

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



THESE

Présentée à l'Université Hadj Lakhdar de Batna
Département des sciences de la matière
Faculté des sciences



En vue de l'obtention du titre de
**DOCTEUR EN PHYSIQUE DE L'UNIVERSITE
HADJ LAKHDAR DE BATNA-1-**
Option : Energies Renouvelables

THEME

**Contribution à la conception et modélisation
d'un capteur solaire hybride photovoltaïque
thermique PVT**

Présentée par :
KHELIFA Abdelkrim

Soutenu publiquement le : 22/01/2017 Devant le jury composé de :

Pr BOUGOUL Saadi	Président	Université Batna 1
Pr ADOUANE Nouredine	Examinateur	Université Batna 1
Pr AKSAS Mounir	Examinateur	Université Batna 1
Dr BEKKOUCHE Sidi Mohamed El Amine	Examinateur	URAER, Ghardaïa
Pr BEN MOUSSA Hocine	Encadreur	Université Batna 2
Dr TOUAFEK Khaled	Co- Encadreur	URAER, Ghardaïa

Remerciements

Tout d'abord, merci pour le grand Dieu qui m'a donné la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Au cours de ce travail, j'ai été encadré par Monsieur BEN MOUSSA Hocine, Professeur au département de mécanique à l'université de BATNA 2 et par Monsieur TOUAFEK Khaled, Maitre de recherche A à l'unité de recherche Appliquée en Energies Renouvelables (Ghardaïa).je tiens à les remercier pour avoir proposer et diriger ce travail et pour leurs supports, conseils et leur encouragements, tout le long du travail.

Mes sincères remerciements vont au président et membres du jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'examiner ce travail : Monsieur BOUGOUL Saadi, Professeur à l'Université de Batna 1, Monsieur ADOUANE Noureddine Professeur à l'Université de Batna 1, Monsieur BEKOUCHE Mohamed El Amine, Maitre de recherche A à l'Unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa, Monsieur AKSAS Mounir, Professeur à l'Université de Batna 1.

Que toute personne ayant contribué de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance éternelle pour mes parents et ma famille pour leurs amours et leurs soutiens.

Sommaire

Liste des Figures

Liste des symboles

Introduction générale

Chapitre 1 Généralités sur les énergies renouvelables

1.1 .Introduction.....	3
1.2. L'énergie solaire	3
1.2.1. Énergie solaire photovoltaïque	3
1.2.2. Énergie solaire thermique	4
1.2.3. Énergie solaire thermodynamique	4
1.3. L'énergie de l'eau	4
1.4. L'énergie du vent.....	4
1.5. L'énergie des courants sous-marins	4
1.6. La géothermie	5
1.7. La biomasse	6
1.8. Avantages et Inconvénients	7
1.9. Potentiel des énergies renouvelable en Algérie	8
1.9.1 Potentiel solaire	8
1.9.2 Potentiel éolien	9
1.9.3 Potentiel géothermique	9
1.10. Gisement solaire	10
1.10.1 Généralités sur le rayonnement solaire.....	10
1.10.2 Constitution physique du soleil	11
1.10.3 Données géométriques et astronomiques.....	13
1.10.3. A. Le mouvement de la terre autour du soleil	13
1.10.3. B. Coordonnées géométriques	14
1.10.3. C. Déclinaison du soleil.....	15
1.10.3. D. Repérage du soleil à une instante donnée	16
1.11. Effet photovoltaïque	17

1.11.1. Générateur PV	21
1.11.2. Caractéristiques électriques des modules	22
1.11.3. Influence de l'éclairement solaire.....	22
1.11.4. Influence de la température.....	23
1.12. Présentation des capteurs solaires thermiques	24
1.12.1. Introduction aux transferts thermiques	24
1.12.2. Capteurs solaires thermiques	27
1.12.3. Les différents types des capteurs thermiques	28
1.13. Conclusion	30

Chapitre 2 Description et synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides PVT

2.1. Introduction.....	31
2.2. Les différents types des capteurs thermiques	31
2.3. Module photovoltaïque	33
2.4. Description des capteurs solaires hybrides PV/T	34
2.4.1. Capteurs PV/T plans	34
2.4.1. A. PV/T de Feuille et tube	34
2.4.1. B. PV/T de la Manche	35
2.4.1. C. PV/T avec un écoulement libre.....	35
2.4.1. D. PV/T avec deux absorbeurs	36
2.5. Etat d'art sur le PV/T	38
2.5.1. Etude et synthèse bibliographique sur le capteur hybride PV/T.....	39
2.5.2. Techniques pour augmenter les performances de PV/T	40
2.5.3. Les modèles analytiques de capteur PV / T.....	44
2.6. Conclusion	59

Chapitre 3 Modélisation du capteur solaire hybride PV/T

3.1. Introduction.....	60
3.2. Principe du capteur PV/T.....	61

3.3. Concept de capteur hybride photovoltaïque/Thermique.....	62
3.4. Les bilans énergétiques du capteur PVT.....	64
3.5. Le bilan énergétique du système hybride PV/T en 2D	71
3.6. Discrétisation des équations pour chaque couche du capteur PV/T	74
3.7. Performances thermiques des capteurs hybrides	77
3.8. Les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques	79
3.8.1. Modélisation de cellule photovoltaïque.....	79
3.9. Etude expérimental du capteur solaire hybride PV/T.....	81
3.10. Conclusion	83

Chapitre 4 Résultats et interprétations

4.1. Introduction.....	84
4.2 Description du système.....	84
4.2.1. Description technique du système PV/T	85
4.2.2. Dimensions du capteur solaire hybride PV/T	85
4.2.3. Dispositifs de mesures	86
4.3.1. La variation de l'éclairement globale	90
4.3.2. Distribution de la température dans le capteur Photovoltaïque PV/T	91
4.3.3. Effet de débit massique sur les températures de la cellule/plaque de PV/T	92
4.3.4. Effet de vitesse du vent sur les températures de système PV/T.....	93
4.3.5. Puissance utile du système PV/T	93
4.3.6. Rendement thermique/électrique du capteur hybride PV/T	94
4.4. Présentation de la cellule PV sous logiciel ANSYS.....	95
4.4.1 Approche numérique.....	96
4.5. Caractéristiques d'un capteur solaire hybride théoriques et expérimentales	106
4.5.1. Les caractéristiques I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à Température =25 °C, Eclairement=900 W/m ²	107
4.5.2. Les caractéristiques I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à Température =35 °C, éclairement =900 W/m ²	107
4-5-3. Validation du modèle PV/T, (Analyse statistique)	109

4-5-3-1. Validation des résultats pour la température de la sortie de fluide (T_s)	110
4-5-3-2. Validation des résultats pour la puissance thermique produite.....	111
4.6. Conclusion	111

Conclusion générale

Bibliographies

Liste des Figures

Figure 1. 1	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet	08
Figure 1. 2	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Décembre.....	08
Figure 1. 3	Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Décembre.....	08
Figure 1. 4	Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet	08
Figure 1. 5	Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol.....	09
Figure 1. 6	Potentiel géothermique.....	10
Figure 1. 7	Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.	12
Figure 1. 8	Mouvement de la terre autour du soleil.....	13
Figure 1. 9	Coordonnées terrestres.....	14
Figure 1.10	Déclinaison du soleil.....	16
Figure 1.11	Repérage du soleil.....	17
Figure 1.12.a	Principe de la cellule photovoltaïque.....	19
Figure 1.12.b	Circuit de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	20
Figure 1.13	schéma équivalent d'une cellule PV.....	20
Figure 1.14	Le module photovoltaïque PV.....	21
Figure 1.15	Influence de l'éclairement solaire.....	22

Figure 1.16	Influence de la température.....	23
Figure 1.17	Distance minimale entre les réseaux pour éviter les ombres.....	24
Figure 1.18	Les principaux composants et des matériaux la conception du capteur thermique.....	28
Figure 2. 1	Vue générale d'un capteur plan.....	32
Figure 2. 2	PV/T de Feuille et Tube.....	35
Figure 2. 3	PV/T de la Manche.....	35
Figure 2. 4	PV/T avec un écoulement libre.....	36
Figure 2. 5	PV/T avec deux amortisseurs.....	37
Figure 2. 6	Systèmes d'exploitation de l'énergie solaires	39
Figure 2. 7	Amélioration de l'extraction de chaleur du système d'air PV / T avec (a) des nervures, (b) une feuille ondulée et (c) des tubes.....	41
Figure 2. 8	Vue des différentes conceptions de modèles PV / T.....	41
Figure 2. 9	Section de la PV/ T à eau / air.....	43
Figure 2.10	PV / T a deux absorbeurs	43
Figure 2.11	Les formes des deux types d'absorbeur.....	54
Figure 2.12	Elements de la configuration d'un réseau hybride PV/T	54
Figure 2.13	Vue expérimentale du capteur PV/T (gauche) et sa conception (droite).	55
Figure 2.14	La conception de façade de bâtiment avec des systèmes de BIPV et de BIPV/T pour la simulation.....	55
Figure 2.15	Photo des modèles PV/T réalisés.....	56
Figure 2.16	Prototype de modèle PV/T à air réalisée à URAER.....	57

Figure 2.17	Capteurs solaires PV / T à Concentration.....	58
Figure 3. 1	Conception du capteur PV/T hybride.....	62
Figure 3. 2	Construction de capteur PV / T.....	63
Figure 3.3	L'échange thermique au niveau de la vitre ; face extérieure.....	65
Figure 3. 4	L'échange thermique au niveau de la vitre ; face intérieure.....	66
Figure 3. 5	L'échange thermique au niveau de la cellule Photovoltaïque.....	66
Figure 3. 6	L'échange thermique au niveau de la couche de Tedlar.....	67
Figure 3. 7	Géothermie de l'absorbeur (tubes parallèles) du PV/T.....	68
Figure 3. 8	Ecoulement du fluide dans un tube : Bilan énergétique de l'ailette.....	69
Figure 3. 9	L'échange thermique au niveau de l'isolant ; face intérieure.....	70
Figure 3.10	L'échange thermique au niveau de l'isolant ; face extérieur.....	71
Figure 3.11	Nœuds dans le domaine du PV/T.....	72
Figure 3.12	Modèle d'une cellule photovoltaïque.....	80
Figure 3.13	Le banc d'essai réalisé.....	81
Figure 3.14	Les géométries des deux absorbeurs utilisés.....	81
Figure 3.15	L'échangeur de chaleur lié à la face arrière du module PV.....	82
Figure 3.16	Géométrie finale du capteur hybride PV / T.....	82
Image 4. 1	Photographie du prototype de capteur PV/T.....	84
Figure 4. 1	Maillage de température pour le nouveau capteur hybride.....	86
Figure 4. 2	Maillage de température pour capteur thermique plan.....	87
Figure 4. 3	Maillage de température pour capteur photovoltaïque Classique.....	87
Image 4. 2	Dispositifs des mesures	88

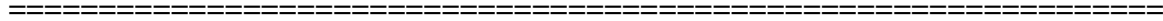
Image 4. 2	Processus de mesure de la température.....	88
Image. 4.3	Processus de mesure les caractéristiques I-V.....	89
Figure 4. 4	Evolution de l'éclairement solaire (Théorique et Expérimental).....	90
Figure 4. 5	Evolution des puissances absorbées.....	91
Figure 4. 6	Evolution des températures du PV/T Sheet and tube (Théo- Exp).....	91
Figure 4. 7	Variations températures de PV/T avec la position Y a 11: 00h et 15:00h	92
Figure 4. 8	Variation temporelle de la température du PV/T en fonction du débit...	92
Figure 4. 9	Variation temporelle de la température du PV/T en fonction de V_Vent.....	93
Figure 4.10.a	Evolution théorique de la Q_utile du PV/T.....	93
Figure 4.10.b	Evolution expérimentale de la Q_utile du PV/T.....	94
Figure 4.11.a	Le rendement thermique/électrique du système PV/T.....	94
Figure 4.11.a	Le rendement thermique/électrique du système PV/T en fonction de T_réduite.....	95
Figure 4.12	Présentation de la cellule solaire sous logiciel Ansys v.15.....	95
Figure 4.13	Présentation des conditions donnés système du PV/T.....	96
Figure 4.14	Positions des lignes posées suivant X.....	97
Figure 4.15	L'évolution de la température de la cellule PV suivant X	97
Figure 4.16	L'évolution de la température du fluide.....	98
Figure 4.17	La section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T.....	99

Figure 4.18	L'évolution de la température de la cellule PV suivant X.....	99
Figure 4.19	L'évolution de la température du fluide.....	100
Figure 4.20	La section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T.....	100
Figure 4.21	L'évolution de la température de la cellule PV suivant X.....	101
Figure 4.22	L'évolution de la température du fluide.....	101
Figure 4.23	La section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T.....	102
Figure 4.24	Evolution Température suivant la largeur et le long de PV/T.....	103
Figure 4.25	Evolution températures of PV/T in 2D.....	103
Figure 4.26	Evolution des températures du PV/T en 3D.....	104
Figure 4.27	Températures de PV/T Sheet et Tube (a) et de Serpentine (b).....	104
Figure 4.28	Evolution des Températures, Q_{utile} , Rendements pour $G = 100$ à 1200 .	105
Figure 4.29	Bloc Simulink d'un générateur PV	106
Figure 4.30	La courbe $I(V)$ et $P(V)$ pour $T=25$ °C, $G =900$ W/m^2	107
Figure 4.31	La courbe $I(V)$ et $P(V)$ pour $T=35$ °C, $G =900$ W/m^2	107
Figure 4.32	Code de calcul sous Matlab.....	108
Figure 4.33	La courbe $I(V)$ et $P(V)$ pour Le PV/T et le Module PV.....	108
Figure 4.34	Les puissances $P (V)$ des différents capteurs solaires.....	109
Figure 4.35	Validation des résultats pour la température de la sortie (T_s).....	110
Figure 4.36	Validation des résultats pour la puissance thermique produite (Q_u).....	111

=====

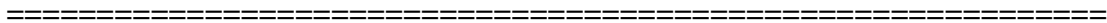
Liste des symboles

Nous donnons dans cette table la liste des principaux symboles utilisés ainsi que la définition des paramètres qu'ils désignent.



A:	Surface [m ²]
C :	Chaleur spécifique [1/Kg K]
Cel:	Cellule solaire
D :	Diamètre intérieur du tube [m]
F :	Efficacité d'ailette
f :	Fluide
FR :	Facteur d'extraction de la chaleur du collecteur
G :	Eclairement global [W/m ²]
hc-a :	Coefficient d'échange par convection avec l'ambient [W/m ² K]
hcond :	Coefficient d'échange par conduction [W/m ² K]
hconv :	Coefficient d'échange par convection [W/m ² K]
i :	Isolant
L :	Longueur du tube [m]
M :	Masse [Kg]
m:	Débit massique [Kg/s]
N :	Nombre des vitres
n :	Nombre des tubes
Nu :	Nombre de Nusselt
Pr :	Nombre de Prandtl
PV/T :	Photovoltaïque thermique
p :	Plaque
Qth:	Energie thermique [W]
Qele :	Energie électrique [W]
Re :	Nombre de Reynolds
T :	Température [K]

Ta :	Température ambiante [K]
Ts :	Température de sortie du fluide [K]
Te :	Température d'entrée du fluide [K]
Ted :	Tedlar
t :	Tube
U:	Coefficient des pertes
v :	Verre
W :	Distance entre deux tubes [m]
λ :	Conductivité thermique [W/m K]
ε :	Emissivité
$\tau\alpha$:	Transmittivité-absorptivité du rayonnement par le capteur
ρ :	Masse volumique [Kg/m ³]
v :	Vitesse [m/s]
τ :	Transmittivité du verre
μ :	Viscosité dynamique de l'eau [Kg/m.s]
σ :	Constante de Stefan-Boltzmann
α_{cel} :	Coefficient d'absorption de la cellule solaire
α :	Facteur d'idéalité de la cellule photovoltaïque
Δ :	Epaisseur [m]
η :	Rendement [%]



Introduction générale

Le monde s'est industrialisé et les besoins en énergie se multiplient de façon exponentielle pour soutenir tant l'évolution économique que les besoins en termes de confort et de consommation des populations. Actuellement, nous arrivons à un moment critique de l'exploitation en énergie : nous réalisons la fragilité et l'incohérence de notre fonctionnement. En effet, les ressources de la planète en sédiments fossiles s'épuisent, le pétrole se raréfie et, outre les conséquences économiques, force est de constater que soit il faut trouver des alternatives aux sources énergétiques actuelles, soit trouver une alternative à notre mode de civilisation même. Sans énergie, c'est tout notre quotidien qui disparaît. De plus, l'exploitation des énergies fossiles pose un autre problème : les répercussions sur l'environnement sont massives. Si cela a longtemps été ignoré, la préservation de l'environnement devient un enjeu planétaire, avec, là encore des enjeux économiques non négligeables. Les catastrophes écologiques et industrielles plongent les populations dans une prise de conscience violente des dangers que génère l'impact de l'humanité sur notre planète.

Actuellement la principale source d'énergie au niveau mondial, provienne des combustibles fossiles conventionnels (pétrole, gaz naturel et charbon) qui cumulent deux aspects négatifs importants : ils sont présents sur terre en quantité limitée, et émettent des gaz à effet de serre (GES) lors de leur combustion. C'est pourquoi il est nécessaire de trouver des alternatives à leur exploitation car, comme nous l'avons vu, les besoins en électricité s'accroissent avec les évolutions technologiques, l'industrialisation et les exigences de qualité et de confort de vie.

Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée et d'être non émettrices de GES excepté lors de la fabrication des procédés d'exploitation.

Dernièrement un grand développement à petite échelle d'énergies renouvelables telles que les systèmes solaires thermiques ou photovoltaïques, éoliennes, piles à combustibles ...etc a été enregistré. Cela a conduit à une combinaison des systèmes des différentes sources d'énergies, ces systèmes sont appelées aussi les systèmes hybrides et ils sont utilisés pour fournir plusieurs besoins énergétiques. Parmi ces différents types de systèmes hybrides, on va étudier dans ce travail le système hybride photovoltaïque thermique appelé communément le capteur solaire hybride PV/T.

Durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire une chaleur est générée ce qui augmentera la température de la cellule photovoltaïque et causera une chute de son

rendement. Ce phénomène est dû à la partie du rayonnement solaire non absorbée par les cellules et qui sera à l'origine de son échauffement.

Cet échauffement a été considéré comme néfaste pour le rendement des capteurs solaires photovoltaïques et plusieurs efforts ont été consentis pour évacuer cette chaleur. Il y'a eu aussi l'idée d'exploiter ce phénomène par la combinaison du système photovoltaïque avec un système thermique pour former le capteur hybride PV/T qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.

Le rendement électrique du capteur hybride PV/T pourrait même s'améliorer avec l'augmentation de l'intensité du rayonnement solaire si un système est placé pour extraire de la chaleur des cellules solaires, ce qui va le refroidir en même temps.

L'objectif de notre travail est d'étudier théoriquement expérimentalement le capteur hybride à travers la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches et ainsi d'étudier l'influence de quelques paramètres sur ses performances électriques et thermiques et enfin de présentera une comparaison avec d'autres configurations existantes.

Cette thèse est divisée en quatre chapitres.

Nous avons présenté dans le premier chapitre les différents types des énergies renouvelables, leurs disponibilités et le principe général de fonctionnement de chaque type de ces énergies puis un rappel sur les principales données astronomiques généralement utilisées pour caractériser le rayonnement solaire.

Le chapitre deux est consacré à une synthèse bibliographique sur les capteurs solaires hybrides concernant les différentes modèles, géométries des absorbeurs utilisés, et les applications de ces modèles.

La modélisation numérique du comportement énergétique du capteur hybride est l'objet du troisième chapitre. En effet nous avons en premier lieu présenté une étude théorique sur les capteurs hybrides : les bilans énergétiques au niveau de chaque couche du dispositif ainsi que l'expression explicite des différents flux intervenant dans les échanges de chaleur.

Enfin nous avons présenté les résultats obtenus dans le quatrième chapitre avec une validation expérimentale des résultats trouvés. Puis une conclusion générale et des perspectives de recherches terminent ce manuscrit.

Chapitre -1 -

Généralités sur les énergies renouvelables

Chapitre 1

Généralités sur les énergies renouvelables

1.1 .Introduction

La consommation de l'énergie mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace c'est manifesté principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Ainsi l'augmentation brutale du prix du pétrole survenue en 1973 a conduit une première fois l'homme à s'intéresser à d'autres sources d'énergies inépuisables dites : énergies renouvelables.

Dans le terme énergie renouvelable, le mot renouvelable signifie que les sources captées pour créer de l'énergie se renouvellent et se reconstituent constamment et en un temps raisonnablement court (c.-à-d. des mois ou des années et non des siècles). Ces sources d'énergies sont l'eau, le vent, le soleil, la biomasse et la chaleur de l'intérieur de la planète (Géothermie).

1.2. L'énergie solaire

L'énergie solaire, peut être photovoltaïque ou bien thermique. Cette énergie est récupérée à partir des rayons solaire qui se reflètent sur des panneaux, capteurs thermiques qui la transmettront ensuite à des plaque métalliques, qui plus tard réchaufferont un réseau de tuyaux de cuivre. Il existe trois types d'énergie solaire :

1.2.1. Énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque a le même principe de fonctionnement que l'énergie solaire thermique, excepter qu'une fois que les rayons du soleil sont capter par les capteurs solaire, l'énergie est dirigés vers un compteur de production par des tubes sous vides en cuivres. L'énergie est ensuite envoyée vers les villes. L'utilisation de cette énergie permet de faire d'importantes économies et ainsi d'alimenter les habitations en électricité.

1.2.2. Énergie solaire thermique

Pour utiliser l'énergie solaire thermique, on doit installer des panneaux solaires sur le toit des habitations. Ces panneaux pourront ainsi réfracter la chaleur des rayons du soleil afin de permettre le réchauffement du fluide colporteur de l'information. L'information sera ensuite transmise à un ballon tampon qui permettra l'échange avec les dispositifs de chauffage ou de l'eau chaude sanitaire.

1.2.3. Énergie solaire thermodynamique

Ici les rayonnements du soleil chauffent de l'eau qui est ainsi transformée en vapeur. Cette vapeur fait tourner une turbine : l'énergie de la turbine en mouvement est transformée en énergie électrique.

1.3. L'énergie de l'eau

Dès l'antiquité, l'énergie hydraulique est apparue avec les moulins à eau. Au XIX^e siècle, on augmente la taille des installations et on leur fait produire de l'électricité, ce qui permet de faciliter l'utilisation de cette énergie.

1.4. L'énergie du vent

L'énergie éolienne est l'énergie du vent. Cette énergie a été exploitée de différentes façons :

d'abord avec les moulins à vent, dès l'Antiquité puis en Europe du milieu du Moyen Âge au début du XX^e siècle, avec les éoliennes pour le pompage de l'eau, pour de petites puissances, avec des éoliennes pour la production d'électricité, qui se sont développées plus récemment.

Les éoliennes sont des moulins à vent mais en plus moderne. Le vent qui les entraîne forme des forces mécaniques. Les hélices des éoliennes, captent l'énergie du vent et la transforme en électricité grâce à un générateur.

1.5. L'énergie des courants sous-marins

Une hydrolienne est une turbine sous-marine (ou subaquatique, ou posée sur l'eau et à demi-immersée) qui utilise l'énergie cinétique des courants marins ou de cours d'eau, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air.

La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. Une d'elle est en phase de test en Bretagne.

1.6. La géothermie

Géothermie est la science liée à la chaleur interne de la Terre. Son application pratique principale est la situation naturelle des dépôts d'eau chaude, source d'énergie géothermique, pour une utilisation dans la production d'électricité, de chauffage ou de processus de séchage industriel.

La chaleur est produite entre la croûte et le manteau supérieur de la Terre, en particulier par la désintégration des éléments radioactifs. Cette énergie géothermique est transférée à la surface par diffusion, par les courants de convection dans le magma (roche en fusion) et la circulation de l'eau dans la profondeur. Ses manifestations hydrothermales de surface sont, entre autres, des sources chaudes, geysers et fumerolles. Les premiers ont été utilisés depuis l'Antiquité à des fins thérapeutiques et de loisirs.

La vapeur produite par liquides systèmes géothermiques d'eau chaude naturelle est une alternative à ce qu'est obtenu par les centrales brûlant matériel fossile, par fission nucléaire ou d'autres moyens. Forage moderne dans les systèmes géothermiques atteindre les réservoirs d'eau et de la vapeur chauffée par le magma beaucoup plus profond, ils ont trouvé jusqu'à 3000 m en dessous du niveau de la mer. La vapeur est purifiée dans la tête du puits avant d'être transportés dans de grands tuyaux et isolé pour les turbines. L'énergie thermique peut également être obtenue à partir de geyser et les fissures.

L'énergie géothermique est développée pour une utilisation en tant que puissance en 1904 en Italie, où la production se poursuit.

À l'heure actuelle, il teste une nouvelle technique consistant à forer roches chaudes sèches sous les systèmes volcaniques au repos et puis entrez les eaux de surface que de la vapeur de retour très frais. L'énergie géothermique a un grand potentiel : il est calculé sur l'ensemble des systèmes hydrothermaux connus avec des températures supérieures à 150 ° C, les Etats-Unis pourraient produire 23.000 MW en 30 ans. La géothermie est appelée haute énergie (à plus de 150° C), moyenne énergie (de 90° C à 150° C), basse énergie (de 30° C à 90° C) et très basse énergie (à moins de 30° C).

1.7. La biomasse

La biomasse est l'abréviation de masse biologique, la quantité de matière vivante produite dans une zone donnée de la surface de la Terre, ou par des organismes d'un type spécifique. Le terme est le plus souvent utilisé pour se référer à l'énergie de carburant directement ou indirectement de ressources biologiques. L'énergie de biomasse qui vient de bois, résidus agricoles et le fumier, reste la principale source d'énergie dans les régions en développement. Dans certains cas, il est aussi la plus importante ressource économique, comme au Brésil, où la canne à sucre est convertie en éthanol et en Chine, où le gaz est obtenu à partir du fumier.

Combustibles issus de la biomasse couvrant plusieurs formes différentes, y compris les carburants à l'alcool (mentionnés plus haut dans cet article), la bouse et bois.

Les statistiques montrent que chaque habitant de la terre produit environ un kilo de déchets par jour. Pendant ce temps, la consommation de l'épuisement des énergies non renouvelables raccourcit leur temps en proportion de l'utilisation accrue de la technologie dans la société. La nécessité pour l'énergie propre et renouvelable conjuguée à la nécessité de disposer des déchets, rend possible l'utilisation de l'énergie de la biomasse.

Avec l'utilisation massive de la consommation d'énergie fossile de carburant de la biomasse, il a été progressivement diminué et présente actuellement le monde comme une répartition très inégale de la source d'énergie primaire. Alors que dans les pays développés, est l'énergie renouvelable la plus répandue et plus est renforcée, dans de nombreux pays en développement, il est la principale source d'énergie primaire qui conduit, dans de nombreux cas, les problèmes environnementaux tels que la déforestation, la désertification, réduction de la biodiversité, etc.

Il existe plusieurs facteurs qui déterminent la consommation de la biomasse dans les pays européens et qui font qu'il varie d'une à l'autre. Ces facteurs sont les suivants :

- **facteurs géographiques** : Directement affecter les caractéristiques climatiques du pays conditionnelles donc les besoins thermiques qui peuvent être couverts avec des combustibles de biomasse.

• **Les facteurs de l'énergie** : Selon le prix et les caractéristiques du marché de l'énergie en tout temps, elle doit décider si l'utilisation de la biomasse comme source d'énergie alternative dans ses diverses applications n'est pas rentable.

• **La disponibilité des ressources** : Elle se réfère à la possibilité d'accès à la ressource et d'assurer son existence. Ces facteurs sont les plus importants, car ils affectent à la fois directement la consommation d'énergie de la biomasse et de leurs applications possibles.

1.8. Avantages et Inconvénients

Comme nous pouvons le constater, les énergies renouvelables ne sont pas parfaites. Pour presque chaque avantage, il y a un inconvénient. Le plus grand de ceux-ci, c'est le prix. En effet, éoliennes, barrages hydrauliques, panneaux solaires, installation géothermique ... Tout ça est très couteux, et les gouvernements ont du mal à l'accepter. C'est pour ça que les énergies fossiles sont encore utilisées en masse, car elles produisent plus d'énergie, même si elles s'épuisent de plus en plus vite.

Les énergies	Les Avantages	Les Inconvénients
L'énergie Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Une bonne source d'énergie renouvelable. ✓ Une énergie non-polluante. ✓ La lumière ne coûte rien. ✓ Peut de soutient et durent longtemps. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Il n'y a pas de lumière la nuit. ✓ A besoin de beaucoup d'espace. ✓ Le placement peut modifier l'énergie pris dans les panneaux. ✓ Panneau fragile.
L'énergie Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Une énergie naturelle non-polluante. ✓ L'eau et autour du monde entier. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Une perturbation de l'équilibre écologique. ✓ Grands barrage couteux.
L'énergie Éolienne	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Il y a toujours du vent dans un même endroit, donc jour et nuit. ✓ Tout le mécanisme est dans l'éolienne donc pas de grandes usines. ✓ Une énergie renouvelable donc non-polluante. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Un impact visuel. ✓ Le prix. ✓ La migration des oiseaux.
L'énergie Géothermique	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pollution non-toxique ✓ Beaucoup d'énergie pour peu de place. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Répartitions des sources. ✓ Le transport de l'énergie des usines. ✓ installation couteuse.

Tableau 1.1 Avantages et Inconvénients des énergies renouvelables

1.9. Potentiel des énergies renouvelable en Algérie

1.9.1. Potentiel solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) (voir figures 1.1 à 1.4) [1]. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/an au sud du pays.

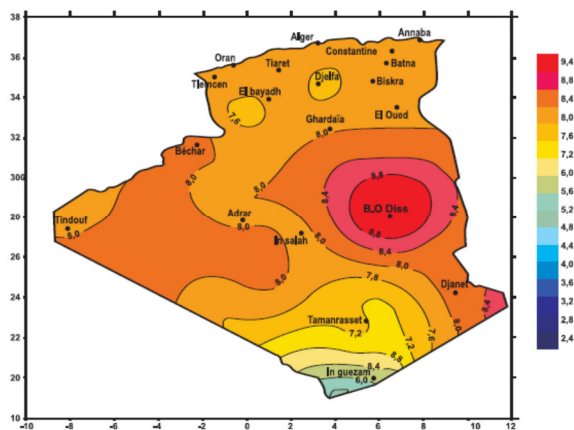


Figure 1.1 Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet

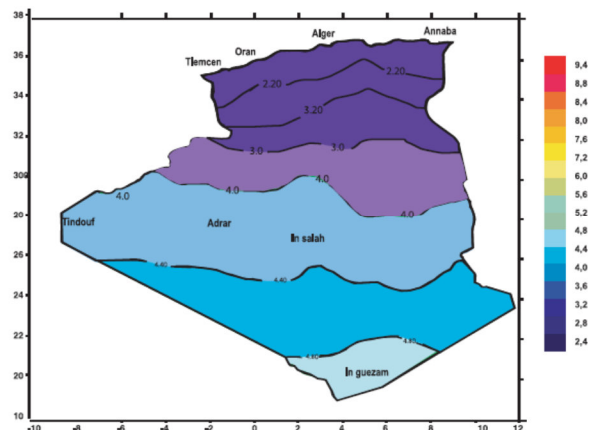


Figure 1.2 Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Décembre

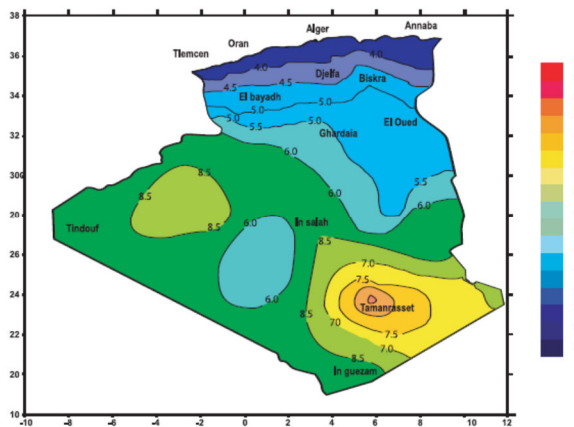


Figure 1.3 Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Décembre

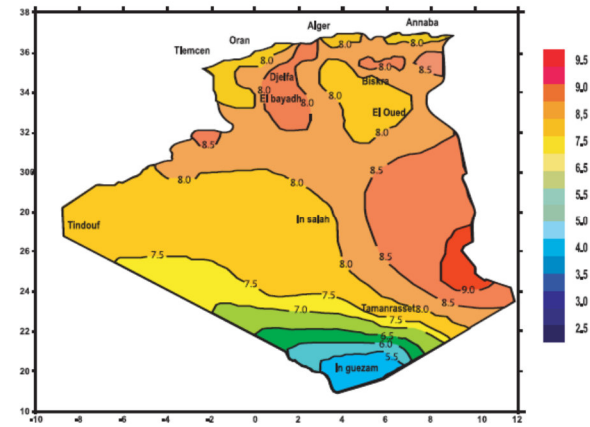


Figure 1.4 Irradiation globale journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet

1.9.2. Potentiel éolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes.

Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée dans la figure 1.5 [2] montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar.

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et

Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud.

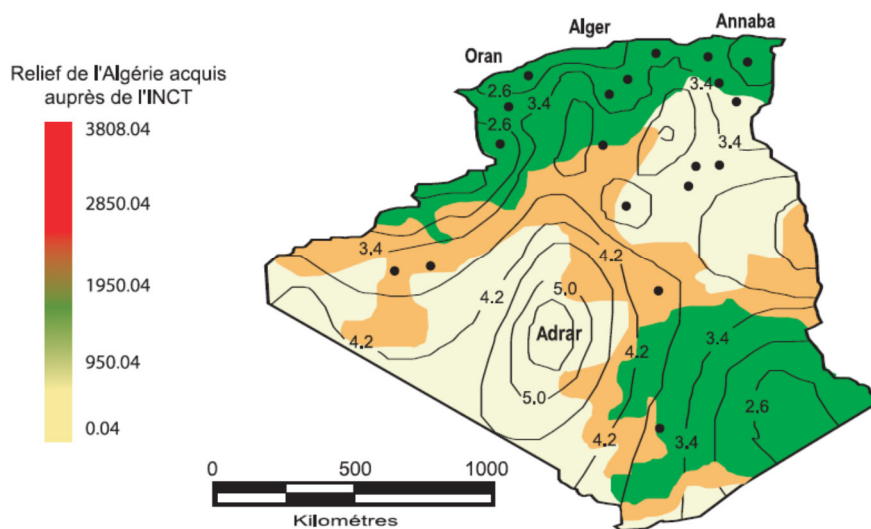


Figure 1.5 Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol

1.9.3. Potentiel géothermique

Les calcaires jurassiques du Nord algérien qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées principalement dans les régions du Nord-Est et Nord-Ouest du pays.

Ces sources (figure 1.6) se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C, la plus chaude étant celle de Hammam Maskhoutaine (96°C). Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m³/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs [3].

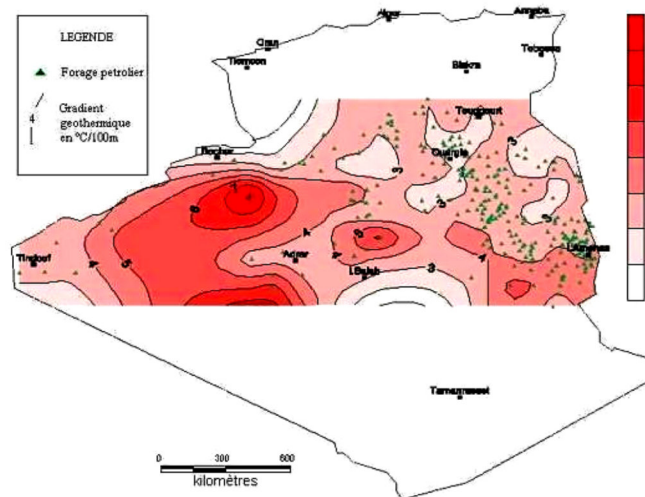


Figure 1.6 Potentiel géothermique

Plus au Sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de Km². ce réservoir, appelé communément « nappe albienne » est exploité à travers des forages à plus de 4 m³/s. l'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 700 MW.

1.10. Gisement solaire [4]

1.10.1 Généralités sur le rayonnement solaire

Les rayons solaires sont filtrés par notre atmosphère. Ainsi, les régions plus humides sont moins ensoleillées que les régions sèches. L'ensoleillement dépend aussi des saisons, car certaines régions sont humides en été, et sèches en hiver.

Pratiquement, la puissance disponible au sol dépasse rarement 1000 W/m² alors que la puissance qui arrive à la limite de notre atmosphère est de l'ordre de 1400 W/m². Une partie de cette énergie est diffusée et c'est ce qui fait que le temps soit clair même si des nuages cachent

le soleil. Le rayonnement solaire qui arrive au sol peut être décomposé en deux parties : l'une provient directement au sol, l'autre est diffusée par l'atmosphère.

1.10.2 Constitution physique du soleil

Le soleil est une sphère gazeuse composée d'Hydrogène (74 % de la masse ou 92,1 % du volume) et d'Hélium (24 % de la masse ou 7,8 % du volume). L'hydrogène se transforme en hélium par fusion nucléaire, chaque seconde 700 milliards de kilogrammes d'hydrogène se transforme en 695,7 milliards de kilogrammes d'hélium. La différence -4,3 milliards de kilogrammes se transforme en énergie $-38,7 \cdot 10^{25}$ joules, c'est équivalent à 26 mille milliards de fois la consommation énergétique mondiale dans le même temps. Avec un diamètre de 1391000 km, le Soleil se trouve à une distance moyenne de 149 000 km par rapport à la Terre. A cause de l'ellipticité de l'orbite terrestre, la distance minimale se situe vers le 15 janvier, et la maximal vers la fin juin.

Le Soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales

- 1- L'intérieur: où se crée l'énergie par réaction thermonucléaire et qui est inaccessible aux Investigations, car le rayonnement émis dans cette région est totalement absorbé par les couches extérieures. La température atteint plusieurs millions et la pression un milliard d'atmosphère.
- 2- La photosphère: l'épaisseur est d'environ 300 km qui est responsable de la presque totalité du rayonnement solaire que nous recevons.
- 3- Chromosphère et couronne solaire: où la matière est très diluée, fait qui explique que bien que la température y soit très élevée (1 million de degrés) le rayonnement émis est très faible.

Structure et composition de l'atmosphère

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, c'est:

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200 km d'altitude.

Sur la Figure 1.7 la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon longueur d'onde.

