesma quantidade de divisões. Isso se deve à geração de corrente ser função da área da célula (Lim *et al.*, 2018).

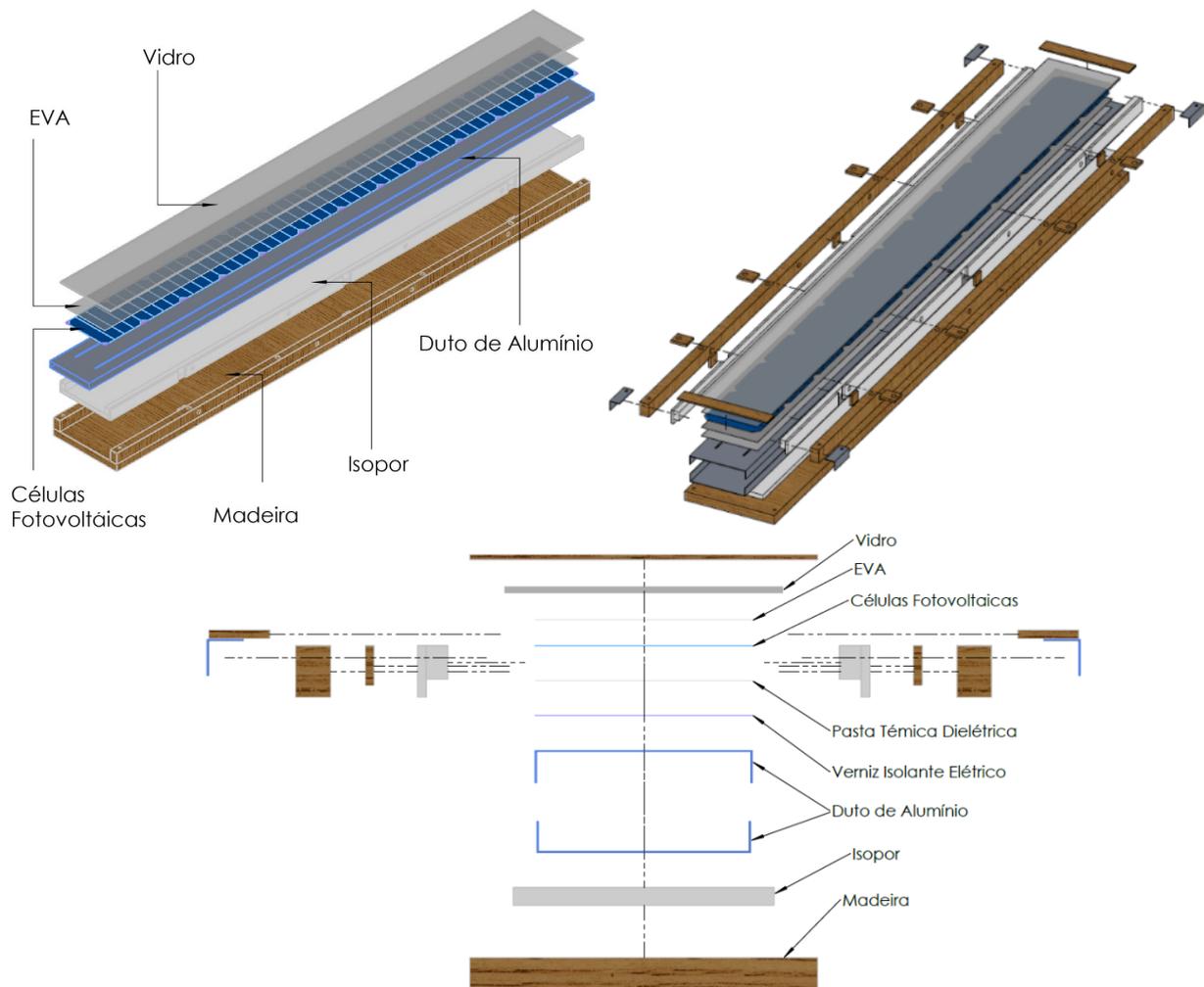


Figura 3.30: Vista explodida do absorvedor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

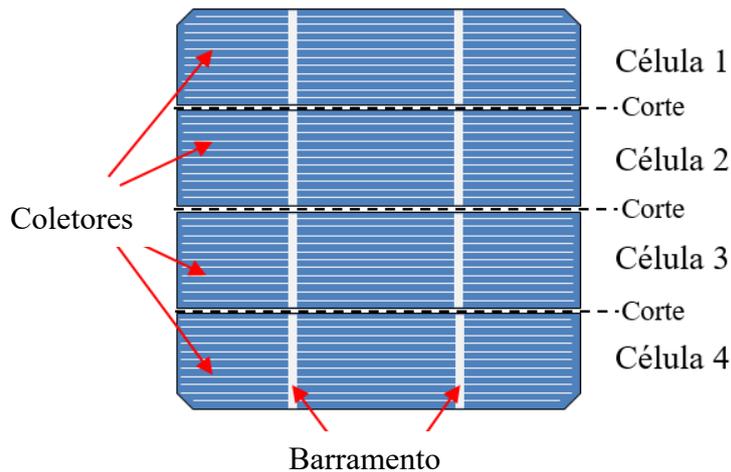


Figura 3.31: Modelo de corte das células.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 3.32 e 3.33 apresentam as diferentes temperaturas consideradas no balanço térmico do absorvedor. O modelo descrito neste trabalho se baseia no trabalho Karathanassis *et al.* (2019) e no modelo desenvolvido por Monteiro Filho (2018). A entrada de energia no sistema é calculada em função da irradiância solar normal direta (*DNI*) e da eficiência óptica do concentrador. Deve-se ressaltar que um dos problemas principais encontrados por diferentes autores conforme foi mencionado na revisão bibliográfica é conseguir uma boa transferência de calor entre as células e a placa inferior do duto, para isso se definiu a utilização de pasta térmica (*Implastec Thermal Silver*), que também proporciona aderência às células. Este tipo de pastas é amplamente utilizado na indústria de eletrônicos como interface térmica entre o componente e o dissipador, melhorando a condutividade térmica na junção de ambos. A pasta homogeneiza as superfícies preenchendo completamente as imperfeições que de outra forma seriam preenchidas com ar.

A placa inferior do duto não deve entrar em contato direto com a parte posterior da célula para evitar um curto-circuito. Apesar de que a pasta térmica possui suficiente isolamento elétrico para os valores de tensão praticados, não elimina todos os pontos de contato. Portanto, utilizou-se um verniz isolante elétrico (*Implastec Isotec Spray*) também utilizado na fabricação de eletrônicos, o qual não é considerado no balanço por ser de espessura desprezível.

Foi desenvolvido o circuito térmico equivalente do absorvedor conforme Figura 3.34 e por ser de interesse a análise do transiente térmico utilizaram-se resistências e capacitâncias térmicas.

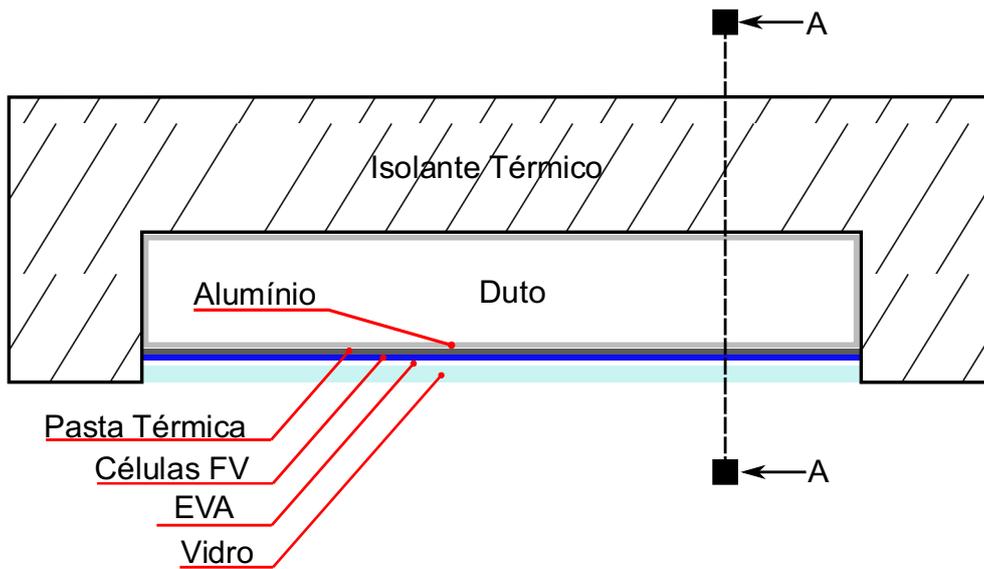


Figura 3.32: Absorvedor/receptor de Calor Retangular – Vista transversal.

Fonte: Elaborado pelo autor.

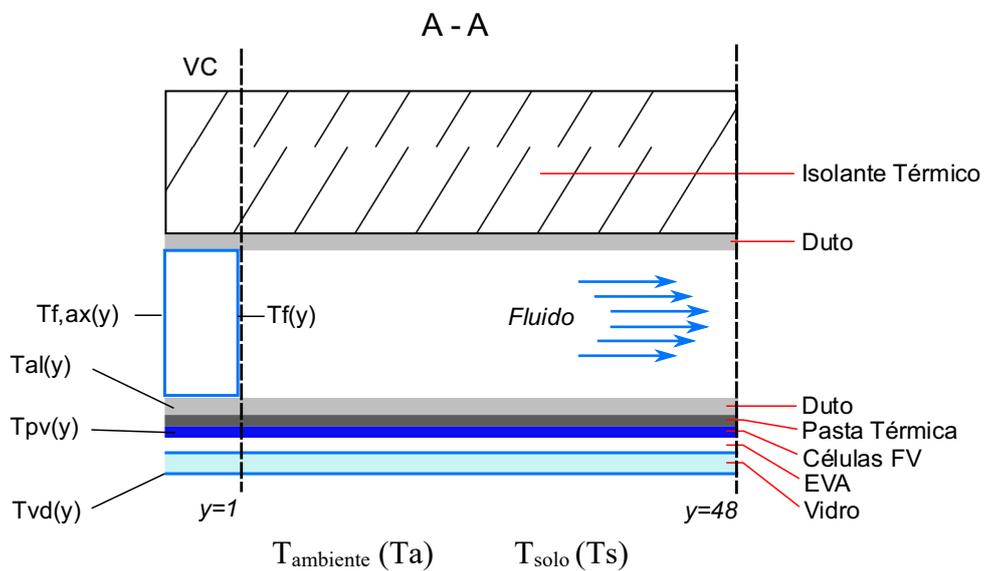


Figura 3.33: Vista do Corte A-A (longitudinal) do Absorvedor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

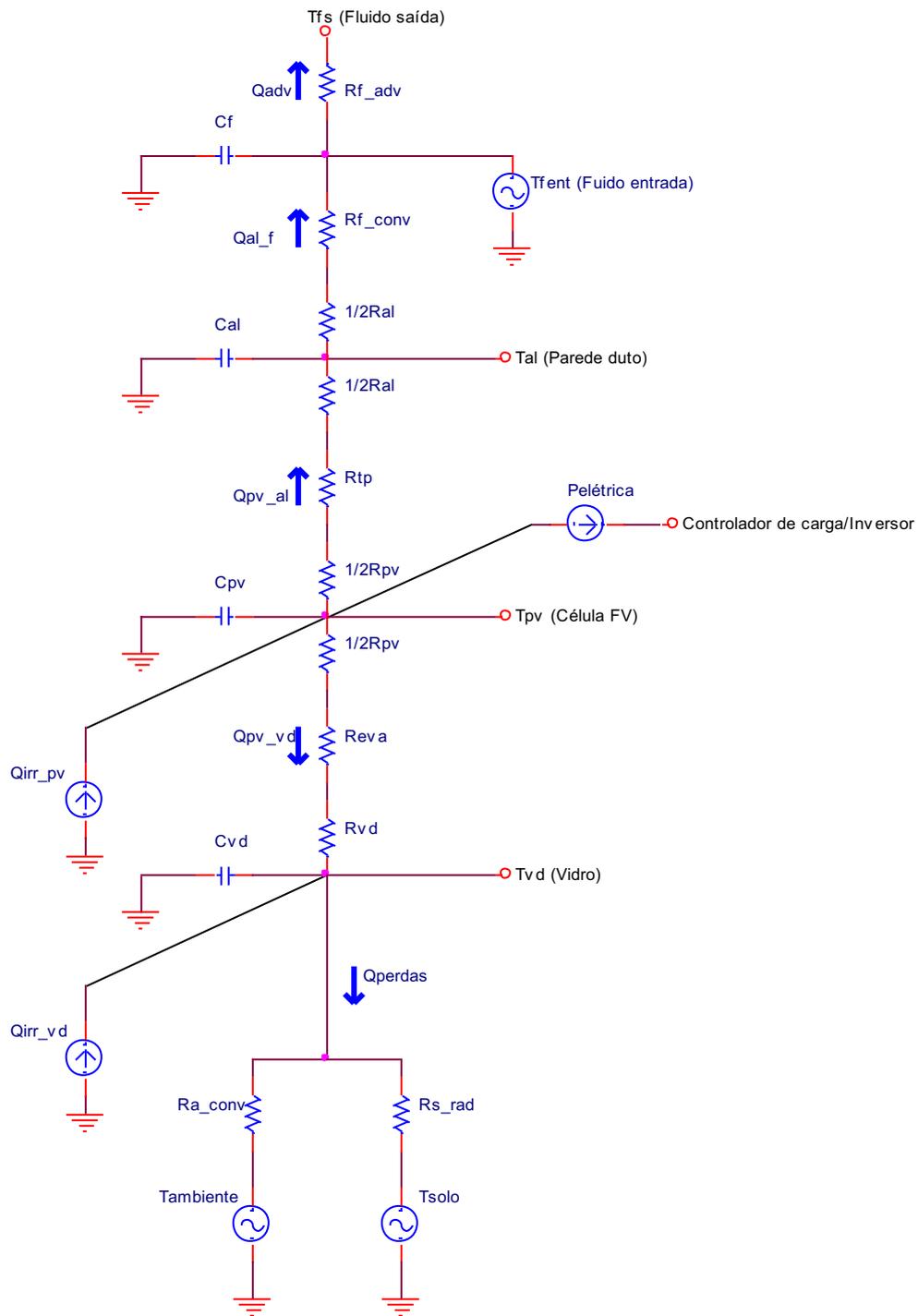


Figura 3.34: Circuito térmico equivalente RC do Absorvedor.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No modelo térmico discretiza-se o absorvedor em volumes de controle (VC) na direção longitudinal, o balanço térmico de cada volume é aproximado utilizando diferenças finitas na forma implícita, o que resulta em um sistema de equações não lineares. Este sistema de equações se resolve utilizando o método de Newton-Raphson.

Vale destacar que o balanço de energia para cada volume também foi implementado como um sistema de equações diferenciais e se utilizou o método de Runge-Kutta para resolvê-lo, mas apresentou limitações em relação ao passo de tempo (*step time*) e, portanto, escolheu-se o método de diferenças finitas na forma implícita.

Nas equações do balanço de energia se realizaram as seguintes considerações:

- a condução de calor no sentido longitudinal entre volumes de controle adjacentes não é considerada, por ser desprezível quando comparada com a da direção transversal;
- a componente advectiva no fluido é considerada somente na direção longitudinal;
- a componente de condução no fluido é desprezível em relação às trocas de calor por convecção, que ocorrem entre este e o duto do absorvedor;
- a transferência de calor por radiação térmica entre os componentes acontece somente na direção transversal;
- o EVA (Etileno Acetato de Vinila) e a pasta térmica possuem capacitância térmica muito baixa e, portanto, a inércia térmica destes se despreza;
- as temperaturas da parede de alumínio do duto e das células fotovoltaicas são calculadas na metade da espessura, no caso do vidro a temperatura é calculada na face externa por ser a que troca calor com o ambiente.
- a placa superior do duto está isolada termicamente (adiabática) e, portanto, não há troca de calor desta com o ambiente.

3.3.1 BALANÇO TÉRMICO NO VIDRO

Na Equação (3.63) apresentam-se as diferentes componentes de calor consideradas no balanço de energia do vidro,

$$M_{vd}C_{vd}\frac{T_{vd} - T_{vd,a}}{\Delta t} = \dot{Q}_{irr_vd} - \dot{Q}_{perdas} + \frac{T_{pv} - T_{vd}}{R_{vd-pv}} \quad (3.63)$$

M_{vd} [kg] é a massa do vidro relativa ao volume de controle, C_{vd} [J/kg.K] é o calor específico do vidro, Δt [s] é o passo de tempo utilizado na resolução do sistema de

equações, $T_{vd}[K]$ é a temperatura média do vidro, $T_{vd,a}[K]$ é a temperatura média do vidro no passo de tempo anterior e $T_{pv}[K]$ é a temperatura média da célula.

\dot{Q}_{irr_vd} [W], é o calor gerado no vidro pela absorção da irradiância solar concentrada conforme Equação (3.64),

$$\dot{Q}_{irr_vd} = \eta_{conc} A_{conc} DNI [\alpha_{vd} + \tau_{vd} (1 - \alpha_{pv})] \quad (3.64)$$

onde η_{conc} é a eficiência óptica do concentrador, A_{conc} [m^2] é a área efetiva ou de abertura do concentrador refletor Fresnel, DNI [W/m^2] é a irradiância normal direta, α_{vd} e α_{pv} é a absorvidade do vidro e das células respectivamente para o espectro solar, e τ_{vd} é a transmissividade do vidro para o espectro solar.

\dot{Q}_{perdas} [W], é o calor trocado entre o vidro e o ambiente exterior de acordo com a Equação (3.65),

$$\dot{Q}_{perdas} = \frac{T_{vd} - T_a}{R_{a-conv}} + \frac{T_{vd} - T_s}{R_{a-rad}} \quad (3.65)$$

onde T_a [K] é a temperatura ambiente e T_s [K] é a temperatura do solo.

R_{a-conv} [K/W] é a resistência térmica existente na transferência de calor por convecção entre a face externa do vidro e o ambiente, Equação (3.66), esta é função do coeficiente de filme ou de transferência de calor por convecção $h_{conv-ext}$ [$W/K.m^2$] dado na Equação (3.67) (Zhang *et al.*, 2019), e da área A_{vc} [m^2] que intervém na transferência de calor entre os diferentes materiais, relativa ao volume de controle.

$$R_{a-conv} = \frac{1}{A_{vc} h_{conv-ext}} \quad (3.66)$$

$$h_{conv-ext} = 2,8 + 3 u_{vento} \quad (3.67)$$

O $h_{conv-ext}$ segundo Watmuff, Charters e Proctor (1977), tem como principal diferença, em relação às outras aproximações, a exclusão da componente de radiação. Para o caso no qual a velocidade do vento u_{vento} [m/s] é nula o coeficiente corresponderá à convecção natural.

R_{s-rad} [K/W] é a resistência térmica existente na transferência de calor por radiação entre a face externa do vidro e o solo (e estrutura do concentrador), sendo função

da constante de Stefan-Boltzmann $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ [W/K}^4 \cdot \text{m}^2]$ e da emissividade do vidro (espectro infravermelho) ε_{vd} ,

$$R_{s-rad} = \frac{1}{A_{vc} h_{rad-s}} \quad (3.68)$$

$$h_{rad-s} = \sigma \varepsilon_{vd} (T_{vd}^2 + T_s^2) (T_{vd} + T_s) \quad (3.69)$$

$R_{vd-pv} \text{ [K/W]}$ é a resistência térmica existente na transferência de calor por condução térmica entre o vidro e a célula; δ_{vd} , δ_{eva} e $\delta_{pv} \text{ [m]}$ são as espessuras do vidro, EVA e células fotovoltaicas respectivamente; k_{vd} , k_{eva} e $k_{pv} \text{ [W/K.m]}$ são as condutividades térmicas correspondentes a cada material,

$$R_{vd-pv} = \frac{1}{A_{vc}} \left(\frac{\delta_{vd}}{k_{vd}} + \frac{\delta_{eva}}{k_{eva}} + \frac{\delta_{pv}}{2k_{pv}} \right) \quad (3.70)$$

3.3.2 BALANÇO TÉRMICO NAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Na Equação (3.71) são apresentadas as diferentes componentes de calor consideradas no balanço de energia das células,

$$M_{pv} C_{pv} \frac{T_{pv} - T_{pv,a}}{\Delta t} = \dot{Q}_{irr-pv} - P_{ele} - \frac{T_{pv} - T_{vd}}{R_{gl-pv}} - \frac{T_{pv} - T_{al}}{R_{pv-al}} \quad (3.71)$$

$M_{vd} \text{ [kg]}$ é a massa das células relativa ao volume de controle, $C_{vd} \text{ [J/kg.K]}$ é o calor específico das células, $T_{pv,a} \text{ [K]}$ é a temperatura média da célula no passo de tempo anterior, $T_{al} \text{ [K]}$ é a temperatura média da parede inferior do duto.

