

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



UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE



N° d'ordre:.....
Série:

THESE

PRESENTEE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT EN
SCIENCES EN ELECTRONIQUE

Option : Composants Electroniques et systèmes

THEME

Modélisation nanothermique des systèmes Thermo/Photovoltaïques
Applications aux collecteurs hybrides PVT

Présentée par :

BEN CHEIKH LE HOCINE HANENE

Devant le jury :

Président :	R. CHENNI	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Rapporteurs :	F. KERROUR	M.C.A Université des Frères Mentouri Constantine
	K. TOUAFEK	Directeur de recherche (URAER) Ghardaïa
Examineurs :	A. BEKKOUCHE	Directeur de recherche (URAER) Ghardaïa
	N. BELLEL	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
	S. HADDAD	M.C.A Université de Skikda

24/01/2017

Remerciements

Ce travail a été effectué au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelable sise à Ghardaïa (**URAER**) sous la direction de Monsieur **Touafek Khaled** Directeur de recherche à cette unité. Je lui exprime mes plus sincères remerciements pour le suivi scientifique qui me l'a assuré, et qui m'a dirigé avec son expérience dans le domaine des énergies renouvelables et ses précieux conseils.

J'adresse mes plus sincères remerciements aussi à Monsieur **KERROUR Fouad** Maitre de conférences habilité à l'université de Constantine qui m'a apporté son aide et qui a contribué à l'élaboration de ce travail.

Je remercie également Monsieur **GAMA Amor** Maitre de recherche à l'(**URAER**) pour sa contribution précieuse à l'accomplissement de ce travail.

Je tiens à exprimer mes respectueuses gratitudees à Monsieur **R. CHENNI** Professeur à l'université des Frères Mentouri-Constantine département d'électrotechnique, qui me donne le privilège de l'avoir comme président de jury.

Mes remerciements s'adressent également à Monsieur **A. BEKKOUCHE** directeur de recherche à l'URAER Ghardaïa, d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail et de faire partie du jury.

Je tiens à témoigner ma reconnaissance à Monsieur **S. HADDAD** Maitre de conférences habilité à l'université de Skikda, d'avoir accepté de me faire l'honneur de juger ce travail et participer à mon jury de thèse.

J'exprime ma reconnaissance à Monsieur **N.BELLEL** professeur à l'université des Frères Mentouri-Constantine pour m'avoir fait l'honneur d'examiner ce travail.

Qu'ils trouvent tous ici l'expression de mon profond respect.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin contribué, chacune à sa manière, à l'achèvement de ce travail.

Je voudrais remercier également tous les membres de ma famille en particulier mes parents de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
<u>Chapitre I</u> Le Gisement solaire	
I.1/ INTRODUCTION	4
I.2/ L'énergie solaire	4
I.3/ Les coordonnées célestes	6
I.3.1/ Les coordonnées géographiques	6
I.3.1.1/ La latitude du lieu (φ)	6
I.3.1.2/ longitude (λ)	7
I.3.2/ Les coordonnées horaires	7
I.3.2.1/ déclinaison (δ)	8
I.3.2.2/ Angle horaire du soleil (ω)	8
I.3.3/ Les coordonnées horizontales	9
I.3.3.1/ La hauteur du soleil (h)	9
I.3.3.2/ L'azimut du soleil (a)	10
I.4/ Géométrie des capteurs	10
I.4.1/ Inclinaison (β)	10
I.4.2/ La hauteur du capteur (γ)	10
I.4.3/ Azimut du capteur (α)	11
I.5/ L'éclairement solaire	11
I.5.1/ Le rayonnement direct	12
I.5.2/ Le rayonnement diffus	12
I.5.3/ L'albédo	13
I.6/ Calcul de rayonnement global G (θ_i, γ)	13
I.6.1/ Angle incidence (θ_i)	14
I.7/ L'irradiation solaire	15
II.7.1/ L'irradiation hors atmosphère	15
I.8/ Les instruments de mesures	15
I.9/ CONCLUSION	16

Chapitre II Technologies de la conversion solaire

II. 1/	INTRODUCTION	17
	<u>PARTIE A</u> Production directe de l'électricité	17
II. 2/	Le générateur photovoltaïque	17
II. 3/	Principe photovoltaïque	18
II. 3.1/	Jonction PN	18
II. 3.2/	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	19
II. 3.3/	Schéma électrique équivalent d'un module PV	19
II. 4/	Les différentes technologies	22
II. 5/	Assemblage PV et caractéristiques des matériaux	23
II. 6/	Influence des principaux paramètres sur les performances de PV	24
II. 6.1/	Influence de la température sur le PV	24
II. 6.2/	Rendement de PV	28
	<u>PARTIE B</u> Production directe de la chaleur	30
II. 7/	L'énergie solaire thermique	30
II. 8/	Différents types de capteurs solaires	30
II. 8.1/	Définition de capteur thermique plan	31
II. 8.1.1/	Le vitrage (couvercle)	32
II. 8.1.2/	L'absorbeur	32
II. 8.1.3/	L'isolant	32
II. 8.1.4/	Le fluide caloporteur	33
II. 8.1.5/	Le boîtier	33
II. 9/	Classifications des capteurs thermiques	33
II. 10/	Paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs solaires	33
II. 10.1/	Paramètres externes	33
II. 10.2/	Paramètres internes	34
II.11/	Le bilan thermique d'un capteur plan	34
II.11.1/	Rappel sur les modes de transfert thermique	34
II.11.1.1/	La conduction	35
II.11.1.2/	La convection	35
II.11.1.3/	Le rayonnement	36

II.11.2/	Analogie électrique	37
II.12/	CONCLUSION	39

Chapitre III Synthèse bibliographique sur les capteurs solaires PVT

III. 1/	INTRODUCTION	40
III. 2/	Définition de capteurs photovoltaïques/thermiques	40
III. 3/	Histoire de PVT	42
III. 3.1/	Histoire des capteurs PVT (1 ^{ère} période)	42
III. 3.2/	Histoire des capteurs PVT (2 ^{ème} période)	45
III. 3.3/	Histoire des capteurs PVT (LCA et étude économique)	46
III. 3.4/	Histoire des capteurs PVT (utilisation dans l'industrie et l'agriculture)	47
III. 3.5/	Histoire des capteurs PVT (modèles commerciales)	47
III. 4/	Rendement dans les capteurs PVT	54
III. 5/	Limitations de PVT	56
III. 6/	Avantages de PVT	56
III. 7/	CONCLUSION	56

Chapitre IV Modélisation de capteur solaire hybride PVT

IV.1/	INTRODUCTION	57
IV.2/	Description de modèle de capteur hybride PVT	57
IV.3/	Modélisation numérique de capteur PVT	58
IV.3.1/	Schéma par analogie électrique du PVT	58
IV.3.2/	Equations caractérisant le transfert de chaleur	60
IV.3.3/	Etude de PVT en tubes verticaux parallèles	60
IV.3.4/	Etude de PVT en enceinte	61
IV.3.5/	Expression des coefficients d'échange	62
IV.3.6/	Résolution du système d'équations	65
IV.3.6.1/	Définition de la méthode de Newton-Raphson	65
IV.3.6.2/	Analyse statistique	66
IV.3.7/	Etude des performances énergétiques de capteur PVT	68
IV.4/	Simulation numériques de capteur PVT à l'aide du logiciel COMSOL	73
IV.4.1/	Présentation de notre plateforme de travail : COMSOL Multiphysics	73
IV.4.2/	Procédure de simulation	73

IV.4.2.1/	Géométrie	75
IV.4.2.2/	Matériaux	75
IV.4.2.3/	Équations physique et Les conditions aux limites	75
IV.4.2.4/	Maillage	78
IV.4.2.5/	La simulation	79
IV.4.3/	Resultats et discussions de la simulation sous COMSOL	79
IV.5/	Partie expérimentale	85
IV.5.1/	Description de la plateforme (équipement)	85
IV.5.1.1/	Matériels utilisés	85
IV.5.1.2/	L'absorbeur	85
IV.5.1.3/	La partie enceinte	86
IV.5.1.4/	La partie des tubes et feuille	87
IV.5.1.5/	Fixation de l'échangeur	88
IV.5.1.6/	Support métallique	88
IV.5.5/	Description du banc d'essai	90
IV.5.6/	Instrumentation	90
IV.6/	Résultats théoriques et expérimentales	92
IV.7/	Approche numérique de la faisabilité d'une 2 ^{ème} nouvelle configuration de capteur PVT	100
IV.7.1/	Analyse thermique de la cellule PV	100
IV.7.2/	Nouvelle configuration proposée de capteur hybride PVT	100
IV.7.3/	Simulation sous COMSOL de la 2 ^{ème} configuration	101
IV.7.4/	Conditions adopté dans la simulation	102
IV.7.5/	Résultats et discussion	103
IV.7.6/	Connection des cellules PV	105
IV.8/	CONCLUSION	108
	CONCLUSION GENERALE	109
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	112

NOMENCLATURE

Symbole	Désignation	Unité
G	Eclairement global	[W/m ²]
C _p	Capacité calorifique	[J/ K]
L	Longueur de capteur	[m]
b	Largeur de capteur	[m]
A _T	Surface de capteur	[m ²]
\dot{m}	Débit massique	(kg/s)
v	Vitesse du vent	[m/s]
M _i	Masse du noeux i	
N _u	Nombre de Nusselt	
T	Température	[K]
h ₁	Coefficient d'échange par convection (partie supérieure de l'absorbeur-fluide)	[W/m ² K]
h ₂	Coefficient d'échange par convection (partie inférieure de l'absorbeur-fluide)	[W/m ² K]
U _L	Coefficient de pertglobal	[W/m ² K]
F _R	Coefficient de l'efficacité de l'échangeur thermique	
Q _u	Puissancethermique utile	[W/m ²]
h _{conv,b}	Coefficient de transfert de chaleur à la face arrière	[W/m ² K]
U _b	Coefficient de perte en arrière	[W/m ² K]
h _{conv}	Coefficient d'échange dû au vent	[W/m ² K]
h _c	Coefficient d'échange par conduction	[W/m ² K]
h _v	Coefficient d'échange par convection	[W/m ² K]
h _r	Coefficient d'échange par rayonnement	[W/m ² K]
h _{vf}	Coefficient d'échange par convection du fluide	[W/m ² K]
φ	Angle d'inclinaison du capteur	[°]

Lettre Grec

σ	Constante de Stefan-Boltzmann	[W/m ² .K ⁴]
ε	Emissivité	
δ	Épaisseur	
η	rendement	

$(\tau\alpha)$	Coefficient de transmission/absorption	
λ	Conductivité thermique	[W/mK]
ρ	Masse volumique	[Kg/m ³]
τ	Coefficient de transmission	
α	Coefficient d'absorption	

indice

v	verre
r	rayonnement
pv	Panneau photovoltaïque
a	ambiant
b	arrière
p	Plaque absorbante
abs_h	Partie supérieure de l'absorbeur
abs_b	Partie inférieure de l'absorbeur
t	tube
f	fluide
p	Plaque absorbante
i	isolant
fe	Entrée de fluide
fs	Sortie de fluide
el	Electrique
ted	tedlar
ref	référence
f	fluide

Liste des figures

Figure I.1: Spectre solaire.....	5
Figure I.2: Schéma indiquant le nombre d'air masse AM en fonction de la position géographique.....	6
Figure I.3: Les coordonnées géographiques.....	7
Figure I.4: Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année.....	8
Figure I.5: Les coordonnées horaires et horizontales.....	9
Figure I.6: Différents composants de rayonnement.....	12
Figure I.7: Définition des angles pour une surface plane élémentaire éclairée par le soleil.....	12
Figure I.8: Effet de l'inclinaison i sur la réception du rayonnement diffus.....	13
Figure I.9: les différents instruments pour la mesure des différents composants de rayonnements.....	16
Figure II.1: Assemblage de cellules photovoltaïques.....	17
Figure II.2: Production d'électricité par la séparation électron-trou.....	19
Figure II.3: Schéma électrique équivalent d'un module PV.....	20
Figure II.4: Différentes technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque.....	22
Figure II.5: Classification des différents semi-conducteurs utilisés dans les cellules PV.....	22
Figure I.6: Structure standard d'un module photovoltaïque.....	23
Figure II.7: Variation de la tension en circuit ouvert avec une température de jonction de la cellule PV.....	26
Figure II.8: Influence de température dans la courbe I–V de module PV.....	26
Figure II.9: Puissance de sortie de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin à des températures de fonctionnement différent.....	27
Figure II.10: Puissance électrique en fonction de la température de la cellule PV.....	28
Figure II.11: Analogie électrique permettant de déterminer le flux thermique perdu avec l'environnement à la température ambiante.....	38
Figure III.1: Schéma de différentes technologies solaires.....	40
Figure III.2: Classifications des capteurs PVT.....	41
Figure III.3: Intégrations des capteurs PVT au bâti.....	41
Figure III.4: Différentes conceptions des capteurs hybrides.....	43
Figure III.5: Section transversale de la double PVT passe capteur solaire.....	43
Figure III.6: Schéma du capteur PV/T à air.....	44
Figure III.7: Coupe transversale de capteur PVT en polymère carré (PPO).....	44

Figure III.8: Différentes conceptions de capteurs hybrides à eau.....	45
Figure III.9: Coupe transversale des modèles expérimentales de capteurs PVT.....	45
Figure III.10: Capteurs PV/T à eau commercialisés.....	48
Figure III.11: Capteurs PVT à air commercialisés.....	48
Figure III.12: Coupe transversale de PV/T à air sans vitrage.....	49
Figure III.13: A. coupe transversale d'un capteur PVT à air avec un absorbeur rectangulaire B. coupe transversale d'un concentrateur parabolique à air à un seul passage	49
Figure III.14: Coupe transversal d'un capteur PVT avec V-groove.....	50
Figure III.15: Coupe transversale de modèles de PVT modifiés.....	50
Figure III.16: Différents modèles d'absorbeurs.....	51
Figure III.17: (a) écoulement direct, (b) écoulement en serpentin, (c) écoulement parallèle serpentin, (d) écoulement serpentin parallèle modifié,(e) écoulements oscillatoire, (f) écoulement spirale,(g) écoulements web.....	52
Figure IV.1: Le capteur hybride PVT.....	57
Figure IV.2: Vue transversale de notre capteur PVT avec les différents phénomènes thermiques.....	57
Figure IV.3: Schématisation électrique des transferts thermiques dans le PVT.....	59
Figure IV.4: Organigramme simplifié pour la simulation du système.....	67
Figure IV.5: Logo COMSOL.....	73
Figure IV.6: (A, B, C) Différentes étapes pour la création de modèle sous COMSOL.....	74
Figure IV.7: Vue en trois dimensions de la géométrie étudiée sous COMSOL.....	75
Figure IV.8: Vue transversale de notre modèle.....	78
Figure IV.9: Vue longitudinale de notre modèle.....	78
Figure IV.10: Vitesse d'écoulement dans le capteur PVT.....	80
Figure IV.11: (A, B, C, D) Variation de température dans le capteur PVT pour différentes valeurs de débit massique.....	81
Figure IV.12: (A, B, C, D) Variation de température au niveau de l'absorber pour différentes valeurs de débit massique.....	83
Figure IV.13: Puissance électrique en fonction de la température des cellules.....	83
Figure IV.14: Influence de débit massique dans la cellule de capteur PVT.....	83
Figure IV.15: Energie électrique en fonction de débit massique dans le capteur PVT.....	83
Figure IV.16: Influence de radiation solaire et température ambiante dans les performances de capteur PVT.....	84
Figure IV.17: Vue de face et arrière du nouveau absorbeur.....	86

Figure IV.18: Partie de la cuve constituant l'absorbeur.	86
Figure IV.19: Vue de la 2 ^{ème} partie de l'absorbeur sans feuille.....	87
Figure IV.20: l'échangeur complet après la combinaison des deux parties.....	87
Figure IV.21: L'échangeur d'après la peinture.....	88
Figure IV.22: Photo de l'échangeur collé sur la face arrière du module PV.....	88
Figure IV.23: Le support métallique.....	89
Figure IV.24: Les deux types d'isolation.....	89
Figure IV.25: Le capteur hybride PVT complet.....	90
Figure IV.26: Le banc d'essai de notre réalisation.....	90
Figure IV.27: Station de mesure.....	91
Figure IV.28: Variation temporelle des différentes températures du capteur PVT en tubes....	92
Figure IV.29: Variation temporelle des différentes températures du capteur PVT en cuve.....	93
Figure IV.30: Energie thermique dans les différentes configurations de PVT.....	93
Figure IV.31: Température de sortie dans la nouvelle configuration de capteur PVT.....	93
Figure IV.32: Variation horaire de l'intensité solaire et la température ambiante pour la journée de 27/10/2015.....	93
Figure IV 33: Variation temporaire de l'irradiation solaire et la température ambiante pour 2/11/2015.....	95
Figure IV.34: Valeurs expérimentales des températures mesurées dans les différents composants de capteur PVT pour le 27/10/2015.....	95
Figure IV.35: Valeurs expérimentales des températures mesurées dans les différents composants de capteur PVT pour le 2/11/2015.....	96
Figure IV.36: Comparaison de la valeur théorique et expérimentale de la température de sortie de fluide.....	96
Figure IV.37: Comparaison de la valeur théorique et expérimentale de l'énergie thermique produite par le capteur PVT.....	97
Figure IV.38: (A, B, C, D) Les performances électriques des deux capteurs Module PV et capteur PVT.....	98
Figure IV.39: Rendement Electrique et thermique de notre capteur PVT étudié.....	99
Figure IV.40: Variation de rendement thermique en fonction de la température réduite pour les différents capteurs PVT.....	99
Figure IV.41: (a) Cellule PV ordinaire. (b) Nouvelle conception de capteur hybride PVT.....	101
Figure IV.42: Vue en trois-dimension de la géométrie sous COMSOL.....	101

Figure IV.43 : Vue de maillage utilisé.....	103
Figure IV.44:	104
a distribution de la température dans la cellule PV.	
b distribution de la température dans la cellule PV avec encapsulation.	
c Graph de la température dans les différentes couches.	
Figure IV.45:	105
a surface –b volume. Température dans le nouveau capteur PVT pour $v=0.01\text{m/s}$	
c surface –d volume. Température dans le nouveau capteur PVT pour $v=0.51\text{m/s}$	
Figure IV.46: Puissance électrique en fonction de la température de cellule PV.....	105
Figure IV.47:	106
a. Température en fonction de la vitesse d'écoulement dans le nouveau capteur PVT.	
b. Energie électrique en fonction de la vitesse d'écoulement dans le nouveau capteur PVT.	
Figure IV.48: Conception des tubes de refroidissement dans les cellules solaires connectées en série N.....	107
Figure IV.49:	107
a.Surface –b.Volume. Température dans deux cellules connectées en série avec des tubes de refroidissement $v=0.01\text{m/s}$	
c.Surface –d.Volume. Température dans deux cellules connectées en série avec des tubes de refroidissement $v=0.25\text{m/s}$	
Figure IV.50: a. Température –b.Energie électrique en fonction de la vitesse d'écoulement dans deux cellules en séries avec le fluide de refroidissement.....	108

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Comparaison des différentes technologies.....	23
Tableau II.2 : Caractéristiques des matériaux.....	24
Tableau II.3 : Coefficients de température des différentes technologies de cellules PV.	27
Tableau II.4 : Classifications des capteurs solaires.....	31
Tableau II.5 : Récapitulatif des nombres sans dimension.....	37
Tableau III.1 : Résumé de quelques systèmes PVT étudiés.....	52
Tableau III.2 : Quelques remarques sur les études effectuées dans les capteurs PVT....	53
Tableau III.3 : Rendement des différents capteurs PVT.....	55
Tableau IV.1 : Caractéristiques du module PV utilisé.....	58
Tableau IV.2 : Les conditions utilisées dans la simulation.....	68
Tableau IV.3 : Paramètres utilisés dans la simulation dans la 2ème configuration.....	102

Introduction Générale

Introduction générale

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, et la flambée des cours du brut, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie : l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.