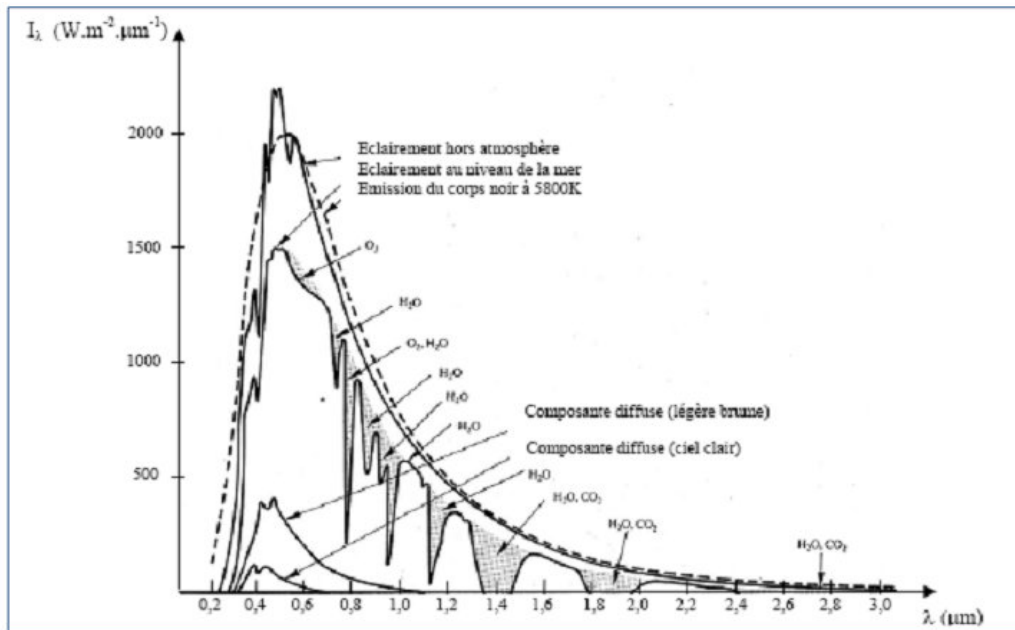


Figure 1.7 Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de:

- CO_2 (0,03%)
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisée par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone O_3 située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols: grains de sable, poussières, fumées...

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO_2 , O_3 , H_2O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- Vers $14,7 \mu\text{m}$ pour le CO_2 .
- Entre 5 et 7 μm et entre 14 et 20 μm pour la vapeur d'eau.
- Vers $9,6 \mu\text{m}$ pour O_3 .

1.10.3 Données géométriques et astronomiques

L'étude du gisement solaire fait appel à des données astronomiques et à des renseignements suffisants sur les conditions climatiques du site, pour estimer convenablement la puissance solaire incidente.

1.10.3.A. Le mouvement de la terre autour du soleil

La terre décrit autour du soleil une orbite elliptique quasi circulaire avec une période de 365, 25 jours. Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique. C'est au solstice d'hiver (21décember) que la terre est la plus proche du soleil 147 millions de Km et au solstice d'été (22juin) qu'elle en est la plus éloignée 152 millions de Km la moyenne étant de 149, 5 millions de Km. La terre coupe le plan perpendiculaire au grand axe de son orbite et contenant le soleil aux équinoxes de printemps (21mars) et d'automne (21septembre).

Elle tourne sur elle-même avec une période de 24h. Son axe de rotation (l'axe des pôles) a une orientation fixe dans l'espace.

Il fait un angle $\delta = 23^{\circ}27'$ (ou $23,45^{\circ}$ en fraction décimale du degré) avec la normale au plan de l'écliptique (figure 1.8).

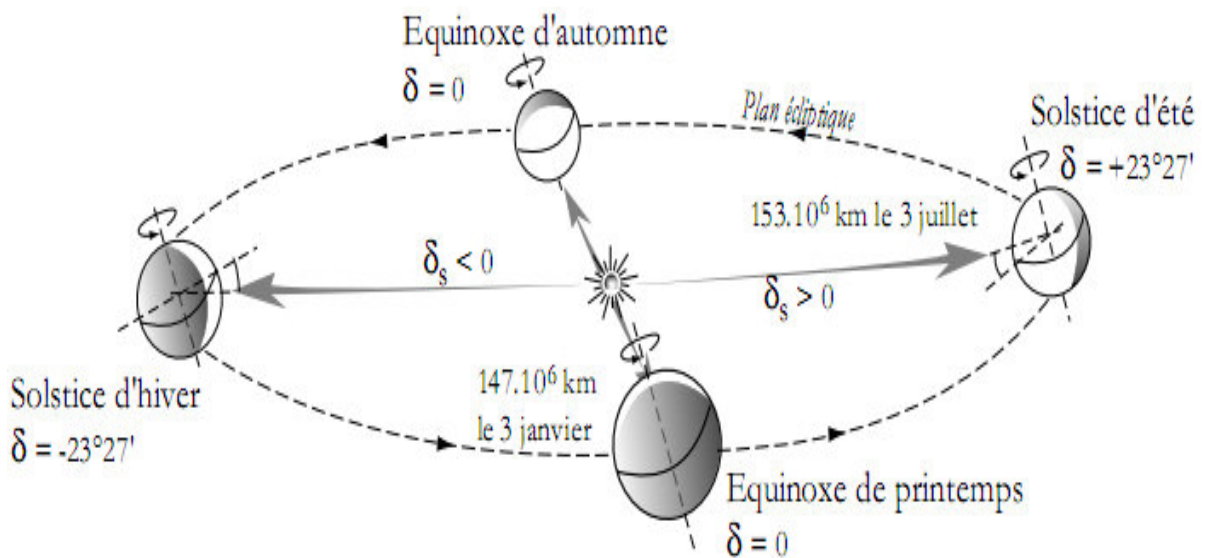


Figure 1.8 Mouvement de la terre autour du soleil

1.10.3.B. Coordonnées géométriques

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques ; longitude et latitude, ainsi que par son altitude (Figure.1. 9).

La longitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien origine 0° le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte le signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et de signe (-) les méridiens situés à l'Ouest. La longitude sera désignée ici par la lettre (l), elle peut être comprise entre -180° et $+180^\circ$.

La latitude d'un lieu correspond à l'angle, avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu.

L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° , cette convention de signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par la lettre (φ). Elle peut ainsi être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, géoïde, figurant le niveau moyen de la mer. On l'exprime généralement en mètre.

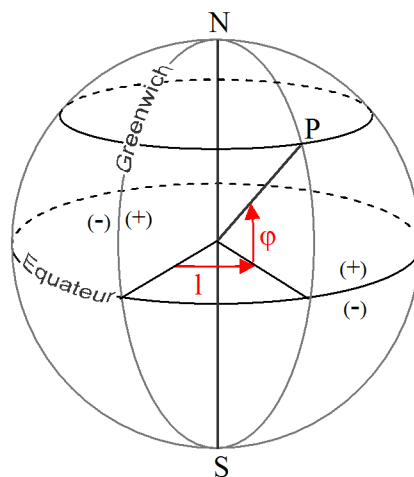


Figure 1.9 Coordonnées terrestres

La constante solaire :

Le flux solaire moyen sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons et placé en dehors de l'atmosphère terrestre est appelé constante solaire désignée par (I). La valeur moyenne

actuellement retenue est 1390 W/m^2 . La variation de la distance terre-soleil pendant l'année influence la valeur de la constante solaire. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire :

$$I = 1353(1 + 0,033 \cos J) \quad (1.1)$$

Lorsqu'une plus grande précision est requise, on pourra utiliser le développement en série de Fourier:

$$I = 1353 + 45,326 \cos J + 0,88018 \cos 2J - 0,00461 \cos 3J + 1,8037 \sin J + 0,09746 \sin 2J + 0,18412 \sin 3J \quad (1.2)$$

Où : $J = 0,984 j$, j étant le nombre du jour de l'année (1, 2, 3, 4, 365 jours de l'année).

1.10.3.C. Déclinaison du soleil

Le mouvement de la terre sur son axe et autour du soleil est schématisé sur la Figure .1.10. Les quatre positions de la terre représentées sur cette figure correspondent aux solstices et aux équinoxes. On notera en particulier que l'axe de rotation de la terre est incliné par rapport à la normale du plan de l'écliptique d'un angle de $23.27'$, et la déclinaison du soleil (δ) varie donc de $-23.27'$ (solstice d'hiver le 21 Décembre) à $+23.27'$ (solstice d'été le 21 Juin) en passant par 0 aux équinoxes.

L'angle de la déclinaison est donné par l'équation suivante :

$$\delta = 23.45 \sin[0.980(j + 284)] \quad (1.3)$$

Lorsqu'une précision est requise, on pourra utiliser le développement en série de Fourier:

$$\delta = 0.33281 - 22.984 \cos J - 0.3499 \cos 2J - 0.1398 \cos 3J + 3.7872 \sin J + 0.03205 \sin 2J + 0.07187 \sin 3J \quad (1.4)$$

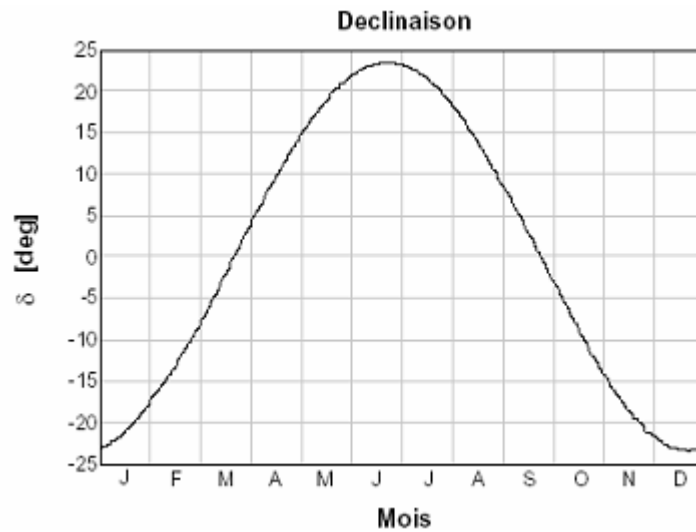


Figure 1.10 Déclinaison du soleil

1.10.3.D. Repérage du soleil à une instant donnée

Pour le repérage du soleil (figure 1.11) en un instant donné en emploi souvent les angles suivants :

- Hauteur du soleil en degré (h) : c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le sol, il varie de 0° à 90° dans l'hémisphère sud (Nadir), s'annule au lever et au coucher du soleil et qui maximal au midi solaire, mesurée en degré.
- Azimut du soleil (a) : angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud, cet angle étant mesuré positivement vers l'ouest.
- L'angle horaire (ω) : défini comme étant 15° fois le nombre heures de différences avec le midi solaire, affecté de signe positif pour les heures de l'après midi solaire, et négatif pour les heures avant midi solaire, exprimé par la relation :

$$\omega = \frac{360}{24(TSV - 12)} \quad (1.5)$$

TSV : étant le temps solaire vrai en heures.

L'azimut (a) et l'hauteur du soleil (h) en un lieu et une date donnée et à une heure quelconque sont en fonction de la latitude (φ) du lieu et de la déclinaison (δ) et de l'angle horaire (ω) par les relations suivantes :

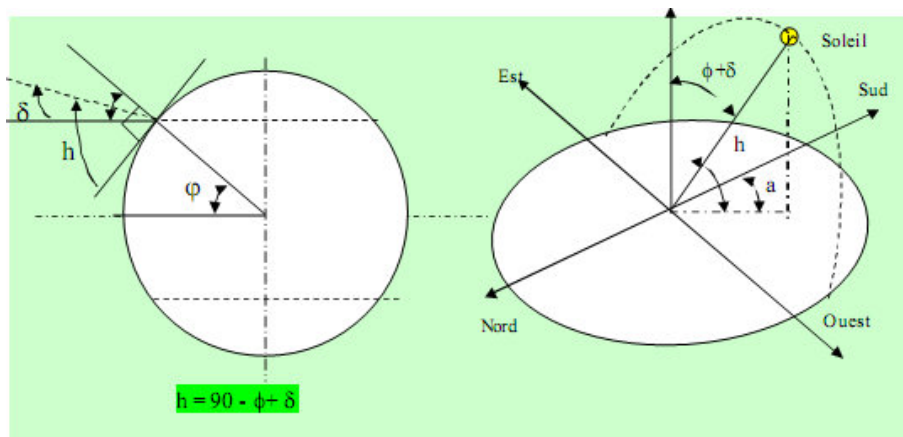


Figure 1.11 Repérage du soleil

$$\sin h = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega$$

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h}$$

1.11. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un des effets photoélectriques. Il est mis en œuvre dans les cellules photovoltaïques pour produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel et présenté à l'académie des sciences en 1839 [5].

Il est le produit du choc des photons de la lumière sur un matériau semi-conducteur qui transmet leur énergie aux électrons qui génèrent une tension électrique. L'effet photovoltaïque est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère alors des paires électrons-trous (excitation d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction) créant une tension ou un courant électrique. Plusieurs types de composants peuvent être créés à partir de ce principe. Ils sont appelés photodiodes, phototransistors ou des photopiles. Cet effet photovoltaïque est notamment utilisé dans les panneaux solaires photovoltaïques. Les

cellules solaires sont utilisées pour convertir la lumière (qu'est une forme d'énergie électromagnétique) en énergie électrique. Fait de matériaux semi-conducteur, quel que soit leur structure cristalline, qui peut être soit du monocristallin ou poly cristallin ou amorphe, toutes les cellules solaires comprennent une diode à semi-conducteur à proximité de sa surface. Typiquement, la diode est fourni par mise en contact d'une couche de type n avec une couche de type p (p-n diode à jonction), ou encore par le contact entre un semi-conducteur et un métal choisi de façon appropriée (diode Schottky). [6].

Lorsque une cellule photovoltaïque exposé à la lumière du soleil, ils convertissent un 5-19 % de l'énergie solaire en électricité (avec la technologie d'aujourd'hui existantes (mono cristalline, Amorphe ou poly cristalline) présentées dans le Tableau 1. 2.




Cellule PV			
Rendement	Amorphe 5-7 % CIS : 7-10 % CdTe : 8-9 %	11-14 %	13-16 %
Surface requise par KOP	10-20 m ²	8-10 m ²	7-8 m ²
La production moyenne annuelle d'énergie (kWh par kWc)	1300-1400	1300	1300
La production moyenne annuelle d'énergie (kWh par m²)	65-140	130-160	160-185
Réduction annuelle des émissions de dioxyde de carbone (kg de CO₂ par kWc)	1380-1485	1380	1380

Tableau 1. 2. Technologie d'aujourd'hui existantes (mono cristalline, Amorphe ou poly cristalline)

La description de chaque appareil et la compréhension de son fonctionnement peut se faire à travers le circuit électrique équivalent. Un circuit équivalent simplifié de l'élément photovoltaïque est décrit dans la figure (12.a, 12.b, 13).

Les systèmes photovoltaïques sont constitués d'un générateur photovoltaïque (cellule, module, tableau), les dispositifs de stockage d'énergie (comme les batteries), AC et DC consommateurs et des éléments de conditionnement de puissance. Le modèle pour la modélisation et la simulation du module PV basé sur l'équation de diode de Shockley [7-11].

Ainsi, le circuit équivalent le plus simple d'une cellule solaire est une source de courant en parallèle avec une diode. La sortie de la source de courant est directement proportionnelle à la lumière qui tombe sur la cellule (photo courant I_{ph}).

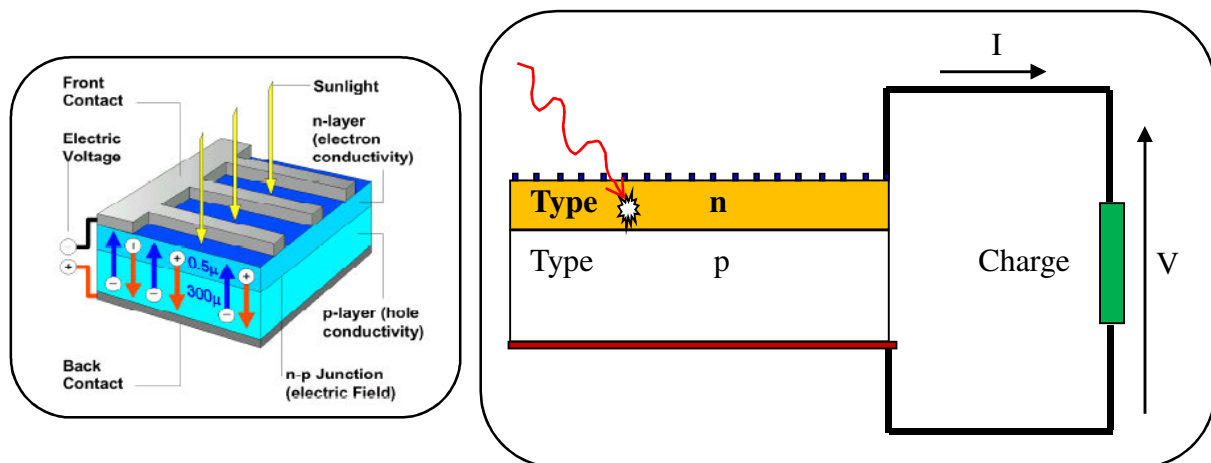


Fig.12.a Principe de la cellule photovoltaïque

Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de la cellule, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Mais, seulement les photons ayant une énergie supérieure à l'énergie du band-gap vont créer une paire électron trou.

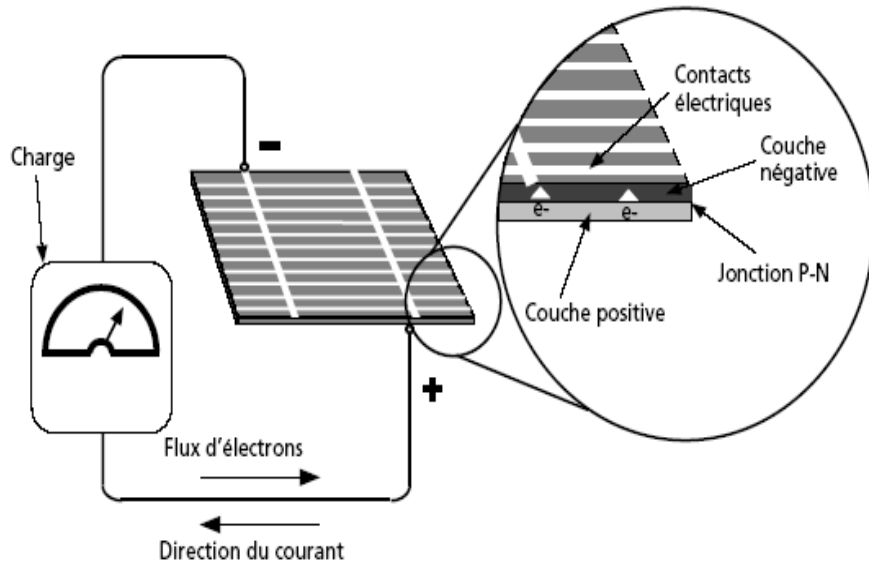


Fig.12.b Circuit de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Le dopage de type n (négatif) ex. le phosphore (P)

Le dopage de type p (positif) ex. le bore (B)

Le schéma équivalent d'une cellule PV d'une seule diode est comme suit [12- 13] :

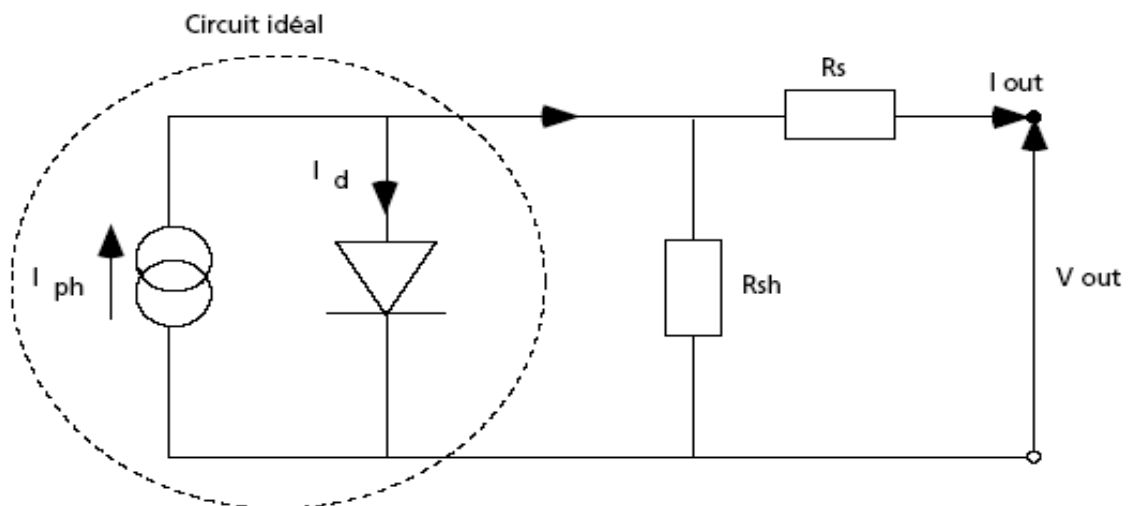


Fig.13 Schéma équivalent d'une cellule PV

La relation du courant $I = f(I, V)$ d'une cellule photovoltaïque est donnée par la relation suivante :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad V_t = \frac{kT_j}{q}$$

1.11.1. Générateur PV : Un générateur photovoltaïque PV [14-17] est tout l'ensemble des cellules solaires, des connexions, des pièces de protection, supports, etc. Dans la présente modélisation, l'accent est mis uniquement sur la cellule / modules / panneau [18].

Les cellules solaires sont constituées d'une jonction p-n fabriqué dans une plaquette mince ou couche de semi-conducteur (en général du silicium). Dans l'obscurité, la sortie caractéristique I-V d'une cellule solaire présente une caractéristique exponentielle analogue à celle d'une diode [19].

Lorsque de l'énergie solaire (photons) frappe la cellule solaire avec une énergie supérieure à énergie de bande interdite du semi-conducteur, des électrons sont éjectés en vrac des atomes dans le matériau, ce qui crée des paires électron-trou [20].

Ces transporteurs sont entraînés à l'écart, sous l'influence des champs électriques internes de la jonction p-n et de créer un courant proportionnel à la radiation incidente.

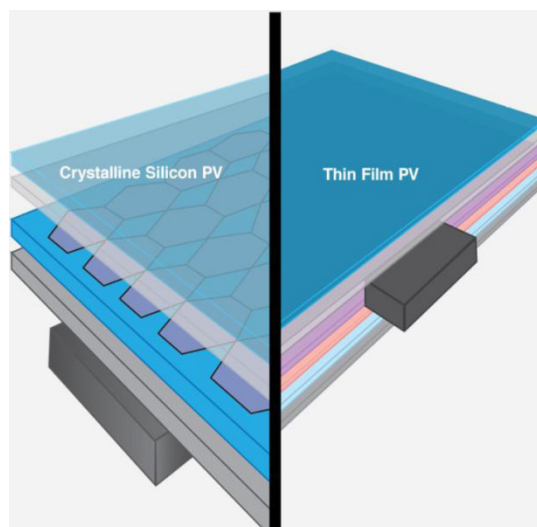


Fig.14 Le module photovoltaïque PV

Lorsque la cellule est court-circuitée, ce courant circule dans le circuit extérieur ; quand en circuit ouvert, ce courant est shunté en interne par la diode intrinsèque de jonction p-n. Les caractéristiques de cette diode donc fixé les caractéristiques de la cellule de tension en circuit ouvert.

1.11.2. Caractéristiques électriques des modules : La puissance d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale qu'il peut fournir, dans les conditions de mesures normalisées suivantes :

- lorsqu'il est connecté à une charge optimale ;
- lorsqu'il reçoit du soleil une puissance de $1\ 000\ \text{W/m}^2$.
- lorsque la température à la jonction des cellules est de $25\ ^\circ\text{C}$.
- lorsque la vitesse du vent est de $1\ \text{m/s}$

Ils sont donc, des conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique.

1.11.3. Influence de l'éclairement solaire : La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux. Ceci implique donc que :

- la puissance optimale du module (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement,
- les points de puissance optimale se situent dans un intervalle de tension réduit

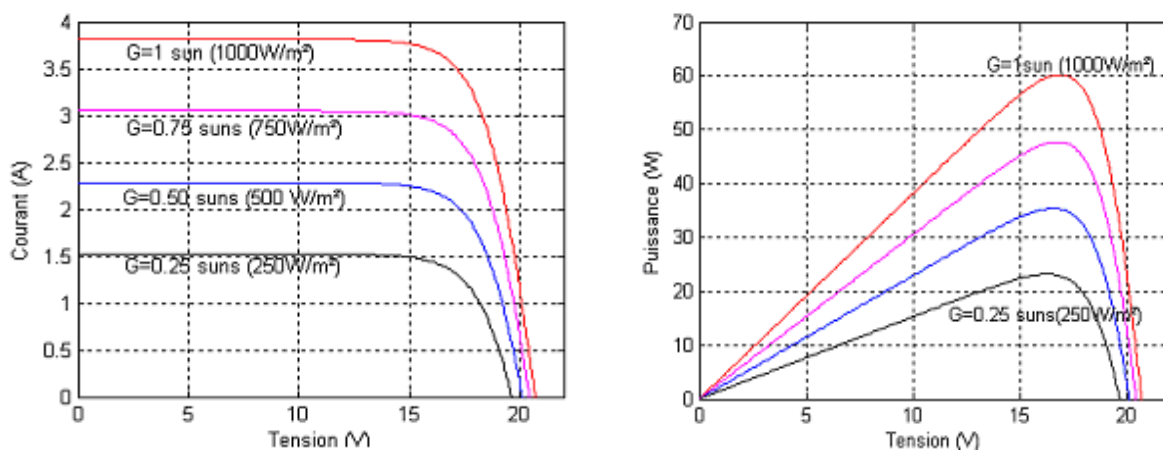


Fig.15 Influence de l'éclairement solaire

1.11.4. Influence de la température : L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique $I=f(I, V)$ du module PV.

Pour le silicium, lorsque la température augmente :

- le courant augmente d'environ $0,025 \text{ mA/cm}^2/\text{°C}/\text{Cellule}$
- la tension décroît de $2,2 \text{ mV}/\text{°C}/\text{cellule}$.
- D'où, une baisse de puissance d'environ $0,4\%/\text{°C}$.

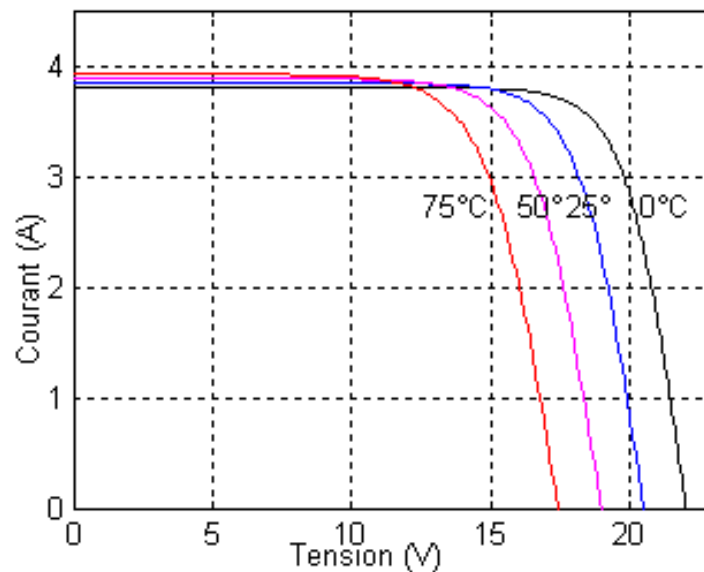


Fig.16 Influence de la température

Donc, cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque.

Les systèmes Photovoltaïques ont une performance maximale quand ils font face au sud. Les écarts par rapport au sud sont autorisés, mais réduisent la performance. L'inclinaison à droite de la photovoltaïque par rapport à l'horizontale [21 - 24]. Habituellement sélectionné une pente qui donne les meilleurs résultats tout au long de l'année, en Algérie l'inclinaison optimale est d'environ 30° - 45° .

Une règle empirique pour vous assurer que votre système ne fonctionne pas moins à cause de l'ombrage, est le suivant : la distance de tout obstacle (bâtiment, arbre, etc.) doit être le double de la hauteur de l'obstacle

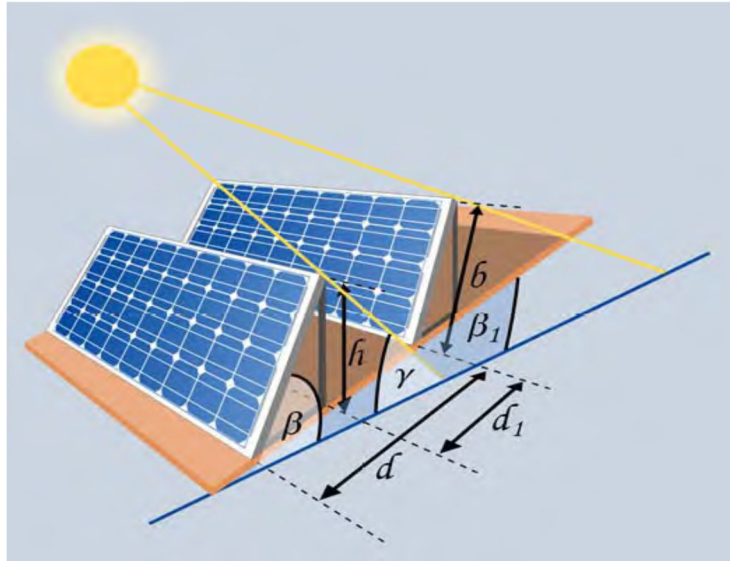


Fig.17 Distance minimale entre les réseaux pour éviter les ombres

1.12. Présentation des capteurs solaires thermiques

1.12.1. Introduction aux transferts thermiques

Les capteurs solaires reçoivent l'énergie et la convertissent soit en électricité pour les panneaux photovoltaïques ou en chaleur pour les capteurs solaires thermiques ou bien en électricité et en chaleur pour les capteurs hybrides. Non toute cette énergie est convertie en électricité et/ou en chaleur puisque les capteurs ne sont pas 100% efficaces.

La majeure partie de cette énergie est perdue à l'environnement.

Cette énergie est transférée en général sous trois formes, transfert par conduction, par convection et par rayonnement.

- A. La conduction** (C'est le transfert de chaleur au sein d'un milieu opaque, sans déplacement de matière, sous l'influence d'une différence de température. La propagation de la chaleur par conduction à l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres.)

La transmission de chaleur par ce moyen est d'autant plus faible que le matériau est épais et de faible densité.

Dans le cas d'un capteur solaire, l'énergie est absorbée par la vitre et par les cellules de silicium et la chaleur est conduite à l'arrière et avant du capteur par l'intermédiaire des couches intervenantes. La loi de Fourier pour l'état d'équilibre, des applications unidimensionnelles est comme suit :

$$Q = -\lambda A \frac{dT}{dx}$$

Où :

Q : Est le flux de chaleur transmis par conduction

λ : Est la conductivité thermique du matériau

A : La surface de la section perpendiculaire

$\frac{dT}{dx}$ La variation de la température en ce qui concerne la longueur du chemin de transfert de chaleur.

Pour une plaque plane simple d'épaisseur L, l'équation devient :

$$Q = -\lambda A \frac{T_2 - T_1}{L}$$

Et pour une plaque composite composée de deux matériaux :

$$Q = -\lambda A \frac{T_2 - T_1}{\frac{L_1}{\lambda_1} + \frac{L_2}{\lambda_2}}$$

B. Le rayonnement : C'est le mécanisme par lequel la chaleur se transmet d'un milieu à haute température vers un autre à basse température lorsque ces milieux sont séparés dans

l'espace, ce mode de transfert ne nécessite pas de support matériel et peut donc s'effectuer dans le vide, en générale les sources de rayonnement sont des solides et le rayonnement se fait par la surface.

Si on prend le rayonnement entre un corps et le milieu environnant nous avons la relation :

$$Q = \varepsilon_p \sigma A [T_p^4 - T_f^4]$$

Q : Énergie de chaleur transmis par rayonnement

ε: Facteur d'émissivité du corps

T: Température du corps en Kelvin

σ : Constante de Stephan

La valeur de ε vaut 1 pour un corps dit noir.

La plupart des gaz monoatomiques ou poly-atomiques symétriques (**H₂, N₂, O₂,...**) n'absorbent et n'émettent aucun rayonnement thermique. Par contre les gaz poly atomiques non symétriques émettent un tel rayonnement.

C. La convection : Les phénomènes de convection interviennent dans la transmission de la chaleur chaque fois qu'un fluide se déplace par rapport à des éléments fixes, lorsque se produit au sein du fluide des courants dus simplement aux différences de densité résultant des gradients de température, on dit que la convection est naturelle ou libre, si le mouvement du fluide est provoqué par une pompe ou un ventilateur, le processus est appelé convection forcée.)

Le transfert de chaleur par convection est décrit en utilisant des corrélations entre certains paramètres sans dimensions. De tels paramètres sont les nombres de Nusselt, de Reynolds et de Prandtl. Ces paramètres sont employés afin de déterminer la valeur de *h* pour chaque cas :

$$Q = h [T_s - T_f]$$

La loi de Newton du refroidissement est alors employée afin de calculer le transfert de chaleur par convection.

Selon la nature des mécanismes engendrant des fluides, on distingue trois types de transfert par convection :

C.1. Convection libre ou naturelle : Lorsqu'un fluide se trouve en contact avec un corps chaud, sa température augmente et sa masse volumique diminue, et il se déplace (il monte) par rapport au corps chaud. Cet écoulement de fluide le long de ce corps chaud entraîne un phénomène de convection que l'on appelle naturelle ou libre. Si le fluide est plus chaud que le corps, l'écoulement se fera vers le bas mais il y aura toujours de la convection.

C.2. Convection forcée : Le mouvement du fluide est provoqué par une intervention mécanique indépendante de toute hétérogénéité dans la répartition des températures au sein du fluide.

C.3. Convection mixte : Dans ce cas, les deux mécanismes sont superposés.

1.12.2. Capteurs solaires thermiques

Les capteurs solaires thermiques permettent la production d'énergie thermique à partir du rayonnement solaire. Ils sont composés d'un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant, d'un système de refroidissement à l'aide d'un fluide caloporteur (air ou liquide), d'un isolant thermique latéralement et en sous-face, le plus souvent d'une couverture transparente (en face avant et exposée au rayonnement) qui assure l'effet de serre, et éventuellement d'un coffrage étanche à l'eau et d'un système de support mécanique de l'ensemble. L'énergie solaire récupérée par le capteur solaire est transformée en énergie thermique est cédée au fluide caloporteur (air ou eau).

1.12.3. Les différents types des capteurs thermiques

Les capteurs solaires sont caractérisés par leur mouvement (stationnaire, à poursuite simple et à poursuite double) et par leur température opératoire. Les capteurs stationnaires ont une position fixe et ne suivent pas la position du soleil dans le ciel. On en distingue trois types :

- Capteur plan
- Capteur parabolique composé
- Capteur à tube sous vide

Dans ce qui suit, on présentera les détails du capteur plan utilisé dans ce travail, la figure 18 montre un capteur plan typique.

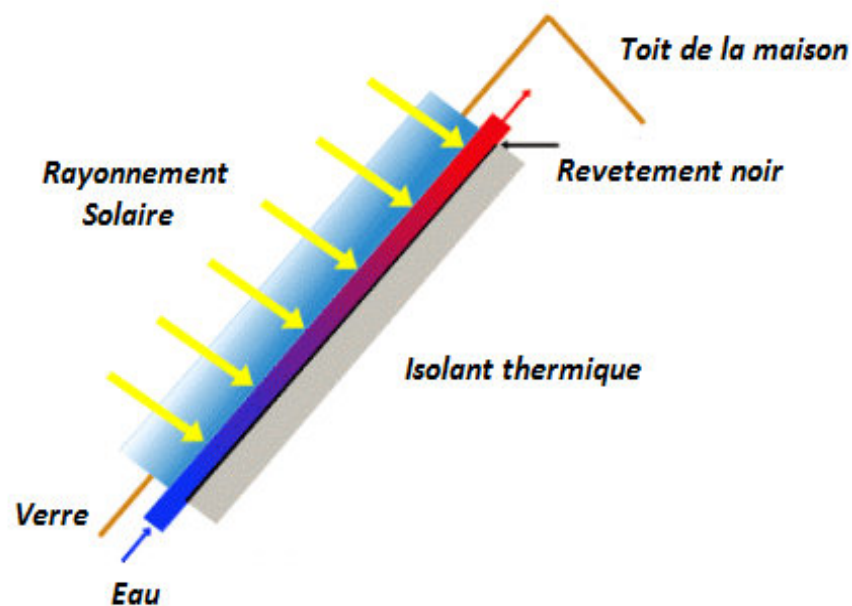


Fig.18 Les principaux composants et des matériaux la conception du capteur thermique

Quand l'énergie solaire passe à travers la couverture transparente et entre en contact avec la surface noire de l'absorbeur, une grande partie est absorbée et transférée au fluide circulant dans les tubes vers le ballon de stockage ou vers d'autres utilisations. La partie arrière de

l'absorbeur est généralement constituée d'une couche isolante qui réduit les pertes par conduction. Les tubes peuvent être soudés à la plaque absorbante ou ils peuvent faire partie intégrale de la plaque.

Un capteur thermique se compose des éléments fondamentaux suivants :

Couverture	Transparente : crée un effet de serre au-dessus de la plaque absorbante : en général un verre trempé dit solaire, présentant une faible teneur en fer pour permettre un haut degré de transmission lumineuse ;	<ol style="list-style-type: none"> 1. simple vitrage 2. panneau solaire composé 3. plaques ou feuilles en matière plastique
Absorbeur	Noire : permet la conversion du rayonnement solaire en énergie thermique transportée par le fluide ;	<ol style="list-style-type: none"> 1. Métaux (Cu, Al, Fe) 2. Plastique (polypropylène, polyéthylène)
Transporteur de chaleur	Fluide : le fluide caloporteur qui évacue la chaleur jusqu'à l'extérieur du capteur ;	<ol style="list-style-type: none"> 1. Eau 2. Air
Isolation	Matériau : réduit la déperdition de chaleur par la face arrière et les côtés du capteur ;	<ol style="list-style-type: none"> 1. Polyuréthane 2. Laine minérale 3. Laine de fibres de verre
Boite (Box)	Matériau : contient tous les éléments constitutifs fragiles du capteur comme les tubes, la plaque absorbante...	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aluminium 2. Acier galvanisé 3. Plastique 4. Bois

Tableau 1.3 Eléments fondamentaux d'un capteur solaire

1.13. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une synthèse sur les différents types des énergies renouvelables, un aperçu général a été donné sur l'effet photovoltaïque et le principe de fonctionnement de la cellule et du capteur solaire.

Chapitre -2 -

**Description et synthèse
bibliographique sur les capteurs
solaires hybrides PV/T**

Chapitre 2

Description et synthèse bibliographique sur les capteurs solaires hybrides PV/T

2.1. Introduction

Le capteur hybride photovoltaïque thermique (PV/T) est un module qui produit non seulement de l'électricité mais également de l'énergie thermique. Puisque la demande de la chaleur solaire et l'électricité solaire se complètent souvent, cela semble une idée logique de développer un dispositif qui peut être conforme aux deux demandes. La combinaison d'un capteur thermique et d'un panneau photovoltaïque dans un seul capteur permet l'augmentation de l'efficacité de la conversion totale de l'énergie solaire. Un effet de synergie peut être obtenu dans une structure associant ces deux dispositifs de façon judicieuse à ceux du système photovoltaïque et thermique séparément installés. La production de l'énergie totale (électrique et thermique) du capteur PV/T dépend de l'entrée (c'est-à-dire l'énergie du rayonnement solaire, la température ambiante et de la vitesse du vent) et de la sortie qui est la température de fonctionnement du système. Cette production dépend aussi du mode de l'extraction de la chaleur. Il existe principalement deux types de capteurs hybrides PV/T. Le type liquide et le type air, la différence entre les deux étant le caloporteur qui peut être du liquide ou de l'air.

Au cours des années précédentes, une grande quantité de travaux de recherches sur les capteurs PV/T ont été menés. Provenant de plusieurs développements indépendants qui ont tous eu comme conséquence l'idée d'intégrer le photovoltaïque et le flux de chaleur produit dans un seul capteur.

Les principaux travaux de recherches et développements visaient les systèmes connectés au réseau et les systèmes autonomes, ainsi que les concentrateurs.