$\dot{Q}_{irr-pv} \text{ [W]}$, é o calor gerado nas células fotovoltaicas pela irradiância solar concentrada dado pela Equação (3.72),

$$\dot{Q}_{irr-pv} = \eta_{conc} A_{conc} DNI \tau_{vd} \alpha_{pv} \quad (3.72)$$

$R_{pv-al} \text{ [K/W]}$ é a resistência térmica entre as células e a parede do duto sendo utilizada pasta térmica entre elas; δ_{pt} e $\delta_{al} \text{ [m]}$ são as espessuras da pasta térmica e da

parede do duto respectivamente; k_{pt} e k_{al} [$W/K.m$] são as condutividades térmicas dos respectivos materiais,

$$R_{pv-al} = \frac{1}{A_{vc}} \left(\frac{\delta_{pv}}{2k_{pv}} + \frac{\delta_{pt}}{k_{pt}} + \frac{\delta_{al}}{2k_{al}} \right) \quad (3.73)$$

$P_{ele}[W]$ é a potência elétrica gerada pelas células fotovoltaicas. Na seção 3.1.4 foram obtidas as equações para a tensão $V_{mpp}(G, T_{cel})[V]$ e corrente $I_{mpp}(G, T_{cel})[A]$ nos pontos de máxima potência da célula fotovoltaica, e no capítulo 4 apresentam-se detalhes da implementação do modelo da célula fotovoltaica para o caso da distribuição não uniforme da irradiância incidente sobre o absorvedor.

$$P_{ele} = V_{mpp} I_{mpp} \quad (3.74)$$

3.3.3 BALANÇO TÉRMICO NA FACE INFERIOR DO DUTO

A Equação (3.75) apresenta as componentes de calor consideradas no balanço de energia na face inferior do duto do receptor,

$$M_{al} C_{al} \frac{T_{al} - T_{al,a}}{\Delta t} = \frac{T_{pv} - T_{al}}{R_{pv-al}} - \frac{T_{al} - T_f}{R_{al-f}} \quad (3.75)$$

$M_{al}[kg]$ é a massa da parede do duto relativa ao volume de controle, $C_{al}[J/kg.K]$ é o calor específico do alumínio, $T_{al,a}[K]$ é a temperatura média da face inferior do duto no passo de tempo anterior, $T_f[K]$ é a temperatura do fluido na face do volume de controle conforme representada na Figura 3.33.

$R_{al-f}[K/W]$ é a resistência térmica entre a placa inferior do duto e o fluido na transferência de calor, a mesma tem uma componente de condução e convecção,

$$R_{al-f} = \frac{R_{al}}{2} + R_{conv-int} \quad (3.76)$$

$$R_{al} = \frac{\delta_{al}}{A_{vc} k_{al}} \quad (3.77)$$

$R_{conv-int}$ [K/W] é a resistência térmica da componente de convecção e depende do coeficiente h_{int} [W/K.m²] de acordo com as Equações (3.78) e (3.79),

$$R_{conv-int} = \frac{1}{A_{vc} h_{int}} \quad (3.78)$$

$$h_{int} = \frac{Nu k_f}{D_h} \quad (3.79)$$

k_f [W/mK] é a condutividade térmica do fluido, D_h [m] é o diâmetro hidráulico do duto o qual é calculado conforme a Equação (3.80), e Nu é o número de Nusselt.

$$D_h = \frac{4 \text{ Área interna duto}}{\text{perímetro interno duto}} = \frac{2 L_d H_d}{L_d + H_d} \quad (3.80)$$

onde L_d [m] e H_d [m] são a largura e altura internas do duto respectivamente.

O número adimensional de Nusselt representa a razão entre a transferência de calor através de uma capa de fluido por causa da convecção e a condução através da mesma capa de fluido (Çengel, 2007, p. 358). O Nu depende do tipo de escoamento, da geometria do duto e dos números adimensionais de Reynolds (Re) e Prandtl (Pr) para o caso da convecção forçada. Conforme Baljit, *et al.* (2017) escoamento do tipo laminar ocorre para $Re < 2300$, de transição para $2300 \leq Re \leq 6000$, e escoamento turbulento acontece para $Re > 6000$. Pode ser determinado conforme a Equação (3.82), onde u_f [m/s] é a velocidade de escoamento do fluido, ν_f [m²/s] é a viscosidade cinemática ou difusividade do movimento, ρ_f [kg/m³] é a massa específica, e μ_f [kg/m.s] é a viscosidade dinâmica.

$$Re = \frac{\text{Força de inércia}}{\text{Forças viscosas}} = \frac{u_f D_h}{\nu_f} = \frac{\rho_f u_f D_h}{\mu_f} \quad (3.81)$$

O número de Prandtl é uma relação adimensional que permite descrever a espessura relativa das camadas limite de velocidade e temperatura,

$$Pr = \frac{\text{Difusão de quantidade de movimento}}{\text{Difusão de quantidade de calor}} = \frac{\nu_f}{\alpha_f} = \frac{\mu_f C_f}{k_f} \quad (3.82)$$

$\alpha_f [m^2/s]$ é a difusividade do calor e $C_f [J/kg.K]$ é o calor específico do fluido.

Para determinar o número de Nusselt para o fluido com escoamento turbulento dentro do duto se utiliza a Equação (3.83) desenvolvida por Malik e Buelow (1976a, 1976b) para um escoamento turbulento totalmente desenvolvido em um duto de placas paralelas considerando uma das placas adiabática enquanto a outra transfere calor para o ar que flui no duto, conforme apresenta-se na Figura 3.35.

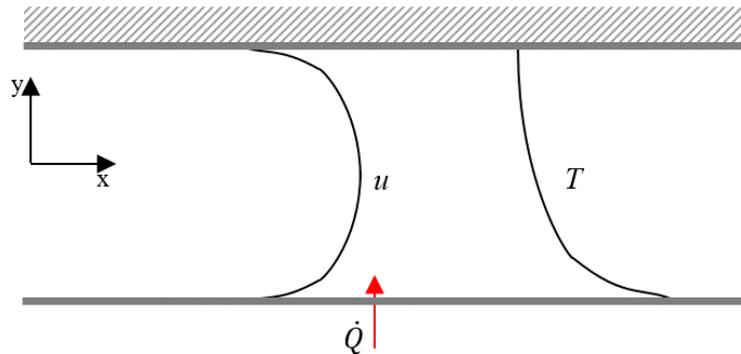


Figura 3.35: Escoamento turbulento em um duto com fluxo de calor assimétrico (modificado).

Fonte: Malik e Buelow (1976a).

$$Nu = \frac{0,0192 Re^{3/4} Pr}{1 + 1,22 Re^{-1/8} (Pr - 2)} \quad (3.83)$$

Para o caso com escoamento de transição e laminar utilizam-se as Equações (3.84) e (3.85) respectivamente,

$$Nu = 0,116 \left(Re^{\frac{2}{3}} - 125 \right) Pr^{\frac{1}{3}} \left[1 + \left(\frac{D_h}{L} \right)^{\frac{2}{3}} \right] \left(\frac{\mu_f}{\mu_{f,d}} \right)^n \quad (3.84)$$

Na Equação (3.84) o termo $L [m]$ é o comprimento do absorvedor, e o termo $\left(\mu_f / \mu_{f,d} \right)^n$ é um fator de correção do número de Nusselt para os líquidos (Kays, e Crawford, 1993, p. 358) onde μ_f é calculado à temperatura média do fluido, $\mu_{f,d}$ é calculado à temperatura da parede do duto e n é função da geometria e do tipo de escoamento sendo seu valor 0,14 para um escoamento de transição com água como fluido (Baljit, *et al.*, 2017 e Benjan e Kraus., 2003, p. 830).

$$Nu = \frac{5,385}{1 - 0,346(\dot{Q}_1/\dot{Q}_2)} \quad (3.85)$$

Na Equação (3.85) (Kays e Crawford 1993, p. 123) $\dot{Q}_1[W]$ é a quantidade de calor trocada na placa superior do duto, para este trabalho é zero; e $\dot{Q}_2[W]$ é a quantidade de calor absorvida na placa inferior, coincidindo com o valor de $Nu = 5,385$ (Bejan e Kraus, 2003, p. 403 e Zhao, 2010) para dutos com uma das placas isoladas e escoamento laminar.

3.3.4 BALANÇO TÉRMICO NO FLUIDO

As diferentes componentes de calor consideradas no balanço de energia do fluido são apresentadas na Equação (3.86),

$$M_f C_f \frac{T_f - T_{f,a}}{\Delta t} = \frac{T_{pv} - T_{al}}{R_{al-f}} - \dot{m}_f C_f (T_f - T_{f,ax}) \quad (3.86)$$

$M_f[kg]$ é a massa do fluido relativa ao volume de controle, $T_{f,a}[K]$ é a temperatura do fluido no passo de tempo anterior, $T_{f,ax}[K]$ é a temperatura do fluido do volume de controle anterior, e $\dot{m}_f[kg/s]$ é a vazão mássica do fluido.

Para realizar as simulações do sistema foi considerado o uso de ar e de água como fluido refrigerante e todas as propriedades físicas destes dependentes da temperatura anteriormente citadas foram aproximadas com funções polinomiais de segunda ordem. Na Figura 3.36 apresenta-se um fluxograma do modelo térmico do absorvedor e na Figura 3.37 visualiza-se o fluxograma referente ao modelo completo do sistema CPVT-LFR. O fluxograma do modelo térmico do absorvedor corresponde ao bloco hexagonal do fluxograma do modelo completo.

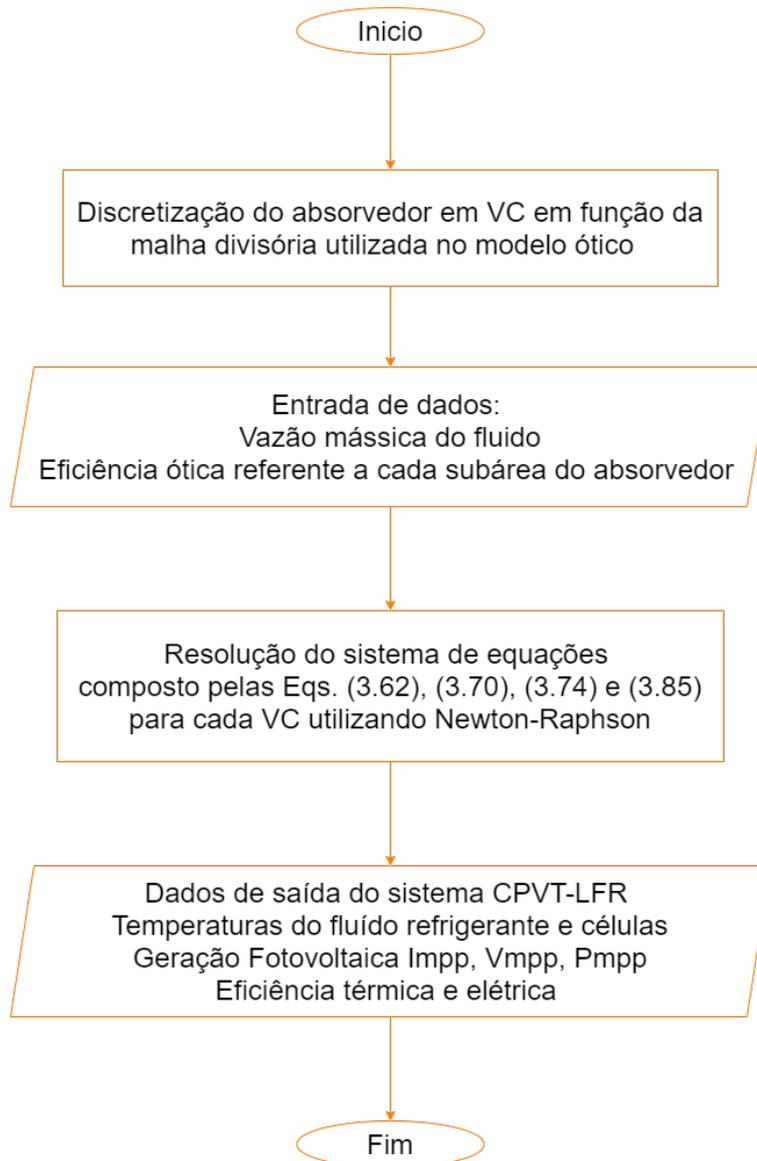


Figura 3.36: Fluxograma do Modelo Térmico do Sistema CPVT-LFR.

Fonte: Elaborado pelo autor.

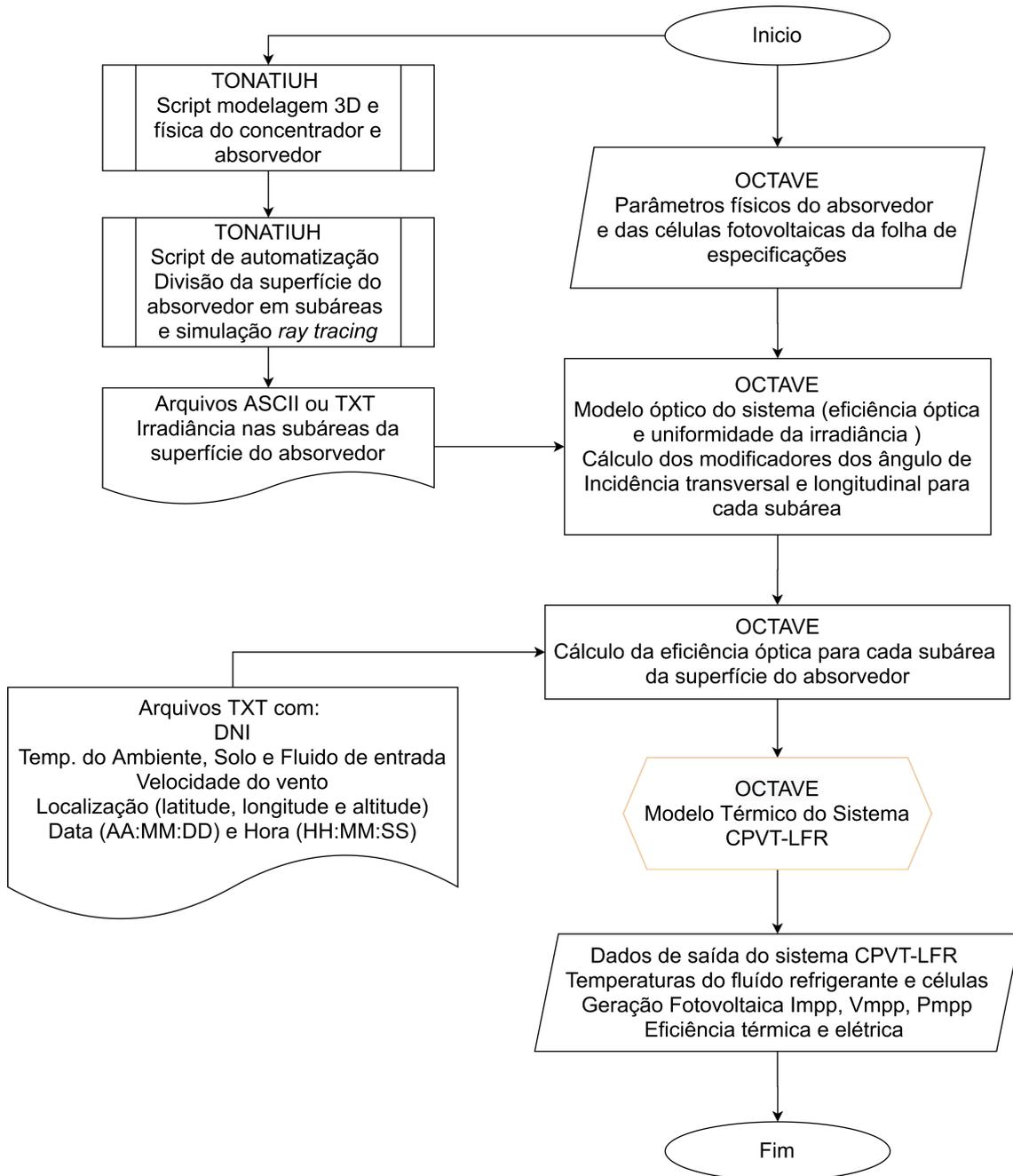


Figura 3.37: Fluxograma do Modelo Completo do Sistema CPVT-LFR.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS DO MODELO

O modelo teórico final do sistema CPVT-LFR foi desenvolvido considerando a inércia térmica do absorvedor e, portanto, permite realizar uma análise do transiente térmico. Conforme Bilbao e Sproul (2015) modelos que consideram o comportamento transitório são necessários para conseguir comparações com modelos experimentais quando as amostragens dos dados são realizadas a cada minuto ou em intervalos de segundos. Os autores também enfatizam a importância do transiente para o aprimoramento de sistemas PVT, assim como para o desenho e otimização de novos sistemas e técnicas de controle em malha fechada para, por exemplo, controlar a vazão mássica do fluido refrigerante com o intuito de se obter uma temperatura desejada de saída, ou se reduzir a temperatura das células.

A constante de tempo (τ) para o transiente térmico do sistema é determinada calculando o tempo necessário para que o sistema, em regime permanente a uma determinada temperatura, atinja 63,2% da temperatura final do novo regime permanente adquirido quando é exposto a uma variação na temperatura do fluido de entrada ou da irradiância solar que incide no absorvedor.

Tabela 4.1: Características geométricas e físicas do CPVT-LFR

Área de abertura do concentrador	2,767 m ²	Condutividade térmica vidro	1,4 W/m.K
Largura do absorvedor	0,125 m	Condutividade térmica células	148 W/m.K
Comprimento do absorvedor	1,5 m	Condutividade térmica EVA	0,35 W/m.K
Altura do absorvedor	13 mm	Condutividade térmica pasta	1,2 W/m.K
Número de células fotovoltaicas	48	Densidade alumínio	2697 kg/m ³
Espessura células fotovoltaicas	170 μ m	Densidade células	2330 kg/m ³
Espessura vidro	3 mm	Densidade vidro	2230 kg/m ³
Espessura EVA (Etileno Acetato de Vinila)	0,5 mm	Calor específico alumínio	900 J/kg.K
Espessura alumínio do absorvedor	1 mm	Calor específico células	712 J/kg.K
Espessura pasta térmica	0,6 mm	Calor específico vidro	830J/kg.K
Emissividade vidro (espectro térmico)	0,9	Intervalo de tempo	10/5 s
Absortividade células (espectro solar)	0,92	Vazão mássica	0,01-0,1 kg/s
Transmissividade vidro + EVA (espectro solar)	0,82	Elementos longitudinais	48
Absortividade vidro + EVA (espectro solar)	0,18	Elementos transversais	1/4/8

Na Tabela 4.1 apresentam-se os parâmetros geométricos e físicos utilizados na simulação do modelo numérico do sistema, a qual foi realizada inicialmente considerando a irradiância solar direta constante com um valor de 800W/m^2 , distribuição uniforme da irradiância concentrada sobre o absorvedor (elementos transversais = 1), eficiência óptica do concentrador de 0,7, velocidade do vento de 1 m/s, temperatura ambiente de $25\text{ }^\circ\text{C}$ e temperatura do solo de $45\text{ }^\circ\text{C}$.

Na Figura 4.1 mostram-se os resultados da simulação realizada para determinar o $\tau[\text{s}]$ do sistema para diferentes vazões mássicas do fluido, para o caso do ar $\dot{m}_f = 0,01/0,05/0,1\text{ kg/s}$, sendo o valor do número de Reynolds entre 3970 e 2994 aproximadamente, para a menor vazão pode-se considerar que o escoamento é turbulento para todas as vazões definidas para o caso do ar ($0,1\text{ kg/s}$ de vazão requer uma velocidade de escoamento entre 5m/s e 7,5m/s para uma variação da temperatura do fluido entre $20\text{ }^\circ\text{C}$ e $160\text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente).