On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom) à l'échelle de l'homme mais aussi dans certains cas de l'humanité (solaire par exemple). Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la terre (géothermique profonde...).

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante ; la quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux.

Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque.

Afin de pouvoir apporter une réponse à la demande croissante en énergie de la société, plusieurs axes de développement sont envisageables dont :

- L'amélioration des performances énergétiques des systèmes actuellement utilisés.
- La cogénération au sein d'un même système de formes d'énergie différentes.

Le capteur hybride photovoltaïque thermique PVT envisage d'explorer ces deux directions par la création d'un seul capteur dit : hybride permettant une production électrique (photovoltaïque) couplée à un système de production d'énergie calorifique. Ce capteur hybride permet donc une cogénération d'énergie. Il vise aussi à améliorer les performances électriques des cellules photovoltaïques en abaissant leurs températures de fonctionnement par un transfert thermique de cette énergie pour le chauffage extérieur.

L'objectif de cette thèse est le développement de modèles prédictifs permettant d'appréhender et améliorer les performances énergétiques des capteurs hybrides (PVT) à travers la proposition d'une nouvelle configuration de l'absorbeur. Cette nouvelle configuration a été modélisée et un prototype expérimental a été réalisé. L'étude

expérimentale a validé le modèle proposé. Cette nouvelle configuration de capteur hybride est une amélioration énergétique par rapport aux capteurs hybrides existants.

Plan de travail

Le travail présenté dans cette thèse est réparti de la manière suivante :

Le **Chapitre I** présentera de manière succincte des notions sur le gisement solaire, en particulier l'étude du rayonnement solaire qui s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Nous aborderons toutes grandeurs introduites dans le calcul de l'irradiation solaire.

Dans le **Chapitre II** nous nous attacherons à introduire le contexte de notre travail qui se ramène aux deux technologies de la conversion de l'énergie solaire ; modules photovoltaïque et les capteurs solaires plans. Une description générale de ces deux derniers ainsi que des transferts thermiques correspondants seront présentés afin de comprendre le principe de fonctionnement de ces deux types de systèmes qui nous servira par la suite dans la modélisation de notre prototype.

Le **Chapitre III** sera consacré à la présentation du cadre théorique du concept de la combinaison des deux systèmes présentés précédemment, le module photovoltaïque et un capteur thermique ; qui sert à la cogénération au sein d'un même système, et les deux formes d'énergies produites par ces deux derniers. L'énergie électrique produite par le module photovoltaïque et l'énergie calorifique par le capteur thermique, en améliorant les performances énergétiques du système photovoltaïque. Une synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides PVT sera présentée afin d'avoir une compréhension complète de concept de l'énergie solaire photovoltaïque thermique et les travaux effectués par les chercheurs à ce jour.

Dans le **chapitre IV**, nous étudierons en premier lieu, la modélisation numérique de notre modèle de capteur proposé, un bilan thermique sera établi sur chacun des composants de capteur en tenant compte des différents phénomènes de transferts de chaleur couplés. L'ensemble des équations seront présentées de manière détaillée afin de permettre de déterminer le comportement énergétique de notre capteur. En second lieu, un prototype expérimental sera réalisé afin de validés les résultats de simulation numérique. Et permettre

ainsi de mettre en évidence l'apport de ce modèle de capteur proposé par rapport aux modèles existants.

Une deuxième configuration du capteur hybride PVT sera étudiée sous COMSOL afin de confirmer la faisabilité et les perspectives des capteurs hybrides.

Une conclusion générale termine cette Thèse.

CHAPITRE I

Gisement solaire

I. 1/ Introduction

La ressource de base la plus importante pour tous les potentiels énergétiques renouvelables est l'énergie solaire. La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation globale.

Dans cette partie nous allons définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- Les grandeurs astronomiques.
- Les grandeurs géographiques.
- Le rayonnement solaire hors atmosphère.
- Le rayonnement direct, diffus et global.

I. 2/ L'énergie solaire

Le soleil est la seule étoile du système solaire et la plus proche de la terre, sa lumière a une vitesse de 300000 km/s, met environ 8 mn pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère présente son maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 μ m.

L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de 1.4 million de km de diamètre, 50 fois de celui de la terre. Sa masse est de l'ordre de 2×10^{30} kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Lavoisier et Laplace, Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à 4×10^{26} w. Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de $1,7 \times 10^{17}$ W. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques ; 30% de cette puissance est réfléchiée vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère. [1, 2]

Le soleil décharge continuellement une énorme quantité d'énergie radiante dans le système solaire, la terre intercepte une toute petite partie de l'énergie solaire rayonnée dans l'espace. Une moyenne de 1367 watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne Terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à 1367 W/m². [3]

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K [4]. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM_0 . Sa distribution en énergie est répartie en :

Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$ 6.4%

Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0%

Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

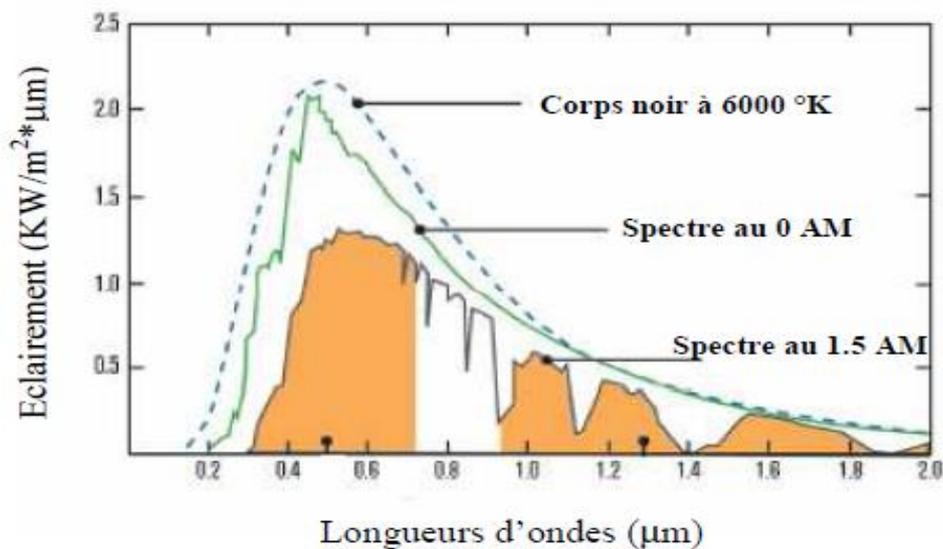


Figure I. 1 : Spectre solaire [17]

Pour la cellule photovoltaïque en silicium cristallin, l'absorption se produit entre $0,4 \mu\text{m}$ et $1,1 \mu\text{m}$ de la plage spectrale solaire. Au-delà de la cellule Si, il ne reste pratiquement pas d'énergie d'irradiation au-dessous de $1,1 \mu\text{m}$, et après une légère réflexion dans le contact arrière et l'absorption dans les couches inférieures de l'EVA et du Tedlar (voir chapitre II), l'irradiation transmissive est dans la bande d'infrarouge $\lambda > 1.1 \mu\text{m}$ [6, 7, 8-12]. Une conséquence de l'utilisation des matériaux de contact arrière moins réfléchissants est que le rendement électrique PV chutera d'environ 0,3% [13]. Cependant, la haute réflectivité dans les contacts arrière métallique donne une émissivité plus faible dans la région de longue longueur d'onde [6].

La part d'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air AM.

Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM_1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus

d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m^2 .

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D. Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith).

AM₀ : Hors atmosphère (application spatiale). $P \approx 1.36 \text{ KW.m}^{-2}$.

AM₁ : le soleil est au zénith du lieu d'observation (à l'équateur).

AM_{1.5}G : Spectre standard, le soleil est à 45° . $P \approx 1 \text{ KW.m}^{-2}$.

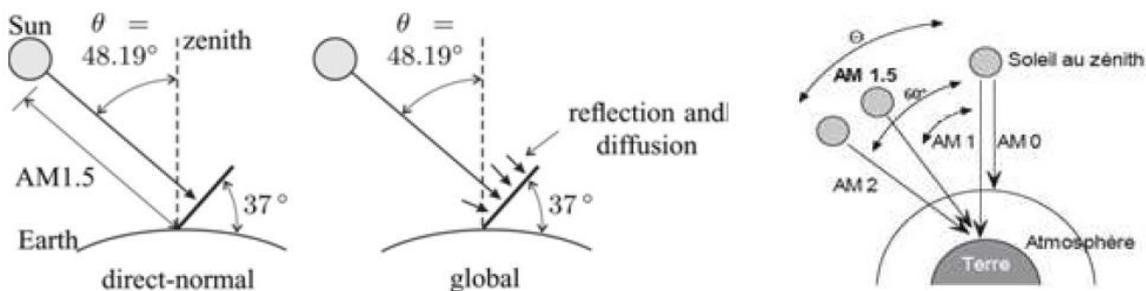


Figure I.

2 : Schéma indiquant le nombre d'air masse AM, en fonction de la position géographique.

Normalisation : Les conditions standards de qualification des modules photovoltaïques sont :
Un spectre AM1.5 sous un éclairement de 1000 W/m^2 et une température de 25°C .

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C : Standard Test Conditions).

I. 3/ Les coordonnées célestes

I. 3.1/ Les coordonnées géographiques [14]

La Terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle Nord, et le pôle Sud. Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques de ce point, Ainsi que par son altitude.
Figure I .3.

I. 3.1.1/ La latitude du lieu (φ)

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle

équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur, est indiquée en tant que latitude de 0° , le pôle nord par latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° .

1. 3.1.2/ Longitude (λ)

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et $+180^\circ$, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps.

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

Les coordonnées géographiques de Ghardaïa, Algérie

Latitude : $32^\circ 29' 27''$ Nord

Longitude : $3^\circ 40' 24''$ Est

L'altitude par rapport au niveau de la mer : 503 m

Les coordonnées de Ghardaïa en degrés décimaux

Latitude : 32.4909400

Longitude : 3.6734700

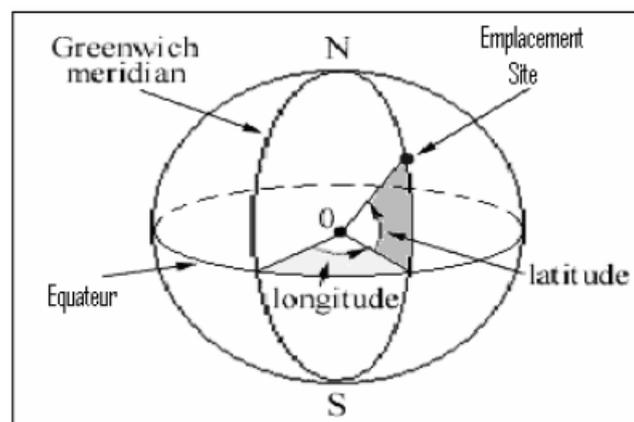


Figure I. 3 : Les coordonnées géographiques

I. 3.2/ Les coordonnées horaires

Les coordonnées horaires sont données par l'axe des pôles et le plan de l'équateur, le méridien du lieu étant pris comme origine. Chaque point de l'espace est repéré par sa déclinaison (δ) et son angle horaire (ω) [14]. Figure I.5.

I. 3.2.1/ Déclinaison (δ)

Est la distance angulaire des rayons du soleil nord ou sud d'équateur ; c'est l'angle entre la ligne s'étendant du centre de la terre, et la projection de cette ligne sur le plan équatorial de la terre.

Elle est donnée par la formule suivante : [5, 69]

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(280 + n)}{365} \right] \quad (\text{I. 1})$$

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(n - 81)}{365} \right] \quad (\text{I. 2})$$

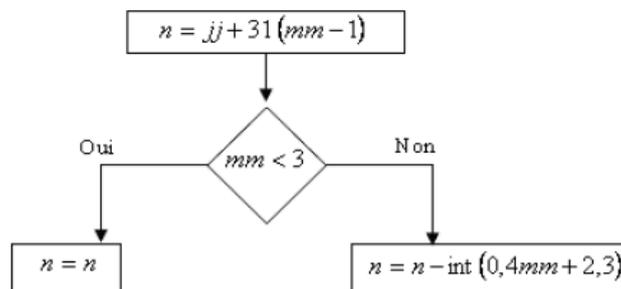


Figure I. 4 : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année. [5]

La fonction "int" consiste à prendre la partie entière de la valeur du terme entre parenthèse.

n : le numéro du jour dans l'année.

mm = numéro du mois.

jj : la date.

I. 3.2.2/ Angle horaire du soleil (ω)

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel. [15]

$$\omega = 15(12 - T_{SV}) \quad (\text{I. 3})$$

$$T_{SV} = T_L - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right)$$

$$E_t = 9.87 \sin(2N') - 7.53 \cos(N') - 1.5 \sin(N')$$

$$N' = \frac{360}{365} (n - 81)$$

- T_{SV} : temps solaire vrai, le temps solaire vrai est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence.
- D_E : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. (Égale 1 pour l'Algérie).
- T_L : temps légal. (Donné par une montre).
- E_t : correction de l'équation du temps.
- λ : longitude de lieu.

On prend :

$\omega = 0$ à midi TSV.

$\omega > 0$ après midi

$\omega < 0$ le matin.

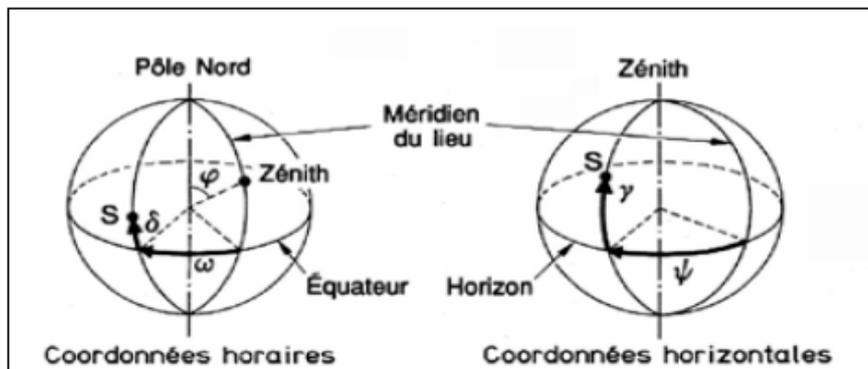


Figure I. 5 : les coordonnées horaires et horizontales [16]

I. 3.3/ Les coordonnées horizontales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude (φ) par deux angles (h) et (a) qui définissent la position du soleil. [6]

I. 3.3.1/ La hauteur du soleil (h)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin(h) = \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega) + \sin(\varphi)\sin(\delta) \quad (I. 4)$$

Avec h : varie entre -90° à $+90^\circ$.

On prend :

- $h > 0$ le jour,
- $h < 0$ la nuit
- $h = 0$ aux lever et coucher.

φ : Latitude du lieu.

δ : La déclinaison du soleil.

ω : L'angle horaire.

I. 3.3.2/ L'azimut du soleil (a)

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le sud. L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est. Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (I.5)$$

a : varie entre -180° et $+180^\circ$.

On prend :

- $a > 0 \Rightarrow$ vers l'Ouest.
- $a < 0 \Rightarrow$ vers l'Est.
- $a = 0 \Rightarrow$ direction du sud.

I. 4/ Géométrie des capteurs

I. 4.1/ Inclinaison β

L'inclinaison c'est l'angle que fait le capteur avec le plan horizontal. L'angle d'inclinaison d'un capteur est donné par : $\beta = 90 - \gamma$

- $\beta > 90^\circ$ Pour un plan tourné vers le bas.
- $\beta < 90^\circ$ Pour un plan tourné vers le haut.
- $\beta = 0^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le bas.
- $\beta = 90^\circ$ Pour un plan verticale.

I. 4.2/ La hauteur du capteur γ

La hauteur du capteur est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [9, 10].

γ varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\gamma > 0$ Pour un plan tourné vers le haut.
- $\gamma < 0$ Pour un plan tourné vers le bas.
- $\gamma = 90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le haut.
- $\gamma = -90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le bas.
- $\gamma = 0$ Pour un plan vertical.

I. 4.3/ Azimut du capteur α

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. [9, 10]

α varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\alpha > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest.
- $\alpha < 0 \Rightarrow$ vers l'est.
- $\alpha = 0 \Rightarrow$ plan Sud.
- $\alpha = -90^\circ \Rightarrow$ plan Est.
- $\alpha = 180^\circ \Rightarrow$ plan Nord.
- $\alpha = +90^\circ \Rightarrow$ plan Ouest.