2.2. Les différents types des capteurs thermiques

Les capteurs solaires sont caractérisés par leur mouvement (Stationnaire, à poursuite simple et à poursuite double) et par leur température opératoire. Les capteurs stationnaires ont une position fixe et ne suivent pas la position du soleil dans le ciel. On distingue trois types :

- Capteur plan
- Capteur parabolique composé
- Capteur à tube sous vide

Dans ce qui suit, on présentera les détails du capteur plan utilisé dans ce travail, la Figure 2.1 montre un capteur plan typique. Quand l'énergie solaire passe à travers la couverture transparente et entre en contact avec la surface noire de l'absorbeur, une grande partie est absorbée et transférée au fluide circulant dans les tubes vers le ballon de stockage ou vers d'autres utilisations. La partie arrière de l'absorbeur est généralement constituée d'une couche isolante qui réduit les pertes par conduction. Les tubes peuvent être soudés à la plaque absorbante ou ils peuvent faire partie intégrale de la plaque.

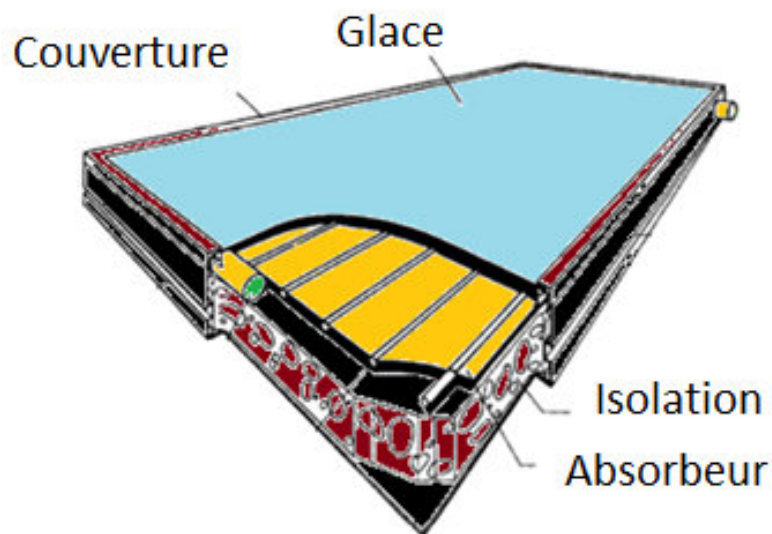


Figure 2.1 Vue générale d'un capteur plan [25]

La couverture transparente est utilisée pour réduire les pertes par convection de l'absorbeur. L'air étant l'un des meilleurs isolants. On le piège au-dessous de la couverture, sous réserve que la lame d'air n'ait pas une épaisseur supérieure à 3 cm pour éviter des phénomènes convectifs.

Les capteurs plans sont généralement fixes et n'ont pas besoin de suivre la position du soleil. Ils doivent être orientés vers l'équateur, vers le Sud dans l'hémisphère Nord et vers le Nord dans l'hémisphère Sud. La position optimale d'inclinaison du capteur est égale à la latitude avec des variations de ± 10 à 15 degrés selon l'application.

2.3. Module photovoltaïque

Le module solaire photovoltaïque est constitué d'une ou plusieurs cellules solaires où les cellules responsables de la conversion de l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique photovoltaïques qui basent leur fonctionnement sur l'effet photovoltaïque et la propriété qu'ils ont des matériaux semi-conducteurs.

Ces matériaux sont caractérisés en ce que la largeur entre la bande de valence et la bande de conduction, appelée largeur de bande interdite, est typiquement inférieure à 3 eV (Tableau 1), alors que dans le cas de matériaux isolants est de l'ordre d'environ 7 eV.

Tableau 2.1. L'énergie de gap des différents semi-conducteurs

Semi-conducteur	Eg (eV)
Te	0,33
Ge	0,67
CuInSe ₂	1,05
Si Cristallin	1,12
Cu ₂ S	1,20
InP	1,34
GaAs	1,42
CdTe	1,45
CdSe	1,72
Si amorphe	1,75
Cu ₂ O	2,10
GaP	2,25
CdS	2,42
TiO ₂	3,00

Comme on le voit dans le tableau 1, il existe différents types de matériaux semi-conducteurs, y compris, pour le moment, le silicium est le plus largement utilisé pour la fabrication de cellules photovoltaïques.

La taille du panneau est fixée en fonction de la demande de puissance de l'installation. Comme cette demande est très variable et est spécifique à chaque situation particulière, qui est utilisé pour faire est de regrouper plus d'une carte, si nécessaire, pour constituer le panneau aux dimensions souhaitées. Ainsi, nous pouvons trouver des panneaux formés par un seul panneau solaire ou des panneaux avec plusieurs cartes. Il est chargé de fournir une puissance solaire à conduire les charges et, ou, pour recharger les batteries pour une utilisation ultérieure. La

quantité d'énergie fournie par le panneau dépend de sa zone de collecte. L'électricité fournie par un panneau solaire dépend également de l'intensité de rayonnement solaire.

2.4. Description des capteurs solaires hybrides PV/T

Les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques (PV/T) sont des dispositifs qui convertissent simultanément le rayonnement solaire en électricité et en chaleur. Généralement il y a deux types pour ces capteurs hybrides : les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques plans et les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques à concentration.

2.4.1. Capteurs PV/T plans

Les différents concepts pour ce type de capteurs PV/T peuvent être classifiés dans quatre groupes :

- A. PV/T de Feuille et tube
- B. PV/T de la Manche
- C. PV/T avec un écoulement libre
- D. PV/T avec deux absorbeurs

2.4.1. A. PV/T de Feuille et tube

La manière la plus simple de construire un PV/T est compter entièrement sur la technologie disponible bien connue en prenant un panneau photovoltaïque standard et de l'intégrer dans un capteur thermique sans n'importe quelle modification. Le PV/T qui est montré dans la Figure 2 est un exemple d'une telle approche. L'isolation thermique d'une telle conception peut être améliorée en augmentant le nombre de couvertures supérieures.

Cependant, puisque chaque couverture crée des réflexions additionnelles, cette stratégie réduit le rendement électrique du PV/T. Les PV/T de feuille-et-tube sont examinés sans couverture, ou avec une et deux couvertures. Les conceptions avec plus de deux couvertures de verre ne semblent pas avoir des applications pratiques, puisque l'efficacité électrique est réduite trop. [26]

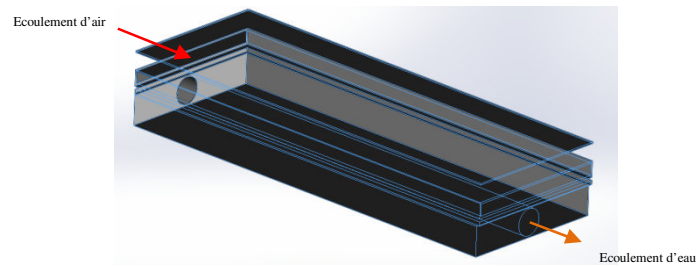


Figure 2.2 PV/T de Feuille et Tube

2.4.1. B. PV/T de la Manche

La Figure 2.3 montre qu'un capteur solaire hybride PV/T de la manche avec le canal sur le PV, une telle configuration impose des contraintes au choix du fluide de capteur ; pour une conception de PV/T le spectre d'absorption du fluide devrait être suffisamment différent du spectre d'absorption du PV afin de permettre au PV de recevoir le rayonnement entrant. Dans la conception actuelle on emploie l'eau qui a un petit chevauchement dans l'absorption avec le PV ayant pour résultat la diminution relative de 4% de l'exécution électrique. Un inconvénient de cette conception est que si un canal large est utilisé qui est couvert par une grande glace, le verre très épais peut être nécessaire pour résister à la pression de l'eau ayant pour résultat une construction lourde mais fragile [35].

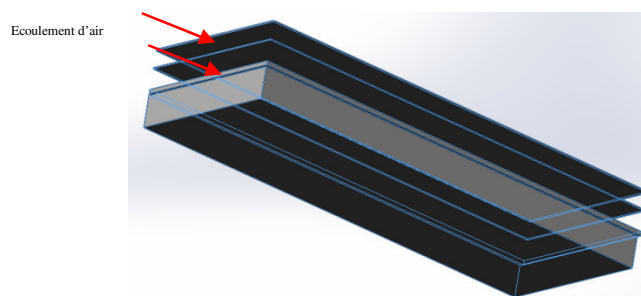


Figure 2.3 PV/T de la Manche

2.4.1.C. PV/T avec un écoulement libre

Dans le panneau libre d'écoulement un fluide non restreint circule sur l'amortisseur, comme montré dans la Figure 2.4. Par rapport au cas de canal, cette conception élimine une couche de verre. Ainsi des réflexions et les coûts de matériel sont réduits, alors que le problème mécanique de casser la couverture de verre est évité.

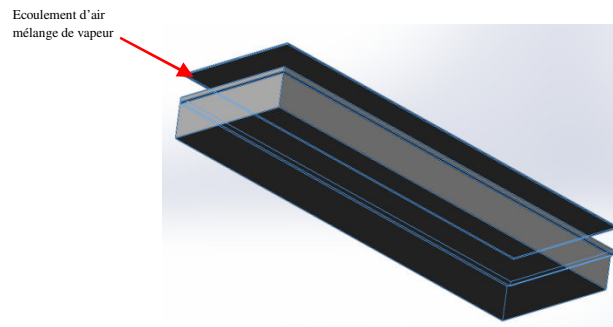


Figure 2.4 PV/T avec un écoulement libre

Un inconvénient est la perte de chaleur accrue due à l'évaporation. Comme dans le cas du canal PV/T, le fluide circulant sur le panneau de PV doit être transparent pour le spectre solaire.

2.4.1. D. PV/T avec deux absorbeurs

Le PV/T avec deux absorbeurs emploie un panneau de PV stratifié transparent comme absorbeur primaire et plat noir en métal comme absorbeur secondaire. Le panneau contient deux canaux de l'eau l'un sur l'autre. L'eau passe dedans par le canal supérieur et retournée par le canal inférieur. Cette conception a été également examinée en tant qu'élément du programme de développement thermique de collecteur de PV du MIT [30], qui a indiqué une efficacité thermique élevée pour cette conception.

Cependant, l'inconvénient de la couverture lourde de canal indiquée précédemment pour le canal PV/T s'applique plus fortement pour PV/T avec deux absorbeurs [35]. Plusieurs variations peuvent être appliquées dans la conception, Une variation de la conception de canal est obtenue en laissant l'écoulement de l'eau sous le panneau de PV. Deux cas sont examinés : un canal au-dessous d'un panneau opaque conventionnel de PV et un canal au-dessous d'un panneau transparent de PV avec un absorbeur thermique noir séparé sous le canal. Le dernier peut être prévu pour avoir une efficacité thermique plus élevée mais elle devrait être maintenue dans l'esprit que le PV transparent stratifié sont actuellement essentiellement plus cher. En outre, le panneau de PV devrait pouvoir résister à la pression de l'eau. Dans le cas du PV opaque ceci pourrait être moins de problème puisque le derrière pourrait être renforcé avec un métal en arrière. Le soin devrait être pris que le derrière du stratifié de PV est suffisamment imperméable à l'eau. L'efficacité de la conception peut être améliorée par une couche d'isolation transparente additionnelle entre le canal primaire et secondaire pour réduire la perte de chaleur plus loin.

D'autre part, ceci réduit la robustesse du capteur. Cette version isolée est montrée dans Figure 2.5. [26]

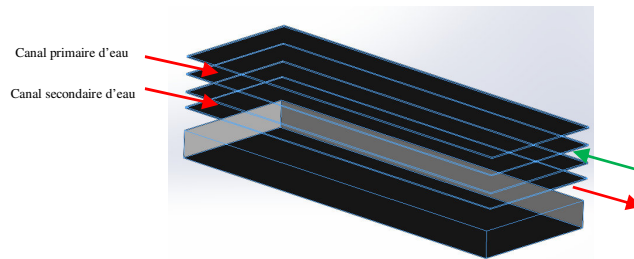


Figure 2.5 PV/T avec deux amortisseurs

Dans ces quatre groupes précédents, les conditions ambiantes utilisées dans les simulations sont présentées dans le tableau 2.

Température ambiante	T_{amb}	20 °C
Irradiation	G	800 W/m ²
Vitesse de vent	V_vent	1 m/s
Débit massique	m	76 Kg/m ² h
Température de ciel	T _{Ciel}	4 ° C
Angle de capteur	φ	45°

Tableau 2.2. Conditions ambiantes utilisées dans les simulations

Le tableau 3 montre les efficacités thermiques et électriques à la température réduite zéro [26].

Type de capteur	η_{Ther}	η_{elec}
PV	-	0.097
<i>PV/T Sheet and Tube sans couverture</i>	0.52	0.097
<i>PV/T Sheet and Tube avec couverture</i>	0.58	0.089
<i>PV/T Sheet and Tube avec 2 couvertures</i>	0.58	0.081
<i>PV/T avec un canal au-dessus de PV</i>	0.65	0.084
<i>PV/T avec un canal au-dessus de PV Opaque</i>	0.60	0.090
<i>PV/T avec un canal au-dessus de PV Transparent</i>	0.63	0.090
<i>PV/T avec un écoulement libre</i>	0.64	0.086
<i>PV/T avec 2 absorbeurs isolés</i>	0.66	0.085
<i>PV/T avec 2 absorbeurs non isolé</i>	0.65	0.084
Capteur thermique	0.83	-

Tableau 2.3. L'efficacité thermique et électrique pour différentes conceptions de PVT [26]

2.5. Etat d'art sur le PV/T

Nous présenterons comme une synthèse sur les différentes conceptions et les résultats bibliographiques sur les capteurs solaires hybrides (PV/T). De ce fait, notons que la recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80. En 2005, Zondag [27] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides en se basant sur le rapport du projet européen PV Catapult [28]. Parmi les premières études recensées par Zondag [27], certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation.

Ainsi, il cite le travail de Wolf [29] qui en 1976, effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur.

Par la suite, l'étude réalisée par Kern et Russel en 1978 donne les principes de base des capteurs solaires employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Hendrie, en 1982 [30] développe un modèle théorique de système PV/T hybride en se basant sur des corrélations liées à des capteurs solaires standards. En 1981, Raghuraman [31] présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air. Plus tard, en 1985, C. Raghuraman [32] développent des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des systèmes PV/T hybrides à air, et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires. En 1986, Lalovic et al [33] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV.

Diverses études expérimentales et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes PV/T hybrides [34].

La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour objectif d'évaluer les performances thermiques et électriques ou d'analyser l'aspect économique des systèmes hybrides à travers l'estimation du taux de couverture solaire assuré. Pour cela, quelques auteurs mettent l'accent sur le développement de modèles thermiques analytiques ou réalisés suivant une analogie électrique, et plus rarement de modèles électriques de photo-conversion en régime permanent ou dynamique. Certaines de ces analyses s'appuient en outre sur des confrontations avec des études expérimentales en conditions contrôlées ou in situ sur divers sites.

D'autres recherches ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants en améliorant les conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation du capteur...) ou en proposant des configurations géométriques innovantes. Ainsi, elles se basent sur la

modification des dimensions ou des propriétés des matériaux de constitution (isolant thermique, absorbeur, cellules PV...) ou des fluides caloporteurs (air, eau...). Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

2.5.1. Etude et synthèse bibliographique sur le capteur hybride PV/T

Le soleil est la source de la plupart de nos approvisionnements en énergie renouvelable et de l'utilisation directe du rayonnement solaire (Voir figure 2.6). Les capteurs solaires thermiques sont utilisés pour convertir le rayonnement solaire en énergie thermique, dans un collecteur thermique, un liquide ou un gaz est chauffé et pompé, ou autorisé à circuler par convection thermique, autour d'un circuit et utilisé pour le chauffage domestique ou industriel. Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour la conversion directe de la lumière du soleil en électricité. La différence la plus importante entre le système solaire thermique et photovoltaïque est que les systèmes solaires thermiques produisent de la chaleur et des systèmes photovoltaïques produisent de l'électricité. Les Cellules PV utilisent une petite fraction de la radiation solaire incidente pour produire de l'électricité et le reste est tourné essentiellement dans la chaleur perdue dans les cellules, ce qui provoque l'augmentation de la température des cellules PV par conséquent l'efficacité du module. Le Refroidissement soit par circulation naturelle ou forcée peut réduire cette température des cellules photovoltaïques. Une alternative à la cellule photovoltaïque est d'utiliser le système photovoltaïque thermique (PV/T), où la cellule photovoltaïque est couplée avec des dispositifs d'extraction de chaleur.

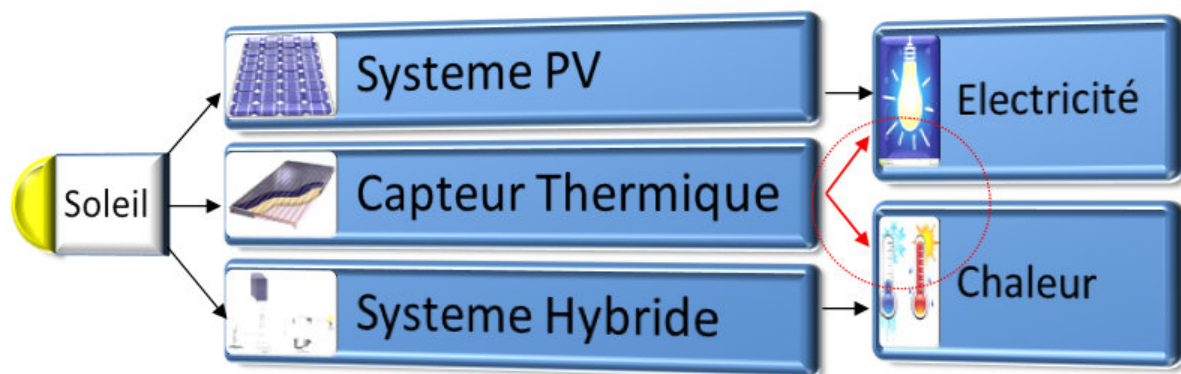


Figure 2.6 Systèmes d'exploitation de l'énergie solaire

Le refroidissement simultané du module PV maintient rendement électrique au niveau satisfaisant et donc le collecteur PV / T propose une meilleure façon d'utiliser l'énergie solaire grâce à l'efficacité globale ajoutée. Les caractéristiques intéressantes du système PV / T sont :

- le même système peut être utilisé pour produire de l'électricité et de la production de chaleur ;
- l'efficacité combinée est toujours supérieure à l'aide de deux systèmes indépendants et est particulièrement attrayant dans BIPV lorsque l'espacement de toit est limité ;
- la production de chaleur peut être utilisée à la fois pour le chauffage et le refroidissement (refroidissement desséchant) applications en fonction de la saison et pratiquement étant adapté pour des applications domestiques ;
- peut être facilement être modernisés / intégrée à la construction sans aucune modification majeure et le remplacement du matériel de toiture avec le système PV / T peut réduire la période de récupération.

2.5.2. Techniques pour augmenter les performances de PV/T

Il existe de nombreux procédés d'amélioration de la performance du collecteurs PV / T telles que l'utilisation d'ailettes fixées à la surface arrière de la PV, feuille ondulée ou treillis métallique dans le canal ou de fournir une circulation sur les deux surfaces avant et arrière du module photovoltaïque.

Plusieurs éléments de géométrie peuvent être placés entre le module photovoltaïque et la paroi de canal opposé, ainsi que sur la paroi arrière, par laquelle l'extraction de chaleur peut être effectuée de manière plus efficace [36]. Grattage la paroi du canal en face avec des nervures et / ou en utilisant la surface du mur de haute émissivité, ce qui est considérablement une amélioration de chauffage de fluide à faible coût a également été adapté (Figure 7a). La feuille ondulée à l'intérieur de canal fluide le long de l'écoulement de fluide peut être fixé sur la surface arrière PV ainsi que sur la surface opposée de la paroi du canal (Figure 7b). Une autre modification consiste à mettre tubes légers le long de l'écoulement de fluide dans le canal, avec une légère élasticité pour assurer un contact thermique satisfaisant avec surface arrière PV et la paroi du canal (Figure 7c). Ces tubes sont chauffés par conduction, convection et rayonnement à partir de la surface arrière PV qui peuvent contribuer à l'extraction de chaleur de fluide, en évitant l'augmentation indésirable de canal en face de la température de surface de paroi.

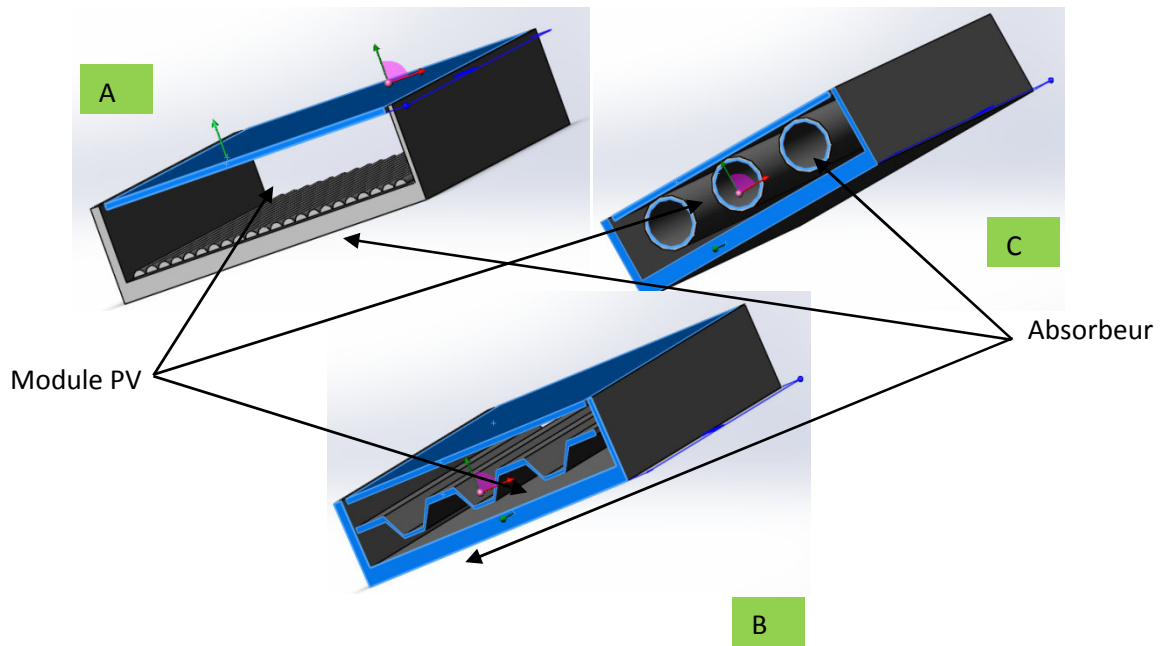


Figure 2.7 Amélioration de l'extraction de chaleur du système d'air PV / T avec (a) des nervures, (b) une feuille ondulée et (c) des tubes

Tripanagnostopoulos et al. [37, 38, 39] Ont fait des études approfondies pour améliorer la cinétique de transfert de chaleur dans le canal de fluide d'un système PV / T (figure 2.8).

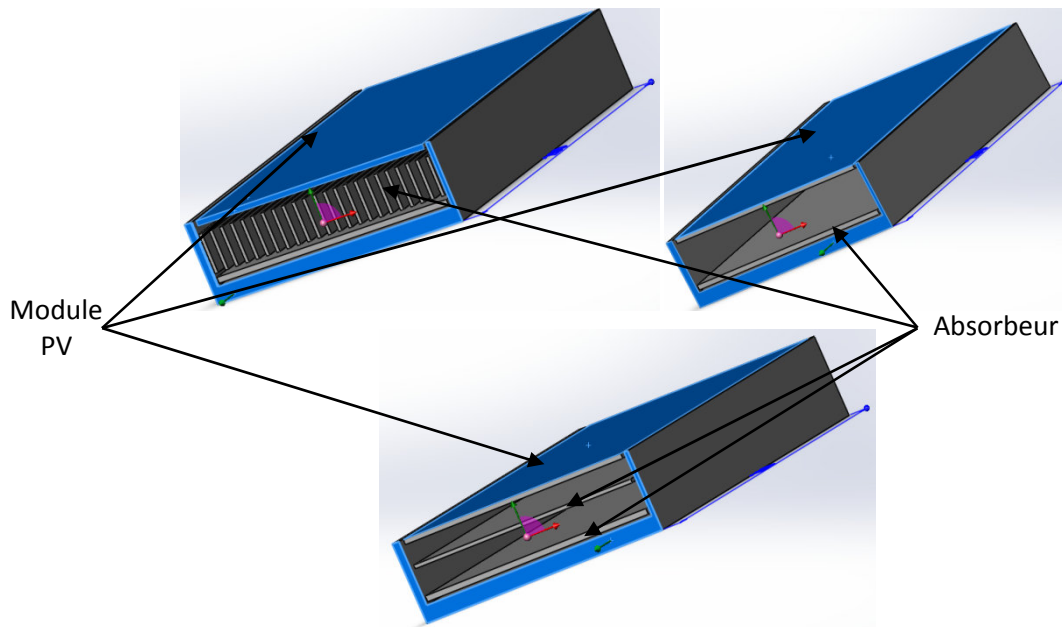


Figure 2.8 Vue des différentes conceptions de modèles PV / T

Ils ont étudié les modifications d'amélioration de la performance en utilisant soit ailettes paroi arrière ou de tôle mince et plat suspendue au milieu d'un système de PV / T pour atteindre une

production thermique plus élevée et de faciliter le refroidissement du PV de manière à maintenir le rendement électrique au niveau acceptable. Les vues en coupe transversale de leurs modèles sont présentées dans la Figure 2.9.

Le système se composait d'un canal simple, attachée derrière le module PV et pour les systèmes améliorés ils modifié les canaux en suspendant une tôle d'aluminium mince et plat au milieu du canal de fluide ou en attachant un profil ailettes rectangulaires sur le mur opposé à la surface arrière PV.

Ils ont également suggéré [38] pour joindre ailettes à la paroi arrière comme il est plus facile par rapport à les fixer à l'arrière du module photovoltaïque qui peut nécessiter des caractéristiques spéciales dans la production de modules photovoltaïques.

Des expériences ont également été réalisées pour les deux systèmes PV non émaillés et vitrage [38, 39]. Les résultats montrent que le vitrage supplémentaire améliore la production de chaleur il abaisse le rendement électrique d'un collecteur PV / T. Othman et al. [40] ont également confirmé que la fixation par ailettes à l'arrière du panneau photovoltaïque, a été amélioré le transfert de ainsi que l'efficacité globale du système.

Des nervures de l'ordre de 5 mm ont été formées sur la paroi du canal d'air inverse, dans le but de combiner les avantages de TMS et ailette (représenté sur la Figure 2. 9) [36], où la formation de nervures stimule la performance des petites ailettes. Les côtes ont en outre été peintes en noir pour augmenter la transmission de chaleur par rayonnement à partir de la surface arrière TMS à la paroi du canal d'air.

Cette méthode est particulièrement prometteuse et rentable, non seulement en termes de transfert de chaleur, mais aussi les coûts de fabrication, d'installation et matérielles sont beaucoup plus faibles pour le mentionné ci-dessus la géométrie de la plaque simple par rapport à d'autres conceptions.

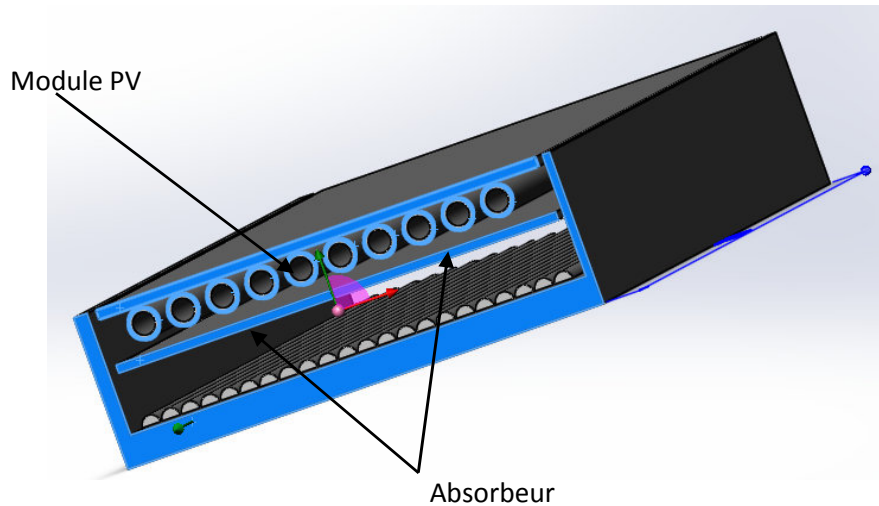


Figure 2.9 Section de PV/ T à eau / air

Confirmant l'amélioration de la performance thermique de système en utilisant la plaque métallique à l'intérieur du canal de fluide, Tripanagnostopoulos et al. [41] aussi étendu en utilisant ladite modification de l'installation photovoltaïque dans lequel la surface de l'échangeur de chaleur est intégrée au-dessous du PV. Dans l'étude, au lieu d'utiliser une seule feuille, deux plaques métalliques [Figure 2. 10] ont été utilisées pour affecter une augmentation de la surface de transfert de chaleur. L'étude a montré que le système pourrait obtenir une efficacité thermique maximale d'environ 45% et 55% pour l'extraction de chaleur de l'air et le mode d'extraction de chaleur de l'eau, respectivement.

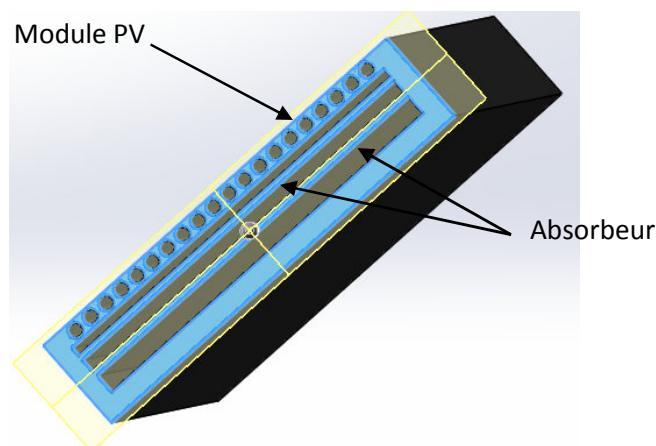


Figure 2.10 PV / T Bi-fluide à deux absorbeurs

Pour fabriquer des dispositifs d'énergie solaire plus attrayant pour les applications potentielles, il est essentiel de développer un modèle thermique du photovoltaïque intégré et le système solaire thermique, qui pourrait être utilisé pour analyser la performance globale du système en vertu de diverses climatiques ainsi que les conditions de conception. Littérature montre donc qu'il existe modèles 1D, 2D et 3D dynamiques pour un système PV / T [42, 43, 44, 45] et que le modèle 1D d'état stable simple pour calculer le rendement quotidien de système PV / T effectuée [43]. Par conséquent, on peut dériver une expression analytique de la température du module PV et de fluide sur la base de l'équilibre énergétique de chaque composant du système de refroidissement proposé.

2.5.3. Les modèles analytiques de capteur PV / T

Des expressions analytiques ont été tirées en termes de conception et de facteurs climatiques pour prédire l'efficacité thermique instantanée pour la configuration actuelle. Dans les premiers travaux sur l'analyse théorique du système PV / T, Florschuetz [46] a fait une extension de l'équation Hottel-Whillier pour modéliser collecteurs PV / T en adoptant de simples modifications aux paramètres classiques utilisés dans le modèle d'origine et toutes les autres relations existantes prédire la performance de collecteur sont inchangées. Il a développé une relation linéaire simple pour prédire l'effet de la température de fonctionnement de la PV sur l'efficacité du système PV / T. Raghuraman [47] a également réalisé modèle numérique élaborée à la fois pour le Capteur PV / T type liquide et de l'air et a constaté que le système avec de l'air comme fluide de travail pourrait atteindre une efficacité thermique d'environ 42%.

Jones AD [48] également dérivés d'une expression pour la température du module PV en fonction de rayonnement et la température ambiante. Le modèle dérivé dans leur étude a été basé sur la description théorique de la température du module décrit par Schott [

]. Selon Jones et al, il y avait plusieurs paramètres qui étaient responsables de la réduction du rendement électrique du module PV comme facteur de forme (PF), les pertes ohmiques entre deux cellules solaires successifs et la température du module. ,

Chow [44] a développé un modèle dynamique explicite fondée sur le contrôle de volume approche aux différences finies pour un chauffe-eau PV / T a simple vitrage à plaque plane.

Il a utilisé une couche adhésive mince faite d'une couche d'EVA et couche Tedlar pour fixer la plaque de PV sur la plaque absorbeur. Il a trouvé deux défauts de fabrication de PV / T: (i) l'attachement entre la plaque de PV et de la plaque de l'absorbeur, et (ii) la liaison entre la plaque de l'absorbeur et les tubes métalliques. Il a fait état d'une efficacité combinée maximale d'un collecteur parfaite pourrait être de plus de 70% et pourrait diminuer à moins de 60% pour un collecteur de faible qualité.

Pourtant, un autre modèle physique a été développé par Bergene et Lovvik [50] pour faire des prédictions quantitatives de performance d'un système hybride photovoltaïque / thermique. Leur modèle a été purement basée dans l'analyse de différents modes de transfert de chaleur tels que la conduction, la convection et le rayonnement rencontrées dans le processus de transfert d'énergie. Ce modèle pouvait prédire la quantité de chaleur qui peut être tirée à partir du système ainsi que la puissance théorique de sortie. Leur modèle proposé prédit la performance du système assez bien avec l'efficacité du système, à la fois thermique et électrique, étant d'environ 60-80%.

Sopian et al. [51] a également développé un modèle d'état stable pour analyser la performance thermique de systèmes PV / T d'air simple et double passe. L'étude montre que le système PV / T d'air à double passe avait une meilleure efficacité (thermique et combiné) par rapport au système à passage unique (typique) en raison du refroidissement efficace des cellules photovoltaïques.

Une étude approfondie sur les performances thermiques, électriques, hydrauliques et globaux des collecteurs PV / T a été réalisée par Hegazy [52]. Dans son analyse, il a examiné quatre modèles avec l'air circulant soit sur l'absorbeur ou en dessous et sur les deux côtés de l'absorbeur en un seul passage ou dans un double mode de passe. Sur la base des résultats de la performance, il a suggéré que la conception, dans lequel on laisse l'air de passer des deux côtés de l'absorbeur, est le modèle le plus approprié pour convertir l'énergie solaire en chaleur à basse qualité et l'énergie électrique de haute qualité. Aussi tel système était simple à être construit par des artisans locaux dans les zones rurales des pays en développement.

Récemment, suite aux travaux de Hegazy [52], en 2005 Othman et al. [40] conçu et fabriqué un prototype solaire photovoltaïque thermique de l'air double passé avec CPC avec des ailettes. Le système a été testé pour ses performances sur une large plage de conditions de fonctionnement, et signalé que la production d'électricité a diminué avec la température de

l'écoulement d'air en augmentation, ce qui implique que la température de l'air doit être maintenue aussi faible que possible. Toutefois, si l'air chaud est nécessaire pour certaines utilisations finales, un compromis entre la maximisation de la production d'électricité et la production d'air chaud de la température utile est nécessaire.

Sandnes et Rekstad [53] ont développé un modèle analytique pour le système PV / T qui pourrait simuler l'évolution de la température et de la performance des deux unités thermiques et photovoltaïques. Ils ont combiné un collecteur de chaleur solaire polymère avec des cellules photovoltaïques en silicium monocristallin dans une unité de génération d'énergie hybride qui pourrait produire simultanément la chaleur et de l'électricité. Ils testés expérimentalement l'unité de PV / T pour déterminer sa performance thermique et photovoltaïque, en plus des mécanismes d'interaction entre PV et les systèmes d'énergie thermique. Les résultats de simulation sont en accord avec les données expérimentales, et leurs résultats ont montré que les cellules solaires en collant sur la surface absorbante, l'énergie solaire absorbée par le comité pourrait être considérablement réduit (10% de l'énergie incidente). Selon eux, ceci a été attribué en raison de l'absorption optique plus faible dans les cellules solaires par rapport à la plaque d'absorbeur noir. En outre, il y avait une augmentation de la résistance de transfert de chaleur entre la surface absorbante et le fluide caloporteur introduit dans l'interface cellule / absorbeur-plaque qui a abouti à une réduction du facteur de dissipation de la chaleur du collecteur, FR.

Tiwari et al. [54] dérivé une expression analytique de l'efficacité globale (électrique et thermique) afin d'évaluer la performance du module PV intégré avec conduit d'air pour le climat composite de l'Inde. Ils ont trouvé un accord équitable entre leurs résultats expérimentaux et théoriques pour surface arrière, l'air de sortie et des températures de surface supérieures à coefficient de corrélation d'environ de 0,97 à 0,99 et la racine écart moyen de pour cent d'environ 7,54 à 13,89% carré. L'efficacité globale du système hybride PV / T devait être augmenté d'environ 18% en raison de la production d'énergie thermique, en plus de la production d'énergie électrique.

Outre les travaux mentionnés ci-dessus, Joshi et Tiwari [55] ont également étudié la performance d'un PV T parallèle hybride pour quatre conditions climatiques différentes et évalués une analyse exergétique pour condition climatique froide de l'Inde (Srinagar).

Ils ont observé que le rendement d'énergie et d'exergie instantané de PV / T varie entre 55 - 65% et 12 - 15%, respectivement, qui étaient très proches des résultats prédits par Bosanac et

al. Ils ont constaté une augmentation d'environ 2 - 3% exergie en raison de la production d'énergie thermique, en plus de sa production électrique de 12% à partir du système PV / T.

L'impact des conditions climatiques sur le système PV / T a également été étudiée par Dubey et Tiwari [57]. Ils ont conçu et testé un système combiné intégré d'une photovoltaïque (verre-verre) thermique (PV / T) chauffe-eau solaire dans état extérieur pour trois jours typiques durant le mois de Février à Avril, 2007. Ils ont également tiré une expression analytique pour caractériser la performance de Capteur plat PV / T en fonction de la conception et des paramètres climatiques. Le modèle thermique développée a été validé avec leurs résultats expérimentaux et a signalé que lorsque Capteur plat est couvert partiellement avec le module PV. Le système modifié peut atteindre une augmentation du rendement instantané d'environ 33% à 64% principalement due à l'augmentation de la surface de vitrage.

Le modèle théorique mentionné ci-dessus a été utilisé pour évaluer la performance du système PV / T sous quatre conditions climatiques distinctes de New Delhi, en Inde. Le modèle analytique pourrait prédire l'efficacité électrique moyenne mensuelle en tenant compte des conditions météorologiques différentes de New Delhi pour le type modules PV verre-verre avec et sans tuyau et a été de 10,41% et 9,75%, respectivement [58]. Le module verre-verre de type PV avec tuyau a donné une plus grande efficacité que le type verre-Tedlar. En effet, le rayonnement tombant sur la zone où module de verre-verre est transmise à l'écoulement d'air dans le tuyau, tandis que dans le cas verre –Tedlar le rayonnement est absorbé par le Tedlar. Les résultats présentés sont en accord avec les études des autres chercheurs [44, 59].

Dubey et Tiwari [60] ont évalué la performance théorique des partiellement couverts collecteurs PV / T d'eau connectées en série. La performance a été simulée pour cinq endroits différents (New Delhi, Bangalore, Mumbai, Srinagar, et Jodhpur en Inde). Les résultats ont également montré que la température de sortie d'eau a augmenté considérablement de 60 à 86 ° C, selon le nombre de capteurs connectés en série a augmenté de quatre à dix. Le rendement thermique utile de l'énergie était d'environ 4,17 à 8,66 kWh et le rendement de l'énergie électrique a augmenté de 0,052 à 0,123 kWh en fonction du nombre de collecteurs. Ce type de configuration est très utile dans les zones urbaines et rurales, où l'eau chaude et l'électricité sont tenues simultanément avec de carbone.

