

**Estudo da eficiência dos painéis solares com concentradores
e arrefecimento térmico em função do fluido utilizado no
arrefecimento das células solares**

Catarina Sofia Adjuto da Silva e Melo de Campos

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Prof. João Paulo Neto Torres

Júri

Presidente: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro
Orientador: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Vogal: Prof. António Carlos de Campos Simões Baptista

Novembro 2018

DECLARAÇÃO

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

RESUMO

Este trabalho foca-se no estudo do desempenho do *PowerCollector*TM, um sistema de concentração híbrido característico pela sua geometria singular e tecnologia de aproveitamento térmico. Esta tecnologia envolve a utilização de um fluido de transferência de calor, que por sua vez é um elemento determinante não só para a produção de energia solar térmica, como também para a eficiência dos painéis fotovoltaicos. O desenvolvimento de um modelo que retrate por completo o comportamento deste sistema foi o primeiro procedimento realizado para modelar todos os efeitos provocados por esta mesma tecnologia e prever ainda a influência de uma variedade de fatores na eficiência do *PowerCollector*TM, como a velocidade do fluido, o ângulo de inclinação dos painéis e a ocorrência de concentração solar. A validação deste modelo foi posteriormente efetuada a partir da comparação entre as medições obtidas durante a execução de ensaios experimentais e os respetivos resultados previstos pelo mesmo. Há que notar que todos estes procedimentos foram baseados no fluido para o qual o *PowerCollector*TM foi idealizado, a água. Por essa razão, a possibilidade de uma melhoria na eficiência deste sistema com a utilização de nanofluidos foi posteriormente considerada, ao serem analisados dados de alguns estudos que abordam este mesmo tema. Paralelamente, os efeitos de degradação provocados pela utilização de cada um dos fluidos apresentados foram também avaliados. Em suma, com esta investigação concluiu-se que os nanofluidos podem constituir uma alternativa à água, desde que escolhidos de acordo com as particularidades de cada caso.

Palavras-chave: Corrosão, eficiência térmica e elétrica, nanofluido, *PowerCollector*TM.

ABSTRACT

This master thesis focuses on the performance study of the PowerCollector™, a concentrated photovoltaic thermal system with a custom-made geometry and a photovoltaic cell cooling technology. The correct operation of this latter cooling feature involves the use of a heat transfer fluid, which in turn plays a significant role in the thermal energy generation as well as in the electrical efficiency of the PowerCollector™. The development of a model that portrays the behavior of this concentrating solar system was the first step to, not only testify the occurrence of all these effects, but also predict the influence that factors such as the fluid flow, the photovoltaic panels tilt, and the solar concentration may have on this system. In order to validate all the information obtained with its simulation, measurements were taken from an experimental setup and compared to the respective results predicted by this exact same model. It should be highlighted that all these procedures were based on the fluid for which PowerCollector™ has been designed (water). Hence, the efficiency enhancement by the use of nanofluids was also considered, as data from some studies addressing this issue were analyzed. Alongside all of this, the corrosion and erosion effects on the pipes incorporated in this system and originated by all the fluids mentioned throughout this investigation were also evaluated. In summary, with this entire study, it could be concluded that nanofluids may represent an appropriate alternative to water, as long as they are chosen according to all particularities of each case.

Keywords: Corrosion, electrical and thermal efficiency, nanofluid, PowerCollector™.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço ao professor João Fernandes por toda a ajuda que me ofereceu no decorrer da sua excelente orientação. Foi a partir dos seus conselhos que consegui tomar decisões importantes no decorrer de todo este trabalho e, como resultado disso mesmo, evoluir também como futura profissional. O interesse que mostrou no meu trabalho e a cordialidade com que sempre me recebeu são também dois fatores que merecem ser destacados por revelarem o seu indiscutível brio, característica esta que contribuiu também de forma indireta para o desenvolvimento desta tese de mestrado.

Ao professor João Torres agradeço a sua disponibilidade para discutir alguns temas e ideias passíveis de serem aplicadas, situação esta que foi relativamente recorrente ao longo da elaboração deste trabalho.

Queria agradecer ainda aos meus pais por todo o apoio que me deram ao longo de todo este processo e também por toda a confiança que depositaram em mim. Ao Ricardo, Adriana e Cláudia agradeço a amizade, o carinho e a paciência demonstrados que me ajudaram a chegar ainda mais longe. Por fim, resta-me agradecer a todos os meus amigos que fui conhecendo no decurso desta etapa por todos os momentos de convívio que me proporcionaram e que me inspiraram para trabalhar com maior afinco.

ÍNDICE

Declaração.....	I
Resumo.....	III
Abstract.....	V
Agradecimentos.....	VII
Lista de Figuras.....	XI
Lista de Tabelas.....	XIII
Nomenclatura.....	XV
Lista de Acrónimos.....	XVII
1. Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da Tese.....	2
2. Estado da Arte.....	5
2.1 A Tecnologia Solar Fotovoltaica.....	5
2.1.1 Curva Corrente-Tensão.....	5
2.1.2 Efeito da Irradiância e da Temperatura nas Células.....	6
2.1.3 Seguidor de Potência Máxima (MPPT).....	7
2.1.4 Sombreamento e Díodos de <i>By-pass</i>	8
2.1.5 Sistemas de Localização da Posição Solar.....	9
2.2 A Tecnologia de Concentração Fotovoltaica Térmica.....	10
2.2.1 Sistemas de Concentração da Energia Solar (CSP).....	11
2.2.2 Sistemas de Concentração Fotovoltaica (CPV).....	14
2.2.3 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos e Térmicos (PVT).....	16
2.2.4 Sistemas de Concentração Híbridos Fotovoltaicos e Térmicos (CPVT).....	17
2.3 O <i>PowerCollector</i> TM da SOLARUS.....	17
2.3.1 Sistema de Concentração Solar da SOLARUS.....	18
2.3.2 Sistema de Aproveitamento Térmico.....	18
2.3.3 Aplicações.....	19
2.4 Processos de Corrosão no Alumínio.....	19
2.5 Fluidos de Transferência de Calor.....	21
3. Modelo do <i>PowerCollector</i> TM	23
3.1 Modelo Ótico do Concentrador.....	23
3.2 Modelo Térmico.....	24
3.3 Modelo Elétrico.....	28
4. Análise do modelo do <i>PowerCollector</i> TM e resultados experimentais.....	33
4.1 Estudo do Efeito da Velocidade do Fluido no Arrefecimento das Células.....	33

4.1.1	Simulação para o Funcionamento do CPTV com Aproveitamento Térmico.....	34
4.2	Simulação para o Funcionamento do CPTV sem Aproveitamento Térmico	39
4.3	Estudo do Ângulo de Inclinação Ótimo	42
4.4	A Montagem.....	43
4.5	Resultados Experimentais	44
4.6	Validação do Modelo	46
4.7	Correção da Posição do <i>PowerCollector</i> TM	48
4.8	Discussão dos resultados.....	52
5.	Efeitos da Utilização de Outros Fluidos de Transferência de Calor	55
5.1	Eficiência Global.....	55
5.2	Corrosão e Erosão	56
5.3	Conclusões principais.....	58
6.	Conclusões	61
6.1	Simulação do Modelo e Validação.....	61
6.2	Otimização do desempenho do <i>PowerCollector</i> TM	62
6.3	Trabalho Futuro.....	63
	Bibliografia	65

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - CURVA $I-U$ PARA UMA CÉLULA DE SILÍCIO MONOCRISTALINO EM CONDIÇÕES STC	5
FIGURA 2 - CURVA $I-U$ DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO MONOCRISTALINO PARA VÁRIAS IRRADIÂNCIAS (ADAPTADO DE [6])	6
FIGURA 3 - CURVA $I-U$ DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO MONOCRISTALINO PARA VÁRIAS TEMPERATURAS (ADAPTADO DE [6])	7
FIGURA 4 - ESQUEMA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM UM MPPT (ADAPTADO DE [6]).....	7
FIGURA 5 - CONFIGURAÇÃO PADRÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	8
FIGURA 6 - DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DA RADIAÇÃO EMITIDA PELO SOL (ADAPTADO DE [3])	9
FIGURA 7 - ESQUEMA DE UM SISTEMA DE CALHA PARABÓLICA	11
FIGURA 8 - COMPARAÇÃO ENTRE UMA LENTE DE FRESNEL E UMA LENTE CONVENCIONAL EQUIVALENTE (ADAPTADO DE [10]).....	12
FIGURA 9 - ESQUEMA DE UM SISTEMA DE DISCO PARABÓLICO (ADAPTADO DE [10]).....	13
FIGURA 10 - CONCENTRAÇÃO SOLAR EM SISTEMAS CPV (ADAPTADO DE [14])	14
FIGURA 11 - PRINCÍPIO BÁSICO DE FUNCIONAMENTO DE UM SISTEMA HÍBRIDO (ADAPTADO DE [16])	16
FIGURA 12 - ESQUEMA LATERAL DO <i>POWERCOLLECTOR</i> TM DA SOLARUS (ADAPTADO DE [19])	18
FIGURA 13 - PORMENOR DO SISTEMA DE APROVEITAMENTO TÉRMICO DO CPVT (ADAPTADO DE [18])	19
FIGURA 14 - CORROSÃO POR PICADAS NUMA LIGA DE ALUMÍNIO EXPOSTA A ÁGUA SALGADA DURANTE 2 ANOS: A) APÓS UMA LIMPEZA SUPERFICIAL, B) PORMENOR DA CORROSÃO LOCALIZADA NA SUPERFÍCIE DA LIGA [22].....	20
FIGURA 15 - VISÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO DO CPVT E RESPECTIVA VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL	23
FIGURA 16 - REPRESENTAÇÃO EM 3D DO MODELO DO CONCENTRADOR NO <i>SOLTRACE</i>	24
FIGURA 17 - MODELO DO CPVT NO COMSOL <i>MULTIPHYSICS</i> ®: A) VISTA GERAL, B) VISTA LATERAL	25
FIGURA 18 - VISTA INFERIOR DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	25
FIGURA 19 - EXEMPLO DE REGIME LAMINAR.....	27
FIGURA 20 - CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	28
FIGURA 21 - CARATERÍSTICA $I-U$ E $P-U$ OBTIDAS EXPERIMENTALMENTE PARA UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	31
FIGURA 22 - CARATERÍSTICA $I-U$ E $P-U$ OBTIDAS EXPERIMENTALMENTE PARA METADE DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	31
FIGURA 23 - VISTA AÉREA DO EDIFÍCIO DO TAGUSPARK ONDE FOI INSTALADO O <i>POWERCOLLECTOR</i> TM	33
FIGURA 24 - FATOR DE ABSORÇÃO ESPECTRAL OBTIDO EXPERIMENTALMENTE PARA UMA CONFIGURAÇÃO EM QUE AS CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO SE ENCONTRAM ENCAPSULADAS (ADAPTADO DE [34])..	34
FIGURA 25 - EXEMPLO DAS REPRESENTAÇÕES DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NAS CÉLULAS INFERIORES RESULTANTES DO <i>SOLTRACE</i> PARA O MÊS DE JANEIRO: A) 13 HORAS, B) 16 HORAS	35
FIGURA 26 - EXEMPLO DOS RESULTADOS OBTIDOS PARA AS 13 HORAS DO MÊS DE JANEIRO COM UMA VELOCIDADE DA ÁGUA IGUAL A 0.345 M/S: A) PAINEL SUPERIOR, B) PAINEL INFERIOR.....	36
FIGURA 27 - EXEMPLO DOS RESULTADOS OBTIDOS PARA AS 13 HORAS DO MÊS DE AGOSTO COM UMA VELOCIDADE DA ÁGUA IGUAL A 0.345 M/S: A) PAINEL SUPERIOR, B) PAINEL INFERIOR.....	36
FIGURA 28 - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA MÁXIMA DE AMBOS OS PAINÉIS NUM DIA DE JANEIRO PARA DIFERENTES FLUXOS DE ÁGUA: A) NO PAINEL SUPERIOR, B) NO PAINEL INFERIOR.....	37
FIGURA 29 - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA MÁXIMA DE AMBOS OS PAINÉIS NUM DIA DE AGOSTO PARA DIFERENTES FLUXOS DE ÁGUA: A) NO PAINEL SUPERIOR, B) NO PAINEL INFERIOR.....	37
FIGURA 30 - POTÊNCIA ELÉTRICA PRODUZIDA PELO CPVT PARA DIFERENTES FLUXOS DE ÁGUA: A) EM JANEIRO, B) EM AGOSTO	38
FIGURA 31 - POTÊNCIA ÚTIL PRODUZIDA PELO CPVT PARA DIFERENTES FLUXOS DE ÁGUA: A) EM JANEIRO, B) EM AGOSTO	39
FIGURA 32 - VISTA LATERAL DO MODELO TÉRMICO DO CPVT COM REPRESENTAÇÃO DOS LOCAIS DE PASSAGEM DO AR (AZUL).....	39
FIGURA 33 - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA MÁXIMA AO LONGO DE UM DIA: A) DE JANEIRO, B) DE AGOSTO40	40
FIGURA 34 - POTÊNCIA ELÉTRICA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS: A) EM JANEIRO, B) EM AGOSTO	41
FIGURA 35 - INFLUÊNCIA DO SISTEMA DE APROVEITAMENTO TÉRMICO NA POTÊNCIA ELÉTRICA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS COM UMA VELOCIDADE DO FLUIDO DE 0.345 M/S: A) EM JANEIRO, B) EM AGOSTO	41

FIGURA 36 - VARIAÇÃO DA POTÊNCIA SOLAR ABSORVIDA PELOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS COM O ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS MESMOS PARA OS VÁRIOS MESES DO ANO	42
FIGURA 37 - INSTALAÇÃO TÉRMICA DO CPVT	43
FIGURA 38 – ESQUEMA DA INSTALAÇÃO ELÉTRICA DO CPVT	44
FIGURA 39 - PORMENOR DA INSTALAÇÃO ELÉTRICA DO CPVT COM ALGUNS DOS INSTRUMENTOS DE MEDIDA UTILIZADOS: A) AMPERÍMETRO, B) MULTÍMETRO, C) INVERSOR + MPPT	44
FIGURA 40 - POTÊNCIA ELÉTRICA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DE CPVT NO ENSAIO SEM APROVEITAMENTO TÉRMICO	45
FIGURA 41 - POTÊNCIA ELÉTRICA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DO CPVT NO ENSAIO COM APROVEITAMENTO TÉRMICO	45
FIGURA 42 - TEMPERATURA DE ENTRADA E SAÍDA DA ÁGUA DO CPVT	46
FIGURA 43 - CURVA EXPERIMENTAL E TEÓRICA PARA A DIFERENÇA ENTRE A TEMPERATURA DE ENTRADA E DE SAÍDA DA ÁGUA	47
FIGURA 44 - CURVAS EXPERIMENTAIS E TEÓRICAS PARA A POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS SUPERIORES E INFERIORES NO ENSAIO SEM APROVEITAMENTO TÉRMICO	48
FIGURA 45 - CURVAS EXPERIMENTAIS E TEÓRICAS PARA A POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS SUPERIORES E INFERIORES NO ENSAIO COM APROVEITAMENTO TÉRMICO	48
FIGURA 46 - IRRADIÂNCIA MÉDIA INCIDENTE NOS PAINÉIS INFERIORES PREVISTA PELO <i>SOLTRACE</i> PARA VÁRIOS ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO DIFERENTES	49
FIGURA 47 - IRRADIÂNCIA MÉDIA INCIDENTE NOS PAINÉIS INFERIORES PREVISTA PELO <i>SOLTRACE</i> PARA VÁRIAS ORIENTAÇÕES DIFERENTES	49
FIGURA 48 - NOVA CURVA EXPERIMENTAL E TEÓRICA PARA A DIFERENÇA ENTRE A TEMPERATURA DE ENTRADA E DE SAÍDA DA ÁGUA	51
FIGURA 49 - NOVAS CURVAS EXPERIMENTAIS E TEÓRICAS PARA A POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS SUPERIORES E INFERIORES NO ENSAIO SEM APROVEITAMENTO TÉRMICO	51
FIGURA 50 - NOVAS CURVAS EXPERIMENTAIS E TEÓRICAS PARA A POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS SUPERIORES E INFERIORES NO ENSAIO COM APROVEITAMENTO TÉRMICO	52
FIGURA 51 - EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA DO CPVT EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA DE SAÍDA DOS DOIS FLUIDOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR CONSIDERADOS, CUJA TEMPERATURA DE ENTRADA É 298K (ADAPTADO DE [26]).....	55
FIGURA 52 - EXEMPLO DO EFEITO DA CORROSÃO OBSERVADO NA PRIMEIRA EXPERIÊNCIA NUMA PLACA DE ALUMÍNIO DEVIDO À UTILIZAÇÃO DE UM NANOFLUIDO COM PARTÍCULAS DE: A) Al_2O_3 - 9%, B) TiO_2 , C) SiC (ADAPTADO DE [25]).....	58

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DO CPVT PARA AS VÁRIAS HORAS DO DIA NO ENSAIO SEM APROVEITAMENTO TÉRMICO	47
TABELA 2 - POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DO CPVT E CORRESPONDENTE VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DA ÁGUA PARA AS VÁRIAS HORAS DO DIA NO ENSAIO COM APROVEITAMENTO TÉRMICO	47
TABELA 3 - POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DO CPVT PARA A SUA NOVA ORIENTAÇÃO E PARA AS VÁRIAS HORAS DO DIA NO ENSAIO SEM APROVEITAMENTO TÉRMICO.....	50
TABELA 4 - POTÊNCIA PRODUZIDA PELOS PAINÉIS DO CPVT E CORRESPONDENTE VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DA ÁGUA PARA A SUA NOVA ORIENTAÇÃO E PARA AS VÁRIAS HORAS DO DIA NO ENSAIO COM APROVEITAMENTO TÉRMICO	50
TABELA 5 - RESUMO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS OBTIDOS PARA O ALUMÍNIO COM OS NANOFLUIDOS EM ESTUDO [25],[37].....	57
TABELA 6 – DUREZA (VICKERS) DAS NANOPARTÍCULAS QUE CONSTITUEM OS FLUIDOS EM ESTUDO [37]...57	

NOMENCLATURA

Símbolo	Descrição	Unidades
A	Área	[m ²]
A _a	Área de abertura do concentrador	[m ²]
A _{cell}	Área da célula	[m ²]
A _t	Área transversal aos canais	[m ²]
C _p	Capacidade térmica mássica a pressão constante	[J/(kg·K)]
d	Profundidade da cavidade	[mm]
E _{ele}	Energia elétrica	[J]
E _{ele,eq}	Energia elétrica equivalente	[J]
E _t	Energia térmica	[J]
F	Força	[N]
FC _{geo}	Fator de concentração geométrico	[-]
FC _{ot}	Fator de concentração ótico	[-]
FF	Fator de forma	[-]
g	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
G	Irradiância	[W/m ²]
G _a	Irradiância incidente na abertura do concentrador	[W/m ²]
G _{cell}	Irradiância incidente na célula	[W/m ²]
G _{STC}	Irradiância de referência	[W/m ²]
h	Coefficiente de transferência de calor	[W/(m ² ·K)]
H	Altura	[m]
I	Matriz identidade	[-]
I ₀	Corrente inversa de saturação do díodo	[A]
I ₀ ^r	Corrente inversa de saturação do díodo de referência	[A]
I _D	Corrente do díodo	[A]
I _{MP}	Corrente de máxima potência	[A]
I _{MP} ^r	Corrente de máxima potência de referência	[A]
I _S	Fonte de corrente	[A]
I _{sc}	Corrente de curto circuito	[A]
I _{sc} ^r	Corrente de curto circuito de referência	[A]
k	Constante da liga de alumínio	[-]
K	Constante de Boltzmann	[J/K]
m	Fator de idealidade do díodo	[-]
ṁ	Fluxo de massa	[kg/s]
m [']	Quociente entre o fator de idealidade do díodo e o número de células em série	[-]
n	Vetor normal ao coletor	[-]
p	Pressão do fluido	[Pa]
P	Potência	[W]
P _{baixo}	Potência produzida pelos painéis inferiores	[W]

P_{cima}	Potência produzida pelos painéis superiores	[W]
P_p	Potência-pico	[W _p]
P_{pump}	Potência consumida pela bomba hidráulica	[kW]
P_{th}	Potência térmica	[W]
\mathbf{q}	Vetor de fluxo de calor	[W/m ²]
q	Carga elétrica do eletrão	[C]
q_0	Fluxo de calor entre o coletor e o meio ambiente	[W/m ²]
Q	Fonte de calor	[W/m ³]
Q_a	Caudal da água	[m ³ /s]
t	Tempo	[semanas]
T	Temperatura	[K]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[K]
T^r	Temperatura de referência	[K]
\mathbf{u}	Vetor de velocidade	[m/s]
U	Tensão	[V]
U_{MP}	Tensão de máxima potência	[V]
U_{MP}^r	Tensão de máxima potência de referência	[V]
U_{oc}	Tensão de circuito aberto	[V]
U_{oc}^r	Tensão de circuito aberto de referência	[V]
v_a	Velocidade da água	[m/s]
V_T	Potencial térmico	[V]
V_T^r	Potencial térmico de referência	[V]
V_{∞}	Velocidade do vento	[m/s]
δ	Relação entre a energia térmica e elétrica	[-]
$\Delta E_{\text{elétrica}}$	Variação da eficiência elétrica	[-]
$\Delta E_{\text{térmica}}$	Variação da eficiência térmica	[-]
ΔE_{tot}	Variação da eficiência global	[-]
ΔT	Diferença de temperatura	[°C]
ε	Hiato do semiconductor	[eV]
ζ	Ângulo azimutal	[°]
μ	Viscosidade dinâmica	[Pa·s]
η_{STC}	Rendimento elétrico de referência	[-]
η_{th}	Rendimento térmico	[-]
θ	Inclinação dos painéis fotovoltaicos	[°]
κ	Condutividade térmica	[W/(m·K)]
ρ	Densidade	[kg/m ³]

LISTA DE ACRÓNIMOS

1M3P	Modelo de 1 díodo e 3 parâmetros
1M5P	Modelo de 1 díodo e 5 parâmetros
ACC™	<i>Active Cell Cooling™</i>
Al	Alumínio
Al ₂ O ₃	Óxido de alumínio
CPV	<i>Concentrated photovoltaic</i>
CPVT	<i>Concentrated photovoltaic thermal</i>
CSP	<i>Concentrated solar power</i>
Cu	Cobre
Fe	Ferro
HCPV	<i>High concentrated photovoltaic</i>
HCPVT	<i>High concentrated photovoltaic thermal</i>
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
IST	Instituto Superior Técnico
LCPV	<i>Low concentrated photovoltaic</i>
LCPVT	<i>Low concentrated photovoltaic thermal</i>
MaReCo™	<i>Maximum Reflector Concentration™</i>
MCPV	<i>Medium concentrated photovoltaic</i>
MCPVT	<i>Medium concentrated photovoltaic thermal</i>
MPP	<i>Maximum power point</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracker</i>
pH	Potencial de hidrogénio
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic geographical information system</i>
PVT	<i>Photovoltaic thermal</i>
RMSE	<i>Root-mean-square error</i>
SiC	Carboneto de Silício
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TiO ₂	Dióxido de Titânio

1. Introdução

Com o passar dos anos, as energias renováveis têm vindo a ganhar cada vez mais popularidade, surgindo como uma alternativa ao uso de combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo ou o gás natural. A utilização destas fontes de energia não renovável surgiu durante a revolução industrial, que teve início em meados do século XVIII em Inglaterra, e alterou por completo não só o mundo industrial como também as condições de vida da sociedade em geral. A dependência deste tipo de energia tornou-se, portanto, algo inevitável e que a longo prazo se revelou prejudicial para o ambiente e para a saúde. Com o aumento acentuado da população que se tem verificado nas últimas décadas e à medida que a qualidade de vida vai melhorando, esta opção torna-se insustentável, sendo por isso crucial o desenvolvimento de alternativas como as energias renováveis. Como tal, a energia proveniente do sol é de extrema importância para todos, visto que para além de se tratar de uma fonte de energia renovável e, por isso, inesgotável, é também direta ou indiretamente a grande responsável pela existência das restantes energias renováveis [1]. Atualmente, quando se fala em conversão de energia a partir da radiação solar existem dois grandes tipos de tecnologias: a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica (calor).

No que diz respeito à energia solar fotovoltaica, esta pode ser definida como sendo a energia resultante da conversão direta da luz solar em eletricidade. Isto é conseguido a partir de células fotovoltaicas, idealizadas com base no efeito fotovoltaico e, conseqüentemente, com a função de produzir uma corrente elétrica quando são expostas à luz. Em Portugal, a potência instalada relativa à energia fotovoltaica sofreu um aumento de 430% num período de 8 anos, sendo a tecnologia que mais cresceu em termos relativos [2]. Ainda dentro da categoria da energia solar fotovoltaica, existe uma variante que consiste naquilo a que se designa por produção de energia solar fotovoltaica de concentração. Neste caso, para além dos módulos fotovoltaicos já presentes na tecnologia anterior, são utilizados elementos óticos providos com um sistema de seguimento da posição solar para, tal como o nome desta variante indica, concentrar a luz solar numa pequena área e aquecer um determinado fluido. O vapor originado neste processo é depois usado para movimentar as pás de uma turbina, que por sua vez, se encontra acoplada a um gerador responsável por converter a energia mecânica do seu movimento em energia elétrica. A utilização desta tecnologia em Portugal só começou a ser realizada a partir de 2014, sendo que a potência instalada atualmente é de apenas 14 MW [2].

Outra abordagem ligeiramente diferente corresponde à produção de energia solar térmica, isto é, ao aproveitamento da energia solar somente para aquecer fluidos, nomeadamente água para usos domésticos. Para este efeito recorre-se a coletores solares com uma cobertura de vidro opaca à radiação infravermelha por forma a provocar efeito de estufa no interior do mesmo. Este fenómeno é responsável por aquecer o fluido que circula neste sistema, cuja função é a de transmitir o calor armazenado para a água em questão. Atualmente, esta tecnologia encontra-se bastante difundida por toda a Europa, com cerca de 12.3 milhões de m² de coletores solares instalados em 2002 [3].

Com base nestas três opções apresentadas anteriormente surgem também métodos de produção de energia que procuram aliar as melhores características das mesmas num só sistema. Um exemplo disso mesmo são os painéis fotovoltaicos térmicos com concentrador (CPVT), a partir dos quais é possível produzir não só energia elétrica como também energia térmica. Foi nesta tecnologia que a SOLARUS, uma empresa sueca fundada em 2006, se baseou para desenvolver o seu *PowerCollector*TM, um sistema com uma geometria singular constituído por 4 painéis fotovoltaicos iguais divididos em duas partes.

1.1 Motivação

Uma das principais tecnologias incorporadas no *PowerCollector*TM da SOLARUS corresponde ao arrefecimento térmico das células fotovoltaicas dos quatro painéis solares que integram este sistema. O arrefecimento é conseguido a partir da passagem de um determinado fluido por entre os dois pares de painéis fotovoltaicos através de alguns canais instalados junto aos mesmos, evitando-se deste modo o aparecimento de pontos quentes que podem vir a danificar as células e, conseqüentemente, prejudicar o rendimento dos próprios painéis solares. No caso particular deste CPVT, o calor absorvido pelo fluido é posteriormente aproveitado para fins domésticos e/ou industriais que envolvem principalmente o aquecimento de água. Entre as várias aplicações possíveis para a energia térmica produzida destaca-se, por exemplo, o aquecimento de uma determinada área onde é necessário manter uma temperatura ambiente constante e a limpeza de equipamentos industriais. À semelhança do que acontece com este *PowerCollector*TM, a maioria dos sistemas que combinam a tecnologia solar fotovoltaica com a tecnologia solar térmica utilizam a água como fluido de arrefecimento. A razão para a qual isto acontece está relacionada com o valor relativamente elevado da capacidade térmica mássica da água a uma pressão constante, parâmetro este que quantifica a energia que é necessário fornecer à unidade de massa de uma substância para que a sua temperatura se eleve um grau em condições de pressão constante. Como a potência térmica produzida por estes sistemas depende diretamente deste parâmetro, quanto maior for o seu valor mais vantajoso o fluido será para a componente térmica destes sistemas. Para além disso, há ainda que ter em conta que em termos económicos, a água é uma solução relativamente barata e fácil de obter, o que naturalmente também tem um grande impacto na escolha do fluido a utilizar. Contudo, existem aplicações para as quais a temperatura de trabalho do fluido tem de ser obrigatoriamente superior ao ponto de ebulição da água (100°C), tornando-se impossível a sua utilização nesses casos. É por isso importante estudar algumas alternativas que possam eventualmente constituir também uma solução mais vantajosa para a eficiência global deste tipo de sistemas.

1.2 Objetivos

O desenvolvimento desta tese implica a realização de um trabalho experimental com o *PowerCollector*TM da SOLARUS. Este trabalho, por sua vez, requer um estudo prévio não só de todas as características e especificações deste sistema como também de todas as opções em que é possível fazê-lo. Tudo isto é realizado com os seguintes objetivos:

- Compreender a dinâmica do fluido responsável pelo arrefecimento das células solares que percorre os vários canais incorporados no sistema em estudo;
- Observar o efeito da velocidade do fluido no arrefecimento das células solares e concluir sobre a sua influência na eficiência dos painéis fotovoltaicos;
- Utilizar diversos fluidos com diferentes coeficientes de viscosidade para concluir sobre o seu efeito na eficiência dos painéis solares;
- Estudar diversas soluções que evitem a possível degradação dos tubos de arrefecimento, nomeadamente no que diz respeito aos processos de corrosão.

1.3 Estrutura da Tese

Considerando os motivos para os quais esta tese é realizada e por forma a cumprir todos os objetivos propostos pela mesma, foi desenvolvido um trabalho que envolve não só a execução de testes experimentais com um CPVT da empresa SOLARUS como também a implementação de um modelo que retrata o seu funcionamento. Para além disto, temas como a corrosão ou fluidos

de transferência de calor passíveis de serem usados neste sistema são também estudados, estando a tese organizada da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Estado da Arte: Os mais variados temas relacionados com a primeira geração de células fotovoltaicas que se consideram relevantes para a compreensão dos estudos apresentados posteriormente são abordados. Numa nota informativa, por forma a conhecer as tecnologias que dão origem à apresentada pelo sistema da SOLARUS, as várias tecnologias de produção de energia térmica e/ou elétrica a partir da radiação solar existentes atualmente são descritas. São ainda dados a conhecer com algum detalhe as especificações, as propriedades térmicas e elétricas e até os principais conceitos teóricos por trás das várias tecnologias presentes neste mesmo sistema. Por fim, os efeitos de corrosão nos canais pelos quais a água passa que se consideram mais significativos e alguns fluidos de transferência de calor alternativos à água são também mencionados;
- Capítulo 3 – Modelo do *PowerCollector*TM: O modelo ótico do concentrador, térmico e elétrico do CPVT em estudo é desenvolvido com base na informação apresentada no Capítulo 2. O seu principal objetivo é o de facilitar a compreensão da dinâmica do fluido responsável pela refrigeração do coletor e também evidenciar o impacto que a sua inclusão tem na eficiência elétrica deste sistema. Este modelo pretende ainda simular as condições a que *PowerCollector*TM será sujeito nos ensaios experimentais;
- Capítulo 4 – Análise do Modelo do *PowerCollector*TM e resultados experimentais: Os efeitos na eficiência elétrica do *PowerCollector*TM de alguns parâmetros como a velocidade do fluido e o ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos são simulados com o modelo desenvolvido anteriormente. A importância da ocorrência de concentração solar para a eficiência deste sistema é também avaliada. A validação do modelo do CPVT é efetuada por comparação entre os resultados experimentais e aqueles obtidos a partir deste mesmo modelo para as mesmas condições em que as experiências foram feitas. Para fins de validação são ajustados alguns parâmetros considerados no modelo inicial;
- Capítulo 5 – Efeitos da Utilização de Outros Fluidos de Transferência de Calor: O estudo da viabilidade dos nanofluidos como potenciais substitutos da água no sistema de aproveitamento térmico é executado. Esta investigação passa pela avaliação dos efeitos no valor da eficiência global de um sistema de concentração híbrido e também no reconhecimento de possíveis efeitos de corrosão e erosão nos componentes do *PowerCollector*TM que advêm da utilização deste fluido de transferência de calor alternativo;
- Capítulo 6 – Conclusões: As principais conclusões formadas ao longo da realização desta tese são apresentadas. Com base em todo o trabalho realizado e nas limitações encontradas, são sugeridos também alguns trabalhos que poderiam constituir uma mais valia para a melhoria do desempenho do *PowerCollector*TM.