I. 5/ L'éclairement solaire

L'éclairement correspond à la puissance solaire reçue par une surface plane élémentaire, appelée capteur. On distingue l'éclairement dû aux rayons solaires directs et celui dû au rayonnement solaire diffusé par le ciel ou réfléchi par une surface (le sol, un mur...). Cet éclairement dépend de l'orientation de la surface par rapport au soleil. Les grandeurs seront calculées en W/m^2 .

Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend des facteurs suivants :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre,
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude,
- la période de l'année,
- l'instant considéré dans la journée,
- la nature des couches nuageuses.

Pour des conditions d'éclairement solaire, il est impératif de pouvoir déterminer l'énergie reçue sur le plan incliné du prototype. Au sol, on distingue plusieurs composantes.

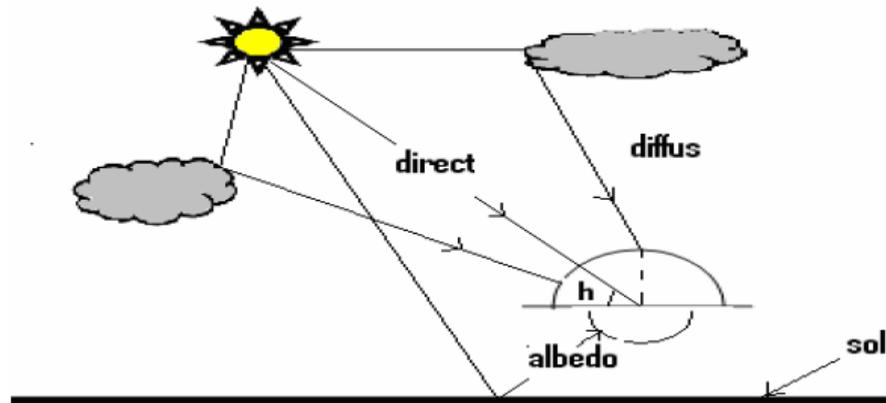


Figure I. 6 : Différents composants de rayonnement

I. 5.1/ Le rayonnement direct

Considérons un capteur élémentaire incliné d'un angle β par rapport à l'horizontale et orienté d'un angle γ par rapport au Sud. L'éclairement direct est la composante normale au capteur, de l'éclairement solaire I .

$$I_{dir} = I_{dir,N} \cos(\theta_i) \quad (I.6)$$

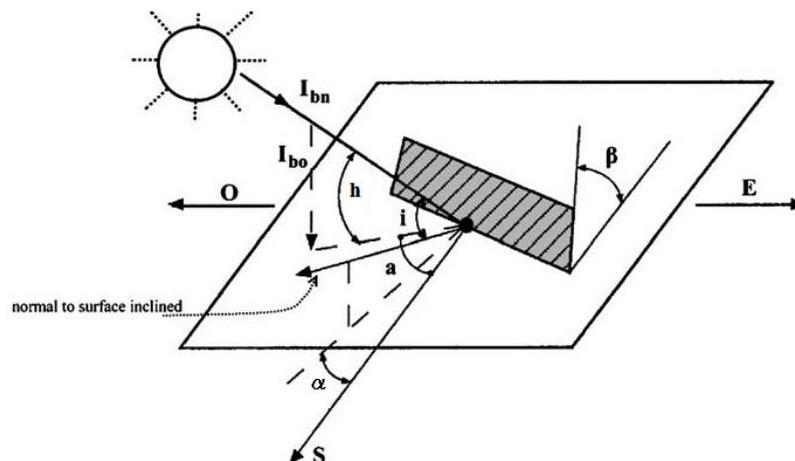


Figure I. 7 : Définition des angles pour une surface plane élémentaire éclairée par le soleil.

Où :

θ_i : angle d'incidence.

$I_{dir,N}$: est le rayonnement direct normal.

I. 5.2/ Le rayonnement diffus

Lorsque le capteur est horizontal ($\beta=0^\circ$) il reçoit le rayonnement diffusé par le ciel soit D_h . S'il est incliné d'un angle β , il "voit" moins de ciel mais par contre reçoit du sol une fraction de la quantité ρ . G_h .

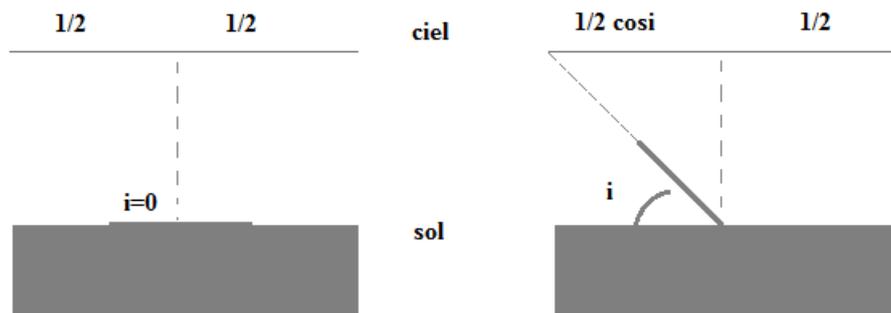


Figure I. 8 : Effet de l'inclinaison i sur la réception du rayonnement diffus.

La figure ci-dessus montre que la fraction de D_h reçue par le capteur en provenance du ciel s'écrit :

$$\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos\beta = \frac{1}{2} (1 + \cos\beta)$$

Quant à la fraction de $(\rho \cdot G_h)$ en provenance du sol, elle s'écrit :

$$1 - \frac{1}{2} (1 + \cos\beta) = \frac{1}{2} (1 - \cos\beta)$$

Finalement on obtient :

$$D(\beta) = \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) D_h + \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \rho \cdot G_h \quad (I.7)$$

β : Inclinaison du capteur [°].

ρ : Coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (albédo).

γ : Angle du capteur avec la direction Sud [°].

I. 5.3/ L'albédo (ρ)

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige). Par définition, le corps noir possède un albédo nul.

$$L'albédo \text{ Alb} = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}} \quad (I.8)$$

I. 6/ Calcul de rayonnement global G (θ_i, γ)

C'est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus :

$$G = I_{dir} + D$$

On en tire comme expression du rayonnement la relation :

$$G = I_{dir,N} \cos(\theta_i) + \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) D_h + \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \rho \cdot G_h$$

$$I_{dir,h} = I_{dir,N} \sin(h)$$

Avec

$I_{dir,h}$: est le rayonnement direct horizontal.

L'expression du rayonnement devient :

$$G = \frac{I_{dir,h} \cos(\theta_i)}{\sin(h)} + \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) D_h + \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \rho \cdot G_h \quad (I. 9)$$

I. 6.1/ Angle d'incidence (θ_i) [1]

C'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan,

$$\cos\theta_i = \cos(\varphi - \beta) \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin(\varphi - \beta) \sin\delta \quad (I. 10)$$

On peut la démontrer comme suit :

$$\begin{aligned} \cos\theta_i &= (\cos\varphi \cdot \cos\beta + \sin\varphi \cdot \sin\beta) \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\varphi \cdot \cos\beta \cdot \sin\delta - \sin\beta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\delta \\ &= \underbrace{\cos\beta (\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\varphi \cdot \sin\delta)}_{sinh} + \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega - \sin\beta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\delta \\ \cos\theta_i &= \cos\beta \cdot sinh + \sin\beta \underbrace{(\sin\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega - \cos\varphi \cdot \sin\delta)}_{cosa \cdot cosh} \end{aligned}$$

$$\cos\theta_i = \sin\beta \cdot cosa \cdot cosh + \cos\beta \cdot sinh \quad \text{Avec : } \alpha=0.$$

Puisque :

$$\cos\theta_i = \sin\beta \cdot \cos(a - \alpha) \cdot cosh + \cos\beta \cdot sinh \quad (I. 11)$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires.

II. 7/ L'irradiation solaire

On s'intéresse à présent à l'énergie captée sur une surface donnée, les quantités seront, exprimées en kWh/m² de surface réceptrice. [5]

II.7.1/ L'irradiation hors atmosphère

En déterminant l'irradiation hors atmosphère, on élimine le problème climatologique qui tient compte du lieu d'étude, de la saison et de la nébulosité du ciel. De nombreuses mesures météorologiques ont permis d'établir des formules empiriques exprimant l'irradiation au sol à partir de l'irradiation hors atmosphère.

Considérons un plan horizontal, à la limite de l'atmosphère terrestre situé à une latitude φ .

Notons I_h^* : l'éclairement solaire correspondant. On a :

$$I_h^* = I^* \cdot \sin h \quad (I. 12)$$

Où I_0 : représente la constante solaire que l'on peut considérer constante compte tenu de sa faible variation au cours du temps.

Notons I_h l'irradiation journalière. On a :

$$I_h = \int_{\text{journée}} I_h^* \cdot dt = \int_{LS}^{CS} I^* \cdot \sin h \cdot dt \quad (I. 13)$$

Où LS et CS correspondent aux heures de lever et coucher du soleil.

$$I_h = I^* \int_{LS}^{CS} (\sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \cos \varphi) \cdot dt \quad (I. 14)$$

Pour une journée et un lieu donné, δ et φ sont fixés. D'autre part, 1 heure de temps correspond à une variation de 15° de l'angle horaire ω :

$$dt = \frac{12}{\pi} d\omega$$

Avec le temps (t) en heures et l'angle ω en radians. L'intégration donne alors :

$$I_h = \frac{24}{\pi} \frac{I^*}{1000} (\sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \omega_0 + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \omega_0) \quad (I. 15)$$

Avec I_h en (kWh/m².j) et $I^*=1353\text{W/m}^2$.

I. 8/ Les instruments de mesures

Un pyranomètre est utilisé pour mesurer le rayonnement global, tandis qu'une pyréliomètre est utilisé pour mesurer la composante directe. Pour mesurer le rayonnement diffus, il suffit de monter sur un pyranomètre une bande venant occulter le rayonnement

direct. En montant deux pyranomètres en opposition, on peut déterminer l'albédo. L'un des pyranomètres est orienté vers le ciel, l'autre étant bien sûr orienté vers le sol. En mesurant la différence des deux signaux fournis par ces deux pyranomètres on en déduit la fraction du rayonnement réfléchi par le sol c'est-à-dire l'albédo de celui-ci.

La figure I.9 montre les différents appareillages utilisés pour la mesure du rayonnement solaire.



Figure I. 9 : les différents instruments pour la mesure des différents composants de rayonnements. [5]

I. 9/ Conclusion

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

L'étude du rayonnement solaire s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil. Pour que le rayonnement solaire soit perpendiculaire au panneau solaire, et afin d'optimiser tout le système de captation, il est nécessaire de recourir à la technique de poursuite du soleil.

CHAPITRE II

Technologies de la conversion de l'énergie solaire

II. 1/ Introduction

Deux moyens de production d'énergies renouvelables nous intéressent tout particulièrement, la production par effet photovoltaïque (PV) et par capteurs solaires (thermique : Th). Ces deux moyens de production étaient découplés (utilisés indépendamment l'un de l'autre) ; en effet, les panneaux photovoltaïques sont réalisés afin de fournir de l'énergie électrique et les capteurs solaires servaient à fournir de l'air ou de l'eau chaude sanitaire.

Dans ce chapitre on va présenter quelques notions nécessaires à la compréhension du fonctionnement de ces deux types de systèmes.

PARTIE A

II. 2/ Le générateur photovoltaïque

La technologie photovoltaïque solaire a l'un des coûts les plus élevés en capital de tous sources d'énergie renouvelables, mais il a le plus faible coût d'exploitation, en raison aux besoins d'entretien et de réparation très faibles. [19]

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques. Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs modules, ces derniers étant constitués de plusieurs cellules en série afin d'obtenir une tension souhaitée. Figure II.2.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste en une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque, une des propriétés électriques des semi-conducteurs. [20]

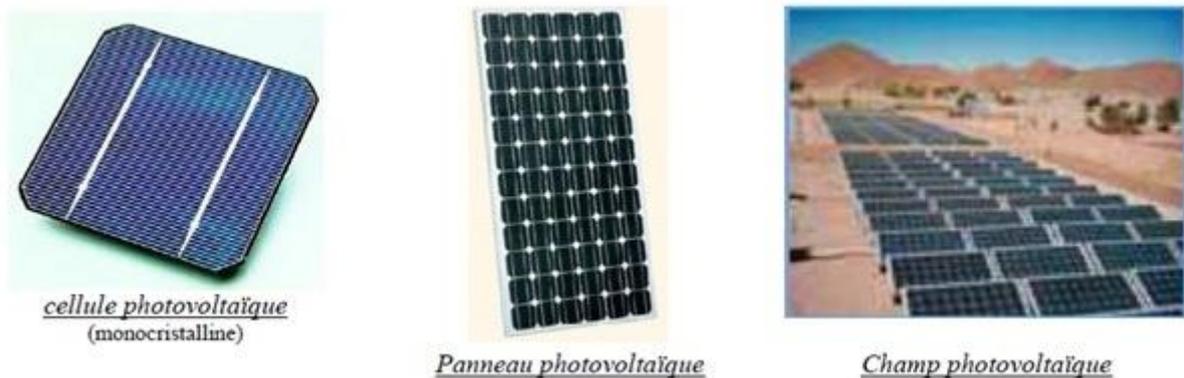


Figure II.1 : Assemblage de cellules photovoltaïques

II. 3/ Principe photovoltaïque

II. 3.1/ Jonction PN

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneurs d'électron) et d'un semi-conducteur dopé P (composé de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction.

Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions :

1. Une jonction PN (homo-jonction, i.e. : les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas)
2. Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents)
3. Une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois configurations, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires. [21, 22]

Les électrons de la jonction se déplacent vers la région P et les trous vers la région N. Il ne reste que des atomes ionisés fixes. Cette zone (dite de déplétion) de porteurs libres est appelée « zone de charge d'espace » créant un champ électrique. En dehors, le champ électrique est nul.

Dans une homojonction à l'équilibre thermodynamique, à la frontière des deux régions, il s'est formé pendant le processus de déplétion, une barrière de potentiel (V_D) (tension de diffusion).

$$V_D = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{N_D N_A}{n_i^2} \right) \quad (\text{II. 1})$$

V_D [V]	Tension de diffusion sur une jonction,
$k=1,380662 \cdot 10^{-23}$ J.K ⁻¹	constante de Boltzmann,
T [°K]	température absolue du cristal,
$q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C	charge élémentaire,
N_D [cm ⁻³]	concentration des donneurs,
N_A [cm ⁻³]	concentration des trous,
n_i [cm ⁻³]	concentration intrinsèque,

Avec $V_T = kT/q = 26$ mV à la température ambiante.

Les cellules solaires photovoltaïques sont souvent des jonctions dissymétriques, c'est-à-dire qu'un dopage est plus fort que l'autre. Dans ce cas, la zone de charge d'espace se trouve pratiquement dans la région la plus faiblement dopée.

II. 3.2/ Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés dans les environs de la jonction par excitation lumineuse, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique quand les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge, par exemple une résistance R .

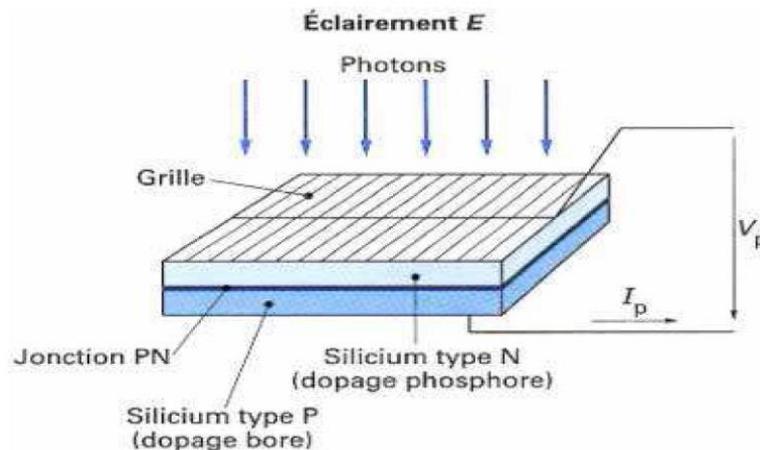


Figure II.2 : Production d'électricité par la séparation électron-trou [21, 22]

Les contacts de la face éclairée de la cellule ont la structure d'une grille afin de n'occuper qu'une faible partie de la surface (5 à 10%). La face arrière peut être entièrement métallisée. Afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident, une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant.

La performance des cellules photovoltaïques diminue lorsque la température augmente, essentiellement à cause de la concentration de porteurs intrinsèques accrues qui tendent à augmenter le courant de saturation d'obscurité de la jonction p-n [23, 24]. Réduction de la bande interdite en raison de dopage élevé sert également à augmenter la concentration de porteurs intrinsèques [23]. L'augmentation du courant de saturation d'obscurité provoque la tension en circuit ouvert à diminuer de façon linéaire, qui pour le silicium à 300 K correspond à environ $-2.3\text{mV}/^\circ\text{C}$. [23]

La puissance maximale pouvant être délivrée par le module photovoltaïque est définie sur sa caractéristique I-V par le point de puissance maximale (MPP en anglais, Maximum Power Point). Une transformation de la caractéristique de la charge connectée permet donc de bénéficier du maximum de puissance du module.

II. 3.3/ Schéma électrique équivalent d'un module PV

Un capteur PV est constitué d'un certain nombre de modules PV connectés en série et en parallèle. Un module PV est lui-même constitué de cellules PV généralement connectées en

série (36 cellules connectées en série par exemple). Un module PV est modélisé par le schéma à une diode. Figure II.3.

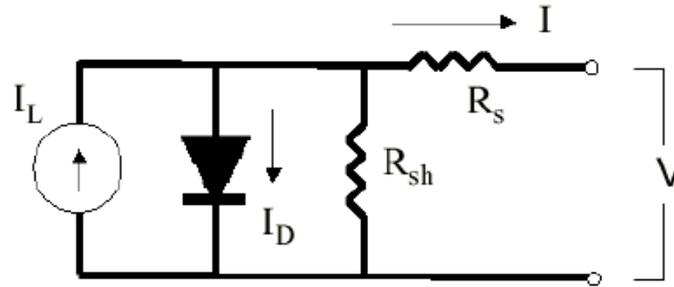


Figure II.3 : Schéma électrique équivalent d'un module PV

I_L : photocourant créé par les cellules (proportionnel au rayonnement incident).

I_D : courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par sa jonction p-n.

R_{SH} : résistance shunt, représente un autre courant de fuite, présent notamment pour les cellules amorphes.