Une tentative a été faite par Joshi et al. [61] afin d'analyser les caractéristiques de performance d'un Système PV et PV / T basé sur l'efficacité exergétique. D'abord, le "taux de remplissage"

a été déterminé expérimentalement pour évaluer l'effet du facteur de remplissage sur les rendements.

L'énergie et l'efficacité exergétique PV et les systèmes PV / T ont été évalués pour une journée typique (27 Mars) à New Delhi et a constaté que l'efficacité énergétique varie d'un minimum de 33% à un maximum de 45% respectivement. Le rendement exergétique correspondant pour le système PV / T a été trouvé que 11,3% à 16%, tandis que pour les PV, il varie d'un minimum de 7,8% jusqu'à un maximum de 13,8%.

Plusieurs chercheurs ont réalisé des études et des simulations qui étaient fondées sur un bilan énergétique simples de chaque composant du système PV / T, afin d'identifier et d'analyser les différents paramètres de performance. Garg et Adhikari [62] ont développé un modèle de simulation de PV / T à air pour analyser l'effet de la conception de divers paramètres opérationnels et sur la performance du système. Des études paramétriques montrent que l'efficacité du système augmente avec l'augmentation de la longueur de collecteur, débit massique et la densité, et diminue avec l'augmentation de la profondeur du canal pour les deux configurations. Il a également été observé que la sélection finale des paramètres de conception d'un système PV / T doit être fondée sur le rapport coût-efficacité du système en réduisant le coût du cycle de vie du système.

Un système de pompe à chaleur a été proposé par Jie et al. [63] dans lequel le PV / T est couplé à une pompe à chaleur solaire assistée et travaillé comme un évaporateur. Ils ont développé modèle mathématique pour analyser les processus de conversion d'énergie complexes et ont réalisé une simulation numérique basée sur l'approche des paramètres distribués. Les résultats de la simulation ont été validés avec leurs données expérimentales.

Des travaux importants de systèmes PV / T ont été lancées et menées à l'Université de Patras par Kalogirou et Tripanagnostopoulos [64]. Ils avaient construit un système comprenant des modules photovoltaïques pc-Si et Si- combinés avec des unités d'extraction de chaleur de l'eau, qui ont été modélisés et simulés avec le programme TRNSYS. Étude de simulation a été effectuée pour trois sites à différentes latitudes, Nicosie (35 °), Athènes (38 °) et Madison (43 °). Les résultats ont montré que la production d'électricité du système utilisant des cellules solaires poly cristallines est plus par rapport à celles amorphes, mais la contribution solaire thermique est légèrement plus faible. L'économie des systèmes montrés que, bien que les

panneaux en silicium amorphe est beaucoup moins efficace que les poly cristallins, ils ont de meilleurs rapports coûts.

Divers prototypes PV / T ont été conçus et testés par plusieurs chercheurs, avec un objectif de développer un système efficace qui pourrait donner un rendement électrique supérieur, et de la production thermique satisfaisante. He et al. [65] construit et essayé un système d'eau de type PV / T avec un module photovoltaïque poly cristallin sur un alliage d'aluminium-absorbeur boîte plate qui fonctionne comme un système de thermosiphon. Les résultats ont montré que, si la température initiale de l'eau était la même que la température ambiante moyenne quotidienne, alors l'efficacité thermique maximale peut atteindre 40%, ce qui est environ 0,8 fois supérieure à celle d'un système classique de capteur solaire thermosiphon. Cette conception du produit est simple et a un bon potentiel pour servir le marché intérieur.

R Ocampo et al. [66] construit et étudié modèle expérimental d'un système hybride PV / T avec module PV bifaciale pour améliorer la production d'énergie électrique. En outre, afin de rendre l'usage des deux surfaces actives du module PV bifaciales, ils conçues et fabriquées d'un chauffe-eau plane avec un ensemble de plans de réflexion. Le système hybride mis en œuvre avec un module biface produite plus grande quantité d'énergie électrique d'un système classique de PV / T et l'efficacité d'utilisation de l'énergie solaire global estimé pour le système était de l'ordre de 60%, pour lesquels le rendement électrique avéré être de 16,4 %.

En plus de ces études, Tripanagnostopoulos et al. [41] conçu et fabriqué un système PV / T avec la double opération d'extraction de chaleur, qui pourrait utiliser de l'eau ainsi que l'air comme fluide de refroidissement. Le système PV / T proposé visait pour être utilisé soit pour l'eau ou chauffage de l'air, en fonction des besoins thermiques de l'application et les conditions climatiques d'une région. Leur modèle expérimental consistait en un module PV pc-Si qui a été intégré à un canal d'air, dans lequel l'élément d'échangeur de chaleur a été soigneusement conçu pour augmenter la flexibilité dans l'intérieur du canal d'air. Ce système amélioré lorsqu'il est combiné avec un réflecteur, pourrait obtenir une augmentation de la production totale d'énergie d'environ 30%.

Un système pratique et efficace particulièrement adapté pour les installations photovoltaïques sur les bâtiments a été étudiée par Tripanagnostopoulos et al. [67]. Deux types de prototypes PV / T, l'une avec un module PC-Si (système de référence), et un nouveau fabriqué module de pc-Si PV avec Tedlar transparent sur les vitres avant et normale sur le dos de la surface de PV

(système modifié) ont été étudiés. Les systèmes ont été testés en position verticale à la fois pour la circulation d'air naturelle et forcée. Leurs résultats ont montré que leurs modifications pourraient d'améliorer la performance énergétique de système PV / T.

La possibilité de produire de l'électricité et l'énergie thermique à partir d'un module PV, adopté comme un collecteur solaire PV / T air avec soit forcé ou ventilation naturelle dans le canal, a été démontrée par Tonui et Tripanagnostopoulos [37]. Ils ont construit deux prototypes identiques utilisant des panneaux PV pc-Si ayant une puissance nominale de 46 Wp, l'absorbeur et d'un canal d'air de profondeur 15 cm attachés à la surface arrière de chaque module. Les systèmes ont été montés à un angle d'inclinaison de 40 ° (angle d'inclinaison optimale approximative pour la Grèce). Afin d'augmenter le transfert de chaleur, certaines modifications comme la suspension d'une mince feuille métallique plat (TMS) dans le milieu du canal de l'air ou de fournir des ailettes sur la paroi arrière d'un conduit d'air ont été testés pour leur impact sur la production thermique. Les modifications suggérées abaissé la température de paroi arrière considérablement par rapport au système de référence. En comparant les systèmes de TMS et la Finlande, le système TMS réduit la température de la paroi arrière d'environ 5 - 3 ° C pour les conditions forcées et d'écoulement naturel, respectivement. Pour les mêmes conditions testées, ailettes pourraient réduire la température de paroi arrière par seulement environ 2 ° C pour les deux conditions de circulation forcée et naturels.

Les pouvoirs de pompage pour les trois configurations discutées ci-dessus ont été relativement moins et étaient en accord avec les résultats des simulations présentées par Choudhury et Garg [68]. La puissance supplémentaire requise par les systèmes modifiés était environ 0,54 et 0,51 mW pour les systèmes de TMS et la Finlande, respectivement. La puissance typique produite par les modules photovoltaïques était d'environ 35W. Par conséquent, la puissance supplémentaire nécessaire est assez négligeable que non (moins de 1%) pour dégrader sa puissance de sortie électrique en quantité appréciable. L'utilisation de système d'ailettes est idéale pour les régions de haute latitude où le gain de chaleur peut être exploité en hiver; d'autre part, la TMS est adapté à une faible latitude et les pays tropicaux, parce que le système peut maximiser à la fois le gain de chaleur améliorée ainsi que son effet de paroi-ombrage supplémentaire.

Afin d'évaluer la performance globale des hybrides PV / T d'air en mode forcé, Tiwari et Sodha [69] mené des expériences pour les quatre configurations différentes, PV / T réchauffeurs d'air

non vernissée et émaillée, avec et sans Tedlar. Les résultats ont montré que, pour système PV /T vitré indépendamment de la fourniture de Tedlar, la température de l'air de sortie, la surface arrière du module ainsi que la cellule solaire a été significativement plus élevée que le système non vitré, qui était due à la réduction haut coefficient de perte. Ils ont aussi noté que la température de la cellule solaire du module unique significativement augmentée dans le cas du système à deux modules en raison d'une augmentation de la température d'entrée du deuxième module. Cependant, la température de sortie d'air légèrement augmenté.

Un système hybride constitué d'un module PV et un capteur solaire thermique a été étudié expérimentalement par Erdil et al. [70]. Le système consistait principalement d'un module et d'une épaisse couverture de plaque de verre de 4 mm qui a créé une cavité. Afin d'éviter la rupture de la plaque de verre en raison de la haute pression développé dans la cavité, un conduit d'évacuation prévu à la sortie pour permettre à l'air emprisonné de s'échapper. Un problème similaire a été rapporté par Bakker et al. [71] et a été résolu en utilisant une plaque de verre d'une épaisseur de 8 mm pour résister à la pression de l'eau dans les canaux. Le gain d'énergie thermique pendant une période de 5 h est d'environ 1,4 kWh par jour provenant de chaque module hybride.

Joshi et al. [72] ont étudié la performance des systèmes hybride PV /T non vitrés -verre pour le climat composite de New Delhi et de rapport avec le système PV / T verre –Tedlar pour le mode de fonctionnement forcé. Dans collecteur PV / T verre-verre à air, plaque absorbeur (de surface noir) a été utilisé à la place du Tedlar. Dans ce cas, plus de rayonnement transmis à partir de verre obtenu absorbé sur la surface noire par rapport à la surface de Tedlar. Ainsi, plus d'énergie thermique était disponible dans la surface noire. Ils ont constaté l'efficacité électrique dans les deux cas a varié entre 9,5 à 11% pour une journée donnée. Cela peut être dû au fait que, la chaleur (énergie thermique) l'élimination à partir des surfaces arrière dans les deux cas était plus rapide que la chaleur absorbée par la même à un instant donné. L'équivalent thermique de l'efficacité électrique dans les deux cas était la même et se situent entre 26,4 à 30,5%, tandis que le rendement thermique a varié entre 15,7 à 18,3% (système verre-verre) et de 13,4 à 16,5% (système verre-Tedlar), respectivement. L'efficacité thermique de collecteur PV / T d'air verre-verre était plus élevé parce que sa température de sortie d'air est légèrement plus élevé que le système verre-Tedlar.

Solanki et al. [73] de réaliser des expérimentations sur un système de chauffage solaire PV / T de l'air dans des conditions intérieures. Le système expérimental est composée de trois modules photovoltaïques (cellules en silicium monocristallin de type verre-Tedlar), chaque nominale ayant 75Wp de 0,45 m largeur et 1,2 m de longueur et ont été montés sur un conduit de bois. L'étude a indiqué que l'efficacité thermique, électrique et dans l'ensemble du chauffe-eau solaire obtenu à des conditions intérieures était de 42%, 8,4% et 50%, respectivement. Ces résultats sont en accord avec les résultats obtenus par d'autres chercheurs pour des conditions extérieures [54].

Afin d'améliorer la performance énergétique du système photovoltaïque PV, beaucoup d'efforts ont été consacrés à la recherche et au développement de la technologie hybride PV / T utilisant l'eau comme le fluide de refroidissement.

Le capteur PV/T a eau est similaire à un capteur solaire classique ; ou l'absorbeur ayant un tube en serpentin ou d'une série de colonnes montantes parallèles collée sur le PV.

Deux configurations courantes utilisées dans les systèmes PV / T : "La configuration de plaque parallèle", et "La configuration tube-plaque". Prakash [74], Huang et al. [42],

Tiwari et al. [75, 54], Zondag et al. [43], Chow [44], Kalogirou [45], Huang et al. [42], Tiwari et Sodha [65] ont réalisé une étude en profondeur sur la conception tube-plaque. Dans les premiers travaux sur système PV / T d'eau, Bergene et Lovvik [77] d'abord mené une étude théorique sur système PV / T d'eau composé de capteur solaire avec des cellules PV. Ils ont suggéré que leur système proposé pourrait être particulièrement utile pour préchauffer l'eau chaude sanitaire.

Zondag et al [59] regroupé les concepts de design de collecteurs PV / T de type -eau en quatre types principaux : les collecteurs feuille et-tubes, collecteurs de canaux, collecteurs d'écoulement libre, et les collecteurs de deux absorbeurs. Tous ces types de capteurs cités sont conçus pour la circulation forcée. Basé sur l'analyse numérique, il a été suggéré que la fourniture de canal en dessous du module PV transparent pourrait être la meilleure option du point de vue de l'efficacité du collecteur [76]. Néanmoins, du point de vue de la bonne performance globale et la simplicité de structure, la collecteur hybride PV / T feuille et Tube simple vitrage est considéré comme le modèle le plus prometteur.

Dubey et Tiwari [57] ont conçu un système photovoltaïque solaire (PV / T) (verre-verre) intégrée et testé dans des conditions extérieures de l'Inde. De même, Erdil et al. [70] construit et testé un système hybride PV / T pour la collecte de l'énergie dans des conditions géographiques de Chypre, où ils ont utilisé de l'eau comme fluide de refroidissement. Il a été signalé que la période de récupération pour leur modification proposée était de moins de 2 ans qui ont fait leur système hybride économiquement attractif.

Chow et al. [78] ont développé un modèle numérique d'un système de collecteur photovoltaïque-thermosiphon en utilisant de l'eau comme fluide de refroidissement et vérifié l'exactitude du modèle en comparant avec des données mesurées. La performance énergétique du système a été examinée, à travers l'analyse de la température réduite et l'étude a été étendue pour analyser la performance du système dans la zone climatique "été et hiver froid à chaud" de la Chine. Les résultats numériques ont été très encourageants, et selon eux l'équipement est capable d'étendre le potentiel d'application de PV dans le secteur domestique.

En dehors de l'étude ci-dessus, Chow et al. [78] a également effectué la simulation d'analyse pour enquêter sur la performance annuelle du système *photovoltaïque / chauffe-eau* intégré au bâtiment pour le climat de Hong Kong et a constaté que l'efficacité annuelle thermique et électrique étaient d'environ 37,5% et 9,39%, respectivement. Ils ont confirmé basé sur ces résultats, que les systèmes PV / T pourrait être applicable même dans les régions chaudes et humides. Bien que les collecteurs à eau soient techniquement faisables, la faisabilité économique est encore discutable. Par rapport à PV / T à air, pas beaucoup de développements sont vu dans la littérature, sur les systèmes de chauffage à eau en raison de ses limitations telles que: le coût supplémentaire des tuyaux unitaires thermiques pour la circulation de l'eau, et le problème de congélation de fluide de refroidissement lorsqu'il est utilisé dans les régions à faible température, etc.

Niccolò Asteet al, [79], [80] ont présenté une analyse thermique a été réalisée, L'étude a porté sur deux les types absorbeurs, caractérisés par des conceptions différentes : un absorbeur un tube de forme serpentin et un absorbeur avec des tubes parallèle. À partir de l'analyse thermique, d'autres configurations électriques ont été simulés afin de définir la meilleure solution pour optimiser au maximum le rendement photovoltaïque. Il remarque à partir des résultats obtenus, que l'absorbeur de forme parallèle est de meilleures performances que l'absorbeur de forme serpentine dans toutes les configurations électriques analysés. (Figure 2 .11)

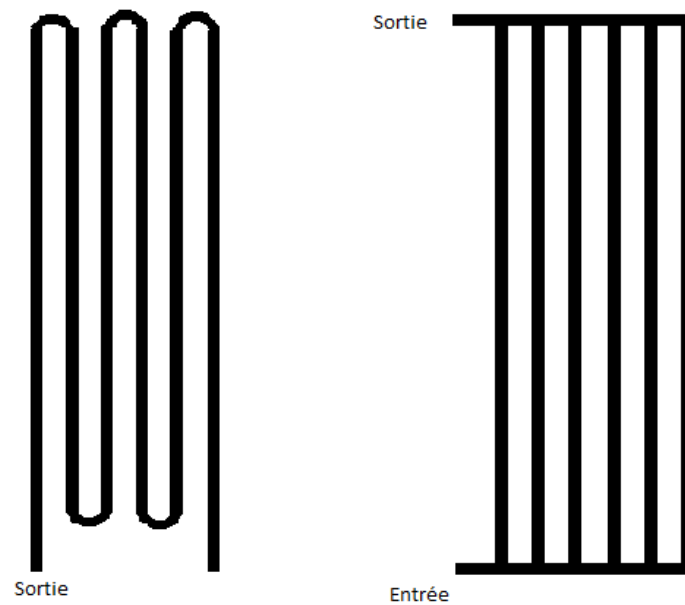


Figure 2.11 Les formes des deux types d'absorbeur

C.S. Rajoria et al. [81, 82, 83] Présentent une analyse énergétique et exergétique effectuée pour différentes configurations de systèmes photovoltaïques hybrides thermiques (PV/T) (Voir figure 2.12). Le réseau hybride PV/T (10,08 m _ 2,16 m) est une combinaison série et parallèles de 36 modules photovoltaïques. Un modèle unidimensionnel transitoire du système hybride PV/T a été développé pour différentes conditions climatiques (Bangalore, Jodhpur, New Delhi et Srinagar) de l'Inde.

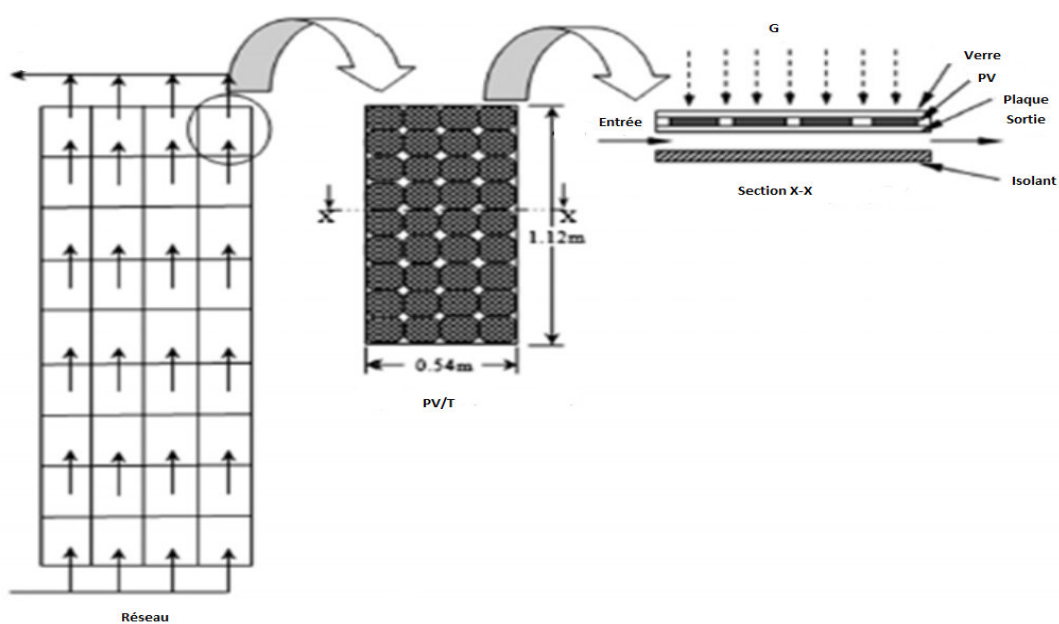


Figure 2.12 Elements de la configuration d'un réseau hybride PV/T

Jin-Hee Kim, Jun-Tae Kim [84] ont analysé expérimentalement les performances électriques et thermiques d'un capteur PV/T non vitré avec un absorbeur d'Aluminium. Il a été conclu que pour un refroidissement complet de PV/T l'efficacité énergétique globale du système est d'environ 65%. En combinant les valeurs moyennes de ses rendements thermiques et électriques. [85] ont étudié et évalué les performances électriques et thermiques du système hybride BIPV/T à air intégré dans la façade d'un bâtiment par la simulation sous logiciel de simulation TRNSYS avec les sous-modèles du type 567 et du type 56.

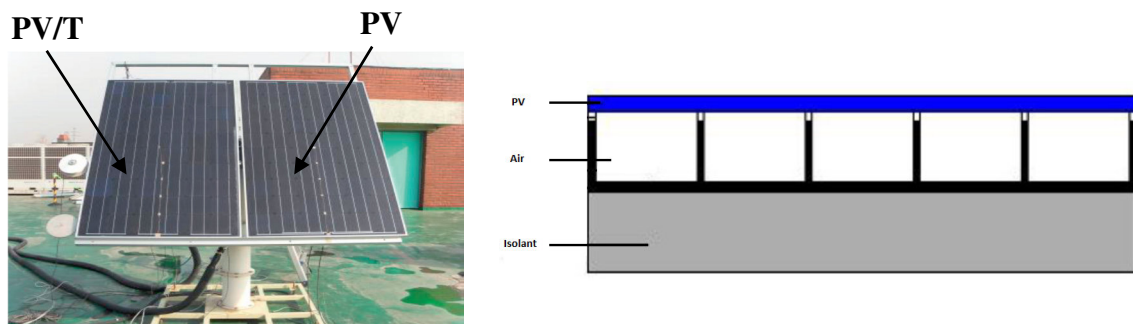


Figure 2.13 Vue expérimentale du capteur PV/T (gauche) et sa conception (droite)

X. Zhang et al. [85] ont discutée sur le potentiel du marché mondial d'énergie solaire thermique, photovoltaïque (PV) et photovoltaïque / thermique PV/T.

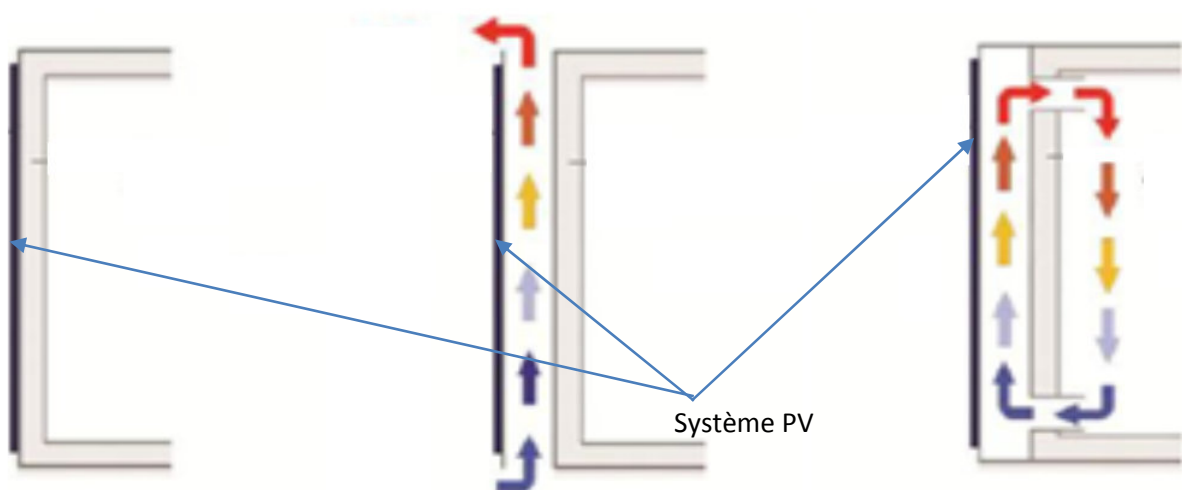


Figure 2.14 La conception de façade d'un bâtiment avec des systèmes de BIPV et de BIPV/T pour la simulation

C.S. Rajoria et al. [86] ont présenté une analyse envero-economique pour deux types de système hybride photovoltaïque thermique (PV/T) réalisés avec deux modèles différentes avec les configurations de flux qui sont expliquées comme, le premier cas: Deux colonnes intégrées

chaque ayant 18 modules PVT sont en série connectées en parallèle et la deuxième : Deux colonnes intégrées de 18 modules PV/T connecté en série. La performance des deux cas a été comparée sur la base de l'énergie thermique globale annuelle et le gain d'exergie pour quatre conditions climatiques différentes de l'Inde.

R.K. Mishra et al. [88] ont étudié des systèmes hybrides photovoltaïques /thermiques (PV/T) à eau avec une température d'entrée et du débit de fluide constantes. L'analyse a été réalisée de côté thermiquement et électriquement. Le gain global annuel de l'énergie thermique est diminué de 9,48%.

S. Dubey et al. Ont évalués deux différents capteurs hybrides photovoltaïques/thermiques (PV/T) dans les conditions climatiques tropicales de Singapour. (Type A et Type B) de modules PV/T disponibles dans le marché, ont été installés et testés à l'Université nationale de Singapour (NUS), pour le type A, le module photovoltaïque est encapsulé avec les cellules de Si monocristallines intégré à un capteur thermique de type Sheet et tube, tandis que, pour le type B, le module photovoltaïque est de type Si poly-cristallins intégrée dans un système thermique de type à plaques parallèles.

Les performances thermiques et électriques des modules PV/T ont été effectuées pour des différents valeurs débits (0,03 kg / s et 0,06 kg / s) [89]. Il a été constaté que le rendement thermique moyen et l'efficacité électrique de la première configuration est de 40,7%, 11,8%, et pour la deuxième est de 39,4% et 11,5%, respectivement.

Le rendement électrique des modules photovoltaïques a également été comparés avec et sans capteur thermique, et ils ont été constaté que le rendement moyen des modules PV/T est d'environ 0,4% plus élevé que le module PV normale.



Figure 2.15 Photo des modèles PV/T réalisés

Une analyse comparative des différents types des capteurs solaires hybrides photovoltaïques/thermiques à air a été présentée par [104, 90] : la première configuration elle se compose d'un capteur hybrides PV/T non vitré, la deuxième est du capteur hybrides PV/T avec vitrage et la troisième est du capteur hybrides PV/T à air. Ils ont été observé que l'énergie thermique annuelle et le gain exergétique pour le capteur PV/T à air non vitré sont de 27 % et 29,3% respectivement par rapport au capteur hybride PV/T à 'air vitré et de 61% et 59,8% respectivement par rapport à l'hybride PV/T à air classique.

Un modèle d'un capteur solaire hybride photovoltaïque / thermique en régime transitoire a été développé et validé expérimentalement par N. Amrizal et al [91]. Les résultats ont révélé que les paramètres caractéristiques inclus dans le modèle concordent assez bien avec les valeurs expérimentales obtenues à partir de la norme en régime permanent et des mesures de la courbe caractéristique IV.

K. Touafek et al. [92] donne une Étude théorique effectuée par la modélisation numérique et les résultats de la simulation sont intégralement développés ; avec un prototype est réalisé [93] (Voir figure 2.16).

La validation expérimentale du modèle mathématique ainsi que l'étude de la performance thermique et électrique est détaillée. L'application de cette nouvelle conception a donné une bonne performance thermique et électrique par rapport aux collecteurs traditionnels hybrides. Sa simplicité de mise en œuvre et son intégration facile dans les bâtiments les rendre plus compétitifs. La puissance utile thermique obtenue est d'environ de 290 W alors que l'efficacité thermique est d'environ 48%.



Figure 2.16 Prototype de modèle PV/T à air réalisée à l'URAER

Autre méthode la plus fiable pour réduire le coût du système solaire jusqu'à présent, est la combinaison de dispositifs de concentration du rayonnement solaire avec des modules PV (capteurs solaires PV / T à concentration), (Voir Figure 2.17).

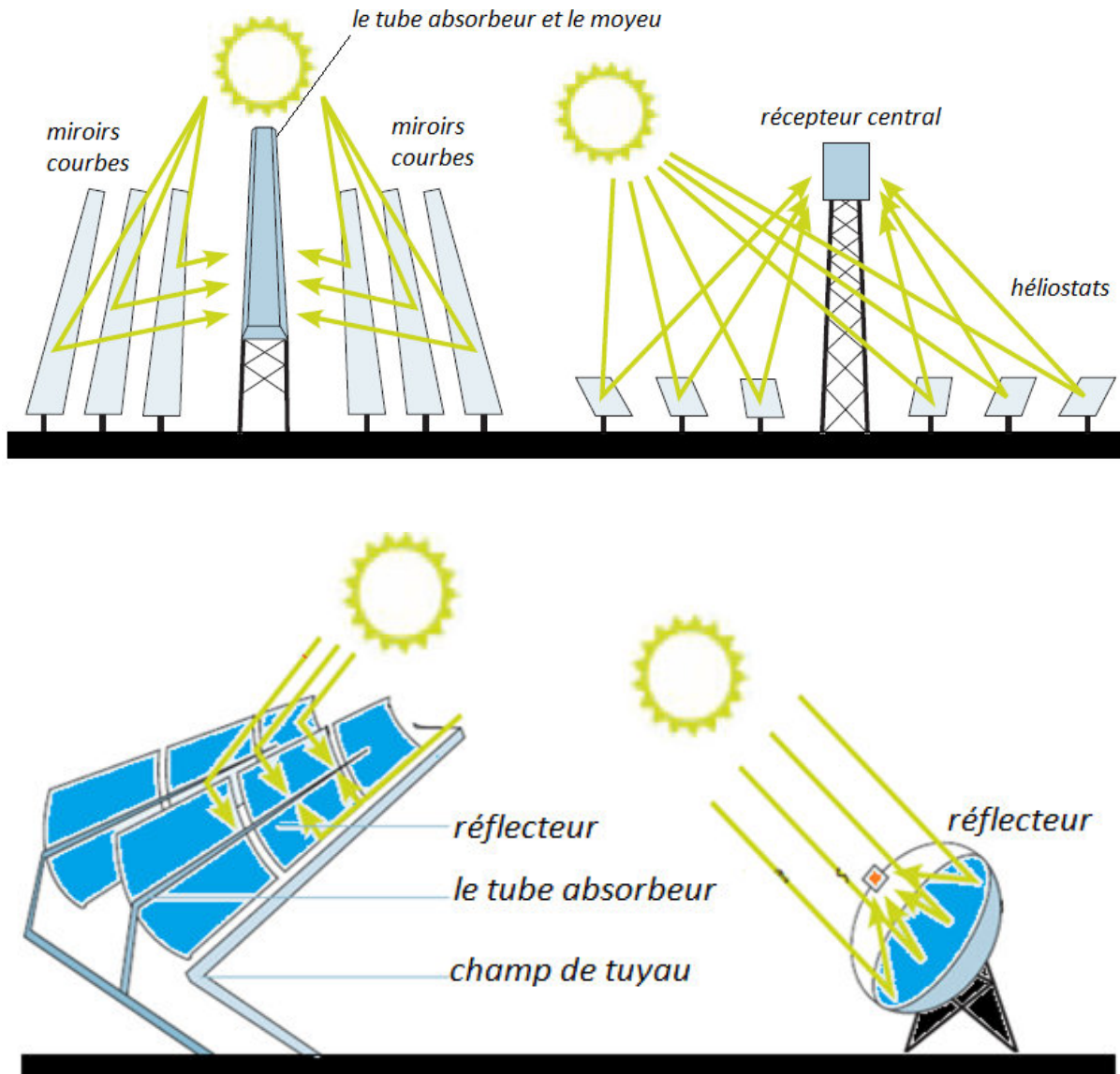


Figure 2.17 Capteurs solaires PV / T à concentration

Ce type de système à concentration présente un rendement plus élevé que les capteurs classique, mais cela ne peut être atteint que lorsque la température du module PV est maintenue aussi faible.

Les installations des systèmes solaires à concentration utilisent des dispositifs optiques de réfraction et de réflexion, ils sont caractérisés par leurs rapports de concentration (CR). Les

systèmes à concentration avec $CR > 2.5$ doivent utiliser un système qui suivre le soleil, tandis que on peut utiliser les dispositifs à concentration stationnaires pour $CR < 2,5$ [94]. La répartition uniforme du rayonnement solaire concentré sur la surface du module PV et le mode de refroidissement approprié contribuent à un bon fonctionnement du système et la réalisation effective de la puissance électrique élevée.

Certains études des capteurs solaires à concentration avec des réflecteurs de faible rapport de concentration ont été présentés par [95-97] et avec l'intégration des concentrateurs de type parabolique (CPC) dans les travaux des auteurs [40, 98-103].

2.6 Conclusion

Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques ont été traités par plusieurs auteurs et dans plusieurs laboratoires de recherche. Ceci témoigne de l'importance et de l'avenir de ces capteurs dans les systèmes énergétiques. Néanmoins plusieurs efforts restent à mener afin d'améliorer les performances thermiques et électriques de ces capteurs.

La résistance thermique entre la couche des cellules photovoltaïques et le fluide caloporteur circulant au-dessous de l'absorbeur devrait être réduite au maximum. Un transfert à basse température a comme conséquence un grand gradient de température et donc une température élevée du capteur photovoltaïque. Ceci diminue le rendement thermique et électrique du capteur.

Dans ce travail l'effort est dirigé sur l'amélioration du transfert thermique entre la couche des cellules solaires et le fluide caloporteur. L'objectif est de réaliser un nouveau type de capteur hybride PV/T de configuration simple et efficace, permettant une meilleure exploitation de la chaleur des cellules solaires. La nouvelle configuration de l'absorbeur de ce nouveau prototype permet d'augmenter les performances électriques par rapport aux capteurs hybrides existants.

Chapitre -3 -

Modélisation du capteur solaire hybride PV/T

Chapitre 3

Modélisation du capteur solaire hybride PV/T

3.1. Introduction

La demande d'énergie est croissante, la sécurité d'approvisionnement des ressources fossiles et les accords internationaux visant à atténuer les changements climatiques sont des questions clés de la société moderne. Ces évolutions radicalement augmenté la nécessité de la mise en œuvre à grande échelle de technologies d'énergies renouvelables au cours des dernières années et continueront de le faire dans un avenir proche.

L'électricité et la chaleur sont les besoins énergétiques les plus importants dans le secteur résidentiel et le secteur des services publics et commerciaux. La plupart de cette énergie est produite au centre des transporteurs d'énergies conventionnelles comme le charbon et le gaz naturel.

La combinaison des systèmes Photovoltaïque et des systèmes solaires thermiques (Systèmes PV/T, Voir la figure) produire à la fois de l'électricité et de la chaleur en même temps. Ce faisant, les systèmes PV/T permettent des rendements élevés de l'énergie par mètre carré et donc une utilisation plus efficace de l'espace disponible sur le toit. En outre, le capteur thermique refroidit maintenant activement les cellules solaires photovoltaïques, ce qui entraîne une augmentation des performances électriques du système. En outre, les systèmes PV/T permettent une apparence plus uniforme sur le toit et nécessitent moins de coûts d'installation par rapport aux deux systèmes individuels installées. PV/T systèmes ont été étudiés intensivement pour les trois dernières décennies, encore très peu de systèmes commerciaux sont disponibles sur le marché aujourd'hui (Zondag HA, 2008).

Cependant, il y a encore de nombreuses incertitudes compte tenu de la conception du système PV/T. Par exemple, quelle est la conception la plus optimale, ce qui présente un moyen d'extraction de chaleur préférable, d'autres caractéristiques de conception et quel serait le rendement annuel d'un tel système PV/T ?

Ces problématiques n'ont pas encore été vérifiées expérimentalement au niveau d'un système énergétique complet basé sur un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique utilisé pour une alimentation des charges ou une application réel.

L'obtention de ces informations (les performances thermiques et électriques du système, les valeurs de la production électrique et thermique annuelles, les variations des températures au niveau des différentes couches du capteur) sont essentielles pour développer ou améliorer un système énergétique PV/T optimale et d'avoir une idée des rendements annuels aux applications réels. D'un point de vue social, le système PV/T en résulte pourrait fournir à faible coût de l'électricité et de la chaleur renouvelable décentralisée.

Cette étude combine des informations disponibles dans la littérature scientifique, les connaissances d'experts, excellent simulations et les données expérimentales pour obtenir un aperçu complet des questions de recherche.

Un aperçu des principes pour le système PV/T et son développement, par la suite, les modèles, les calculs et les données pour les simulations numériques sont expliqués et l'expérience d'hybridation est décrite en détail.

Les résultats des simulations numériques et l'expérience d'hybridation sont résumés et sont comparés avec d'autres configurations des PV/T qu'ils ont déjà existés

Ce chapitre commence par une partie théorique qui fournit les informations de base nécessaires à une bonne compréhension des concepts qui sont au cœur de cette recherche. Cette section est donc divisée en deux parties : la première partie traite de plusieurs aspects des conceptions des capteurs hybrides photovoltaïques/thermiques et la deuxième partie présente une étude thermique et modélisation mathématique d'une conception proposée.

3.2. Principe du capteur PV/T

La recherche et le développement dans les systèmes solaires photovoltaïques thermiques ont été menés depuis les années 1970. Surtout après la crise pétrolière de 1973, il était une prise de conscience à propos de la pénurie de ressources et la nécessité de développer les ressources énergétiques renouvelables indépendantes et locales. Cela a été particulièrement significative pour l'industrie photovoltaïque et donc aussi pour le développement de systèmes PV/T.

La principale caractéristique d'un système solaire hybride PV/T est la conversion de rayonnement solaire en électricité et en chaleur en même temps et elles sont généralement tenues au même endroit, ce qui rend le combinaison de ces système est particulièrement intéressante, via le procédé d'extraction de chaleur du PV/T, la cellule photovoltaïque est activement refroidie ce qui permet de stabiliser ces performances électriques élevées (le rendement total de l'énergie produite par unité de surface est augmenté); un mètre carré de surface de PV/T donne plus d'électricité et de la chaleur par rapport à un mètre carré de module photovoltaïque et d'un mètre carré d'un capteur solaires thermiques séparément installés, les systèmes combinés permettent une apparence plus uniforme sur les toits et diminuée des coûts de l'installation. (Chow, 2010)

3.3. Concept de capteur hybride photovoltaïque/Thermique

Le cas d'étude concerne une conception de capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PV/T, type de feuille et tube utilisant comme une plaque absorbante d'Acier galvanisé à une longueur de 130 Cm, inclinée de 35° et orienté vers le Sud. Ce capteur est formé par un module PV et un système de refroidissement à l'intérieur.

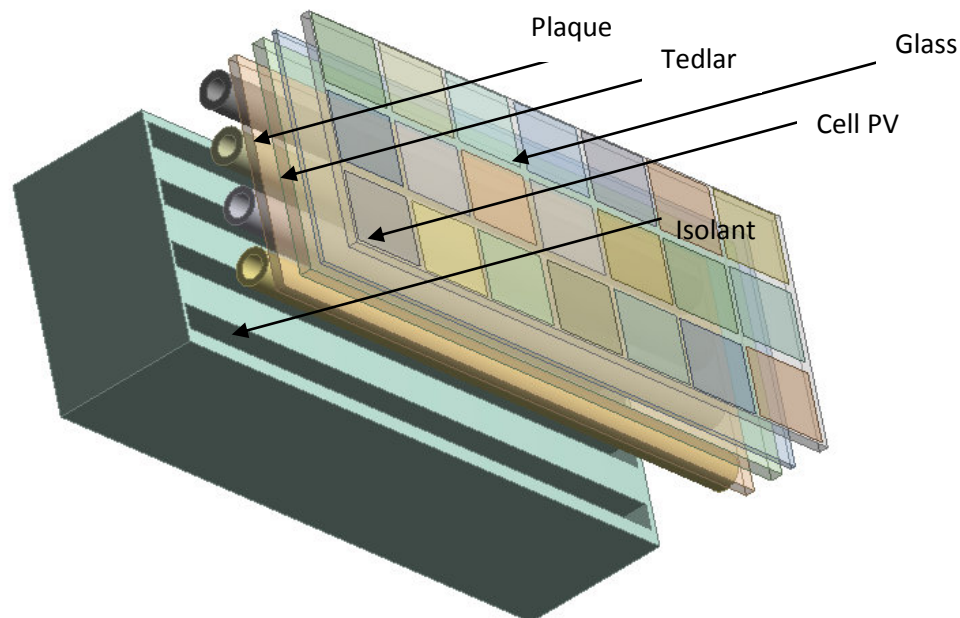


Figure 3.1 Conception du capteur PV/T hybride

La figure 3.1 montre également un capteur hybride PV/T à eau de feuille et tube, où une feuille d'absorption est placée à la face arrière des cellules solaires qui sont connectés à des tubes pour refroidir la cellule photovoltaïque PV. Par ailleurs, l'absorbeur est entièrement isolé et l'ensemble du capteur est protégé par un boîtier avec un isolant complet.