Inicialmente, o sistema se encontra em equilíbrio térmico com o ambiente, no tempo $t_0 = 0\text{ s}$ aplica-se um $DNI = 800\text{ W/m}^2$ e verifica-se o tempo necessário para o fluido de saída atingir 63,2% do valor final da temperatura para o novo estado de equilíbrio térmico. Após alcançar o novo estado de equilíbrio aplica-se um salto térmico de $25\text{ }^\circ\text{C}$ no fluido de entrada, e verifica-se novamente o tempo do transiente, observando-se que o τ diminui com o aumento da vazão mássica. Os valores obtidos para as vazões indicadas foram 175/90/65 segundos aproximadamente, a exatidão destes varia conforme o passo de tempo escolhido para realizar a simulação, que no caso foi de 5 segundos. Pode-se observar nos gráficos que para o caso de menor vazão, quando a temperatura do fluido de entrada ($T_{f,1}$) aumenta, a variação da temperatura das células ($T_{pv,1}$ e $T_{pv,48}$) é a menor das três, por causa do coeficiente convectivo do fluido ser menor, reduzindo a transferência de calor no sentido fluido células e vice-versa. Os valores de τ utilizando água como fluido de refrigeração para as vazões mássicas $0,01/0,05/0,1\text{ kg/s}$ e escoamento laminar foram de 210/80/65 segundos. Para o caso da água o número de Reynolds varia entre 603 e 1840 para a maior vazão ($0,1\text{ kg/s}$) com uma variação da temperatura do fluido entre $20\text{ }^\circ\text{C}$ e $70\text{ }^\circ\text{C}$, portanto, sempre se considerará escoamento laminar para as análises utilizando água como fluido.

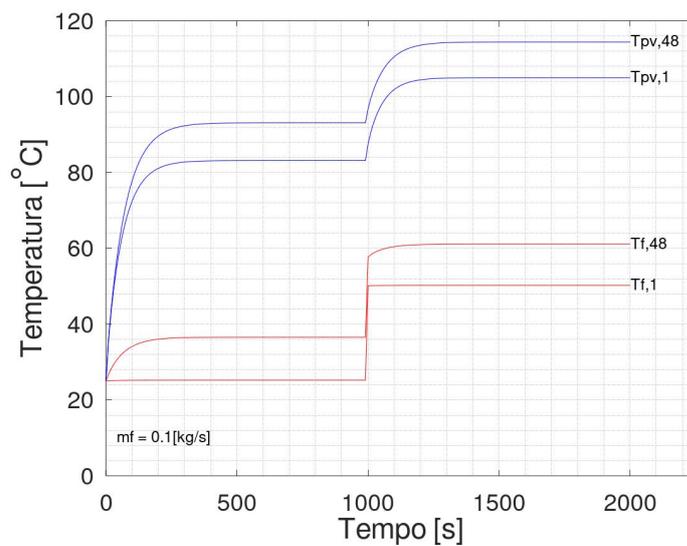
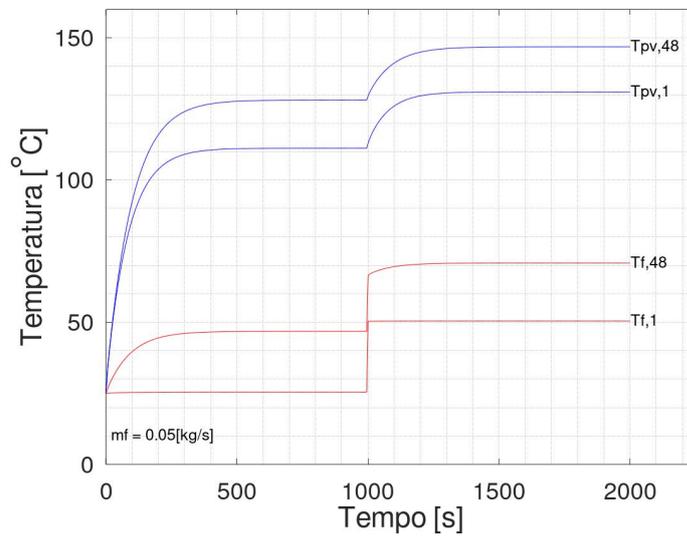
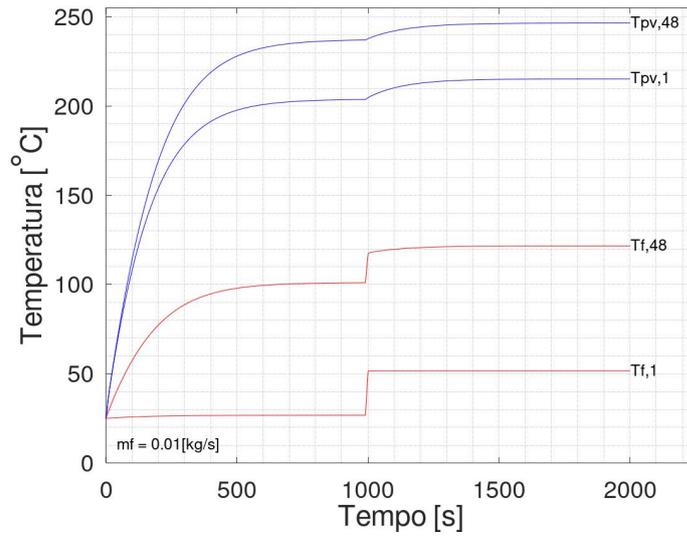


Figura 4.1: Variação da temperatura do fluido de entrada em 25 °C. $T_{f,1}$ e $T_{f,48}$ temperaturas de entrada e saída do fluido. $T_{pv,1}$ e $T_{pv,48}$ temperaturas das células.

A seguir, são apresentados graficamente os resultados das simulações realizadas com os parâmetros indicados anteriormente para o sistema CPVT-LFR utilizando ar e água como fluido refrigerante. Para o uso do ar o escoamento é turbulento e para água é laminar. A Figura 4.2 apresenta a variação da temperatura da última célula do lado da saída do fluido ($T_{pv,48}$) e a variação da temperatura no fluido de saída ($T_{f,48}$) para o caso do ar (esquerda) e da água (direita). Pode-se observar que para o caso do ar com uma vazão mássica de 0,1 kg/s, equivalente a uma velocidade de escoamento do fluido de, aproximadamente, 54,6 m/s, a temperatura da célula é 93,09 °C sendo um valor aceitável para o funcionamento, sobre concentração solar, das células de silício monocristalino desenhadas para operar sem concentração, mas seria necessário um gasto de potência elevada para alcançar essa vazão; no caso do uso da água como fluido o sistema poderia funcionar a menos de 100 °C com a vazão mínima utilizada de 0,01 kg/s equivalente a uma velocidade de escoamento de 0,0062 m/s que poderia ser facilmente conseguida por gravidade.

A Figura 4.3 expõe a distribuição da temperatura no sentido longitudinal do absorvedor e, portanto, de cada uma das 48 células, observando-se as maiores diferenças entre as células 1 e 48 para as vazões menores para ambos fluidos. Vale destacar que esta diferença de temperaturas entre as células foi prevista e por isso foi escolhida a ligação em série entre elas, já que teremos uma diminuição da tensão de cada célula na direção do escoamento e um leve aumento da corrente, consequentemente sendo a corrente do arranjo de 48 células limitado à corrente gerada pela primeira célula (válido para iluminação uniforme). Um arranjo em paralelo para este sistema não poderia ser considerado por causa das diferenças de tensões entre as células. Outra vantagem do arranjo em série é a possibilidade do uso de controladores de carga convencionais 12/24V para a realização dos testes referentes à potência elétrica, assim como a vantagem de trabalhar com maior tensão e menor corrente de saída.

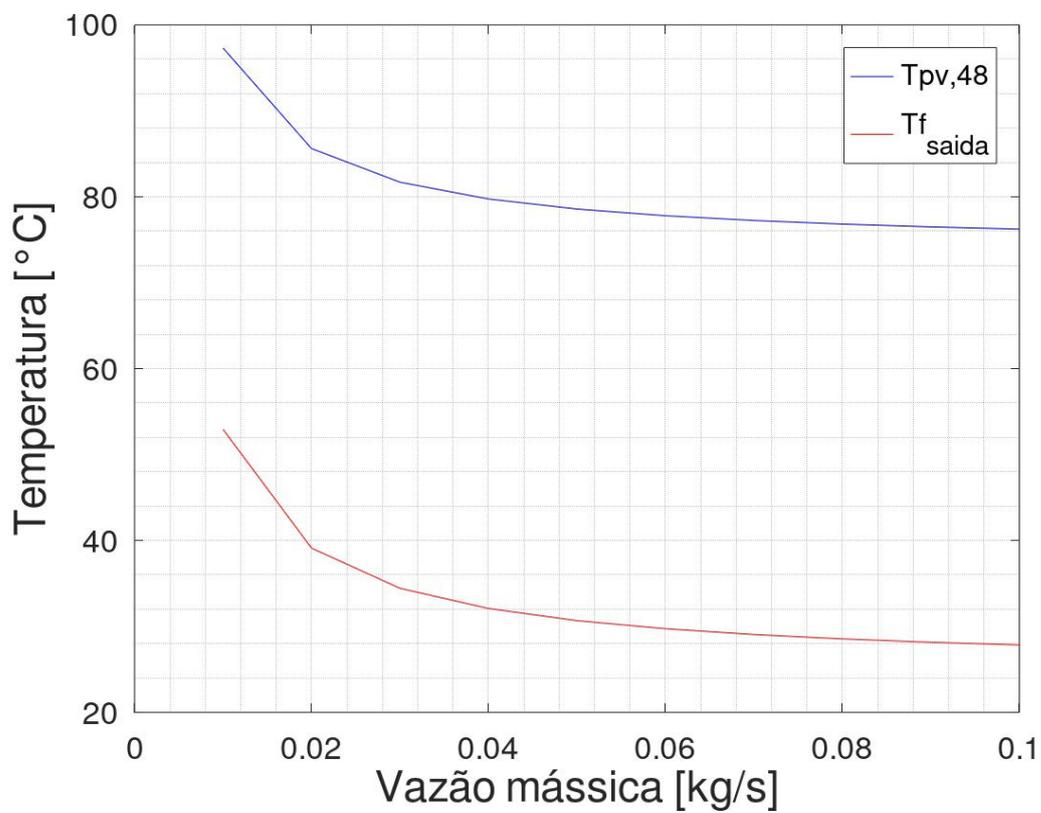
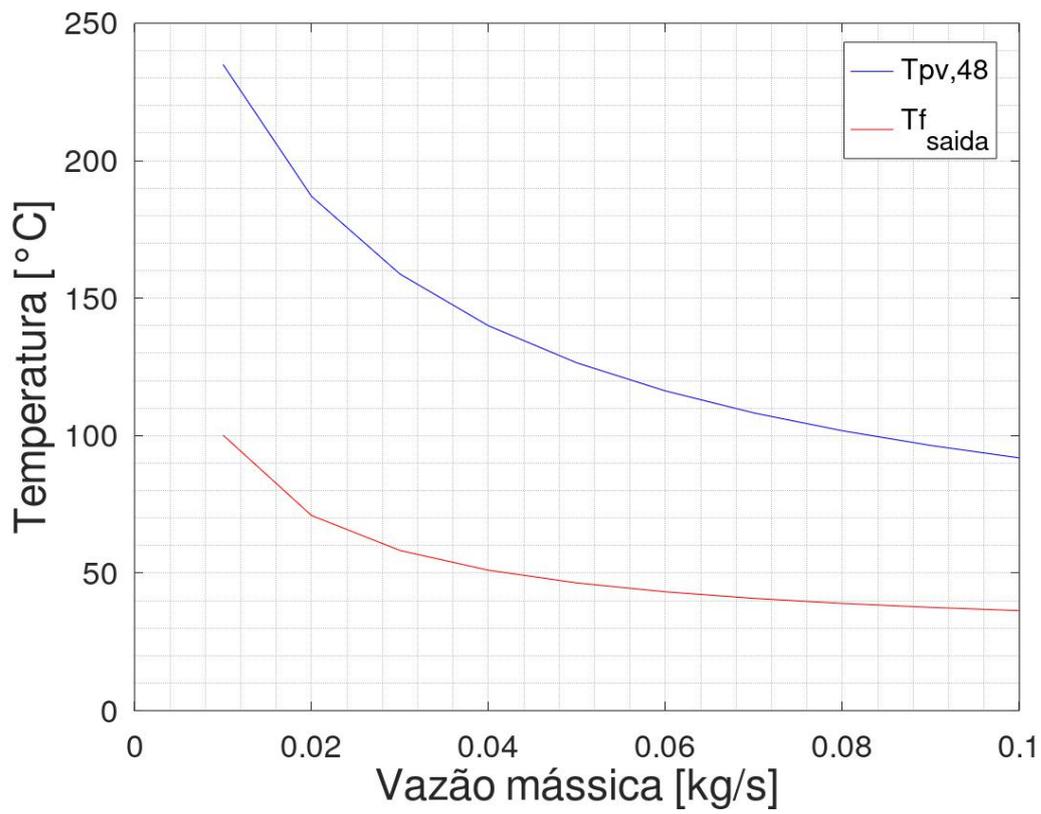


Figura 4.2: Temperaturas na saída x vazão de ar (acima) e água (abaixo).

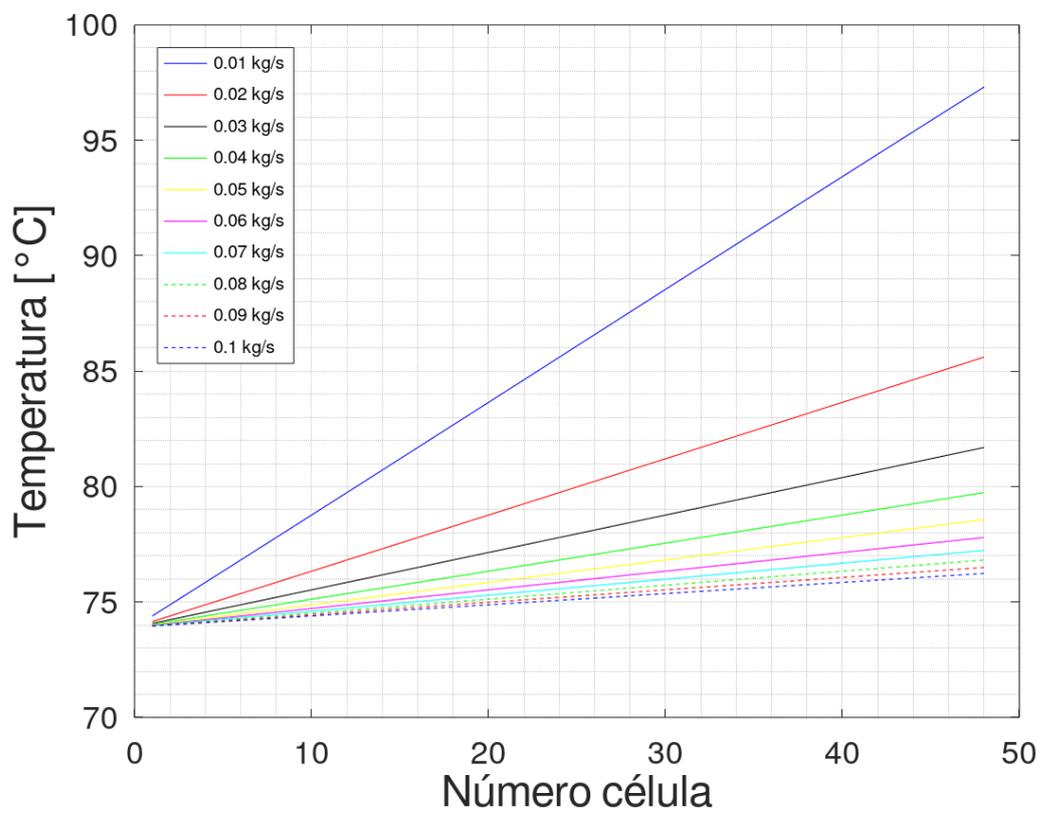
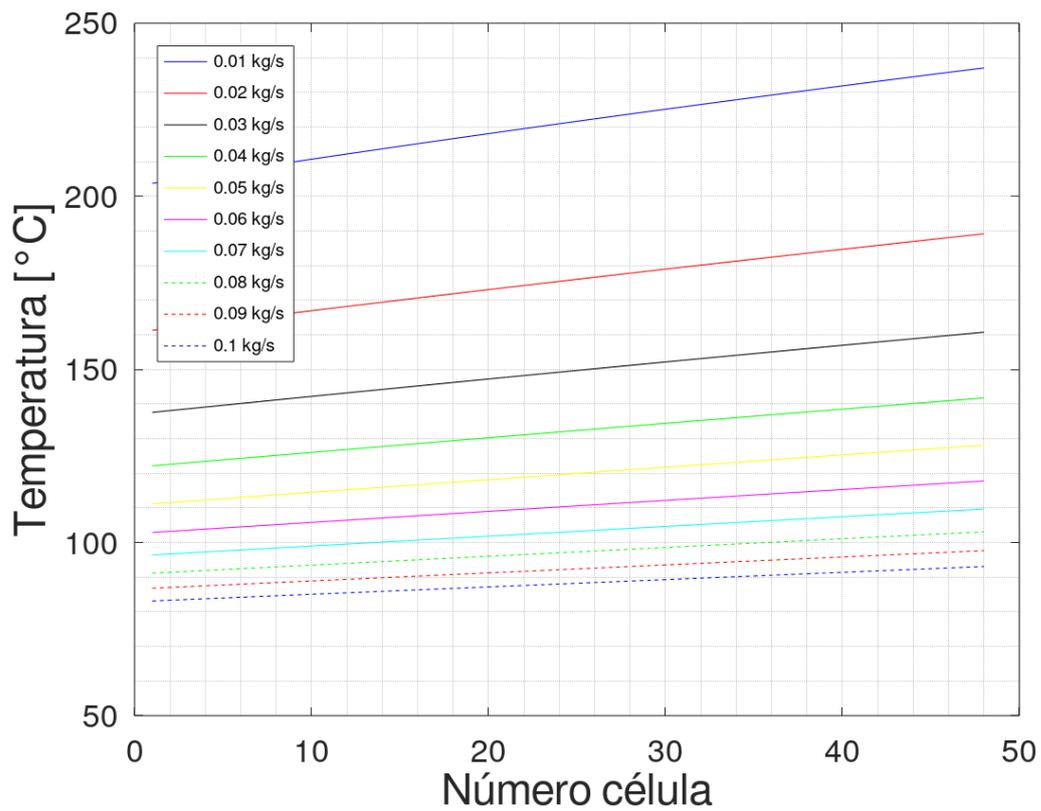


Figura 4.3: Variação da temperatura nas células para diferentes vazões de ar (acima) e água (abaixo).

Para determinar a eficiência térmica e elétrica do absorvedor e do sistema utilizaram-se as Equações (4.1), (4.2), (4.3) e (4.4) onde $T_{f,1}$ é a temperatura de entrada do fluido e $T_{f,48}$ a temperatura de saída,

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{\overbrace{\dot{m}_f C_f (T_{f,48} - T_{f,1})}^{\text{Potência térmica}}}{\eta_{\text{conc}} \text{DNI } A_{\text{conc}}} \quad (\text{Absorvedor}) \quad (4.1)$$

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{\overbrace{\dot{m}_f C_f (T_{f,48} - T_{f,1})}^{\text{Potência térmica}}}{\text{DNI } A_{\text{conc}}} \quad (\text{Sistema CPVT} - \text{LFR}) \quad (4.2)$$

$$\eta_{\text{elétrico}} = \frac{\text{Potência elétrica}}{\eta_{\text{conc}} \text{DNI } A_{\text{conc}}} \quad (\text{Absorvedor}) \quad (4.3)$$

$$\eta_{\text{elétrico}} = \frac{\text{Potência elétrica}}{\text{DNI } A_{\text{conc}}} \quad (\text{Sistema CPVT} - \text{LFR}) \quad (4.4)$$

e os resultados para o ar e a água são apresentados na Figura 4.4 a qual mostra que para o caso do ar a eficiência aumenta com o aumento da vazão e para a água diminui, mas a diminuição é menor que 1%. Assim, pode-se ressaltar que para o uso de ar a eficiência aumenta pelo aumento da vazão mássica enquanto se mantendo uma diferença considerável entre a temperatura de entrada e de saída do fluido. Para o caso da água a diferença de temperatura diminui em proporção maior que o aumento da vazão. Esta diminuição mais acentuada é observada até uma vazão aproximada de 0,6 kg/s, logo a diminuição do valor da diferença de temperatura tende a ser igual ao aumento do valor da vazão.