R_S : résistance série, représente les pertes provoquées notamment par le contact électrique des cellules entre elles.

I et V : courant et tension disponibles aux bornes du module

Un bilan électrique sur ce schéma permet de calculer l'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'un module, et par extension aux bornes du capteur PV (Equation (II.2) ci-dessous) :

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q}{\gamma k T_J} (V + I R_S) \right] - 1 \right\} - \frac{V + I R_S}{R_{SH}} \quad (\text{II.2})$$

Avec

I_0 : courant de saturation inverse de diode (A),

q : charge élémentaire ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C),

γ : paramètre d'ajustement, égale au nombre de cellules en série pour un module PV parfait, et supérieur dans la pratique,

T_J : température de jonction (K).

Dans l'équation (II.2) nous voyons apparaître la température de jonction T_J qui représente la température de fonctionnement des cellules PV. Il est important de bien estimer cette température : Le modèle thermique à une dimension du capteur PV est utilisé pour le calcul de la température T_J selon le bilan thermique suivant : [25]

$$(\tau_{pv}\alpha_{pv})G = \eta_{pv}G + h_{pv}(T_J - T_{ext}) \quad (II.3)$$

Avec

τ_{PV} : taux de transmission du vitrage du module PV (-),

α_{PV} : coefficient d'absorption des cellules PV (-),

η_{PV} : rendement électrique du module PV (-),

G : rayonnement incident (W/m^2),

T_{ext} : température extérieure (K),

h_{PV} : coefficient de transfert thermique global du module PV ($W/K/m^2$).

Si on introduit la température N_{oct} qui est définie comme étant la température normale de fonctionnement des cellules PV, c'est à dire lorsque le capteur est soumis à un rayonnement G_{Noct} de $800 W/m^2$, avec une température extérieure de T_{aNoct} $20^\circ C$, une vitesse d'air de $1 m/s$, et un fonctionnement en circuit ouvert, nous aboutissons à :

$$T_J = T_{ext} + G \left(\frac{N_{oct} - T_{aNoct}}{G_{Noct}} \right) \left(1 - \frac{\eta_{pv}}{(\tau_{pv}\alpha_{pv})} \right) \quad (II.4)$$

Cette dernière équation est valable pour des capteurs PV non couplés thermiquement à l'enveloppe du bâtiment (capteurs PV placés en brise soleil au-dessus de vitrages par exemple). Mais pour une intégration plus poussée, ce modèle devient limité. [25]

Tout d'abord la température N_{oct} est mesurée selon des standards qui ne correspondent plus aux conditions réelles de fonctionnement lorsque le capteur PV est par exemple placé contre un isolant. Cependant c'est le seul paramètre qui est pour l'instant donné par les constructeurs et qui permet de calculer la température T_J .

D'autre part, l'équation (II.4) ne fait apparaître que la température extérieure T_{ext} . Mais lorsque le capteur PV est par exemple intégré dans la couverture d'une véranda, la température T_{ver} de la zone correspondante est nécessaire pour établir le bilan thermique qui devient :

$$(\tau_{pv}\alpha_{pv})G = \eta_{pv}G + h_{pv,ext}(T_J - T_{ext}) + h_{pv,ver}(T_J - T_{ver}) \quad (II.5)$$

Le coefficient d'échange surfacique $h_{PV,ver}$ est différent du coefficient $h_{PV,ext}$ car l'échange par convection dépend de la vitesse d'air, plus basse du côté intérieur.

II. 4/ Les différentes technologies

Les cellules photovoltaïques sont principalement fabriquées à partir de semi-conducteurs en silicium, à base de silicium monocristallin (c-Si), le silicium polycristallin (pc-Si) (plus de 80% de la production mondiale), de silicium amorphe (a-Si) modules et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium) [26].

Dans les applications terrestres, les modules de type PV pc-Si sont les plus largement appliqués entre photovoltaïque de type silicium, suivis par le tellurure de cadmium (CdTe) et le cuivre indium gallium CIGS de sélénure, tandis que de nouveaux types de systèmes photovoltaïques comme des cellules solaires à colorant, ont été étudiés.

Le silicium dans le photovoltaïque est encore le principal type de cellules utilisé dans les applications, car il a une plus grande durabilité et une plus grande efficacité que les autres photovoltaïques.



Figure II.4 : Différentes technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque.

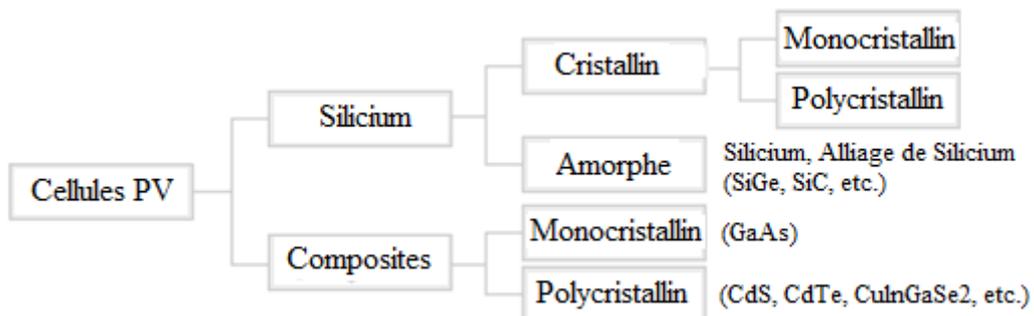


Figure II.5 : Classification des différents semi-conducteurs utilisés dans les cellules PV. [26]

Tableau II.1 : Comparaison des différentes technologies. [20]

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production d'W * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production d'W. Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel. * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)		* Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CuInGaSe2, etc.)	8% (16% en laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

II. 5/ Assemblage PV et caractéristiques des matériaux

La présente étude construit un modèle multi physique afin d'évaluer le comportement thermique, optique et électrique d'un module photovoltaïque en conditions réelles d'opération.

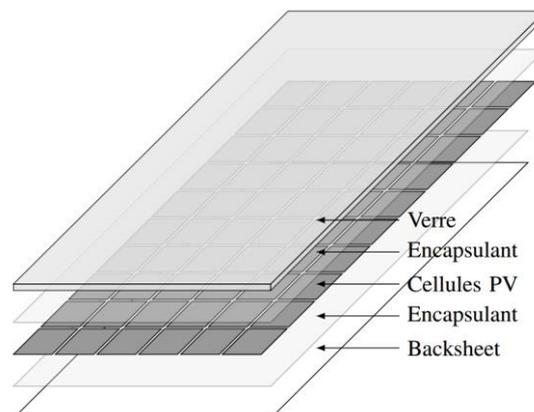


Figure II.6 : Structure standard d'un module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques peuvent être définis comme un multicouche de matériaux semi-transparents. La structure d'un module est présentée sur la Figure II.6. La face du

module PV est un verre trempé à faible teneur en fer pour favoriser la transmission optique. Les cellules photovoltaïques sont encapsulées entre deux feuilles d'encapsulant. La face arrière du module est appelée "backsheet" et consiste généralement en une feuille de polyester (isolant électrique), protégée par des couches de PVDF ou par un traitement de surface.

Les différents matériaux proviennent des fabricants de composants ou des références citées, et sont listées dans le tableau II.2.

Tableau II.2 : Caractéristiques des matériaux [27]

	Matériau	Fonction
Face avant	Plaque de verre	Transparente, résistance aux chocs (notamment la grêle). De faible teneur en fer (le verre ordinaire absorbe une partie importante des rayonnements de $\lambda > 600$ nm à cause de sa teneur en fer). Ce verre présente l'avantage d'une étanchéité excellente et d'une haute transmission du rayonnement solaire. [28] de l'ordre de 95% [29], ce qui est grandement affectée si l'angle d'incidence du rayonnement solaire est supérieur à 40 ° [32].
Cellules	silicium	Fines tranches planes fabriquées à partir de matériau semi-transparent.
ruban	cuivre	Bonne conductivité thermique.
encapsulant	EVA	Matériau d'enrobage : bonne résistance aux UV, stable en température. [29–31].
Face arrière	Tedlar	Film en PVF (polyvinyl-fluoride) protégeant l'arrière du PV contre l'humidité, des produits chimiques et isole les cellules et les connexions électriques de l'environnement, des UV et de la chaleur. Il améliore également le rendement électrique grâce à la réflexion interne élevée [29]. Le Tedlar blanc a le pouvoir de réfléchir une partie de la lumière qui est parvenue à traverser les cellules.
Couche Antireflet		est appliquée sur les cellules de silicium [33,34]. Empêche la réflexion de la lumière solaire incidente.

II. 6/ Influence des principaux paramètres sur les performances de PV

Divers facteurs influent sur les performances des modules PV tels que la faible irradiation solaire, les salissures, la vitesse du vent, la température ambiante, et des températures de fonctionnement élevées contribuent à des dégradations dramatiques dans l'efficacité de la conversion et de la durée de vie technique des cellules solaires [8, 35, 36]. Les cellules PV ont toutefois tendance à être affectées principalement par des températures de fonctionnement élevées dues à l'éclairement énergétique du soleil, en particulier le rayonnement concentré qui tend à élever davantage la température de la jonction photovoltaïque.

II. 6.1/ Influence de la température sur le PV

les cellules photovoltaïques absorbent jusqu'à 80% du rayonnement solaire incident, cependant, 13% à 20% du l'énergie incidente absorbée est convertie en électricité [37] en

fonction de l'efficacité de conversion de la technologie de la cellule photovoltaïque utilisée [38]. L'énergie restante est dissipée sous forme de chaleur.

Modules photovoltaïques fonctionnent normalement à 40°C [23]. Ils peuvent atteindre des valeurs jusqu'à 50°C supérieures à la température ambiante, ce qui entraîne la chute de plus de 25% de l'efficacité électrique [39], en raison du rayonnement infrarouge du spectre solaire et de la chaleur générée par l'action photovoltaïque [34].

La température d'un module PV standard peut atteindre 110°C au cours du pic soleil, ce qui entraîne une perte de rendement électrique de 43% [40], mais un absorbeur thermique peut atteindre jusqu'à 220°C [41].

La température à l'arrière du module PV est supérieure à celle de l'avant [54] ; Dans la situation où aucun refroidissement n'a été utilisé, la température de fonctionnement du module PV atteint une valeur aussi élevée que 68°C et le rendement électrique a diminué de manière significative à 8,6%. À l'aide du ventilateur pour refroidir le module PV, la température de fonctionnement du module peut être maintenue à 38°C et le rendement électrique peut être maintenu à environ 12,5%.

Une étude dans les cellules solaires a-Si a conclu qu'elles présentent relativement peu de dépendance de la température une fois qu'elles fonctionnent dans un état équilibré. Cependant, la puissance de sortie des cellules solaires a-Si stabilisée fonctionnant à 80 °C peut être tout à fait similaire à la puissance de sortie de cellules similaires fonctionnant à 40 °C. [55]

Le profil thermique de la température du module photovoltaïque (PV) dans un état non stable par rapport au temps a été étudié par [56]. Ils ont mené des expériences pour différentes conditions climatiques. Ils ont observé que la température du module PV varie dans la gamme de 300-325 K (27-52°C) pour une température de l'air ambiant de 297,5 K (24,5°C).

Les effets de la température sur l'efficacité de divers types de cellules solaires ont été examinés par Sorensen [57], il a comparé le silicium monocristallin et le polycristallin, Ga-As, Cd-S, a-Si et des cellules solaires colorants organiques sensibilisés sur une plage de température de 0°C à 90°C. L'étude de l'effet de la température sur le courant, la tension, la puissance et l'efficacité des variations de panneaux solaires monocristallins pour une plage de température de 20°C à 80°C a été menée par Radziemska [58]. Ses résultats montrent que l'accroissement de la température dans les modules induits à une diminution de la puissance électrique générée (d'environ -0.65% par K). En général, la valeur limite de la température dans un module PV est liée à la nature de la technique d'encapsulation, la méthode d'installation du module PV et les conditions de l'environnement extérieur [59].

Le contrôle de la température des cellules PV est très important, parce que la tension en circuit ouvert diminue, lorsque la température augmente [42]. Huang et al. [43] ont effectué une enquête expérimentale pour observer la variation de la tension en circuit ouvert avec la température (40-80°C) pour différents niveaux d'irradiation (200-1000W/m²), Figure (II.7). Cependant, le courant de court-circuit augmente légèrement en raison du recul de l'énergie de bande interdite, Figure (II.8).

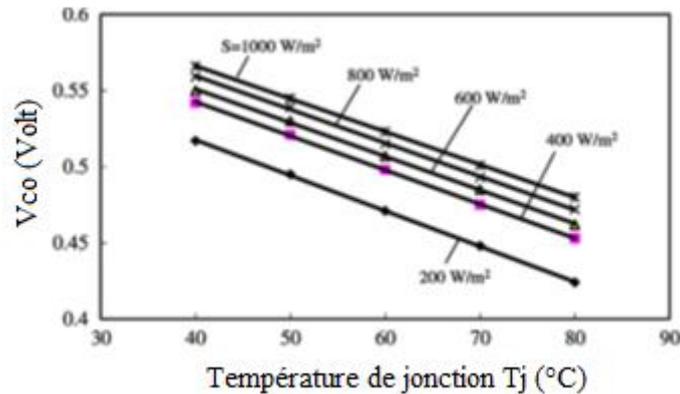


Figure II.7 : Variation de la tension en circuit ouvert avec une température de jonction de la cellule PV. [43]

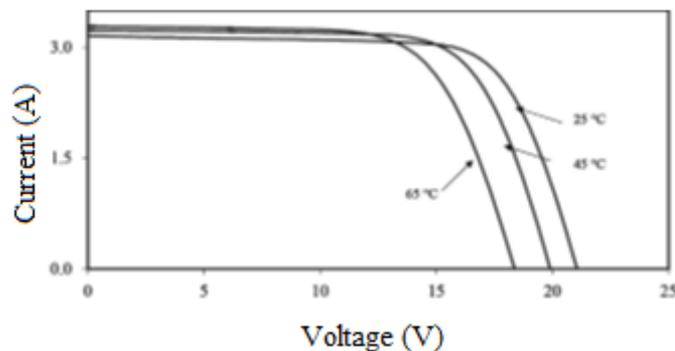


Figure II.8 : Influence de température dans la courbe I-V de module PV. [24]

Andreev et al. [44] ont estimé une augmentation du courant de court-circuit de 0,1% /°C en raison de la réduction de la largeur de bande interdite de la cellule solaire avec des températures variant entre 20 et 100°C. En dépit de cette augmentation de courant, la dégradation de la tension en circuit ouvert conduit à une diminution de la puissance électrique maximale disponible qui peut être mieux observée à travers les courbes de caractéristiques des modules PV pour différentes températures de fonctionnement présentées sur la Figure. (II.9).

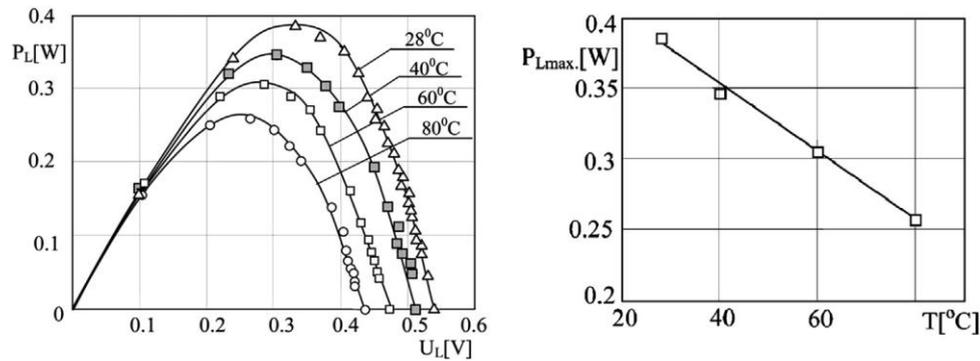


Figure II.9 : Puissance de sortie de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin à des températures de fonctionnement différent (à gauche) de la dépendance à la température de la puissance de sortie maximale (à droite). [45]

Pour les cellules PV au silicium cristallin, une baisse de la puissance de sortie électrique d'environ 0,2 à 0,5% a été rapportée pour chaque degré d'augmentation de 1°C de la température du module PV principalement en raison de la dépendance en température de la tension en circuit ouvert de la cellule en fonction de la technologie PV [44, 45, 46]. Une telle propriété des cellules photovoltaïques est connue sous le coefficient de température de la cellule photovoltaïque. Selon Del Cueto, [47], la réduction du rendement comprise dans l'intervalle de 1-2% absolu est due sa dépendance à la température. Tableau II.3 présente les coefficients de température des différentes technologies photovoltaïques ainsi que leurs efficacités typiques. [48, 49]

Tableau II.3 : Coefficients de Température de différentes technologies de cellules PV.

T_{ref} (°C)	ηT_{ref} (%)	β_{ref} (°C ⁻¹)	PV technologie	Refs.
25	16-24	0.0041	Mono-cSi	[50]
25	14-18	0.004	Poly-cSi	[51]
25	4-10	0.011	a-Si	[51]
25	7-12	0.0048	CIS	[47]
25	10-11	0.00035	CdTe	[47]

En outre, pour une puissance donnée d'un module PV où plusieurs cellules sont connectées électriquement en série, la tension de sortie augmente alors que le courant diminue en raison de la connexion en série, réduisant par conséquent les pertes ohmiques [52, 53]. Étant donné que le rendement des cellules diminue lorsque la température augmente, la cellule ayant la température la plus élevée limite l'efficacité de l'ensemble de la chaîne. Par conséquent, le maintien de la distribution à basse température à travers la chaîne de cellules homogène est essentiel pour une performance optimale des systèmes PV.

II. 6.2/ Rendement de module photovoltaïque

La température du module photovoltaïque PV dépend de la matière d'encapsulation, sa dissipation thermique et les propriétés optiques, les conditions météorologiques et les conditions de l'installation.