2. Estado da Arte

2.1 A Tecnologia Solar Fotovoltaica

Nos sistemas solares fotovoltaicos, as células solares são as grandes responsáveis pela conversão direta da radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. As primeiras células a serem desenvolvidas com base neste mesmo fenómeno foram as de silício cristalino, que são as mais comuns no mercado com 87% de *share* global [4]. Contudo, com o passar dos anos, têm vindo a ser desenvolvidas outras células de materiais diferentes, sendo importante mencionar também a tecnologia de filmes finos. Esta tecnologia, dita de segunda geração, apesar de ter uma eficiência de conversão mais baixa relativamente à anterior, tem vindo a ganhar cada vez mais importância devido ao seu reduzido custo de produção. O Telureto de Cádmio ou o Silício amorfo são os principais materiais a partir dos quais se produzem as células desta geração [4]. Estas apresentam características específicas, nomeadamente a de possuírem uma capacidade melhorada de absorver a luz e permitirem assim a utilização de uma menor quantidade de material para a sua própria produção [5].

Para o desenvolvimento deste trabalho importa conhecer um pouco mais a fundo algumas particularidades do funcionamento das células de silício cristalino, visto que o estudo do comportamento elétrico do *PowerCollector*TM e a compreensão de todos os fenómenos inerentes ao arrefecimento das células solares desta mesma geração são dois tópicos de extrema importância para objetivos como o estudo da eficiência elétrica deste sistema em função do fluido utilizado, por exemplo.

2.1.1 Curva Corrente-Tensão

Com o intuito de se estudar o comportamento das células fotovoltaicas foram desenvolvidos alguns circuitos elétricos equivalentes que são capazes de descrever o seu funcionamento e dos quais se deduzem os respetivos modelos matemáticos. Até à data, para as células de silício cristalino, existem modelos que descrevem com mais ou menos detalhe todas as características de funcionamento das mesmas, sendo de realçar os modelos de um díodo e três parâmetros (1M3P, modelo simplificado) e de um díodo e cinco parâmetros (1M5P), que tal como o nome indica consiste num modelo um pouco mais complexo [4]. A utilidade de cada um destes modelos passa, por exemplo, pela reprodução da curva corrente-tensão ($I-U$) obtida experimentalmente em condições STC¹ (Figura 1), o que facilita a execução de um estudo mais pormenorizado de todos os pontos de funcionamento da célula.

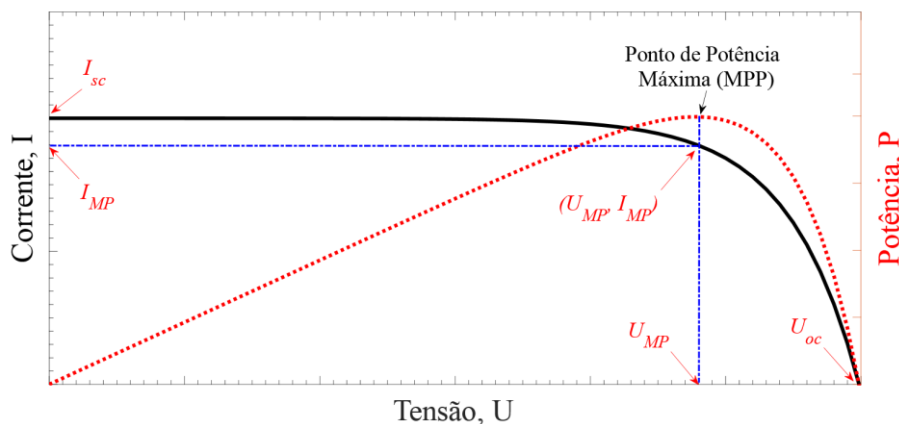


Figura 1 - Curva $I-U$ para uma célula de silício monocristalino em condições STC

¹ *Standard Test Conditions*. Condições de referência, mencionadas no Capítulo 3.3.

A curva característica $I-U$ representa graficamente a relação entre a corrente e a tensão aplicadas ou geradas na célula desde o momento em que esta se encontra em curto-circuito até ao instante em que atinge o circuito aberto. Desta forma, consegue-se identificar os valores típicos para ambas as grandezas em determinados pontos de funcionamento específicos, como é o caso da corrente de curto circuito (representada como I_{sc} na Figura 1) ou da tensão de circuito aberto (representada como U_{oc} na Figura 1). Neste tipo de curvas é ainda possível destacar os valores da corrente e da tensão para os quais se obtém a potência-pico (I_{MP} e U_{MP} , respetivamente), o que no fundo consiste em determinar o ponto em que a potência produzida pela célula é máxima.

Ao quociente entre a potência-pico e a potência máxima que hipoteticamente a célula conseguiria produzir dá-se o nome de Fator de Forma, eq. (2.1) [4]. A importância deste parâmetro está relacionada com a indicação da qualidade da performance da célula, pois quanto mais próximo da unidade este estiver maior será a potência elétrica máxima que a célula consegue realmente produzir.

$$FF = \frac{U_{MP} \cdot I_{MP}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.1)$$

2.1.2 Efeito da Irradiância e da Temperatura nas Células

Tendo em conta que os painéis fotovoltaicos são desenvolvidos para realizarem a sua função no exterior, a influência no funcionamento das células fotovoltaicas de fatores externos como a temperatura ou a irradiância incidente é algo que deve ser considerado e estudado com algum detalhe. Este estudo pode ser feito de uma forma bastante simples, sendo para isso apenas necessário observar a variação da curva $I-U$ para várias condições diferentes. No caso da irradiância, se se considerar o método de funcionamento das células fotovoltaicas, seria de esperar que a potência produzida pela célula aumentasse com o aumento da radiação solar incidente na mesma e de facto, quando se obtém a curva $I-U$ de uma célula de silício para vários valores de irradiância é exatamente isso que se verifica, Figura 2 [6]-[7]. A partir desta figura demonstra-se ainda a fraca dependência da tensão de circuito aberto com a irradiância [6].

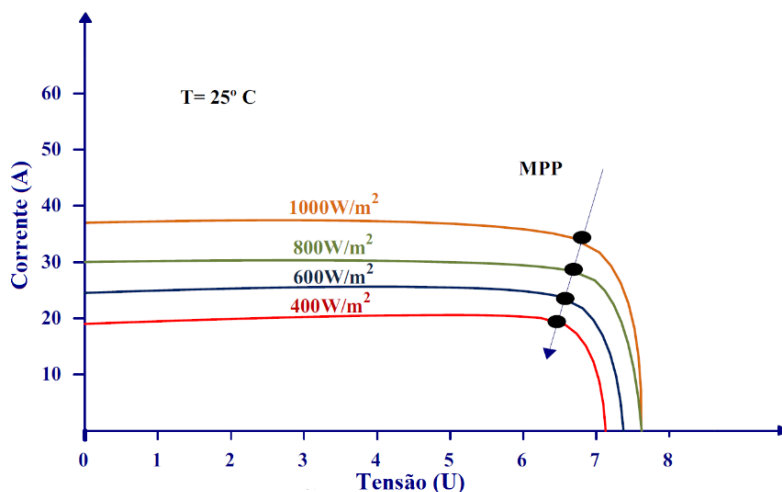


Figura 2 - Curva $I-U$ de uma célula de silício monocristalino para várias irradiâncias (adaptado de [6])

No que diz respeito ao efeito da temperatura, os resultados experimentais obtidos revelam um comportamento por parte das células um pouco diferente do anterior, uma vez que neste caso o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos revela-se prejudicial para a produção de energia elétrica, Figura 3 [6]-[7]. A razão para a qual este efeito ocorre está relacionada com o facto de os materiais utilizados para a construção destas células apresentarem um valor negativo

para o coeficiente da temperatura, parâmetro este que retrata a dependência da potência de saída com o aumento da temperatura por parte das células. Por fim, há ainda que ressaltar que a partir destes resultados se verifica que a corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura [6].

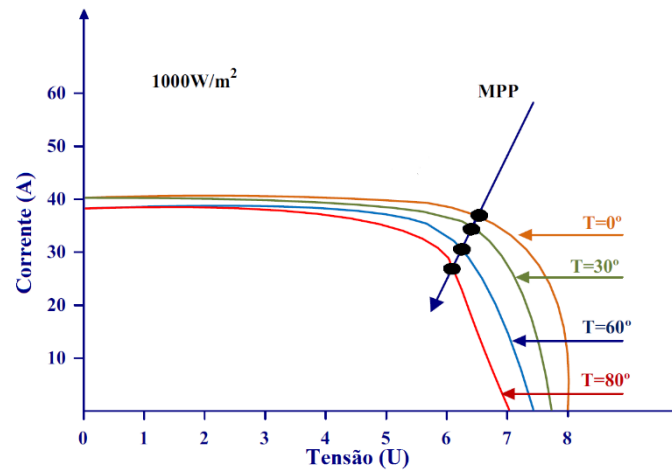


Figura 3 - Curva $I-U$ de uma célula de silício monocristalino para várias temperaturas (adaptado de [6])

2.1.3 Seguidor de Potência Máxima (MPPT)

Devido ao facto de a curva $I-U$ variar constantemente com as condições atmosféricas, também o ponto em que a potência produzida é máxima (MPP) depende da temperatura e da irradiância incidente na célula (Secção 2.1.2). Para além disso, se se tiver em conta o facto de a eficiência dos sistemas fotovoltaicos não ser necessariamente muito elevada, o desenvolvimento de métodos de otimização da conversão de energia solar em energia eléctrica torna-se deveras importante [7]. Posto isto, com o intuito de extrair a máxima potência possível para as mais variadas condições atmosféricas ao longo de toda a vida útil do painel, surgiu o seguidor de potência máxima (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracker*). Usualmente, os elementos constituintes deste tipo de sistemas são conversores eletrónicos de potência, mais concretamente um conversor DC-DC e um inversor (conversor DC-AC), que juntamente com um controlador digital utilizam algoritmos para assegurar o funcionamento do painel fotovoltaico no seu MPP, Figura 4 [6]. Existem ainda outras configurações para este aparelho nas quais o inversor não é incluído e que, por não apresentarem qualquer benefício do ponto de vista prático para este trabalho, não são tidas em consideração.

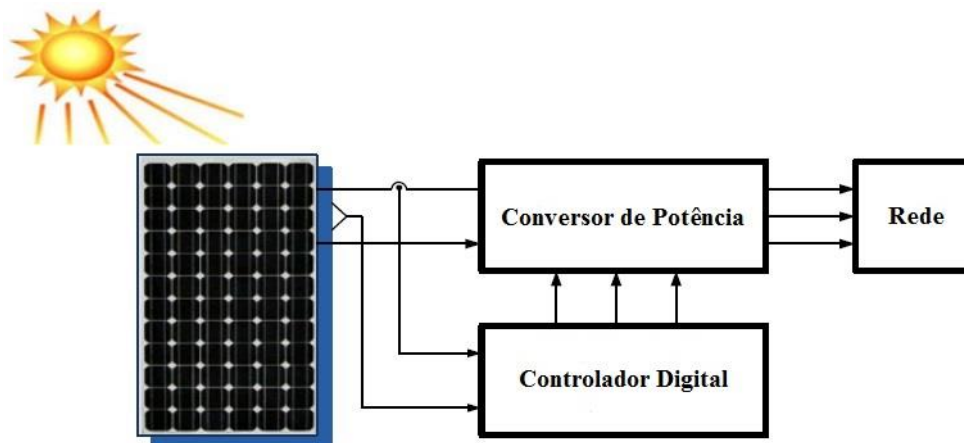


Figura 4 - Esquema de um sistema fotovoltaico com um MPPT (adaptado de [6])

A categorização destes algoritmos varia de acordo com o tipo de dados que se tem em conta, existindo por isso várias formas diferentes de classificação dos mesmos. Neste caso considerou-se a classificação apresentada em [6], na qual os algoritmos são divididos em três grupos distintos baseados nos parâmetros necessários para realizar o seguimento da potência máxima. No primeiro grupo, a determinação do MPP é realizada com base em informações técnicas previamente adquiridas e relacionadas com os painéis em causa, como por exemplo as curvas $I-U$ para vários tipos de condições climatéricas. Como consequência desta sua definição, a designação para este primeiro grupo é *offline*. O segundo grupo, por outro lado, é denominado por *online*, visto que utiliza medições da corrente e/ou tensão do painel em tempo real para a determinação do MPP, sem necessitar dos valores da temperatura ou da irradiância. Todos os algoritmos restantes consistem em variações destes dois métodos, seja por modificação ou combinação de alguma característica, o que lhes confere a classificação num outro grupo de algoritmos. A descrição mais pormenorizada das várias técnicas de seguimento da potência máxima de todos estes grupos pode ser encontrada em [6] e [7], onde se introduzem métodos como o *curve fitting*, *look up table*, entre outros.

2.1.4 Sombreamento e Díodos de *By-pass*

O sombreamento, fenómeno que ocorre quando a radiação solar não incide de forma uniforme ao longo de um módulo fotovoltaico, tem uma grande influência na eficiência de um painel solar, pois quando uma célula é sombreada, a corrente que esta produz é inferior à corrente que poderia ser produzida exatamente pela mesma célula caso não estivesse sombreada. Ora, como as células que compõem os painéis solares estão normalmente ligadas em série e/ou paralelo (Figura 5), a corrente que flui no grupo de células em série no qual se encontra a célula sombreada tem de ser a mesma, o que implica que exista inevitavelmente um desequilíbrio neste conjunto sempre que ocorre o fenómeno de sombreamento. Este desequilíbrio traduz-se na limitação do valor da corrente em todas as células deste grupo, estejam elas sombreadas ou não, já que a corrente que atravessa as várias células em série tem de ser igual ao valor mínimo produzido pelas mesmas. No caso particular de um sombreamento total, surge uma tensão negativa aos terminais da própria célula sombreada, o que significa que esta passa a comportar-se como se de uma resistência se tratasse e, por isso mesmo, começa a consumir potência em vez de produzir [8]-[9]. O consumo de potência por parte da célula sombreada é feito a partir da libertação de calor, o que eventualmente pode levar à sua destruição, pois todas as células fotovoltaicas têm um valor máximo de temperatura que conseguem suportar [9]. Por forma evitar a ocorrência destes pontos quentes, as células do painel solar são normalmente divididas em vários conjuntos, cada um com um diodo de *by-pass* em paralelo (Figura 5) [8].

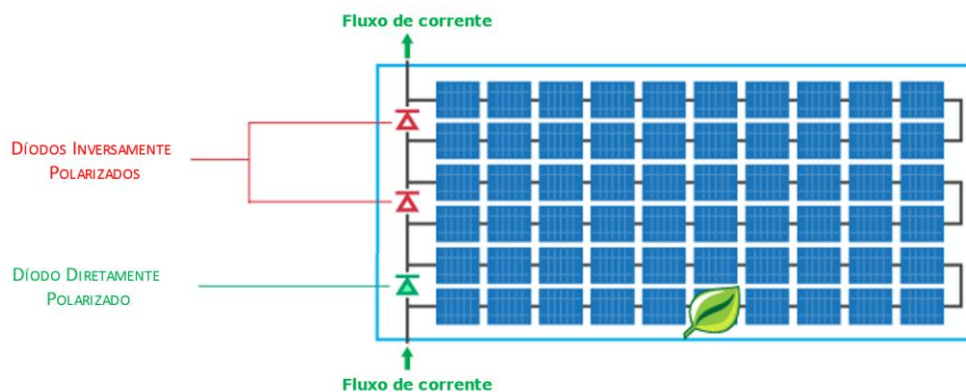


Figura 5 - Configuração padrão dos sistemas fotovoltaicos

Esta topologia foi idealizada por forma a que, quando um destes conjuntos é sujeito ao sombreamento, o díodo de *by-pass* correspondente comece a conduzir a corrente produzida pelos restantes conjuntos não sombreados. Assim, apesar de o painel solar produzir uma menor quantidade de energia elétrica, este continua em funcionamento e não fica limitado pela célula sombreada. Caso se pretendesse aproveitar ao máximo toda a corrente produzida por cada célula de um painel fotovoltaico o ideal seria colocar um díodo de *by-pass* dedicado a cada uma. No entanto, esta opção poderá não ser economicamente viável, sendo que a solução mais comum passa por agrupar as células por vários grupos em série, tal como já foi mencionado (Figura 5).

2.1.5 Sistemas de Localização da Posição Solar

Apesar de a energia solar que atinge a Terra a cada hora ser superior à energia consumida pela população mundial durante um ano inteiro [10], uma grande parte da radiação emitida pelo sol é perdida na atmosfera por absorção ou sujeita a uma variedade de fenómenos físicos que importam conhecer (Figura 6). Um destes fenómenos é a reflexão, que é caracterizada como uma mudança na direção de propagação da radiação solar e que ocorre não só nas nuvens como também na própria superfície terrestre. Devido à ocorrência deste processo, cerca de 24% da radiação total incidente é redirecionada diretamente para o espaço, mas existe ainda uma pequena percentagem (cerca de 6%) que é refletida para outros locais [3], [10]. A esta radiação dá-se o nome de radiação difusa, a qual pode vir a ser aproveitada por alguns sistemas fotovoltaicos. Outro conceito importante relativamente a toda esta temática é o albedo, definido como a razão entre a radiação refletida por uma determinada superfície e a radiação incidente sobre a mesma. Considerando as várias medições realizadas estima-se que o albedo do planeta é de aproximadamente 30%, o que também pode ser verificado se se considerar as percentagens apresentadas anteriormente. Adicionalmente, existe ainda a radiação que não sofre qualquer alteração na sua direção e que, por isso mesmo, é transmitida diretamente para a superfície terrestre. Este tipo de radiação representa 25% da radiação total incidente e é denominada por radiação solar direta, sendo que esta se trata da principal componente de radiação utilizada por todos os sistemas fotovoltaicos atualmente existentes para a produção de energia térmica e elétrica [10].

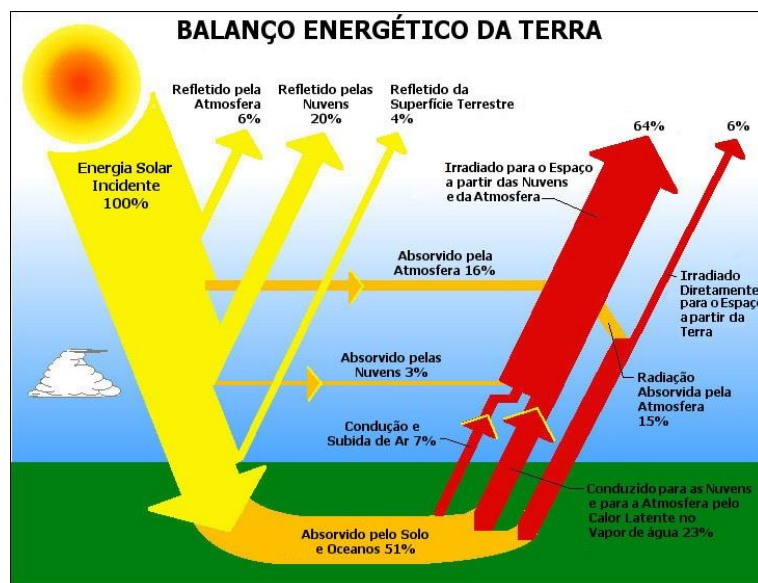


Figura 6 - Distribuição percentual da radiação emitida pelo sol (adaptado de [3])

Como a percentagem de radiação passível de ser aproveitada por estes sistemas é tão baixa, para se tirar o maior partido de toda e qualquer instalação fotovoltaica, é importante que se consiga aproveitar ao máximo toda a radiação possível. Com este propósito em mente surgiram os

sistemas de localização da posição solar, concebidos para ajustar a orientação de uma determinada instalação fotovoltaica ao longo de todo o dia de forma automática e de modo a que o sistema receba o máximo de radiação possível a cada instante [11]. Dependendo da finalidade do sistema fotovoltaico em causa, este ajuste pode ser realizado segundo um ou dois eixos, sendo que a complexidade de um sistema de rastreamento solar de apenas um eixo é consideravelmente menor quando comparada com a de um sistema de dois eixos. No entanto, há também que ter em conta que ao ser possível variar a posição do painel solar segundo um maior número de eixos torna-se mais fácil e exequível manter os módulos fotovoltaicos na posição para a qual a energia térmica ou elétrica produzidas são máximas. Complementarmente a este tópico, ao longo da Secção 2.2 são expostos alguns exemplos de sistemas fotovoltaicos onde se estabelece qual o sistema de rastreamento solar mais adequado consoante a quantidade de energia requerida.

A melhoria na eficiência dos sistemas fotovoltaicos que incluem rastreamento solar já foi demonstrada várias vezes em diversos estudos, podendo-se encontrar um exemplo disso mesmo em [10] e [12]. Contudo, apesar de o aumento de produção anual de energia poder chegar aos 30 ou 40% [10], há que considerar também todas as desvantagens que a inclusão deste tipo de sistemas implica. A mais significativa está relacionada com o facto de estes equipamentos de rastreamento serem bastante complexos, o que por sua vez implica que o custo de manutenção e da própria instalação fotovoltaica sejam consideravelmente superiores relativamente a um sistema fotovoltaico sem esta tecnologia [12]. Para além disso, como consequência desta complexidade, antes de se executar qualquer instalação é necessário realizar cálculos matemáticos complexos e medições usualmente morosas a alguns parâmetros que influenciam o correto funcionamento destes sistemas, tal como mostrado em [11]. Um dos parâmetros mais importantes é a irradiância solar, definida como a potência solar incidente por unidade de área e medida por esse mesmo motivo em W/m^2 .

Finalmente, resta ainda realçar que apesar de a escolha de um ângulo fixo para a inclinação dos módulos fotovoltaicos ser claramente desvantajosa para a produção de energia por parte da tecnologia fotovoltaica, existem casos em que os custos associados à incorporação de sistemas de seguimento da posição solar não são compensados. Quando tal acontece existe sempre a opção de ter um sistema fotovoltaico fixo com uma posição otimizada de acordo com a sua localização geográfica e cuja inclinação pode ser ajustada manualmente duas a quatro vezes por ano. No caso de Portugal, tendo em conta os vários estudos já realizados ao longo dos anos, é usual os painéis fotovoltaicos serem instalados para Sul com uma inclinação de aproximadamente 30° [4].

2.2 A Tecnologia de Concentração Fotovoltaica Térmica

Ao longo dos anos, têm sido várias as tecnologias desenvolvidas para a geração de energia elétrica e térmica a partir da radiação solar. Isto apenas é possível porque existem muitas formas de se aproveitar a energia proveniente do sol, sendo um exemplo disso mesmo a tecnologia de concentração da energia solar (CSP), o efeito fotovoltaico (PV) ou até mesmo a tecnologia solar térmica. A partir de uma ou mais destas tecnologias é ainda possível desenvolver outros sistemas, como é o caso das tecnologias de concentração fotovoltaica (CPV), fotovoltaica térmica (PVT) e de concentração fotovoltaica térmica (CPVT). Relativamente aos sistemas PVT e CPVT, estes são considerados sistemas híbridos devido ao facto de produzirem não só energia térmica como também energia elétrica. Dentro dos vários sistemas híbridos atualmente existentes, o CVPT é das tecnologias mais populares tanto para aplicações domésticas como industriais [13]. Uma das razões para o seu sucesso é o facto de esta tecnologia resultar da junção de um sistema de concentração fotovoltaico (CPV) com um sistema fotovoltaico térmico (PVT), reduzindo o impacto negativo das limitações de cada tecnologia por si só [10]. Como resultado disso mesmo,

os coletores CPVT normalmente têm uma eficiência experimental total superior a 65%, o que é um valor bastante elevado no que toca a sistemas de energia renováveis [10], [13]. Importa salientar que por se tratar de uma eficiência global este valor diz respeito ao conjunto da eficiência térmica e elétrica do sistema.

2.2.1 Sistemas de Concentração da Energia Solar (CSP)

Um dos métodos alternativos à produção de energia elétrica a partir dos painéis fotovoltaicos são os sistemas CSP, que são característicos por gerarem energia elétrica a partir de um ciclo térmico em que a radiação solar é concentrada. Esta radiação tem como função aquecer um determinado fluido de trabalho, que por sua vez irá ser utilizado, por exemplo, num grupo turbina-gerador, onde a energia elétrica é gerada [4]. Tendo em conta este princípio de funcionamento, existem agora várias opções que podem ser utilizadas para o pôr em prática, sendo que todas estas podem ser divididas em dois grandes grupos: focagem em linha (sistemas de canal parabólico e de Fresnel) e focagem em ponto (sistemas de disco parabólico). Qualquer um destes sistemas é de grande importância para a tecnologia CPVT, dado que a maior parte das suas estruturas englobam também este tipo de opções.

Sistemas de Focagem em Linha

Os sistemas de focagem em linha são característicos por, tal como o nome indica, concentrarem a radiação solar ao longo de uma linha de foco, onde se encontra o objeto que se pretende aquecer. A tecnologia de concentração de canal parabólico é não só um exemplo disto mesmo como também uma das opções mais comuns em sistemas CPVT, sendo por isso a que se encontra atualmente num estado de desenvolvimento mais avançado [4]. Tal como é característico deste tipo de sistemas, a sua estrutura é constituída por espelhos retangulares curvados em forma de parábola para concentrar toda a radiação que neles incide ao longo de um tubo recetor por onde passa um fluido (Figura 7). Este fluido tem como função o transporte da energia absorvida como forma de calor para ser posteriormente transformada em energia elétrica a partir de uma turbina e um gerador.

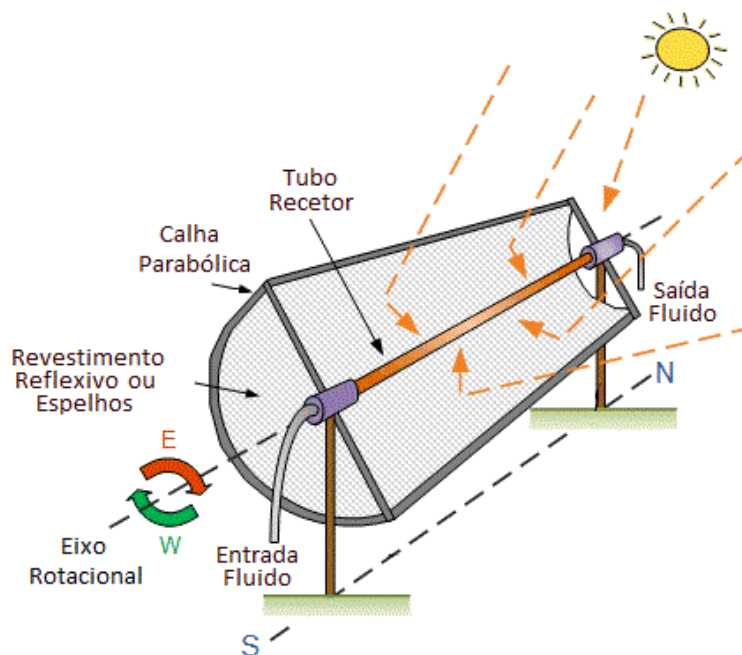


Figura 7 - Esquema de um sistema de calha parabólica

Uma grande desvantagem deste tipo de sistemas é o facto de terem sido desenvolvidos para captar apenas a radiação solar direta, o que por sua vez implica que a orientação dos mesmos seja algo que deva ser estudada com bastante cuidado. Assim, tendo em conta que a orientação dos sistemas de canal parabólico costuma variar entre a direção Este-Oeste e a direção Norte-Sul, e por forma a maximizar a quantidade de radiação solar concentrada, é comum que estes sejam providos de sistemas de rastreamento solar de apenas um eixo [4]. A direção deste rastreamento é escolhida de acordo com a orientação definida para o sistema em causa, ou seja, quando o concentrador é colocado segundo um eixo Norte-Sul a localização da posição solar será feita segundo um eixo Este-Oeste (Figura 7) e vice-versa. De facto, é graças à inclusão desta localização da posição solar que a relação de concentração dos sistemas de calha parabólica atinge valores entre as 70 e as 100 vezes [4]. Há ainda que notar que o fator de concentração é afetado negativamente quando as condições climáticas não são as ideais, nomeadamente quando o tempo está encoberto.

Outro fator com uma elevada importância para a performance deste tipo de sistemas é o fluido utilizado, que normalmente atinge temperaturas de aproximadamente 400°C [4]. Devido ao facto de estes valores serem tão altos, o fluido geralmente aplicado nestes casos é um óleo sintético com uma temperatura de ebulição bastante superior à água e por isso mesmo capaz suportar este tipo de condições mais extremas. A elevada temperatura atingida pelo fluido tem também impacto nas aplicações deste concentrador, que atualmente é mais utilizado para fins industriais e/ou comerciais, onde são necessárias temperaturas mais elevadas, ao invés de domésticos.

Os sistemas de canal de Fresnel, por sua vez, têm também como princípio de funcionamento concentrar a radiação solar para uma determinada linha de focagem. No entanto, a grande diferença desta tecnologia relativamente à anteriormente apresentada baseia-se no facto de os espelhos utilizados serem retangulares e quase planos. Este pormenor revela-se bastante vantajoso do ponto de vista económico, já que a fabricação destes espelhos é muito mais económica. Para além destes espelhos, que são colocados ao longo de várias filas e que se encontram providos de um sistema de seguimento da posição solar em apenas um eixo, a estrutura destes sistemas inclui também um tubo recetor por onde flui água. O vapor originado devido ao efeito da incidência da radiação solar concentrada nestes tubos é posteriormente aproveitado para a geração de energia elétrica a partir de um grupo turbina-gerador [4].

No que diz respeito à tecnologia em si, esta deve o seu nome ao facto de usar um conceito ótico semelhante ao desenvolvido por Augustin-Jean Fresnel, um físico Francês que criou as lentes de Fresnel, originalmente desenvolvidas para serem usadas em faróis. Estas lentes, são características por possuírem uma espessura consideravelmente menor quando comparadas com uma lente simples equivalente, sendo por isso necessário muito menos material para o fabrico da mesma. Este efeito é conseguido a partir da divisão da lente num conjunto de várias secções, cujo tamanho vai diminuindo à medida que se afastam do centro da lente (Figura 8). Graças ao seu princípio de funcionamento, estas lentes são utilizadas como concentradores em sistemas CPVT.