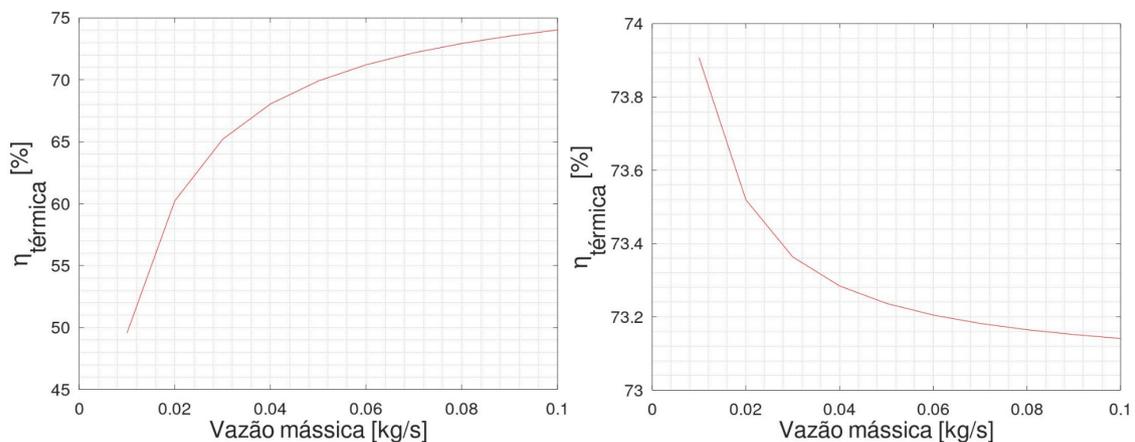


Figura 4.4: Eficiência térmica por vazão mássica do ar (esquerda) e água (direita).

A Figura 4.5 mostra a variação da potência e eficiência elétrica em função da vazão mássica, e a variação da potência elétrica e da tensão de saída do arranjo de células em função da temperatura do fluido de saída para o caso do ar. Para vazão mínima de 0,01 kg/s temos um rendimento de 2,49% o que representa uma potência de 38,67 W e uma temperatura no fluido de saída maior a 160 °C. Considerando o mesmo arranjo de 48 células (125x31,5 mm) em série exposto a uma irradiância solar constante de 800 W/m² e a uma temperatura de 25 °C, geraria uma potência elétrica (P_{mpp}) de 28,11 W com uma $I_{mpp} = 1,036 A$ e uma $V_{mpp} = 27,12 V$. Pode-se apreciar que em termos de potência elétrica absoluta gerada, o sistema com concentração gera maior potência elétrica, mesmo com uma eficiência elétrica muito baixa. Ainda deve-se considerar a potência térmica que é da ordem 761,63 W, contudo esta configuração implica uma dificuldade para achar um inversor ou controlador de carga comercial devido a que a tensão de entrada deste teria que ser baixa, por causa que a tensão de saída do sistema CPVT é menor que 5 V. Também é importante destacar que essa baixa tensão de saída acontecerá no horário que o sistema tem maior rendimento óptico entre 10h e 14h, aproximadamente, dependendo da época do ano, no horário restante a tensão irá aumentar na medida que a temperatura diminui, até aproximadamente os 27 V, mas haverá uma diminuição da corrente. O sistema seria inviável para o uso com ar devido a seu baixo rendimento e à necessidade do uso de bombas para a injeção de ar.

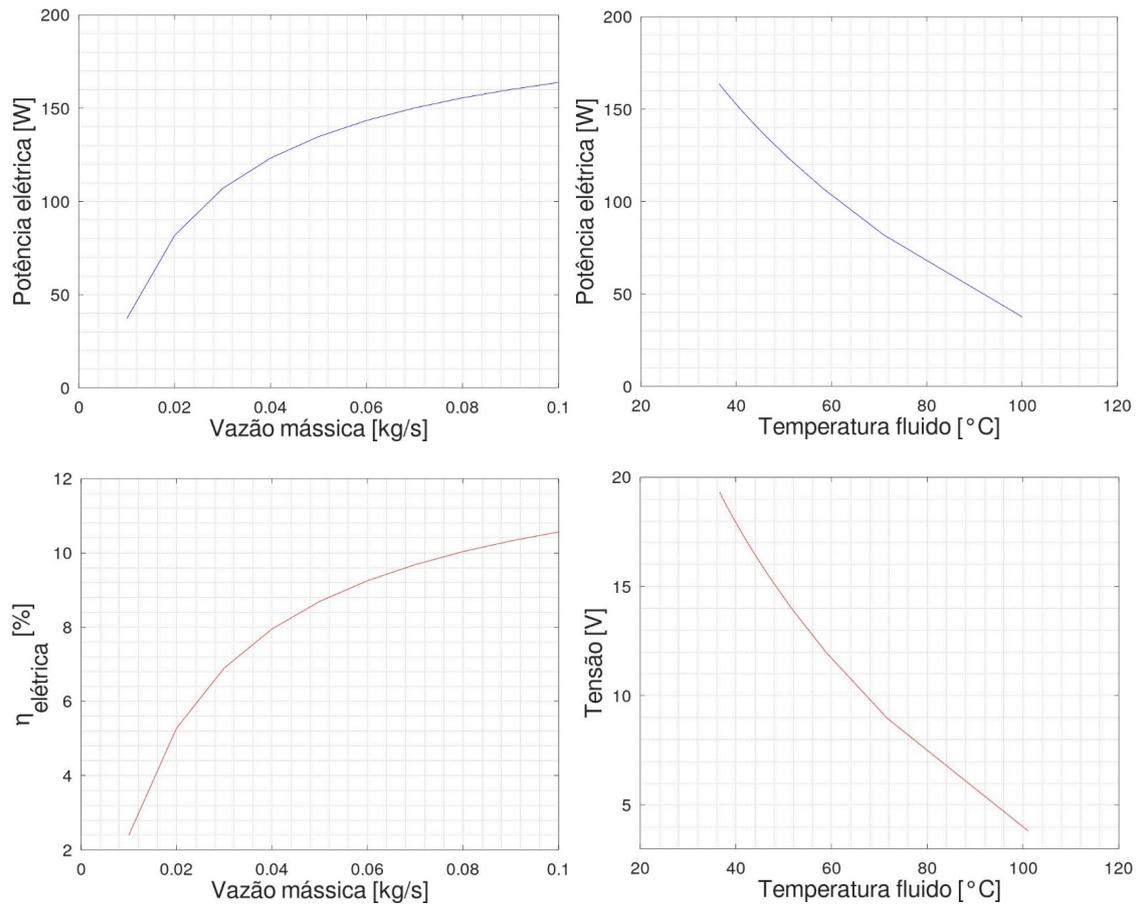


Figura 4.5: Variação da potência e eficiência elétrica em função da vazão mássica, e variação da potência elétrica e da tensão de saída do arranjo de células em função da temperatura do fluido de saída – Ar.

A análise anterior é feita para o caso do uso da água como fluido refrigerante, os resultados são apresentados na Figura 4.6, evidenciando-se que com uma vazão mássica de 0,01 e 0,02 kg/s resulta em uma ótima relação de potência e eficiência elétrica e térmica para este sistema, com ótima temperatura do fluido de saída, entre 39 e 53 °C, podendo ser aproveitada, por exemplo, em sistemas de aquecimento por piso radiante, sistemas de aquecimento de piscinas ou como água quente para um condomínio ou indústria, entre outras aplicações.

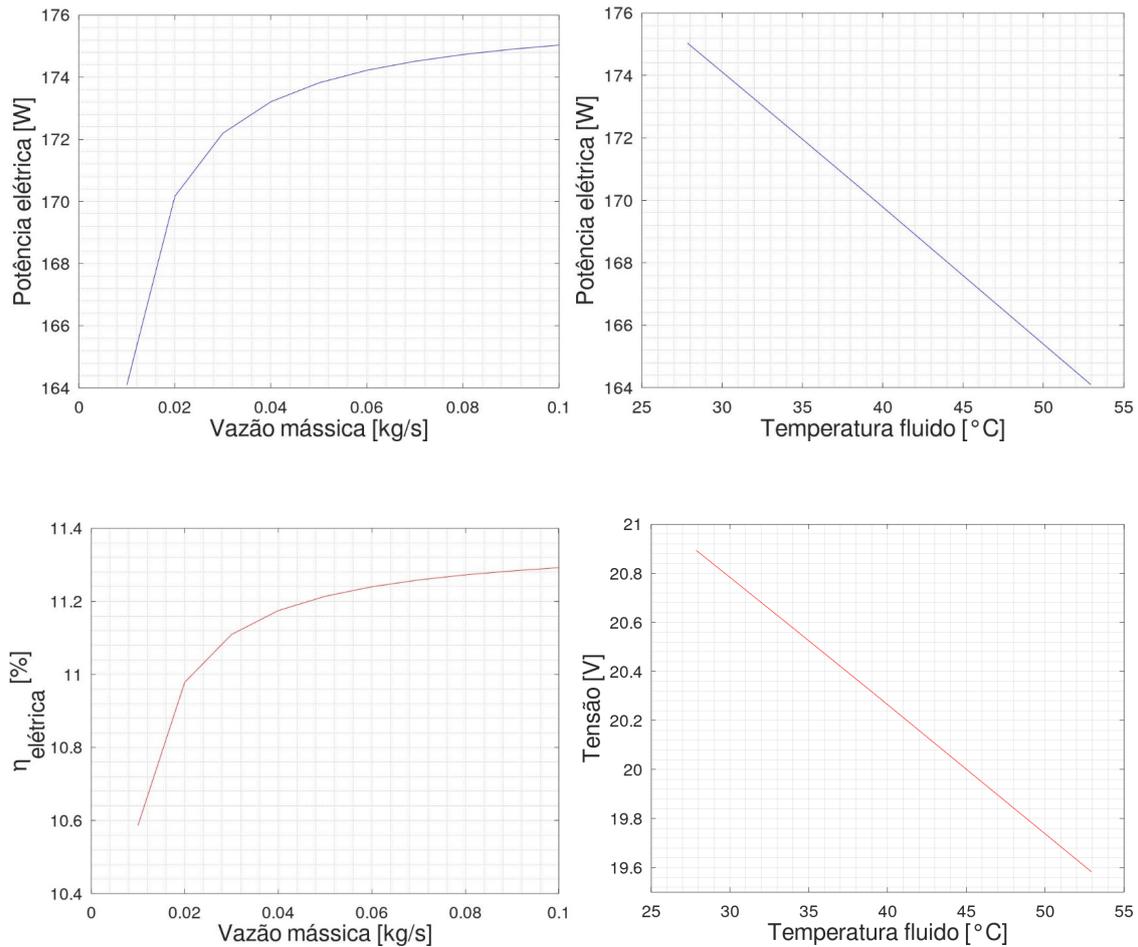


Figura 4.6: Variação da potência e eficiência elétrica em função da vazão mássica, e variação da potência elétrica e da tensão de saída do arranjo de células em função da temperatura do fluido de saída – Água.

Nas Figuras 4.7 e 4.8 mostra-se que o transiente térmico gera um transiente elétrico o qual se deve à variação da tensão nas células fotovoltaicas por causa da temperatura. Este deve ser considerado para evitar uma sobretensão no inversor, controlador de carga ou qualquer outro dispositivo conectado eletricamente ao sistema se estiver trabalhando com arranjos maiores. Vale destacar que o efeito é menor se utilizasse água como fluido, sendo a variação da tensão de saída entre 26,24 V e 19,58 V durante o transiente para o caso da menor vazão (0,01 kg/s), o aumento da vazão diminui a variação na tensão de saída. Para o caso de ar com vazão de 0,01 kg/s durante o transiente a tensão de saída varia de 26,15 V até 3,82 V (quando alcança o estado estacionário).

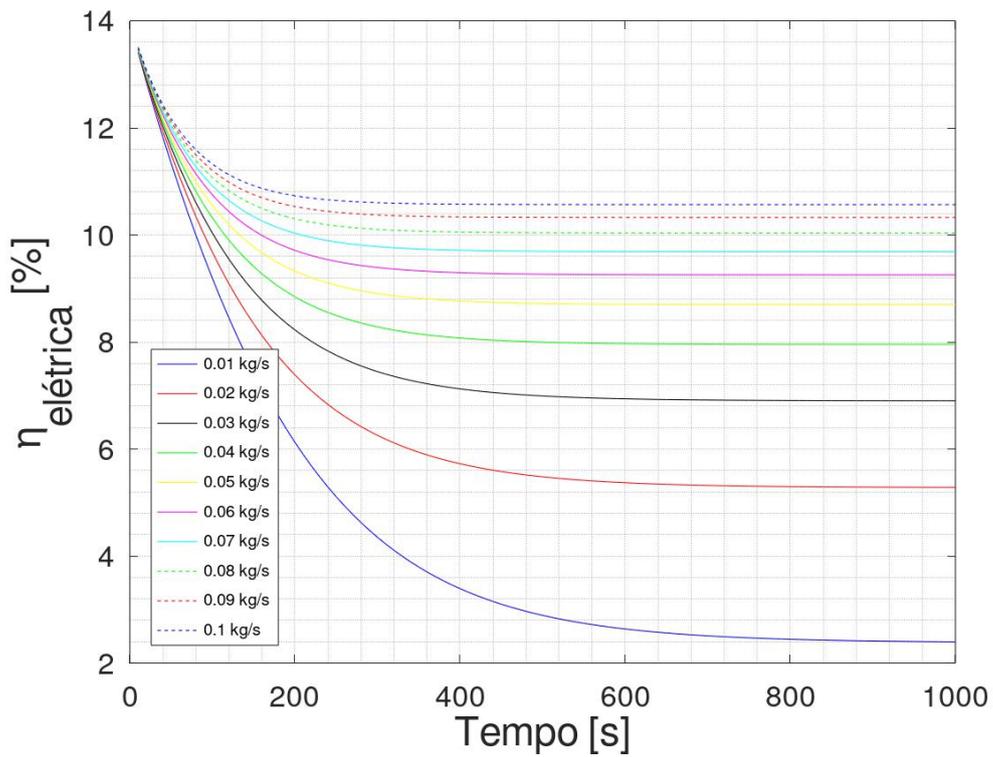
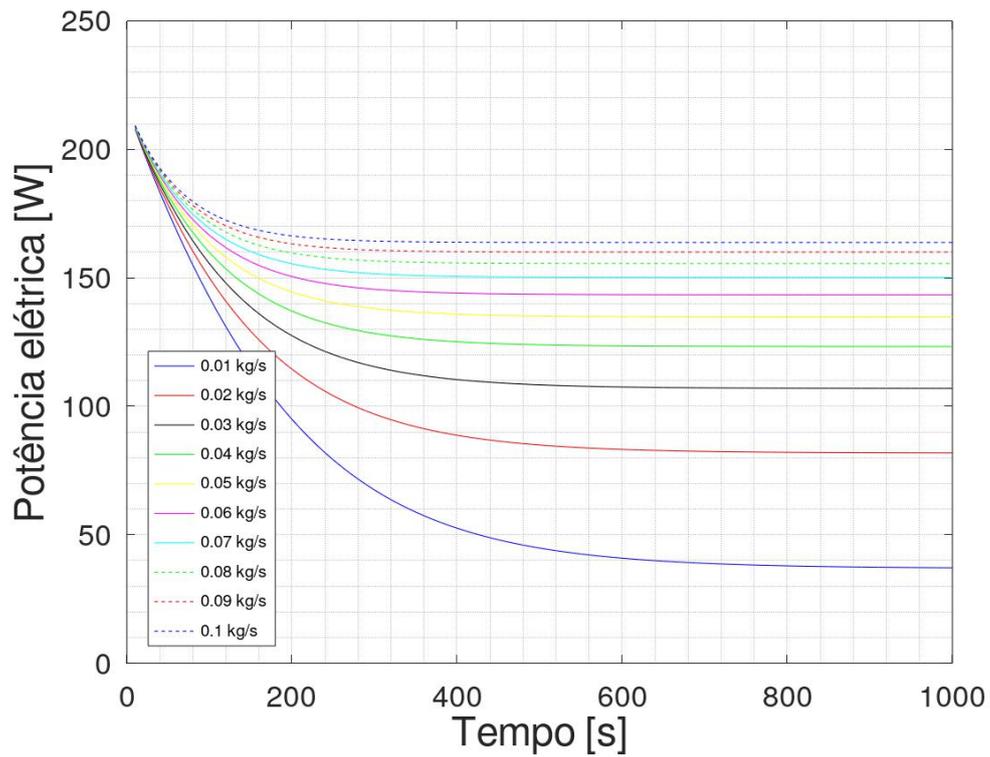


Figura 4.7: Transiente da potência e eficiência elétrica – ar.

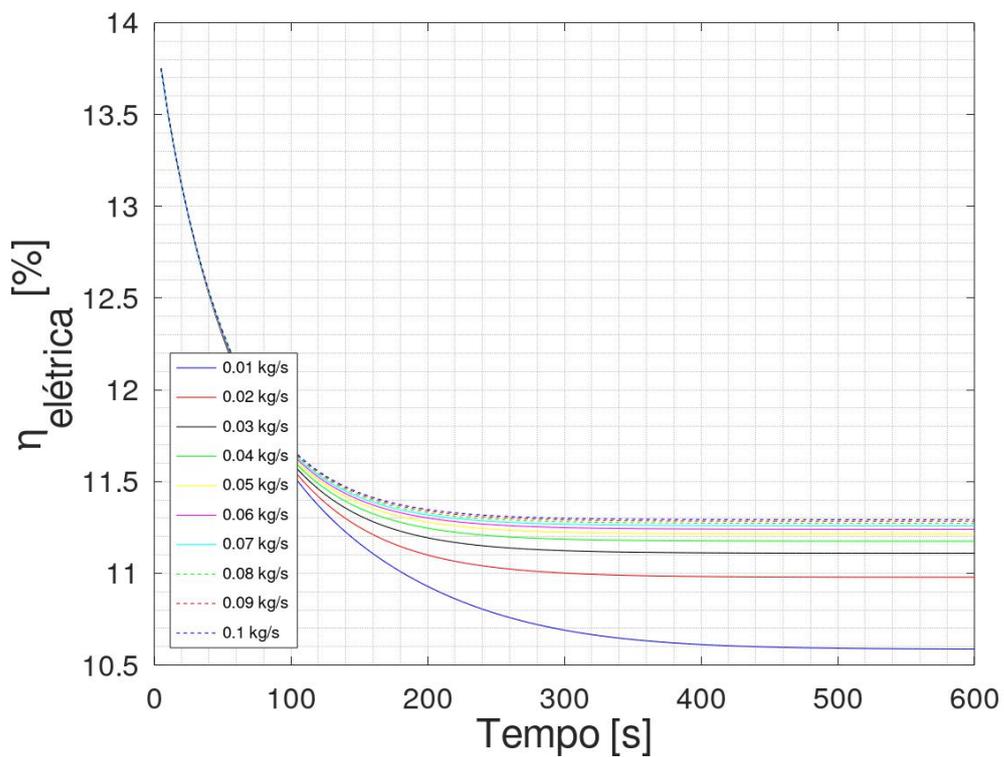
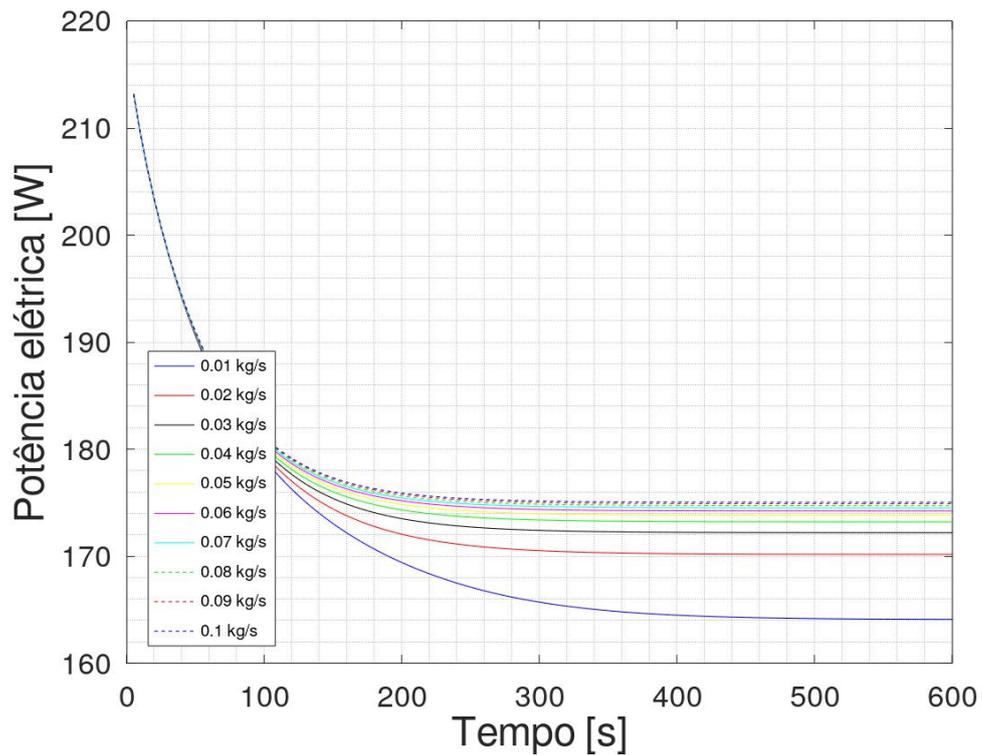


Figura 4.8: Transiente da potência e eficiência elétrica – água.