Le rendement d'une cellule PV indique le taux de transformation de la puissance solaire en puissance électrique. Sa valeur est déterminée par son coefficient de remplissage (PF) (<1) [60]. Les pertes ohmiques entre deux cellules solaires, qui impliquent que le rendement du module PV est inférieur à celui dans la cellule solaire photovoltaïque, et sa température de fonctionnement [61]. Il est important de noter que la température de la cellule a une influence non négligeable sur son rendement. Ainsi, plus la température de cellule augmente plus le rendement est faible. On mesure généralement une dégradation de la puissance de 0,4% à 0,5% par °C [33]. Une telle efficacité limitée est associée à l'énergie de bande interdite du matériau semi-conducteur. [62, 23]

Le rendement de conversion photo électrique des cellules solaires de jonction unique disponibles dans le commerce se situe entre 6 et 25% dans des conditions optimales de fonctionnement selon la technologie de silicium choisie. [63, 45]

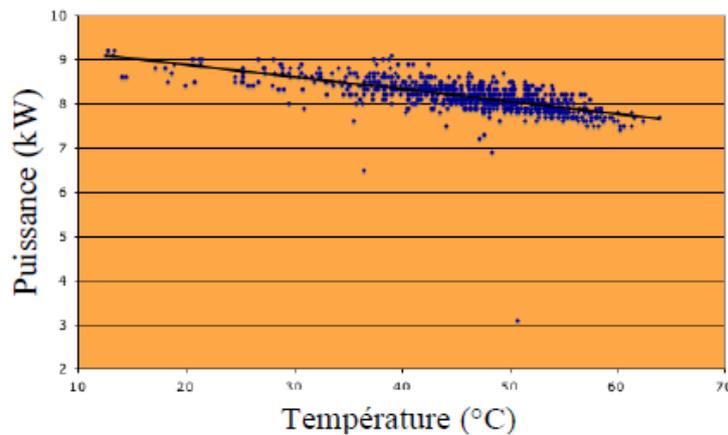


Figure II.10 : Puissance électrique en fonction de la température de la cellule PV

Dépendant de la température moyenne TMP du module, le rendement électrique η_{pv} exprimé par Sopian et Al. [64] diminue lorsque cette température devient supérieure à une température de référence T_{ref} , 25°C ou NOCT selon le référentiel choisi (IEC 61215).

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left(1 - \beta \int (T_{MP} - T_{ref}) dt \right) \quad (II. 6)$$

Le maintien de TMP, assurée par refroidissement, est généralement réalisé par un système de refroidissement associé à un fluide de capacité calorifique élevée.

Dépendant du débit et de la chaleur massique, des températures d'entrée et de sortie de l'échangeur, respectivement T_o et T_i , [64] expriment le rendement thermique en fonction de la surface totale recevant le rayonnement S et la surface du collecteur A_c .

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}C_p \int (T_o - T_i) dt}{A_c \int G dt} \quad (\text{II. 7})$$

PARTIE B :**II. 7/ L'énergie solaire thermique**

L'énergie solaire thermique est principalement utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et le chauffage d'habitations. Les capteurs solaires thermiques sont les éléments fondamentaux de la transformation de l'énergie solaire en énergie thermique à basse température.

Le rayonnement solaire est absorbé par une surface noire, parcourue par un fluide caloporteur qui extrait l'énergie thermique et la transfère vers son lieu d'utilisation ou de stockage.

II. 8/ Différents types de capteurs solaires

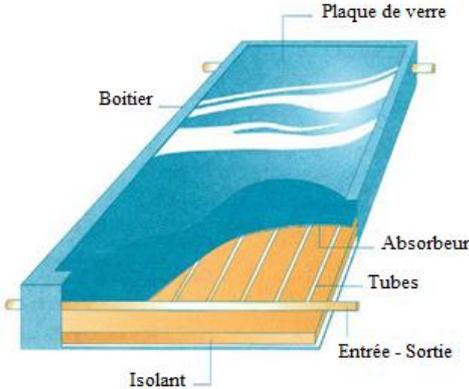
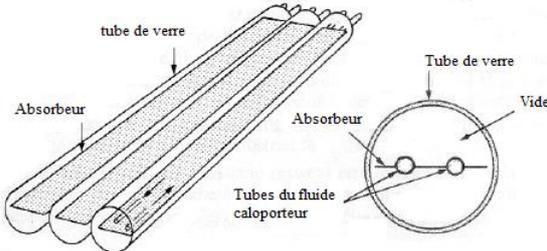
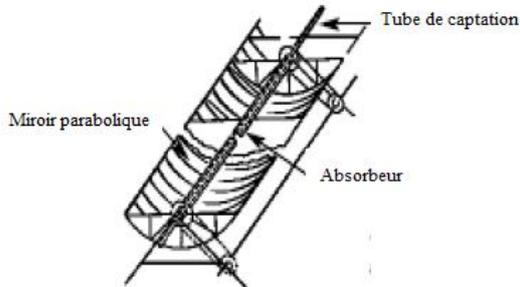
Il existe différents types de capteurs solaires qui sont classés selon la température produite ; ceux à faible température, à moyenne température, à haute température.

Leur choix dépend de la température désirée, de l'eau chaude et des conditions climatiques pendant la période d'utilisation du système.

Il existe essentiellement trois types de capteurs solaires thermiques :

- Capteur plan.
- Capteur à tube sous vide.
- Capteur à concentration.

Tableau II.4 : Classifications des capteurs solaires

Type de capteur		Définition	Intervalle de température T(K)
Nom	Schématisation		
Capteurs plans		<p>Les capteurs solaires plans sont les éléments fondamentaux de la transformation de l'énergie solaire en énergie thermique à basse température. Sans concentration du rayonnement solaire, le flux d'énergie tombant sur une surface située au niveau de la mer ne peut guère dépasser 1kW/m². Cette valeur ne permet pas d'atteindre des températures supérieures à 100°C. Par contre ils ne nécessitent pas un suivi du soleil et utilisent les composantes directe et diffuse du rayonnement incident.</p>	300 < T > 360
Capteurs solaires à tubes sous vide		<p>Formés d'une série de tubes parallèles transparents, en général en verre, dans lesquels un vide poussé. Au milieu de chaque tube se trouve un tuyau coaxial soudé à une ailette jouant le rôle de surface absorbante. Ce type de capteur convient parfaitement à un système de climatisation à absorption.</p>	300 < T > 460
Capteur solaire à concentration		<p>Ce sont des capteurs solaires comportant un système optique (réflecteurs, lentilles.....) destiné à concentrer le rayonnement solaire au moyen de surfaces optiques ce qui élimine en pratique l'énergie rayonnée de façon diffuse.</p>	340 < T > 3000

II. 8.1/ Définition de capteur thermique plan

Un capteur solaire classique, est composé de plusieurs éléments :

1. Un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant (l'absorbeur) ;

2. Une couverture transparente qui assure l'effet de serre et évite le refroidissement de l'absorbeur en le protégeant du vent (pertes par convection avec l'air extérieur) ;
3. Un système de transfert de chaleur dans le fluide caloporteur ;
4. Une isolation thermique arrière et latérale.

II. 8.1.1/ Le vitrage (couvercle)

Le verre laisse passer entre 84 et 92% du rayonnement solaire (sous l'incidence normale) selon le degré de pureté et l'utilité de recouvrir l'absorbeur par une couverture transparente est de retenir les radiations infrarouges émises par l'absorbeur, tout en laissant passer le maximum de rayonnement solaire.

Il existe deux types de vitrages : vitrage simple et vitrage double.

II. 8.1.2/ L'absorbeur

L'absorbeur a pour rôle de transformer en chaleur le rayonnement électromagnétique qu'il reçoit et de transmettre cette chaleur au fluide caloporteur. Cette surface noire doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Une bonne conductivité et diffusivité thermique.
- Un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité.
- Une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide.

L'absorbeur peut être [65] :

- En cuivre : c'est le meilleur (bon conducteur), et travaille très bien mécaniquement mais il est le plus coûteux.
- En acier : ayant une faible conductivité thermique et un coût moins élevé. En fait de nombreux capteurs utilisent comme absorbeur des radiateurs extra plats de chauffage central.
- En aluminium : qui nécessite l'emploi d'un fluide caloporteur spécial pour des problèmes de corrosion.

Afin de réduire les pertes du capteur et accroître son efficacité, il est préférable de recouvrir la surface de l'absorbeur d'un revêtement sélectif, qui a un facteur d'absorption le plus élevé et un facteur d'émission le plus faible.

II. 8.1.3/ L'isolant

L'isolant joue un rôle très important dans les applications thermiques de l'énergie solaire, non seulement au niveau des absorbeurs, dont il faut limiter les pertes, mais aussi pour

calorifuger les tuyauteries chargées de véhiculer la chaleur, et la maison elle-même, lorsqu'il s'agit de chauffage solaire.

II. 8.1.4/ Le fluide caloporteur

Est un moyen de transfert de la chaleur collectée par l'absorbeur à un fluide d'échange thermique appelé fluide de travail.

Les fluides caloporteurs utilisés sont :

- L'air : qui est gratuit mais possédant une faible capacité calorifique comparativement à celle de l'eau (1 litres d'eau peut véhiculer une énergie équivalente qui peut véhiculer 3000 litres d'air).
- L'eau : qui possède les avantages suivants :
 - Une grande chaleur massique.
 - Une faible viscosité.

II. 8.1.5/ Le boîtier

Il contient les trois éléments cités précédemment et dont les parois sont tapissées d'une couche isolante destinée à réduire les pertes de chaleur vers l'arrière et les côtés du capteur, celui-ci doit être solide et résistant à la corrosion.

II. 9/ Classifications des capteurs thermiques plans

Les capteurs solaires thermiques sont pour but de parvenir à une température plus élevée de l'absorbeur, afin de fournir au fluide plus de chaleur, tandis que les cellules photovoltaïques fonctionnent dans des températures plus basses afin d'atteindre une plus grande efficacité de l'électricité. Le rendement d'un capteur solaire, conçu pour convertir l'énergie solaire en énergie thermique dépend de sa forme, de la technique choisie et de la façon dont on réduit les pertes de chaleur à la surface de celui-ci. Il existe une gamme étendue de capteurs avec différentes dispositions de l'absorbeur.

II. 10/ Paramètres et caractéristiques de fonctionnement des capteurs solaires

On peut les classer en deux catégories : paramètres externes et paramètres internes. [66]

II. 10.1/ Paramètres externes

Les paramètres externes sont représentés par :

- ✓ Paramètre d'ensoleillement : éclairement énergétique du au rayonnement global, position du soleil, durée d'insolation.
- ✓ Température extérieure.

- ✓ Vitesse du vent sur le capteur.

II. 10.2/ Paramètres internes

Les Paramètres internes sont représentés par :

A. Les paramètres géométriques :

- Paramètres de position : inclinaison, orientation du capteur.
- La superficie du capteur qui représente un paramètre important.
- Dimension de différentes parties : épaisseur, longueur et largeur.

B. Les paramètres de fonctionnement :

- La température d'entrée du fluide dans le capteur.
- Le débit du fluide caloporteur.
- La température des différentes parties du capteur.

II. 11/ Le bilan thermique d'un capteur plan [67- 69]

Le bilan thermique d'un capteur plan s'obtient simplement en écrivant que l'énergie absorbée pendant l'intervalle de temps dt , soit $q_{abs} dt$, se répartie en :

- $q_u dt$ extraite du capteur par le fluide caloporteur.
- $q_p dt$ perdue par le capteur dans l'environnement.
- de_c l'accroissement de l'énergie e_c emmagasinée dans le capteur.

La détermination de la température d'opération est basée sur la résolution de l'équation de la chaleur en différents nœuds (approche dite nodale) du problème permettent de réaliser un couplage entre les trois modes de transferts de chaleur ; conductif, convectif et radiatif entre les différents éléments qui constituent le système, permettant une description précise des effets thermique dans le module photovoltaïque et mêmes les capteurs thermiques. Ces températures peuvent être déterminées à travers l'effet de résistance thermique dans un circuit thermique équivalent.

II. 11.1/ Rappel sur les modes de transfert thermique

L'existence d'une différence de température entre deux systèmes, quel que soit le milieu qui les sépare même le vide, fait intervenir un échange d'énergie connu généralement sous le nom de « transfert de chaleur ». Le calcul de l'échange est une étape essentielle de la modélisation et la conception thermique des différents capteurs,

Il existe trois modes de transfert de chaleur qui coexistent presque dans tous les systèmes.

II. 11.1.1/ La conduction

La conduction est le mode de transmission de la chaleur provoqué par la différence de température entre deux régions d'un milieu matériel.

La loi fondamentale de la conduction thermique, établie par Fourier, s'exprime mathématiquement par la proportionnalité, en tout point d'un corps isotrope, de la densité de flux au gradient de température :

$$\vec{\varphi} = -k \cdot \text{grad}(T) \quad (\text{II. 7})$$

Cette loi traduit le fait que l'énergie thermique se propage des points les plus chauds vers les plus froids, et que le flux est d'autant plus intense que l'écart de température par unité de longueur est grand.

Le coefficient de proportionnalité k est la conductivité thermique du corps considéré, et s'exprime en $\text{W}/(\text{m.K})$.

II. 11.1.2/ La convection

Dans le mode d'échange par convection, le transfert de la chaleur se fait dans les fluides, les liquides ou les gaz en mouvement. Ce cas se rencontre souvent dans l'échange entre une paroi et un fluide.

On distingue deux types de phénomènes convectifs :

La **convection naturelle**, ou libre, pour laquelle le mouvement provient de l'action simultanée de différences de température existant au sein du milieu, et d'un champ de force massique,

La **convection forcée**, pour laquelle le mouvement est imposé par une action extérieure (pompe, ventilateur, ...).

La représentation exacte des processus de transfert par convection pose des problèmes de mécanique des fluides souvent très difficiles à résoudre directement.

Cependant, comme on ne s'intéresse en général qu'à la quantité de chaleur échangée entre le fluide et une paroi solide, on introduit un coefficient d'échange superficiel h tel que la densité de flux de chaleur q , à travers un élément de surface de la paroi, soit proportionnelle à la différence entre la température T de cet élément et une température moyenne du fluide T_a :

$$\varphi = h(T - T_a) \quad (\text{II. 8})$$

Le coefficient h dépend :

- du type de convection.
- du type d'écoulement.
- de la géométrie de l'écoulement.
- la vitesse de l'écoulement.
- la température.
- les propriétés thermo-physiques du fluide (viscosité).
- des conditions adoptées au niveau de la paroi (température constante, ou densité de flux constante).

Pour le calcul du coefficient de transfert thermique par convection il faut d'abord déterminer les nombres suivants :

Les nombres de Nusselt, Prandtl et Reynolds qui caractérisent respectivement :

L'échange thermique, les propriétés thermiques du liquide et le régime d'écoulement du liquide.

II. 11.1.3/ Le rayonnement

C'est le mécanisme par lequel la chaleur se transmet dans l'espace. Il s'agit d'un rayonnement électromagnétique. La loi fondamentale de ce phénomène, appelée loi de Stefan-Boltzmann, exprime la densité de flux d'énergie émise par une surface idéale, dite noire, en fonction de sa température absolue :

$$\varphi = \sigma T^4 \quad (\text{II. 9})$$

Où σ est la constante de Stefan-Boltzmann : $5.67 \cdot 10^{-8} \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4} \right]$

L'équation d'échange, dans le cas particulier d'un corps noir à la température absolue T , plongé dans une enceinte noire à la température absolue T_a , s'écrit :

$$\varphi = \sigma(T^4 - T_a^4) \quad (\text{II. 10})$$

En pratique, on tiendra compte de la géométrie du système par l'introduction d'un facteur de forme F lié à l'angle de vue de la surface rayonnante vers l'ambiance, et des propriétés émissives réelles de la surface, que l'on qualifiera par un coefficient ε appelé émissivité :

$$\varphi = \varepsilon F \sigma (T^4 - T_a^4) \quad (\text{II. 11})$$

Tableau II.5 : RECAPITULATIF DES NOMBRES SANS DIMENSION. [68]

	Nusselt Nu	$h\ell/\lambda$	Il fait intervenir des grandeurs physiques de même nature que le nombre de Biot, mais il en diffère notablement. Nusselt caractérise les phénomènes localisés en première approximation dans la couche limite thermique. Il fait donc intervenir la conductivité du fluide, et une dimension géométrique caractéristique de son écoulement (largeur ou diamètre d'une veine fluide, d'un obstacle...). C'est une expression adimensionnelle du coefficient d'échange.
	Prandtl Pr	$c_p\mu/\lambda$ ou ν/a	Rapport de la diffusivité dynamique ν -ou viscosité cinématique qui caractérise la diffusion de quantité de mouvement et de la diffusivité thermique a qui caractérise la diffusion de chaleur.
Convection forcée	Reynolds Re	$\frac{\rho V \ell}{\mu}$	Rapport des forces d'inertie aux forces de frottements $\frac{\rho V^2}{\mu/\ell}$ $\frac{\mu V}{\ell^2}$ Relatif à une dimension caractéristique ℓ .
	Peclet Pe	$Re.Pr$	Caractérise parfois à lui seul les problèmes de convection forcée. ceci n'est valable que pour des Prandtl de l'ordre de 1 donc pour les gaz.
	Stanton St	$Nu/Re.Pr$	Autre expression adimensionnelle du coefficient d'échange.
	Facteur de Colburn j	$St.Pr^{2/3}$	Utilisé dans le cadre des échangeurs ailetés.
Naturelle	Grashof Gr	$\frac{g\ell^3\rho^2\beta\Delta T}{\mu^2}$	Rapport du produit des forces d'Archimède par les forces d'inertie aux forces de frottement au carré. Il remplace le nombre de Reynolds en convection naturelle.
	Rayleigh Ra	$Gr.Pr$	Caractérise parfois à lui seul les problèmes de convection naturelle. Ceci n'est valable que pour des Prandtl de l'ordre de 1 donc pour les gaz.
Mixte	Richardson Ri	$g\ell\beta\Delta T/V^2$ ou Gr/Re^λ	$Ri < 0.1$ donne le domaine de la convection mixte .
	Eckert Ec	$c_p\Delta T/V^2$	Intervient lorsque les frottements sont d'un ordre de grandeur comparable au flux externe. Caractérise la dégradation d'énergie mécanique en énergie thermique.

II. 11.2/ Analogie électrique

L'analogie électrique traditionnelle permet une grande simplification des problèmes thermiques. La plupart des modèles thermiques proposés sont basés sur une approche nodale. Considérons un système ayant pour but la transmission d'énergie sous forme de chaleur, ses différents éléments sont portés à des températures différentes et échangent de la chaleur entre eux par conduction, convection et rayonnement.