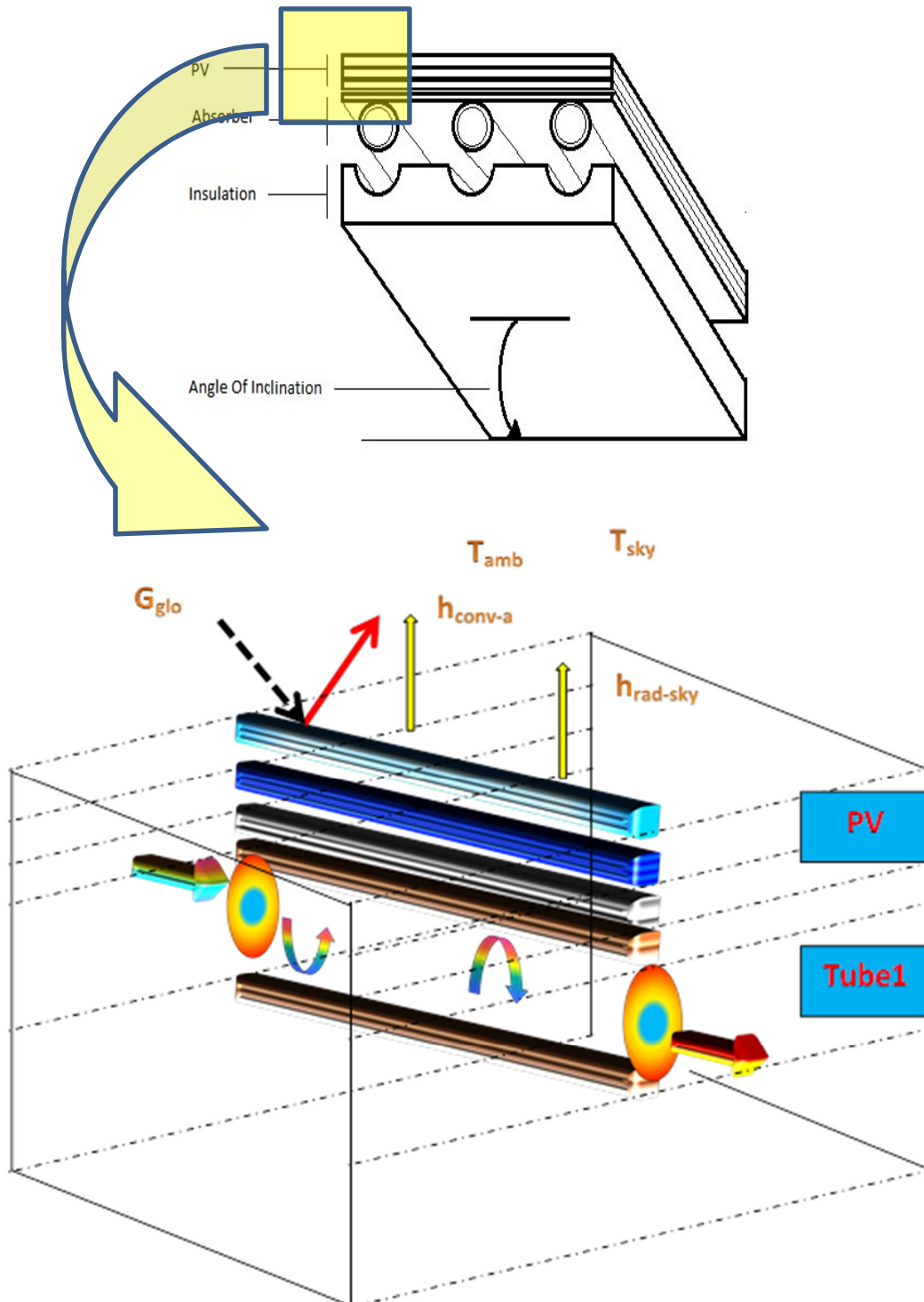


Figure 3.2 Construction de capteur PV / T

3.4. Les bilans énergétiques du capteur PV/T

La production d'énergie électrique et thermique par le système hybride PV/T dépend des plusieurs paramètres d'entrées et de sorties : le rayonnement solaire, la vitesse du vent, la température ambiante et de fluide caloporteur.

Le but de l'étude, est de prévoir les températures dans chaque couche du capteur PV/T, Pour cela on utilise le principe de conservation de l'énergie pour chaque élément du système qui peut donc être présenté par une équation de bilan d'énergie suivante :

La variation de l'énergie interne = l'énergie reçue – l'énergie perdue

Ou encore sous forme mathématique, Considérons une section quelconque du système à l'instant t .

Le bilan au nœud i donne :

$$M_i C_i \frac{dT_i}{dt} = \sum_i Q_i - \sum_s Q_i \quad (1)$$

M_i : Masse du nœud i

C_i : La chaleur spécifique du nœud i

dt : Pas de temps.

Pour la face extérieure du Verre :

L'équation de l'énergie au niveau du verre ; face extérieur est comme suit (Figure 3.3) :

$$M_v C_v \frac{dT_{v \text{ ext}}}{dt} = A_v G - Q_{\text{rad } v\text{-ciel}} - Q_{\text{conv } v\text{-a}} - Q_{\text{cond } v} \quad (2)$$

$$M_v C_v \frac{dT_{v \text{ ext}}}{dt} = A_v G - \sigma \varepsilon_v A_v (T_v^4 - T_{\text{ciel}}^4) - h_{c-a} A_v (T_{v \text{ ext}} - T_a) - h_{\text{cond } v} A_v (T_{v \text{ ext}} - T_{v \text{ int}})$$

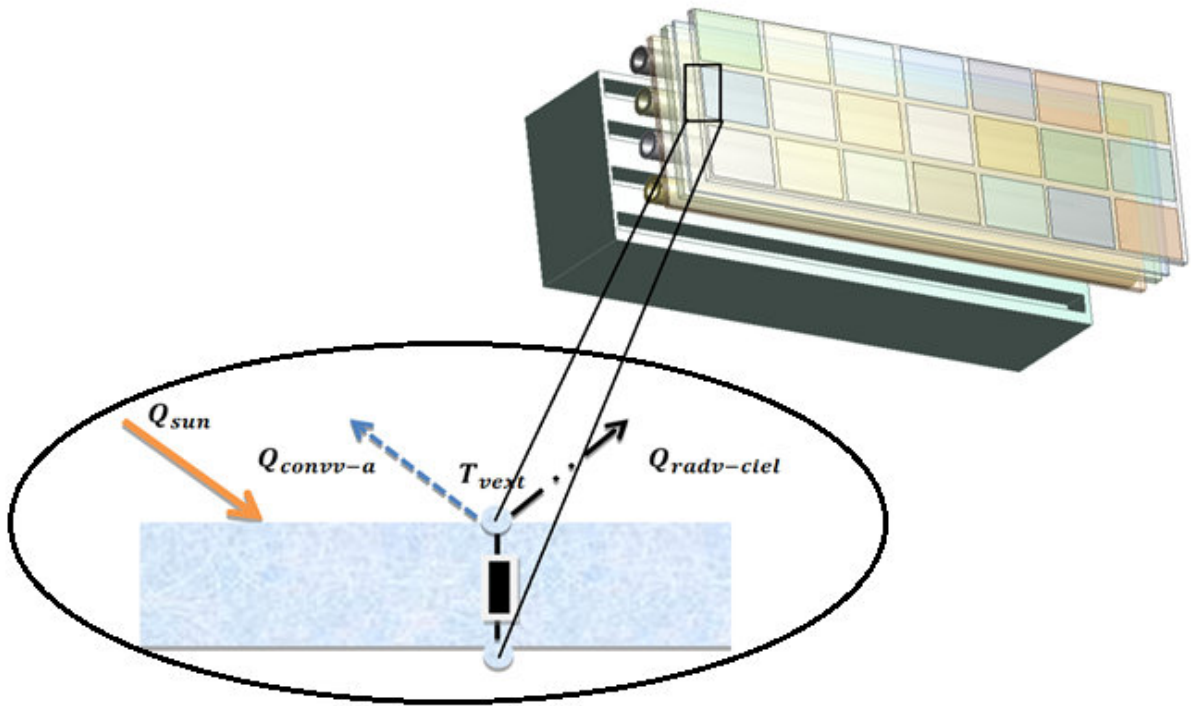


Figure 3.3 L'échange thermique au niveau de la vitre ; face extérieure

Pour la face intérieure du Verre :

L'équation de l'énergie au niveau du verre ; face intérieur est comme suit (Figure 3.4) :

$$M_v c_v \frac{dT_{v, \text{int}}}{dt} = A_v G \tau_v + Q_{\text{cond } v} - Q_{\text{cond } v-\text{cel}} \quad (3)$$

$$M_v c_v \frac{dT_{v, \text{int}}}{dt} = A_v G \tau_v + h_{\text{cond } v} A_v (T_{v, \text{ext}} - T_{v, \text{int}}) - h_{\text{cond } v-\text{cel}} A_v (T_{v, \text{int}} - T_{\text{cel}})$$

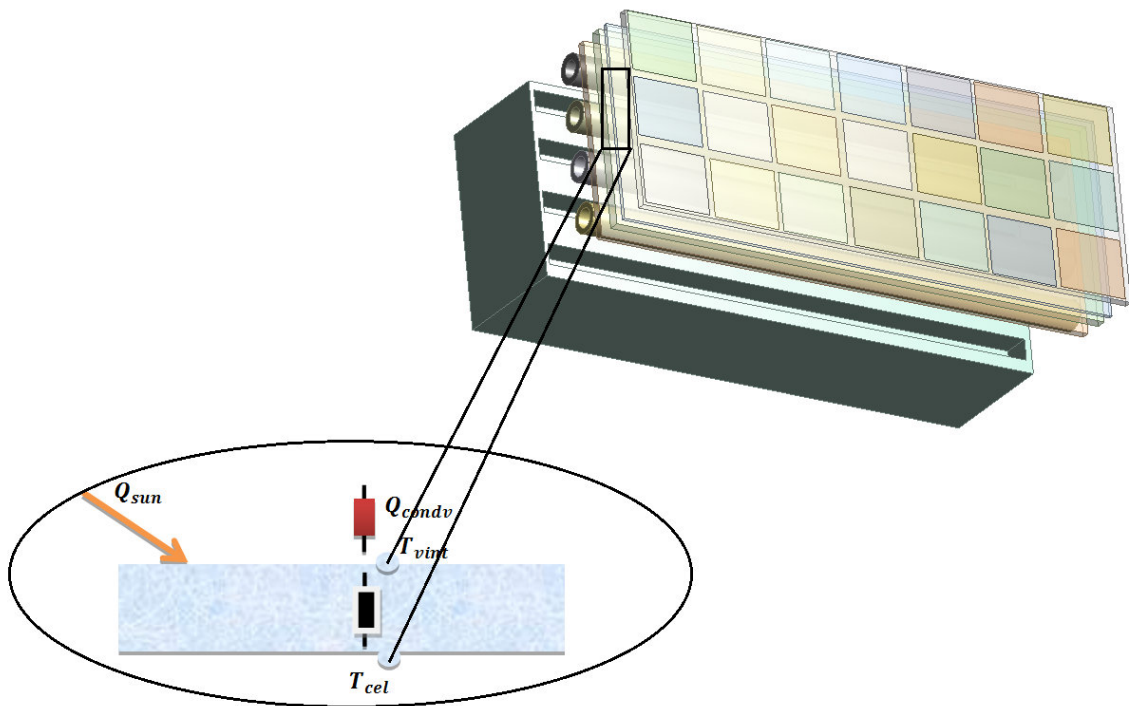


Figure 3.4 L'échange thermique au niveau de la vitre ; face intérieure

Pour la cellule solaire : (Figure 3.5)

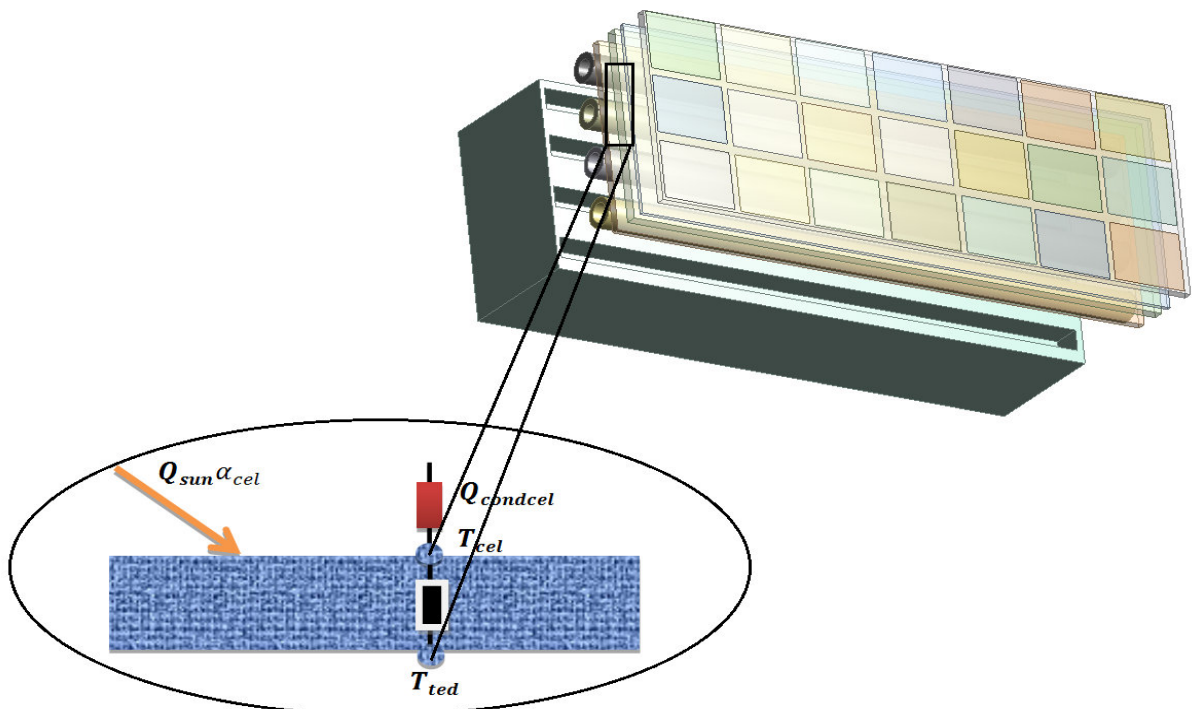


Figure 3.5 L'échange thermique au niveau de la cellule photovoltaïque

L'équation de l'énergie au niveau de la cellule photovoltaïque est comme suit :

$$M_{cel} c_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = A_v G \tau_v \alpha_{cel} + Q_{cond v cel} - Q_{cond cel-ted} - Q_{ele} \tag{4}$$

$$M_{cel} c_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = A_v G \tau_v \alpha_{cel} + h_{cond v-cel} A_v (T_{v int} - T_{cel}) - h_{cond cel-ted} A_{cel} (T_{cel} - T_{ted}) - Q_{ele}$$

$$Q_{ele} = \frac{Q_{sun}}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \exp[\beta(T_{cel} - T_{ref})] \tag{5}$$

η_{ref} : Est le rendement de référence est mesuré pour une température de référence T_{ref} prise égale à 25° C.

β : Le coefficient de température qui représente la relation entre le rendement de la cellule solaire et la température (environ 0.004 pour une cellule solaire au silicium) [105].

Pour la couche de Tedlar :

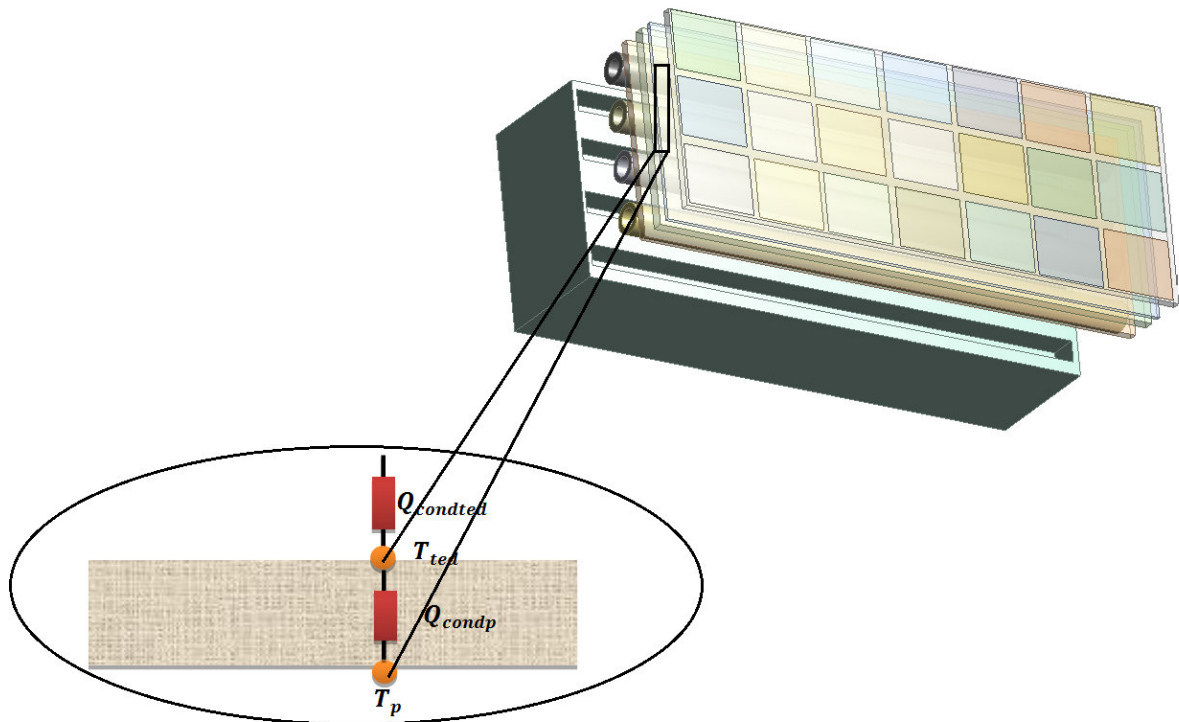


Figure 3.6 L'échange thermique au niveau de la couche de Tedlar

L'équation de l'énergie au niveau de la couche de Tedlar est donnée comme suit (Figure 3.6):

$$M_{ted} c_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = Q_{cond\ cel-ted} - Q_{cond\ ted-p} \quad (6)$$

$$M_{ted} c_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = h_{cond\ cel-ted} A_{ted} (T_{cel} - T_{ted}) - h_{cond\ ted-p} A_{ted} (T_{ted} - T_p)$$

Au niveau de la plaque absorbante : (Figure 3.7)

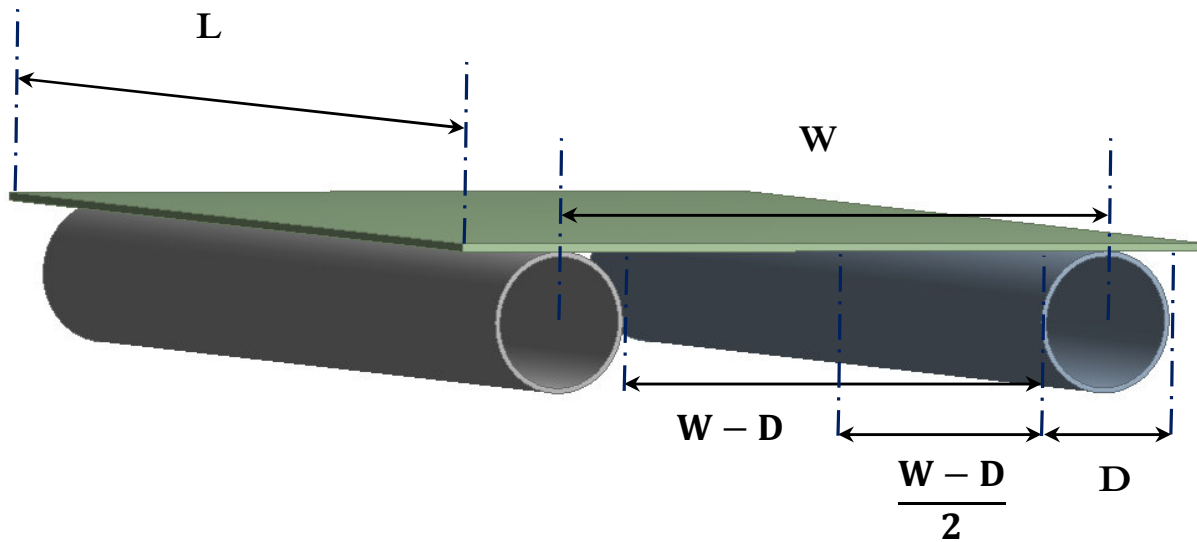


Figure 3.7 Géométrie de l'absorbeur (tubes parallèles) du PV/T

L'équation de l'énergie au niveau de la couche de la plaque absorbante est donnée comme suit :

$$M_p c_p \frac{dT_p}{dt} = Q_{cond\ ted-p} - Q_{cond\ p-tube} - Q_{cond\ p-iso} \quad (7)$$

$$M_p c_p \frac{dT_p}{dt} = h_{cond\ ted-p} A_p (T_{ted} - T_p) - h_{cond\ p-tube} A_{p-tube} (T_p - T_t) - h_{cond\ p-iso} A_{p-iso} (T_p - T_{iso\ int})$$

Au niveau du tube :

L'équation de l'énergie au niveau du tube est donnée comme suit :

$$M_t c_t \frac{dT_t}{dt} = Q_{cond\ p-tube} - Q_{conv\ tube-fluide} - Q_{cond\ tube-iso} \quad (8)$$

$$M_t c_t \frac{dT_t}{dt} = h_{\text{cond p-tube}} A_{\text{p-tube}} (T_p - T_t) - h_{\text{conv tube-fluide}} A_{\text{fluide}} (T_t - T_f) - h_{\text{cond tube-iso}} A_{\text{iso-tube}} (T_t - T_{\text{iso ext}})$$

Pour le fluide caloporteur [106] :

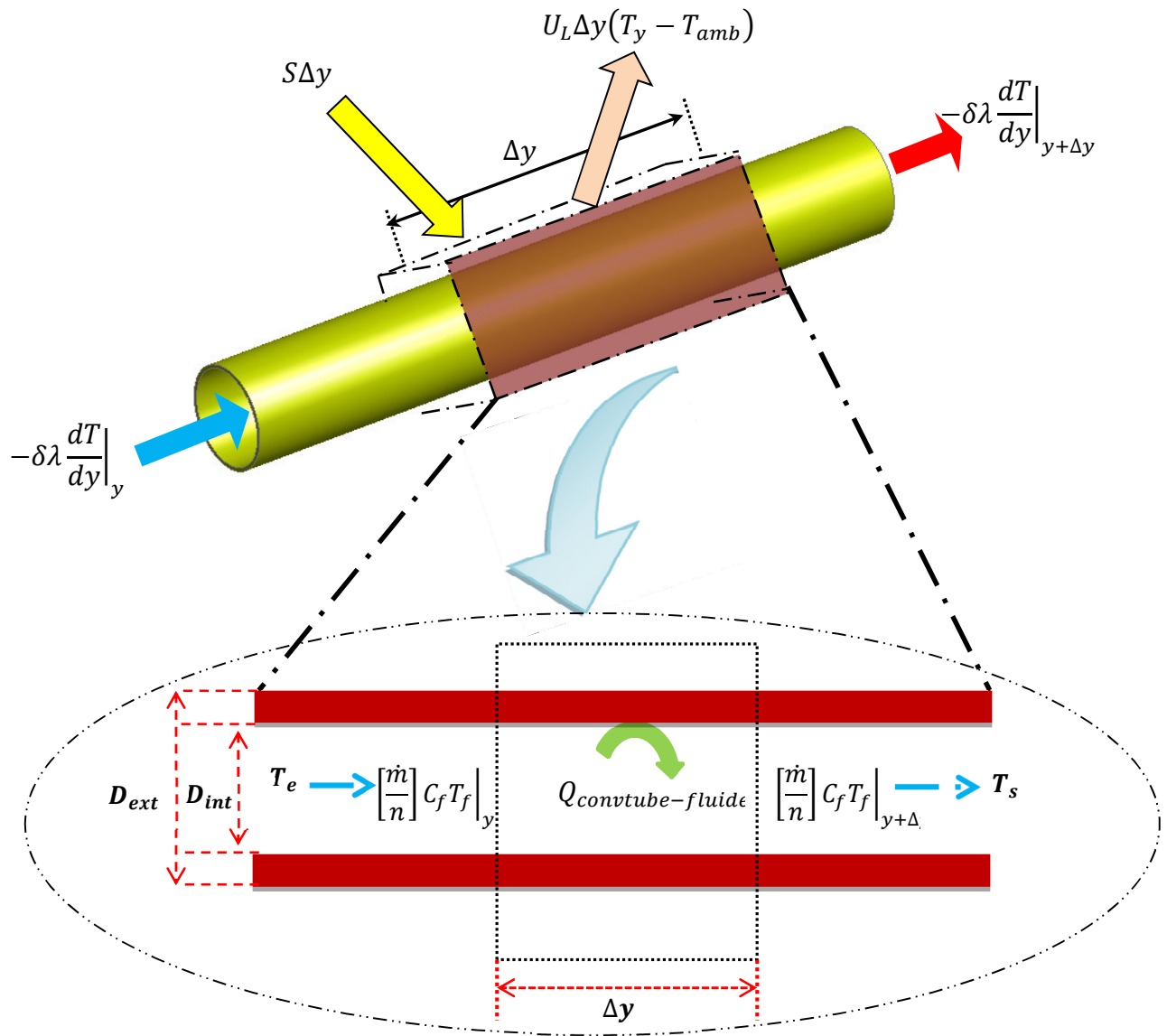


Figure 3.8 Ecoulement du fluide dans un tube : Bilan énergétique de l'ailette

La distribution de la température dans le sens d'écoulement du fluide, si on considère que le fluide a une température d'entrée T_e et une température de sortie T_s et les diamètres extérieur et intérieur du tube sont respectivement D_{ext} et D_{int} , pour un segment de l'eau dans le tuyau de

communication (Figure 3.8)

$$M_f c_f \frac{dT_f}{dt} = Q_{\text{conv tube-fluide}} + Q_{\text{th}} \quad (9)$$

$$M_f c_f \frac{dT_f}{dt} = h_{\text{conv tube-fluide}} A_{\text{fluide}} (T_t - T_f) + n W F' [S - U_{p-a} (T_f - T_a)]$$

$$S = \left[\tau_v \alpha_{\text{cel}} - \left(\frac{\eta_{\text{ref}} A_{\text{cel}}}{A_c} \right) \right] G \quad (10)$$

Pour la couche d'isolant :

L'équation de l'énergie au niveau de l'isolant ; face intérieure est donnée par (Figure 3.9)

$$M_{\text{iso}} c_{\text{iso}} \frac{dT_{\text{iso int}}}{dt} = Q_{\text{cond p-iso}} - Q_{\text{cond iso}} \quad (11)$$

$$M_{\text{iso}} c_{\text{iso}} \frac{dT_{\text{iso int}}}{dt} = h_{\text{cond p-iso}} A_{p\text{-iso}} (T_p - T_{\text{iso int}}) - h_{\text{cond iso}} A_{\text{iso}} (T_{\text{iso int}} - T_{\text{iso ext}})$$

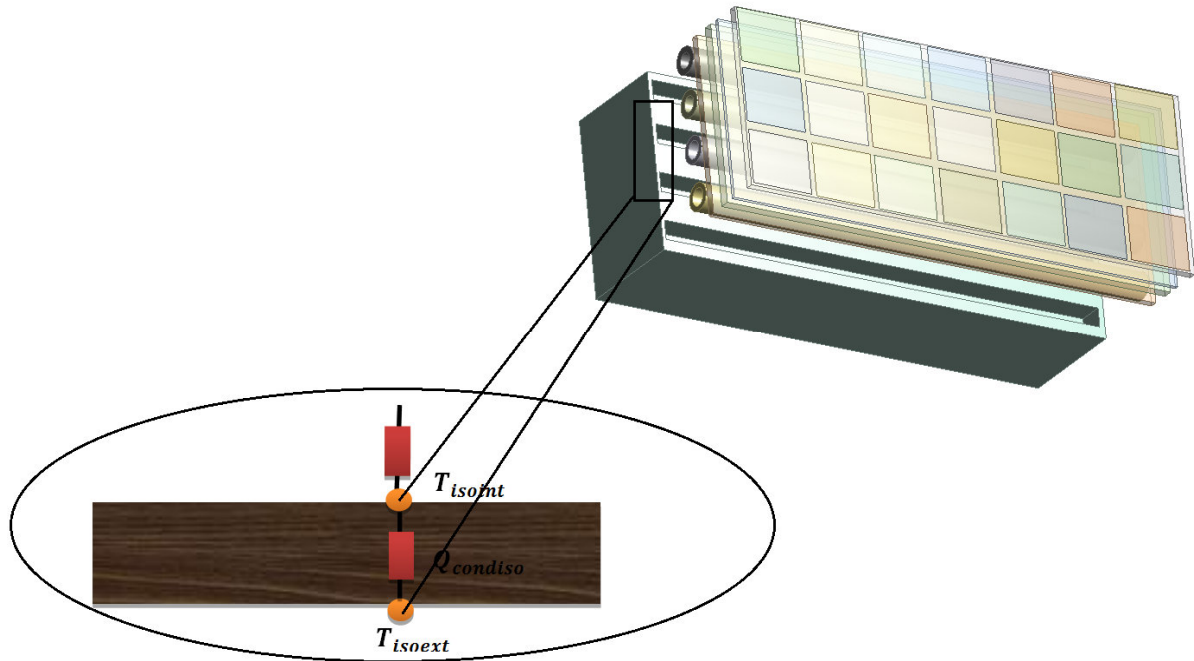


Figure 3.9 L'échange thermique au niveau de l'isolant ; face intérieure

L'équation de l'énergie au niveau de l'isolant ; face extérieure est donnée par (Figure 3.10) :

$$M_{iso} c_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = Q_{cond\ tube-iso} + Q_{cond\ iso} - Q_{cond\ iso-a} \quad (12)$$

$$M_{iso} c_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = h_{cond\ tube-iso} A_{iso-tube} (T_t - T_{iso\ ext}) + h_{cond\ iso} A_{iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) - h_{cond\ iso} A_{iso} (T_{iso\ ext} - T_a)$$

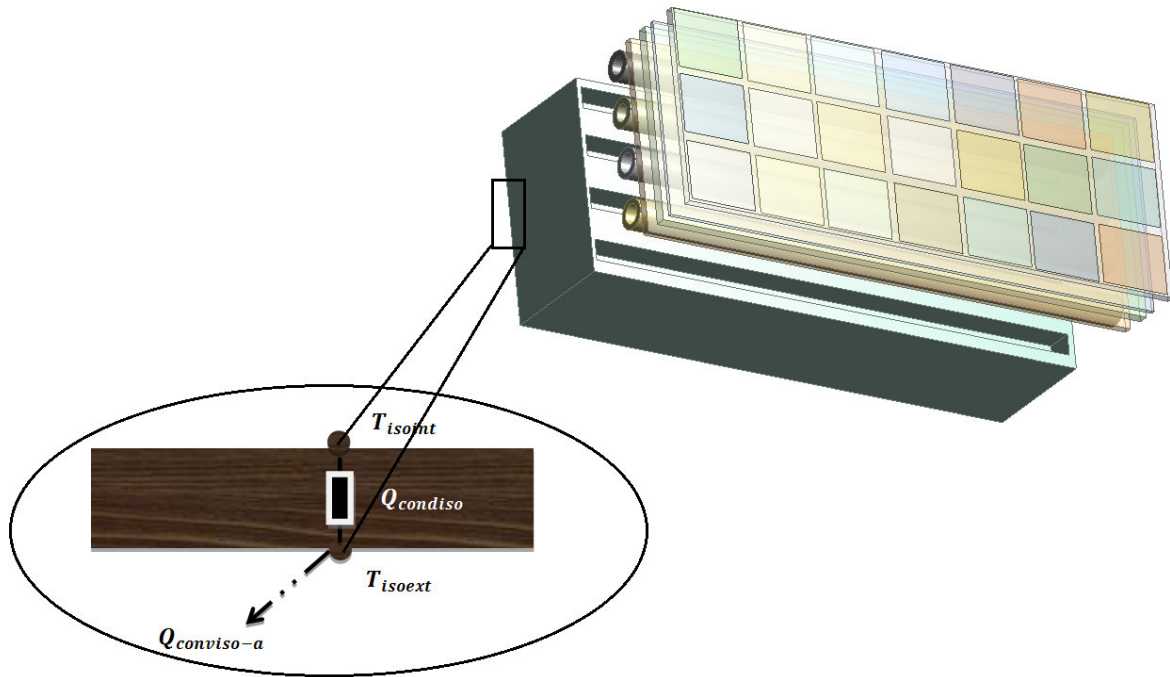


Figure 3.10 L'échange thermique au niveau de l'isolant ; face extérieure

3.5. Le bilan énergétique du système hybride PV/T en 2D :

La modélisation d'un système (capteur solaire hybride PV/T) prend obligatoirement en considération le mode de circulation du fluide dans la géométrie de l'absorbeur choisie, le type de la cellule photovoltaïques utilisé (module PV), le nombre de vitrage, les matériaux utilisés pour l'isolation arrière et latérale. (Figure 3.11)

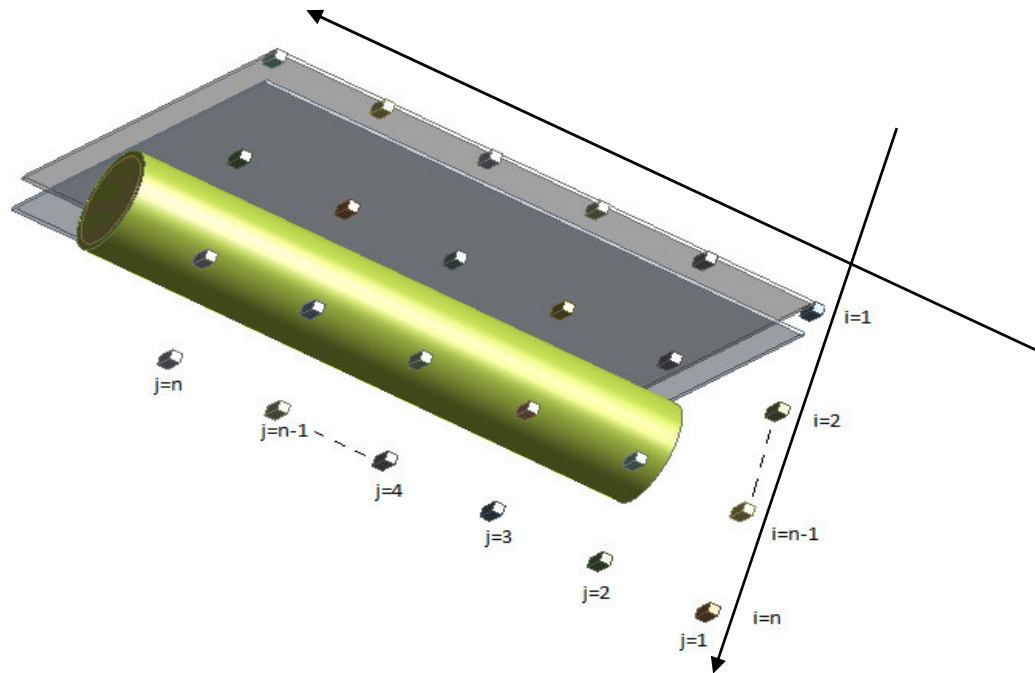


Figure 3.11 Nœuds dans le domaine du PV/T

Cette modélisation doit aboutir à la détermination des coefficients caractérisant le capteur étudié, les différentes équations permettant d'évaluer l'énergie extraite, les températures des éléments et du fluide à l'entrée et à la sortie, ainsi que les rendements des capteurs. Nous allons développer cette procédure sur quelques modèles.

Avant d'entamer les calculs alphanumériques il est nécessaire de préciser certaines hypothèses de calcul :

1) : Les propriétés physiques et thermiques du fluide caloporteur (eau) sont données par des formules en fonction de sa température moyenne et sa conductivité thermique sera négligée.

2) : L'absorbeur étant en métal {en général de l'Acier}

3) : Les expériences ont montrés que, les deux faces d'une vitre exposée au soleil, sont pratiquement à la même température.

4) : La température ambiante est la même autour du capteur.

5) : Les températures dans le fluide, la cellule et dans l'absorbeur ne dépendent que de la dimension longitudinale (caractéristique) dans le sens de l'écoulement du fluide caloporteur. Cette dimension sera prise comme variable d'intégration dans notre étude

Prenons une partie du système à l'instant t .