As análises realizadas até aqui foram feitas considerando que a distribuição da irradiância solar sobre o receptor é totalmente uniforme, condição que não é certa na

prática e deve ser considerada para obter resultados teóricos mais próximos dos experimentais e conseguir projetar de forma eficiente um sistema CPVT-LFR. A análise seguinte é baseada na simulação do sistema utilizando o modelo numérico e considerando a não uniformidade da iluminação no absorvedor, gerada pelo concentrador solar do tipo refletor linear Fresnel. Para realizar a simulação considera-se o absorvedor como uma malha de 48 elementos no sentido longitudinal e de 8 elementos no sentido transversal. Cada elemento longitudinal corresponde a uma célula e cada elemento transversal a uma fração de cada célula, $1/8$ para o caso. Para calcular a potência elétrica deve-se levar em conta o funcionamento das células fotovoltaicas conectadas em série e, portanto, introduzir modificações ao modelo teórico que são explicadas a seguir.

A célula que gera a menor corrente determina a corrente de saída do sistema, e por estar cada célula fracionada, a corrente de cada célula é calculada como a soma da corrente de cada fração ou elemento que compõem a célula. A Figura 4.9 apresenta o esquema elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica dividida em elementos menores, os quais se consideram conectados em paralelo, e na Figura 4.10 visualiza-se o arranjo das 48 células conectadas em série,

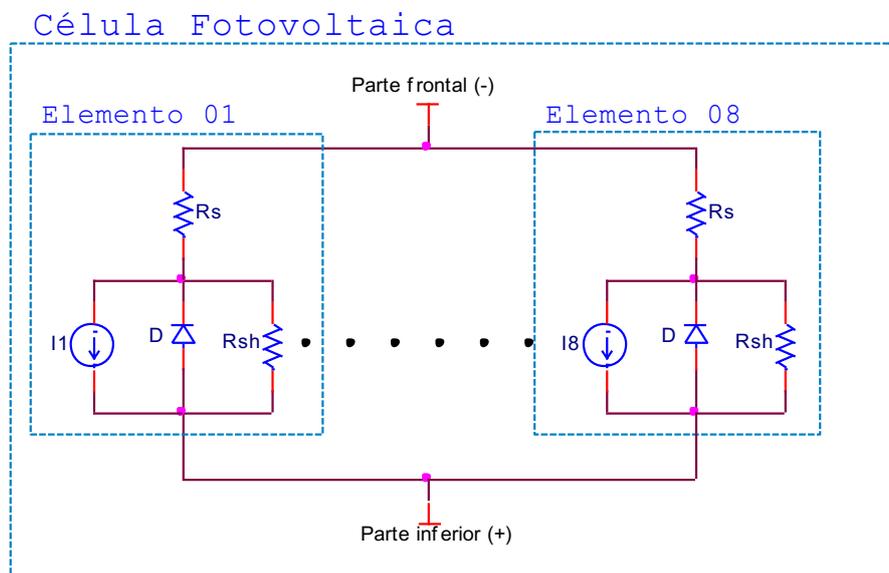


Figura 4.9: Esquema elétrico de uma célula dividida em elementos conectados em paralelo

Fonte: Elaborado pelo autor.

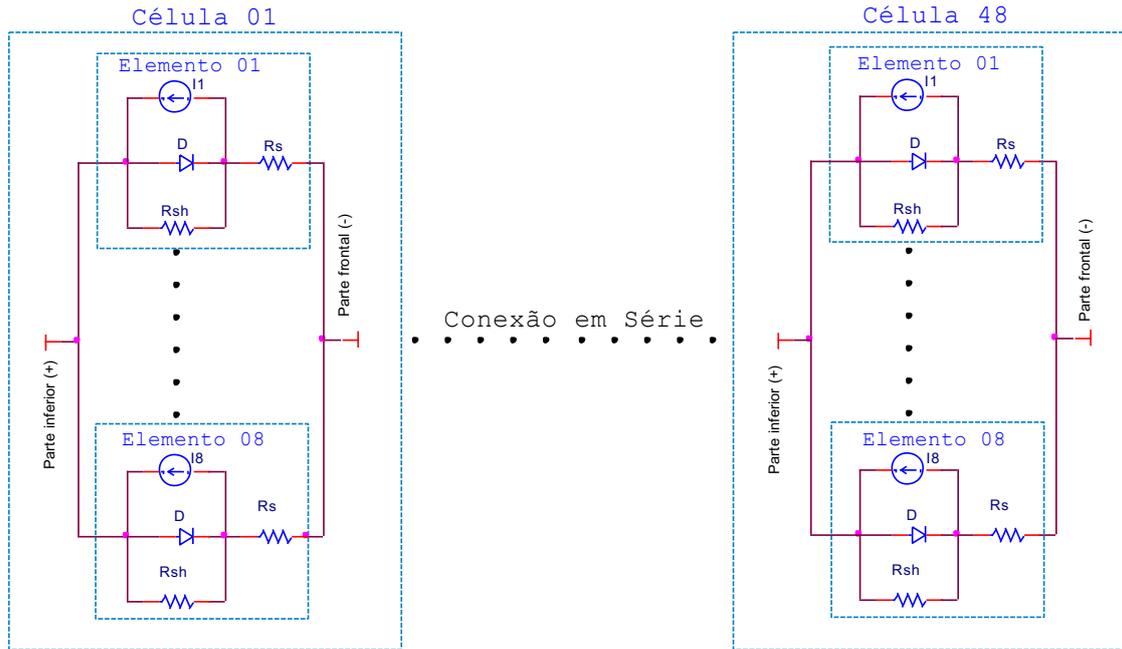


Figura 4.10: Esquema elétrico do arranjo completo de 48 células conectadas em série.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Cada elemento recebe um determinado valor de irradiância solar, dependendo da posição do Sol e das condições atmosféricas, e gera uma corrente que pode ser determinada conforme as Equações (4.5), (4.6) e (4.7),

$$I_{elemento,n,i} = \frac{DNI}{G_0} \frac{\overbrace{A_{conc}}^{CR}}{A_{vd}} \tau_{vd} \alpha_{PV} \eta_{conc,n,i} [I_{mpp,STC}/n + k_{i,mpp} (T_{cel} - T_{STC})] \quad (4.5)$$

$$I_{cel,i} = \sum_{n=1}^8 I_{elemento,n,i} \quad (4.6)$$

$$I_{sistema} = \text{mínimo}(I_{cel,i}) \quad (4.7)$$

onde o sub índice n representa o número do elemento da célula e i o número da célula ao longo do absorvedor. $I_{mpp,STC}$ se deve dividir pela quantidade de elementos da célula.

A tensão de cada célula será calculada com base na Equação (4.8) a qual considera que os elementos de uma mesma célula estão em paralelo e, conseqüentemente, a tensão da célula será a média da tensão dos elementos. Para determinar este valor de tensão considera-se a média da irradiância solar e de temperatura,

$$\begin{aligned}
V_{cel,i} = & [V_{mpp,STC} + k_{mpp,STC}(T_{cel,m} - T_{STC})] \left\{ (a_0 - a_1 T_{cel,m}) \right. \\
& + (b_0 - b_1 T_{cel,m}) \ln \left(\frac{DNI}{G_0} CR \eta_{conc,m} \tau_g \alpha_{PV} \right) \\
& \left. + (c_0 + c_1 T_{cel,m}) \left[\ln \left(\frac{DNI}{G_0} CR \eta_{conc,m} \tau_g \alpha_{PV} \right) \right]^2 \right\}
\end{aligned} \quad (4.8)$$

onde $T_{cel,m}[K]$ é a temperatura média da célula, $\eta_{conc,m}$ é a eficiência óptica média do concentrador com relação à célula i e a_0, a_1, b_0, b_1, c_0 e c_1 correspondem aos coeficientes apresentados no capítulo 3 nas Equações (3.44), (3.45) e (3.46). A tensão de saída do sistema (arranjo de 48 células conectadas em série) calcula-se por meio da Equação (4.9),

$$V_{sistema} = \sum_{i=1}^{48} V_{cel,i} \quad (4.9)$$

O modelo teórico numérico considerando a não uniformidade do fluxo luminoso sobre o receptor baseia-se no apresentado por Zhang *et al.* (2019).

As seguintes análises são realizadas para uma simulação com DNI de 800 W/m^2 , azimute 0° e ângulo de elevação 90° sendo essa a posição que garante a melhor uniformidade de irradiância solar concentrada gerada para o sistema em questão. Como fluido refrigerante utilizar-se-á água para realizar as seguintes simulações por ter verificado, de forma teórica, com os resultados anteriores que o ar inviabiliza a implementação de um sistema CPVT-LFR em um ambiente real de funcionamento.

Na Figura 4.11 apresenta-se o resultado da distribuição da temperatura nas células em regime permanente atingindo uma temperatura média máxima de $84,5^\circ \text{C}$ para a célula número 47 e de $82,1^\circ \text{C}$ para a célula 48. Esta diferença de temperaturas no extremo é consequência da não uniformidade na iluminação do absorvedor (perdas de final de linha). As laterais onde a temperatura é menor em relação ao centro evidenciam a não uniformidade da iluminação no concentrador.

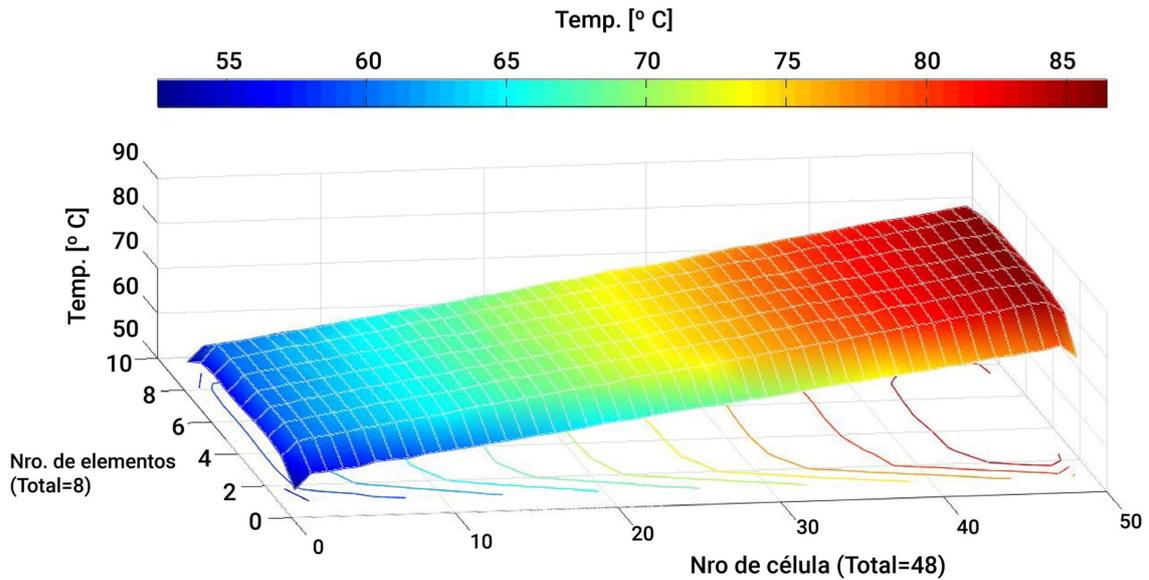


Figura 4.11: Distribuição da temperatura nas células.

A distribuição da temperatura do fluido é mostrada na Figura 4.12, a vazão mássica é de 0,01 kg/s e temperatura média de saída de 55 °C, valor próximo ao encontrado considerando uma iluminação uniforme. Cabe destacar que para o caso da análise com vazão mássica de 0,01 kg/s o escoamento é laminar, com o número de Reynolds compreendido entre 81 e 144 para uma variação da temperatura do fluido entre 25 °C e 55 °C. Por ser o número de Reynolds relativamente baixo se comparado com o valor que deveria alcançar para estar próximo do valor de escoamento de transição (2300), pode-se considerar desprezível a componente de transferência de calor transversal no fluido e, portanto, pode-se assumir que o fluido escoar por dutos de seção transversal menores (para o caso são considerados 8), isto está de acordo com o modelo apresentado por Zhang *et al.* (2019).

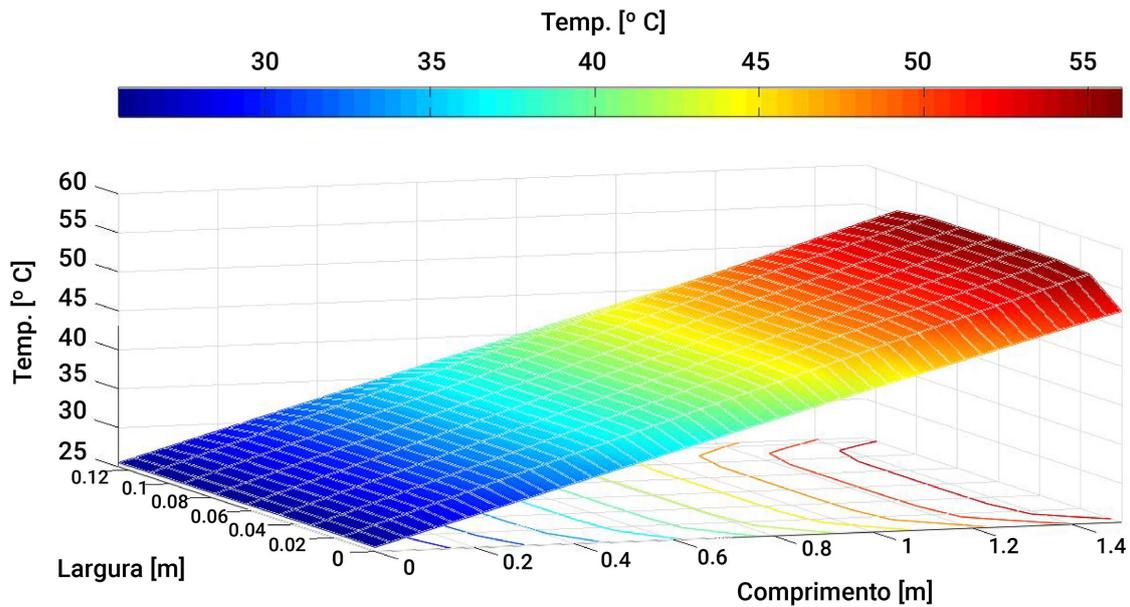


Figura 4.12: Distribuição da temperatura no fluido água.

Para o ângulo de azimute 0° e ângulo de elevação 90° o sistema apresenta uma elevada uniformidade como se mostra na Figura 4.14, neste caso a corrente gerada pelas células, individualmente, são similares, contudo a primeira célula limitará a corrente das outras por causa desta se encontrar exposta a menores valores de irradiância e temperatura. O valor da corrente obtido foi de 8,055 A e com variação da tensão para cada célula apresentada na Figura 4.13 totalizam uma potência elétrica de 172 W, valor similar ao obtido com o modelo que considera a distribuição uniforme na iluminação do receptor. Esta potência representa uma eficiência elétrica do receptor (considerando a eficiência óptica η_{conc}) de 10,39% e uma eficiência elétrica do sistema de 7,77% sendo o valor de $\eta_{conc} = 0,75$ para as condições dadas. O aumento na tensão da última célula é consequência da diminuição da sua temperatura por ter uma menor incidência de fluxo solar. O τ do sistema foi de aproximadamente 195 segundos e a temperatura atingida pelo fluido de 55°C .

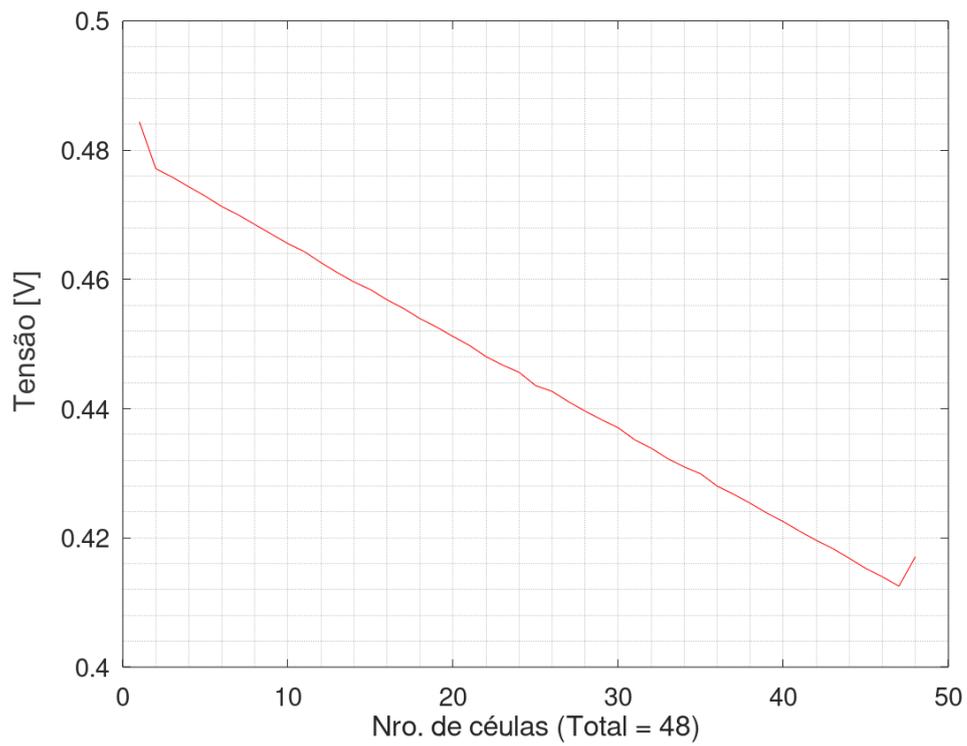


Figura 4.13: Variação da tensão de cada célula.