Soient deux éléments S_1 et S_2 d'un système S portés à des températures T_1 et T_2 , le flux de chaleur Φ échangé entre S_1 et S_2 vérifie la relation suivante :

$$\Phi = \frac{(T_1 - T_2)}{R} \tag{II. 12}$$

R est la résistance thermique existante entre S_1 et S_2 , elle est en fonction du type de transfert mis en cause, des matériaux utilisés, etc....

La méthode des analogies électriques a pour fondement la ressemblance entre cette relation régissant les transferts de chaleur entre deux éléments et la loi d'Ohm qui régit les transferts de charges électriques entre deux points d'un circuit électrique et qui s'écrit :

$$I = \frac{(V_1 - V_2)}{R_e} \tag{II. 13}$$

I : est l'intensité du courant circulant du point 1 vers le point 2.

V_1, V_2 : sont les potentiels respectifs au point 1 et 2,

R_e : est la résistance électrique du circuit entre 1 et 2.

Lorsque le transfert de chaleur entre deux éléments s'opère suivant plusieurs modes simultanés (par exemple, convection et rayonnement), le circuit électrique modèle comportera des résistances en parallèle.

Lorsqu'il s'effectue suivant plusieurs modes successifs (par exemple, conduction, puis convection), le circuit électrique modèle comportera des résistances en série. En utilisant les lois de Kirschoff :

Exemple :

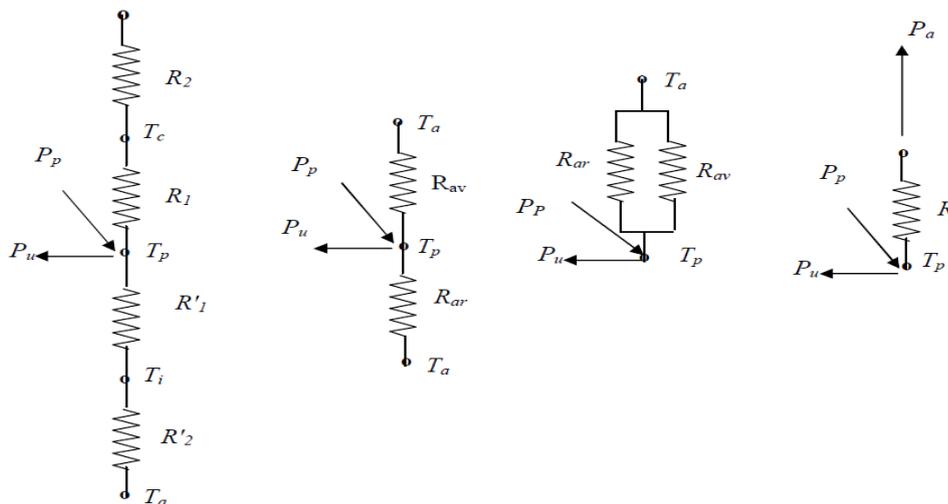


Figure II.11 : Analogie électrique permettant de déterminer le flux thermique perdu avec l'environnement à la température ambiante

R_1 et R_2 étant en série, la résistance thermique vers l'avant du capteur R_{av} qui s'écrit :

$$R_{av} = R_1 + R_2$$

R_{av} : résistance thermique vers l'avant du capteur

De même que par l'arrière, la résistance thermique arrière R_{ar} qui s'écrit :

$$R_{ar} = R'_1 + R'_2 \quad R'_2 = \frac{e_2}{K_2} \frac{A}{A_2}$$

Donc :

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_{av}} + \frac{1}{R_{ar}} = \frac{1}{R_1 + R_2} + \frac{1}{R'_1 + R'_2}$$

Et en utilisant les conductances thermiques :

$$K = K_{av} + K_{ar}$$

$$K_{av} = \frac{1}{R_1 + R_2} \quad K_{ar} = \frac{1}{R'_1 + R'_2}$$

Donc d'après le schéma le flux thermique échangé avec l'environnement à T_a , P_a s'écrit :

$$P_a = K(T_p - T_a)$$

P : Puissance perdue avec l'environnement.

II. 12/ Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes attachés à introduire le contexte de notre travail qui se ramène aux deux moyens de production d'énergies renouvelables, générateur photovoltaïque et les capteurs solaires plans. Une description générale de ces deux derniers ainsi que des transferts thermiques correspondants ont été présentés.

CHAPITRE III

**Synthèse bibliographique sur les capteurs
solaires PVT**

III. 1/ Introduction

La combinaison de plusieurs sources d'énergies renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Le couplage d'un module photovoltaïque et d'un capteur thermique sert à la cogénération au sein d'un même système les deux formes d'énergies produites par ces deux systèmes ; L'énergie électrique produite par le module photovoltaïque et l'énergie calorifique par le capteur thermique, en améliorant les performances énergétiques du système photovoltaïque.

Afin de mener à bien la modélisation de notre capteur hybride photovoltaïque thermique PVT, une synthèse bibliographique des capteurs solaires PVT hybrides va être présentée dans ce chapitre.

III. 2/ Définition de capteurs photovoltaïques/thermiques

Les capteurs hybrides photovoltaïque/thermique ou (PVT) constitués par les modules photovoltaïques combinés avec les capteurs thermiques assurent simultanément la production d'électricité et de la chaleur. [71] Figure (III.1).

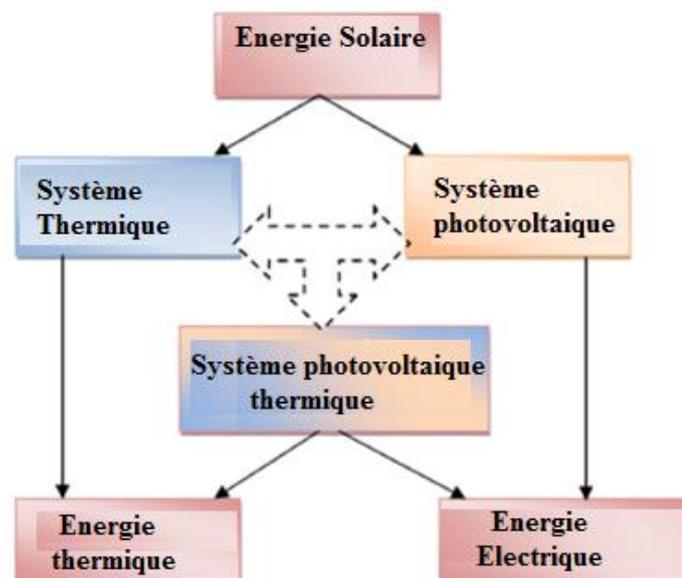


Figure III.1 : Schéma de différentes technologies solaires.

Les capteurs PVT peuvent être classés selon leurs géométries en trois groupes : capteurs PVT plants, PVT à concentration et capteurs PVT intégrés au bâti comme montre la figure (III.2). Ils sont classés aussi selon le mode d'extraction de chaleur utilisé (fluide), il a été conclu que les collecteurs PVT à eau ont les meilleures performances que les capteurs PVT à air [72]. Pour la forme de l'échangeur et sa conduction (matériau), le cuivre a été choisi

comme le meilleur absorbant thermique dans le capteur hybride PVT, à cause de sa conductivité thermique élevée de 401W/mK à la température de 300K [73]. Même le diamètre et l'espacement des tubes, l'épaisseur des ailettes rentrent aussi dans les critères du choix de capteur PVT. [74]

Les performances de capteur PVT dépendent de ces facteurs et aussi au débit massique, température d'entrée du fluide, le nombre de vitrage et à la surface de ces capteurs.

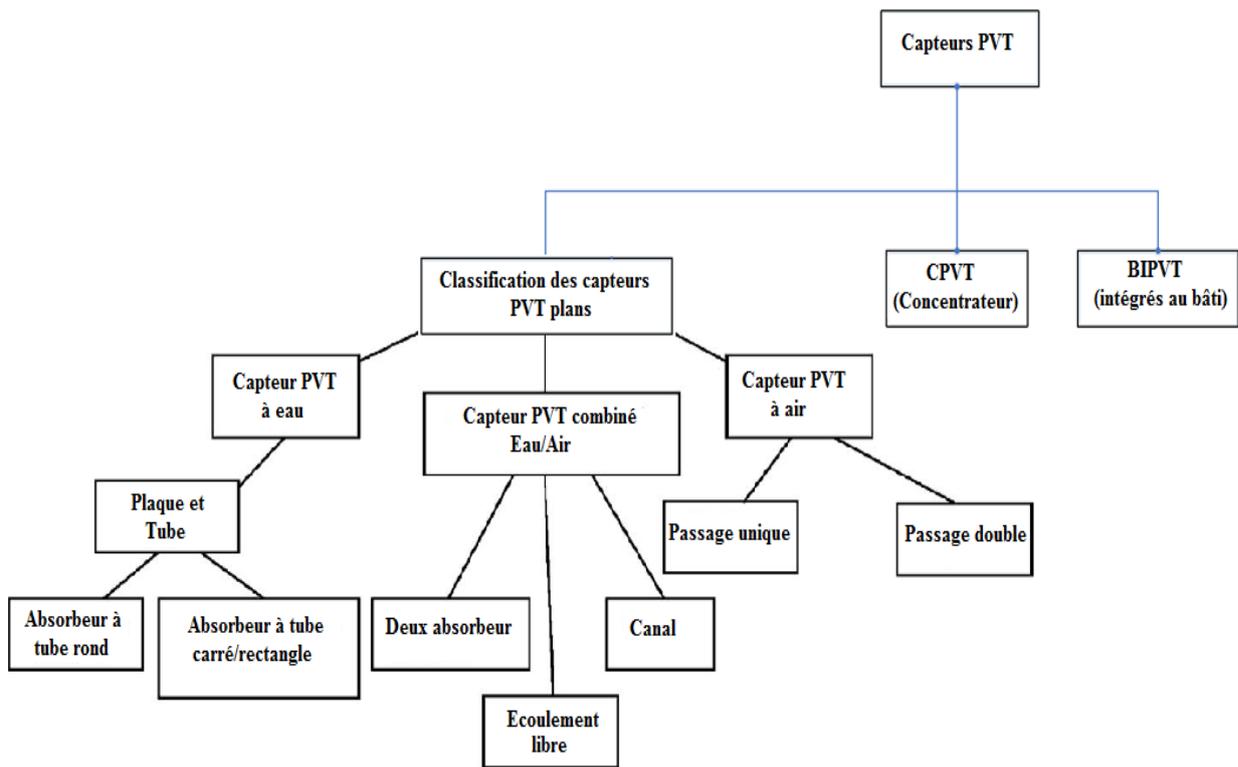


Figure III.2 : Classifications des capteurs PVT. [72]



Figure III.3 : Intégrations des capteurs PVT au bâti

En outre, le développement des capteurs PVT à concentration (CPVT) nécessite l'utilisation des réflecteurs ou des lentilles et un fluide pour but d'éviter le fonctionnement des cellules PV à des températures élevées, en raison de la radiation solaire concentrée sur les cellules.

III. 3/ Histoire de capteur hybride photovoltaïque thermique PVT

III. 3.1/ Histoire de PVT (1ère période)

La première étape sur les capteurs PVT était les travaux de Wolf (1976) [75] et Kernet Russell (1978) [76], pour la conception et la performance des capteurs PVT employant de l'eau ou de l'air pour le refroidissement.

Ensuite, les études de Hendrie (1979) [77], Florschuetz (1979) [78], Cox et Raghuraman (1985) [79], qui ont développé des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des capteurs PVT à air, en mettant l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique. Pour l'intégration au bâti des capteurs PVT : Sopian et al (1996) [80], Garg et Adhikari (1997) [81], Brinkworth et al (1997) [82], Moshfeghet Sandberg (1998) [46], qui avaient proposé l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérauliques au sein d'une lame d'air permettant la ventilation naturelle en sous face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV, suivie par les études de Brinkworth (2000) [83].

Eicker et al (2000) [84] donnent des résultats de suivi d'un système BIPVT, Bazilian et al (2001) [85] ont évalué plusieurs modèles expérimentaux du système PVT à air intégré au bâti.

Les applications des systèmes PVT à air ont été présentées par Chow (2003) [86], Hegazy (2000) [87], Ito et Miura (2003) [88], Infield et al (2004) [89], Charron et Athienitis (2006) [90], Brinkworth et Sandberg (2006) [91].

Parmi les plus importantes premières études sur les systèmes PVT à eau, l'étude de Bergen et Lovvik (1995) [92] qui ont effectué une analyse détaillée sur les types de fluides dans les systèmes PVT, tandis que les recherches de Elazari (1998) [93] sont concentrées sur la conception, l'amélioration des performances et les aspects économiques des capteurs PVT à eau. Pour les travaux de Hausler et Rogash (2000) [94] menés sur ce sujet sont basés sur la constitution des systèmes de stockage de chaleur à base de capteur PVT et mêmes ceux effectués par Kalogirou (2001) [95].

Huang et al (2001) [96] ont présenté un système PVT avec le stockage de l'eau chaude, et Sandness and Rekstad (2002) [97] ont donné des résultats pour les PVT avec un absorbeur en polymère.

Les modèles 3D dynamique et l'état d'équilibre 3D, 2D et 1D pour PVT-Eau ont été étudiés et présentés par Zondag et al (2002, 2003) [98, 99].

Les résultats expérimentaux sur les systèmes PVT à air et PVT à eau, y compris l'utilisation de réflecteurs diffus, ont été publiés par Tripanagnostopoulos et al (2002, 2007) [100, 101].

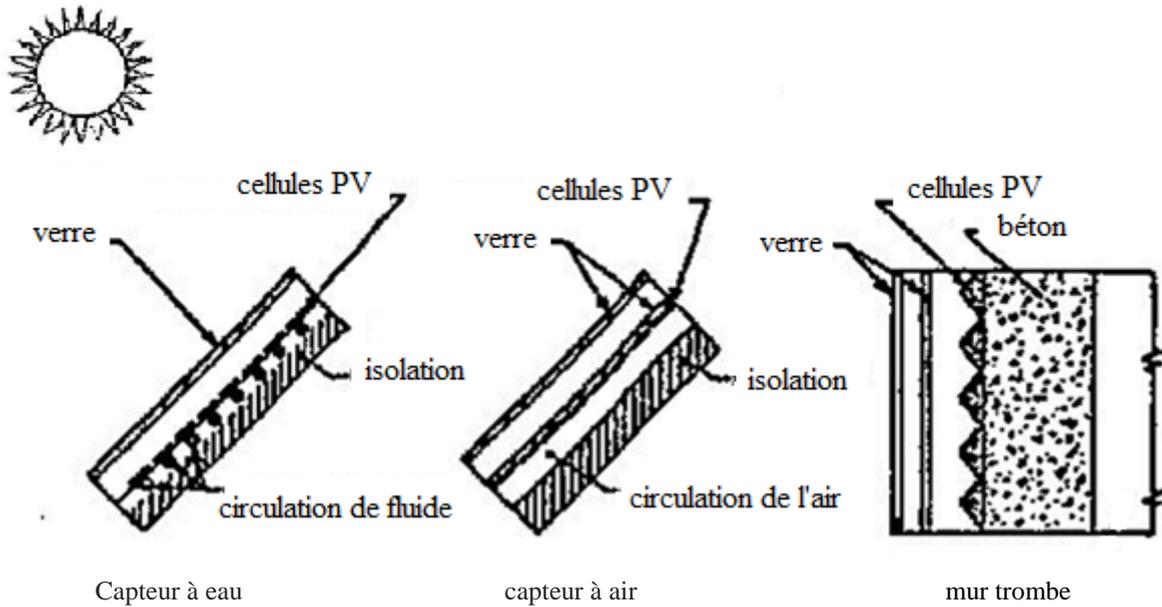
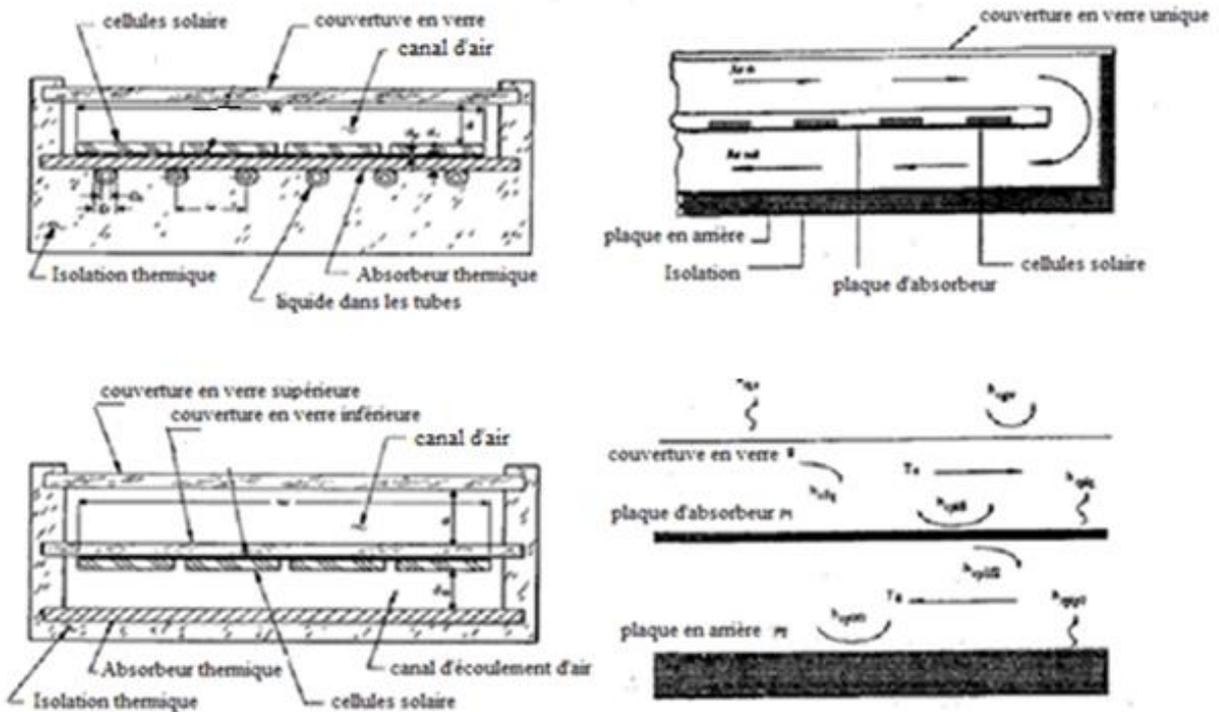


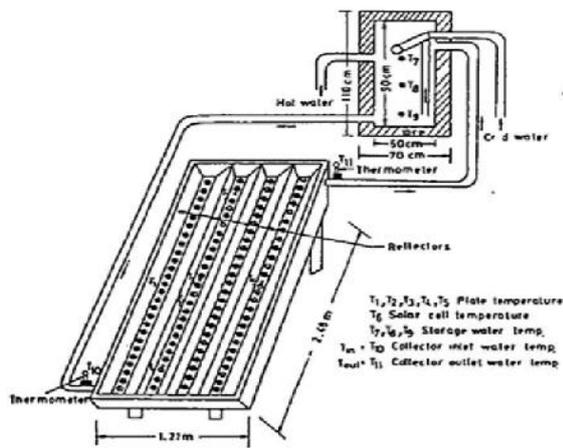
Figure III.4 : Différentes conceptions des capteurs hybrides PVT. [76]



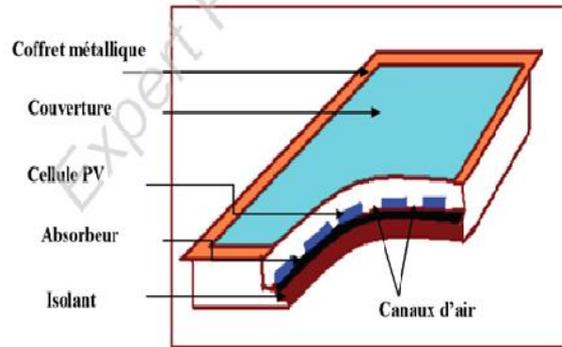
Bhargava et al. (1991)

Sopian et al (1996)

Figure III.5 : Section transversale de la double passe de capteur solaire PVT. [80, 102]



Garg and Agarwal (1995) [103]



Garg and Adhikari (1997) [81]

Figure III.6 : Schéma du capteur PVT à air.