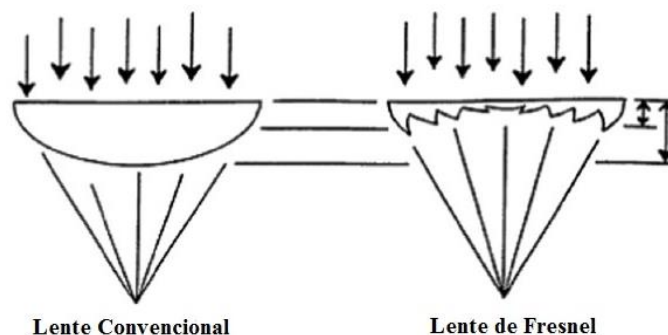


Figura 8 - Comparação entre uma lente de Fresnel e uma lente convencional equivalente (adaptado de [10])

Por fim, deve acrescentar-se ainda que neste caso as temperaturas atingidas pelo fluido que atravessa o tubo recetor são mais baixas, o que por sua vez implica uma menor quantidade de energia elétrica produzida comparativamente ao sistema de canal parabólico. Esta desvantagem tem sido determinante para a fraca disseminação deste tipo de tecnologia, existindo apenas duas instalações no mundo que usufruem atualmente da mesma [4].

Sistemas de Focagem em Ponto

Este tipo de sistemas é característico pelo seu princípio de funcionamento baseado também na concentração da radiação solar incidente, mas com a diferença de que neste caso esta é feita sobre um único ponto [10]. Um exemplo disto mesmo são os sistemas de disco parabólico, conhecidos pelos elevados valores de concentração atingidos graças a este novo método de focagem. À semelhança da tecnologia de canal parabólico, estes sistemas são constituídos por um concentrador com a forma de uma parábola, sendo por isso a essência do funcionamento de ambos muito semelhante. Porém, neste caso em particular, tanto o recetor como o dispositivo responsável pela geração da energia elétrica são colocados no ponto no qual toda a concentração da radiação solar é feita (Figura 9). No recetor, como é característico deste tipo de sistemas, encontra-se um fluido para ser aquecido e utilizado no processo de geração da energia elétrica, o qual é na maior parte das vezes realizado recorrendo a uma máquina de Stirling². Como alternativa, pode ainda ser utilizada uma turbina a gás para o mesmo efeito [4].

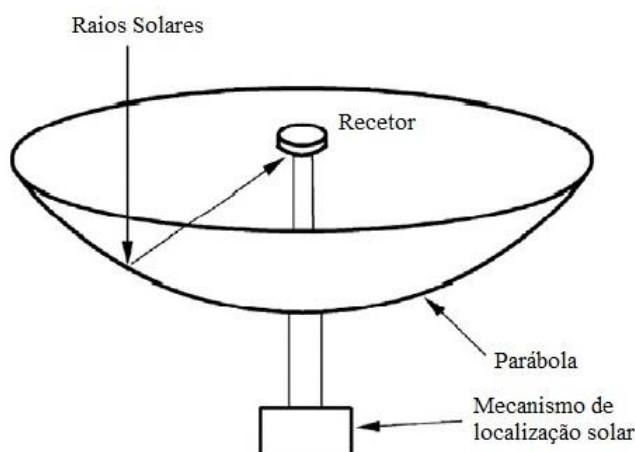


Figura 9 - Esquema de um sistema de disco parabólico (adaptado de [10])

Tendo em conta que este tipo de tecnologia depende de forma muito significativa da radiação que se consegue concentrar num ponto específico, para que se consiga tirar o maior partido da mesma, é crucial que o concentrador seja posicionado de forma a maximizar todo o processo. Assim, com o intuito de obter um melhor controlo e precisão no seu posicionamento, os sistemas de rastreamento mais utilizados para a tecnologia de canal parabólico são usualmente de 2 eixos [12]. Caso estes sejam bem dimensionados, a concentração obtida será das mais altas que se pode atingir entre todos os coletores solares térmicos. Uma grande vantagem, que acaba por ser uma consequência direta dos elevados valores de concentração obtidos, é o rendimento destes sistemas [10], [12]. Na verdade, já foi provado que quanto maior for a concentração, menores serão as perdas térmicas e, conseqüentemente, maior será a eficiência [12]. Por todas estas razões, os sistemas de disco parabólico são a tecnologia atualmente mais utilizada para coletores solares térmicos de alta concentração (HCPVT) [12].

² Motor térmico cujo princípio de funcionamento se baseia na contração e expansão de um gás.

2.2.2 Sistemas de Concentração Fotovoltaica (CPV)

A tecnologia CPV trata-se de uma variante dos sistemas fotovoltaicos convencionais que surgiu com o principal objetivo de minimizar os custos da produção de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas. Para que tal seja possível, recorre-se uma vez mais à tecnologia da concentração solar, cujo princípio básico é o de coletar a energia solar numa determinada área de um elemento ótico, que por sua vez irá concentrar essa mesma energia e refleti-la para uma área significativamente menor do módulo fotovoltaico (Figura 10). O processo de concentração da radiação solar implica assim que o fluxo de radiação incidente na célula aumente. Deste modo, a mesma quantidade de energia elétrica pode ser produzida recorrendo a um menor número de células fotovoltaicas, sendo para isso necessário apenas um elemento ótico ou, por outras palavras, um concentrador com um custo bastante mais reduzido. Dentro dos concentradores mais comuns atualmente podem encontrar-se os refletores (espelhos) ou os refratores (lentes de Fresnel) que concentram e redirecionam a radiação solar incidente de acordo com a sua geometria.

Uma das maiores desvantagens deste tipo de tecnologia está relacionada com as elevadas temperaturas a que determinadas secções das células são sujeitas. Tal como mencionado em 2.1.2, a performance da generalidade das células fotovoltaicas é significativamente afetada pelo aumento da temperatura, o que naturalmente acaba por prejudicar o rendimento de toda a montagem. Uma das soluções disponíveis para combater este problema é o arrefecimento passivo, que se trata de uma técnica que não envolve o uso de energia adicional por tirar partido do fenómeno da convecção natural. Para o caso dos sistemas em que o nível de concentração da radiação é muito elevado opta-se pelo arrefecimento ativo, que proporciona uma taxa de arrefecimento muito maior a partir do fenómeno da convecção forçada [13]. Associado a esta alternativa está o aumento de custos comparativamente ao arrefecimento passivo, visto que para que esta funcione é necessário um dispositivo extra que é alimentado a partir de energia elétrica.

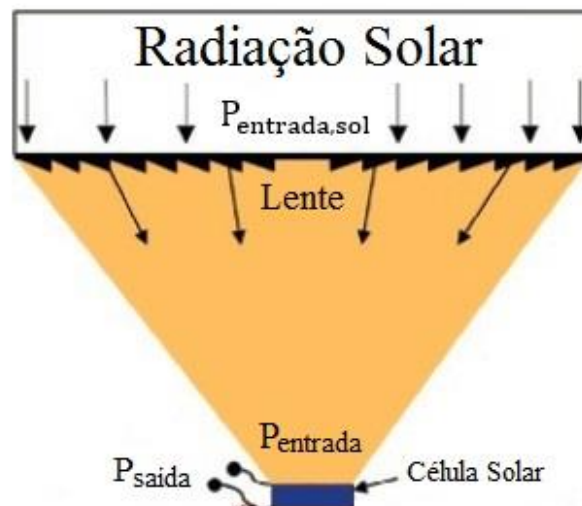


Figura 10 - Concentração solar em sistemas CPV (adaptado de [14])

No que diz respeito a este tipo de sistemas, um dos conceitos mais importantes é o fator de concentração, que traduz a relação entre o fluxo de energia incidente no concentrador e o fluxo de energia que incide na célula fotovoltaica. A forma mais simples de calcular este fator é baseada na assunção de que a distribuição da radiação incidente tanto nos concentradores como nas células fotovoltaicas é uniforme, aplicando-se neste caso a equação (2.2) [14]-[15],

$$FC_{geo} = \frac{A_a}{A_{cell}} \quad (2.2)$$

onde FC_{geo} é o fator de concentração geométrico, A_a é a área de abertura do concentrador e A_{cell} é a área da célula recetora. Contudo, na grande maioria das vezes a uniformidade da radiação nestas superfícies não passa de uma idealidade, já que existem fatores como a posição do sol ou até mesmo a diferença entre a geometria dos vários componentes que impossibilitam a consideração desta aproximação e, conseqüentemente, a aplicação de (2.2). Como alternativa para estes casos existe o fator de concentração ótico (FC_{ot}), que é baseado na definição original deste parâmetro, podendo este ser descrito pela equação (2.3) [15],

$$FC_{ot} = \frac{G_{cell}}{G_a} \quad (2.3)$$

onde G_a representa a irradiância incidente na abertura do concentrador e G_{cell} corresponde à irradiância que realmente atinge a célula. Naturalmente que quando existe uniformidade da radiação em ambas as superfícies, o fator de concentração ótico é igual ao geométrico.

A importância da determinação do fator de concentração de um sistema CPV está relacionada com a caracterização do mesmo. Atualmente existem três categorias distintas, organizadas por ordem crescente de concentração. A primeira, seguindo esta ordem de ideias, engloba todos os sistemas que tenham um fator de concentração baixo (*low*), compreendido entre os 1.25 e os 40 sóis, sendo por isso conhecida como LCPV. Para estes casos, os sistemas de concentração mais comuns são as lentes de Fresnel lineares ou os sistemas de canal parabólico, pois são aqueles que têm um valor máximo de concentração mais baixo. Outra característica deste tipo de sistemas é a possibilidade de não ser utilizado rastreamento solar, desde que os painéis sejam colocados num local adequado e previamente estudado. Isto acontece porque, não sendo necessário concentrar grandes quantidades de radiação solar, a inclinação do próprio painel não tem de estar constantemente otimizada, tornando-se por isso mais vantajoso economicamente não incluir qualquer tipo de seguimento de posição solar. Na eventualidade de ser caso disso, principalmente para concentrações acima dos 10 sóis, poderá ser realizado um ajuste manual sazonal [15]. Apesar de tudo isto, o facto de a concentração ser baixa tem também algumas desvantagens, nomeadamente no que diz respeito ao custo das células que constituem estes painéis. Na verdade, por razões económicas relacionadas com a baixa concentração deste tipo de sistemas, o tipo de célula mais utilizado pelos LCPV é a de silício [15].

No outro extremo, para fatores de concentração superiores a 250 sóis, encontram-se os painéis fotovoltaicos com uma alta (*high*) concentração (HCPV), o que implica que ao contrário do que acontecia no caso anterior, tanto o ângulo azimutal como o de inclinação do painel sejam controlados de forma exaustiva. Por razões claras, as células utilizadas para estes concentradores têm de suportar condições bastante críticas, pelo que na maior parte dos casos existe a preferência por células multijunção, características pelo seu funcionamento não ser tão afetado pelas altas temperaturas. Para além disso, quando comparadas com outras células mais básicas, estas têm uma performance superior já que a sua eficiência eléctrica pode chegar até aos 40% [13]. Tendo em conta os fatores de concentração atingidos nesta categoria, há que acrescentar que os HCPV tipicamente incluem como concentradores lentes de Fresnel ou discos parabólicos.

Por fim, a categoria que resta abrange todos os sistemas com um fator de concentração entre 40 e 250, sendo estes sistemas por isso conhecidos como de média concentração (MCPV). Este tipo de tecnologia, ao contrário das anteriores, não é muito utilizada e, conseqüentemente desenvolvida, maioritariamente devido a razões económicas.

Há que referir que o intervalo de valores atribuído a cada categoria varia bastante de autor para autor, sendo que neste caso em particular se considerou a informação presente em [15].

2.2.3 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos e Térmicos (PVT)

Quando se fala em sistemas solares híbridos, a primeira ideia que deve ser transmitida é a da combinação da tecnologia solar fotovoltaica com a tecnologia solar térmica (Figura 11). Um exemplo da aplicação deste mesmo conceito são os sistemas térmicos e fotovoltaicos, mais frequentemente denominados por PVT, visto que o seu funcionamento se baseia no aproveitamento do calor residual inerente à produção de energia elétrica a partir dos painéis fotovoltaicos [16].

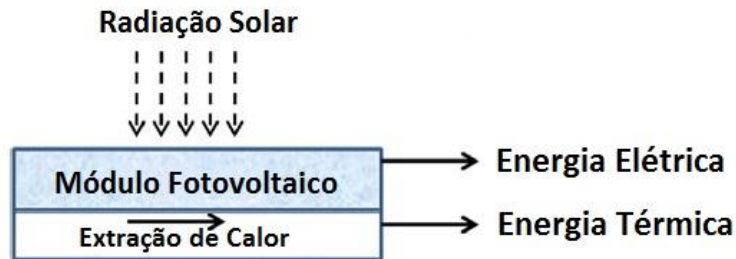


Figura 11 - Princípio básico de funcionamento de um sistema híbrido (adaptado de [16])

A produção deste calor advém do facto de a tecnologia solar fotovoltaica funcionar apenas para um pequeno intervalo de valores do espectro solar, o que significa que apenas a radiação pertencente a este intervalo é realmente aproveitada para a produção de energia elétrica. Assim, apesar de a energia solar que atinge a superfície terrestre ser mais do que suficiente para suportar o consumo elétrico da população do mundo inteiro [10], mais de 50% da radiação incidente acaba por resultar em calor residual [16]. Como consequência disto mesmo a performance dos sistemas fotovoltaicos é afetada, pois o rendimento das células diminui consideravelmente com o calor produzido pelas mesmas (Secção 2.1.2). Por forma a minimizar estes efeitos e, consequentemente, maximizar a eficiência elétrica do sistema, há que conseguir manter a temperatura de trabalho das células fotovoltaicas baixa o suficiente, o que neste caso é conseguido pela inclusão da vertente térmica. Contudo, apesar de esta componente poder ser considerada uma mais valia para o sistema, a quantidade da energia térmica produzida acaba por não ser das melhores, já que a temperatura de trabalho é relativamente baixa. Naturalmente que isto tem implicações no tipo de aplicações destes sistemas, sendo que na maior parte dos casos a energia térmica é aproveitada apenas para fins domésticos, nomeadamente para o aquecimento de água [16]. A outra grande desvantagem dos PVT está relacionada com o elevado número de células que são necessárias para que a produção de energia elétrica seja profícua, resultando em custos de investimento elevados.

Relativamente à configuração deste tipo de sistemas, existe uma grande variedade de opções, sendo que a mais comum e predominante no mercado são os painéis *flat-plate*. As técnicas de refrigeração aplicadas, por sua vez, variam principalmente de acordo com o custo que se pretende. A técnica mais simples e, consequentemente, de custo mais baixo consiste num processo em que o ar, ao passar por trás dos módulos fotovoltaicos, funciona como um fluido de refrigeração que é aplicado posteriormente para o aquecimento de espaços [17]. Tal como será fácil de entender, a eficácia deste método é diretamente dependente da temperatura ambiente, o que por outras palavras significa que quanto maior for a temperatura, menor será a eficácia do arrefecimento. Se, por outro lado, se pretender ter um sistema mais eficiente e não existirem constrangimentos económicos para tal, o tipo de fluido mais utilizado atualmente é água [17]. O aumento dos custos do sistema para este caso está relacionado com todo o material adicional necessário para a circulação da água próxima das células fotovoltaicas [16].

2.2.4 Sistemas de Concentração Híbridos Fotovoltaicos e Térmicos (CPVT)

O resultado da combinação entre os sistemas descritos nas duas secções anteriores são os sistemas CPVT, também conhecidos como coletores solares fotovoltaicos térmicos. Estes, para além de usufruírem de todas as vantagens de cada um dos sistemas individualmente, são característicos por resolverem alguns dos seus principais inconvenientes. A inclusão de concentração, por exemplo, permite que exista uma maior eficiência térmica e elétrica comparativamente aos sistemas PVT, o que por sua vez implica que a energia térmica utilizada seja também em maior quantidade [10]. As aplicações para este tipo de sistemas passam, portanto, a ser mais variadas, o que se trata de uma grande vantagem. O arrefecimento das células por parte da componente térmica do sistema é também algo que deve ser mencionado, pois trata-se de uma melhoria bastante significativa em relação aos sistemas CPV, nos quais a concentração tem um impacto negativo no rendimento das células constituintes. Porém, tal como em todos os sistemas, existem algumas desvantagens associadas aos CPVT. A mais significativa está relacionada com a concentração solar, que faz com que determinadas áreas dos módulos fotovoltaicos sejam sujeitas a irradiâncias muito elevadas, o que a longo prazo se traduz numa degradação mais rápida das próprias células. Para além deste inconveniente, há que ter em conta que a geração de duas formas de energia distintas implica um acréscimo na complexidade do próprio sistema, nomeadamente no que diz respeito à quantificação da performance de um CPVT. De acordo com a segunda lei da termodinâmica, a energia térmica não é equivalente à energia elétrica gerada pelo CPVT, pelo que caso se queira determinar a eficiência total do sistema não se pode simplesmente adicionar as eficiências térmica e elétrica do mesmo. Com o intuito de resolver este problema, Coventry e Lovegrove realizaram alguns estudos que visavam determinar uma relação entre as duas energias (δ), tendo chegado à conclusão de que se poderia escrever a igualdade (2.4) [10],

$$E_{ele,eq} = \frac{E_t}{\delta} + E_{ele} \quad (2.4)$$

em que $E_{ele,eq}$ é a energia elétrica equivalente produzida, E_t representa a energia térmica e E_{ele} corresponde à energia elétrica. O valor para o parâmetro δ foi determinado por estes autores para o caso de um sistema cuja finalidade é a produção de eletricidade e o aquecimento de água [10].

À semelhança do que acontece com os CPV, o parâmetro com mais relevância em todos os sistemas CPVT é o fator de concentração, sendo este determinante para a caracterização do sistema. Assim, tal como existem diversas categorias para os CPV que variam de acordo com a sua concentração, nos CPVT passa-se exatamente o mesmo, existindo também as designações LCPVT (baixa concentração), MCPVT (média concentração) e HCPVT (alta concentração).

2.3 O *PowerCollector*TM da SOLARUS

Tendo em conta que o propósito da execução deste trabalho está relacionado com o estudo da eficiência do *PowerCollector*TM da SOLARUS em função do fluido de arrefecimento utilizado, em primeiro lugar há que conhecer com algum detalhe as especificações, as propriedades térmicas e elétricas e até os principais conceitos teóricos por trás das várias tecnologias presentes neste sistema. Posto isto, pode começar por dizer-se que o *PowerCollector*TM da SOLARUS é um sistema CPVT com capacidade para produzir energia térmica e elétrica recorrendo não só à tecnologia fotovoltaica, mas também a uma das tecnologias de concentração mencionadas ao longo da Secção 2.2. A sua estrutura apresenta uma simetria bilateral que divide o coletor em duas metades idênticas, cada uma constituída por um par de painéis fotovoltaicos, um concentrador cuja tecnologia patenteada será abordada com mais detalhe e oito canais por onde o fluido responsável pelo arrefecimento das células circula (Figura 12).

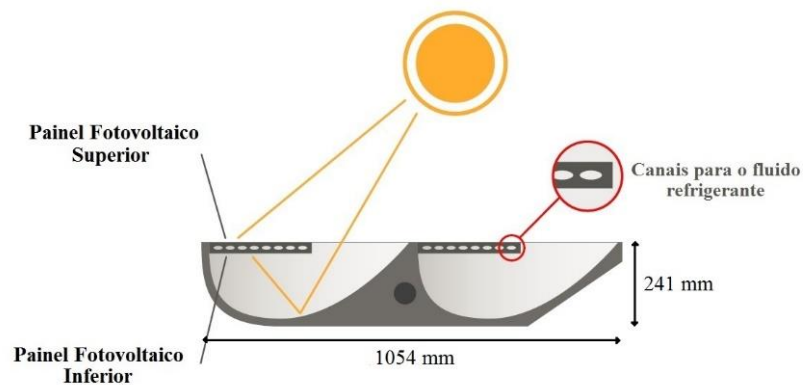


Figura 12 - Esquema lateral do *PowerCollector™* da SOLARUS (adaptado de [19])

Este concentrador com 1054 x 2443 x 241 mm de dimensões (largura x comprimento x altura) e 152 células fotovoltaicas de silício monocristalino promete produzir mais energia do que 4 painéis solares convencionais a trabalhar em simultâneo, o que apenas é possível partindo das tecnologias de concentração e arrefecimento ativo desenvolvidas pela própria empresa [18].

2.3.1 Sistema de Concentração Solar da SOLARUS

O sistema de concentração do CPVT da SOLARUS apresenta uma geometria do tipo MaReCo™, sigla esta que advém da denominação em inglês *Maximum Reflector Concentration™* [18]. Dentro das várias categorias de sistemas de concentração apresentadas na Secção 2.2.1, o MaReCo™ pode ser considerado como um sistema de calha parabólica assimétrico, cujo concentrador é um espelho de alumínio responsável pela concentração da radiação solar ao longo de todo o painel fotovoltaico inferior, tal como é característico num sistema de focagem em linha. À semelhança do que acontece com a maioria deste tipo de sistemas, o fator de concentração do *PowerCollector™* é relativamente baixo, o que facilita o aproveitamento da radiação solar mesmo em condições atmosféricas mais adversas, como por exemplo em dias nublados [19]. Assim, o facto de o valor do fator de concentração ser reduzido não passa de uma estratégia por parte da SOLARUS para que não seja necessário recorrer a nenhum sistema de rastreamento solar sem comprometer de forma significativa a eficiência do *PowerCollector™*. Relativamente à escolha do material constituinte do concentrador, a preferência pelo alumínio é propositada no sentido em que reduz os custos associados à sua produção.

2.3.2 Sistema de Aproveitamento Térmico

Quanto ao sistema de aproveitamento térmico do CPVT, este é idealizado com base na tecnologia de arrefecimento ativo das células fotovoltaicas (ACC™, do inglês *Active Cell Cooling™*), cujo princípio de funcionamento consiste em utilizar o fluido que atravessa os vários canais de alumínio instalados entre os painéis superiores e inferiores do *PowerCollector™* para a extração do calor produzido pelas células solares (Figura 13) [18]. De um modo geral, existem diversas situações para as quais este arrefecimento dos painéis fotovoltaicos é bastante benéfico para o sistema, especialmente para os meses de maior calor. Sabendo a influência negativa que a temperatura tem no funcionamento do coletor (Secção 2.1.2), o facto de se conseguir manter uma temperatura aproximadamente constante nos painéis ao longo de todo o ano permite a melhoria do seu desempenho. Para além disso, ao adicionar-se esta tecnologia de arrefecimento está a possibilitar-se um aumento da longevidade das células e a protegê-las de atingirem temperaturas superiores à máxima suportada. Ainda em relação à proteção das células fotovoltaicas, deve

considerar-se que a degradação das mesmas é também evitada graças ao seu encapsulamento com um gel de silicone, o que permite que o coletor funcione com temperaturas superiores a 80°C com o mínimo de impacto negativo [19]. Resta ainda acrescentar que todos os materiais utilizados entre as células solares e o fluido são uma vez mais escolhidos de modo a que as suas condutividades térmicas sejam elevadas o suficiente para que este sistema de aproveitamento térmico funcione como previsto [13].

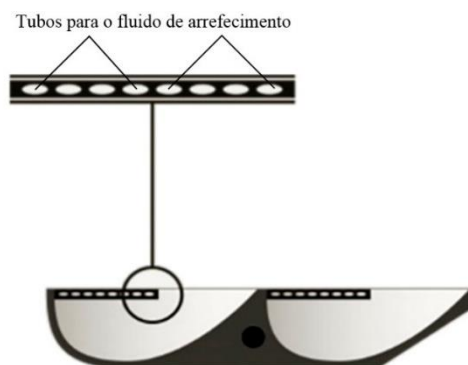


Figura 13 - Pormenor do sistema de aproveitamento térmico do CPVT (adaptado de [18])

2.3.3 Aplicações

Apesar de o *PowerCollector*TM poder ser utilizado tanto para fins industriais como para fins domésticos, atualmente este sistema foca-se apenas em duas aplicações diferentes, sendo estas a produção de eletricidade e calor. Para cada uma destas opções existem várias configurações disponíveis para a instalação deste coletor de acordo com o propósito para o qual é utilizado [19]. No caso em que se pretende tirar partido da vertente térmica do CPVT, por exemplo, as soluções existentes incluem o aquecimento de água para os mais variados processos industriais, como por exemplo a pasteurização. O aquecimento da água da torneira ou de um determinado espaço são também exemplos de aplicações industriais ou até mesmo domésticas em se pode tirar partido do calor produzido pelo coletor [20].

Um dos projetos em que a SOLARUS põe em prática todas as aplicações atualmente disponíveis para o *PowerCollector*TM foi realizado num hospital da Suécia, no qual a eletricidade consumida em uma das suas salas de operação e a climatização da mesma são conseguidas a partir da energia térmica e elétrica produzidas pelo coletor [18]. Contudo, o principal objetivo para este sistema é o de incluir ainda mais três aplicações adicionais tais como a refrigeração, a dessalinização e a purificação da água. Neste momento, encontra-se em desenvolvimento o primeiro protótipo que, para além das duas aplicações já disponíveis, inclui também a dessalinização, sendo de esperar que um exemplar deste género surja no mercado em breve [18].

2.4 Processos de Corrosão no Alumínio

A partir do momento em que a água é definida como sendo o fluido de arrefecimento a utilizar no sistema CPVT em estudo deve considerar-se de imediato todas as implicações que advêm da sua utilização como tal. A corrosão dos canais pelos quais a água passa, por exemplo, é um dos principais efeitos decorrentes desta escolha que deve ser tido em conta, visto que se trata de um processo em que ocorre a deterioração das propriedades físicas do metal constituinte dos canais devido à influência do ambiente que os rodeia [21]. A forma como esta degradação ocorre depende do metal em si, sendo que no caso particular do alumínio se verifica uma grande resistência à corrosão uniforme graças ao facto de este metal ser classificado como passivo, ou seja, assim que entra em contacto com um meio oxidante como a água ou o ar origina-se de forma

espontânea uma camada natural e uniforme de óxido [22]. Dado que esta camada funciona como uma espécie de proteção, desde que o meio envolvente apresente um pH compreendido entre os seus limites de estabilidade (aproximadamente entre 4 e 9), a propensão para a ocorrência deste tipo de corrosão no alumínio é bastante baixa [23]. Contudo, os tipos de corrosão que importam conhecer com mais algum detalhe são aqueles que ocorrem com regularidade quando o alumínio se encontra em contacto com todo o tipo de águas, sejam elas salgadas ou doces, visto que apesar de as aplicações atuais requererem apenas o uso de água natural, no futuro um dos objetivos finais do *PowerCollector™* é a dessalinização de águas salgadas. À partida, sabendo que tanto os ambientes de água salgada como de água doce possuem um pH próximo do neutro, a corrosão uniforme fica mais uma vez de parte. Resta, portanto, considerar a corrosão por picadas, característica dos metais passivos exatamente neste tipo de condições [23]. Este tipo de corrosão é caracterizado pela sua ocorrência nos locais onde a camada de óxido é menos resistente, formando-se assim pequenas cavidades onde a rutura desta camada ocorre devido à sua reação com os iões de cloreto (Cl⁻) presentes na água (Figura 14) [21]. Devido ao seu caráter circunscrito trata-se de um tipo de corrosão localizada que tem especial incidência em meios de água salgada, por serem particularmente ricos em iões de cloreto [21], [22], [24]. Normalmente, a morfologia das cavidades formadas por este tipo de corrosão depende da composição da liga de alumínio, incluindo formas do tipo cilíndrico, hemisférico, entre outras [22].

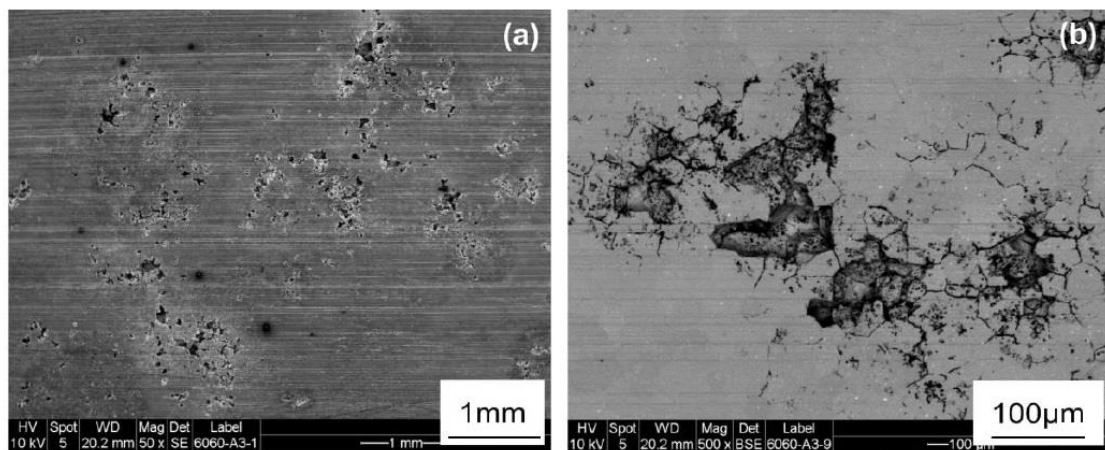


Figura 14 - Corrosão por picadas numa liga de alumínio exposta à água salgada durante 2 anos: a) após uma limpeza superficial, b) pormenor da corrosão localizada na superfície da liga [22]

De acordo com os resultados de vários estudos realizados até hoje, pode acrescentar-se ainda que quando em contacto com qualquer tipo de água, a taxa de profundidade das cavidades que se formam no alumínio tem tendência a diminuir com o passar do tempo, tal como se pode verificar pela equação (2.5) [21],

$$d = kt^{\frac{1}{3}} \quad (2.5)$$

onde d corresponde à profundidade da cavidade, t ao tempo e k é uma constante que depende da liga de alumínio em causa.

Atualmente existem vários métodos para a prevenção da ocorrência de corrosão nos metais em geral, tais como a modificação da superfície do metal aplicando por exemplo o método da anodização, a proteção da superfície do metal isolando-o do ambiente corrosivo ao revesti-lo de tinta ou mesmo a modificação das propriedades do meio em que o metal se encontra inserido a partir de inibidores [21], [24]. Até à data, a eficácia de vários tipos de inibidores em sistemas de dessalinização tem vindo a ser estudada, tal como se pode ver pelo caso apresentado em [24].

2.5 Fluidos de Transferência de Calor

A energia térmica produzida é um elemento com um grande peso na eficiência global de qualquer CPVT. Por essa razão, é bastante importante considerar a eficiência térmica deste tipo de sistemas, cuja determinação passa por calcular a quantidade de calor que é transferida para o fluido em causa. A expressão utilizada para tal é apresentada em (2.6) [17],

$$P_{th} = \dot{m}C_p\Delta T \quad (2.6)$$

onde

- P_{th} é a potência térmica (W);
- \dot{m} é o fluxo de massa do fluido por unidade de tempo (kg/s);
- C_p é a capacidade térmica mássica do fluido a uma pressão constante (J/(kg·K));
- ΔT é a diferença entre a temperatura de entrada e de saída do fluido (K).