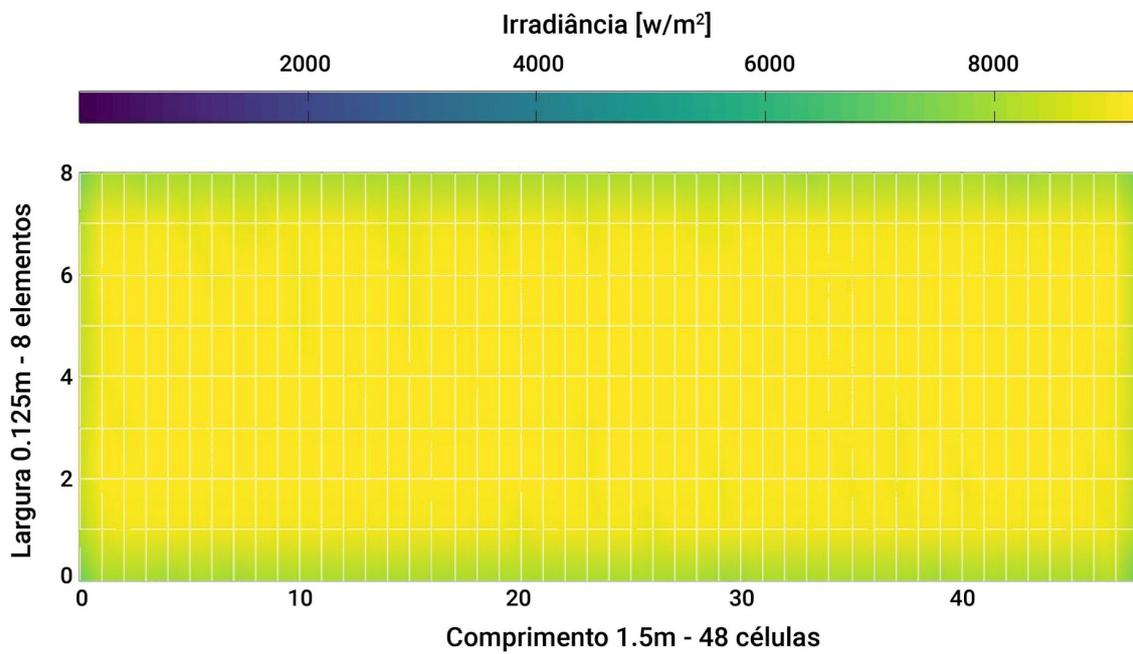


Figura 4.14: Distribuição da concentração de irradiância solar sobre o absorvedor – DNI = 800W/m², Azimute = 0° e Elevação = 90°.

No solstício de inverno dia 21 de junho de 2019 o Sol alcança o menor ângulo de elevação no meio dia solar verdadeiro. A seguir será analisado o sistema para esse dia é horário, ângulo de elevação do Sol $50,78^\circ$ e ângulo de azimute 0° , mantendo a vazão mássica de $0,01 \text{ kg/s}$. O resultado da distribuição da concentração de irradiância sobre o absorvedor é apresentada na Figura 4.15.

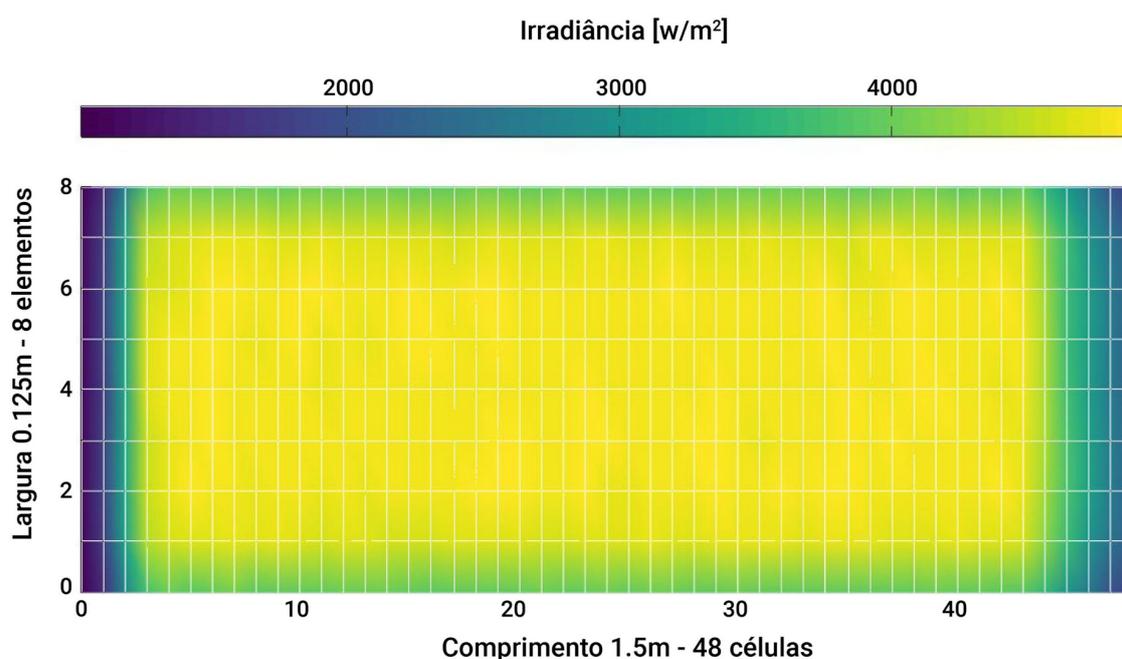


Figura 4.15: Distribuição da concentração de irradiância solar sobre o absorvedor – $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$, Azimute = 0° e Elevação = $50,78^\circ$.

No gráfico observa-se que os extremos do absorvedor são menos iluminados por causa do ângulo de elevação do Sol. No capítulo 3 foi analisada a distribuição do fluxo luminoso gerado pelo concentrador e apresentados diferentes resultados ao longo do ano, nos quais é possível verificar que o concentrador tem uma eficiência óptica média acima de 0,6 para todos os meses do ano no horário entre 8h e 16h à exceção de agosto e setembro, e um índice de uniformidade inferior a 0,3 nos horários entre 10h e 14h de todos os meses do ano, índice que representa uma iluminação do receptor com elevada uniformidade. Contudo, o problema da perda de iluminação dos extremos ou perdas de final de linha são as que mais afetam o sistema no que se refere à potência elétrica, por causa das células nessa região gerarem correntes relativamente baixas, conforme se observa na Figura 4.16. A corrente que limita a potência elétrica, no caso, é da célula 1 com um valor de $1,44 \text{ A}$ e, portanto, uma potência elétrica de 33 W para o sistema (sem

considerar η_{conc}) que representa uma eficiência elétrica de 1,49% e de 2,36% para o absorvedor (considerando η_{conc}), sendo o valor de $\eta_{conc}=0,63$ para as condições dadas.

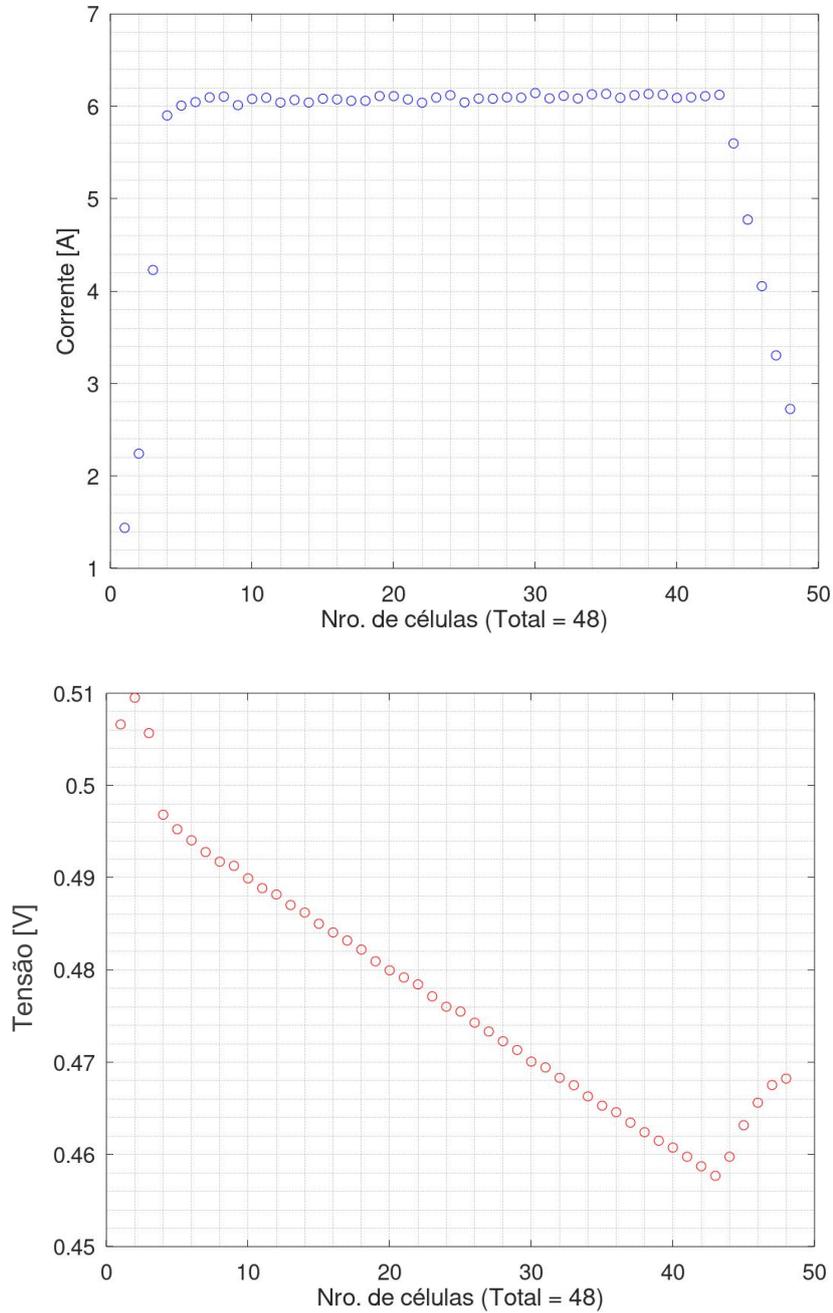


Figura 4.16: Corrente e tensão das células.

Com base no exposto, é necessário considerar algumas soluções para conseguir extrair a maior quantidade de potência elétrica disponível, a mais simples para ser implementada é a utilização de diodos de desvios (*by-pass*) a cada 2 ou 3 células, a qual

evita que as células dos extremos funcionem como cargas. Isto permite ao sistema de seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) do controlador de carga ou inversor operar a 5,9 A (corrente da célula 4) e, portanto, ter uma potência aproximada de 112 W. Esta potência representa uma eficiência elétrica do receptor (considerando η_{conc}) de 8,02% e uma eficiência elétrica do sistema de 5,06% (sem considerar η_{conc}). Na Figura 4.17 mostra-se a tensão das células considerando diodos (ideias) de desvio conectados em antiparalelo com cada uma das células fotovoltaicas. Outra solução possível é diminuir o comprimento do absorvedor ou aumentar o comprimento dos espelhos considerando o pior cenário (solstício de inverno), mas implicaria numa redução da potência elétrica e térmica em relação aos demais dias do ano.

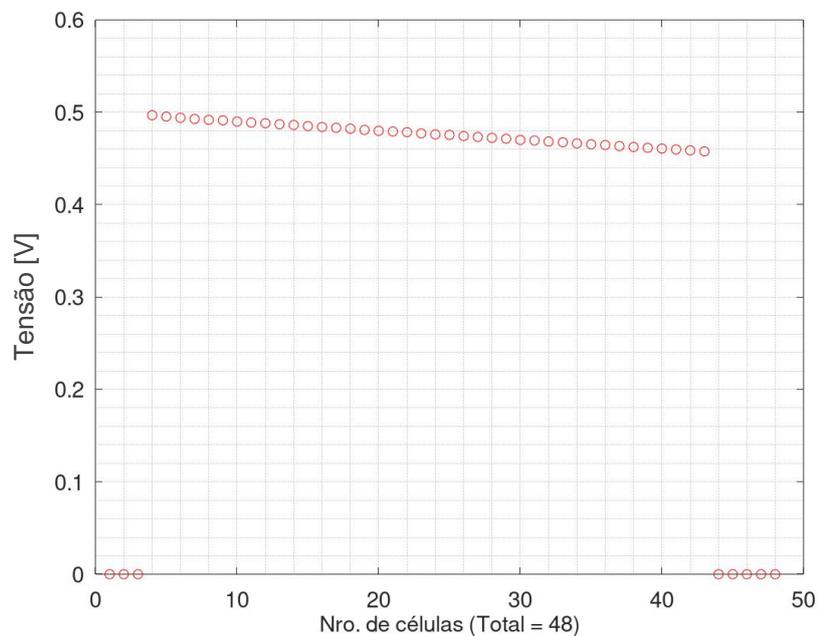


Figura 4.17: Tensão das células com diodos de desvio.

A diferença observada na eficiência elétrica do sistema 5,06% para o solstício e de 7,77% para o Sol no zênite deve-se principalmente à elevada uniformidade do sistema e maior eficiência óptica do concentrador para o caso do Sol no zênite. Deve-se considerar que a temperatura menor de funcionamento das células para o caso do solstício mantém as tensões de saída destas a um valor maior que no caso do Sol no zênite.

Vale destacar que anteriormente foram calculadas as eficiências elétrica e térmica do absorvedor e os resultados obtidos se encontram dentro dos esperados conforme o trabalho de Goma *et al.* (2018) no qual é feita uma comparação entre diferentes estudos.

Nas Figuras 4.18, 4.19 e 4.20 são apresentados os gráficos com os dados coletados no dia 18 de junho de 2019 no LEA (latitude: $-15,78^\circ$ e longitude: $-47,93^\circ$) no horário entre as 10h e 15h. Esses dados são: DNI, temperatura ambiente, temperatura do solo (piso de concreto) e velocidade do vento. Estes são utilizados para realizar a simulação do sistema CPVT-LFR, e os resultados podem ser visualizados nas Figuras 4.21, 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25. A simulação com dados reais de entrada permite validar a convergência do modelo e prever o comportamento dinâmico do mesmo. O tempo que demorou a simulação foi de aproximadamente 2 horas e 15 minutos sem paralelismo e em um computador com processador Intel Core i5-5200U utilizando um $\Delta t = 10$ s.

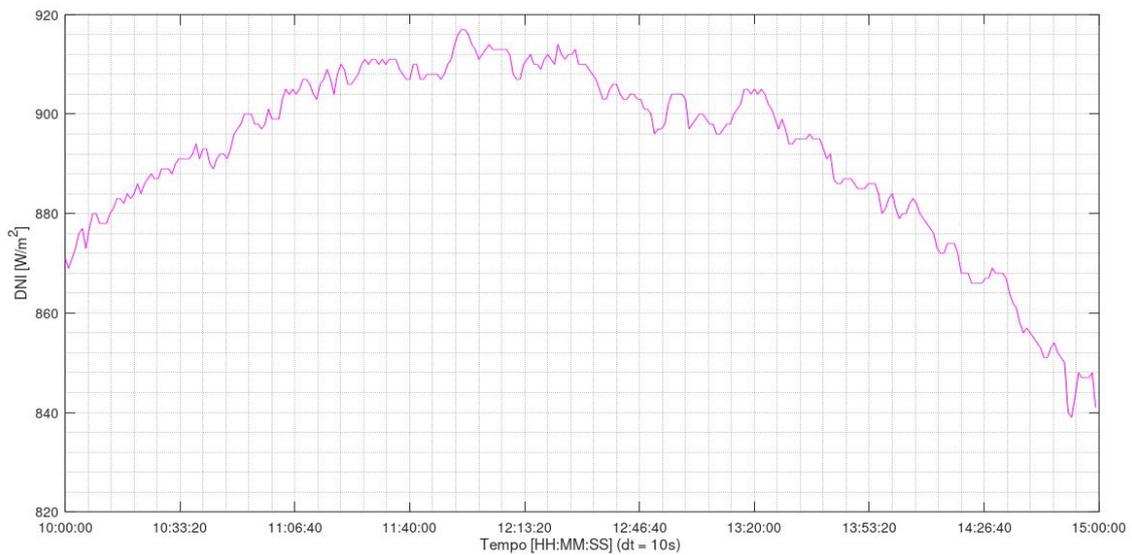


Figura 4.18: Irradiância Normal Direta (DNI) medida no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.

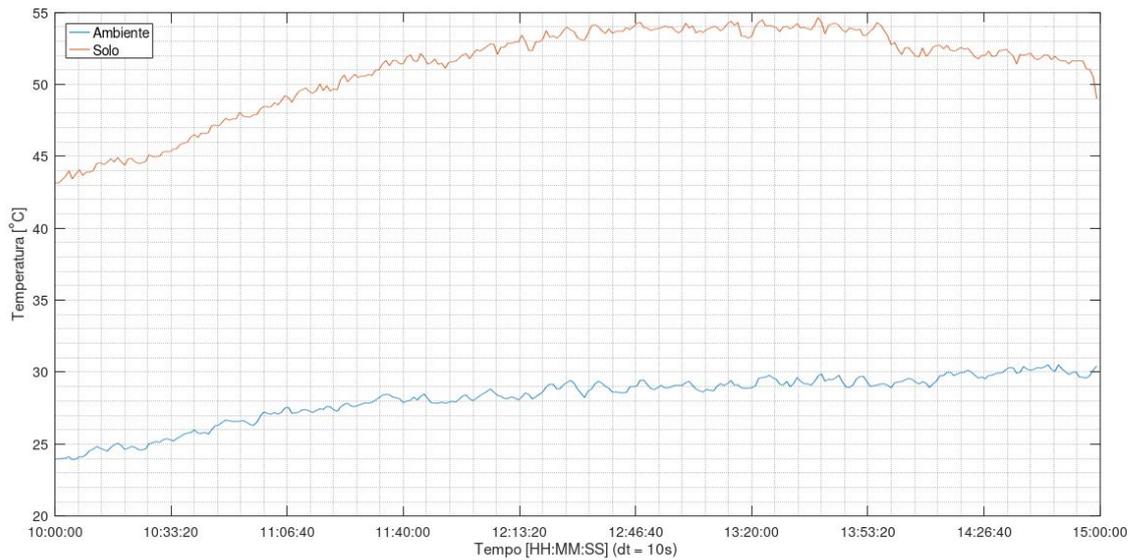


Figura 4.19: Temperatura ambiente e temperatura do solo (piso de concreto) medida no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.

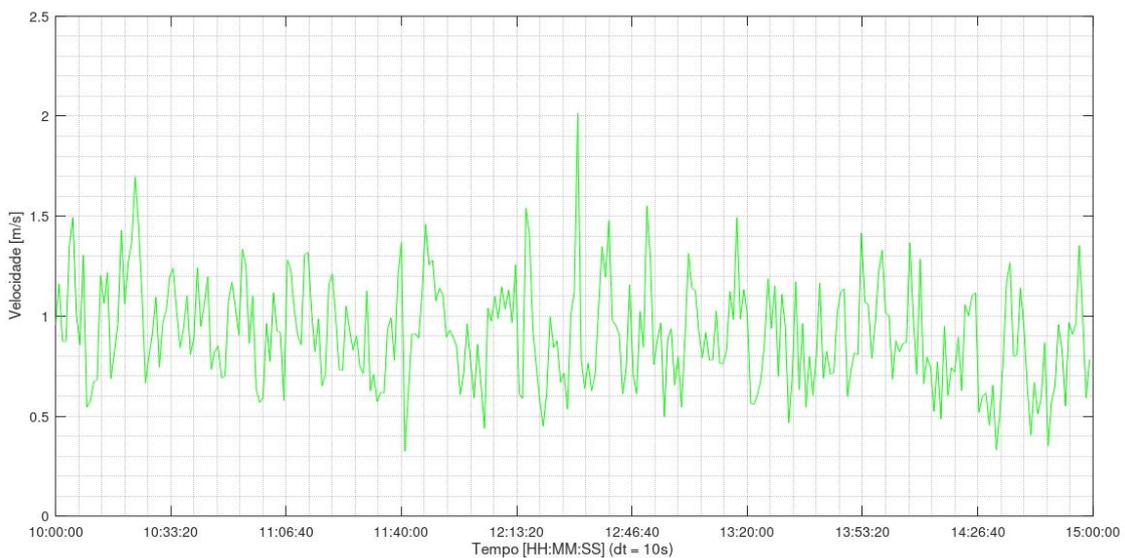


Figura 4.20: Velocidade do vento medido no LEA no horário entre as 10h e 15h no dia 18 de junho de 2019.

Nas Figuras 4.21 e 4.22 visualiza-se a temperatura da última célula (número 48) e do fluido de saída conjuntamente com a potência elétrica e térmica do sistema conforme as Equações (4.10) e (4.11) onde $T_{f,1}$ é a temperatura de entrada do fluido e $T_{f,48}$ a temperatura de saída,

$$P_{\text{térmico}}[W] = \dot{m}_f c_f (T_{f,48} - T_{f,1}) \quad (4.10)$$

$$P_{elétrica}[W] = I_{sistema} \sum_{i=1}^{48} V_{cel,i} \quad (4.11)$$

Os resultados mostram que o sistema alcança uma temperatura de fluido de saída acima de 42 °C atingindo um máximo de quase 52 °C, e a temperatura das células varia entre 52 °C e 62 °C, temperatura adequada para seu funcionamento. Com relação à potência elétrica pode-se ver que 36,51W é um valor muito baixo, e como mencionado anteriormente se deve à condição da não uniformidade da iluminação do absorvedor, principalmente por causa das perdas de final de linha. A potência e eficiência térmica do sistema atingem um máximo de 1139 W e 45,22% respectivamente conforme as Figuras 4.22 e 4.23. Na simulação foi implementada a solução dos diodos de desvio e a potência elétrica aumenta até um máximo de 124,24 W conforme apresenta-se na Figura 4.25. Esta solução consiste em encontrar o valor médio entre a mediana e a média das correntes e se desconsideram as células com correntes abaixo desse valor. Assim, a eficiência elétrica do sistema (sem considerar η_{conc}) incrementa de 1,44% para 4,81% como pode-se visualizar na Figura 4.24.