Le bilan au nœud i donne :

$$M_i c_i \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_i \left[\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right] + q_i \quad (13)$$

Avec :

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} = \frac{T_{i+1,j} + T_{i-1,j} - 2T_{i,j}}{(\Delta x)^2} \\ \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} = \frac{T_{i,j+1} + T_{i,j-1} - 2T_{i,j}}{(\Delta y)^2} \\ \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n}{dt} \end{cases} \quad (14)$$

L'équation de la chaleur en deux dimensions est discrétisée comme [105] :

$$\frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n}{dt} = \frac{\lambda_i}{m_i c_i} \left[\frac{T_{i+1,j}^n + T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j+1}^n + T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} \right] + \frac{Q_i}{m_i c_i} \quad (15)$$

En regroupant les différents termes de cette équation, on obtient :

$$\begin{aligned} T_{i,j}^{n+1} &= \frac{\lambda_i dt}{m_i c_i} \left[\frac{T_{i+1,j}^n + T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j+1}^n + T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} \right] + T_{i,j}^n + \frac{dt Q_i}{m_i c_i} \\ T_{i,j}^{n+1} &= \frac{\lambda_i dt}{m_i c_i} \left[\frac{T_{i+1,j}^n + T_{i-1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j+1}^n + T_{i,j-1}^n}{(\Delta y)^2} \right] + \left[1 - \frac{2\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta x)^2} - \frac{2\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta y)^2} \right] T_{i,j}^n + \frac{dt Q_i}{m_i c_i} \\ T_{i,j}^{n+1} &= (A^*) T_{i,j}^n + (B^*) (T_{i-1,j}^n + T_{i+1,j}^n) + (C^*) (T_{i,j-1}^n + T_{i,j+1}^n) + D^* \end{aligned}$$

Avec :

$$(A^*) = \left[1 - \frac{2\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta x)^2} - \frac{2\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta y)^2} \right], (B^*) = \frac{\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta x)^2}, (C^*) = \frac{\lambda_i dt}{m_i c_i (\Delta y)^2}, D^* = \frac{dt Q_i}{m_i c_i}$$

L'énergie thermique fournie par le rayonnement solaire est donnée par :

$$Q_{sun} = A_{glass} \tau_{glass} \alpha_{cel} G \quad (16)$$

A_{glass} : surface de la vitre

G : irradiations solaire

τ_{glass} : Transmittivité de Verre

α_{cel} : coefficient d'absorption de la cellule solaire

3.6. Discrétisation des équations pour chaque couche du capteur PV/T

Les bilans énergétiques pour chaque composant du capteur rapportent ce qui suit [105] :

Equation 1 Vitre

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_v \Delta t}{\rho_v \cdot c_v \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_v \rho_v \cdot c_v \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_v} \quad (17)$$

$$Q_v = (1 - \tau_v) G \Delta x \Delta y + \frac{h_{\text{conv}} \Delta y}{\rho_v \cdot c_v \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{\text{amb}} - T_v) + \frac{h_{\text{ray}} \Delta y}{\rho_v \cdot c_v \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{\text{sky}} - T_v) - \frac{h_{\text{condv-PV}} \Delta y}{\rho_v \cdot c_v \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{\text{PV}} - T_v)$$

Equation 2 Cellule PV :

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_{\text{PV}} \Delta t}{\rho_{\text{PV}} \cdot c_{\text{PV}} \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_{\text{PV}} \rho_{\text{PV}} \cdot c_{\text{PV}} \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_{\text{PV}}}$$

$$Q_{\text{PV}} = (\tau \alpha) G \Delta x \Delta y + \frac{h_{\text{condv-PV}} \Delta y}{\rho_{\text{PV}} \cdot c_{\text{PV}} \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{\text{PV}} - T_v) - \frac{h_{\text{condPV-Ted}} \Delta y}{\rho_{\text{PV}} \cdot c_{\text{PV}} \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{\text{Ted}} - T_{\text{PV}}) - Q_{\text{ele}} \quad (18)$$

$$Q_{\text{ele}} = \frac{\alpha_{\text{cel}} \tau_g A_{\text{cel}}}{\alpha_{\text{cel}}} \eta_{\text{ref}} \exp[\beta(T_{\text{cel}} - T_{\text{ref}})]$$

Equation 3 Tedlar :

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_{Ted} \Delta t}{\rho_{Ted} \cdot c_{Ted} \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_{Ted} \rho_{Ted} \cdot c_{Ted} \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_{Ted}} \quad (19)$$

$$Q_{Ted} = \frac{h_{condPV-Ted} \Delta y}{\rho_{Ted} \cdot c_{Ted} \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{Ted} - T_{PV}) - \frac{h_{condTed-p} \Delta y}{\rho_{Ted} \cdot c_{Ted} \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_p - T_{Ted})$$

Equation 4 Plaque absorbante :

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_p \Delta t}{\rho_p \cdot c_p \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_p \rho_p \cdot c_p \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_p} \quad (20)$$

$$Q_p = \frac{h_{condTed-p} \Delta y}{\rho_p \cdot c_p \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_p - T_{Ted}) - \frac{h_{condp-tub} \Delta y}{\rho_p \cdot c_p \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{tub} - T_p)$$

Equation 5 Tube

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_{tub} \Delta t}{\rho_t \cdot c_t \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_t \rho_t \cdot c_t \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_{tub}} \quad (21)$$

$$Q_t = \frac{h_{condp-tub} \Delta y}{\rho_t \cdot c_t \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{tub} - T_p) - \frac{h_{convtub-f} \Delta y}{\rho_t \cdot c_t \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_f - T_{tub}) - \frac{h_{condtub-iso} \Delta y}{\rho_t \cdot c_t \cdot \frac{\Delta x}{2} \Delta y} (T_{iso} - T_{tub})$$

Equation 6 Fluide caloporteur

$$\frac{m_f c_f}{S} \frac{dT_f}{dt} + \frac{\dot{m} c_f}{l} \frac{dT_f}{dy} = h_{convf} (T_{tub} - T_f) \quad (22)$$

Equation 6 Isolant

$$T_{i,j}^{n+1} = T_{i,j}^n + \frac{\lambda_{iso} \Delta t}{\rho_{iso} \cdot c_{iso} \cdot \Delta x \Delta y} \left(\frac{T_{i-1,j}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i+1,j}^n}{(\Delta x)^2} + \frac{T_{i,j-1}^n - 2T_{i,j}^n + T_{i,j+1}^n}{(\Delta y)^2} \right) + \frac{Q_{iso} \rho_{iso} \cdot c_{iso} \cdot \Delta x \Delta y \Delta t}{\lambda_{iso}} \quad (23)$$

Le gain de chaleur utile peut être calculé comme suit [18] :

$$Q_{use} = A_c F_R [(\tau \alpha)_{PV} G - U_{pv-a} (T_{in} - T_a)] \quad (24)$$

Le facteur d'évacuation de chaleur FR peut être calculé en utilisant l'équation d'ailette [19], il explique aussi le débit de masse dans le collecteur \dot{m} et la chaleur spécifique du fluide c_f [20] :

$$F_R = \frac{\dot{m} c_f}{A_c U_{pv-a}} \left[1 - \exp \left(\frac{-A_c U_{pv-a} F'}{\dot{m} c_f} \right) \right] \quad (25)$$

$$F' = \frac{1}{U_{pv-a} \left[W [U_{pv-a} (D_{ext} + (W - D_{ext}) F)] + \frac{1}{U_b} + \frac{1}{\pi D_{ext} h_{convp-f}} \right]} \quad (26)$$

$$F = \frac{\tanh \left(m \frac{(W - D_{ext})}{2} \right)}{m \frac{(W - D_{ext})}{2}} \quad (27)$$

Le coefficient global de perte de chaleur U_{p-a} représente la somme de la perte en haut et en bas. Suite à la procédure de base de Hottel et Woertz, Klein a développé une équation empirique pour le coefficient de perte supérieure U_{top} (Duffie et Bechman, 1991 ; Agbo et Okoroigwe 2007) comme suit :

$$U_{top} = \frac{1}{\frac{N}{\frac{c}{T_{pv}} \left(\frac{T_{pv} - T_a}{N - f} \right)^e}} + \frac{\sigma(T_{pv} + T_a)(T_{pv}^2 - T_a^2)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_{pv} + 0.00591N h_{convg-a}} \right) + \frac{2N + f - 1 + 0.133\varepsilon_p - N}{\varepsilon_g}} \quad (28)$$

Ou :

$$f = (1 + 0.09h_{convg-a} - 0.1166h_{convg-a}\varepsilon_p)(1 + 0.07866N)$$

$$c = (520 - 0.00005\beta^2)$$

$$e = 0.430 \left(1 - \frac{100}{T_{pm}} \right)$$

β Est l'inclinaison du collecteur et σ est la constante de Boltzmann Stephan.

Le coefficient de perte inférieur, U_b est donné comme suit :

$$U_b = \frac{\lambda_{ins}}{\delta_{ins}} \quad (29)$$

3.7. Performances thermiques des capteurs hybrides PV/T

Les paramètres nécessaires pour la détermination des performances thermiques du capteur hybride sont la température d'entrée et de sortie, la température ambiante et le volume de fluide qui coule à travers le capteur, ainsi que l'irradiation solaire et la vitesse du vent.

Comme pour les capteurs solaire thermique le rendement thermique d'un système hybride est exprimé en fonction de la température réduite T^* telle que :

$$T^* = \frac{Te - Ta}{G} \quad (30)$$

Pour calculer l'énergie utile fournie par le capteur hybride on va utiliser la même équation pour le cas d'un capteur thermique plan une modification simple car en fait une partie du rayonnement absorbé est convertie en énergie électrique, l'énergie utile est donc :

$$Q_{utile} = A * FR * (\tau * \alpha^* - U_l * T^*) \quad (31)$$

Telle que α^* est le facteur d'absorptivité [58] exprimé par :

$$\alpha^* = \alpha - \eta_{PV} \quad (34)$$

Le facteur d'absorptivité alpha d'un capteur solaire thermique est plus grand que celui d'un capteur hybride à cause de la présence d'une couche sélective sur l'absorbeur du capteur solaire thermique une telle couche n'est pas présente à la surface du capteur hybride.

Le rendement thermique du capteur hybride photovoltaïque thermique est déterminé expérimentalement par la formule suivante :

$$\eta_{Th} = \frac{m^* C_{fluide} (T_s - T_e)}{A_c G} \quad (35)$$

Ce chapitre explique les principes d'un système solaire photovoltaïque/thermique (PV/T) et donne un bref aperçu de la littérature qui a été menée au cours des trois dernières décennies. Par la suite, les configurations (conceptions) qui ont déjà été étudiées et comparées sont discutés par certains mots qu'ils sont présenté des avantages et des inconvénients de l'utilisation soit de l'eau ou de l'air comme fluide de caloporteur pour extraire la chaleur des cellules photovoltaïques. En outre, des modèles innovateurs sont présentés pourraient améliorer le processus d'extraction de chaleur et quelques modules PV/T disponibles dans le commerce sont examinés, le potentiel des systèmes hybrides PV/T est expliqué avec certaines applications actuelles. Le chapitre se termine par les facteurs clés qui sont importants pour augmenter le potentiel de ces systèmes PV/T sur le marché.

Méthodologie

La spécification de conception et de fonctionnement des paramètres sont donnés dans les deux tableaux 1, 2, respectivement. Celles-ci ont été utilisées comme paramètres d'entrée. Les données climatiques pour le rayonnement solaire, la température ambiante et le nombre de jours clairs ont été obtenus à partir de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER) a été utilisé dans l'étude. Les étapes suivantes ont été utilisées pour l'évaluation de système.

Les différentes étapes de résolution sont les suivants :

- ✓ Données data et des constantes géométriques
- ✓ Calcul de rayonnement solaire global
- ✓ Calculer la puissance absorbée par les différentes couches de PV/T
- ✓ Calcul des différents coefficients d'échange de chaleur qui sont indépendantes de la température comme suit :
 - † Les coefficients d'échange de chaleur par conduction à travers le verre, l'absorbeur et l'isolation.
 - † Les coefficients d'échange de chaleur en raison du vent.

On a supposé, pour des conditions initiales, que le point temporel initial de température dans tous les composants est égal à la température ambiante T_{amb} , tandis que la température du fluide à l'orifice d'entrée est constante dans le temps.

- ✓ Calcul du coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre :
 - † Verre face extérieure et l'atmosphère.
- ✓ Calcul des coefficients d'échange de chaleur par convection entre :
 - † Verre face extérieure et l'atmosphère.
 - † La plaque d'absorbeur et le fluide.
- ✓ Calcul des coefficients de transfert de chaleur par conduction entre les différentes couches de PV/T.
- ✓ L'exécution du programme

3.8. Les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques

3.8.1. Modélisation de cellule photovoltaïque

La simulation de modèle le plus simple d'une cellule photovoltaïque est celui montré dans la figure 3.12.

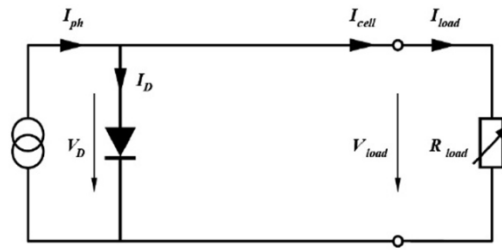


Figure 3.12 Modèle d'une cellule photovoltaïque

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (36)$$

Dans lequel :

- **I_{cell}**: Flux de cellules
- **I_{ph}**: Photo-courant proportionnel à l'intensité du rayonnement solaire
- **ID**: Courant de diode
- **Ios**: Le courant de fuite de la diode
- **q**: Charge de l'électron
- **V**: Tension aux bornes de la diode
- **k**: Constante de Boltzmann
- **T**: Température en kelvin

De ce qui précède-t-on voit que la production de courant d'une pile solaire est directement liée à l'intensité du rayonnement solaire (I_{cell}) et la température (T).

La puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque est le produit de la tension et du courant qu'il génère. Ces deux grandeurs courant-tension délivrées par le module photovoltaïque dépendent des propriétés du module mais aussi de la charge aux bornes du module.

3.9. Etude expérimental du capteur solaire hybride PV/T

Le travail expérimental (figure 3.17) a été effectué dans l'unité appliquée pour les énergies renouvelables à Ghardaïa pour comparer les résultats expérimentaux et numériques trouvés.



Figure 3.13 Le banc d'essai réalisé

La figure (3.13 et 3.14) montre que la face avant de l'absorbeur doit être en contact direct avec la face arrière du module photovoltaïque pour l'absorption de la chaleur, qui n'a pas été converti par les cellules photovoltaïques.

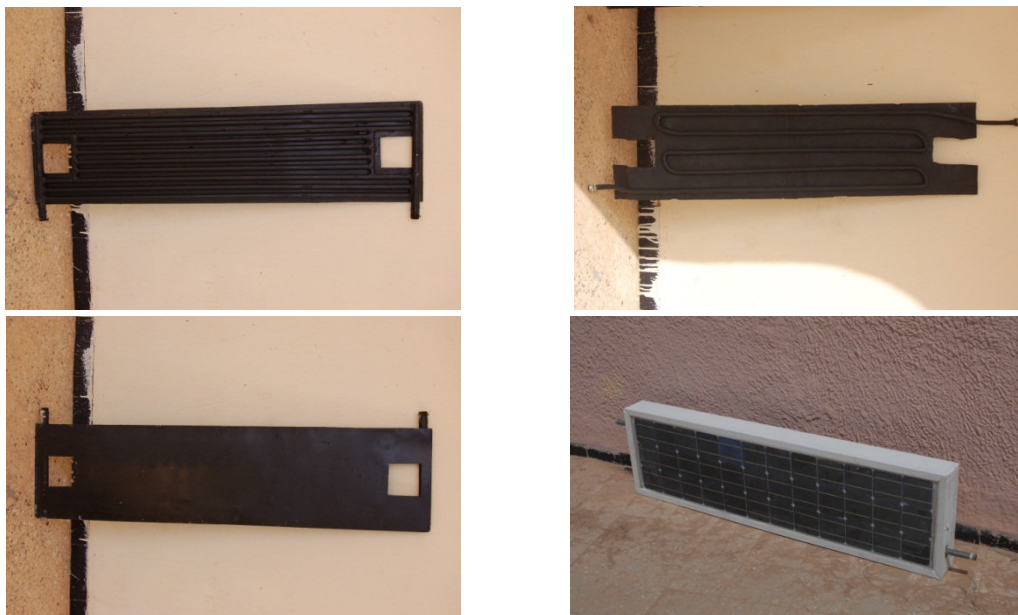


Figure 3.14 Les géométries des deux absorbeurs utilisés

Il existe différentes configurations de capteurs solaires hybrides qui peuvent être trouvés dans la littérature. Dans cette section, nous allons comparer les résultats des deux configurations du PV/T étudié dans le présent document, dans le premier l'absorbeur a été utilisé pour l'acier galvanisé, qui est composé de tubes parallèles et la seconde configuration où la géométrie de l'absorbeur est constituée de un tube en forme de serpentin soudé sur la plaque.



Figure 3.15 L'échangeur de chaleur lié à la face arrière du module PV



Figure 3.16 Géométrie finale du capteur hybride PV / T

Pour prendre des mesures de températures, nous avons utilisé des thermocouples de type «K» ; à mesurer et à mémoriser l'entrée de température et de sortie, ainsi que l'arrière de chaque capteur ; et le front est de considérer deux points (collecteur basse et haute) Figure 3.16.

3.10. Conclusion

La modélisation numérique du capteur hybride de la nouvelle configuration a été présentée dans ce chapitre. Nous avons commencé par une étude théorique qui a permis la détermination du profil de température dans les différentes couches du capteur et les puissances thermiques et électriques produite ainsi que les rendements thermiques et électriques en 1D et 2D. L'étude expérimentale a été entamée par la réalisation d'un prototype du nouveau capteur pour faire une comparaison des résultats expérimentaux avec la simulation.

Chapitre -4 -

Résultats et interprétations

Chapitre 4

Résultats et interprétations

4.1. Introduction

Nous présentons dans ce chapitre les résultats obtenus lors de notre étude expérimentale et analysons les données recueillies par chaque capteur étudié, et puis nous comparons entre quatre capteurs.

L'étude comparative des performances électriques et thermiques du notre capteur hybride (en feuille et tubes) sont comparés avec celles du capteur hybride en cuve et le capteur photovoltaïque classique.

On va analyser et interpréter les résultats obtenus pour les mesures relevées à la journée typique.

4.2 Description du système PV/T

Nous avons réalisé un prototype (image. 1) du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique à la Division Mini centrales solaires de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables situé à Ghardaïa au sud de l'Algérie come montre l'Image 4.1 suivante :



Image 4.1 Photographie du prototype de capteur PV/T étudié

Ce capteur hybride de nouvelle conception est constitué essentiellement d'un module photovoltaïque de type UDES 50 en technologie monocristallin et un absorbeur d'Acier galvanisé avec un épaisseur de 3.25 Cm collé au-dessous du module photovoltaïque. Un fluide caloporteur peut circuler à l'intérieur de cet absorbeur pour l'extraction de la chaleur stockée et non convertie par les cellules solaires.

4.2.1. Description technique du système PV/T

- Cellules photovoltaïques : silicium monocristallin
- Encapsulation : les cellules sont laminées en EVA entre une plaque de verre trempé de haute transmissivité à la face avant et une feuille de Tedlar à la face arrière
- Cadre : en acier galvanisé pour montage facile sur structure
- Boite de jonction é tanche qui contient les deux pôles
- Circuit hydraulique : enceinte en acier galvanisé qui contient le fluide à chauffer au-dessous du module photovoltaïque
- Isolation thermique : laine de verre de premier choix

4.2.2. Dimensions du capteur solaire hybride PV/T

Le tableau suivant présente les dimensions du capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PV/T utilisé dans cette étude expérimentale :

Longueur	1330 mm
Largeur	370 mm
Epaisseur	100 mm

Tableau 4.1 : Dimensions du capteur solaire hybride PV/T

Les caractéristiques sont mesurées suivant les spécifications internationales à un niveau d'ensoleillement de 1000 W/m², un spectre de AM 1.5 et une température de 25°C.

Composition du module	36 cellules au silicium Monocristallin en série
Surface du module	(1290 x 330) [mm ²]
Courant de court-circuit	I_sc 3.27 A
Tension circuit ouvert	V_oc 21.6 V
Courant à puissance maximale	I_m 2.87 A
Tension à puissance maximale	V_m 17.4 V
Puissance maximale	P_m 50 ± 10% W _p
Fill factor	FF 0.63
Rendement électrique	12 %

Tableau 4.2 : Les caractéristiques du capteur solaire hybride PV/T

Pour obtenir les données expérimentales de la PV/T avait installé des appareils de mesure et des instruments analysés ci-dessous :

4.2.3. Dispositifs des mesures

Nous avons utilisé pour notre étude plusieurs types des dispositifs de mesure dans le but de mesurer les paramètres du capteur (température, rayonnement globale, ...) on va les présentées par la suite.

Prélèvement des mesures

Pour prendre les mesures nous avons utilisé des thermocouples de type « K » pour mesurer et enlever la température d'entrée et sortie, ainsi que la face arrière de chaque moule et de la face avant en deux points (bas et haut du capteur) figure (4. 2).

Maillage du nouveau capteur hybride PV/T

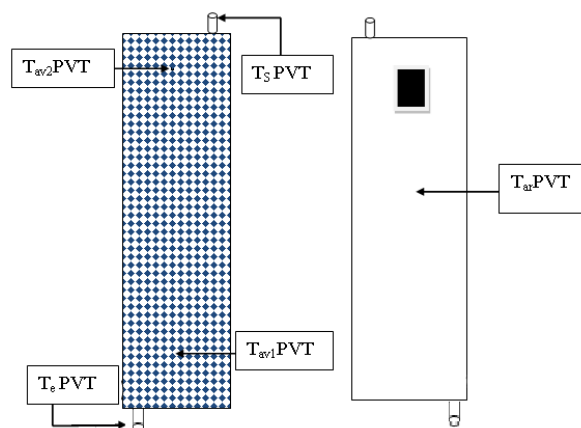


Figure 4. 1 Maillage de température pour le nouveau capteur hybride [107]

Avec :

$T_{e_PV/T}$: Température d'entrée du fluide. $T_{s_PV/T}$: Température de sortie du fluide.

$T_{av1_PV/T}$: Température de la face avant (sur la vitre) du premier point du nouveau capteur hybride.

$T_{av2_PV/T}$: Température de la face avant (sur la vitre) du deuxième point du nouveau capteur hybride.

$T_{ar_PV/T}$: Température de la face arrière du nouveau capteur hybride.

La figure 4. 2, présente le maillage de la température du capteur thermique plan.

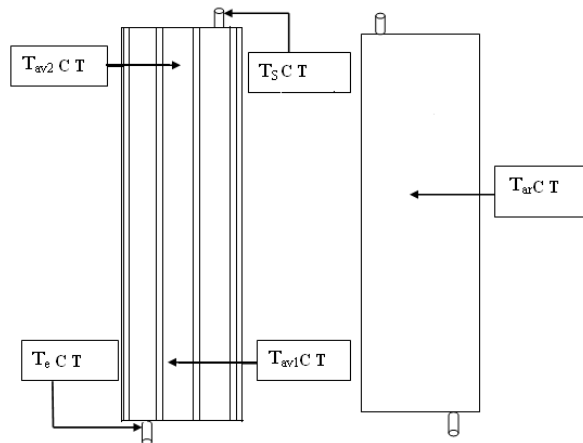


Figure 4. 2 Maillage de température pour capteur thermique plan.

Avec :

T_{e_CT} : Température d'entrée du fluide. T_{s_CT} : Température de sortie du fluide.

T_{av1_CT} : Température face avant du capteur thermique plan

T_{av2_CT} : Température de la face avant du deuxième point du capteur thermique plan.

T_{ar_CT} : Température de la face arrière du capteur thermique plan.

La figure 4. 4, présente le maillage de la température du capteur photovoltaïque classique.

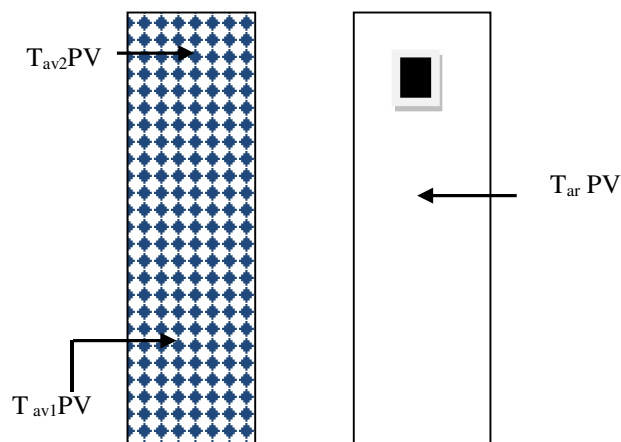


Figure 4. 3 Maillage de température pour capteur photovoltaïque classique.

Dispositifs des mesures



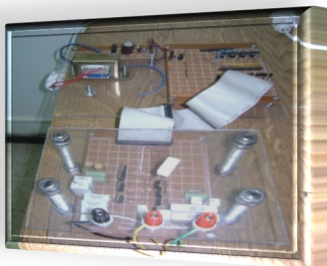
Banc d'essai

L'étude expérimentale a pour but de déterminer en premier lieu la distribution de la température du capteur hybride puis de voir son influence sur la puissance électrique produite par le capteur. Pour cela, nous avons monté sur une seule structure un capteur photovoltaïque de mêmes caractéristiques que le capteur utilisé pour réaliser le système hybride et nous avons étudié le comportement de l'ensemble.



Acquisition de données

Nous avons utilisé une acquisition de données de type Agilent 34970 DATA Acquisition/Switch Unit. GPIB, RS232. Serial Number : MY44050878 pour déterminer les valeurs de température.



Une charge variable

Une charge variable (résistance variable) qui a été réalisé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa. Le dispositif est composé de deux parties : La carte d'isolation pour le but d'isoler le PC au module photovoltaïque et une charge variable.



Thermocouple de type « K »

Le thermocouple de type « K » figure (3.15) est requis pour mesurer des températures de -200 à 2000 0C où il joue le rôle de thermomètres très précis.

Image 4.2 Dispositifs des mesures



Image 4. 2 Processus de mesure de la température

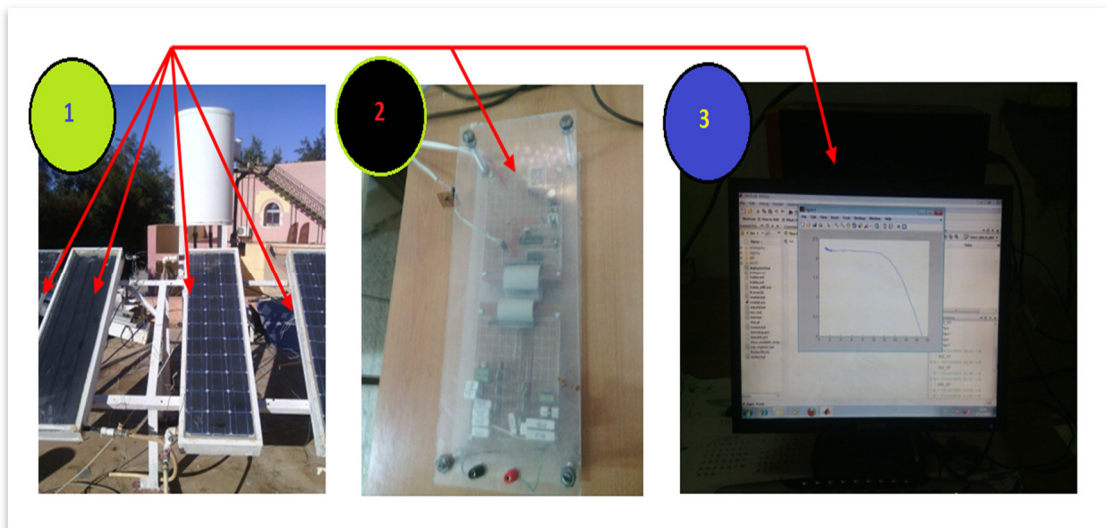


Image. 4. 3 Processus de mesure les caractéristiques I-V

4.3.1. La variation de l'éclairement globale

La figure 4.7 montre l'allure de l'éclairement globale pendant la journée de l'acquisition citée en dessus, les données seront importantes et utilisables pour notre étude. Ces données sont enregistrées durant la journée typique.

Les caractéristiques géographiques du site de Ghardaïa sont :

- Latitude : $32,36^\circ$ L'altitude : 450 m Longitude : $3,81^\circ$

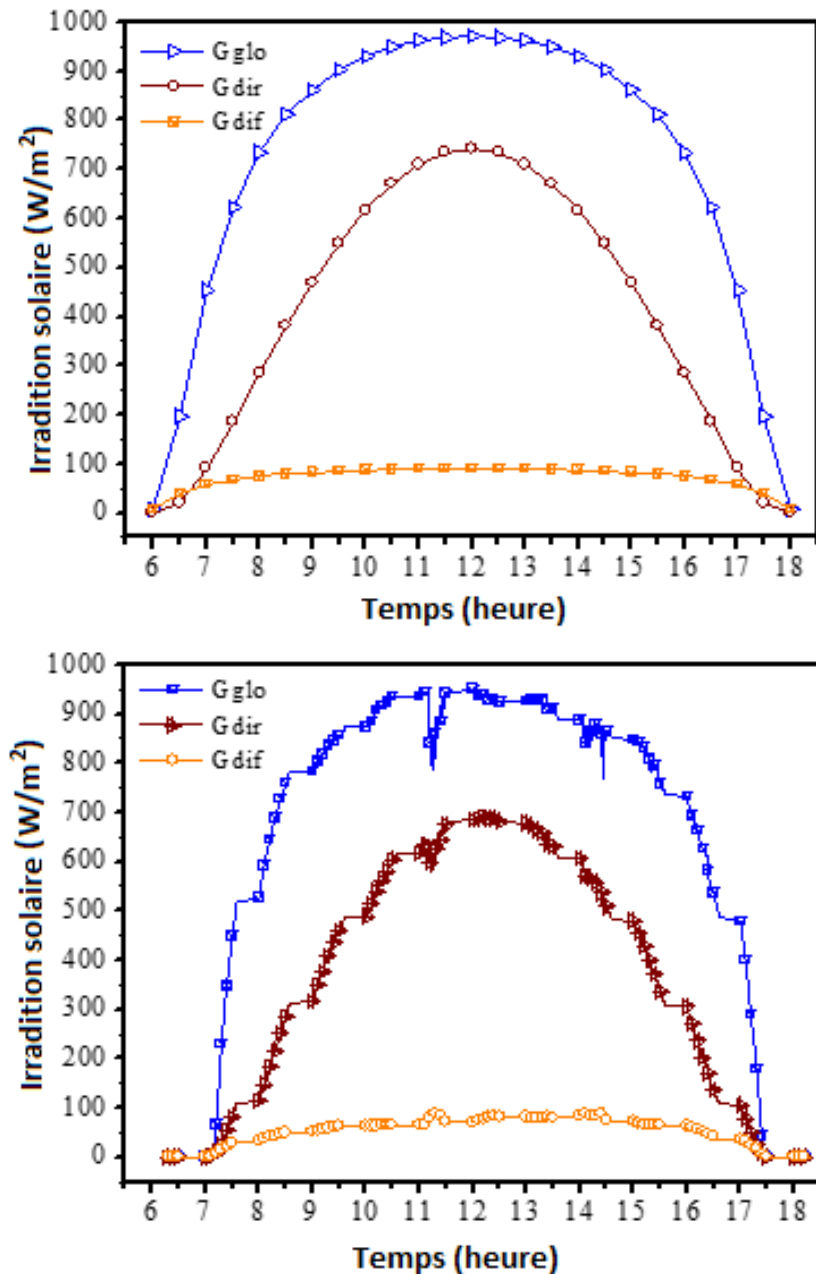


Figure 4.4 (a, b) L'évolution de l'éclairement solaire (Théorique et Expérimental)

On remarque que la courbe est lisse car le ciel pendant la journée est clair.

D'après la figure 4.5 on remarque que la majorité de l'énergie solaire incidente est absorbée par la cellule photovoltaïque et par la plaque d'Acier ces valeurs sont entre 400-500 W durant la journée, cela est dû à ses propriétés d'absorptions élevées.

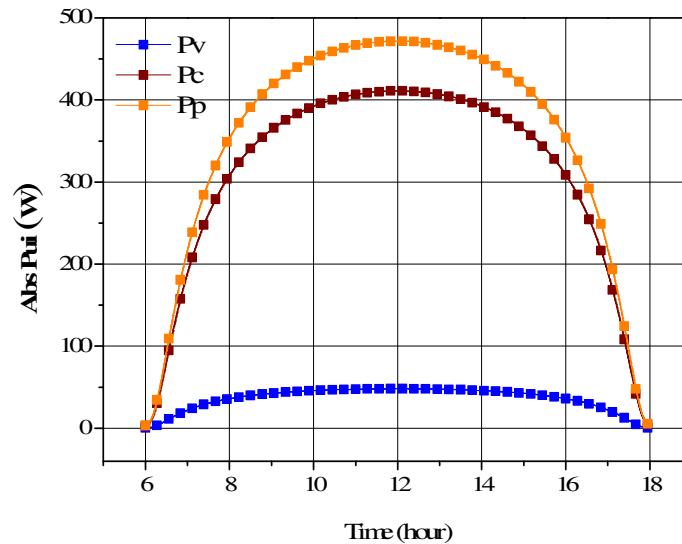


Figure 4. 5 Evolution des puissances absorbées

4.3.2. Distribution de la température dans le capteur Photovoltaïque PV/T

La figure montre la distribution de la température en fonction du temps

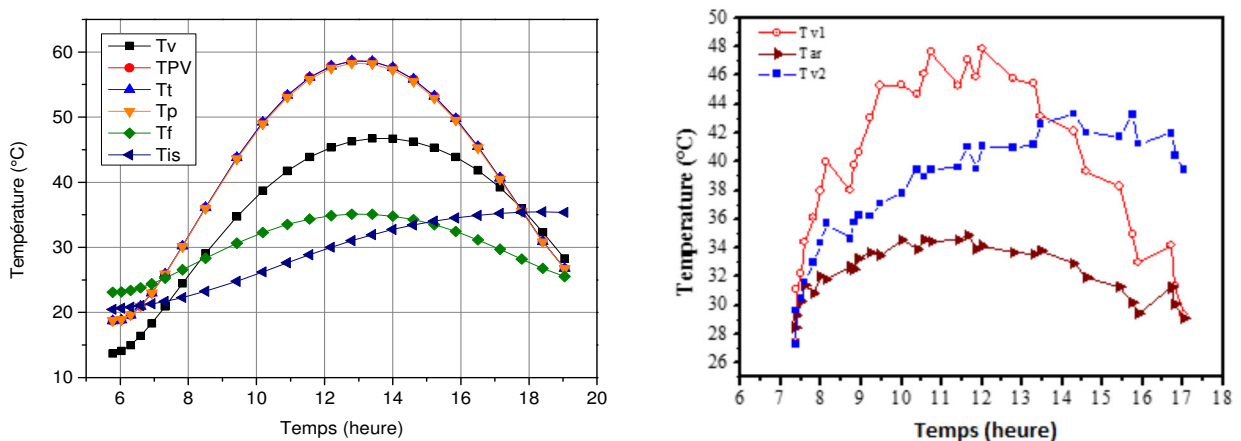


Figure 4. 6 Distribution de la température théorique et expérimentale dans les différentes couches du capteur hybride PV/T

On constate que la température au niveau de la vitre du capteur hybride maximum atteinte est de 58 °C et elle est de 54°C pour la partie expérimentale. Le point maximum de température pour les différentes couches du capteur hybride est atteint entre 12 :00h et 15 :00h. Une faible

variation sépare les températures de la cellule d'absorption, de verre et PV qui sont dus essentiellement à l'épaisseur de chaque couche qui est très faible.

Les deux figures suivantes montrent les variations de température en fonction de position suivant la direction du fluide caloporteur pour les différentes couches de capteur solaire hybride à 11: 00h et 15: 00h, respectivement.[105]

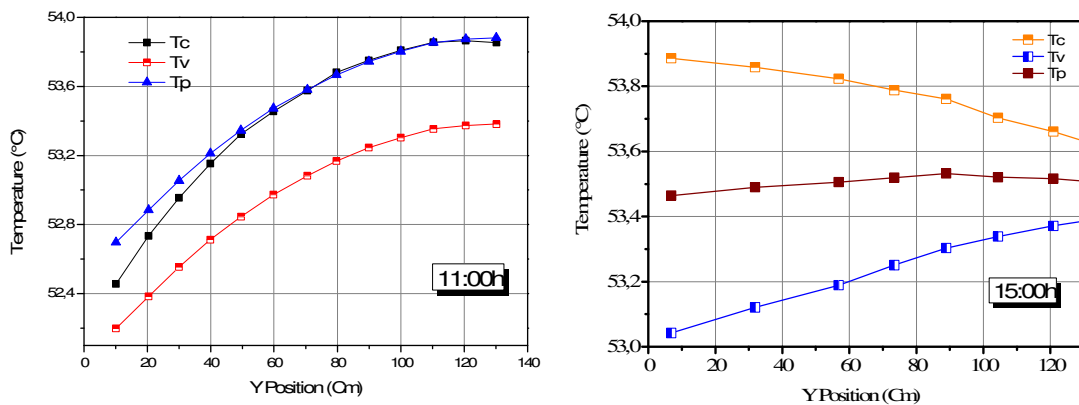


Figure 4. 7 Variations températures de PV/T avec la position Y a 11: 00h et 15:00h

4.3.3. Effet de débit massique sur les températures de la cellule/plaque de PV/T

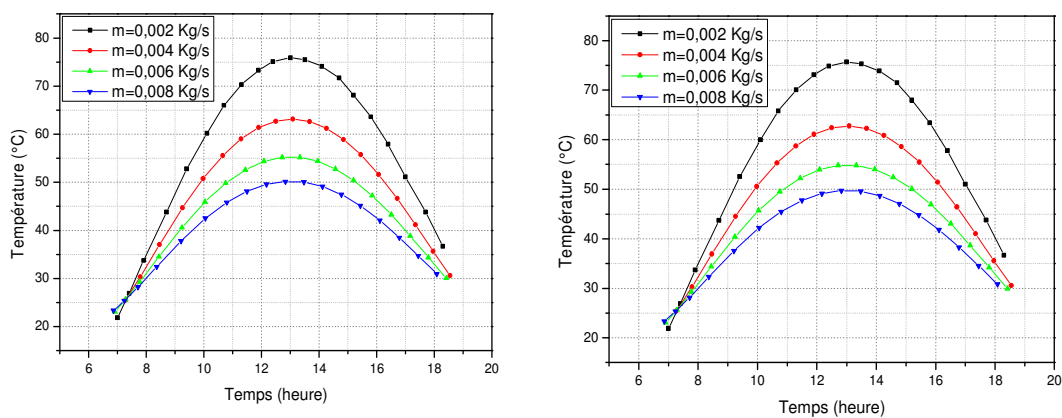


Figure 4. 8 Variation temporelle des températures de la cellule/plaque du PV/T en fonction du débit massique

4.3.4. Effet de vitesse du vent sur les températures de système PV/T

La figure 4.12 permet de remarquer que l'augmentation de la vitesse du vent n'a pas d'une influence important sur la température de système durant la journée où la puissance solaire est devient importante.

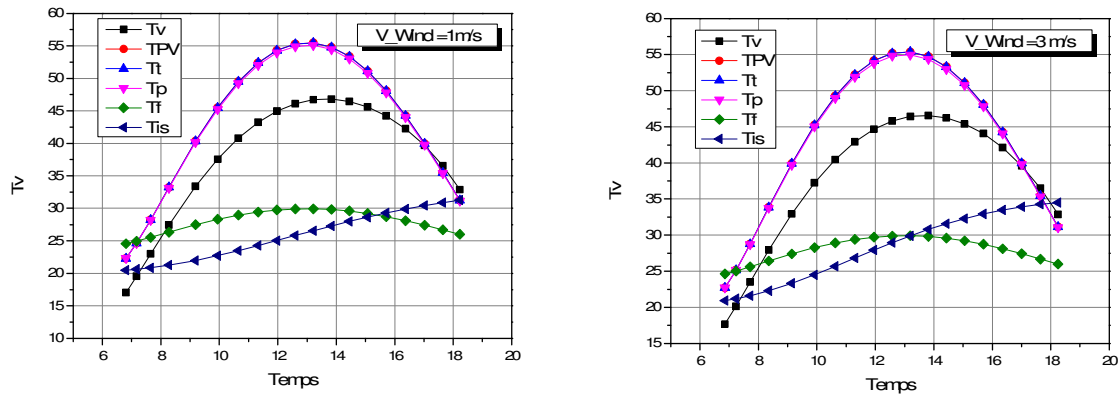


Figure 4. 9 Variation temporelle de la température du PV/T en fonction de V_Vent

4.3.5. Puissance utile du système PV/T

Nous remarquons que la puissance utile disponible au niveau du fluide varie au cours de la journée, elle atteint son maximum (450W) vers 13 :00h lorsque l'éclairement global (G) atteint son maximum et diminue ensuite lentement jusqu'à sa valeur minimale (100W) (figure 4.13).