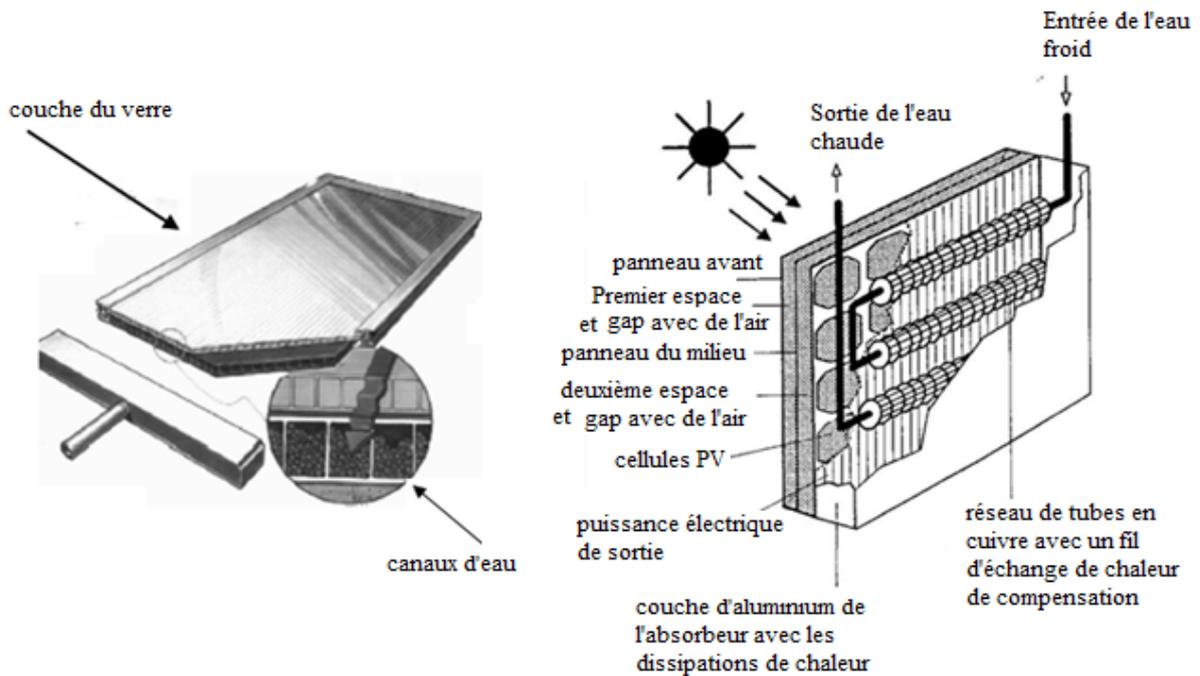


Figure III.7 : Coupe transversale de capteur PVT en polymère carré (PPO) [104]

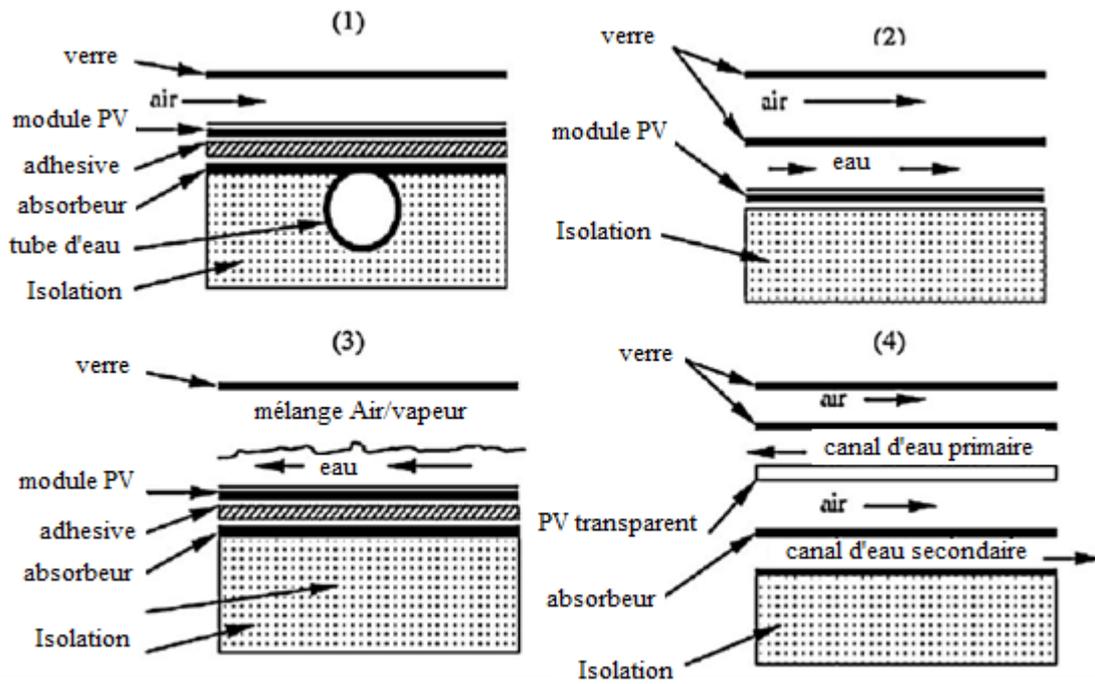


Figure III.8 : Différents conceptions de capteurs hybrides à eau. [99]

(1) PVT en tube et feuille, (2) PVT en canal, (3) PVT en écoulement libre, (4) PVT avec deux absorbeurs.

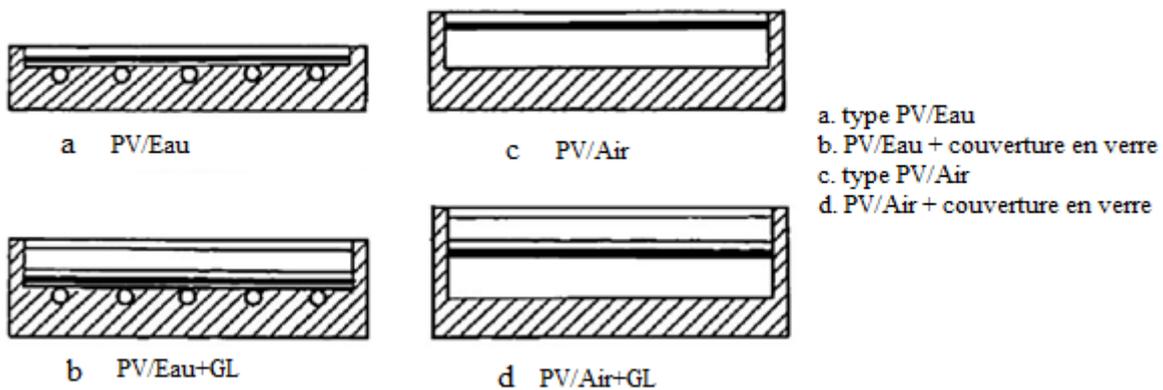


Figure III.9 : Coupe transversale des modèles expérimentaux de capteurs PVT. [100]

III. 3.2/ Histoire de PVT (2^{ème} période)

A la suite, d'autres études étaient faites dans la modélisation des capteurs hybrides PVT par Chow (2003) [87], Ji et al (2003) [105], Notton et al (2005) [106], un prototype de PVT à eau a été réalisé par Busato et al (2008) [107], et un systèmes à base de capteurs PVT pour l'utilisation domestique par Coventry Lovegrove (2003) [108], des résultats de performance /coût d'un PVT en toiture ont été présentés par Bakker et al (2005). [109]

En outre, l'approche théorique pour le chauffage et le refroidissement domestique en utilisant des capteurs hybrides PVT développée par Vokas et al (2006) [110], l'évaluation des

performances par Tiwari et Sodha (2006) [111], chauffage au sol par Fraisse et al (2007) [112] et la pompe à chaleur PVT par Fang et al (2010) [113].

Les travaux sur les thermosiphons ont été effectués par Kalogirou (2001) [95], et Chow (2006) [114], Kalogirou et Tripanagnostopoulos (2006) [115].

Les travaux sur la construction des façades PV ventilées ont été également réalisés par Guiavarch et Peuportier (2006) [116], Charron et Athienitis, (2006) [117], et Brinkworth et Sandberg (2006) [91]. Certaines études sur l'amélioration des PVT à air ont été publiées par Tonui et Tripanagnostopoulos (2007, 2008) [118, 119, 120], une étude détaillée en utilisant la méthodologie CFD toujours pour le même but a été présenté par Gan (2009) [121] et une présentation des performances énergétiques des capteurs PVT intégrés au bâtiment a été publiée par Anderson et al (2009). [122]

L'étude des performances énergétiques sur trois configurations de capteur hybride PVT pour une maison (Pantic et al, 2010) [123] a donnée des résultats intéressants pour l'utilisation efficace des capteurs PVT à air aux bâtis et l'analyse des coûts du cycle de vie a été présentée par (Agrawal et Tiwari, 2010) [124].

Les dernières années, des travaux de Mazon et al (2011) [125], Dupeyrat et al (2011, 2014) [12, 126], Ibrahim et al (2011) [72], Ciulla et al (2012) [127], Kim J.H., Kim J.T (2012) [128], Aste et al (2012, 2014) [129, 130], Helmers et Kramer (2013) [131], Kramer et Helmers (2013) [132], Fortuin et al (2014) [133], Touafek et al (2014) [134], et également Matuska (2014) [135], pourrait être référée.

III. 3.3/ Histoire des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PVT (Etude économique et LCA)

L'aspect économique dans les systèmes PVT est présenté par Leenders et al (2000) [136], tandis que l'impact environnemental des modules PV en utilisant la méthodologie d'évaluation du cycle de vie (Life Cycle Assessment (LCA)) a été largement utilisé à l'Université de Rome "La Sapienza". Frankl et al (2002) [137] ont présenté les résultats LCA avec une comparaison des systèmes PVT avec PV standard et les systèmes thermiques, en confirmant l'avantage environnemental des systèmes PVT.

Les résultats LCA pour les capteurs PVT présentés par (Tripanagnostopoulos et al, 2005, 2006) [138, 139] ont été comparés avec des modules photovoltaïques standards pour l'impact environnemental positif dans le chauffage à basse température de l'eau ou de l'air. L'application des systèmes PVT dans l'industrie est proposée comme une solution viable pour

une utilisation plus large des systèmes à énergie solaire (et Tripanagnostopoulos Battisti, 2005). [138]

III. 3.4/ Histoire des capteurs hybrides PVT (Utilisation dans l'industrie et agriculture)

Quelques travaux sur les systèmes PVT ont été référés aux résultats obtenus par TRNSYS (Kalogirou et Tripanagnostopoulos, 2007) [140] et aux PVT en absorbeurs avec lentilles de Fresnel linéaires, pour l'intégration au bâti d'atriums ou les serres.

Les nouvelles conceptions de dispositifs PVT ont été suggérées pour le chauffage de l'eau et de l'air (Tripanagnostopoulos, 2007, [101] Assoa et al, 2007 [141]), couplés avec des pompes à chaleur (Jie et al, 2008) [105], pour atteindre le coût de refroidissement desséchant efficace (Beccali et al, 2009) [142] et aux applications agricoles (Garg et al, 1991 [143], Othman et al, 2005 [144], Rocamora et Tripanagnostopoulos 2006 [74], Nayak et Tiwari, 2008 [145] et Kumar et Tiwari, 2010 [146]).

III. 3.5/ Histoire des capteurs hybrides PVT (Modèles commerciales)

Le premier modèle commercialisé de capteur PVT est le système Multi solaire (MSS) de Millenium Electric, qui était un capteur PVT plans pour le chauffage de l'eau et de l'air.

Autres type de capteur PVT plans commercialisés sont TwinSolar (Grammer), Solar, SolarVenti (Aidt Miljo), TIS (Secco Sistemi), Solar Duct (SolarWall), PVTWIN, SES, Solimpeks, Solar hybrid, etc.

Concentrant les PVT (collecteurs de CPVT), ce sont des produits de Heliodynamics, Power-Spar, ZenithSolar, Cogenra, Menova, etc.



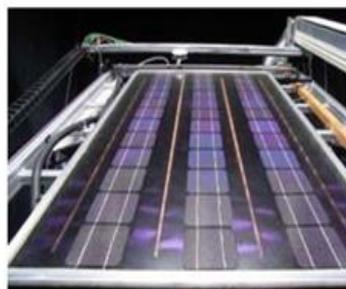
Système Multi Solaire (MSS)



systeme solaire PVT pour le chauffage de l'eau



capteur hybride PVT à concentration CPC-collecteurs solaire à eau



RenOn : cellules PV attachée à un absorbeur thermique.

Figure III.10 : Capteurs PV/T à eau.



Double solaire (Grammer)



Figure III.11 : Capteurs PVT à air.

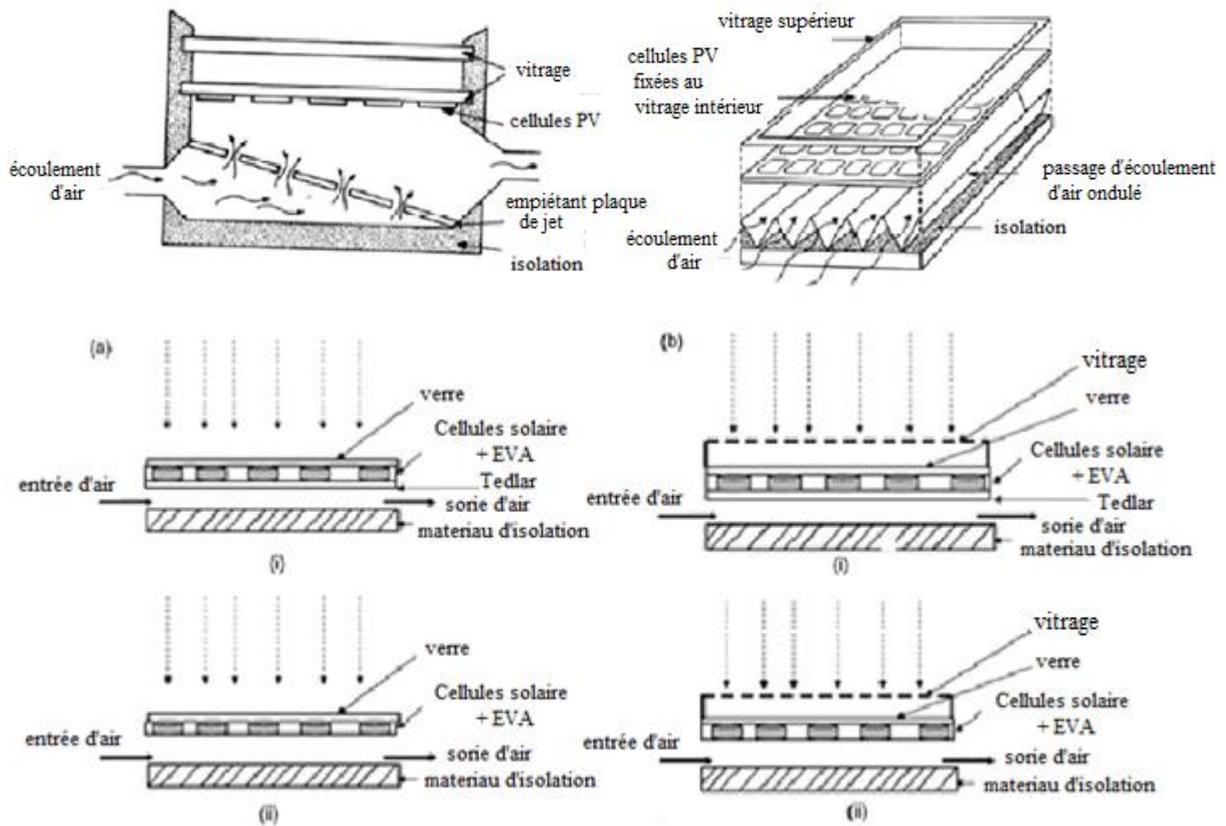


Figure III.12 : Coupe transversale de PV/T à air sans vitrage. (a). (i) avec Tedlar (ii) sans Tedlar. (b). (i) vitré avec tedlar et (ii) sans tedlar. [111]