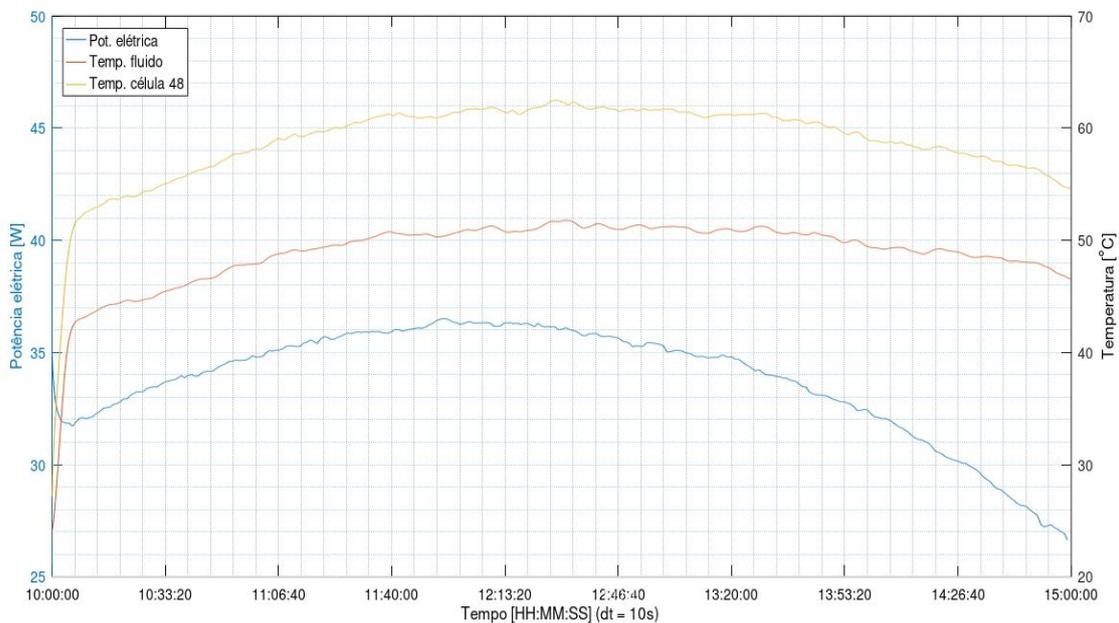


Figura 4.21: Potência elétrica sem diodos de desvios. Temperatura média da célula 48 e do fluido de saída.

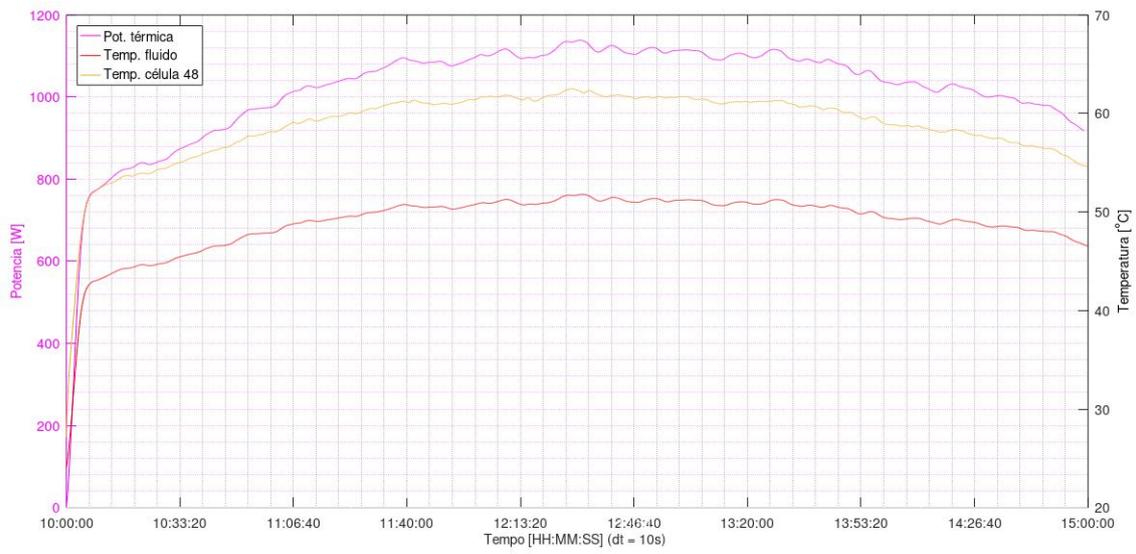


Figura 4.22: Potência térmica, temperatura média da célula 48 e do fluido de saída.

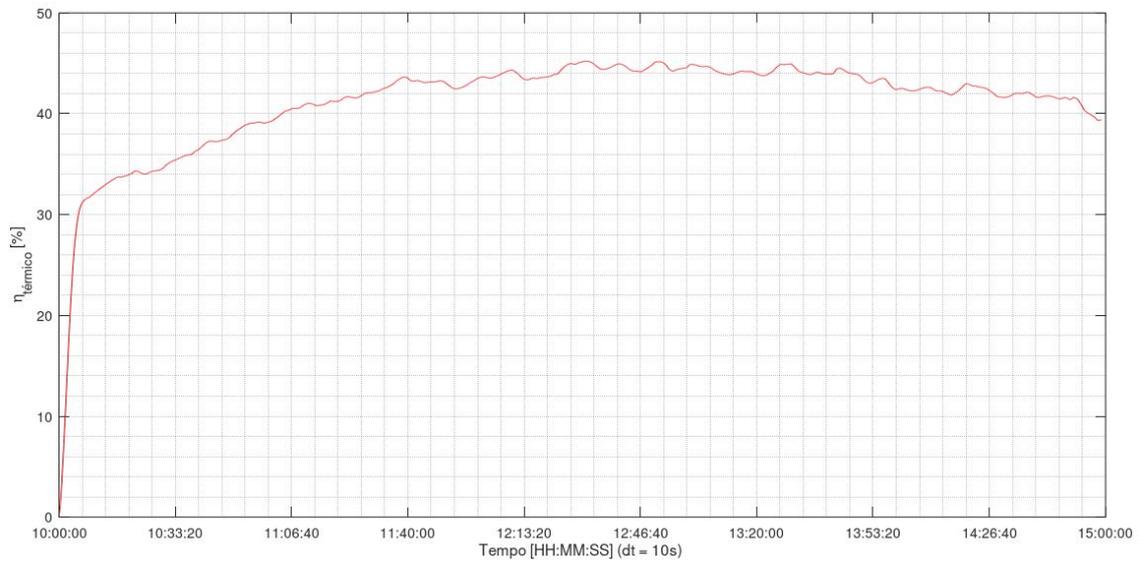


Figura 4.23: Eficiência térmica do sistema.

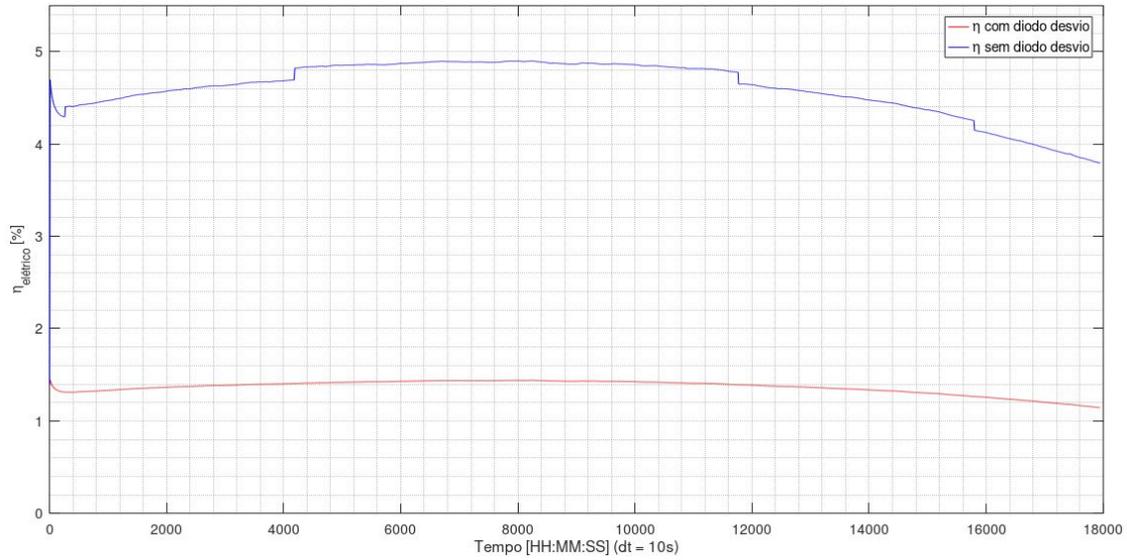


Figura 4.24: Comparação da eficiência elétrica do sistema com e sem diodos de desvio.

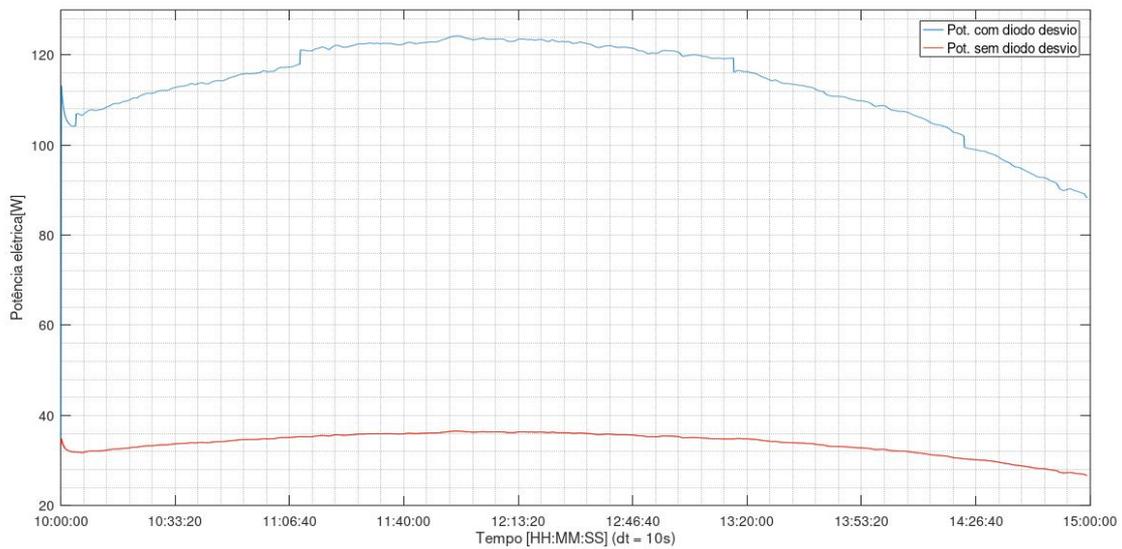


Figura 4.25: Comparação da potência elétrica do sistema com e sem diodos de desvio.

Nas Figuras 4.24 e 4.25 podem-se observar degraus nas linhas que representam a eficiência e potência elétrica quando se utilizam os diodos de desvio, estes degraus sinalizam a ativação ou desativação dos diodos de desvios conforme muda a iluminação nas células dos extremos do absorvedor.

5. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FUTURAS

O objetivo geral que contemplava a realização de um modelo teórico numérico que permitisse simular o comportamento do sistema CPVT-LFR foi alcançado. Pode-se confirmar que o modelo apresentou 100% de convergência tanto para dados de entrada constantes quanto variáveis.

De acordo com os resultados na simulação com ar como fluido do sistema CPVT-LFR, verifica-se que a utilização deste para resfriamento torna o sistema inviável para sua implementação em aplicações reais, devido à necessidade de uma bomba de ar ou ventilador que permitam atingir uma vazão de quase 0,1 kg/s, para que as células fotovoltaicas funcionem em temperaturas inferiores a 100 °C. Sem embargo este pode ser utilizado em teste para validação do sistema e do modelo teórico já que apresenta facilidades para seu uso.

Comprovou-se teoricamente que o transiente térmico gera um transiente elétrico e este deve ser considerado principalmente nos casos, como por exemplo Brasília, com meses do ano em que existem períodos do dia com muitas nuvens isoladas e aclaramentos parciais, condições externas que geram elevada intermitência do DNI. Por outro lado, a inercia térmica do sistema atua como filtro do transiente elétrico para as variações de DNI com tempo inferior ao tempo do transiente.

Através da comparação do modelo com e sem fluxo uniforme de iluminação, foi possível verificar a importância da consideração da não uniformidade da irradiância concentrada no receptor para projetar um sistema mais eficiente. Portanto a consideração desta nos estudos de sistemas CPVT e principalmente nos que utilizam concentradores do tipo linear Fresnel ou calha parabólica com um eixo de rastreamento solar devido às perdas de final de linha. Estas perdas acontecem no sentido longitudinal do receptor e prejudicam principalmente a geração de energia fotovoltaica, também afetam a geração térmica, mas seu impacto é menor.

Na simulação com dados de entrada reais, água como fluido, considerando à não uniformidade da irradiância no receptor e diodos de desvio, obteve-se uma eficiência elétrica máxima do sistema de 4,61% e de 7,32% para o receptor ($\eta_{conc} = 0,63$); e na simulação que não foram considerados os diodos de desvio obteve-se uma eficiência elétrica máxima do sistema de 1,44% e de 2,28% para o receptor ($\eta_{conc} = 0,63$). Portanto, os diodos de desvio deverão ser considerados no protótipo.

O modelo numérico para a célula fotovoltaica desenvolvido neste trabalho permitiu a obtenção dos cinco parâmetros do modelo equivalente de um diodo para uma ampla faixa de irradiância e temperatura, sem a necessidade de ter que ajustar sistematicamente os valores iniciais destes para obter uma solução real do sistema, ou ter que buscar o ponto de máxima potência após obter os cinco parâmetros, o que incrementa o tempo de execução do modelo, devido a esta característica foi possível a obtenção da função que descreve o funcionamento da célula escolhida facilitando a resolução do modelo completo do sistema CPVT-LFR. Cabe sinalizar que o mesmo procedimento aplicado para a obtenção da função da célula pode ser realizado no caso de possuir um traçador de curva I-V.

A utilização do software TONATIUH permitiu introduzir a não uniformidade da irradiância no absorvedor no modelo completo do sistema. Deve-se ressaltar sua importância como forma de evidenciar visualmente a distribuição da irradiância concentrada sobre o absorvedor, complementando assim o índice de uniformidade que por si só pode carecer de relevância neste tipo de sistemas já que não indica em que sentido (longitudinal ou transversal) ocorre.

O protótipo do absorvedor proposto é de construção relativamente simples com todos os materiais disponíveis em Brasília à exceção das células fotovoltaicas e o EVA. Este protótipo apresentou um desempenho aceitável como foi verificado teoricamente nas análises realizadas. Mesmo assim ainda deverá ser testado experimentalmente conjuntamente com todo o sistema CPVT-LFR o que permitirá validar o modelo teórico, sendo este um dos trabalhos futuros considerados.

Com relação às células convencionais de silício monocristalino verificou-se, por meio da revisão bibliográfica, que o uso em sistemas de baixa e meia-baixa concentração (até 30 sóis aprox.) é viável, mas se observa a necessidade de realizar modificações quando a relação de concentração seja suficiente para gerar uma corrente superior à que a célula pode suportar.

Entre outros trabalhos a serem realizados encontra-se o estudo da largura ótima do absorvedor considerando que esta poderia ser maior que a largura das células devido à pouca iluminação que acontece nas laterais destas. Um outro estudo a ser realizado é a determinação da longitude ótima do absorvedor já que se for ampliada teríamos um aumento da energia térmica, mas geraria uma queda na tensão das células e um aumento da corrente no sentido do escoamento do fluido, o que deverá ser analisado para encontrar uma solução mediante a combinação de arranjos de forma similar à que utilizam sistemas

fotovoltaicos convencionais com módulos em diferentes lados de um telhado (inversores com diferentes entradas para os diferentes arranjos de módulos).

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acharya, Y. B. (2001) “Effect of temperature dependence of band gap and device constant on I-V characteristics of junction diode”, *Solid-State Electronics*, V. 45, pp. 1115–1119.
- Ahmad, N., Ijro, T., Yamada, N., Kawaguchi, T., Maemura, T., Ohashi, H., (2020). “Optical design of wavelength-selective CPVT system with 3-D/2-D hybrid concentration”, *Proc. SPIE 8485, Nonimaging Optics: Efficient Design for Illumination and Solar Concentration IX*, 8485, pp. 1–95.
- Ajdad, H., Filali Baba, Y., Al Mers, A., Merroun, O., Bouatem, A., Boutammachte, N., El Alj, S., Benyakhlef, S., (2018). “Thermal and Optical Efficiency Analysis of the Linear Fresnel Concentrator Compound Parabolic Collector Receiver”, *Journal of Solar Energy Engineering*, V. 140, pp. 051007-1/10.
- Alobaid, M., Hughes, B., Calautit, J. K., O'Connor, D., Heyes, A., (2017). “A review of solar driven absorption cooling with photovoltaic thermal systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 76, pp. 728-742.
- Amanlou, Y., Tavakoli, T., Ghobadian, B., Naja, G., Mamat, R., (2016). “A comprehensive review of Uniform Solar Illumination at Low Concentration Photovoltaic (LCPV) Systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 60, pp. 1430-1441.
- Blaabjerg, F. and Ionel, D. M., (2017). “Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®”, CRC Press Taylor & Francis Group.
- Ballestrín, J., Marzo, A., (2012). “Solar Radiation Attenuation in Solar Tower Plants”, *Solar Energy*, V. 86, pp. 388-392.
- Bashahu, M., Nkundabakura, P., (2007). “Review and tests of methods for the determination of the solar cell junction ideality factors”, *Journal Solar Energy*, V. 81, pp. 856–863.
- Ben, W. Y., Maatallah, T., Menezo, C., Ben, S. N., (2018). “Assessment viability of a concentrating photovoltaic/thermal-energy cogeneration system (CPV/T) with storage for a textile industry application”, *Solar Energy*, V. 159, pp. 841–851.
- Burin, E. K. et al., (2015). “Boosting power output of a sugarcane bagasse cogeneration plant using parabolic trough collectors in a feedwater heating scheme”, *Applied Energy*, V. 154, pp. 232–241.
- Cagnoli, M., Mazzei, D. Procopio, M. Russo, V., Savoldi, L., Zanino, R., (2018). “Analysis of the performance of linear Fresnel collectors: Encapsulated vs. evacuated tubes”, *Solar Energy*, V. 164, pp. 119-138.

Cardoso, J. P., Mutuberria, A., Marakkos, C., Schoettl, P., (2018). “New Functionalities for the Tonatiuh Ray-tracing Software”, AIP Conference Proceedings 2033, 210010, 08 November.

Charles, J. P., Mekkaoui-Alaoui, I., Bordure G., Mialhe, P. (1985) A critical study of the effectiveness of the single and double exponential models for I–V characterization of solar cells. *Solid-State Electronics*, vol. 28, pp. 807-820.

Chemisana, D., Rosell, J. I., (2011). “Design and optical performance of a nonimaging Fresnel transmissive concentrator for building integration applications”, *Energy Conversion and Management*, V. 52, pp. 3241–3248.

Chemisana, D., Rosell, J. I., Riverola, A., Lamnatou, C., (2016). “Experimental performance of a Fresnel-transmission PVT concentrator for building-façade integration”, *Renewable Energy*, V.85, pp. 564–572.

Chow, T. T., (2010). “A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology”, *Applied Energy*, V. 87, pp. 365–379.