Uma vez determinado o valor da potência térmica que é realmente produzida pelo sistema (P_{th}), é possível calcular a eficiência pretendida, o que pode ser feito aplicando a equação (2.7) [17].

$$\eta_{th} = \frac{P_{th}}{AG} \quad (2.7)$$

Nesta expressão, η_{th} diz respeito à eficiência térmica do sistema, A representa a área do mesmo sujeita à radiação solar incidente em m^2 e G corresponde à irradiância total que atinge essa mesma área em W/m^2 .

Segundo a análise das equações (2.6) e (2.7) pode inferir-se que o rendimento térmico de um CPVT depende diretamente da capacidade térmica mássica a uma pressão constante do fluido de arrefecimento utilizado, sendo este parâmetro relativamente elevado para substâncias como a água. Esta característica, aliada ao facto de a água constituir uma opção relativamente barata e fácil de adquirir, torna este fluido um dos mais utilizados atualmente em sistemas com a tecnologia de aproveitamento térmico [17]. Contudo, tendo em conta a importância dos sistemas fotovoltaicos nos dias de hoje, existe também uma procura incessante pela melhoria da eficiência global de sistemas como o *PowerCollector*TM. Para alcançar esse mesmo objetivo, uma das hipóteses presentemente em estudo consiste na utilização de um fluido de transferência de calor (HTF, do inglês *Heat Transfer Fluid*) alternativo, como por exemplo, um nanofluido [25]-[26]. Este tipo de fluidos são, tal como o nome indica, constituídos por partículas que se encontram imersas num determinado líquido tradicional e cujo tamanho é da ordem dos nanómetros. Na maior parte dos casos, a água é um dos líquidos utilizados para este efeito, sendo que em determinadas aplicações para as quais a temperatura de trabalho do fluido é superior ao seu ponto de ebulição também há a possibilidade de ser usado um óleo térmico [26]. Em relação às partículas utilizadas neste tipo de fluidos, estas tanto podem ser metálicas (Al, Fe, Cu, etc.) como não metálicas (Al₂O₃, TiO₂, SiC, etc.) [26]-[27].

A razão para a qual este HTF é apresentado como uma possível alternativa à água está relacionada com as suas características térmicas, que são consideradas superiores. Um exemplo disso mesmo é o valor da condutividade térmica destes fluidos, que por indiciar uma remoção do calor mais rápida e eficiente que a água, sugere também que seja expectável um aumento da eficiência elétrica por parte das células fotovoltaicas assim como uma maior eficiência térmica do sistema [26]-[27]. A acrescentar a tudo isto, deve referir-se ainda que o valor do C_p deste tipo de fluidos é muito próximo ao da água, o que significa que, tendo em conta o que foi dito anteriormente, a sua utilização pode ser muito benéfica para o rendimento térmico de qualquer sistema. Com base em toda esta informação, de um modo geral, prevê-se um efeito bastante

positivo na eficiência global de um sistema solar térmico com um nanofluido como HTF, o que justifica uma discussão mais detalhada sobre a sua presumível influência neste mesmo parâmetro para o caso particular do *PowerCollector*TM da SOLARUS (Capítulo 5).

3. Modelo do *PowerCollector*TM

Com o intuito de compreender não só a dinâmica do fluido responsável pela refrigeração do coletor como também o impacto que a sua inclusão tem na eficiência térmica e elétrica do CPVT em estudo foi desenvolvido um modelo para este mesmo sistema. Este modelo é composto por três sub-modelos diferentes que são dependentes entre si e cuja implementação foi realizada em ferramentas de software diferentes por forma a tirar o maior partido das qualidades de cada um, sejam elas relacionadas com princípios físicos ou matemáticos (Figura 15). Nas secções que se seguem a descrição de cada um destes sub-modelos será feita com mais detalhe. A validação do modelo completo é posteriormente feita por comparação entre os resultados obtidos e os dados adquiridos experimentalmente no campus do Taguspark do Instituto Superior Técnico (IST) (Secção 4.6 e 4.7), onde foi instalado um *PowerCollector*TM da SOLARUS.

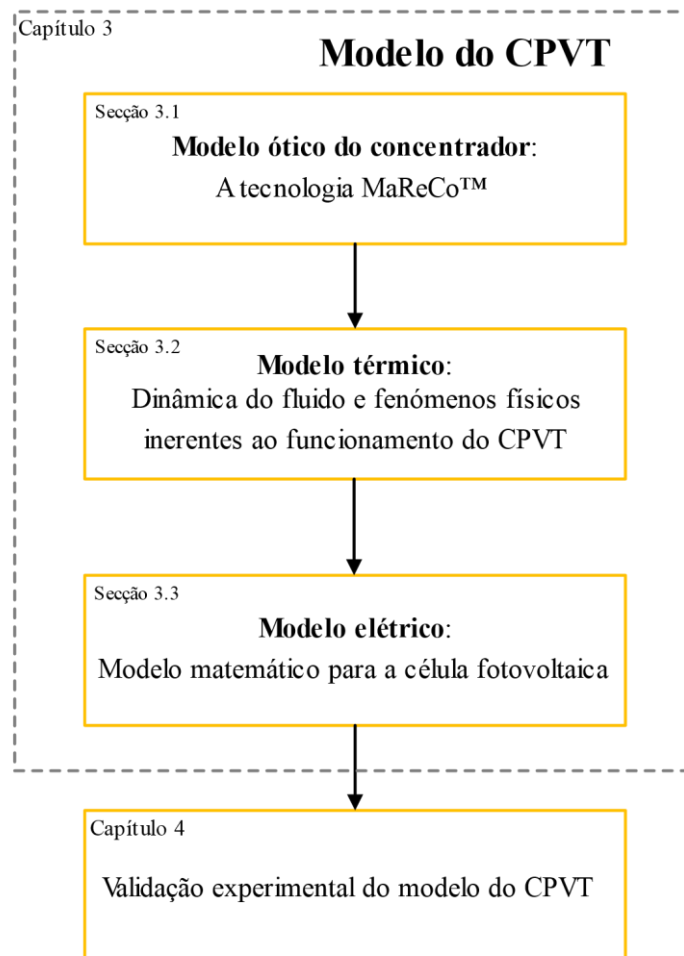


Figura 15 - Visão esquemática do modelo do CPVT e respetiva validação experimental

3.1 Modelo Ótico do Concentrador

Uma das principais características diferenciadoras deste CPVT é a sua geometria do tipo MaReCoTM, responsável pela concentração da radiação solar numa determinada área do painel inferior (Secção 2.3.1). Esta área, que varia de acordo com a posição do sol e que por isso mesmo depende da altura do ano e até mesmo da hora em questão, é determinante para o funcionamento e desempenho do sistema, pelo que a determinação da distribuição da irradiância solar no painel inferior ao longo das várias horas do dia é imprescindível. Para conseguir concretizar isso mesmo recorreu-se ao *SolTrace*, uma ferramenta de software dedicada a aplicações solares na qual se

definiu a geometria do modelo de acordo com todas as especificações do *PowerCollector*TM. Para além da geometria, entre os vários parâmetros necessários para a correta simulação deste modelo inclui-se também a inclinação do painel a simular, a sua localização exata e até mesmo o dia e a hora solar aparente que se pretende. Este horário difere da hora local habitual na medida em que o mesmo se baseia inteiramente na posição real do sol em relação ao meridiano local, sendo o meio dia marcado no momento em que o sol o atravessa.

Como complemento à distribuição da irradiância em ambos os painéis em função da hora desejada, a partir desta ferramenta obtém-se também a representação em 3D de todo o sistema com o trajeto dos raios solares de acordo com as condições impostas (Figura 16) bem como o valor médio da potência solar incidente por unidade de área em cada um dos painéis. Tal como se verá adiante, toda esta informação é importante e será utilizada no modelo que se segue (Secção 3.2). É ainda de mencionar que devido ao facto de o coletor ser constituído por dois pares de painéis fotovoltaicos iguais, para efeitos de simplificação, este modelo é constituído apenas por um par, já que é de esperar que o segundo seja sujeito exatamente às mesmas condições.

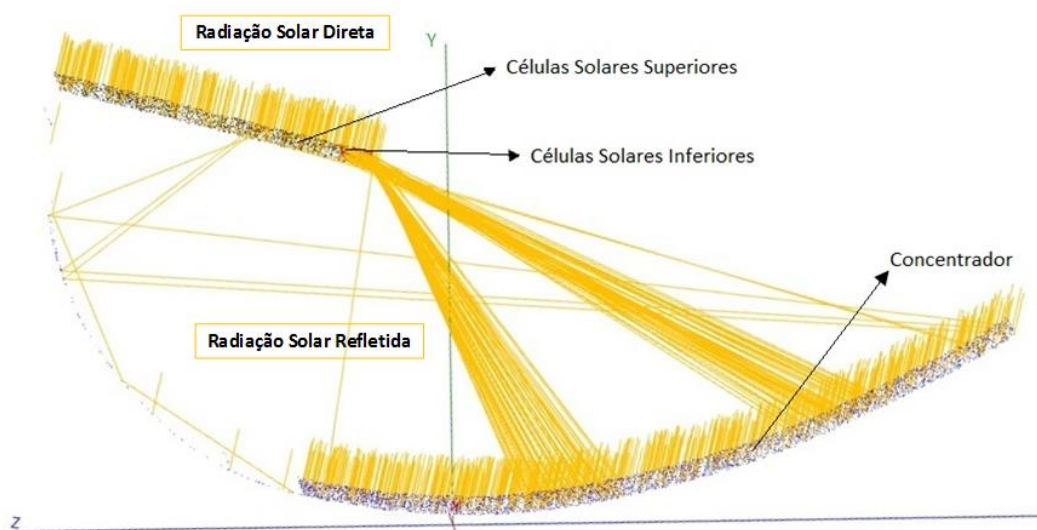


Figura 16 - Representação em 3D do modelo do concentrador no *SolTrace*

3.2 Modelo Térmico

Uma vez reunidos todos os dados necessários para o desenvolvimento de um modelo térmico do sistema CPVT em estudo, procedeu-se então à sua idealização com base nas suas dimensões reais e nos vários materiais presentes entre os canais e os painéis (Secção 2.3.2). O software utilizado para o efeito, o *COMSOL Multiphysics*[®], permite simular o sistema CPVT em estudo, tendo em conta não só a geometria de todos os seus componentes como também as propriedades de cada material utilizado e a física inerente ao comportamento do mesmo. Quanto à geometria, como a irradiância incidente no painel inferior determinada a partir do modelo do *SolTrace* já considera a influência do concentrador, esta foi baseada somente nos painéis fotovoltaicos, descartando-se o próprio concentrador e o vidro que cobre todo o coletor. À semelhança do que foi feito para o modelo anterior, neste caso foi gerado e simulado apenas um par de painéis fotovoltaicos (Figura 17).

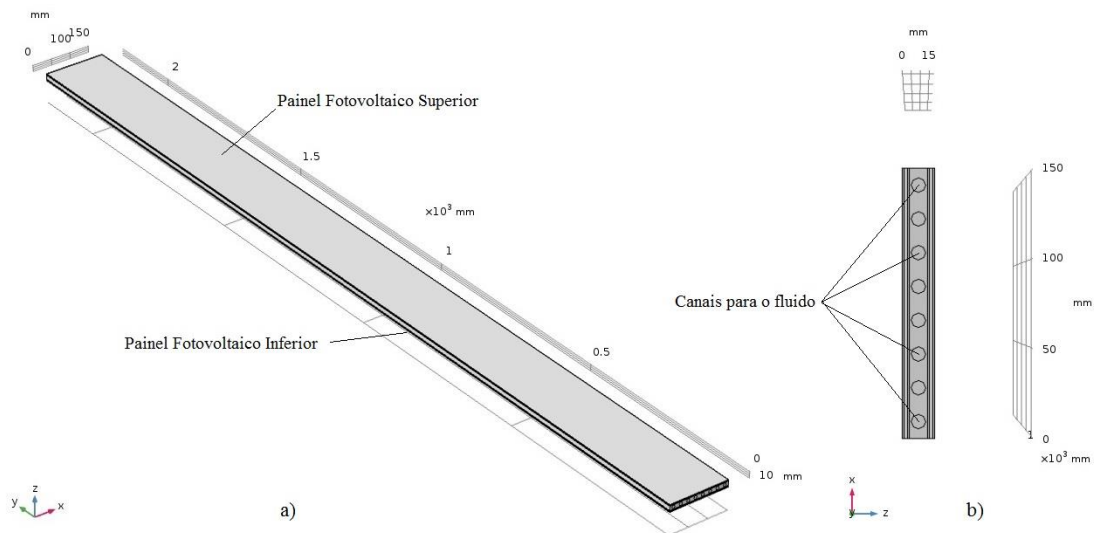


Figura 17 - Modelo do CPVT no COMSOL *Multiphysics*®: a) Vista geral, b) Vista lateral

Segundo a informação retirada a partir do *SolTrace*, a radiação incidente na face do painel inferior é fortemente não uniforme, dependendo da altura do dia e do ano. De forma a representar a não uniformidade desta radiação, dividiu-se a face do painel inferior em três zonas de irradiação uniforme, cada uma com uma determinada largura (Figura 18). Esta divisão foi decidida empiricamente com base nos resultados do *SolTrace*. Há que realçar que este método se trata claramente de uma aproximação, que tal como se verá nas secções subsequentes, se revelou essencial para a realização dos estudos que se seguem.

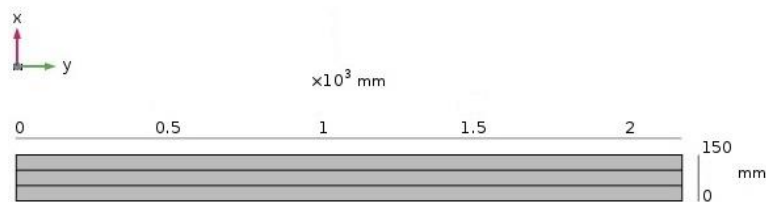


Figura 18 - Vista inferior dos painéis fotovoltaicos

De modo a seleccionar os fenómenos físicos mais adequados para cada um dos constituintes do painel há que estudar primeiro a vertente térmica do próprio painel fotovoltaico. Para isso é necessário compreender também alguns princípios básicos da termodinâmica, como por exemplo a transferência de calor. Essencialmente, sabe-se que esta pode ocorrer de três formas diferentes: por condução, convecção ou radiação. No caso particular do coletor solar, tendo em conta o postulado pela segunda lei da termodinâmica, deve considerar-se que quando o mesmo se encontra exposto à radiação solar ocorre uma transferência de calor por radiação por parte do sol para o coletor. Como em qualquer transmissão de energia térmica, isto implica que o coletor e, conseqüentemente, os painéis aqueçam e atinjam temperaturas superiores à temperatura ambiente e à temperatura do fluido presente nos tubos, o que torna inevitável a ocorrência de ainda mais transferências de calor.

Relativamente à transmissão de energia térmica entre as superfícies recetoras da radiação solar e o restante coletor, esta pode ser descrita pelo seguinte par de equações matemáticas [28],

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T + \nabla \cdot \mathbf{q} = Q \quad (3.1)$$

$$\mathbf{q} = -\kappa \nabla T \quad (3.2)$$

no qual se define

- ρ como sendo a densidade do coletor (kg/m^3);
- C_p como sendo a capacidade térmica do coletor a uma pressão constante ($\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$);
- κ como sendo a condutividade térmica do coletor ($\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$);
- \mathbf{u} como sendo um vetor de velocidade do fluido (m/s);
- Q como sendo a fonte de calor (W/m^3);
- T como sendo a temperatura do coletor (K);
- \mathbf{q} como sendo um vetor de fluxo de calor (W/m^2).

Como as simulações a realizar serão em regime estacionário, a temperatura não sofre nenhuma alteração com o tempo, pelo que o primeiro termo da primeira equação não é considerado. Assim, juntando as equações (3.1) e (3.2) obtém-se:

$$\rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (\kappa \nabla T) + Q \quad (3.3)$$

É de notar que a expressão (3.3) descreve a transferência de calor por condução, o que ocorre através de colisões entre os átomos e/ou moléculas do coletor, não se verificando macroscopicamente nenhum movimento em qualquer um dos materiais intervenientes. Graças a este fenómeno, o calor é então transferido por todas as camadas do coletor, incluindo também os tubos por onde atravessa o fluido e o próprio do fluido.

Quanto à transmissão de energia térmica entre o coletor e o meio ambiente, pode dizer-se que esta é realizada através da convecção, ou mais concretamente, por convecção natural. Este tipo de transferência de calor caracteriza-se pelo movimento ascendente ou descendente de um fluido causado pela diferença de densidade do mesmo, que por sua vez é induzida por uma determinada fonte de calor. Ora, estando o coletor a uma temperatura superior à temperatura ambiente, pelas razões mencionadas anteriormente, pode considerar-se que este funciona como uma fonte de calor para este caso em concreto. O ar que envolve o coletor, por sua vez, é o fluido que ao ser aquecido pelo mesmo fica com uma densidade menor relativamente àquele que não é aquecido. Como consequência disto mesmo, o ar menos denso desloca-se verticalmente num sentido ascendente enquanto que o ar mais frio se desloca no sentido contrário. Todo este processo é depois repetido, originando-se assim o fenómeno da convecção. As expressões que o caracterizam são apresentadas em (3.4) e (3.5) [28],

$$-\mathbf{n} \cdot (-\kappa \nabla T) = q_0 \quad (3.4)$$

$$q_0 = h(T_{amb} - T) \quad (3.5)$$

em que

- q_0 é o fluxo de calor verificado entre o coletor e o meio ambiente (W/m^2);
- h é o coeficiente de transferência de calor ($\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$);
- T_{amb} é a temperatura ambiente (K);
- \mathbf{n} é um vetor normal ao coletor;

Tal como se pode verificar pela expressão (3.5), o coeficiente de transferência de calor não passa de uma constante de proporcionalidade entre o fluxo de calor e a diferença entre a temperatura ambiente e a do coletor. A determinação do seu valor torna-se, portanto crucial para descrever matematicamente o fenómeno em causa. Na verdade, pode até afirmar-se que no que toca à implementação de coletores solares no exterior de um edifício, a determinação deste

parâmetro é indispensável, pois a temperatura tem grandes implicações no seu funcionamento. Na maior parte dos casos, este coeficiente está relacionado com a velocidade do vento que se faz sentir num determinado local de referência, sendo que existem variadas correlações entre estes dois parâmetros resultantes de experiências realizadas por diversos autores, como é o caso de Gerhart, Sturrock ou Nicol [29]. Dentro de todas as opções disponíveis, uma das correlações mais usadas para aplicações em edifícios é a derivada por Jürges (eq. (3.6)) [29]-[30],

$$\begin{cases} h = 4V_{\infty} + 5.6, & V_{\infty} < 5 \text{ m/s} \\ h = 7.1V_{\infty}^{0.78}, & V_{\infty} > 5 \text{ m/s} \end{cases} \quad (3.6)$$

onde V_{∞} é a velocidade do vento em m/s.

Ainda relativamente às expressões (3.4) e (3.5), há que mencionar que quando o valor de q_0 toma valores negativos o calor é transferido dos painéis para o meio ambiente, o que está de acordo não só com o que se pretende modelar mas também com o enunciado de Clausius, no qual se afirma que não é possível ocorrer transferência de calor de um corpo para outro com uma temperatura mais elevada.

Para além de tudo isto, é ainda necessário descrever matematicamente o movimento do fluido nos tubos do CPTV. Para isso recorre-se às equações de Navier-Stokes, que podem ser vistas como uma representação da segunda lei de Newton para os fluidos (eq. (3.7)) [31]-[32].

$$\rho \left(\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \mathbf{u} \right) = -\nabla p + \nabla \cdot \left(\mu (\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) - \frac{2}{3} \mu (\nabla \cdot \mathbf{u}) \mathbf{I} \right) + \mathbf{F} \quad (3.7)$$

Nesta equação define-se

- \mathbf{u} como sendo o vetor de velocidade do fluido (m/s);
- p como sendo a pressão do fluido (Pa);
- ρ como sendo a densidade do fluido (kg/m³);
- μ como sendo a viscosidade dinâmica do fluido (Pa·s);
- \mathbf{I} como sendo a matriz identidade;
- \mathbf{F} como sendo um vetor da força externa aplicada ao fluido (N).

A resolução da equação (3.7) é sempre feita com a equação (3.8), que corresponde à equação da continuidade e tem como função a representação da conservação da massa. Já a equação (3.7), representa a conservação do momento [31]-[32].

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (3.8)$$

Tendo em conta que as simulações serão realizadas em regime estacionário, ao juntar-se a equação (3.7) com a equação (3.8) resulta a seguinte expressão:

$$0 = \nabla \cdot \left[-p \mathbf{I} + \mu (\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) - \frac{2}{3} \mu (\nabla \cdot \mathbf{u}) \mathbf{I} \right] + \mathbf{F} \quad (3.9)$$

Dentro desta temática deve acrescentar-se ainda que, para simplificação do modelo e devido às baixas velocidades do fluido em causa, o fluxo do mesmo foi definido como sendo laminar. Isto significa que o fluido é dividido em vários planos paralelos entre si, cada um com uma velocidade constante e sem se misturar com os restantes (Figura 19). No caso em que o fluido se movimenta em tubos cilíndricos, observa-se uma divisão das diferentes camadas em círculos concêntricos.



Figura 19 - Exemplo de regime laminar

3.3 Modelo Elétrico

Antes de se prosseguir para o desenvolvimento de um programa capaz de retornar resultados que possibilitem a avaliação do comportamento elétrico do CPVT é importante ter algumas bases teóricas sobre este tema. Posto isto, deve ser referido que um dos parâmetros mais importantes de qualquer painel fotovoltaico é a potência-pico, conceito que foi introduzido na Secção 2.1.1 e que se define como sendo a potência máxima de saída obtida pelo painel nas condições STC (*Standard Test Conditions*). A relevância deste parâmetro prende-se com o facto de o mesmo ser obtido em condições de teste pré-definidas: a temperatura das células tem de ser obrigatoriamente igual a 25°C e o fluxo de radiação solar numa superfície por unidade de área (irradiância) deve igualar os 1000 W/m², o que possibilita a comparação universal de todos os painéis existentes. Partindo do valor desta potência é possível calcular-se o rendimento do painel nas condições de referência, aplicando para isso a expressão (3.10) [4],

$$\eta_{STC} = \frac{P_p}{A \cdot G_{STC}} \quad (3.10)$$

na qual P_p é a potência-pico em W, A corresponde à área do painel em m² e G_{STC} representa a irradiância nas condições STC em W/m², tratando-se portanto de uma constante. Para o cálculo do rendimento do mesmo painel noutras condições que não as STC, a expressão anterior mantém-se com a diferença de que tanto a irradiância como a potência têm agora de corresponder aos valores para as novas condições.

Relativamente à determinação da potência elétrica de saída do *PowerCollector*TM, esta pode ser determinada de variadas formas, dependendo do modelo da célula fotovoltaica que é escolhido. Neste caso, optou-se por um modelo simplificado (1M3P), no qual o comportamento elétrico da célula fotovoltaica é retratado por um circuito elétrico equivalente (Figura 20).

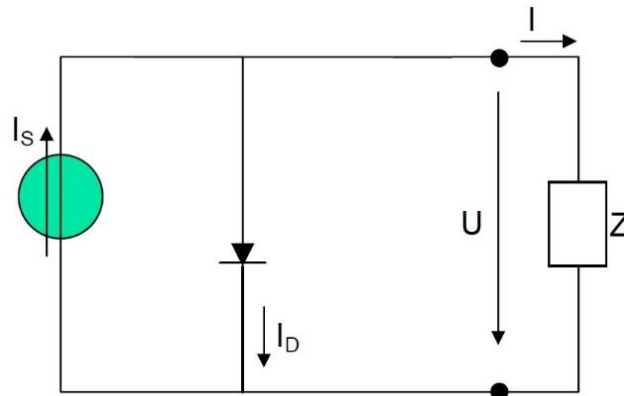


Figura 20 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica

Neste circuito, o efeito da radiação solar que incide com uma dada intensidade na célula é reproduzido pela fonte de corrente I_s , sendo este parâmetro correspondente à corrente elétrica produzida quando nela incide radiação. A produção desta corrente elétrica por parte da célula fotovoltaica não seria possível sem a dopagem do silício, um processo que dá origem a uma junção p-n, representada neste modelo como um diodo. A carga que está a ser alimentada pela célula, por sua vez, é representada pelo parâmetro Z . Por fim, neste modelo é também conhecida a fórmula que permite o cálculo do valor da corrente I_D , sendo esta dada por (3.11) [4].

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{U}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.11)$$

Nesta equação define-se

- I_0 como sendo a corrente inversa de saturação do díodo (A);
- U como sendo a tensão aos terminais da célula (V);
- m como sendo o fator de idealidade do díodo, cujo valor é obrigatoriamente maior ou igual a um;
- V_T como sendo um parâmetro designado por potencial térmico (V).

Esta última variável tem um peso muito grande no valor da potência de saída pretendido, pois para além de ser um dos parâmetros deste modelo que depende da temperatura atingida pela célula (eq. (3.12)) [4], muitas das grandezas utilizadas para o cálculo desta potência variam com este mesmo parâmetro, tal como se verá ao longo desta secção.

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (3.12)$$

Na equação (3.12), K diz respeito à constante de Boltzmann cujo valor é igual a 1.38×10^{-23} J/K, T é a temperatura da célula em K e q representa a carga elétrica do eletrão, tomando por isso o valor de 1.6×10^{-19} C.

Tal como foi mencionado na Secção 2.1.1, existem determinados pontos de funcionamento das células solares nos quais é possível determinar o valor de grandezas como a corrente de curto circuito (I_{sc}) ou a tensão de circuito aberto (U_{oc}). No caso deste modelo, quando é realizado um ensaio em curto circuito, pela observação da Figura 20, conclui-se de imediato que I_s é igual à corrente de curto circuito. Se, por outro lado, se proceder à execução de um ensaio em circuito aberto são apuradas as seguintes igualdades [4]:

$$\begin{cases} U_{oc} = mV_T \ln\left(1 + \frac{I_s}{I_0}\right) \\ I_0 = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{U_{oc}}{mV_T}} - 1} \end{cases} \quad (3.13)$$

À semelhança do que acontece com todos os fabricantes, os valores para I_{sc} e U_{oc} em condições STC para os painéis do *PowerCollector*TM em estudo são disponibilizados pela própria empresa, podendo ser encontrados em [19]. A acrescentar a estes dois parâmetros, também os valores da corrente e da tensão para os quais se obtém a potência-pico (I_{MP} e U_{MP} , respetivamente) em condições STC são concedidos em [19]. A partir de toda esta informação é possível determinar o valor do fator de idealidade do díodo para o caso em estudo, aplicando-se para isso a expressão (3.14) [4],

$$m = \frac{U_{MP}^r - U_{oc}^r}{V_T^r \ln\left(1 - \frac{I_{MP}^r}{I_{sc}^r}\right)} \quad (3.14)$$

onde o índice superior r corresponde a medidas nas condições de referência. A equação (3.14) demonstra, portanto, a dependência do fator de idealidade com apenas grandezas características da célula, o que significa que este pode ser considerado constante. No entanto, o mesmo não pode ser dito em relação à corrente de curto circuito, cuja variação com a irradiância incidente na célula é bastante significativa, tal como foi verificado na Secção 2.1.1. A expressão que retrata esta dependência de I_{sc} com a irradiância é dada por (3.15) [4],

$$I_{sc} = \frac{G}{G_{STC}} I_{sc}^r \quad (3.15)$$

em que G corresponde à irradiância nas condições em que se pretende calcular a potência elétrica produzida em W/m^2 . A corrente inversa de saturação do diodo, por sua vez, é também variável com as condições a que a célula está exposta, principalmente com a temperatura atingida pela célula, o que pode ser verificado pela observação da expressão (3.16) [4],

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T^r} \right)} \quad (3.16)$$

na qual se define T como sendo a temperatura da célula nas condições em que se pretende calcular a potência, m' como o quociente entre o fator de idealidade do diodo já calculado e o número de células em série e ε como sendo o hiato do semiconductor em causa, que por corresponder ao silício toma o valor de 1.12 eV. No entanto, há que ter em conta que, ao contrário dos restantes parâmetros presentes nesta igualdade, o valor de referência da corrente inversa de saturação ainda não é conhecido. Para contornar esta situação basta apenas considerar a segunda equação presente na expressão (3.13), a qual pode ser utilizada para as condições STC.

Uma vez realizados todos estes cálculos e sabendo que a potência elétrica produzida pelo CPVT ocorre para o ponto de funcionamento máximo, há que calcular também a tensão e a corrente correspondentes ao ponto de potência máxima, que podem ser determinados pelas equações (3.17) e (3.18), respetivamente [4].

$$U_{MP}^{(k+1)} = mV_T \ln \left(\frac{\frac{I_{sc}}{I_0} + 1}{\frac{U_{MP}^k}{mV_T} + 1} \right) \quad (3.17)$$

$$I_{MP} = I_{sc} - I_0 (e^{\frac{U_{MP}}{mV_T}} - 1) \quad (3.18)$$

Importa salientar que, como a equação para o cálculo de U_{MP} não é linear, esta é resolvida a partir do método de Gauss, um método iterativo simples no qual se parte do valor de referência U_{MP}^r . A partir dos resultados destes cálculos, a potência elétrica de saída pode ser determinada pela equação (3.19) [4].

$$P = U_{MP} \cdot I_{MP} \quad (3.19)$$

Tal como se pode verificar pela análise das expressões (3.16)-(3.19), a potência produzida por cada um dos painéis depende diretamente da temperatura atingida pelas suas células fotovoltaicas, o que por outras palavras significa que os dados provenientes do modelo térmico apresentado na secção anterior são indispensáveis para a implementação deste mesmo modelo. Assim, aplicando a informação do modelo térmico a este conjunto de equações, o modelo elétrico do CPVT, desenvolvido em MATLAB, começa a ganhar alguma forma. Contudo, há que ter em conta que o valor da potência elétrica total produzida pelo painel é também condicionado pela existência de diodos de *by-pass* colocados entre algumas das células fotovoltaicas constituintes do painel (Secção 2.1.4). Na verdade, este pequeno pormenor tem uma grande influência no valor exato dessa potência, pelo que se deve conhecer a distribuição dos mesmos no coletor em estudo. Posto isto, há que mencionar que no caso do *PowerCollector*TM da SOLARUS existem quatro diodos de *by-pass* em cada um dos seus painéis, dividindo as 38 células de cada um segundo a seguinte distribuição: 8-11-11-8. Isto implica que para a correta implementação do programa seja necessário determinar a potência que cada célula produziria caso não fosse limitada pelo funcionamento das restantes, sendo para isso apenas necessário aplicar a equação (3.19). Dado que as células de cada um dos 4 grupos se encontram em série, a potência produzida por cada um destes grupos está limitada ao valor mínimo encontrado, pelo que o passo seguinte passa por

encontrar este mesmo valor. A potência elétrica total produzida pelo painel irá naturalmente ser igual à soma entre cada um dos 4 valores determinados.