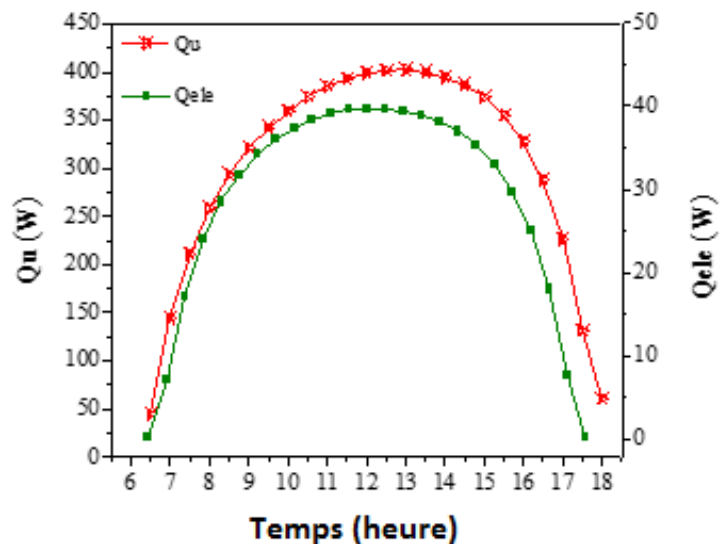


Figure 4. 10-a- Evolution de la puissance thermique/électrique du PV/T (résultats théoriques)

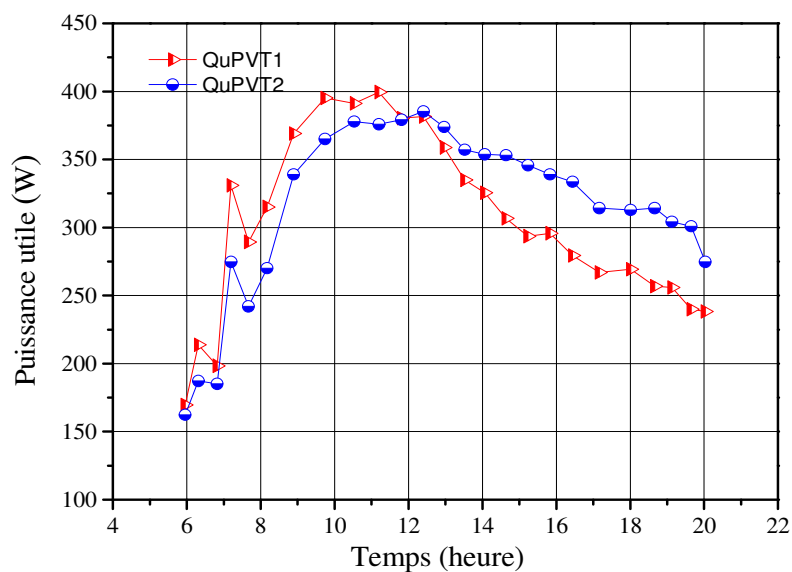


Figure 4. 10-b- Evolution de la puissance thermique du PV/T (résultats expérimentale)

4.3.6. Rendement thermique/électrique du capteur hybride PV/T

Le rendement thermique instantané est exprimé par le rapport entre la puissance utile et la puissance incidente.

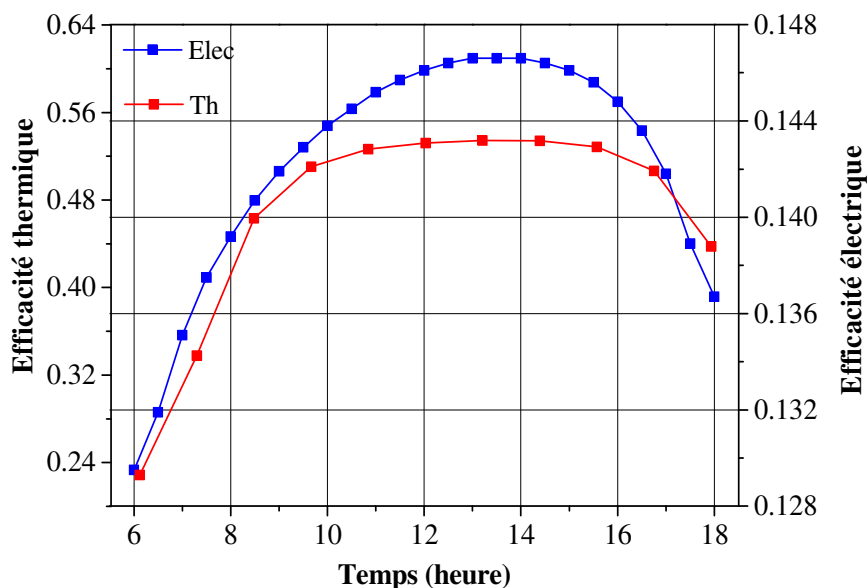


Figure 4. 11-a- Le rendement thermique/électrique du système PV/T

Les figures (4.11-a-) et (4.11-b-) montre la variation de rendement thermique/électrique de notre capteur hybride au cours de la journée. Il atteint le maximum entre 1 :00 et 16 :00h.

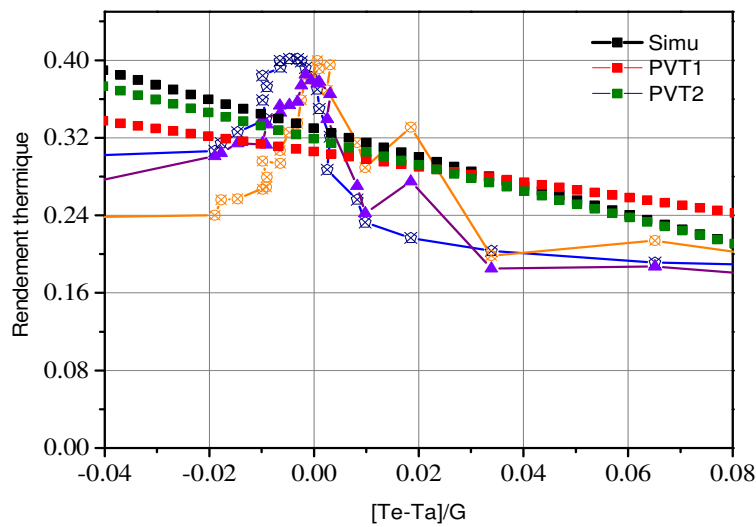


Figure 4. 11-b- Le rendement thermique/électrique du système PV/T en fonction de la température réduite

4.4. Présentation de la cellule PV sous logiciel ANSYS

Le logiciel ANSYS (version 15.0) a été utilisé pour effectuer toutes les simulations et utilisé pour développer la géométrie du modèle ; qu' il est représenté sur la figure 12.

La cellule Photovoltaïque

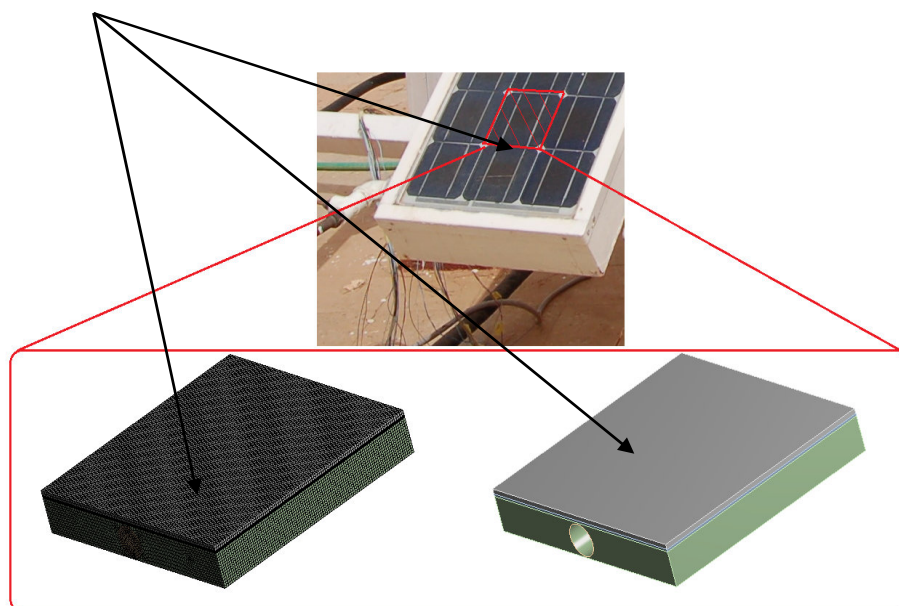


Figure 4. 12 Présentation de la cellule solaire sous logiciel Ansys v.15

4.4.1 Approche numérique

Les cellules ont été fixées à une paroi d'une épaisseur de 0,00003 m. Les murs des côtés gauche et à droite de la cellule a été définie comme parois adiabatiques. Une condition de limite de symétrie a été utilisée pour tous les autres côtés, ce qui signifie une vitesse et le gradient de température nulle (figure 13). L'épaisseur est de 15 Cm, 10 Cm de largeur et 10 Cm longueur.

Une analyse indépendante du maillage des cellules a été effectuée par la sélection de la taille de maille appropriée pour la méthode des volumes finis. Les solutions ont été convergées aux critères prédéfinis (10^{-3} à 10^{-6} pour la continuité et de l'énergie) pour l'équation de continuité, l'équation de mouvement et l'équation d'énergie, respectivement.

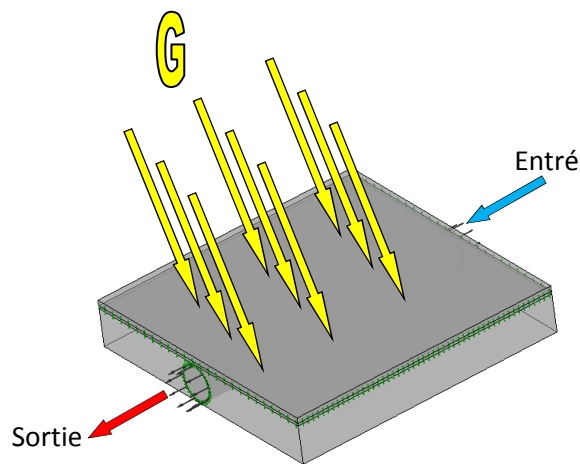


Figure 4. 13 Présentation des conditions donnés système du PV/T

Les hypothèses envisagées pour la simulation sont les suivantes :

1. L'eau est utilisée comme liquide de refroidissement.
2. Le problème est considéré comme 3D.
3. La surface extérieure du verre est exposée à un flux solaire.
4. La température ambiante est considérée comme constante.
5. Pour l'écoulement on va présentera une simulation en fonction des nombres adimensionnels de Reynolds et pour trois valeurs de Nombre de Grashof

La première simulation est réalisée sur une zone rectangulaire qui est constitué de cellules photovoltaïques à l'extérieur et d'un échangeur de chaleur (Sheet and tube) avec l'eau comme le fluide de refroidissement. Dans ce cas, la valeur de la température des cellules solaires est réduite en raison du transfert de chaleur par convection entre eux et le fluide caloporteur.

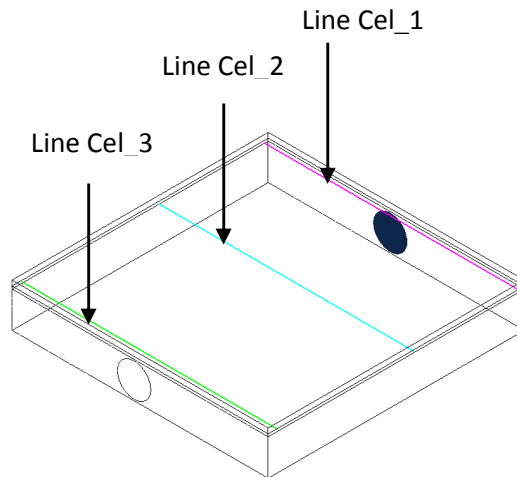


Figure 4. 14 Positions des lignes posées suivant X

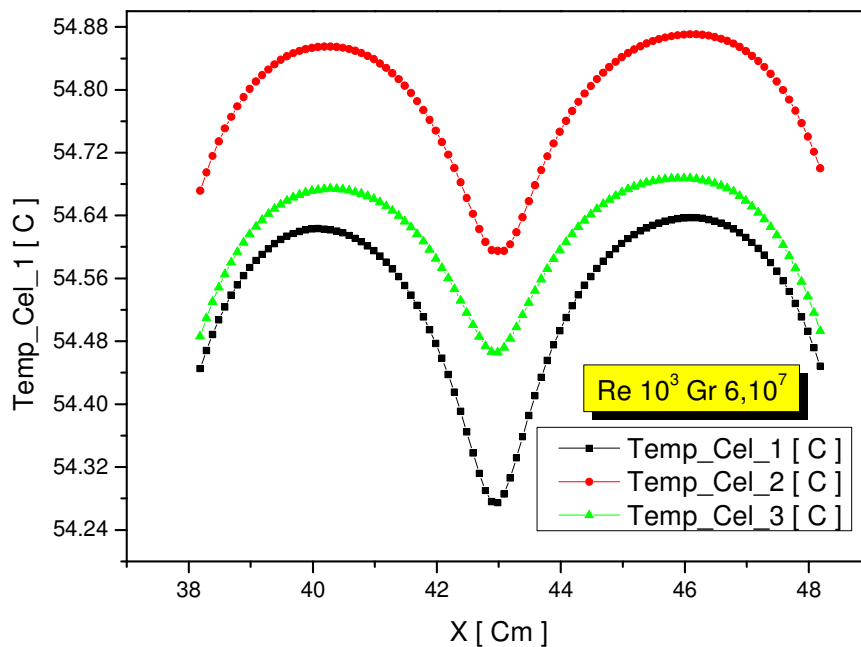


Figure 4.15 L'évolution de la température de la cellule PV suivant X

La température du fluide présente une variation de 20 à 37 ° C (Figure 16) entre l'entrée et la sortie du capteur, qui obtient une température plus élevée dans les couches inférieures des cellules photovoltaïques, ce qui conduit à un refroidissement du module photovoltaïque générale par des effets thermiques.

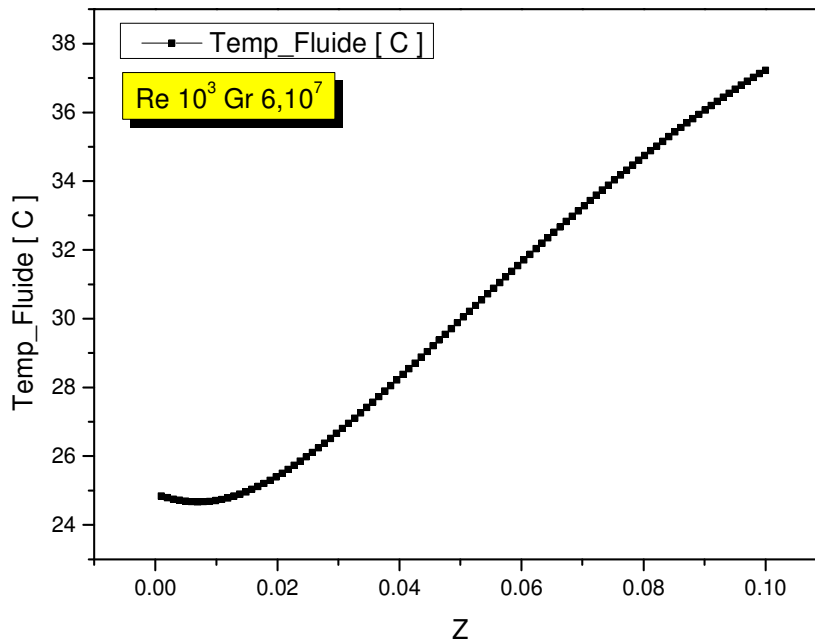


Figure 4. 16 L'évolution de la température du fluide

Les (figures 17, 24) représentent respectivement les profils de température d'une cellule du capteur solaire hybride étudié suivant la longueur X dans les trois positions linéaire choisi (Line Cel_1, Line Cel_2, Line Cel_3 présentés dans la Figure 4.14) pour une valeur du rayonnement solaire incident donnée de 1000 W / m². Il est clair que la différence entre la valeur maximale de la température de la cellule sur les côtés par rapport aux centre et de l'entrée vers la sortie et entre 1-4 °C, ce qui montre un effet très significatif du fluide caloporteur sur la cellule.

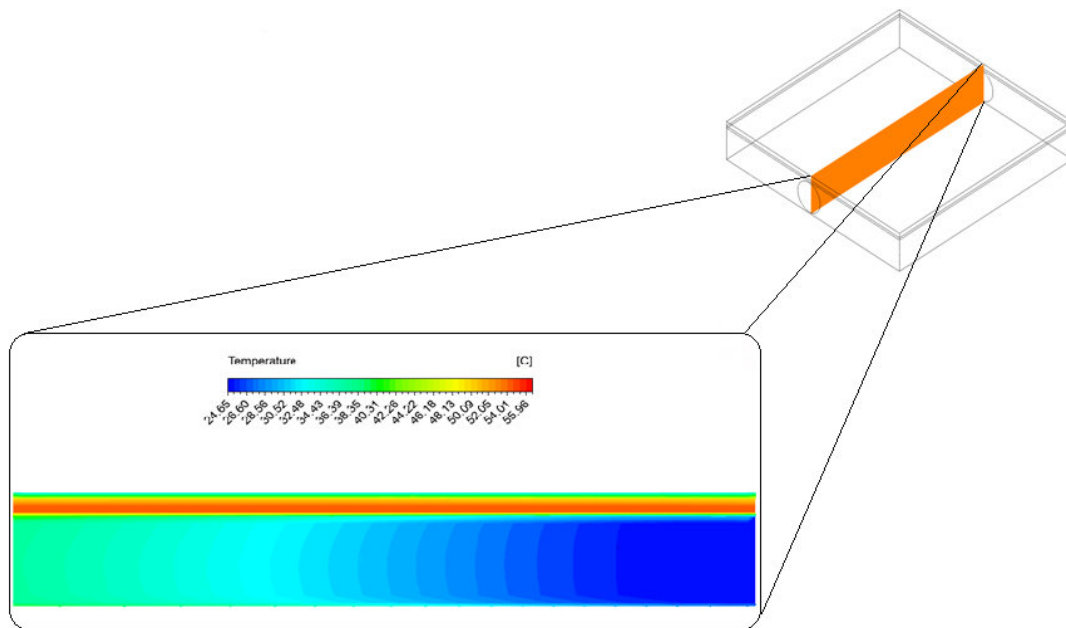


Figure 4. 17 La section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T

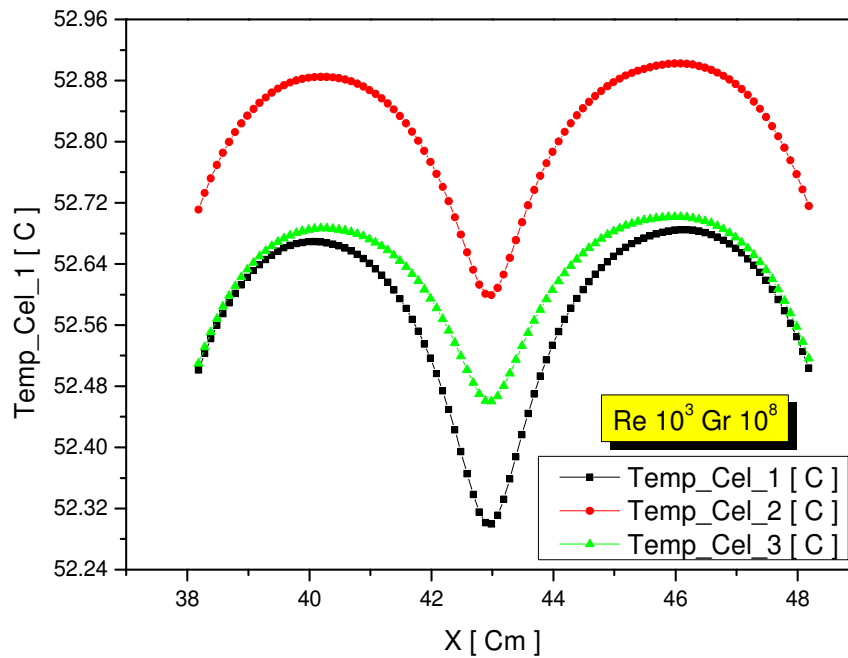


Figure 4. 18 L'évolution de la température de la cellule PV suivant X

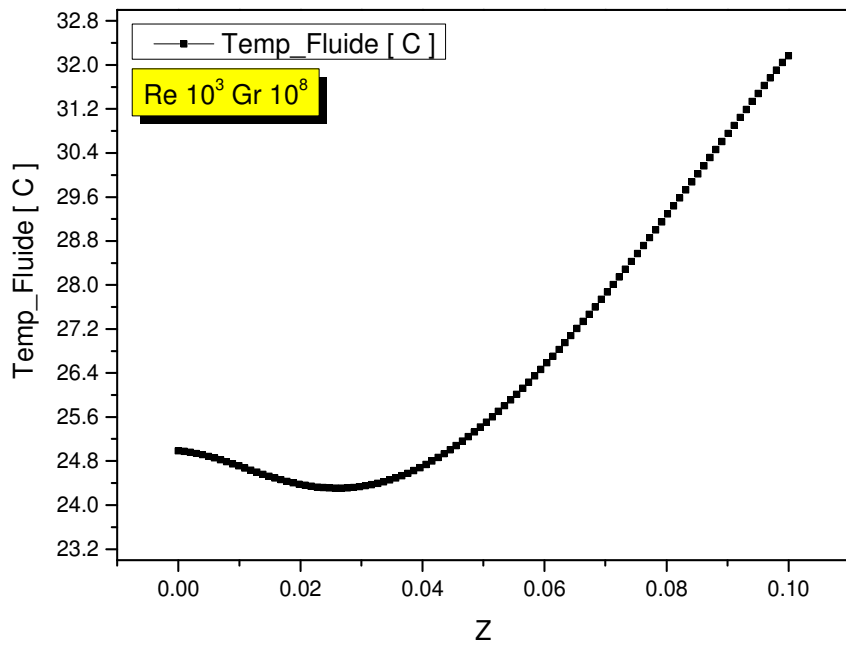


Figure 4. 19 L'évolution de la température du fluide

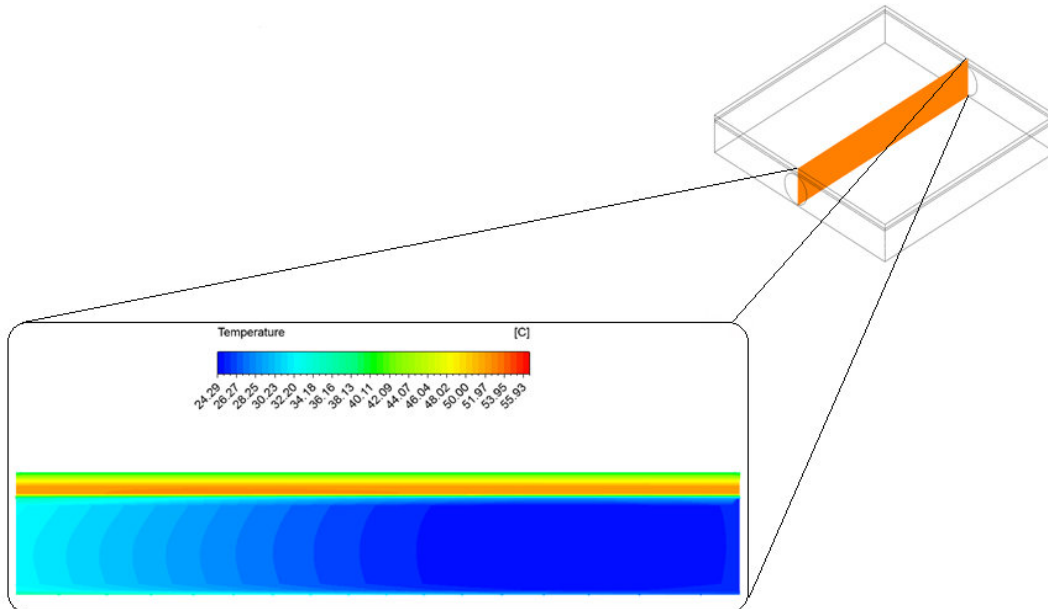


Figure 4. 20 La section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T

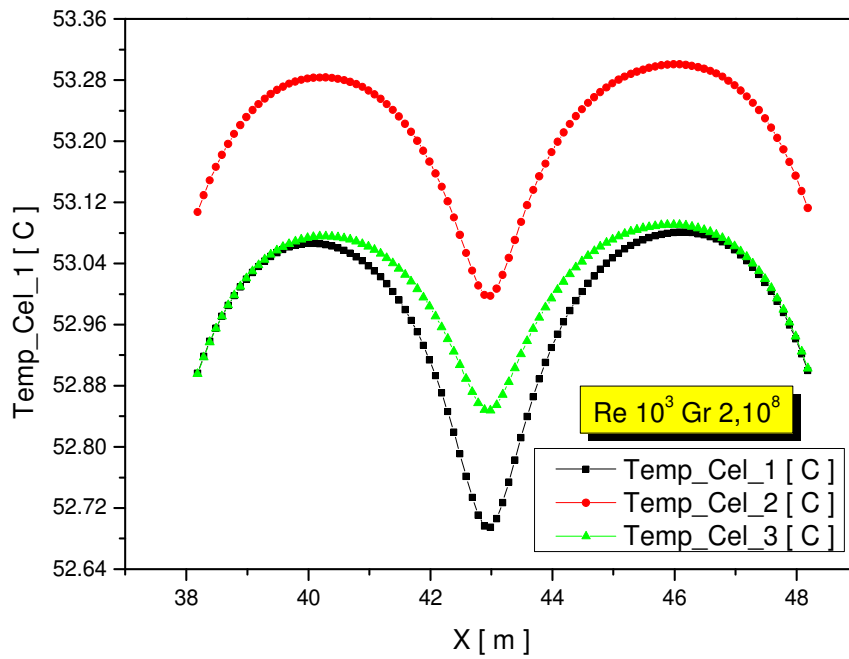


Figure 4. 21 L'évolution de la température de la cellule PV suivant X

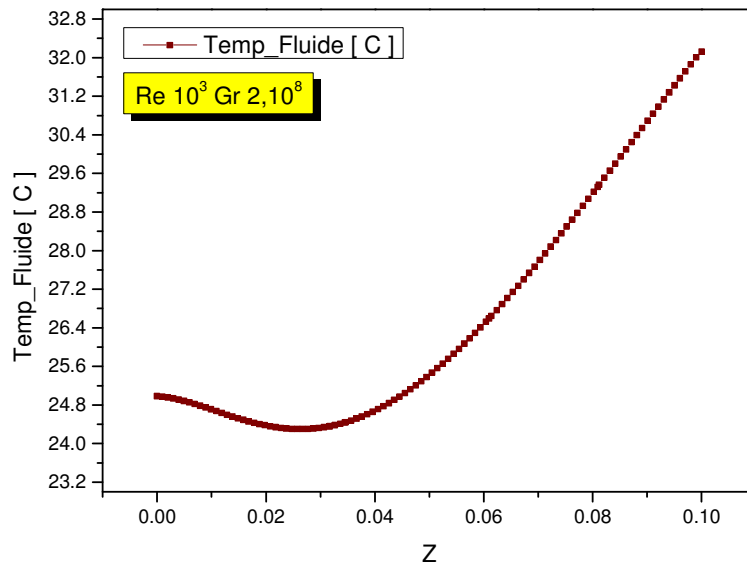


Figure 4. 22 L'évolution de la température du fluide

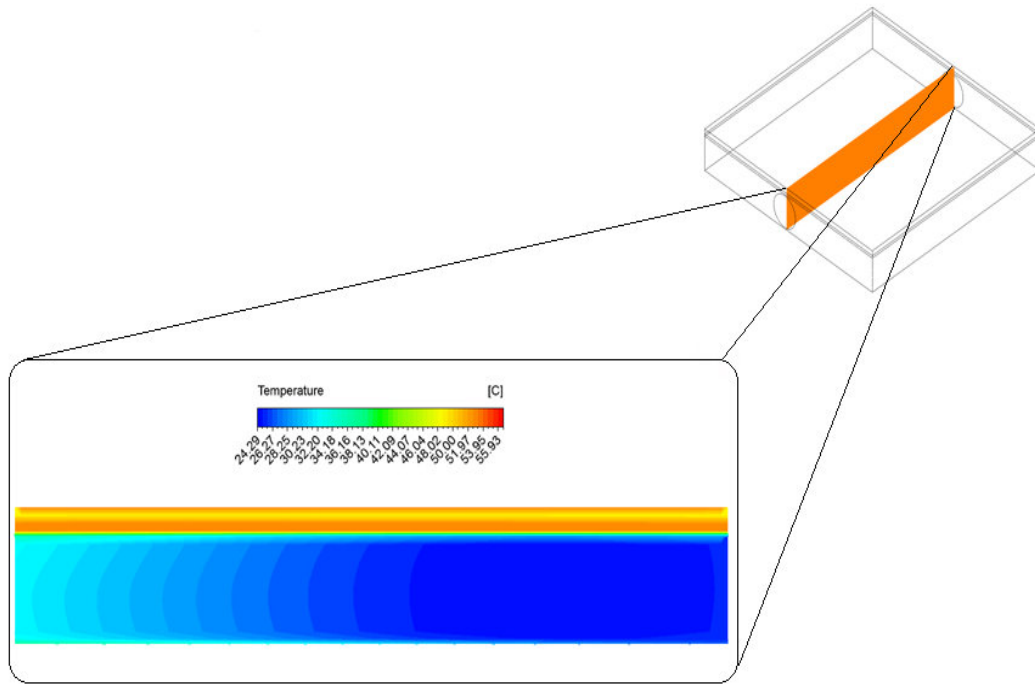


Figure 4.23 Section verticale du champ de température dans le centre du collecteur PV/T

Les résultats obtenus à partir de l'analyse sous L'ANSYS de la cellule solaire de PV/T hybride et puis pour le système photovoltaïque thermique global avec les dimensions réels sont présentés dans cette section. La carte des couleurs se prolonge de 24 ° C à 56 ° C pendant la distribution de la température sur le côté du verre et les cellules solaires. Parmi les critères à prendre une décision sur le rendement du capteur solaire hybride est leur efficacité totale (thermique et électrique), qui définit comme le rapport de la chaleur acquise par le fluide de travail et le montant qui est transféré à l'électricité le rayonnement solaire incidente totale sur les surfaces extérieures du verre.

Les rapports sont :

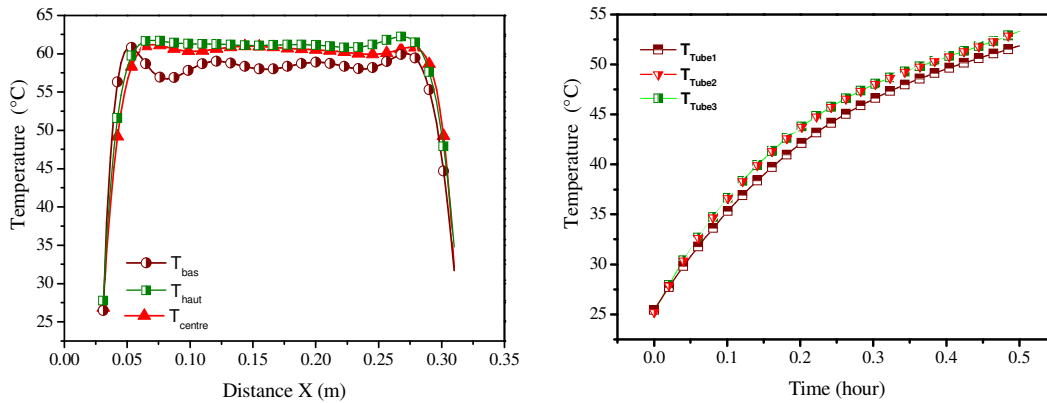


Figure 4. 24 Evolution des températures suivant la largeur et le long de PV/T

La figure montre les variations du profil de température pendant les trois premiers tubes de liquide de refroidissement au cours de cette simulation.

Les figures 15, 16 montent la variation de température à travers l'épaisseur du module PV/T pendant la période de 1000 W/m^2 , On observe que la surface supérieure du collecteur a la température la plus élevée ($58,73 \text{ }^\circ\text{C}$), tandis que la surface inférieure du collecteur est à une température légèrement plus faible et il est d'environ $30 \text{ à } 35 \text{ }^\circ\text{C}$, cette différence de température régie par l'isolation thermique conductivité.

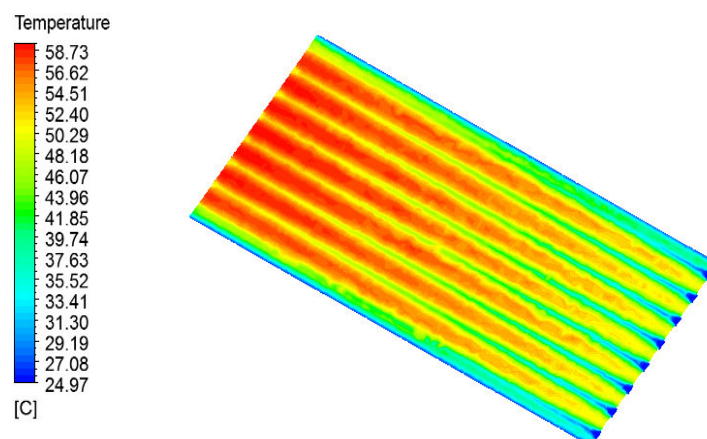


Figure 4. 25 Evolution temperatures of PV/T in 2D

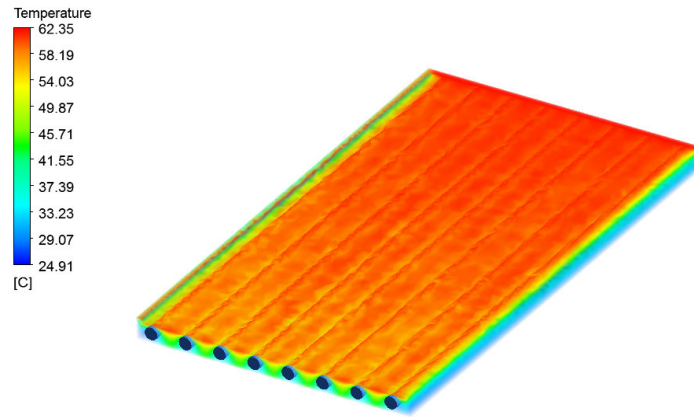


Figure 4. 26 Evolution des températures du PV/T en 3D

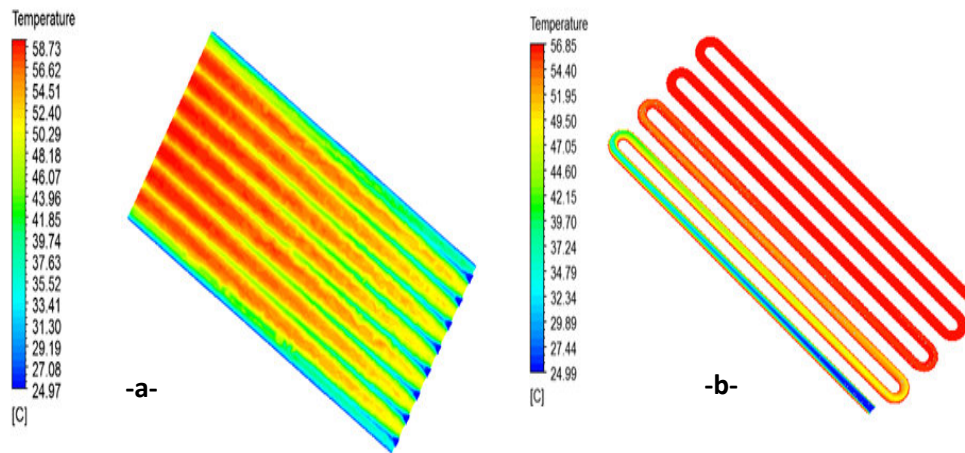


Figure 4. 27 Températures de PV/T Sheet et Tube (a) et de Serpentine (b)

Maintenant, si on considère le fait de la production et de variations de température dans le cas des différents modèles. On peut voir que la température maximale atteinte par le dispositif de capteur solaire hybride serpentin. Comme le montre la (figure 27-b-) ; ou la température de sortie d'eau est plus élevée dans la partie droite de la serpentin.

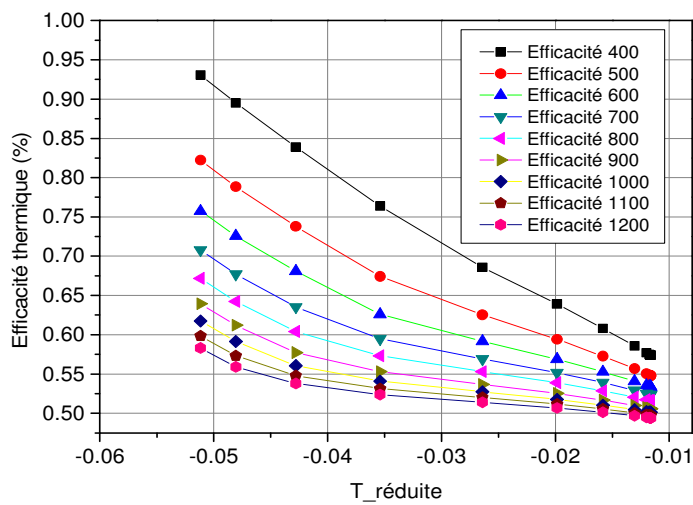
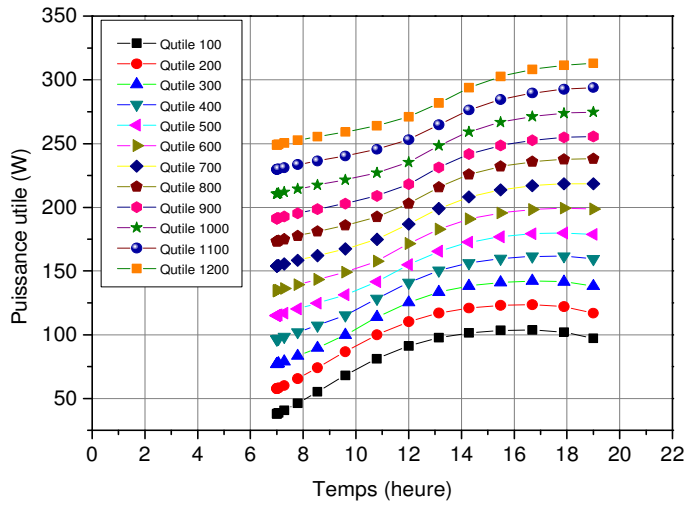
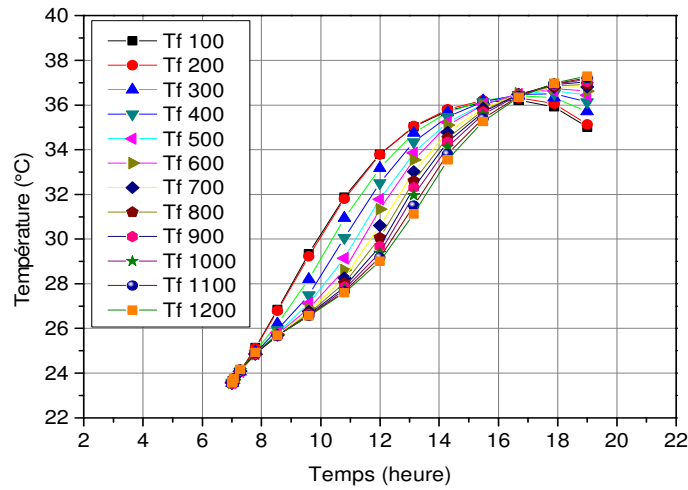


Figure 4. 28 (a-b-c) Evolution des Températures, Q_{utile} , Rendements pour $G = 100$ à 1200 W/m^2

4.5. Caractéristiques d'un capteur solaire hybride théoriques et expérimentales

Le sens de cette simulation réside dans la vérification simulé avec des données fournies par le fabricant, qui est, dans une des conditions de test standard, pour vérifier l'exactitude de la simulation.

Les conditions établies par le fabricant sont :

La température ambiante : $T_a = 25$

Eclairement solaire $G = 1\ 000\ \text{W} / \text{m}^2$

Ce bloc calcule les valeurs nécessaires pour le processus de simulation. On peut également générer le premier graphique qui nous intéresse, les graphes de tension-courant pour un seul module pour chacun des différents panneaux de notre système, et la tension d'intensité graphique de l'ensemble de générateur formé par l'association en série-parallèle un seul type de panneaux.