Crisostomo, F., Taylor, R. A., Mojiri, A., Hawkes, E. R., Surjadi, D., Rosengarten, G., (2013). “Beam splitting system for the development of a concentrating linear Fresnel solar hybrid PV/T collector”, *Proceedings of the ASME 2013 Heat Transfer Summer Conference*, pp. 1–9.

Daneshzarian, R., Cuce, E., Mert, P., Sher, F., (2018). “Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 81, pp. 473–492.

Ding K., Bian X., Liu H., Peng T., (2012). “A MATLAB-Simulink-Based PV Module Model and Its Application Under Conditions of Nonuniform Irradiance”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 27, pp. 864-872.

Ding K., Zhang J., Bian X., Xu J., (2014). “A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations”, *Solar Energy*, V. 101, pp. 40-52.

Dobos, A. P., (2012). “An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter”, *Journal of Solar Energy Engineering*, V. 134, pp. 1-6.

Dobos, A. P., Freeman, J. M., (2017). “Significant Improvement in PV Module Performance Prediction Accuracy Using a New Model Based on IEC-61853 Data”, *IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Washington, D.C., USA

Duffie, J. A., Beckman, W. A., (2013). “Solar Engineering of Thermal Processes”, 4th Edition. John Wiley & Sons, Inc.

Eddhibi, F., Amara, M. B., Balghouthi, M., Qoaidar, L. Guizani, A. A., (2017). “Analytic optical design of a Linear Fresnel solar collector with variable parameters”, *Journal of Materials and Environmental Sciences*, V. 8, pp. 4068-4084.

EPE, (2017). “Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016, Relatório Síntese”, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro: EPE 2017, pp. 292. Disponível em: <http://www.epe.gov.br> , acesso em 08/09/2019.

Everett, V., Greaves, M., Harvey, J., Lievre, P. L., Surve, S., Tanner, A., Thomsen, E., Vivar, M., Walter, D., (2011). “Evaluation of performance and reliability for components of a linear hybrid micro-concentrator system”, AIP Conference Proceedings, pp. 317–320.

Everett, V., Harvey, J., Surve, S., Walter, D., Vivar, M., Blakers, A., Tanner, A., Greaves, M., Le Lievre, P., (2011). “Evaluation of electrical and thermal performance of a rooftop-friendly hybrid linear CPV-T micro-concentrator system”, Australia and New Zealand Solar Energy Society Conference (Solar 2011), pp. 1–6.

Everett, V., Walter, D., Harvey, J., Vivar, M., Surve, S., Blakers, A., Le Lievre, P., Greaves, M., Tanner, A., (2010a). “A closed loop tracking system for a linear Fresnel hybrid PV/Thermal microconcentrator system”, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain, pp. 1063–1065.

Everett, V., Walter, D., Harvey, J., Vivar, M., Surve, S., Blakers, A., Le Lievre, P., Greaves, M., Tanner, A., (2010b). “A linear Fresnel Hybrid PV / thermal micro-concentrator system for rooftop integration”, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain, pp. 3937–3941.

Everett, V., Wu, Y., Resch, A., Ebert, M., Vivar, M., Thomsen, E., Harvey, J., Scott, P., Greaves, M., Tanner, A., Blakers, A., (2012). “Towards an innovative spectral-splitting hybrid PV-T micro-concentrator”, AIP Conference Proceedings 1477, pp. 230–234.

Franklin, E. T., Coventry, J. S., (2002). “Effects of highly non-uniform illumination distribution on electrical performance of solar cells”, 40th Annual Conference for the Australian New Zealand Solar Energy Society, ANU Research Publications.

Gadioli de Sousa, J. P., (2019). “Análise da Transferência de Calor em Concentrador Solar do Tipo Fresnel Linear de Tubo Evacuado: Estudo da Pressão”, Projeto de graduação, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília.

Garcia-Heller, V., Paredes, S., Ong, C. L., Ruch, P., Michel, B., (2014). “Exergoeconomic analysis of high concentration photovoltaic thermal co-generation system for space cooling”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 34, pp. 8–19.

Geisz, J. F., France, R. M., Schulte, K. L., Steiner, M. A., Norman, A. G., Guthrey, H. L., Young, M. R., Song, T. and Moriarty, T., (2020). “Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration”, Nature Energy, V. 5, pp. 326-335.

- George, M., Pandey, A. K., Abd, N., Tyagi, V. V., Shahabuddin, S., Saidur, R., (2019). “Concentrated photovoltaic thermal systems: A component by component view on the developments in the design, heat transfer medium and applications”, *Energy Conversion and Management*, V.186, pp. 15–41.
- Gomaa, M. R., Mustafa, R. J., Rezk, H., (2018). “Sizing Methodology of a Multi-Mirror Solar Concentrated Hybrid PV/Thermal System”, *Energies*, V. 11, pp. 1–28.
- Handy, R. J., (1967). “Theoretical Analysis of the Series Resistance of a Solar Cell”, *Solid-State Electronics*, Pergamon Press, V. 10, pp. 765-775.
- Hejri, M., Mokhtari, H. (2017). “On the Comprehensive Parametrization of the Photovoltaic (PV) Cells and Modules”, *IEEE Journal of Photovoltaics*, V. 7, pp. 250-258.
- Hejri, M., Mokhtari, H., Azizian, M. R., (2016). “An analytical-numerical approach for parameter determination of a five-parameter single-diode model of photovoltaic cells and modules”, *International Journal of Sustainable Energy*, V. 35, pp. 396-410.
- Hirst, L. C., Ekins-Daukes, N. J., (2011). “Fundamental losses in solar cells”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, V. 19, pp. 286–293.
- Hu, P., Zhang, Q., Liu, Y., Sheng, C., Cheng, X., Chen, Z., (2013). “Optical analysis of a hybrid solar concentrating photovoltaic/thermal (CPV/T) system with beam splitting technique”, *Sci China Tech Sci*, V. 56, pp. 1–8.
- IEA, (2017). “Renewables 2017”, International Energy Agency, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2017>, acesso em 14/04/2020.
- IEA, (2019a). “Global Energy & CO2 Status Report 2019”, International Energy Agency, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>, acesso em 14/04/2020
- IEA, (2019b). “Renewables 2019”, International Energy Agency, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>, acesso em 14/04/2020.
- IEC 60891, (2009). “Photovoltaic devices – Procedures for Temperature and irradiance Correctios to Measured I-V Characteristic”, International Standard, Edition 2.0 2009-12.
- Ju, X., Xu, C., Han, X., Du, X., Wei, G., Yang, Y., (2017a). “A review of the concentrated photovoltaic/thermal (CPVT) hybrid solar systems based on the spectral beam splitting technology”, *Applied Energy*, V. 187, pp. 534–563.
- Ju, X., Xu, C., Liao, Z., Du, X., Wei, G., Wang, Z., Yang, Y., (2017b). “A review of concentrated photovoltaic-thermal (CPVT) hybrid solar systems with waste heat recovery (WHR)”, *Science Bulletin*, V. 62, pp. 1388–1426.
- Kasaeian, A., Tabasi, S., Ghaderian, J., Youse, H., (2018). “A review on parabolic trough/Fresnel based photovoltaic thermal systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, pp. 193–204.

- Laudani, A., Fulginei, F. R., Salvini, A., (2014). “High performing extraction procedure for the one-diode model of a photovoltaic panel from experimental I–V curves by using reduced forms”, *Solar Energy*, V. 103, pp. 316–326.
- Lee Ong, C., Escher, W., Paredes, S., Khalil, A. S. G., Michel, B., (2012). “A novel concept of energy reuse from high concentration photovoltaic thermal (HCPVT) system for desalination”, *Desalination* V. 295, pp. 70–81.
- Lewis, N. S., (2013). “Toward Cost-Effective Solar Energy Use”, *Science*, V. 315, pp. 798–802.
- Li, G., Xuan, Q., Akram, M. W., Golizadeh Akhlaghi, Y., Liu, H., Shittu, S., (2020). “Building integrated solar concentrating systems: A review”, *Applied Energy*, V. 260, pp. 1–27.
- Lisboa, F. C., Rodrigues, A. C., Cavalcante, A. M. G., Siqueira, M, Guine, J., (2017). “Feasibility study of hybrid thermoelectric plants using CSP technology and fossil fuel: simulation scenarios”, *Revista Interdisciplinar de Pesquisa em Engenharia*, V. 1, pp. 1-23.
- Liu, Y., Hu, P., Zhang, Q., Chen, Z., (2014). “Thermodynamic and optical analysis for a CPV/T hybrid system with beam splitter and fully tracked linear Fresnel reflector concentrator utilizing sloped panels”, *Solar Energy*, V. 103, pp. 191–199.
- Looser, R., Vivar, M., Everett, V., (2014). “Spectral characterisation and long-term performance analysis of various commercial Heat Transfer Fluids (HTF) as Direct-Absorption Filters for CPV-T beam-splitting applications”, *Applied Energy*, 113, pp. 1496–1511.
- Lopes Filho, G., Pereira Franco, R. A., Teles Vieira, F. H., (2018). “Estimação de parâmetros de painéis fotovoltaicos utilizando o algoritmo firefly com atualização em função da irradiância e temperatura”, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 17 a 20 de abril, Gramado, Brasil.
- López Álvarez, J. A., (2017). “Análisis óptico y energético de un captador Fresnel”, Trabajo Fin de Máster, Dep. de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla.
- Lu, Z. H., Song, Q., Li, S. Q., Yao, Q., Othman, A., (2007). “The Effect of Non-Uniform Illumination on the Performance of Conventional Polycrystalline Silicon Solar Cell”, *ISES Solar World Congress 2007*, V. 2, pp. 1445-1448.
- Luque, A., Hegedus, S., (2011). “Handbook of Photovoltaic Science”. Second edition, John Wiley & Sons, Inc.
- Margolis, R., Feldman, D., (2019). “Q4 2018/Q1 2019 Solar Industry Update”, National Renewable Energy Laboratory, NREL/PR-6A, pp. 1–74. doi: NREL/PR-6A20-68425.

Marion B. (2002). “A Method for Modeling the Current–Voltage Curve of a PV Module for Outdoor Conditions”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Appl. V. 10, pp. 205-214.

Marion B., Kroposki B., Emery K., del Cueto J., Myers D., Osterwald C., (1999). “Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL”. Technical Report NREL/TP-520-26909.

Marion B., Kroposki B., Emery K., del Cueto J., Myers D., Osterwald C., (2000). “Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL”, Program and Proceeding, NCPV Program Review Meeting, April 16-19, Denver, USA.

Marion, B. (2002). “A Method for Modeling the Current – Voltage Curve of a PV Module for Outdoor Conditions”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, V. 214, pp. 205–214.

Martinez Lopez, J. N., (2016). “The influence of irradiance concentration using an asymmetric reflector on the electrical performance of a PVT hybrid collector with standard monocrystalline cells”, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal.

Moaleman, A., Kasaeian, A., Aramesh, M., Mahian, O., Sahota, L., Tiwari, N. G., (2018), “Simulation of the performance of a solar concentrating photovoltaic-thermal collector, applied in a combined cooling heating and power generation system”, *Energy Conversion and Management*, V. 160, pp. 191–208.

Monteiro Filho, A., Siqueira M., (2017). “Hybridization of concentrated solar power and confined landfill gas for power generation - a Case Study”, 24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering, Curitiba, PR, Brasil.

Monteiro Filho, A. (2018). “Hibridização de gás confinado em depósitos de resíduo sólido urbano com heliotérmica para geração de energia – o caso do Lixão da Estrutural no DF”. Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, p. 105.

Nassar-Eddine I., Obadi A., Errami Y., El fajri A., Agunaou M. (2016). “Parameter estimation of photovoltaic modules using iterative method and the Lambert W function: A comparative study”, *Journal Energy Conversion and Management*, V. 119, pp. 37–48.

Noro, M., Lazzarin, R., Bagarella, G., (2106). “Advancements in Hybrid Photovoltaic-thermal Systems: Performance Evaluations and Applications”, *Energy Procedia*, V. 101, pp. 496–503.

Pabon, J. J. G., Khosravi, A., Malekan, M., Sandoval, O. R., (2020). “Modeling and energy analysis of a linear concentrating photovoltaic system cooled by two-phase mechanical pumped loop system”, V. 157, pp. 273–289.

- Phang, J. C. H., Chan, D. S. H., Phillips, J. R., (1986). “A Comparative Study of Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters”, *Solid-State Electronics*, V. 29, pp. 329-337.
- Picault, D., Raison, B., Bacha, S., de la Casa, J., Aguilera, J., (2010). “Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses”, *Solar Energy*, V. 84, pp. 1301-1309.
- Pigozzo Filho, V. C., Bittencourt de Sá, A., Soares Sousa, S., Passos, J. C., (2018). “Projeto, construção e testes de um protótipo concentrador solar Fresnel linear para geração direta de vapor para processos industriais”, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, Brasil.
- Premkumara, M., Kumarb, C., Sowmyac, R., (2020). “Mathematical Modelling of Solar Photovoltaic Cell/Panel/Array Based on the Physical Parameters from the Manufacturer’s Datasheet”, *International Journal of Renewable Energy Development*, V. 9, pp.7-22.
- Pulido-Iparraguirre, D., Valenzuela, L., Serrano-Aguilera, J. J., Fernández-García, A. (2019). “Optimized design of a Linear Fresnel reflector for solar process heat applications”, *Renewable Energy*, V. 131, pp. 1089-1106.
- Renno, C. and De Giacomo, M. (2014). “Dynamic Simulation of a CPV/T System Using the Finite Element Method”, *Energies*, V. 7, pp.7395-7414.
- Rodrigues, M. F. B., Siqueira, M. B., (2015). “A case study of an hybrid solar – sugarcane biomass power plant”, 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering, COBEM2015, Rio de Janeiro, Brasil.
- Rosell, J. I., Vallverdú, X., Lechón, M. A., Ibáñez, M., (2005). “Design and simulation of a low concentrating photovoltaic/thermal system”, *Energy Conversion and Management*, V. 46, pp. 3034–3046.
- Sahin, G., (2016). “Effect of temperature on the series and shunt resistance of a silicon solar cell under frequency modulation”, *Journal of Basic and Applied Physics*, vol.5.1, pp.21-29.
- Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., (2007). “PV panel model based on datasheet values”, 2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, pp. 2392–2396.
- Sharaf, O. Z., Orhan, M. F., (2015a). “Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I - Fundamentals, design considerations and current technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, pp. 1500–1565.
- Sharaf, O. Z., Orhan, M. F., (2015b). “Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part II - Implemented systems, performance assessment, and future directions”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, pp. 1566–1633.

- Sharan, S. N., Kandpal, T. C., (1992). “Testing of a prototype combined photovoltaic-thermal linear Fresnel concentrator-receiver system”, *Energy Conversion and Management*, V. 33, pp. 37–39.
- Sharan, S. N., Mathur, S. S., Kandpal, T. C., (1986). “Analysis of an actively cooled photovoltaic thermal solar concentrator receiver system using a fin-type absorber”, *Solar & Wind Techmdoyy* Vol. 3, pp. 281–285.
- Shinong, W., Qianlong, M., Jie X., Yuan, G., Shilin, L., (2020). “An improved mathematical model of photovoltaic cells based on datasheet information”, *Journal Solar Energy*, V. 199, pp. 437-446.
- Silva, E. A., Bradaschia, F., Cavalcanti, M. C., Nascimento, A. J. Jr., (2016). “Parameter Estimation Method to Improve the Accuracy of Photovoltaic Electrical Model”, *IEEE Journal of Photovoltaics*, V. 6, pp. 278-285.
- Sonneveld, P. J., Swinkels, G. L. A. M., Tuijl, B. A. J., Janssen, H., Bot, G. P. A., (2010). “Greenhouse with a CPV system based on NIR reflecting lamellae”, *28th International Horticultural Congress Lisboa, Portugal*, pp. 1–8.
- Souza, P. H.; Siqueira, M. B, (2017). “Comparison of a hybrid CSP-biomass power plant performance into two different climate conditions”, *24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering, 2017, Curitiba, PR, Brasil*.
- Stornelli, V., Muttillio, M., de Rubeis, T., Nardi, I., (2019). “A New Simplified Five-Parameter Estimation Method for Single-Diode Model of Photovoltaic Panels”, *Energies*, V. 12, pp. 4271-4291.
- Swinkels, G. L. A. M., Sonneveld, P. J., Tuijl, B. A. J., Janssen, H. J. J., (2011). “A Spectral Selective Lamellae Concentrator System as Bi-CPV/T System”, *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3791–3794.
- Valero, M., Strojnik, M., Salgado, I., (2019). “Design, Manufacturing and Testing of a CPV + T Based on a Cassegrain: Trough Configuration”, *Proceeding SPIE 11128 Optical Engineering + Applications, San Diego, United States, (September 2019), V. 11128, pp. 111280Z-1/6*.
- Villalva, M. G, Gazoli J. R., Ruppert Filho E., (2009). “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, *IEEE Transactions on power electronics*, V. 24, pp. 1198-1208.
- Vivar, M., Clarke, M., Pye, J., Everett, V., (2012a). “A review of standards for hybrid CPV-thermal systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16, pp. 443–448.
- Vivar, M., Everett, V., (2012b). “A review of optical and thermal transfer fluids used for optical adaptation or beam-splitting in concentrating solar systems”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. 1–22.

- Vivar, M., Everett, V., Fuentes, M., Blakers, A., Tanner, A., Le Lievre, P., Greaves, M., (2013). “Initial field performance of a hybrid CPV-T microconcentrator system”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, V.21, pp. 1659–1671.
- Vivar, M., Thomsen, E., Harvey, J., Ratcliff, T., Walter, D., Everett, V., Tanner, A., Greaves, M., Le Lievre, P., (2011). “Reliability Assessment of a Linear PV-Thermal Micro-Concentrator Receiver Based on IEC 62108”, 40th ASES National Solar Conference (SOLAR 2011) Proceedings, pp. 1–6.
- Vivar, M., Van Scheppingen, R., Clarke, M., Everett, V., Walter, D., Harvey, J., Surve, S., Muric-Nesic, J., Blakers, A., (2010). “Integrating the design and reliability assessment of a hybrid PV-thermal microconcentrator system”, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 3098–3103.
- Walter, D., Everett, V., Blakers, A., Vivar, M., Harvey, J., Ratcliff, T., Surve, S., Van Scheppingen, R., Le Lievre, P., Greaves, M., Tanne, A., (2010). “A 20-sun hybrid PV-Thermal linear micro-concentrator system for urban rooftop applications”, 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, 2010, pp. 831–836.
- Walter, D., Everett, V., Vivar, M., Harvey, J., Van Scheppingen, R., Surve, S., Blakers, A., (2010). “A Monolithic Microconcentrator Receiver for a Sybrid PV-Thermal System: Preliminary Performance”, 6th International Conference on Concentrating Photovoltaic System, pp. 70–73.
- Wang, Y., Potter, D., Asselineau, C. A., Corsi, C., Wagner, M., Blanco, M., Kim, J. S., Pye, J. (2018). “Comparison of optical modelling tools for sunshape and surface slope error”, *AIP Conference Proceedings*, 2033, 210020, 08 November.
- Wang, Y., Potter, D., Asselineau, C. A., Corsi, C., Wagner, M., Caliot, C., Piaud, B., Blanco, M., Kim, J. S. Pye, J., (2020). “Verification of optical modelling of sunshape and surface slope error for concentrating solar power systems”, *Solar Energy*, V. 195, pp. 461-474.
- Winston, R., (1975). “Design and performance of compound parabolic solar concentrators for thermal and photovoltaic applications”, *Proceedings of the Technical Program (A76-44926 23-35) Chicago, Industrial and Scientific Conference Management, Inc.* pp. 84-91.
- Yang, T., Athienitis, A. K., (2016). “A review of research and developments of building-integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 66, pp. 886–912.
- Yazdanifard, F., Ameri, M., (2018). “Exergetic advancement of photovoltaic/thermal systems (PV/T): A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 97, pp. 529–553.

Zhang, G., Wei, J., Wang, Z., Xie, H., Xi, Y., Khalid, M., (2019). “Investigation into effects of non-uniform irradiance and photovoltaic temperature on performances of photovoltaic/thermal systems coupled with truncated compound parabolic concentrators”, *Applied Energy* V. 250, pp. 245–256.

Zhang, L., Jing, D., Zhao, L., Wei, J., Guo, L., (2012). “Concentrating PV/T Hybrid System for Simultaneous Electricity and Usable Heat Generation: A Review”, *International Journal of Photoenergy*, pp. 1–8.