Para além deste pormenor, há ainda que ter em conta que os dados retirados a partir do modelo térmico da secção anterior dizem respeito ao valor da temperatura para cada hora dos dias simulados no modelo do concentrador em vários pontos diferentes do painel. Assim, quando se aplicou a equação (3.19) para cada um destes pontos, o que se fez na realidade foi calcular a potência de saída para o painel inteiro na eventualidade de este estar nas mesmas condições. Com o intuito de contornar esta pequena incongruência e utilizando os valores já calculados procedeu-se então à determinação do valor médio da potência produzida em cada uma das 38 células. Esta decisão foi tomada com base numa pequena experiência realizada com apenas uma célula solar monocristalina e uma lâmpada a funcionar como fonte de luz. A experiência consistiu em variar não só a área de exposição da célula fotovoltaica à radiação como também a localização desta mesma área. De seguida, com os dados retirados a partir de um osciloscópio, analisou-se a característica $I-U$ e $P-U$ da célula para diferentes áreas de sombreamento, tal como se pode ver pela Figura 21 e pela Figura 22.

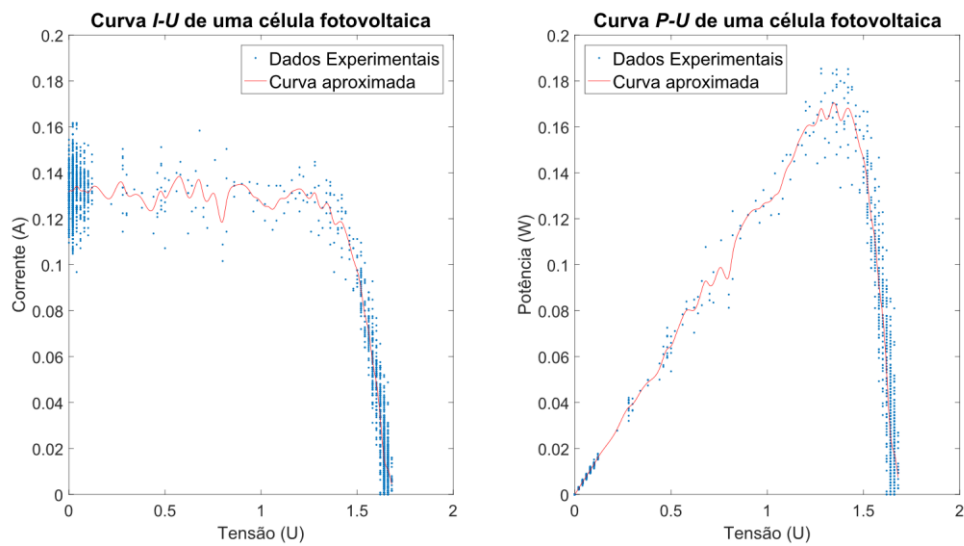


Figura 21 - Característica $I-U$ e $P-U$ obtidas experimentalmente para uma célula fotovoltaica

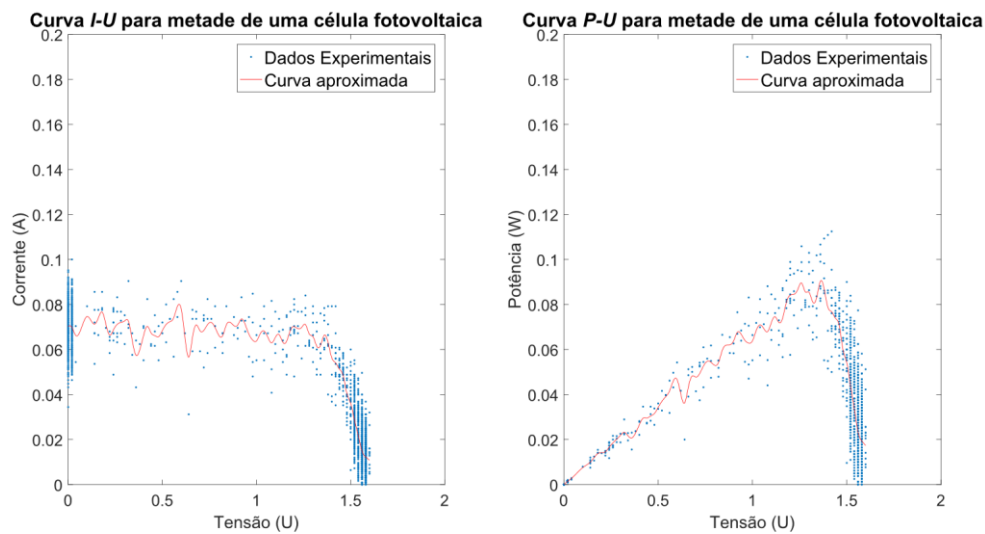


Figura 22 - Característica $I-U$ e $P-U$ obtidas experimentalmente para metade de uma célula fotovoltaica

Com esta experiência, e após a observação de algumas curvas $I-U$ para a mesma área de exposição à luz elétrica em várias partes da célula, a principal conclusão a que se chegou foi que a potência gerada pela célula depende somente da irradiância e da área da célula que se encontra a produzir energia e não da localização da mesma. Assim, pode olhar-se para a potência produzida pela célula como um resultado do valor médio da irradiância que atinge a área total do painel, o que resulta num valor médio da potência (eq. (3.20)).

$$P = G_1A_1 + G_2A_2 + \dots + G_nA_n = G_{av}A_{total} \quad (3.20)$$

4. Análise do modelo do *PowerCollector*TM e resultados experimentais

Por forma a validar experimentalmente os modelos apresentados ao longo do Capítulo 3, foram realizados testes experimentais num sistema da SOLARUS em condições ambientais. A partir destes testes foi possível observar o comportamento térmico e elétrico do *PowerCollector*TM ao longo de um dia de verão para uma situação de refrigeração e não refrigeração dos respetivos painéis solares. Contudo, antes da realização destas experiências, determinaram-se os valores de alguns parâmetros referentes à montagem do coletor a instalar no terraço do Taguspark (Figura 23). Com a execução deste estudo procurou-se analisar também a semelhança entre os resultados obtidos pelo modelo e aqueles que seriam esperados teoricamente, bem como a importância da concentração solar na eficiência deste sistema.



Figura 23 - Vista aérea do edifício do Taguspark onde foi instalado o *PowerCollector*TM

4.1 Estudo do Efeito da Velocidade do Fluido no Arrefecimento das Células

Para se conseguir retirar o máximo proveito do sistema fotovoltaico a instalar, é essencial a realização de um estudo prévio que englobe todas as opções em que é possível fazê-lo. Numa primeira instância, optou-se por determinar qual a velocidade do fluido mais vantajosa para a eficiência do CPVT, o que por sua vez implica o estabelecimento de um valor exato para a inclinação dos painéis, parâmetro este que também será sujeito a uma escolha mais ponderada (Secção 4.3). Como em Portugal é usual os painéis fotovoltaicos serem instalados para sul com uma inclinação de aproximadamente 30° [4], este foi o valor utilizado nesta fase inicial. Trata-se, portanto, de apenas uma suposição inicial que no decorrer deste estudo se verificou não ser a mais adequada para a aplicação na futura instalação do CPVT (Secção 4.1.1). Ainda assim, os dados obtidos a partir destas simulações são importantes na medida em que contribuem para uma melhor perceção do efeito da velocidade do fluido no funcionamento deste sistema.

Para a execução do estudo em causa recorreu-se ao modelo do CPVT apresentado anteriormente (Capítulo 3), já que desta forma é possível simular o comportamento térmico e elétrico teórico do *PowerCollector*TM com velocidades diferentes para o fluido de refrigeração. Isto significa que parâmetros como a temperatura ambiente, a temperatura inicial do fluido de arrefecimento, a altura do ano e até mesmo o coeficiente de transferência de calor tiveram de ser determinados ou, em alguns casos, assumidos. No que diz respeito à altura do ano, tal como em qualquer estudo, procurou-se realizar simulações para os casos mais críticos, pelo que os meses considerados nesta fase foram janeiro e agosto. Adicionalmente, a determinação da temperatura

sentida e da irradiância verificada no local exato onde o painel está instalado foi realizada a partir da plataforma do PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), de onde se retiraram os valores médios mensais para cada um destes parâmetros [33]. No entanto, ainda relativamente aos valores da irradiância obtidos, considerou-se que apenas 75% dos mesmos são realmente aproveitados para a conversão de energia elétrica, pois as células solares presentes nos painéis em estudo são encapsuladas (Secção 2.3.2), o que implica que parte da irradiação incidente no encapsulamento é refletida pelo mesmo (Figura 24) [34].

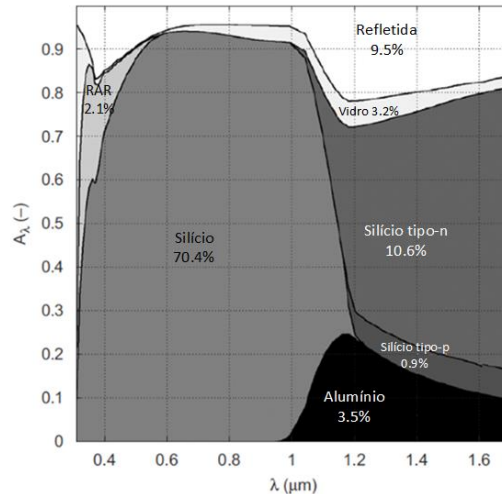


Figura 24 - Fator de absorção espectral obtido experimentalmente para uma configuração em que as células de silício cristalino se encontram encapsuladas (adaptado de [34])

Os dois valores da velocidade selecionados para a realização destas simulações foram calculados com base nos dados presentes na *datasheet* da bomba hidráulica que, por ser a responsável pelo controlo da velocidade do fluido que atravessa os canais, se pretende utilizar na montagem a ser feita. Posto isto, os valores escolhidos dizem respeito ao caudal mínimo e máximo presentes nesta *datasheet*, sendo eles 0.5 m³/h e 3 m³/h, respetivamente. O cálculo da velocidade da água correspondente foi realizado com base na equação (4.1),

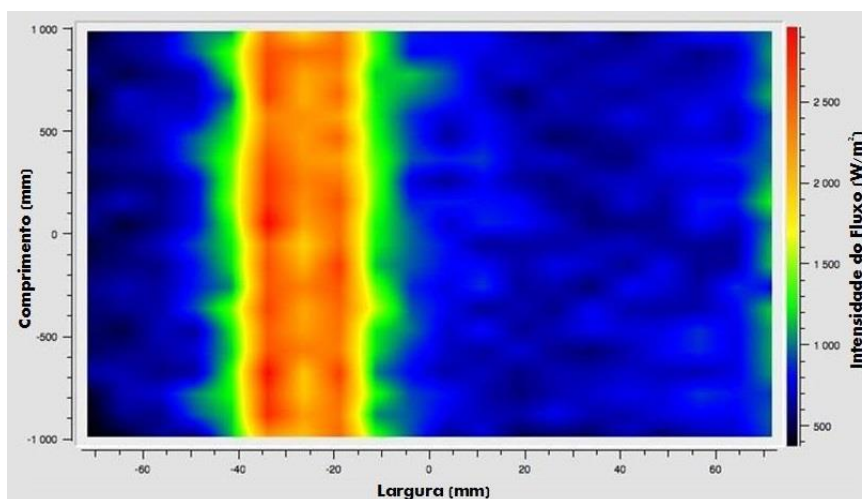
$$v_a = \frac{Q_a}{A_t} \quad (4.1)$$

onde v_a representa a velocidade da água nos 8 tubos em m/s, Q_a corresponde ao caudal da água que sai da bomba em m³/s e A_t representa a área transversal aos oito tubos em m². Uma vez feita esta conversão, resta ainda definir qual o coeficiente de transferência de calor e a temperatura de entrada do fluido de arrefecimento, sendo que se se assumiu um valor de 7.6 e 10°C para cada um destes, respetivamente. No caso do coeficiente de transferência de calor, considerou-se não só a expressão (3.6) como também a baixa velocidade a que o vento atinge ambos os painéis, já que estes se encontram completamente protegidos por uma estrutura formada pelo concentrador e pelo vidro que o cobre.

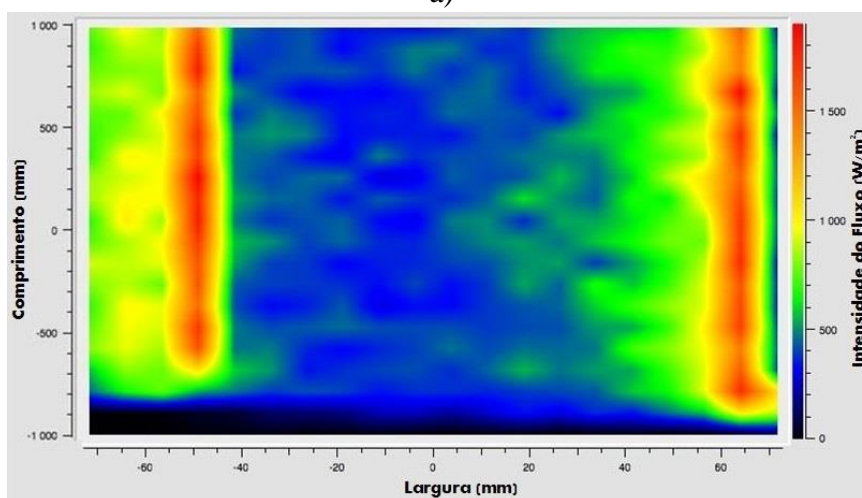
4.1.1 Simulação para o Funcionamento do CPTV com Aproveitamento Térmico

Tal como foi explicado na Secção 3.1, tendo em conta o carácter concentrador do painel inferior deste sistema, a primeira fase de simulações do modelo do CPVT diz respeito à determinação da distribuição da irradiância neste mesmo painel. Assim, utilizando os valores médios mensais da irradiância incidente e da temperatura ambiente para os meses de janeiro e agosto retirados do PVGIS [33], realizaram-se simulações no *SolTrace* para as várias horas do dia de cada mês com

o painel orientado para sul e com uma inclinação de 30° (Figura 25). Há que referir que, neste modelo, o número de raios solares a serem considerados é um parâmetro escolhido pelo utilizador que se revela determinante para os valores da intensidade do fluxo apresentados. No caso dos exemplos da Figura 25, o número escolhido foi de 10.000 raios solares, sendo que a intensidade do fluxo foi posteriormente corrigida com base na irradiância real que atinge o painel inferior a cada hora do dia simulado.



a)



b)

Figura 25 - Exemplo das representações da irradiância incidente nas células inferiores resultantes do *SolTrace* para o mês de janeiro: a) 13 horas, b) 16 horas

Para o mês de janeiro, comparando as imagens presentes na Figura 25, consegue-se identificar um determinado padrão não uniforme da irradiação que chega aos painéis inferiores: nestes a irradiância está concentrada em pequenas áreas onde o seu valor é claramente superior e cuja localização se vai alterando ao longo das horas, de acordo com o movimento do sol. Este resultado está de acordo com o que seria de esperar de um sistema fotovoltaico de concentração como o *PowerCollector*TM. Para além disso, a partir destas imagens consegue-se ainda comprovar a semelhança entre a aproximação apresentada no modelo térmico do CPVT (Secção 3.2) e os resultados realmente obtidos neste modelo. No entanto, ao seguir-se o mesmo procedimento para o mês de agosto constata-se que não existe qualquer concentração no painel inferior, ou seja, a energia eléctrica produzida pelo coletor neste mês corresponde apenas à energia solar fotovoltaica produzida no painel superior. Atendendo ao facto de que a execução dos ensaios experimentais se prevê para os meses de verão, segundo estes resultados depreende-se que um ângulo de

inclinação de 30° para as células solares do *PowerCollector*TM a ser instalado no Taguspark não é o mais indicado (Secção 4.3). Porém, este resultado pode revelar-se vantajoso caso este sistema seja utilizado maioritariamente no inverno, quando a necessidade de água quente é maior. A escolha final do valor deste parâmetro depende, por conseguinte, do tipo aplicação para a qual o sistema da SOLARUS será utilizado, apresentando sempre vantagens e desvantagens.

A etapa seguinte, segundo a Figura 15, passa por aproveitar a informação retirada do *SolTrace* para o modelo térmico do CPVT. Contudo, há ainda que definir qual o fluido a usar, sendo que neste caso se escolheu a água. A razão para a qual esta escolha foi feita está relacionada com o facto de o dimensionamento do *PowerCollector*TM ter sido efetuado com esse mesmo pressuposto, sendo também por isso que na experiência executada com este sistema no Taguspark se utilizou a água como fluido de refrigeração (Secção 4.4). A partir deste modelo, obtém-se a representação da distribuição da temperatura ao longo de ambos os painéis para todas as horas do dia consideradas no modelo do *SolTrace* e para cada uma das velocidades, de acordo com todas as especificações e assunções consideradas até ao momento (Figura 26 e Figura 27).

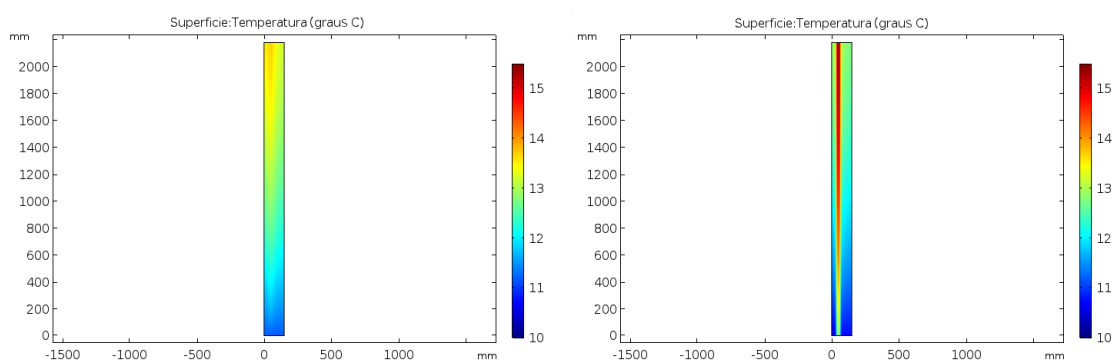


Figura 26 - Exemplo dos resultados obtidos para as 13 horas do mês de janeiro com uma velocidade da água igual a 0.345 m/s: a) painel superior, b) painel inferior

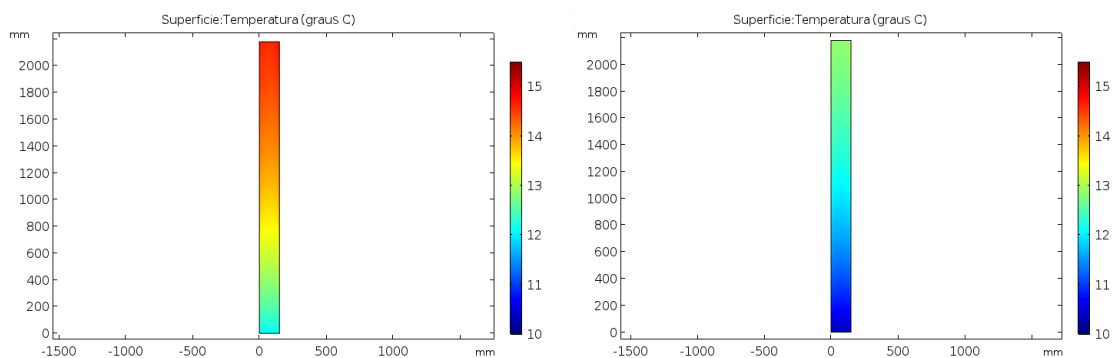


Figura 27 - Exemplo dos resultados obtidos para as 13 horas do mês de agosto com uma velocidade da água igual a 0.345 m/s: a) painel superior, b) painel inferior

As figuras correspondentes à temperatura máxima suportada por cada um dos painéis nas condições impostas e descritas nas secções anteriores (Figura 28 e a Figura 29) resultam diretamente dos dados adquiridos a partir do modelo térmico, sendo que com elas é possível comprovar-se que teoricamente a temperatura dos painéis é mantida dentro de uma gama de valores relativamente pequena ao longo de todo o ano. No entanto, apesar de todas as curvas apresentadas serem todas semelhantes entre si, existe uma grande diferença entre elas: em janeiro, as temperaturas atingidas pelo painel inferior são geralmente superiores quando comparadas com as do painel superior, ao contrário do que acontece em agosto. Este efeito deve a sua existência à ausência de concentração durante o mês de agosto, sendo por isso visível em ambas as figuras qual o seu verdadeiro impacto na temperatura dos painéis.

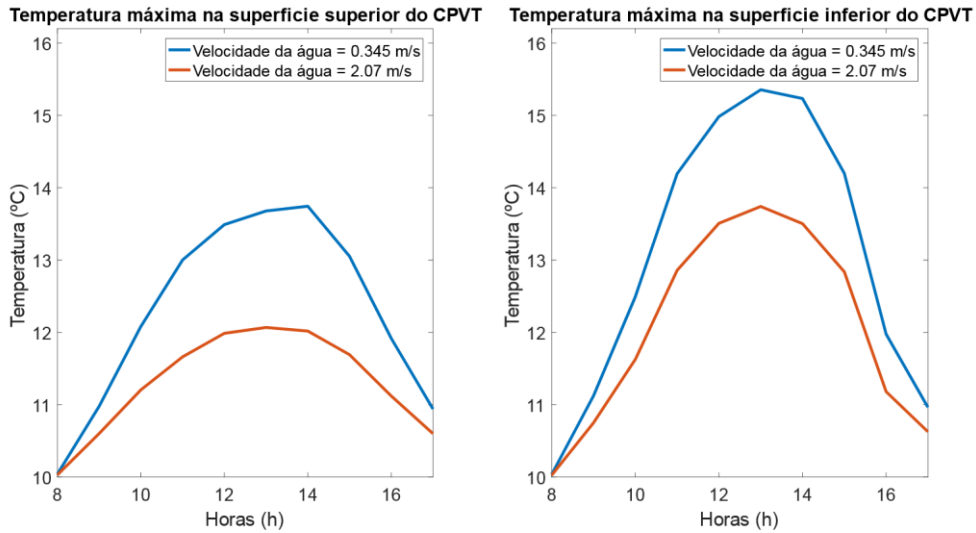


Figura 28 - Variação da temperatura máxima de ambos os painéis num dia de janeiro para diferentes fluxos de água: a) no painel superior, b) no painel inferior

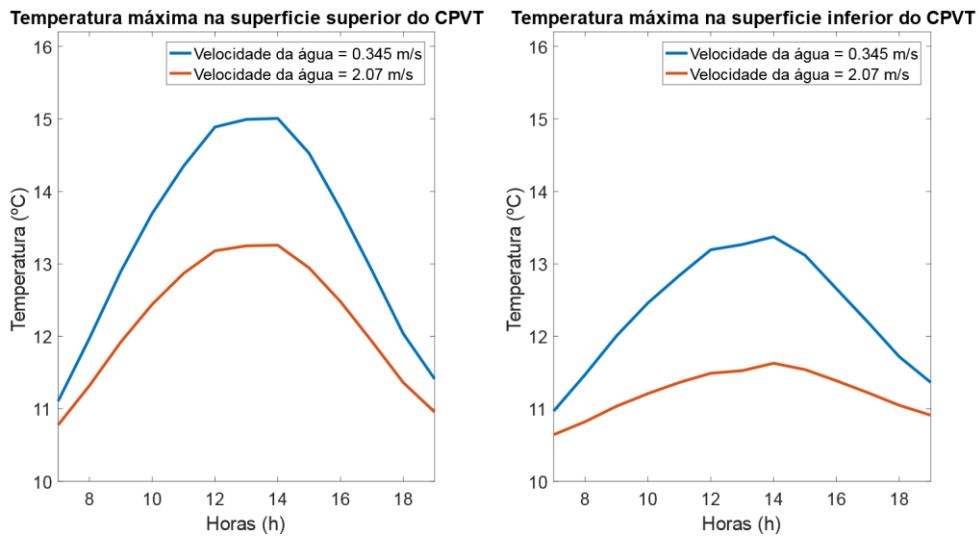


Figura 29 - Variação da temperatura máxima de ambos os painéis num dia de agosto para diferentes fluxos de água: a) no painel superior, b) no painel inferior

Adicionalmente, há ainda que notar que para ambos os meses, a temperatura máxima verificada nos painéis é menor para a velocidade da água superior. Isto acontece porque quando este fluido viaja a uma velocidade menor, o que se está a fazer na realidade é a permitir que este tenha mais tempo para percorrer a mesma distância, o que por sua vez implica uma maior quantidade de calor trocada entre a água e o painel logo nos primeiros metros. Assim, enquanto que no caso em que a velocidade é maior a água consegue chegar mais longe a uma temperatura mais baixa, quando a velocidade é inferior isto não acontece, diminuindo assim a capacidade do fluido para arrefecer o painel. Posto isto, tendo em conta apenas estes resultados e sabendo que o rendimento dos painéis é afetado pelo aumento da sua temperatura (Secção 2.1.2), à primeira vista poder-se-ia afirmar que a bomba hidráulica presente na instalação do CPVT deveria funcionar de modo a que o caudal da água fosse o maior possível. Contudo, por forma a realizar-se um estudo mais completo, resta ainda analisar o comportamento elétrico do CPVT para ambas as velocidades. Para isso, partindo dos resultados do modelo elétrico, considerou-se também a potência elétrica total gerada pelo CPVT para um dia típico de cada mês e para cada uma das velocidades inicialmente definidas (Figura 30). Pela análise destas figuras verifica-se que em ambos os meses

existe uma diferença muito reduzida no valor da potência total produzida, podendo mesmo fazer-se a aproximação de que em cada mês o CPVT produz a mesma potência elétrica para ambos os fluxos de água. Isto acontece porque de facto, se se observar com mais detalhe estas figuras, constata-se que a diferença de temperatura em cada um dos painéis para cada velocidade, apesar de parecer bastante significativa, é de aproximadamente 2°C apenas. Ora, esta pequena variação de temperatura com o fluxo de água não é de todo significativa ou suficiente para ter um grande impacto na potência total final produzida.

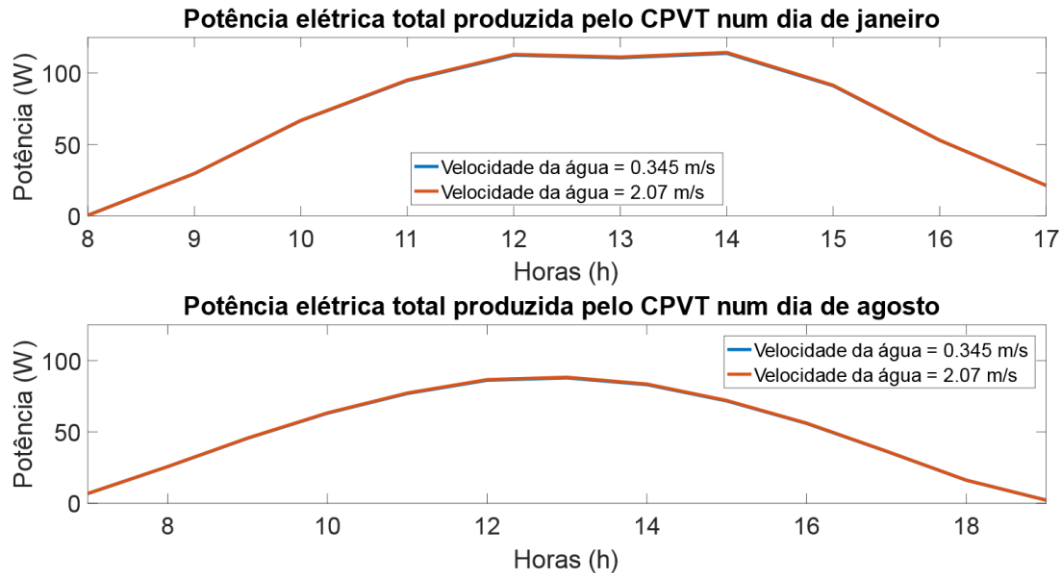


Figura 30 - Potência elétrica produzida pelo CPVT para diferentes fluxos de água: a) em janeiro, b) em agosto

Por fim, há ainda que ter em atenção que a bomba hidráulica, à semelhança de todo o equipamento deste género, consome potência elétrica para poder funcionar. Como neste caso em particular se pode utilizar a própria potência produzida pelo *PowerCollector*TM, por forma a finalizar este estudo deve acrescentar-se ainda o cálculo de uma outra potência: a potência útil (Figura 31). Este valor resulta da diferença entre a potência produzida pelo CPVT e a potência consumida pela própria bomba, cuja determinação pode ser feita a partir equação (4.2),

$$P_{pump}[kW] = \frac{\rho g Q_a H}{3.6 \times 10^3} \quad (4.2)$$

onde

- ρ é a densidade do fluido (kg/m^3);
- g é a aceleração da gravidade (9.8 m/s^2);
- Q_a é o caudal da água (m^3/h);
- H é a altura entre a bomba e o CPVT (m).

A partir da observação da Figura 31 é imediato que, no que diz respeito à potência elétrica útil produzida, a opção mais vantajosa para a instalação que se pretende fazer é aquela em que o fluxo de água é menor, visto que nesse caso existe um menor número de horas em que é necessário consumir energia para manter o CPVT a funcionar. Quando se estabelece uma velocidade da água maior para percorrer os canais, a bomba precisa uma potência muito superior à diferença de potência elétrica gerada pelo CPVT, pelo que à primeira vista não compensa de todo escolher o maior fluxo de água, ao contrário do que seria de prever. Complementarmente a esta observação, deve considerar-se também qual o impacto que as várias velocidades do fluido têm na componente térmica deste sistema. Para isso basta reconhecer que uma vez definida uma velocidade mais

baixa para a água, esta terá mais tempo para absorver uma maior porção de todo o calor residual produzido pelos painéis. Como consequência disto mesmo, é de esperar que a produção de energia térmica, cuja função passa pela sua utilização num sistema de aquecimento, aumente com a diminuição do fluxo da água.

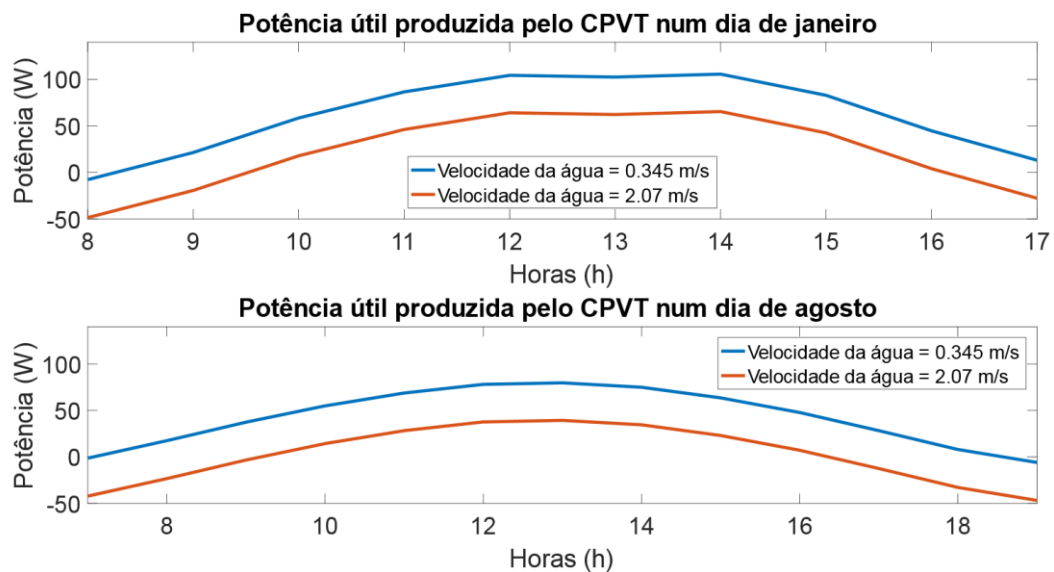


Figura 31 - Potência útil produzida pelo CPVT para diferentes fluxos de água: a) em janeiro, b) em agosto

4.2 Simulação para o Funcionamento do CPTV sem Aproveitamento Térmico

Complementarmente ao estudo anterior, com o intuito de perceber qual o impacto que a vertente térmica tem na produção da energia elétrica, procedeu-se também à simulação do funcionamento dos painéis sem aproveitamento térmico, ou seja, sem a passagem de água. Para tal, no modelo térmico do CPVT, definiu-se o fluido dos 8 tubos do coletor como sendo apenas ar com uma velocidade nula e pressão de 1 Pa (Figura 32).