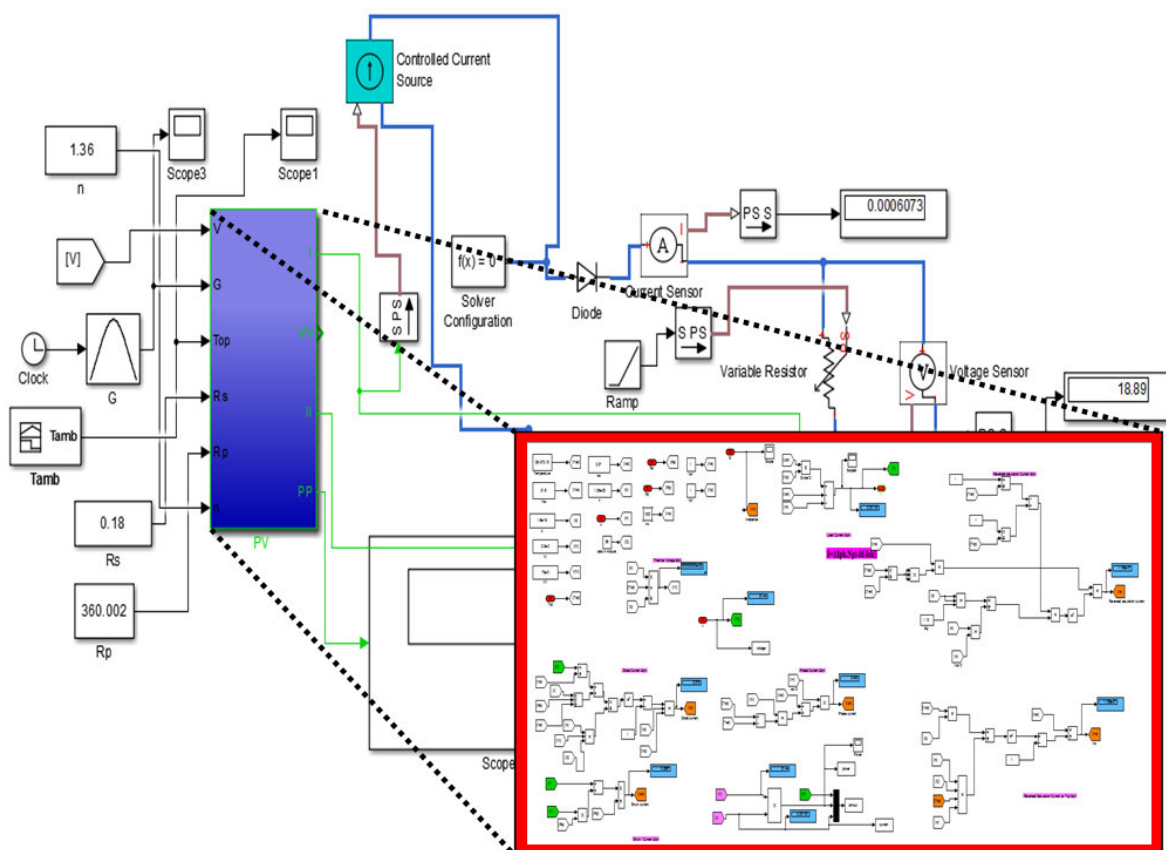


Figure 4.29 Bloc Simulink d'un générateur PV

4.5.1. Les caractéristiques I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à Température =25 °C, Eclairement=900 W/m²

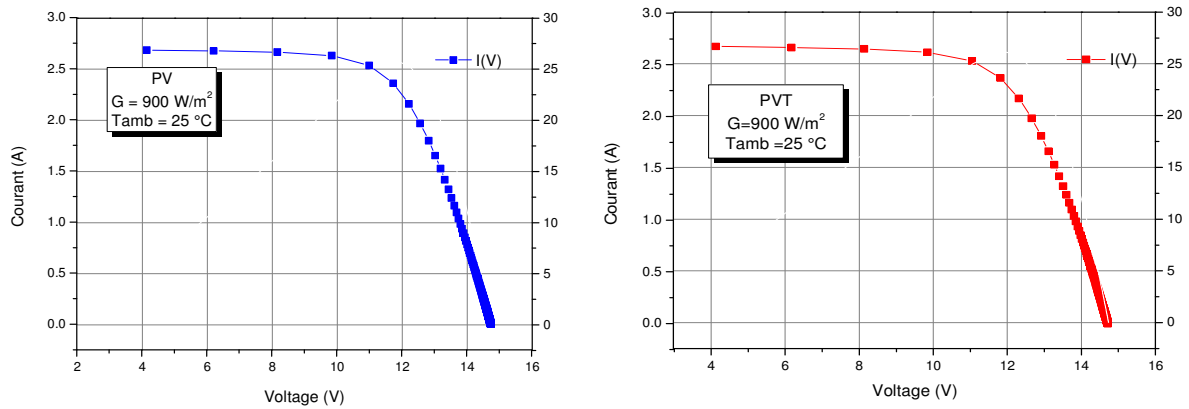


Figure 4. 30 La courbe I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à T=25 °C, G =900 W/m²

4.5.2. Les caractéristiques I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à Température =35 °C, éclairement =900 W/m²

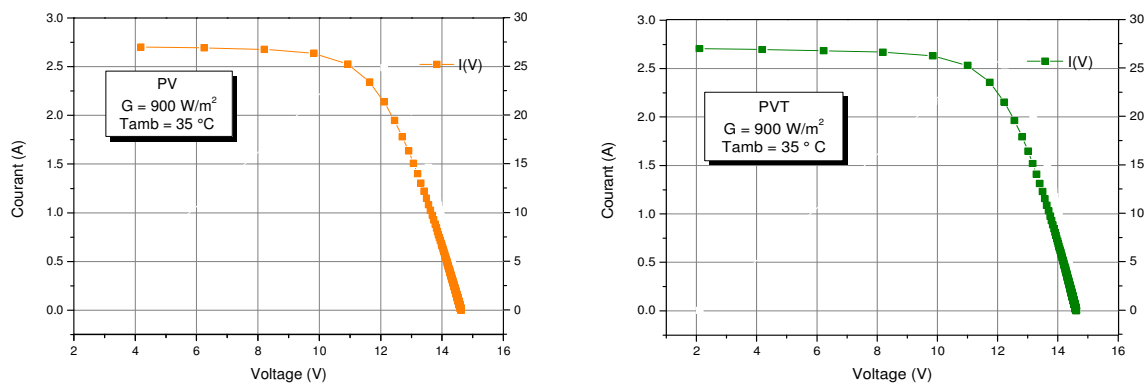


Figure 4. 31 La courbe I(V) et P(V) pour du module Photovoltaïque et de capteur hybride PV/T à T=35 °C, G =900 W/m²

```

1 %Programa de ensayo de movimiento de los motores servos HS-311
2 %ABRIR el puerto COM1
3 clear all;
4 clc; disp('BEGIN')
5 SerPIC = serial('COM1');
6 set(SerPIC,'BaudRate',9600);
7 set(SerPIC,'DataBits',8);
8 set(SerPIC,'Parity','none');
9 set(SerPIC,'StopBits',1);
10 set(SerPIC,'FlowControl','none');
11 fopen(SerPIC);
12 %-----
13 fprintf(SerPIC,'%s','d');
14 fprintf(SerPIC,'%c',char(2));
15 fprintf(SerPIC,'%s',' ');
16 a=fscanf(SerPIC,'%d %d' );
17 for i=1:255
18     a=[a fscanf(SerPIC,'%d %d' )];
19 end
20 pause(0.1)
21 %-----FIN Posición final
22 %CERRAR el puerto COM1 al finalizar
23 TM=datestr(now);
24 fclose(SerPIC);
25 delete(SerPIC);
26 clear SerPIC
27 disp('STOP')
28 Ipv=a(1,:)*5/1024/0.15*0.89;
29 Vpv=a(2,:)*5/1024*(8.2+2.2)/2.2*1.0259 ;
30 hold on
31 plot(Vpv,Ipv);
32 %-----
33
34
35

```

Figure 4. 32 Code de calcul sous Matlab

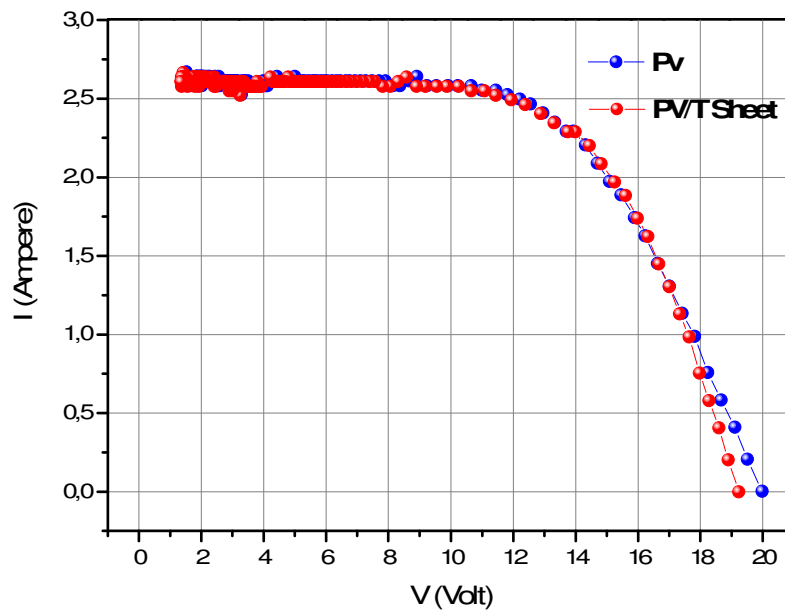


Figure 4. 33 I(V) pour le capteur hybride PV/T et le module photovoltaïque PV

La courbe suivante présente la caractéristique électrique P(V) des différents capteurs étudiés :

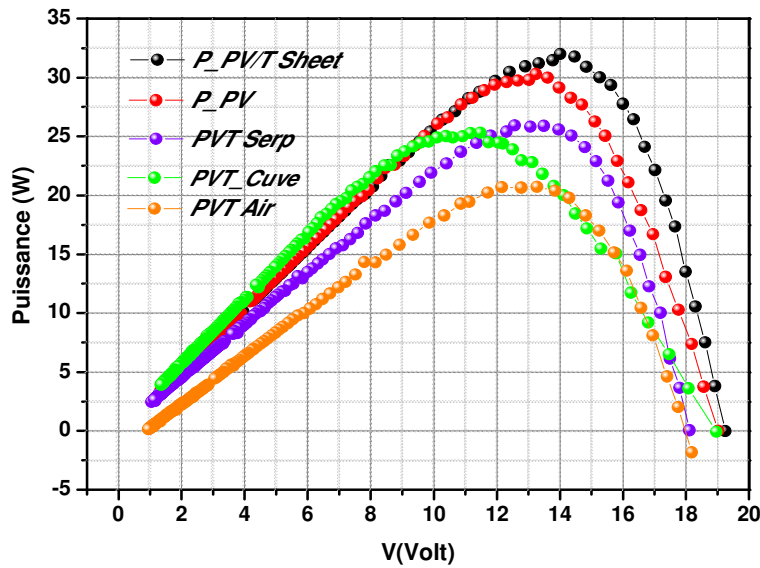


Figure 4.34 Les puissances P (V) des différents capteurs solaires

On voit sur la figure, une comparaison entre les trois caractéristiques dans une configuration où le capteur (PV/T) est Sheet and Tube, serpentin, PV/T avec cuve, PV/T à Air et d'un module photovoltaïque témoin. Nous remarquons que le rendement est plus faible pour le capteur à air que pour le capteur libre (PV) et pour les autres configurations proposées.

Le nouveau capteur hybride a des performances thermiques supérieures à celle de l'ancien capteur hybride en serpentin et pour les performances électriques nous avons tracé la caractéristique courant tension et prélevant les paramètres électriques des deux capteurs hybrides.

La puissance maximum délivrée par notre nouveau capteur hybride est de 32 W et dans les mêmes conditions de tests la puissance électrique que peut délivrer le capteur photovoltaïque PV est de 30 W.

4-5-3. Validation du modèle PV/T, (Analyse statistique)

Pour calculer le degré de concordance entre les résultats théoriques et les résultats expérimentaux du modèle PV/T étudié, une analyse statistique a été adoptée pour évaluer le

coefficient de corrélation linéaire (r) et l'écart moyen quadratique (e) en utilisant les équations suivantes :

$$r = \frac{N \sum X_i Y_i - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{\sqrt{N \sum X_i^2 - \sum (X_i)^2} \sqrt{N \sum Y_i^2 - \sum (Y_i)^2}} \quad (37)$$

Où :

Xi : les valeurs théoriques

Yi : les valeurs expérimentales

Et :

$$e = \sqrt{\frac{\sum (e_i)^2}{N}} \quad e_i = \left[\frac{X_i - Y_i}{X_i} \right] \times 100$$

4-5-3-1. Validation des résultats pour la température de la sortie de fluide (T_s) :

D'après la figure suivante on remarque que le coefficient de corrélation (r) et l'écart quadratique moyen (e) pour la température de sortie de l'eau sont : (r = 0,11 et e = 2,66).

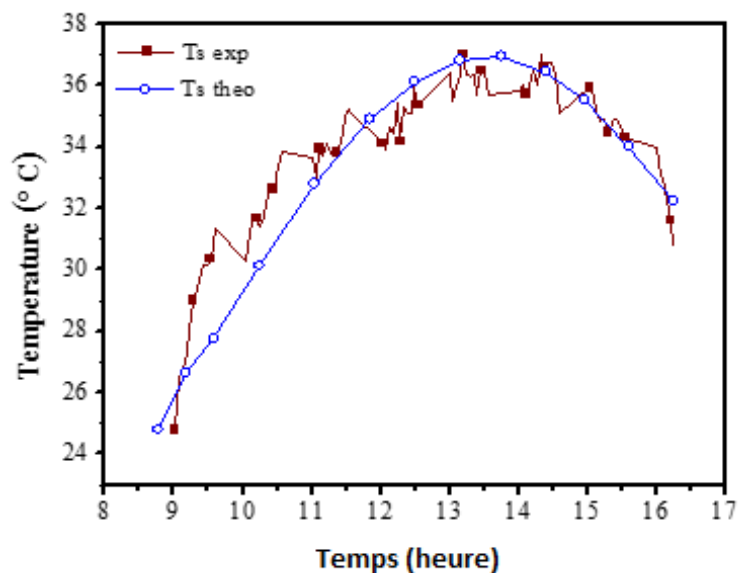


Figure 4.35 Validation des résultats pour la température de la sortie (T_s)

4-5-3-2. Validation des résultats pour la puissance thermique produite :

D'après la figure suivante on remarque que le coefficient de corrélation (r) et l'écart quadratique moyen (e) pour la puissance thermique produite sont : ($r = 0,13$ et $e = 16,17$).

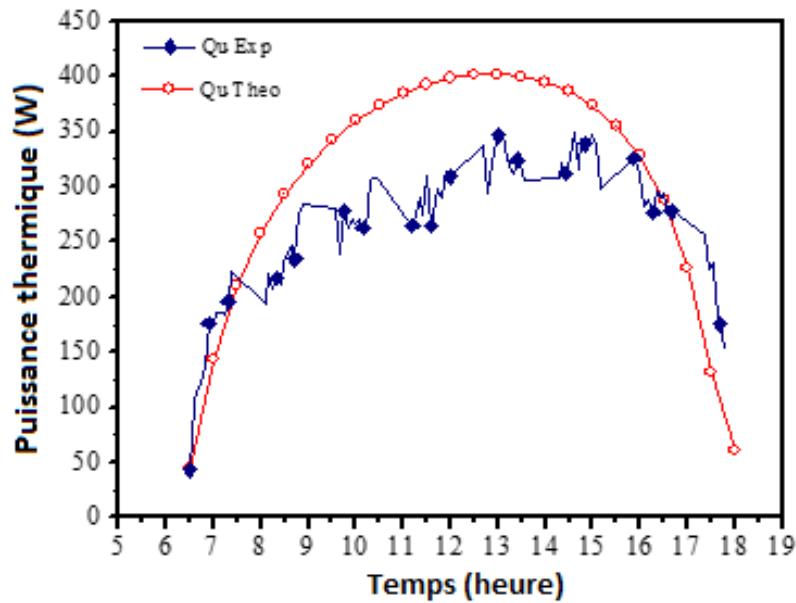


Figure 4.36 Validation des résultats pour la puissance thermique produite (Q_u)

4.6. Conclusion

Nous avons proposé un système de cogénération basé sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques destiné à approvisionner en énergie électrique et thermique une habitation, en particulier le chauffage de l'eau et de l'espace ainsi que les charges électriques nécessaires pour un confort moyen située à Ghardaïa.

Les résultats obtenus permettent de penser que le système de cogénération à base des nouveaux capteurs hybrides PV/T constitue un système énergétique complet pour l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une habitation.

Conclusion générale

Le but de ce travail était de développer et caractériser les performances des capteurs PV/T qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir d'un seul système. Pour ce faire, un système expérimental a été créé pour évaluer la performance des collecteurs PV/T.

Le système expérimental a été utilisé pour ; caractériser les performances thermiques, électriques et la conception du capteur solaire ou le tube et de forme Sheet and tube (parallèles), Et puis de faire une comparaison entre celle de serpentine théoriquement et numériquement, nous avons utilisé une configuration de l'absorbeur en feuille et tube en Acier galvanisé. Notre intérêt a étudié théoriquement la distribution de la température dans les différentes couches du capteur hybride et nous avons établi par simulation numérique le comportement thermique du capteur PV/T.

Pour les capteurs hybrides on considère le rendement total qui est la somme du rendement électrique et du rendement thermique pour des conditions de rayonnements choisis.

Nous avons établi les équations gouvernant le système (capteur solaire hybride PV/T), en régime transitoire une approche numérique basée sur la méthode d'itération de **RANGE-KUTTA d'ordre 4**, est utilisée pour la résolution des équations qui régissent le fonctionnement de ce système.

Les résultats obtenus mettent en évidence l'influence des paramètres externes et internes sur les caractéristiques de fonctionnement du capteur solaire hybride notamment la production d'énergie, l'efficacité thermique et électrique, et l'efficacité globale du capteur.

L'irradiation solaire qui reste le paramètre le plus influant sur ces caractéristiques, et que ces dernières a la même allure que la variation temporelle de l'irradiation solaire.

Nous avons obtenu un rendement thermique égal à 51 % du capteur hybride.

Cette thèse nous a permis d'étudier en détail le capteur hybride, en déterminant ses performances thermiques et électriques. Les résultats obtenus permettent de penser que le capteur hybride PV/T constitue une bonne alternative aux capteurs photovoltaïques et

aux capteurs thermiques classiques séparément installés.

On peut résumer les avantages de combiner un collecteur thermique avec un panneau PV dans l'augmentation de l'efficacité totale de la conversion d'énergie solaire et l'uniformité architecturale dans le cas d'utilisation sur un toit. Les coûts aussi seront réduits comparés aux deux systèmes (photovoltaïques et thermiques) séparément installés.

Enfin il faudra sans doute comparer les coûts et performances des systèmes classiques avec les systèmes basés sur les capteurs hybrides comme les mini centrales de production d'énergies électriques et thermiques. Compte tenu de nos résultats, il n'est pas impossible que ces derniers soient plus avantageux.

Bibliographie

- [1] **Souade Z.** Réalisation d'un régulateur solaire à base de microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des accumulateurs, thèse de magister 2008. Oum El Bouagui
- [2] Le guide des énergies renouvelables, Edition 2007
- [3] **Ouali, S., Khellaf, A., & Baddari, K. (2006).** Etude géothermique du Sud de l'Algérie. *Revue des énergies renouvelables*, 9(4), 297-306.
- [4] **Khelifa, A.** étude numérique et modélisation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PVT. Thèse magister 2011 université de Batna.
- [5] **Becquerel, A. E. (1839).** Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. *Comptes Rendus* 9: 561–567.
- [6] **Kwok, K. (2015).** Complete guide to semiconductor devices.
- [7] **Sera, D., Teodorescu, R., & Rodriguez, P. (2007, June).** PV panel model based on datasheet values. In *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on* (pp. 2392-2396). IEEE.
- [8] **Walker, G. (2001).** Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia*, 21(1), 49.
- [9] **González-Longatt, F. M. (2005).** Model of photovoltaic module in Matlab. II CIBELEC, 2005, 1-5.
- [10] **Ishaque, K., & Salam, Z. (2011).** A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Solar Energy*, 85(9), 2217-2227.
- [11] **Joyce, A., Rodrigues, C., & Manso, R. (2001).** Modelling a PV system. *Renewable energy*, 22(1), 275-280.
- [12] **Karatepe, E., Boztepe, M., & Colak, M. (2007).** Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. *Solar Energy*, 81(8), 977-992.
- [13] **Castaner, L., & Silvestre, S. (2002).** Modelling photovoltaic systems using PSpice. John Wiley and Sons.

- [14] **Nousiainen, L., Puukko, J., Maki, A., Messo, T., Huusari, J., Jokipii, J., ... & Suntio, T. (2013).** Photovoltaic generator as an input source for power electronic converters. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 28(6), 3028-3038.
- [15] **Nousiainen, L., Puukko, J., Maki, A., Messo, T., Huusari, J., Jokipii, J., ... & Suntio, T. (2013).** Photovoltaic generator as an input source for power electronic converters. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 28(6), 3028-3038.
- [16] **García-Valverde, R., Miguel, C., Martínez-Béjar, R., & Urbina, A. (2008).** Optimized photovoltaic generator–water electrolyser coupling through a controlled DC–DC converter. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(20), 5352-5362.
- [17] **Mimouni, M. F., Mansouri, M. N., Benghanem, B., & Annabi, M. (2004).** Vectorial command of an asynchronous motor fed by a photovoltaic generator. *Renewable Energy*, 29(3), 433-442.
- [18] **Hansen, A. D., Sørensen, P. E., Hansen, L. H., & Bindner, H. W. (2001).** Models for a stand-alone PV system.
- [19] **Walker, G. (2001).** Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia*, 21(1), 49.
- [20] **Lorenzo, E. (Ed.). (1994).** solar electricity: engineering of photovoltaic systems. Earthscan/James & James.
- [21] **Kirfel, C., & Pellikaan, R. (1995).** The minimum distance of codes in an array coming from telescopic semigroups. *IEEE Transactions on information theory*, 41(6), 1720-1732.
- [22] **Nguyen, D. D., & Lehman, B. (2006, July).** Modeling and simulation of solar PV arrays under changing illumination conditions. In *Computers in Power Electronics, 2006. COMPEL'06. IEEE Workshops on* (pp. 295-299). IEEE.
- [23] **Radhadevi, P. V., Ramachandran, R., & Mohan, A. M. (1998).** Restitution of IRS-1C PAN data using an orbit attitude model and minimum control. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 53(5), 262-271.
- [24] **Chedid, R., Akiki, H., & Rahman, S. (1998).** A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems. *Energy conversion, IEEE transactions on*, 13(1), 76-83.

- [25] **KALOGIROU S. A.** Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2004, vol. 30, n° 3, pp. 231-295.
- [26] **ZONDAG H. A., D.W. DE VRIES., et al.** The yield of different combined PV- thermal collector designs, *Solar Energy* 74 (2003) 253–269.
- [27] **ZONDAG H. A.** Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2005. Accepté pour publication.
- [28] **ZONDAG H. A., BAKKER M., HELDEN W. G. J. Eds.** PV/T Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology. Rapport EU-Project PV - Catapult. 2005, 87 p.
- [29] **WOLF M.** Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences. *Energy Conversion*, 1976, vol. 16, n° 1-2, pp.79-90.
- [30] **HENDRIE S. D.** Photovoltaic / thermal collector development program. Rapport final. Etats-Unis: Massachusetts Institute of Technology, 1982.
- [31] **RAGHURAMAN P.** Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/ thermal, flat-plate collector performance. *Journal Solar Energy Engineering*, 1981, vol.103, n° 2, pp. 291-298.
- [32] **C.C. H., RAGHURAMAN P.** Design considerations for flat-plate- photovoltaic/thermal collectors. *Solar Energy*, 1985, vol. 35, n° 3, pp. 227-241.
- [33] **LALOVIC B., KISS Z., WEAKLIEM H.** A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Solar Cells*, 1986, vol. 19, n° 2, pp. 131-138.
- [34] **TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. TZAVELLAS D., et al.** Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In: *Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference*, 2001, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518.
- [35] **A.Bejan and A.D.Krauss**, *Heat transfer handbook*, Wiley Publication, 2003.
- [36] **Tripanagnostopoulos Y.** Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems. *Solar Energy* 2007; 81:1117-31.
- [37] **Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y.** Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation. *Renewable Energy* 2007; 32:623-37

- [38] **Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y.** Air cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. *Solar Energy* 2007; 81:498-511.
- [39] **Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y.** Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. *Solar Energy* 2008; 82:1-12.
- [40] **Othman MYH, Yatim B, Sopian K, Bakar MNA.** Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins. *Renewable Energy* 2005; 30:2005-17.
- [41] **Tripanagnostopoulos Y, Tzavellas D, Zoulia I, Chortatou M.** Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. *Proceedings of the 17th PV solar energy conference, Munich; 22-26 October 2001.* p. 2515-8.
- [42] **Huang BJ, Lin TH, Hung WC, Sun FS.** Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems. *Solar Energy* 2001; 70(5):443-8.
- [43] **Zondag HA, de Vries DW, van Helden WGJ, van Zolengen RJC, Steenhoven AA.** The thermal and electrical yield of a PV thermal collector. *Solar Energy* 2002; 72(2):113-28.
- [44] **Chow TT.** Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy* 2003; 75:143-52.
- [45] **Kalogirou SA.** Use of TRNSYS for modeling and simulation of a hybrid PV/thermal solar system for Cyprus. *Renewable Energy* 2001; 23:247-60.
- [46] **Florschuetz LW.** Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Solar Energy* 1979; 22:361-6.
- [47] **Raghuraman P.** Analytical prediction of liquid and air photovoltaic/thermal flat plate collectors performance. *Transactions of the ASME Journal of Solar Energy Engineering* 1981; 103:291-8.
- [48] **Jones AD.** A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy* 2001; 70(4):349-59.
- [49] **Schott T.** Operational temperatures of PV modules. In *6th PV Solar Energy Conference* 1985. p. 392-6.
- [50] **Bergene T, Lovvik OM.** Model calculations on a flat plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy* 1995; 55(6):453-62.
- [51] **Sopian K, Yigit KS, Liu HT, Kakac S, Veziroglu TN.** Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. *Energy Conversion and Management* 1996; 37:1657-70.
- [52] **Hegazy AA.** Comparative study of the performance of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management* 2000; 41:861-81.

- [53] **Sandnes B, Rekstad J.** A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. *Solar Energy* 2002; 72(1):63-73.
- [54] **Tiwari A, Sodha MS, Chandra A, Joshi JC.** Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2006; 90(2):175-89.
- [55] **Joshi AS, Tiwari A.** Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) air collector. *Renewable Energy* 2007; 32(13):2223-41.
- [56] Photovoltaic/thermal solar collectors and their potential in Denmark. Final Report, EFP Project, 2003; 1713/00-0014.
- [57] **Dubey S, Tiwari GN.** Thermal modeling of a combined system of photovoltaic thermal (PV/T) solar water heater. *Solar Energy* 2008; 82:602-12.
- [58] **Dubey S, Sandhu GS, Tiwari GN.** Analytical expression for electrical efficiency of PV/T hybrid air collector. *Applied Energy* 2009; 86:697-705.
- [59] **Zondag HA, de Vries DW, van Helden WGJ, van Zolengen RJC, Steenhoven AA.** The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy* 2003;74(3):253-69.
- [60] **Dubey S, Tiwari GN.** Analysis of PV/T flat plate water collectors connected in series. *Solar energy* 2009; 83:1485-98.
- [61] **Joshi AS, Dincer I, Reddy BV.** Thermodynamic assessment of photovoltaic systems. *Solar Energy* 2009; 83(8):1139-49.
- [62] **Garg HP, Adhikari RS.** Conventional hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collector: steady-state simulation. *Renewable Energy* 1997; 11:363-85.
- [63] **Ji J, Chow TT, Pei G, He W, He H.** Performance analysis of a photovoltaic heat pump. *Applied Energy* 2008; 85:680-93.
- [64] **Kalogirou SA, Tripanagnostopoulos Y.** Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Conversion and Management* 2006; 47:3368-82.
- [65] **He W, Chow TT, Lu J, Pei G, Chan L.** Hybrid photovoltaic and thermal solar collector designed for natural circulation of water. *Applied Energy* 2006; 83: 199-210.
- [66] **Robles-Ocampo B, Ruiz-Vasquez E, Canseco-Sanchez H, Cornejo-Meza RC, Trapaga-Martinez G, Garcia-Rodriguez FJ, et al.** Photovoltaic/thermal solar hybrid system with bifacial PV module and transparent plane collector. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007; 91(20):1966-71.

- [67] **Tripanagnostopoulos Y, Nousia TH, Souliotis M.** Test results of air cooled modified PV modules. Proceedings 17th PV Solar Energy Conference Munich, Germany; 22-26 October 2001. p. 2519-22.
- [68] **Choudhury C, Garg HP.** Performance of air-heating collector with packed airflow passage. Solar Energy 1993; 50:205-21.
- [69] **Tiwari A, Sodha MS.** Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model. Solar Energy Materials & Solar Cells 2007; 91:17-28.
- [70] **Erdil E, Ilkan M, Egelioglu F.** An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV)-solar thermal hybrid system. Energy 2008; 33:1241-5.
- [71] **Bakker M, Zondag HA, van Helden WGJ.** Design of a dual flow photovoltaic/ thermal panel. Proceedings of PV in Europe, Rome 2002. p. 349-59.
- [72] **Joshi AS, Tiwari A, Tiwari GN, Dincer I, Reddy BV.** Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass-to-glass) system. International Journal of Thermal Sciences 2009; 48:154-64.
- [73] **Solanki SC, Dubey S, Tiwari A.** Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors. Applied Energy 2009; 86:2421-8.
- [74] **Prakash J.** Transient analysis of a photovoltaic-thermal solar collector for cogeneration of electricity and hot air/water. Energy Conversion and Management 1994; 35:967-72.
- [75] **Tiwari A, Sodha MS, Chandra A, Joshi JC.** Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India. Solar Energy Materials and Solar Cells 2006; 90(2):175-89.
- [76] **Tiwari A, Sodha MS.** Performance evaluation of hybrid PV/thermal water/air heating system: a parametric study. Renewable Energy 2006; 31(15):2460-74.
- [77] **Bergene T, Lovvik OM.** Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. Solar Energy 1995; 55:453-62.
- [78] **Chow TT, Chan ALS, Fong KF, Lin Z, He W, Ji J.** Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover. Applied Energy 2009; 86(3):310-6.
- [79] **NiccolòAste, Claudio Del Pero, Fabrizio Leonforte,** Thermal-electrical optimization of the configuration a liquid PVT collector; Energy Procedia 30 (2012) 1 – 7.

- [80] **NiccolòAste, Claudio Del Pero, FabrizioLeonforte** Water flat plate PV–thermal collectors: A review; *Solar Energy* 102 (2014) 98–115
- [81] **C.S. Rajoria, Sanjay Agrawal, G.N. Tiwari** Overall thermal energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic thermal array; *Solar Energy* 86 (2012) 1531–1538
- [82] **C.S. Rajoria, Sanjay Agrawal, G.N. Tiwari , G.S. Chaurasia** ; Exergetic and enviroeconomic analysis of semitransparent PVT array based on optimum air flow configuration and its comparative study; *Solar Energy* 122 (2015) 1138–1145.
- [83] **C.S. Rajoria, Sanjay Agrawal, Amit K. Dash, G.N. Tiwari, M.S. Sodha**; A newer approach on cash flow diagram to investigate the effect of energy payback time and earned carbon credits on life cycle cost of different photovoltaic thermal array systems; *Solar Energy* 124 (2016) 254–267.
- [84] **Jin-Hee Kim, Jun-Tae Kim** A simulation study of air-type building-integrated photovoltaic-thermal system ; *Energy Procedia* 30 (2012) 1016 – 1024.
- [85] **Xingxing Zhang, Xudong Zhao, Stefan Smith, JihuanXu, Xiaotong Yu** Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 599– 617
- [86] **C.S. Rajoria, Sanjay Agrawal, G.N. Tiwari** Exergetic and enviroeconomic analysis of novel hybrid PVT array; *Solar Energy* 88 (2013) 110–119.
- [87] **C.S. Rajoria, Sanjay Agrawal, Amit K. Dash, G.N. Tiwari, M.S. Sodha** A newer approach on cash-flow diagram to investigate the effect of energy payback time and earned carbon credits on life cycle cost of different photovoltaic thermal array systems; *Solar Energy* 124 (2016) 254–267.
- [88] **R.K. Mishra, G.N. Tiwari** Energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic thermal water collector for constant collection temperature mode; *Solar Energy* 90 (2013) 58–67.
- [89] **Swapnil Dubey, Andrew A.O. Tay** Testing of two different types of photovoltaic–thermal (PVT) modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions; *Energy for Sustainable Development* 17 (2013) 1–12.
- [90] **Sanjay Agrawal, G.N. Tiwari** Overall energy, exergy and carbon credit analysis by different type of hybrid photovoltaic thermal air collectors; *Energy Conversion and Management* 65 (2013) 628–636.

- [91] **N. Amrizal, D. Chemisana, J.I. Rosell** Hybrid photovoltaic–thermal solar collectors dynamic modeling; *Applied Energy* 101 (2013) 797–807
- [92] **Khaled Touafek, Mourad Haddadi, Ali Malek** Design and modeling of a photovoltaic thermal collector for domestic air heating and electricity production; *Energy and Buildings* 59 (2013) 21–28
- [93] **K. Touafek, A. Khelifa, M. Adouane** Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector; *Energy Conversion and Management* 80 (2014) 71–77.
- [94] **Winston R.** Principles of solar concentrators of a novel design. *Solar Energy* 1974;16:89-95.
- [95] **Sharan SN, Mathur SS, Kandpal TC.** Economic evaluation of concentrator photovoltaic systems. *Solar and Wind Technology* 1985; 2(3/4):195-200.
- [96] **Al Baali AA.** Improving the power of a solar panel by cooling and light concentrating. *Solar and Wind Technology* 1986; 3:241-5.
- [97] **Garg HP, Agarwal RK, Bhargava AK.** The effect of plane booster reflectors on the performance of a solar air heater with solar cells suitable for a solar dryer. *Energy Conversion and Management* 1991; 35(6):543-54.
- [98] **Garg HP, Adhikari RS.** Transient simulation of conversional hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collectors. *International Journal of Energy Research* 1998;22:547-62.
- [99] **Garg HP, Adhikari RS.** Performance analysis of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) collector with integrated CPC troughs. *International Journal of Energy Research* 1999; 23:1295-1304.
- [100] **Garg HP, Adhikari RS.** Hybrid photovoltaic/thermal utilization systems. Final report submitted to All India Council of Technical Education. New Delhi, India 2000.
- [101] **Brogren M, Nostell P, Karlsson B.** Optical efficiency of a PV thermal hybrid CPC module for high latitudes. *Solar Energy* 2000; 69:173-85.
- [102] **Karlsson B, Brogren M, Larsson S, Svensson L, Hellstrom B, Sarif Y.** A large bifacial photovoltaic-thermal low-concentrating module. *Proceedings of 17th PV Solar Energy Conference, Munich, Germany; 22-26 October 2001.* p. 808-11.

- [103] **Brogren M, Karlsson B, Werner A, Roos A.** Design and evaluation of low concentrating, stationary, parabolic reflectors for wall-integration of water-cooled photovoltaic-thermal hybrid modules. Proceedings of International Conference PV in Europe, Rome; 7-11 October 2002. p. 551-5.
- [104] **Khelifa A, Touafek K, Ben Moussa H, Tabet I, Ben cheikh El hocine H, Haloui H,** Analysis of a Hybrid Solar Collector Photovoltaic Thermal (PVT) Energy Procedia 74 (2015) 835 – 843
- [105] **Abdelkrim Khelifa, Khaled Touafek, Hocine Ben Moussa** Approach for the modelling of hybrid photovoltaic–thermal solar collector IET Renew. Power Gener., 2015, Vol. 9, Iss. 3, pp. 207–217 doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0076
- [106] **A. Khelifa , K. Touafek and H. Ben Moussa** Energetic study of hybrid solar PV/T collectors Revue des Energies Renouvelables Vol. 16 N°4 (2013) 619 – 628
- [107] **Salim HADDAD Khaled TOUAFEK and Abdelkarim KHELIFA** Investigation of the Electrical and Thermal Performance of a PV/T Hybrid System 2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)

ملخص

خلال عملية التحويل الكهروضوئي للوح الشمسي تنتج كمية معتبرة من الحرارة والتي تتسبب في ارتفاع درجة حرارة الخلايا الكهروضوئية وبالتالي تحد من فعاليتها. هذه الظاهرة ناتجة عن كمية الإشعاع غير الممتصة من طرف الخلايا الكهروضوئية مما يجعلها أكثر حرارة. تعتبر هذه الحرارة العائق أمام الخلايا الكهروضوئية لذا فالكثير من المجهودات تبذل من أجل صرف هذه الأخيرة. يمكن تخفيض حرارة الألواح الكهروضوئية بامتصاص الحرارة عن طريق إنجاز نموذج ثنائي الاستعمال بحيث يستطيع أن ينتج طاقة كهربائية وحرارية في نفس الوقت. بهذه الوسيلة يمكن خفض الحرارة وبالتالي رفع المردود الكهربائي للألواح. الهدف من عملنا هذا هو دراسة نظرية وإنجاز نموذج للوح ثنائي الاستعمال وتحديد درجة الحرارة عند كل طبقة ثم دراسة فعاليته الكهربائية والحرارية وفي الأخير إجراء مقارنة بين مزايا هذا النموذج مع مختلف الأشكال الأخرى. إن النتائج التي حصلنا عليها تدل على أن هذا النموذج للوح يمكن أن يكون البديل بالنسبة للألواح الكهروضوئية والحرارية المستعملة عادة بصفة مستقلة.

كلمات مفتاحية: الألواح الشمسية، الخلايا الكهروضوئية، الحرارة، لوح ثنائي الاستعمال، نموذج المردود.

Résumé :

Durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire, une chaleur est générée ce qui augmentera la température de la cellule photovoltaïque et causera une chute de son rendement. Ce phénomène est dû à la partie du rayonnement solaire non absorbée par les cellules et qui sera à l'origine de son échauffement.

Cet échauffement a été considéré comme néfaste pour le rendement des capteurs solaires photovoltaïques, et plusieurs efforts ont été consentis pour évacuer cette chaleur. Il y'a eu aussi l'aide d'exploiter ce phénomène par la combinaison des systèmes photovoltaïques avec un système thermique pour former le capteur hybride PVT, qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.

L'objectif de ce travail est de modéliser le capteur hybride PVT en deux dimensions à travers la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches et d'étudier son rendement thermique et enfin comparer ces performances avec d'autres configurations.

Mots clés: Capteur solaire, Photovoltaïque, Thermique, hybride, Rendement thermique.

Abstract:

During the photovoltaic conversion of the solar collector a heat is generated what will increase the temperature of the photovoltaic cell and will cause a fall of its efficiency. This phenomenon is due to the part of the solar radiation not absorptive by the cells and which will cause its heating.

This heating was regarded as harmful for the output of the photovoltaic solar collectors. Several efforts were performed to evacuate this heat. A nother way to exploit this phenomenon is by the combination of the photovoltaic system with a thermal one to form the hybrid collector (PVT) which will generate at the same time electricity and heat.

The objective of this work is to study theoretically and to model the hybrid collector PVT in two dimensions through the determination of the levels of the temperatures of its various layers and to study its thermal efficiency, and finally to compare its performances with other configurations.

Key words: Solar collector, Photovoltaic, Thermal, hybrid, Thermal efficiency.