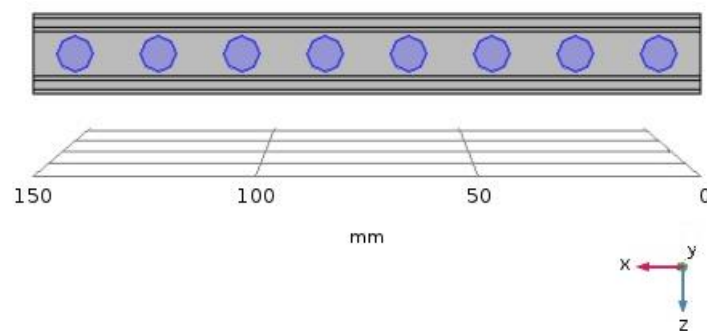


Figura 32 - Vista lateral do modelo térmico do CPVT com representação dos locais de passagem do ar (azul)

Todas as restantes condições para as quais estas simulações foram feitas são as mesmas, isto é, o valor do coeficiente de transferência de calor, o ângulo de inclinação dos painéis e os correspondentes valores da irradiância, retirados da plataforma PVGIS [33], permaneceram constantes. Como consequência disto mesmo, os dados do modelo do *SolTrace* obtidos para o estudo anterior são exatamente os mesmos.

Quanto às temperaturas atingidas por cada um dos painéis em ambos os meses (Figura 33), as diferenças relativamente aos resultados anteriores são notórias, nomeadamente no que diz respeito à gama de valores da temperatura. Face à ausência do sistema de aproveitamento térmico, devido aos fenómenos de condução descritos na Secção 3.2, a temperatura máxima verificada em cada

um dos painéis apresenta um comportamento semelhante à irradiância solar ao longo de um dia, sendo o pico atingido nas horas de maior incidência solar. Por conseguinte, as temperaturas máximas diárias atingidas pelos dois painéis são maiores relativamente às apresentadas na Secção 4.1.1, o que deverá ter implicações na potência elétrica total produzida pelo CPVT. Importa ainda mencionar que no mês de janeiro o painel inferior é o mais quente, ao contrário do que acontece no mês de agosto. Isto acontece porque no mês de janeiro ocorre concentração, o que implica que exista uma área no painel inferior exposta a uma irradiância muito elevada, refletindo-se esse resultado no valor da temperatura. No caso do mês de agosto, como só o painel superior está exposto à irradiância solar, todo o calor transferido para o painel inferior será feito a partir do fenómeno da condução (Secção 3.2), o que explica as temperaturas ligeiramente mais baixas. Caso existisse concentração neste mês, seria expectável que a temperatura atingida pelos painéis a cada hora fosse ainda maior, correndo-se o risco até de danificar as células solares.

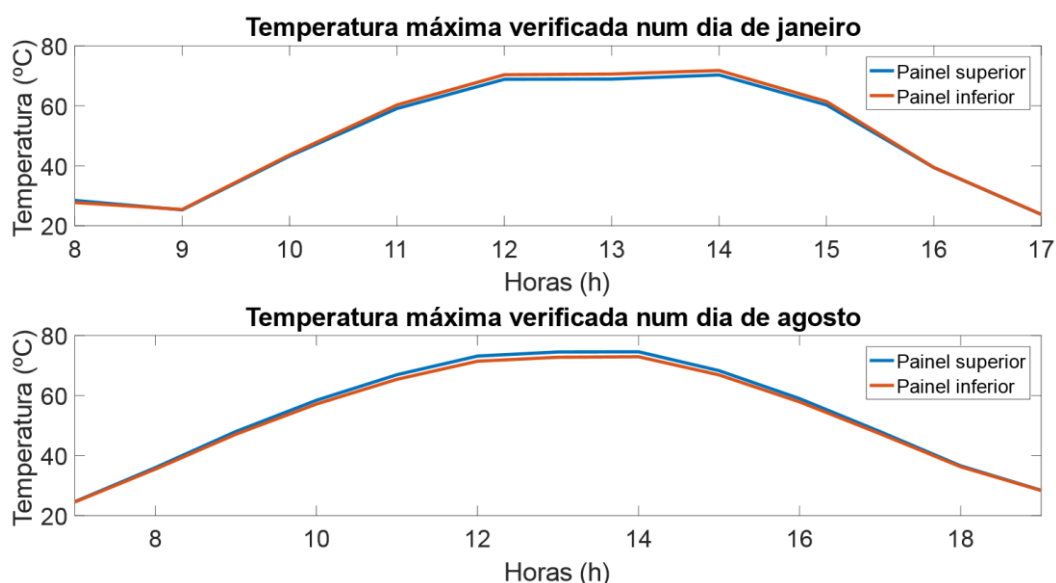


Figura 33 - Variação da temperatura máxima ao longo de um dia: a) de janeiro, b) de agosto

À semelhança do que acontece na secção anterior, ao serem realizadas simulações no modelo do CPVT, obtêm-se ainda resultados relativos à potência elétrica gerada ao longo do dia pelo sistema nos meses de janeiro e agosto (Figura 34). Segundo a sua análise, no mês de janeiro consegue identificar-se o efeito de concentração nas horas de maior calor, visto que neste período a potência produzida pelo painel inferior supera a produzida pelo superior. Já para o mês do agosto, constata-se que existe uma grande desvantagem em termos elétricos ao não ter os painéis inferiores a produzir potência. É de senso comum que a irradiância no mês de agosto é maior que aquela que existe no mês de janeiro, pelo que seria de esperar uma maior produção de potência em agosto. No entanto, devido à ausência de concentração durante este mês, a potência total produzida pelo CPVT em agosto corresponde apenas à potência produzida pelos painéis superiores, chegando a ser inferior à do mês de janeiro. A aprovação deste resultado está uma vez mais diretamente relacionada com a finalidade do sistema em causa. Se, por exemplo, o objetivo final da montagem do *PowerCollector*TM no terraço do Taguspark fosse o de providenciar água quente ao restaurante desta instituição, cujo período de funcionamento não engloba o mês de agosto, esta inclinação poderia ser adequada.

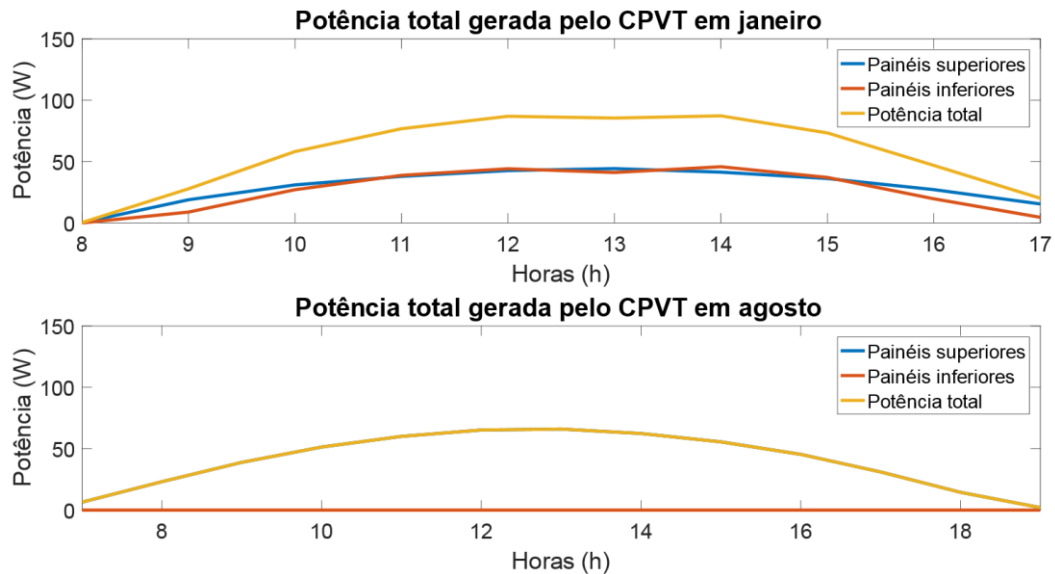


Figura 34 - Potência elétrica produzida pelos painéis: a) em janeiro, b) em agosto

De um modo geral, comparando estes resultados com aqueles apresentados na Seção 4.1.1, pode afirmar-se que o arrefecimento dos painéis do CPVT é muito vantajoso, independentemente do mês que se considera (Figura 35). Sabendo a influência negativa que a temperatura tem no funcionamento do coletor, esta observação advém da capacidade de manutenção de uma temperatura uniforme nos painéis ao longo de todo o ano, o que permite a real melhoria do seu desempenho. Para além disso, verifica-se ainda que a quantidade de potência elétrica produzida pelo CPVT é realmente maior quando se inclui a tecnologia de arrefecimento ativo das células fotovoltaicas, podendo chegar aos 26 W de diferença no caso apresentado na Figura 35. Isto vai de acordo com todos os dados teóricos apresentados até ao momento, comprovando-se assim quão vantajoso este sistema de aproveitamento térmico é no que diz respeito ao rendimento elétrico do *PowerCollector™*. Adicionalmente, é importante considerar também o uso de todo o calor absorvido pelo fluido de arrefecimento para as mais variadas aplicações, tais como por exemplo o aquecimento de água. Obviamente que isto apenas é possível quando se inclui o sistema de aproveitamento térmico, sendo esta outra grande vantagem deste sistema quando comparado com o presente em estudo.

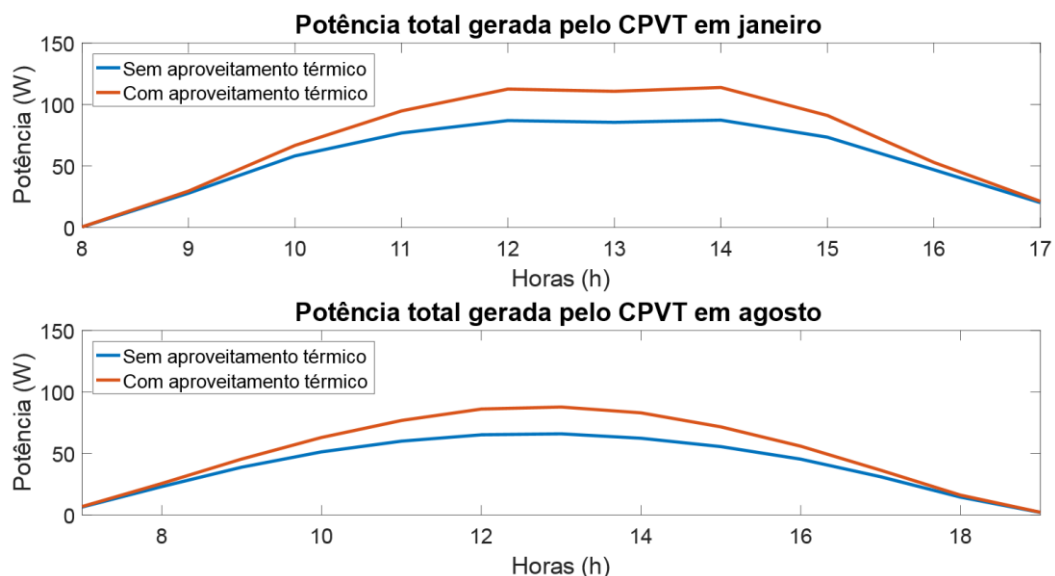


Figura 35 - Influência do sistema de aproveitamento térmico na potência elétrica produzida pelos painéis com uma velocidade do fluido de 0.345 m/s: a) em janeiro, b) em agosto

4.3 Estudo do Ângulo de Inclinação Ótimo

Depois de todas as simulações apresentadas nas secções anteriores, resta apenas definir o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, pois os 30° considerados até ao momento não correspondem à escolha mais acertada para os objetivos referentes à execução dos ensaios experimentais (Secção 4.1.1). Este estudo é muito importante na medida em que o valor escolhido será decisivo para a eficiência dos painéis solares, pois como a orientação e a localização exata da instalação já são conhecidos, a ocorrência ou não de concentração deve-se apenas ao seu valor. Assim, considerando que se pretende usufruir deste sistema ao longo de todo o ano e sendo a concentração solar um fator tão determinante para a potência elétrica total produzida (Secção 4.2), o passo seguinte passa por procurar determinar um ângulo para o qual a concentração é potenciada o maior número de vezes possível. Para isso há que testar qual a potência solar absorvida pelos painéis ao longo de todos os meses do ano para várias inclinações diferentes (Figura 36). Este estudo foi realizado para o ângulo máximo de elevação solar com recurso ao modelo do concentrador apresentado na Secção 3.1.

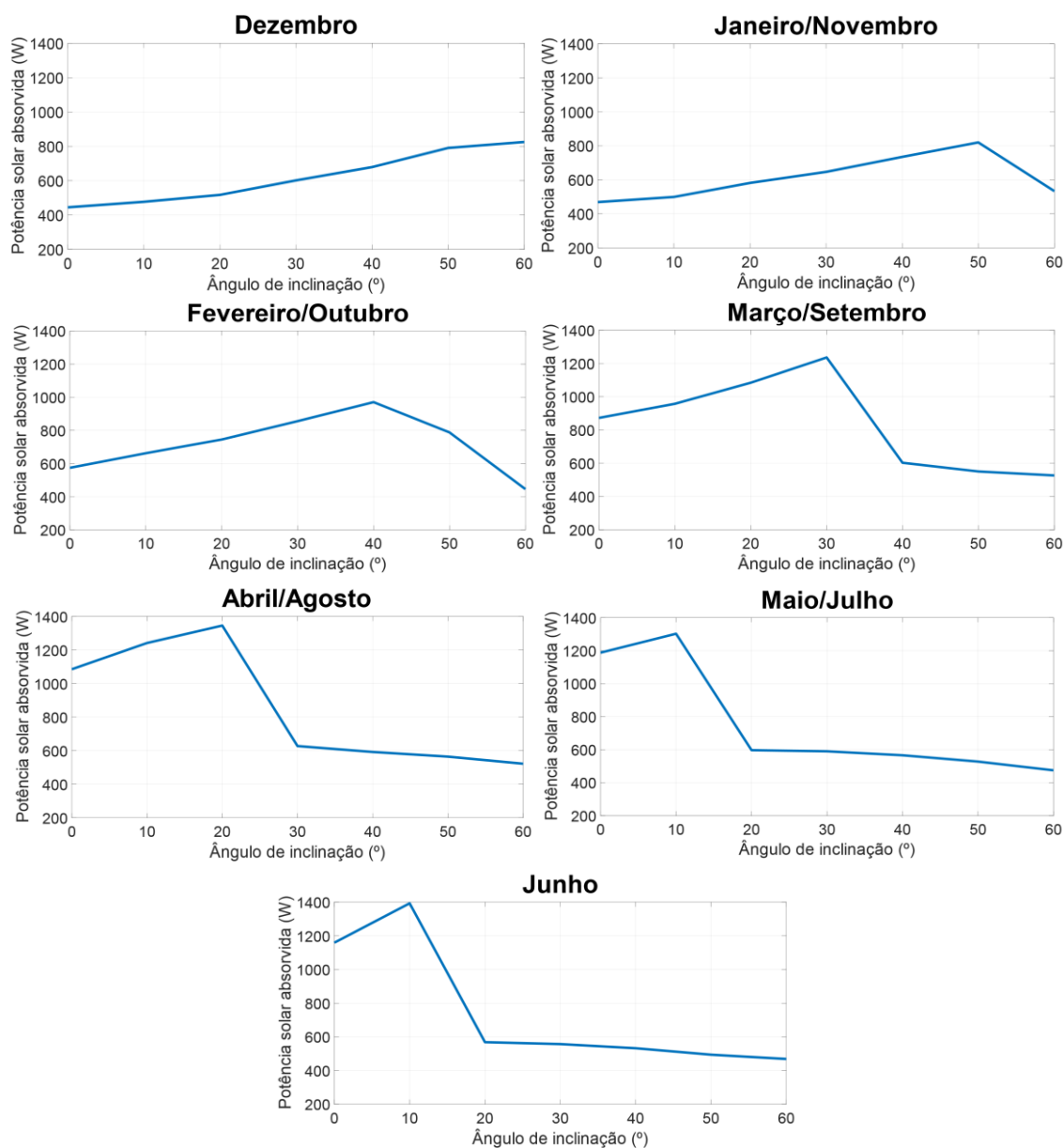


Figura 36 - Variação da potência solar absorvida pelos painéis fotovoltaicos com o ângulo de inclinação dos mesmos para os vários meses do ano

Analisando agora todos os dados apresentados na Figura 36 e sabendo que o ângulo ótimo para cada mês corresponde ao ângulo para o qual se obtém a potência solar absorvida máxima, constata-se que este valor varia bastante de mês para mês. O ideal seria, portanto, incluir também um sistema de localização da posição solar, mas como tal não é possível neste trabalho há que encontrar um compromisso entre todos os ângulos ótimos de cada mês. Observando cada caso individualmente, constata-se que o valor do ângulo ótimo mínimo é 10° e ocorre para os meses de maio, junho e julho. Nestes meses, qualquer inclinação igual ou superior a 20° revela-se bastante prejudicial, ao contrário que do acontece por exemplo em janeiro/novembro. Aliás, para estes meses um ângulo de inclinação de 10° implica uma potência solar absorvida muito baixa, o que também não vai ao encontro do que se pretende. Assim, procurando escolher um valor que fosse relativamente vantajoso para todos meses, o ângulo de inclinação final escolhido foi de 15°. Há que relembrar que outro tipo de aplicações poderiam implicar uma escolha diferente, tal como foi explicitado pelo exemplo apresentado na Secção 4.2.

4.4 A Montagem

Após a análise de toda a informação presente nas secções anteriores estão reunidas as condições para a montagem do *PowerCollector*TM de acordo com os dados determinados até ao momento. Para a instalação térmica, foi utilizada uma mangueira que introduz a água com o caudal previamente escolhido de 0.5 m³/h numa das metades deste CPVT (Figura 37). A ligação entre ambas as partes deste coletor foi feita a partir de uma ferramenta de conexão fornecida pela própria empresa.



Figura 37 - Instalação térmica do CPVT

Em relação à instalação elétrica (Figura 38), as duas partes constituintes do CPVT foram ligadas em série, sendo os valores da corrente e da tensão aplicadas aos módulos fotovoltaicos posteriormente medidos com um amperímetro e um multímetro, respetivamente (Figura 39). Com o intuito de realizar uma medição direta de ambas as grandezas no ponto de funcionamento para o qual a potência é máxima incluiu-se ainda na montagem um MPPT, que realiza a ligação entre a rede e o próprio CPVT (Secção 2.1.3). Com esta instalação foram realizados dois testes experimentais ao longo de um dia de julho. No primeiro, a medição da tensão e da corrente foi realizada para várias horas desse mesmo dia sem qualquer tipo de refrigeração dos painéis. Para além disso, com o auxílio de um piranómetro e de um sensor de temperatura, registou-se também a irradiância solar incidente e a temperatura ambiente verificadas no momento dessa mesma medição, respetivamente. Na segunda experiência, a todas estas medições acrescentou-se ainda a

determinação da temperatura de entrada e de saída da água do *PowerCollector*TM com um sensor desenhado para esse mesmo propósito. Nesta experiência recorreu-se, portanto, à tecnologia de aproveitamento térmico das células solares, sendo essa a característica diferenciadora entre ambos os ensaios realizados. Desta forma pretende-se validar todos os sub-modelos apresentados no Capítulo 3 de forma individual, validando também o modelo do CPVT como um todo.

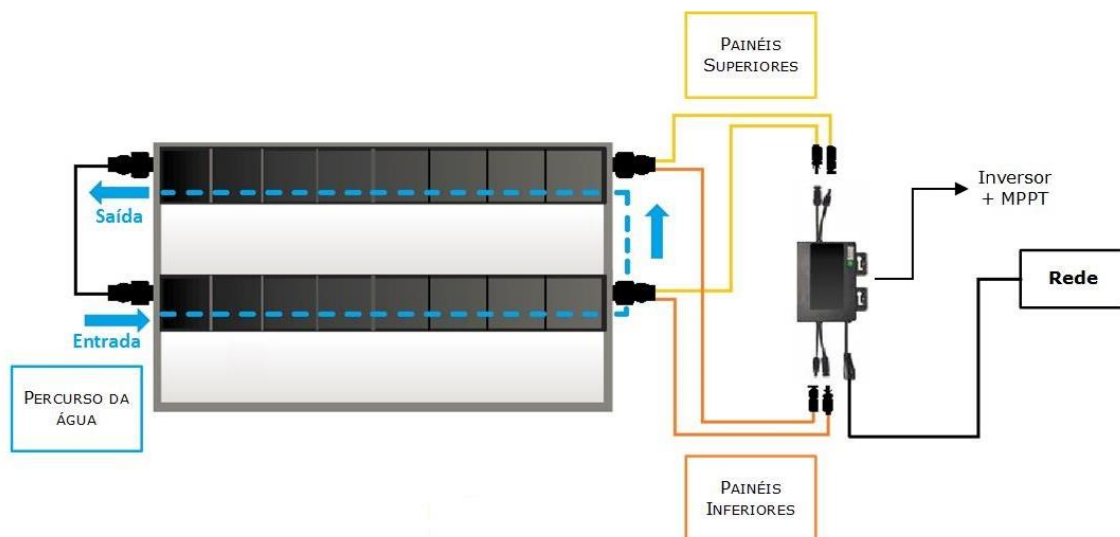


Figura 38 – Esquema da instalação elétrica do CPVT

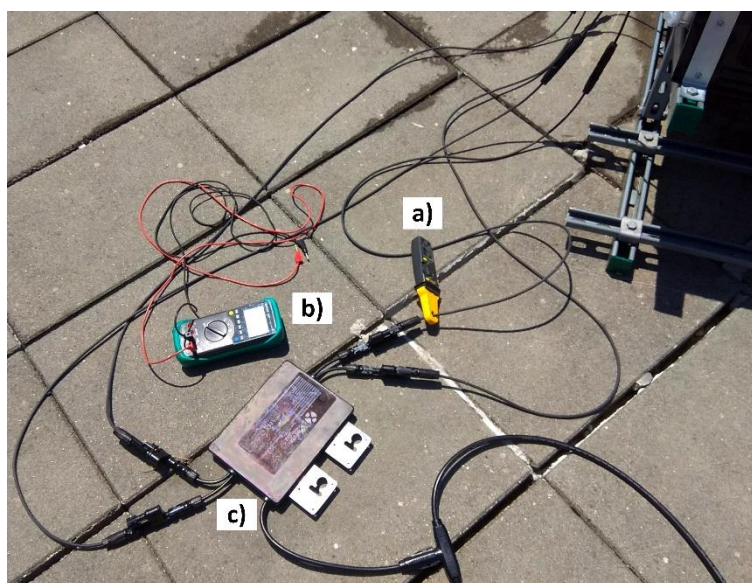


Figura 39 - Pormenor da instalação elétrica do CPVT com alguns dos instrumentos de medida utilizados:
a) amperímetro, b) multímetro, c) inversor + MPPT

4.5 Resultados Experimentais

Partindo dos valores da corrente e da tensão adquiridos segundo o procedimento previamente mencionado na Secção 4.4 calculou-se a potência elétrica produzida pelos painéis no momento em que as medições foram realizadas (Figura 40 e Figura 41). Há que relembrar que, devido ao MPPT instalado, a potência calculada para cada instante corresponde ao valor máximo de potência da curva $P-U$. Segundo os resultados, tanto no primeiro ensaio (sem aproveitamento térmico) como no segundo (com aproveitamento térmico), é bastante visível o efeito da concentração que, tal como havia sido previsto pelas simulações já realizadas no modelo do CPVT

(Secções 4.1.1 e 4.2), ocorre com uma maior intensidade nas horas de maior calor. Porém, neste caso, verifica-se ainda que o fator de concentração é inferior a 1, ou seja, a potência nos painéis de cima é superior à dos painéis inferiores. Por fim, comparando os resultados de ambos os ensaios, constata-se ainda que a potência elétrica produzida é maior quando os quatro painéis presentes neste sistema são refrigerados pela água. Esta conclusão está naturalmente de acordo com o que foi verificado na Secção 4.2.

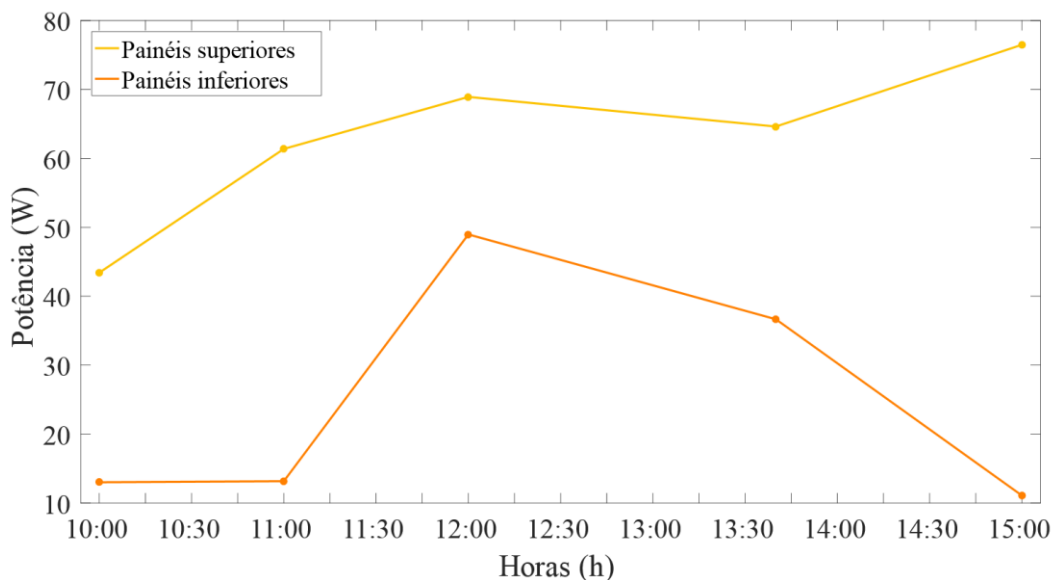


Figura 40 - Potência elétrica produzida pelos painéis de CPVT no ensaio sem aproveitamento térmico

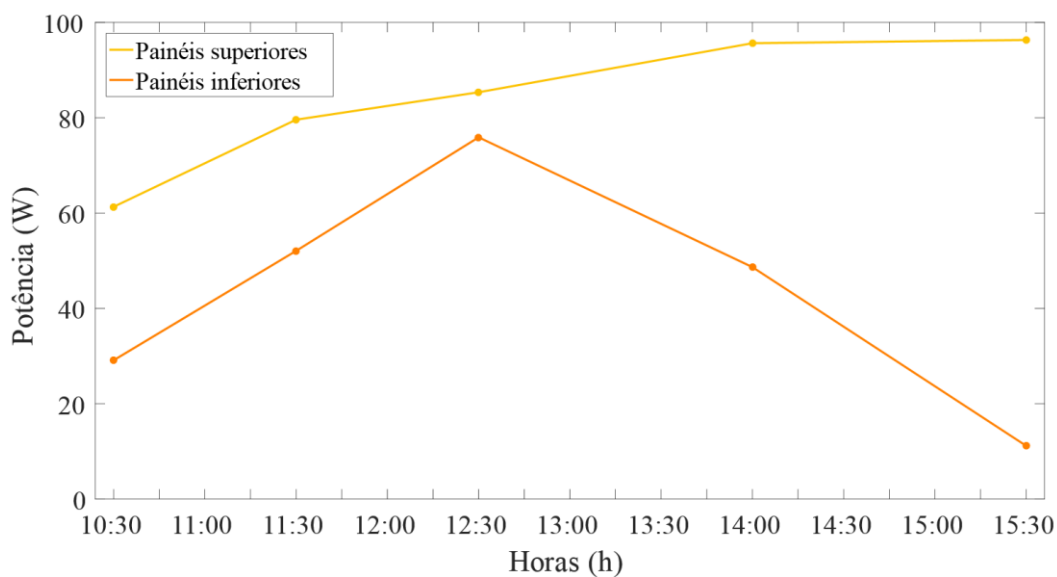


Figura 41 - Potência elétrica produzida pelos painéis do CPVT no ensaio com aproveitamento térmico

Tal como já foi mencionado em 4.4, durante os ensaios experimentais foram medidas também a temperatura da água à entrada e à saída do CPVT. Em relação a estas medições há que destacar a pequena diferença entre os valores iniciais e finais registados (Figura 42). Isto só acontece em regime estacionário, o qual se procurou recriar para que uma posterior comparação com os resultados obtidos a partir do modelo do CPVT fosse possível, pois a simulação é também efetuada neste mesmo regime (Secção 3.2).

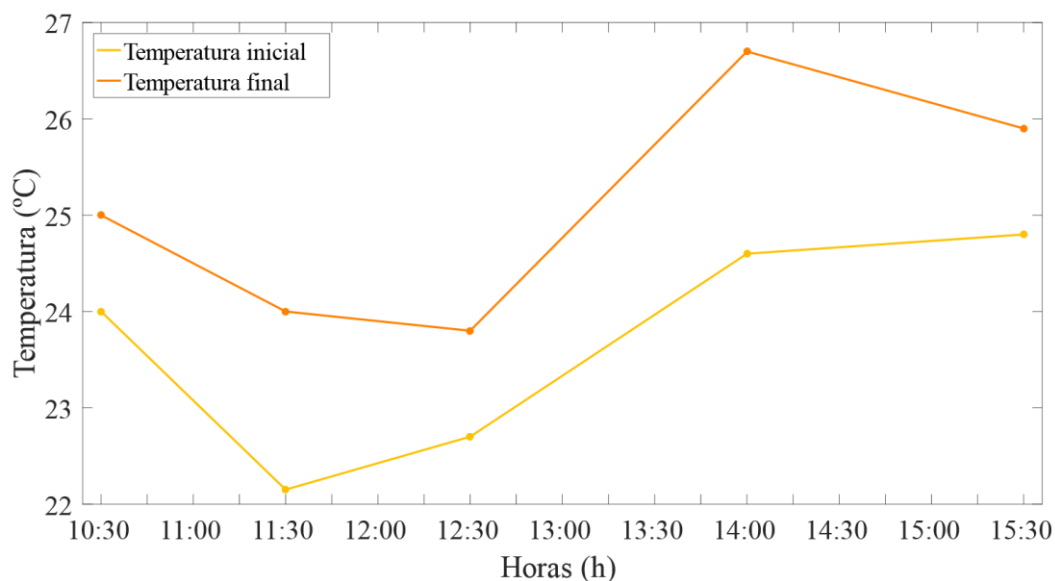


Figura 42 - Temperatura de entrada e saída da água do CPVT

4.6 Validação do Modelo

Aproveitando todos os dados recolhidos nos dois testes experimentais, utilizou-se o modelo do CPVT para simular o seu comportamento térmico e elétrico teórico nas mesmas condições em que as experiências foram feitas. Desta forma, sendo a potência produzida pelos painéis e a temperatura de saída da água parâmetros adquiridos dos sub-modelos térmico e elétrico em estudo, foi possível comparar os resultados experimentais apresentados na secção anterior com os determinados pelo modelo (Tabela 1 e Tabela 2). Esta comparação foi feita com base no desvio padrão dos resultados obtidos, sendo que este valor foi posteriormente utilizado para o cálculo da raiz quadrada do erro quadrático médio (RMSE, do inglês *Root-mean-square error*). Pelos dados presentes em ambas as tabelas, considera-se que o erro entre a potência teoricamente produzida pelos painéis superiores (P_{cima}) e os respetivos resultados experimentais é relativamente baixo, inferior a 15%. O mesmo pode ser dito da diferença entre a temperatura de entrada e de saída da água (ΔT), cerca de 1%, obtida apenas para os ensaios com refrigeração (Tabela 2). Aliás, a evolução deste mesmo parâmetro ao longo do dia em que os testes experimentais foram realizados (Figura 43) evidencia a pequena diferença entre ambas as curvas representadas. Existe apenas uma disparidade maior nas duas primeiras horas desta mesma experiência porque, tal como será visto adiante, o efeito de concentração previsto pelo modelo do concentrador não corresponde exatamente àquele que realmente se verifica no local onde o *PowerCollector*TM foi instalado. A potência elétrica produzida pelos painéis inferiores (P_{baixo}), por sua vez, é o parâmetro com um erro mais elevado em ambos os ensaios. Constata-se portanto que, apesar dos modelos térmico e elétrico retratarem de forma adequada o comportamento do CPVT, o modelo do *SolTrace* apresenta algumas falhas no que diz respeito à modelação do efeito de concentração no *PowerCollector*TM em estudo. De facto, se se examinar com algum detalhe os gráficos da evolução das potências experimentais e teóricas (Figura 44 e Figura 45) verifica-se que a concentração prevista pelo *SolTrace* aparenta ter um atraso relativamente à que ocorre na realidade. Este facto pode dever-se ao erro de medição da orientação do CPVT, não no seu ângulo de inclinação, mas sim no seu ângulo azimutal. Dito isto, segue-se a verificação da orientação do painel.

Tabela 1 - Potência produzida pelos painéis do CPVT para as várias horas do dia no ensaio sem aproveitamento térmico

Horas	Resultados Experimentais		Resultados do Modelo do CPVT		Erro	
	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	P_{cima} [%]	P_{baixo} [%]
10:00	43.42	13.00	46.91	0	14.07	23.19
11:00	61.38	13.16	56.89	0.59		
12:00	68.93	48.97	58.09	26.12		
13:40	64.63	36.66	47.07	62.07		
15:00	76.50	11.08	53.43	45.64		

Tabela 2 - Potência produzida pelos painéis do CPVT e correspondente variação da temperatura da água para as várias horas do dia no ensaio com aproveitamento térmico

Horas	Resultados Experimentais			Resultados do Modelo do CPVT			Erro		
	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	ΔT [°C]	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	ΔT [°C]	P_{cima} [%]	P_{baixo} [%]	ΔT [%]
10:30	61.31	29.10	1.00	54.01	0.34	0.42	13.2	44.8	0.82
11:30	79.60	52.07	1.85	70.70	1.64	0.16			
12:30	85.36	75.90	1.10	78.98	57.80	0.87			
14:00	95.65	48.65	2.10	78.63	107.20	1.76			
15:30	96.33	11.14	1.10	76.05	65.18	1.24			

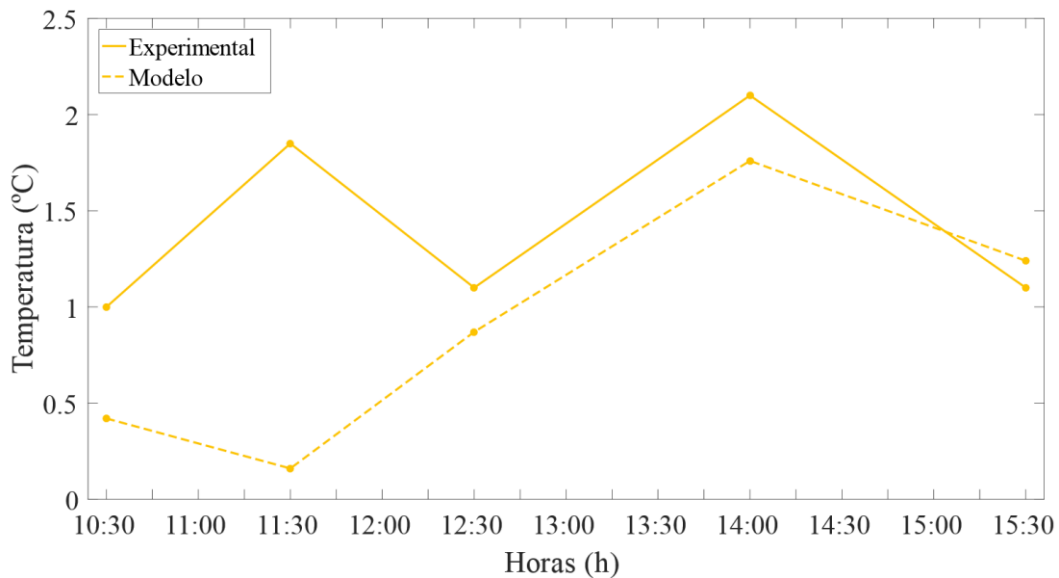


Figura 43 - Curva experimental e teórica para a diferença entre a temperatura de entrada e de saída da água

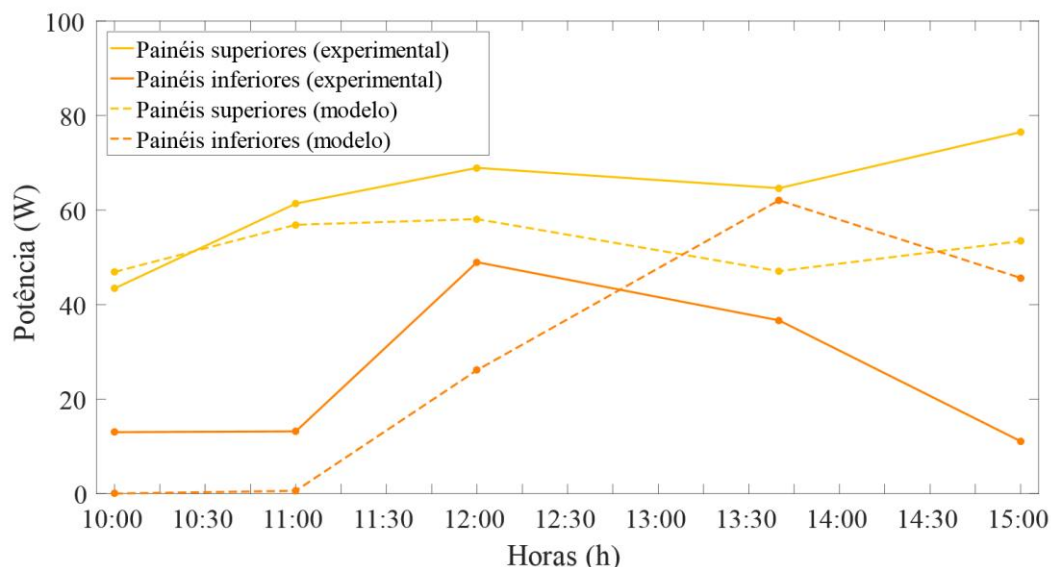


Figura 44 - Curvas experimentais e teóricas para a potência produzida pelos painéis superiores e inferiores no ensaio sem aproveitamento térmico

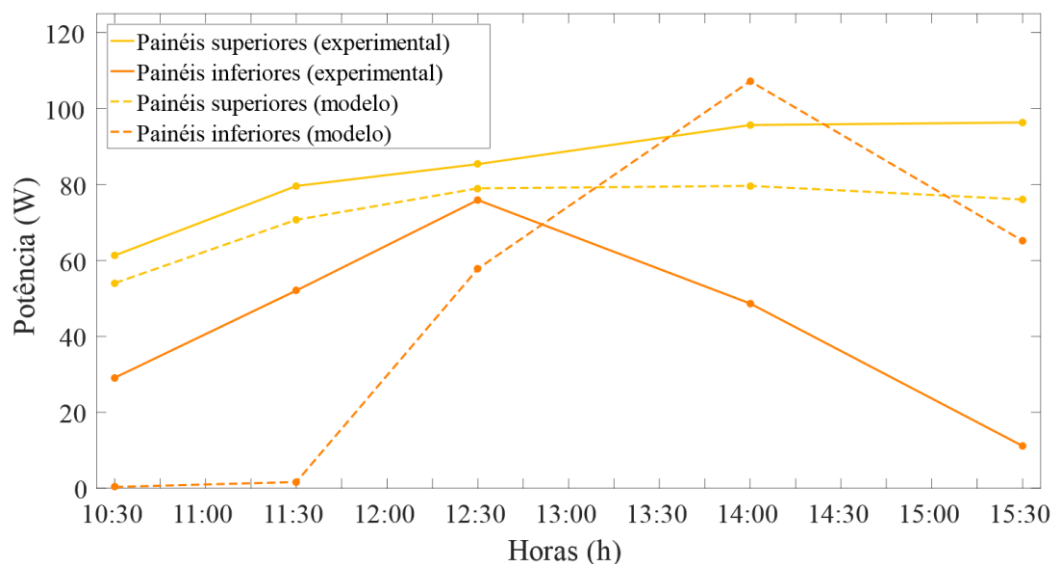


Figura 45 - Curvas experimentais e teóricas para a potência produzida pelos painéis superiores e inferiores no ensaio com aproveitamento térmico

4.7 Correção da Posição do *PowerCollector*TM

Sabendo que o modelo do concentrador é aquele que tem resultados mais incoerentes relativamente aos experimentais, para determinar qual a origem desta discrepância, foram realizadas algumas simulações no *SolTrace*. Nestas, partiu-se do pressuposto que existe a possibilidade de a instalação no Taguspark não ter uma inclinação de exatamente 15° ou não estar realmente orientada para sul. Consequentemente, estes dois parâmetros foram objetos de um estudo no qual se procurou determinar qual o valor para ambos que resulta numa maior semelhança entre os dados previstos pelo *SolTrace* e os experimentais. Para simular as várias orientações diferentes no modelo do concentrador desenvolvido procedeu-se apenas à variação da orientação inicialmente considerada ($\zeta = 90^\circ$) em aproximadamente 5%. Segundo os resultados obtidos (Figura 46 e Figura 47), apesar da variação do ângulo de inclinação (θ) não ter qualquer influência no deslocamento da curva que representa a evolução da concentração nos painéis

inferiores ao longo das várias horas do dia, a orientação (ζ), por outro lado, tem um impacto bastante significativo neste mesmo aspeto.

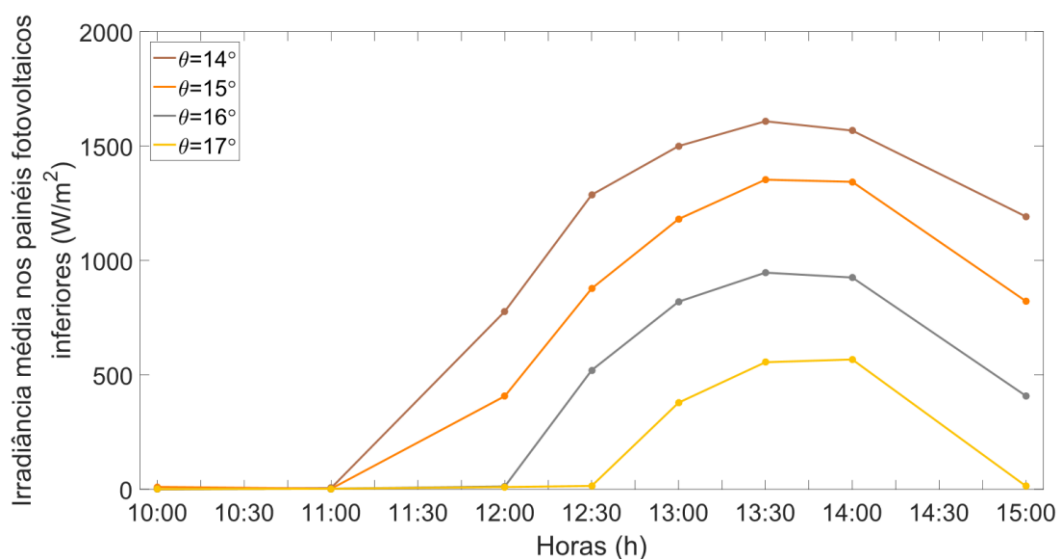


Figura 46 - Irradiância média incidente nos painéis inferiores prevista pelo *SolTrace* para vários ângulos de inclinação diferentes

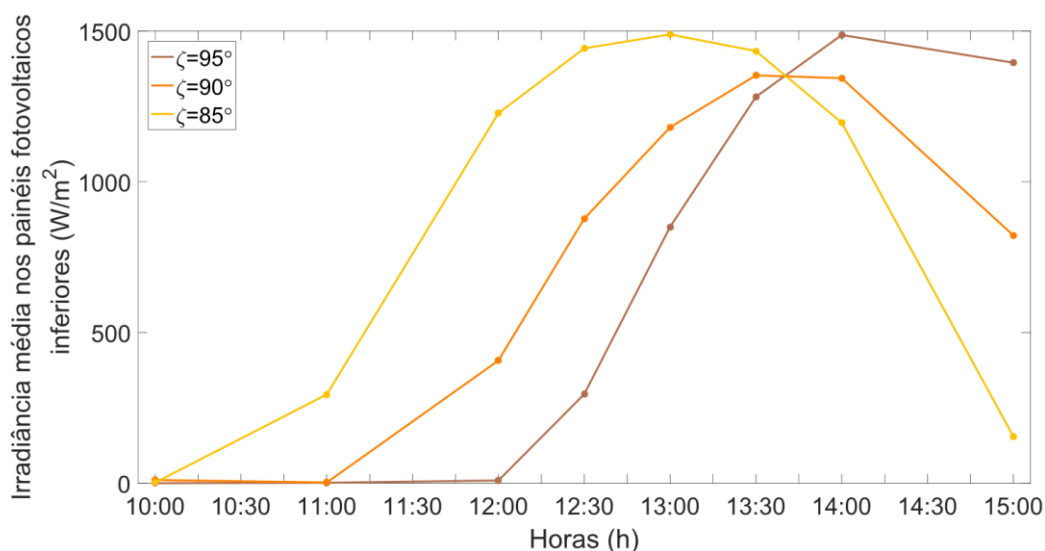


Figura 47 - Irradiância média incidente nos painéis inferiores prevista pelo *SolTrace* para várias orientações diferentes

Posto isto, sabendo que a potência produzida pelos painéis inferiores depende diretamente da irradiância que neles incide (eq. (3.20)), ao comparar-se a Figura 47 com todos os gráficos expostos na secção anterior, observa-se uma maior semelhança entre a curva experimental e a curva da irradiância média incidente nos painéis inferiores no caso em que $\zeta = 85^\circ$. À primeira vista este resultado está de acordo com os dados experimentais retirados, visto que este novo valor para ζ significa que o painel se encontra ligeiramente orientado para sudeste relativamente à orientação sul, o que por sua vez implica que à medida que o sol se vai movimentando cada vez mais para oeste (pôr do sol) a concentração vá diminuindo, tal como foi visto experimentalmente. Com o objetivo de comprovar a veracidade desta nova hipótese, à semelhança do que foi feito na secção anterior, recorreu-se novamente ao modelo do CPVT para simular o seu funcionamento com a nova orientação nas mesmas condições em que as experiências foram feitas. Tal como se pode ver pelos resultados obtidos (Tabela 3 e Tabela 4), existe uma clara melhoria em ambos

erros (RMSE) calculados para o parâmetro P_{baixo} relativamente àqueles apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2. Além disso, no caso do ensaio com refrigeração, é notável uma vez mais a grande semelhança entre os valores experimentais e teóricos da diferença de temperaturas de entrada e saída da água, sendo o erro calculado ainda menor que o da secção anterior. Por último, importa ainda mencionar que em ambos os ensaios, existe um aumento insignificante no erro da potência produzida pelos painéis superiores. Com base em tudo isto, pode afirmar-se que de facto o *Powercollector*TM não está exatamente orientado para sul, ao contrário do planeado inicialmente.

Tabela 3 - Potência produzida pelos painéis do CPVT para a sua nova orientação e para as várias horas do dia no ensaio sem aproveitamento térmico

Horas	Resultados Experimentais		Resultados do Modelo do CPVT		Erro	
	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	P_{cima} [%]	P_{baixo} [%]
10:00	43.42	13.00	46.89	0.19	15.4	16.6
11:00	61.38	13.16	52.81	26.29		
12:00	68.93	48.97	45.40	65.87		
13:40	64.63	36.66	46.06	63.96		
15:00	76.50	11.08	62.45	13.42		

Tabela 4 - Potência produzida pelos painéis do CPVT e correspondente variação da temperatura da água para a sua nova orientação e para as várias horas do dia no ensaio com aproveitamento térmico

Horas	Resultados Experimentais			Resultados do Modelo do CPVT			Erro		
	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	ΔT [°C]	P_{cima} [W]	P_{baixo} [W]	ΔT [°C]	P_{cima} [%]	P_{baixo} [%]	ΔT [%]
10:30	61.31	29.10	1.00	51.52	0.72	0.41	13.5	31.3	0.33
11:30	79.60	52.07	1.85	70.37	71.55	1.77			
12:30	85.36	75.90	1.10	78.56	115.7	1.06			
14:00	95.65	48.65	2.10	78.69	93.67	2.08			
15:30	96.33	11.14	1.10	76.31	1.18	0.67			

Por fim, deve notar-se ainda que as diferenças verificadas entre a curva experimental e a curva teórica do parâmetro ΔT (Figura 48) são mínimas, observando-se por isso um comportamento muito semelhante por parte de ambas, ao contrário do apresentado na Secção 4.6. O mesmo pode ser dito em relação aos novos resultados da potência produzida pelos painéis do CPVT para os dois ensaios (Figura 49 e Figura 50), nos quais é visível a grande melhoria na modelação do efeito de concentração do *PowerCollector*TM. No entanto, tendo em conta o distanciamento entre alguns dos pontos decorrentes das medições efetuadas e os respetivos valores previstos pelo modelo do CPVT, existe ainda a possibilidade de o ângulo de inclinação dos painéis instalados ser superior a 15° (Figura 46). Além disso, tanto na experiência com refrigeração como sem refrigeração, verifica-se também uma tendência para não ser reconhecida concentração pelo modelo do concentrador quando experimentalmente ainda se verifica alguma, especialmente nas horas correspondentes ao início e final do dia. Uma das razões para as quais isto acontece pode estar relacionada com o facto de o *SolTrace* não ter capacidade para considerar também toda a radiação difusa que chega aos painéis. Não obstante a tudo isto, segundo toda a informação presente nesta secção considera-se o modelo do CPVT validado, já que os resultados obtidos a partir do mesmo acompanham bastante bem a evolução experimental dos respetivos parâmetros ao longo do dia. Para além disso, no geral, o erro para todas as grandezas consideradas é relativamente baixo.

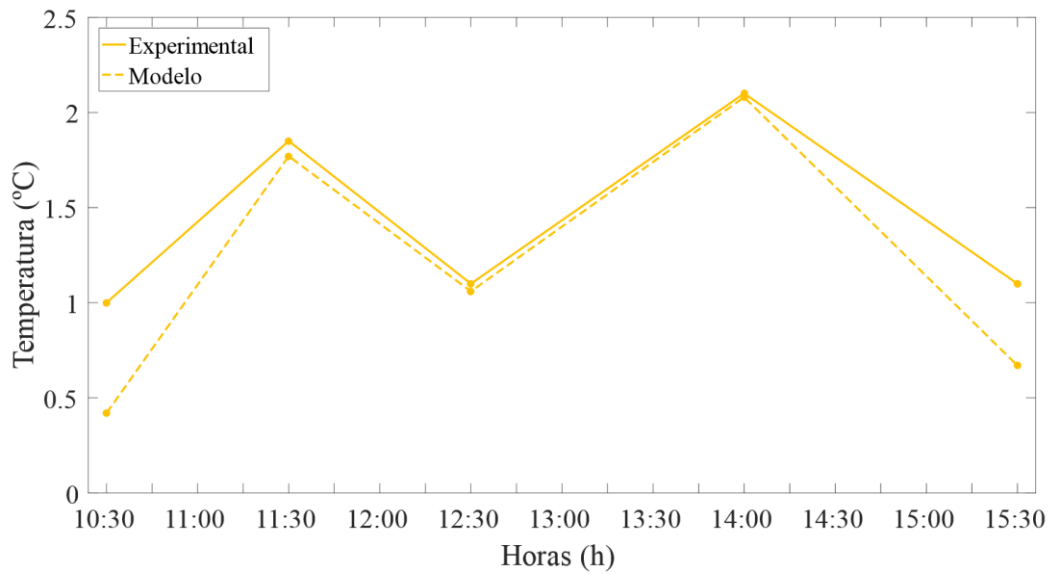


Figura 48 - Nova curva experimental e teórica para a diferença entre a temperatura de entrada e de saída da água

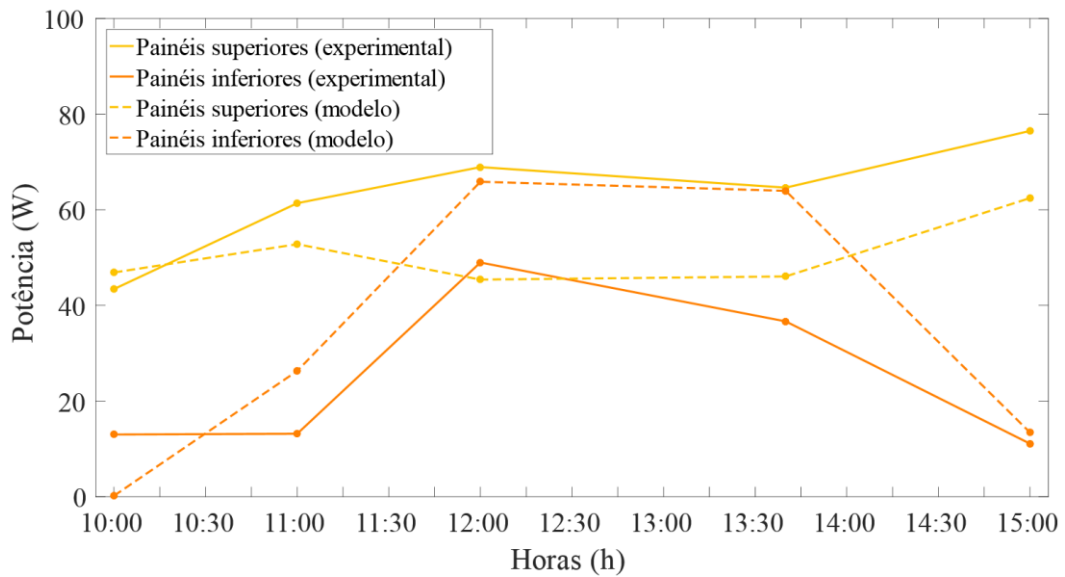


Figura 49 - Novas curvas experimentais e teóricas para a potência produzida pelos painéis superiores e inferiores no ensaio sem aproveitamento térmico

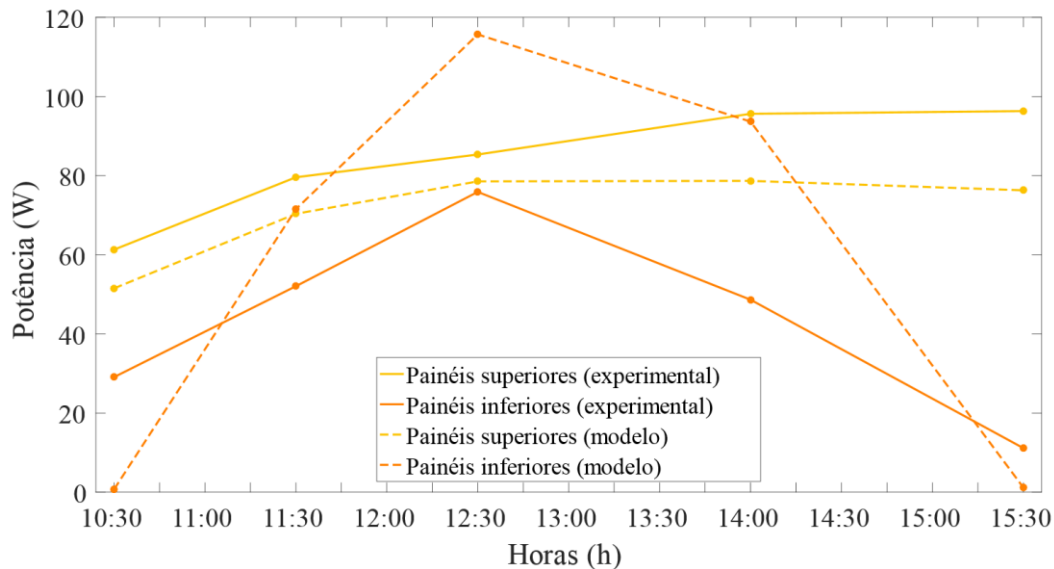


Figura 50 - Novas curvas experimentais e teóricas para a potência produzida pelos painéis superiores e inferiores no ensaio com aproveitamento térmico

4.8 Discussão dos resultados

Ao longo deste capítulo são apresentados diversos resultados obtidos com o modelo do CPTV desenvolvido e apresentado no Capítulo 3, sendo que no fundo estes podem ser divididos em duas partes diferentes. Na primeira, são realizadas simulações com este modelo, por forma a observar o efeito de uma variedade de fatores como a velocidade do fluido, o ângulo de inclinação dos painéis, a concentração solar e a ausência do sistema de aproveitamento térmico na eficiência do CPVT. Estes estudos são justificados na medida em que as conclusões que resultam dos mesmos têm uma grande importância na decisão de algumas das condições a definir para os testes experimentais a realizar. Após a execução destes testes surge então a segunda parte deste capítulo, na qual se apresentam e comparam todas as medições realizadas com os resultados obtidos a partir do modelo para as mesmas condições em que as experiências foram feitas.

No que diz respeito à influência da velocidade do fluido que percorre os vários canais incorporados no sistema em estudo, identifica-se uma melhoria significativa na temperatura atingida pelos painéis quando o fluido viaja com uma maior rapidez. Naturalmente que isto tem implicações na eficiência dos painéis, que é ligeiramente superior quando o fluxo do fluido é também maior. Se, por outro lado, se preferir privilegiar a componente térmica deste sistema, há que considerar uma velocidade mais baixa, pois a produção de energia térmica nesta situação é maior.

A ausência do efeito de concentração, por sua vez, revela-se bastante significativa para a produção de energia elétrica, já que o número de painéis ativos fica reduzido para metade. Verificou-se ainda que este efeito está diretamente relacionado com o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, cujo valor ótimo varia de mês para mês. Aliás, a título de exemplo, pode referir-se que nos meses de inverno a ocorrência de concentração é mais acentuada para ângulos de inclinação superiores a 30°, enquanto que nos meses de verão se passa exatamente o contrário. Isto significa que, apesar de existir a possibilidade de em determinadas alturas do ano a produção de energia elétrica diminuir bastante, para a mesma inclinação, há também outros meses em que o efeito da concentração é extremamente potenciado. O ângulo de inclinação dos painéis trata-se, portanto, de um parâmetro determinante para a eficiência elétrica do CPVT, cuja escolha do seu valor depende da finalidade do sistema em causa.

No caso do sistema de aproveitamento térmico, provou-se que este é claramente benéfico para a eficiência do CPVT, sendo que para as condições estudadas, a potência elétrica produzida pelo mesmo chega aos 26 W de diferença. O aproveitamento do calor residual resultante da produção de energia elétrica por parte dos painéis fotovoltaicos para as mais variadas aplicações é também uma grande vantagem da inclusão desta tecnologia.

De um modo geral, os resultados do modelo apresentam um erro máximo relativamente aos experimentais de 15% e 31% para a potência elétrica produzida pelos painéis superiores e inferiores, respetivamente. Fatores como o *SolTrace* não ter capacidade para incorporar a radiação difusa que chega aos painéis comprometem de alguma forma estes resultados. Já o erro para a diferença entre a temperatura de entrada e de saída do fluido utilizado não ultrapassa os 1%. Para conseguir todos estes valores, foi necessário corrigir algumas das condições inicialmente consideradas nesta segunda parte, nomeadamente a orientação do CPVT. Posto isto, tanto o modelo térmico e elétrico como o modelo ótico do concentrador foram validados.

5. Efeitos da Utilização de Outros Fluidos de Transferência de Calor

Após a análise do funcionamento do *PowerCollector*TM da SOLARUS em condições ambientais, o próximo passo consiste na investigação da influência dos nanofluidos como um possível fluido de transferência de calor neste mesmo sistema de concentração híbrido. A escolha deste tipo de fluidos vai de acordo com as observações presentes na Secção 2.5, sendo que com o estudo que se segue se pretende identificar não só as implicações no valor da eficiência global do CPVT comparativamente à utilização da água como também reconhecer possíveis efeitos de corrosão que resultam da utilização deste HTF alternativo. Estes dois tópicos estão em conformidade com os objetivos deste trabalho.

5.1 Eficiência Global

Sendo o uso de nanofluidos uma ideia relativamente recente e aparentemente promissora (Secção 2.5), o primeiro passo a tomar para a avaliação da viabilidade desta opção está relacionado com a realização de simulações que demonstrem o potencial destes fluidos no que diz respeito à eficiência de sistemas do tipo CPVT. Até à data, já foram realizados uma variedade de estudos que abordam esta mesma questão e que, por isso mesmo, incluem o desenvolvimento de modelos computacionais que têm em atenção a dinâmica do fluido considerado. Um exemplo disto mesmo é o caso apresentado em [26], no qual foi simulado um CPVT com um concentrador parabólico e cujo nanofluido corresponde a uma suspensão de partículas de Al_2O_3 com um diâmetro médio de 38 nanómetros e uma concentração de 5% em água. À semelhança do que acontece com o *PowerCollector*TM, o nanofluido em causa circula por baixo do módulo fotovoltaico para remover o calor gerado pelo mesmo. Em relação ao tipo de células simuladas, este estudo considera não só o uso de células solares de silício cristalino como também o de células multijunção. Como o sistema da SOLARUS é constituído apenas por células de silício cristalino e dado que esta análise pretende verificar apenas as possíveis vantagens de utilizar um fluido alternativo neste mesmo sistema, consideraram-se apenas os resultados das eficiências correspondentes ao tipo de células presentes neste CPVT (Figura 51).

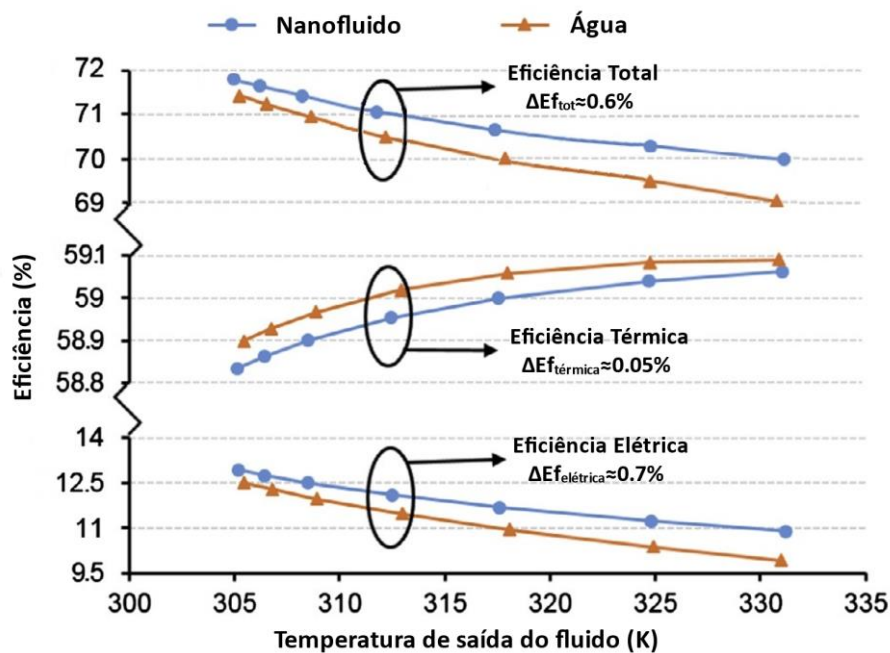


Figura 51 - Evolução da eficiência do CPVT em função da temperatura de saída dos dois fluidos de transferência de calor considerados, cuja temperatura de entrada é 298K (adaptado de [26])

Tendo em conta toda a informação presente na Figura 51, em primeiro lugar, nota-se que o aumento da temperatura de saída dos dois fluidos em estudo tem repercussões diferentes nas eficiências térmica e elétrica do CPVT simulado. Este resultado está de acordo com o que seria expectável, uma vez que quanto maior for a temperatura atingida pelo fluido, menor será a sua capacidade para arrefecer as células fotovoltaicas, o que por sua vez, tem consequências negativas no valor da eficiência elétrica das mesmas. No caso da eficiência térmica, por outro lado, existe um aumento do seu valor com a temperatura de saída do fluido, o que está de acordo com as expressões (2.6) e (2.7). Relativamente às diferenças provocadas na eficiência elétrica do CPVT pela utilização de fluidos diferentes, com este estudo comprova-se a forma como, nas mesmas condições, a elevada condutividade térmica dos nanofluidos é benéfica para a produção de energia elétrica por parte das células fotovoltaicas. Aliás, a título de exemplo e por forma a facilitar a identificação deste mesmo fenómeno, na Figura 51 está realçada a variação da eficiência elétrica (representada como $\Delta E_{f_{elétrica}}$) para uma determinada temperatura de saída do fluido, a qual revela um aumento de aproximadamente 0.7% quando o nanofluido é utilizado. O mesmo não acontece para a energia térmica produzida que, para além de sofrer uma diminuição no seu valor aquando da utilização do nanofluido, surge também uma variação na eficiência térmica (representada como $\Delta E_{f_{térmica}}$ na Figura 51) de apenas 0.05%, aproximadamente. Esta diminuição, quando comparada com o aumento que se registou nas mesmas condições para a componente elétrica, é claramente menos significativa, o que está relacionado com o facto de a capacidade térmica mássica do nanofluido a uma pressão constante apresentar um valor ligeiramente inferior ao C_p da água (aproximadamente 4.212 kJ/kg/K para o nanofluido com uma concentração de Al_2O_3 de 1% e 4.22 kJ/kg/K para a água [35]). Naturalmente que estes valores variam não só com a temperatura a que os fluidos são sujeitos, mas também com a concentração de partículas presentes no nanofluido, sendo que quanto maior é a taxa de partículas menor será o valor do C_p [36]. Uma vez que o nanofluido utilizado neste estudo possui uma percentagem de concentração um pouco superior àquela considerada em [35], é de esperar que a capacidade térmica mássica do mesmo seja inferior ao valor previamente indicado. Deste modo, atendendo à forma como a eficiência térmica destes sistemas é calculada (eq. (2.7)), os resultados apresentados na Figura 51 relativos a este parâmetro são esclarecidos.

Por fim, tendo em conta todas estas observações e analisando também a variação de ambas as curvas da eficiência global do sistema simulado ($\Delta E_{f_{tot}}$), pode concluir-se que, no que toca ao desempenho de sistemas CPVT como o *PowerCollector*TM, os nanofluidos podem vir a constituir uma solução com vantagens de alguma forma significativas, nomeadamente a longo prazo [26]-[27]. No entanto, existem também outras variáveis que valem a pena avaliar, como por exemplo a degradação dos canais pelos quais o nanofluido tem de passar e a viabilidade económica desta solução.

5.2 Corrosão e Erosão

O estudo do efeito da corrosão em superfícies metálicas como os tubos de arrefecimento do CPVT da SOLARUS é um elemento importante para a verificação dos possíveis danos que podem surgir a longo prazo devido à substituição da água pelos nanofluidos. Com o objetivo de adquirir alguma informação acerca deste mesmo tema, foram realizadas algumas experiências que visavam determinar quais os principais fatores com uma maior influência nos efeitos da corrosão verificados numa variedade de metais, recorrendo-se para isso a diversos nanofluidos diferentes. Na maior parte dos casos, os metais considerados neste tipo de estudos são aqueles mais utilizados em termos industriais, o que implica que o aço inoxidável, o cobre e o alumínio sejam os materiais mais frequentemente analisados. Em [25] e [37], por exemplo, é exatamente isso que acontece,

sendo que os vários nanofluidos investigados têm todos como líquido de base a água. As partículas que os compõem, por sua vez, são muito diferentes entre si, variando entre o Al_2O_3 , o TiO_2 , o SiC , entre outras.

No caso particular do estudo desenvolvido em [25], foram utilizadas pequenas placas de metal parcialmente cobertas por um material resistente à erosão para que, após cada ensaio experimental, as duas superfícies pudessem ser comparadas. Para além disso, para efeitos de comparação, foram também realizados testes experimentais com água a cada um dos metais previamente mencionados. Há que ressaltar que, seguindo o mesmo raciocínio referido na secção anterior, dar-se-á uma maior prioridade aos resultados experimentais relativos ao alumínio (Tabela 5), sendo que em todos os testes as placas foram submetidas a condições semelhantes (velocidade do fluido compreendida entre os 5 e 6 m/s e uma temperatura de 20 a 25°C) durante um determinado período de tempo (2 a 3 semanas).

Tabela 5 - Resumo dos resultados experimentais obtidos para o alumínio com os nanofluidos em estudo [25],[37]

Nanofluido	Descrição dos resultados observados	pH
Al_2O_3 – 9%	Deterioração elevada da placa, com uma redução de 182 μm na espessura da área exposta ao nanofluido	8.8
Al_2O_3 – 3%	Efeito da corrosão muito acentuado e diminuição considerável da espessura da placa (263 μm). Depósitos de nanopartículas visíveis	8.6
TiO_2 – 9%	Nível danificação da placa semelhante ao da água. Incrustação de partículas visível	7.3
SiC – 3%	Sem efeitos de corrosão significativos. O efeito corrosivo do nanofluido é limitado pela formação de depósitos de nanopartículas.	5.9

Tabela 6 – Dureza (Vickers) das nanopartículas que constituem os fluidos em estudo [37]

Nanopartícula	Dureza (kg/mm^2)
Al_2O_3	1440
TiO_2	1121
SiC	2800

De acordo com toda a informação exibida na Tabela 5, o comportamento do alumínio aparenta ser um pouco complexo, visto que este apresenta resultados completamente diferentes para cada uma das partículas que compõem os nanofluidos em estudo. Aliás, analisando todos os dados da Tabela 6, verifica-se que dentro das várias partículas adotadas para esta investigação, aquela que inflige os menores danos à placa de alumínio corresponde à que possui um nível de dureza maior (SiC). Estes efeitos de erosão chegam a ser menos visíveis até que os provocados pelo nanofluido com as partículas de TiO_2 , cujo nível de dureza é o mais baixo dos quatro materiais estudados (Tabela 6). Ao contrário do que seria de prever, estes resultados sugerem que a dureza das partículas utilizadas não tem influência na deterioração deste metal e que, por isso mesmo, a erosão do alumínio por parte das partículas presentes no nanofluido, apesar de ser uma possibilidade, não é a principal razão da sua degradação. Outro resultado que comprova esta última afirmação é o facto de a concentração de partículas presentes na água não afetar a amplitude dos danos aplicados no alumínio, tal como pode ser observado pela comparação dos resultados obtidos para os dois nanofluidos com partículas de Al_2O_3 (Tabela 5). Na verdade, segundo os valores relativos à diminuição da espessura da placa para cada ensaio, constata-se até que existe uma deterioração do alumínio ligeiramente maior quando o nanofluido utilizado tem uma percentagem de 3% de Al_2O_3 . Como consequência disto mesmo, verifica-se também que a

partir dos resultados desta experiência, não é possível identificar nenhum padrão para os processos de corrosão no alumínio. É por isso bastante provável que exista um outro parâmetro específico dos nanofluidos que tenha uma influência decisiva neste mesmo aspeto. Atendendo ao que foi discutido na Secção 2.4, o pH do fluido que se encontra em contacto com o alumínio é uma grandeza com uma grande importância na possível ocorrência de corrosão do mesmo. Assim, ao comparar-se os valores de pH apresentados na Tabela 5, verifica-se que, de facto, os nanofluidos compostos por partículas de Al_2O_3 possuem valores muito próximos daqueles que são considerados como os limites de estabilidade da camada de óxido que o protege (Secção 2.4). Para comprovar a veracidade desta suposição, em [37] executou-se uma outra experiência em que este nanofluido em particular, com uma concentração de 9%, é modificado por forma a ter um pH mais baixo. Esta modificação é realizada com a adição de ácido cítrico ao nanofluido original, ficando assim um pH final de 6.5. Os resultados obtidos nestes ensaios revelam uma diminuição significativa na taxa de erosão do alumínio, que toma o valor de 79.7 para o nanofluido com o pH mais reduzido e 264 para o caso inicial. Apesar da melhoria dos efeitos de degradação, estes não deixam de ser significativos, o que poderá estar relacionado com o facto de o pH do novo nanofluido no final da experiência atingir os 8.4. Esta constatação, para além de evidenciar a instabilidade deste nanofluido em particular, revela também que os danos verificados no alumínio por este tipo de fluidos são maioritariamente provocados por processos químicos (corrosão).

Por último, comparando agora o desempenho dos nanofluidos estudados relativamente à água, pode afirmar-se que em qualquer uma das escolhas irá ocorrer alguma degradação do alumínio (Figura 52), sendo que existem casos em que tanto podem existir vantagens como não existir, dependendo do tipo de partículas utilizadas. De modo a complementar esta afirmação, na Figura 52 são apresentados de forma pormenorizada os vários efeitos de corrosão e erosão no alumínio devido à ação destes nanofluidos após a execução dos primeiros ensaios experimentais previamente mencionados.

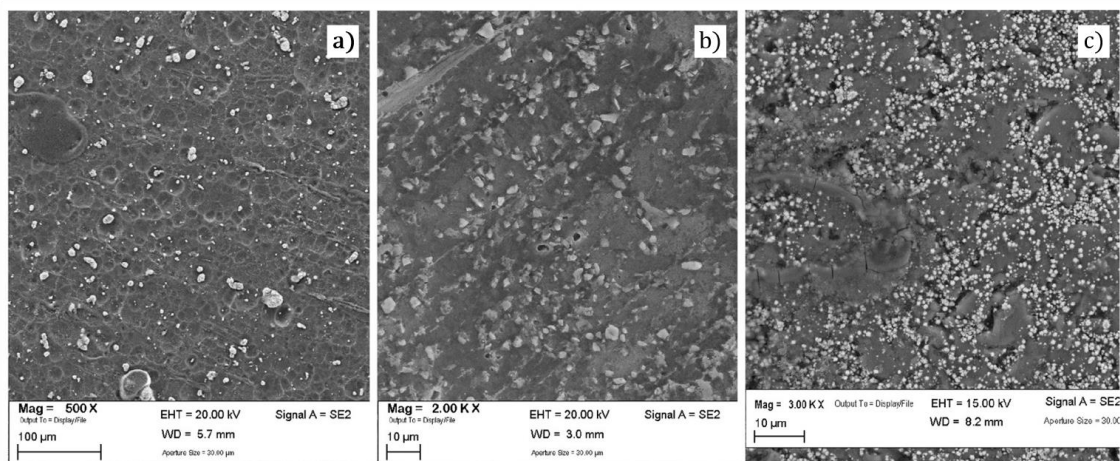


Figura 52 - Exemplo do efeito da corrosão observado na primeira experiência numa placa de alumínio devido à utilização de um nanofluido com partículas de: a) Al_2O_3 - 9%, b) TiO_2 , c) SiC (adaptado de [25])

5.3 Conclusões principais

Neste capítulo, com o intuito de avaliar a exequibilidade da substituição da água por um nanofluido no sistema da SOLARUS, são apresentados alguns estudos que abordam não só os vários efeitos na eficiência de um CPVT semelhante ao considerado neste trabalho, mas também os processos de degradação que podem advir da implementação desta alteração. No que diz respeito ao estudo da eficiência, foram validadas as suspeitas de que as características térmicas dos nanofluidos poderiam ser vantajosas comparativamente às da água, nomeadamente para a

eficiência elétrica e global do sistema. O nanofluido utilizado para o efeito é composto por água e partículas de Al_2O_3 com uma concentração de 5%. No entanto, há que referir também que a diferença de valores registada para o rendimento total, é aparentemente baixa, pelo que à primeira vista, seria de prever que a utilização deste nanofluido no *PowerCollector*TM fosse apenas preferível a longo prazo. A partir do momento em que se pondera usufruir desta solução durante um período de tempo considerável, deve também verificar-se quais os efeitos de corrosão nos canais de alumínio concebidos para a passagem do fluido. No estudo citado para esse mesmo propósito, para além de serem apresentados resultados referentes ao nanofluido com partículas de Al_2O_3 , são ainda considerados outros tipos de partículas como possíveis alternativas à originalmente estudada. Este facto é justificado pela elevada influência do material escolhido para as partículas do nanofluido e, principalmente, pelo facto de o pH do mesmo ser determinante na ocorrência dos processos de corrosão que surgem no alumínio. Aliás, tendo em conta as observações feitas ao longo deste capítulo, pode concluir-se que a suspensão de Al_2O_3 não é a mais indicada para o caso em estudo por apresentar valores de pH demasiado elevados para manter a estabilidade da camada de óxido do alumínio. O nanofluido constituído por partículas de SiC, por sua vez, aparenta ser mais adequado para o CPVT da SOLARUS.

Numa nota final, deve ter-se em atenção que o custo de obtenção dos nanofluidos é claramente superior ao da água, sendo que para cada caso em particular se deve proceder a uma análise económica para avaliar quão financeiramente vantajosa esta alternativa pode vir a ser face aos novos valores de energia produzidos. Na eventualidade de existirem impedimentos económicos para tal, ou até se se pretender melhorar a eficácia da prevenção da ocorrência de corrosão, pode sempre optar-se por se utilizar o método da anodização ou até inibidores, que são característicos por modificarem as propriedades do fluido por forma a reduzir a sua agressividade para com o metal [21].

6. Conclusões

A importância do estudo do princípio de funcionamento de sistemas solares híbridos como o *PowerCollector*TM baseia-se na necessidade de, antes de considerar qualquer otimização, conhecer a fundo todas as suas características e especificações. Uma das principais particularidades identificadas, que acaba por ser própria de uma alternativa de energia renovável, é a relação entre o desempenho deste sistema com as condições ambientais a que está sujeito, nomeadamente no que diz respeito à irradiância e temperatura. Os sistemas de rastreamento solar e os díodos de *bypass*, por exemplo, são uma forma de contornar os problemas que resultam desta mesma dependência de fatores tão inconstantes. Mais recentemente, também com o objetivo de analisar uma possibilidade que eventualmente poderia constituir uma vantagem para a eficiência deste tipo de sistemas, considerou-se a utilização de um fluido de transferência de calor alternativo: o nanofluido. Esta problemática, juntamente com um estudo pormenorizado do funcionamento do CPVT em condições ambientais, é abordada pelo trabalho em causa.

A elaboração de um modelo que retrate de forma exata o *PowerCollector*TM da SOLARUS é o primeiro passo para a compreensão das várias tecnologias incluídas neste sistema. Por essa razão, este desenvolvimento é concretizado e fundamentado ao longo do Capítulo 3, onde se depreende que o correto funcionamento do mesmo está diretamente relacionado com todos os fenómenos de transferência de calor. Sobre esta temática há que destacar as equações de Navier-Stokes, que descrevem matematicamente a dinâmica do fluido que percorre os canais, e os fenómenos da condução e convecção, nos quais participam todos os elementos do CPVT. Ainda relacionado com estes fenómenos, o coeficiente de transferência de calor (h) desempenha um papel muito importante na componente elétrica deste sistema, pois é o seu valor, dependente da velocidade do vento e da própria temperatura dos painéis fotovoltaicos a cada instante, que determina o calor transferido por convecção. O caráter variável deste parâmetro torna a sua definição como uma constante exata muito difícil de perpetrar. Complementarmente a tudo isto, também os parâmetros do modelo elétrico dependentes da temperatura (V_T e I_0) e da irradiância (I_{SC}), foram identificados.

6.1 Simulação do Modelo e Validação

No seguimento do desenvolvimento do modelo do *PowerCollector*TM, no Capítulo 4 foram realizadas uma série de simulações que visavam ajudar na compreensão do impacto de uma variedade de fatores como a velocidade do fluido, o ângulo de inclinação dos painéis, a concentração solar e a ausência do sistema de aproveitamento térmico na eficiência do CPVT. No que diz respeito à variação da velocidade do fluido, deve salientar-se que os dois valores utilizados (0.345 m/s e 2.07 m/s) provocaram uma variação de 2°C na temperatura dos painéis fotovoltaicos, o que deveria ter um efeito na potência elétrica produzida. Contudo, a variação deste parâmetro acaba por ser irrisória, uma vez que não chega aos 0.6% de diferença. O ângulo de inclinação dos painéis, por sua vez, é um parâmetro cuja influência no efeito de concentração do sistema é elevada ao ponto de 5° de variação fazerem uma grande diferença. Aliás, caso não se tenha acesso a nenhum sistema de rastreamento, a ocorrência de concentração será inevitavelmente comprometida em alguns dos meses do ano, ao contrário do que é anunciado pela empresa. Há que notar que estas afirmações dizem respeito a simulações realizadas para a utilização do CPVT em Portugal, ao passo que este sistema foi idealizado para o padrão solar sueco. Relativamente a este tema resta ainda mencionar que o ângulo ótimo para uma implementação no campus do Taguspark (Portugal) foi estimado como sendo igual a 15°.

Quando, por ação do ângulo de inclinação dos painéis, o efeito de concentração não ocorre, a potência elétrica gerada pelo *PowerCollector*TM sofre uma grande diminuição no seu valor, pois os dois painéis inferiores deixam produzir energia por completo. Apesar de tudo, esta situação

pode vir a ser benéfica para determinadas aplicações, sendo por isso importante a realização de estudos prévios que tenham em consideração as necessidades e particularidades de cada caso. Por último, resta ainda mencionar o efeito da tecnologia de aproveitamento térmico no funcionamento do sistema que, por aumentar a produção da potência elétrica em aproximadamente 30%, foi considerada uma mais valia para a eficiência elétrica do mesmo.

A execução de todos estes testes não ficaria certificada se o modelo utilizado para o efeito não fosse também ele validado. Para proceder à realização deste mesmo processo compararam-se os resultados obtidos a partir do modelo para as mesmas condições em que as experiências no Taguspark foram efetuadas. O erro máximo obtido entre os resultados do modelo e os valores experimentais é igual a 15% e 31% para a potência elétrica produzida pelos painéis superiores e inferiores, respetivamente. O erro para a diferença entre a temperatura de entrada e de saída do fluido utilizado, por sua vez, não ultrapassa os 1%. Fatores como o coeficiente de transferência de calor, mencionado na secção anterior como sendo de difícil determinação, e a incapacidade de uma das ferramentas de *software* utilizado de reconhecer a radiação difusa que atinge os painéis limitam de alguma forma a qualidade dos resultados do modelo. Independentemente de tudo isto, este foi validado, o que implicou a correção de algumas condições inicialmente consideradas nas simulações.

6.2 Otimização do desempenho do *PowerCollector*TM

Com o modelo do CPVT já desenvolvido e validado, a possível otimização da eficiência do próprio *PowerCollector*TM pode começar a ser considerada. Para que isto aconteça, primeiramente, devem ser analisados alguns estudos que abordem todas as questões a esclarecer, o que neste caso implica a apresentação de dados relativos à variação do rendimento de um sistema CPVT semelhante ao da SOLARUS com a utilização de um nanofluido composto por partículas de Al_2O_3 . Estes dados são revelados ao longo da Secção 5.1, onde são evidenciadas melhorias na eficiência elétrica e global do sistema. Naturalmente que isto implica uma maior produção de energia útil, o que no caso em estudo se exprime num aumento de aproximadamente 0.6% no valor do rendimento total. Por conseguinte, em termos de eficiência, um sistema baseado na utilização de nanofluidos é aparentemente preferível a um, que tal como o *PowerCollector*TM, tem uma tecnologia de aproveitamento térmico idealizada para a aplicação de água. De qualquer das maneiras, como o uso de nanofluidos aumenta inevitavelmente o custo do sistema, a realização de uma análise económica que avalie o lucro decorrente da utilização de um fluido constituído por nanopartículas é sempre aconselhada.

Complementarmente a esta análise, importa também reconhecer possíveis efeitos de deterioração no alumínio que resultam da utilização deste HTF alternativo. Como consequência disto mesmo, após a referência de um pequeno estudo, na Secção 5.2 concluiu-se que a corrosão no alumínio tem uma maior incidência no mesmo do que a erosão. Isto acontece porque a degradação deste metal só ocorre quando em contacto com um fluido cujo pH ultrapassa os limites de estabilidade da camada de óxido (aproximadamente entre 4 e 9) resultante da reação entre o próprio alumínio e um meio oxidante como a água ou o ar. Para além disso, face a todos os resultados analisados, o nanofluido constituído por partículas de SiC parece ser o mais adequado para o caso específico do CPVT da SOLARUS.

Resumindo, segundo toda a informação reunida no Capítulo 5, pode afirmar-se que é possível usufruir de um fluido com características superiores às da água no *PowerCollector*TM analisado ao longo de todo este trabalho. Porém, antes de adotar qualquer nanofluido como um HTF, há que ter em atenção que é necessária a realização de uma investigação prévia e adequada sobre as possíveis vantagens e desvantagens de cada um dos nanofluidos disponíveis para escolha.

6.3 Trabalho Futuro

Agora que todo o trabalho de investigação referente à aplicação de água no sistema de aproveitamento térmico está concluído, nomeadamente no que diz respeito ao funcionamento e desempenho do sistema da SOLARUS, o trabalho a realizar no futuro poderá estar relacionado com os mesmos procedimentos que foram seguidos ao longo desta tese, para avaliar a possibilidade de utilização de outros fluidos com potencial para melhorar a tecnologia de arrefecimento do mesmo. Por outras palavras, isto implicaria a utilização do modelo do CPVT já desenvolvido para a simulação do comportamento térmico e elétrico do *PowerCollector*TM em função de um fluido diferente. Como o potencial de nanofluidos para a aplicação neste CPVT em particular já foi analisado, este tipo de fluido poderia ser objeto de um estudo mais pormenorizado. Com a finalidade de complementar este mesmo raciocínio, poder-se-iam também realizar testes experimentais com este novo fluido no sistema de concentração híbrido instalado no Taguspark. Este trabalho seria útil na medida em que atualmente ainda existe pouca informação acerca da utilização de nanofluidos em sistemas solares, nomeadamente no que diz respeito aos que têm como líquido base um óleo térmico.

Outro tópico que poderia ser alvo de estudo consiste no aperfeiçoamento, na medida do possível, dos métodos responsáveis pela concentração solar nos painéis inferiores deste sistema CPTV em Portugal. Para isso seria necessário identificar os parâmetros responsáveis pelos presumíveis bons resultados na Suécia e, posteriormente comparar todos esses aspetos com aqueles a que se tem acesso em Portugal.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ibrahim Dincer, “Renewable energy and sustainable development: a crucial review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 4, 2ª Edição, p. 157-175, 2000.
- [2] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Renováveis: Estatísticas rápidas (nº159, junho de 2018)”, p.7, 2018.
- [3] M. R. Costa, G. Torres, I. Cabrita, L. Basílio, L. Gil, “Situação do solar térmico em Portugal”, *Renováveis Magazine*, nº30, p.48-52, 2017.
- [4] Rui Castro, “Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica”, IST Press, 2ª Edição, 2011.
- [5] Takuya Matsui, Hitoshi Sai, Adrien Bidiville, Hung-Jung Hsu, Koji Matsubara, “Progress and limitations of thin-film silicon solar cells”, *Solar Energy*, Volume 170, p. 486-498, 2018.
- [6] Pallavee Bhatnagar, R.K. Nema, “Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 23, p. 224-241, 2013.
- [7] M.A. Danandeh, S.M. Mousavi G., “Comparative and comprehensive review of maximum power point tracking methods for PV cells”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Parte 3, p. 2743-2767, 2018.
- [8] F. Belhachat, C. Larbes, “Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions”, *Solar Energy*, Volume 120, p. 399-418, 2015.
- [9] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, “Study of bypass diodes configuration on PV modules”, *Applied Energy*, Volume 86, 9ª Edição, p. 1632-1640, 2009.
- [10] Omar Z. Sharaf, Mehmet F. Orhan, “Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I – Fundamentals, design considerations and current technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 50, p. 1500-1565, 2015.
- [11] Nadia AL-Rousan, Nor Ashidi Mat Isa, Mohd Khairunaz Mat Desa, “Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Parte 3, p. 2548-2569, 2018.
- [12] Xing Ju, Chao Xu, Zhirong Liao, Xiaoze Du, Gaosheng Wei, Zhifeng Wang, Yongping Yang, “A review of concentrated photovoltaic-thermal (CPVT) hybrid solar systems with waste heat recovery (WHR)”, *Science Bulletin*, Volume 62, 20ª Edição, p. 1388-1426, 2017.
- [13] Reza Daneshazarian, Erdem Cuce, Pinar Mert Cuce, Farooq Sher, “Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 81, Parte 1, p. 473-492, 2018.
- [14] Nicola Pearsall, “The performance of photovoltaic (PV) systems: Modeling, measurement and assessment”, *Woodhead Publishing*, p. 297-302, 2017.
- [15] Keith Lovegrove, Wes Stein, “Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications”, *Woodhead Publishing*, p. 323-360, 2012.
- [16] Sandeep S. Joshi, Ashwinkumar S. Dhoble, “Photovoltaic-Thermal systems (PVT): Technology review and future trends”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 92, p. 848-882, 2018.

- [17] Jee Joe Michael, Iniyan S, Ranko Goic, “Flat plate solar photovoltaic–thermal (PV/T) systems: A reference guide”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 51, p. 62-88, 2015.
- [18] SOLARUS, “Brochure”, p. 8-11, 2017. [Online] Disponível em: <https://solarus.com/powercollector>. [Consult. 12 Março 2018].
- [19] SOLARUS, “Technische Brochure”, p. 6-9, 2017. [Online] Disponível em: <https://solarus.com/powercollector>. [Consult. 12 Março 2018].
- [20] SOLARUS, “Thermal Heating Brochure”, 2017. [Online] Disponível em: <https://solarus.com/powercollector>. [Consult. 12 Março 2018].
- [21] Christian Vargel, “Corrosion of Aluminium”, Elsevier, 2004.
- [22] Mengxia Liang, Robert Melchers, Igor Chaves, “Corrosion and pitting of 6060 series aluminium after 2 years exposure in seawater splash, tidal and immersion zones”, *Corrosion Science*, Volume 140, p. 286-296, 2018.
- [23] Ph. Gimenez, J.J. Rameau, M. C. Reboul, “Experimental pH potential diagram of aluminium for sea water”, *Corrosion*, Volume 37, p. 673-681, 1981.
- [24] Kegui Zhang, Wenzhong Yang, Bin Xu, Yun Chen, Xiaoshuang Yin, Ying Liu, Huanzhen Zuo, “Inhibitory effect of konjac glucomanan on pitting corrosion of AA5052 aluminium alloy in NaCl solution”, *Journal of Colloid and Interface Science*, Volume 517, p. 52-60, 2018.
- [25] Gian Piero Celata, Francesco D’Annibale, Andrea Mariani, Salvatore Sau, Emanuele Serra, Roberto Bubbico, Carla Menale, Heiko Poth, “Experimental results of nanofluids flow effects on metal surfaces”, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 92, 9ª Edição, p. 1616-1628, 2014.
- [26] Zelin Xu, Clement Kleinstreuer, “Concentration photovoltaic–thermal energy co-generation system using nanofluids for cooling and heating”, *Energy Conversion and Management*, Volume 87, p. 504-512, 2014.
- [27] Evangelos Bellos, Zafar Said, Christos Tzivanidis, “The use of nanofluids in solar concentrating technologies: A comprehensive review”, *Journal of Cleaner Production*, Volume 196, p. 84-99, 2018.
- [28] COMSOL, “Heat Transfer Module User’s Guide”, Capítulo 6, p.431-465, 2017.
- [29] Thijs Defraeye, Bert Blocken, Jan Carmeliet, “Convective heat transfer coefficients for exterior building surfaces: Existing correlations and CFD modelling”, *Energy Conversion and Management*, Volume 52, 1ª Edição, p. 512-522, 2011.
- [30] B. Blocken, T. Defraeye, D. Derome, J. Carmeliet, “High-resolution CFD simulations for forced convective heat transfer coefficients at the facade of a low-rise building”, *Building and Environment*, Volume 44, 12ª Edição, p. 2396-2412, 2009.
- [31] COMSOL. 2015. “Navier-Stokes Equations”. [Online] Disponível em: <https://www.comsol.com/multiphysics/navier-stokes-equations>. [Consult.06 agosto 2018].
- [32] COMSOL. “COMSOL Multiphysics Reference Manual”, Capítulo 13, p. 782-786, 2017.
- [33] JRC. 2018. “Photovoltaic Geographical Information System – Interactive Maps”. [Online] Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. [Consult. 17 Agosto 2018].

[34] R. Santbergen, R.J.C. van Zolingen, “The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 92, 4^a Edição, p. 432-444, 2008.

[35] Yun Wang, Junmei Wu, “Single Bubble Dynamic Behavior in AL₂O₃/H₂O Nanofluid on Downward-Facing Heating Surface”, *Nuclear Engineering and Technology*, Volume 48, 4^a Edição, p.915-924, 2016.

[36] Ravikanth S. Vajjha, Debendra K. Das, “Specific Heat Measurement of Three Nanofluids and Development of New Correlations”, *Journal of Heat Transfer*, Volume 131, 7^a Edição, 2009.

[37] Roberto Bubbico, Gian Piero Celata, Francesco D’Annibale, Barbara Mazzarotta, Carla Menale, “Experimental analysis of corrosion and erosion phenomena on metal surfaces by nanofluids”, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 104, p. 605-614, 2015.