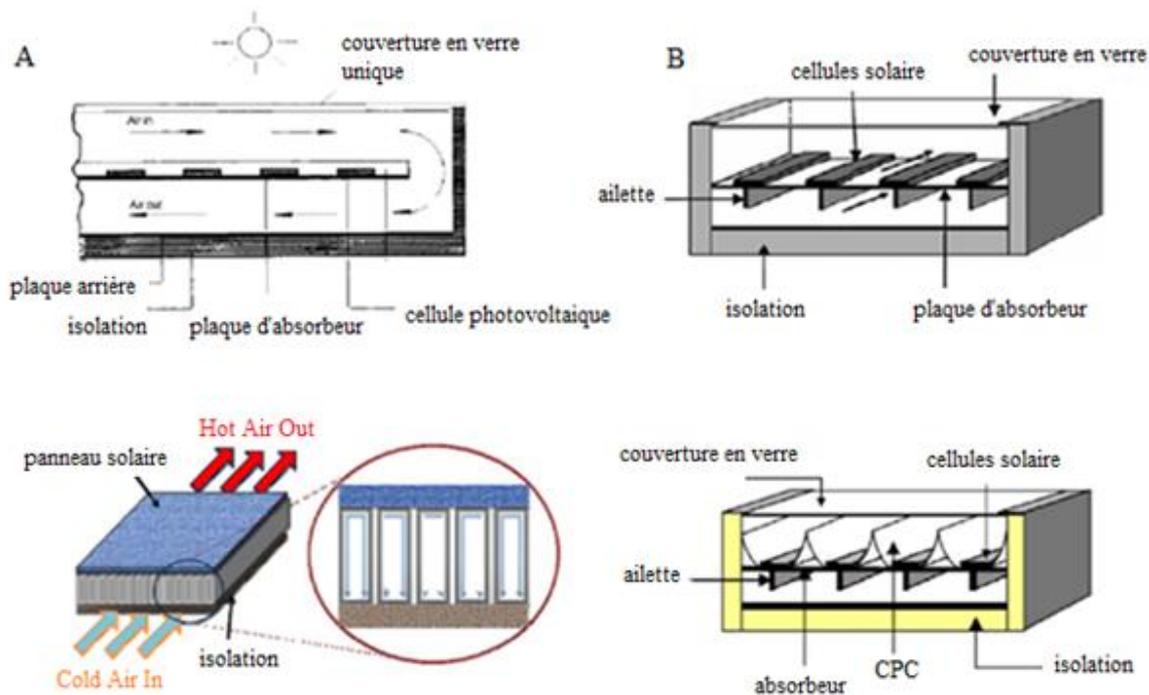


Figure III.13 : A. coupe transversale d'un capteur PVT à air avec un absorbeur rectangulaire. [148]
 B. coupe transversale d'un concentrateur parabolique à air à un seul passage. [144]

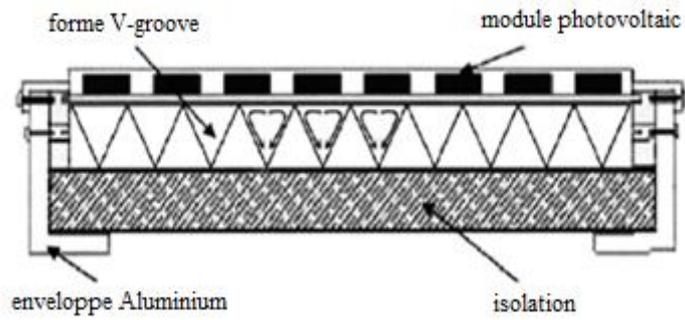


Figure III.14 : coupe transversale d'un capteur PVT avec V-groove. [148, 149]

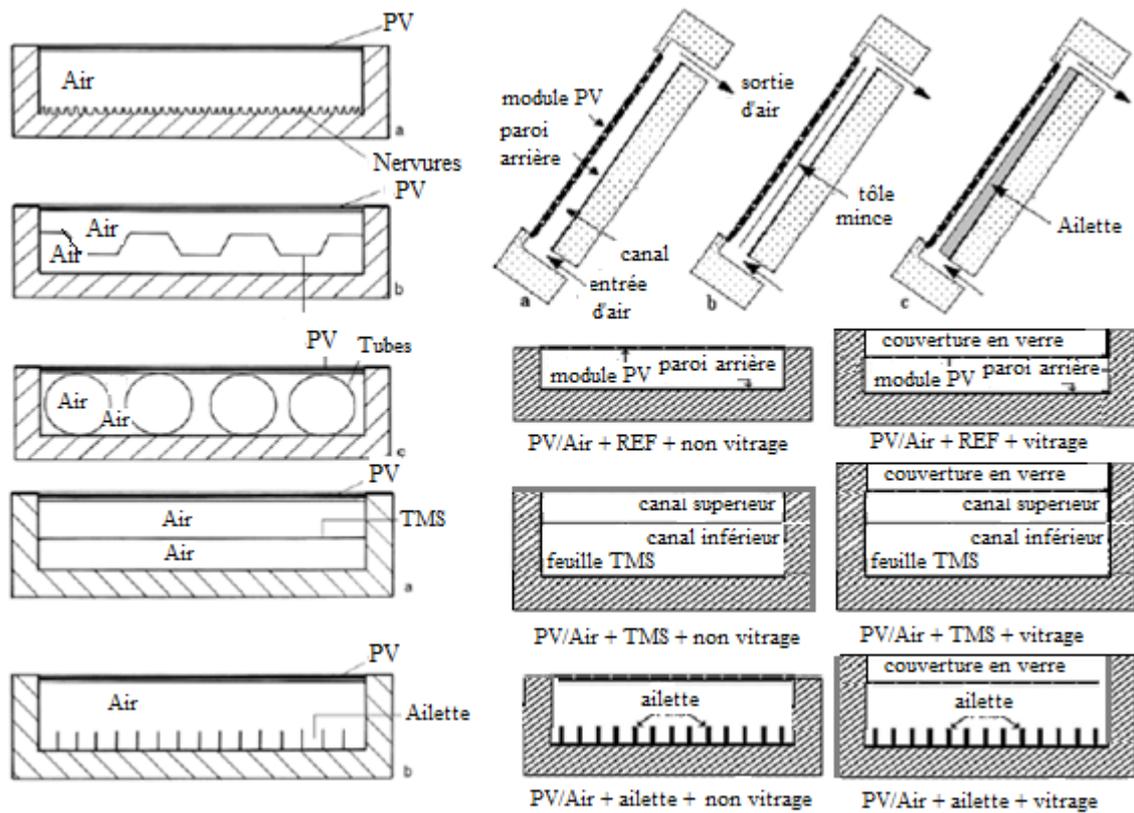


Figure III.15 : Coupe transversale de modèles de PVT modifiés. [119]

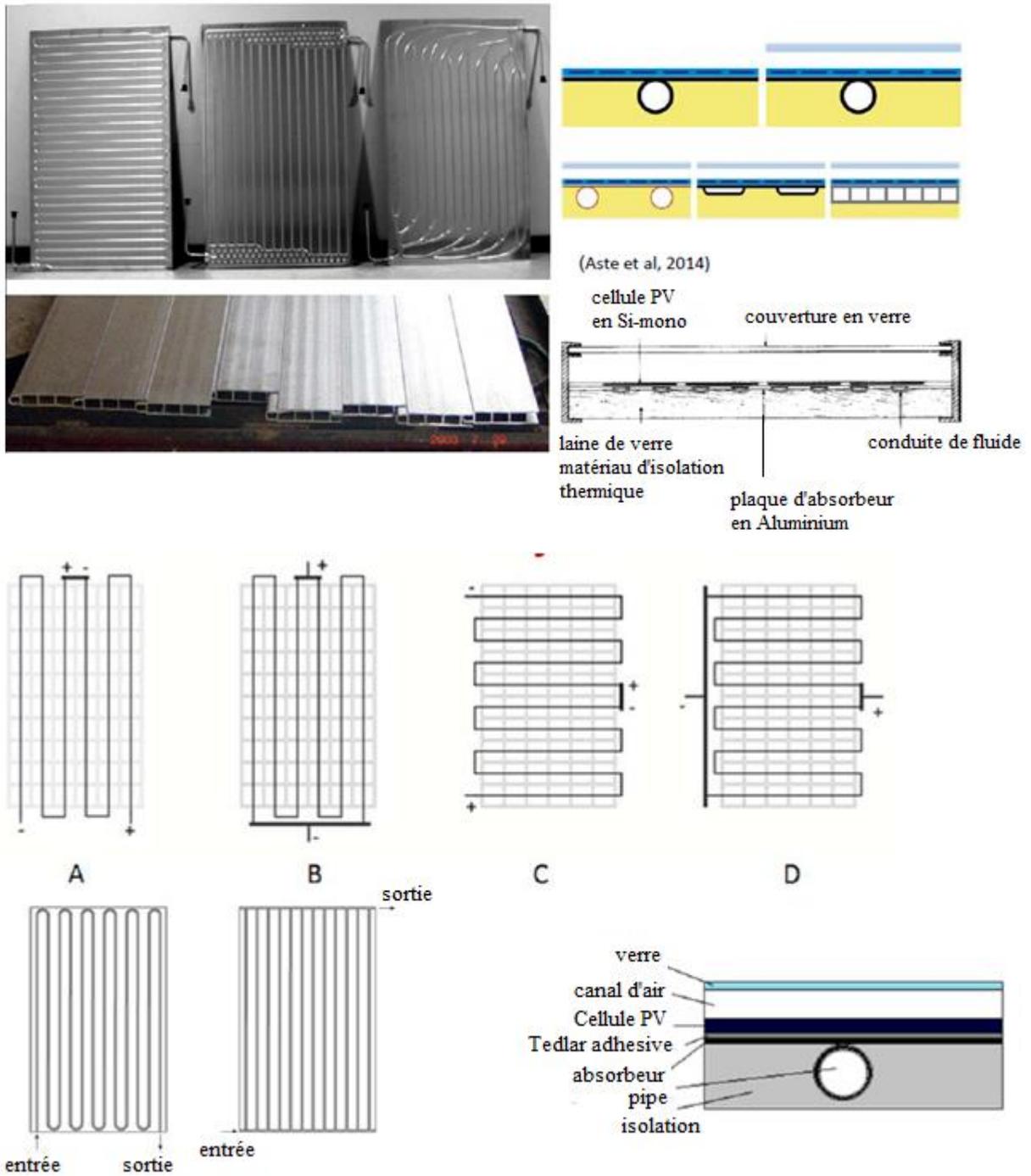


Figure III.16 : Différents modèles d'absorbeurs. [130]

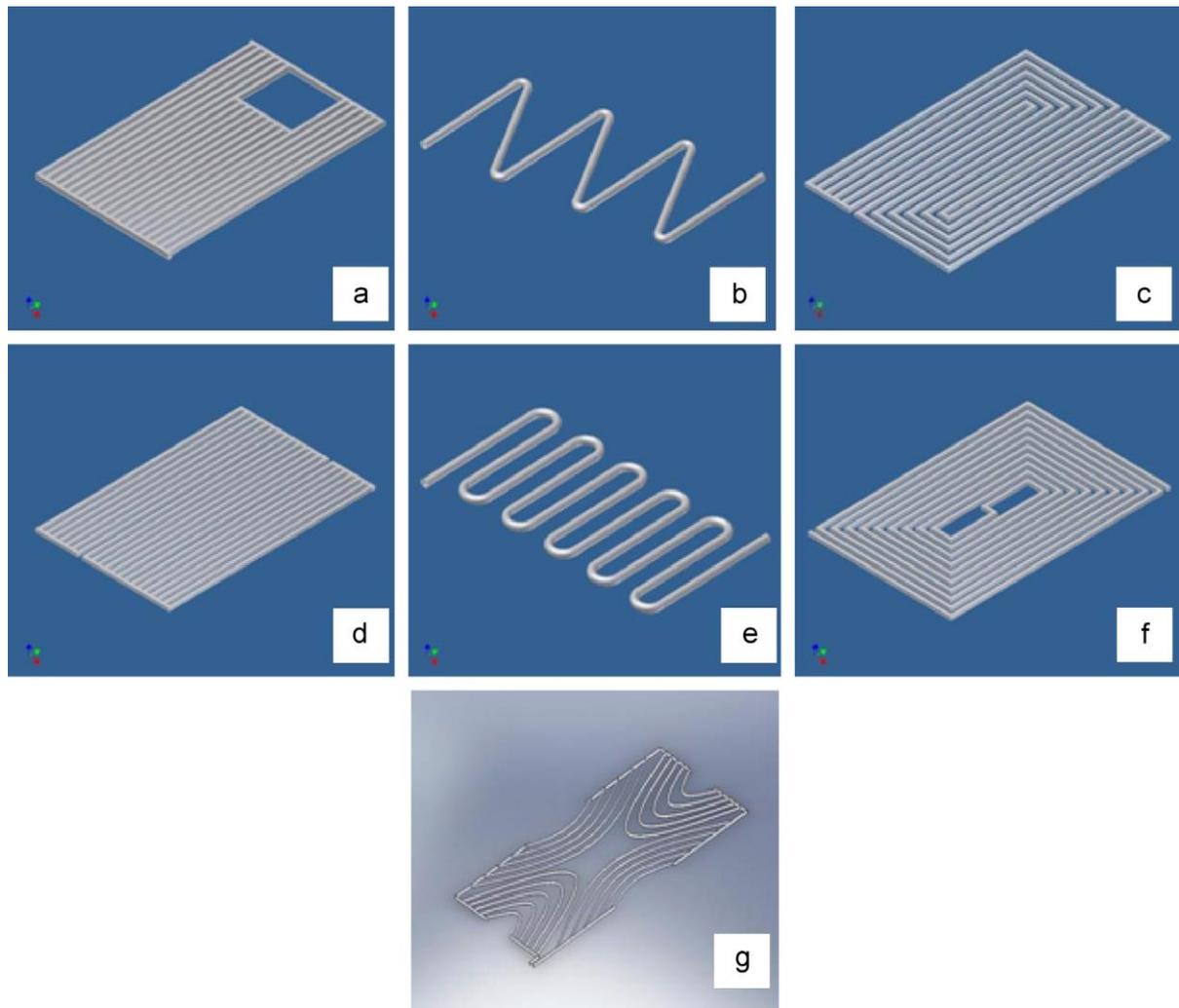


Figure III.17 : (a) écoulement direct, (b) écoulement en serpentin, (c) écoulement parallèle–serpentin flow design, (d) écoulement serpentin–parallèle modifié, (e) écoulement oscillatoire, (f) écoulement spirale, (g) écoulement web. [84]

Tableau III.1 : Résumé de quelques systèmes PVT étudiés. [150]

	Travaux	Configuration	Type PV	Rendement électrique	Rendement thermique	Efficacité globale de l'exergie	Température des cellules PV
Capteur PVT à air	Dubey et al. [151] (Sim)	PV module bi-verre avec circulation forcée de l'air	-	10.41% (Moyenne annuelle)	-	-	55-75°C
	Tonui et Tripanagnostopoulos [120] (Sim)	PVT sans vitrage avec plaque en métal au milieu du canal d'air (Convection naturelle)	Poly c-Si PV	1-2% Amélioration	13%	-	3°C (Réduction par rapport à PVT/Air régulier)
		PVT vitré avec plaque en métal au milieu du canal d'air (Convection naturelle)	Poly c-Si PV	4% Amélioration	12%	-	4°C (Réduction par rapport à PVT/Air régulier)
		PVT sans vitrage avec une plaque métallique à ailettes dans le canal d'air (Convection naturelle)	Poly c-Si PV	1-2% Amélioration	18%	-	3°C (Réduction par rapport à PVT/Air régulier)
		PVT vitré avec une plaque métallique à ailettes dans le canal	Poly c-Si	10% Amélioration	40%	-	10°C (Réduction

		d'air (Convection naturelle)	PV				par rapport à PVT/Air régulier)
	Solanki et al. [152] (Exp)	PVT pour le chauffage de l'air.	Mono c-Si PV	8.4%	42%	-	10°C chute
	Bambrook et Sproul [153] (Exp)	PVT avec une boucle ouverte en une seule passe et ventilateur.	Mono c-Si PV	10.6-12.2%	28-55%	-	22-28°C
	Amori, et Al-Najjar [154] (Sim)	PVT avec un canal d'air en une seule passe.	Mono c-Si PV	12.3% (Hiver) 9% (l'été)	19.4% (Hiver) 22.8%	-	-
	Min et al. [155]. (Exp)	Concentrateur PV avec plaques de métal dissipateur de chaleur (400 x)	MJ-Si PV	-	-	-	37%
	Amori, et Mallick [156] (Sim)	Cellule solaire à triple jonction avec circulation force d'air (100 x)	MJ-Si PV	-	-	-	150°C
	Rajoria et al. [157] (Sim)	PVT avec des micros canaux pour l'écoulement d'air, placés entre (cell-Tedlar) (deux colonnes connectés en parallèle comportant chacune 8 modules PV en série) (Cas III).	Mono c-Si PV	11.30%	-	-	-
	Rajoria et al. [158] (Sim)	PVT avec des micros canaux pour l'écoulement d'air, placés entre (cell-Tedlar) (Deux colonnes reliées en parallèle de 18 modules ayant chacun 36 connexions en série) (Cas III) [100]	Mono c-Si PV	6.5% Amélioration	18.1% Amélioration	10.4% Amélioration	-
	Othman et al. [159] (Exp)	Capteur PVT à base d'air avec échangeur de chaleur en nid d'abeille	Mono c-Si PV	7.13%	87%	-	4°C chute
PVT à eau	Chow et al. [114] (Exp)	Capteur PVT avec boîtier plat en alliage d'aluminium.	Poly c-Si PV	10.3-12.3%	37.6%-48.6%	-	-
	Chow et al. [160] (Sim)	Collecteur PVT à eau monté sur un mur vertical.	Poly c-Si PV	9.39%	37.50%	-	-
	Ibrahim et al. [161] (Exp)	PVT collector avec un écoulement spiral.	Poly c-Si PV	11%	64%	-	-
	Zhu et al. [162] (Exp)	Refroidissement par immersion dans un liquide diélectrique pour CPV (250 x)	Mono c-Si PV	-	-	-	49°C
A base de pipe	Akbarzadeh et Wadowski [163] (Exp)	Pipe de chauffage pour le refroidissement des PV (20 x)	-	-	-	-	46°C
	Anderson et al. [164] (Sim)	Tuyau de chauffage avec des ailettes en aluminium pour le refroidissement des CPV (500 x)	-	-	-	-	43°C supérieur à l'ambiant
	Hughes et al. [165] (Sim)	Tube avec des ailettes et convection naturelle pour PVT.	-	-	-	-	30°C
	Pei et al. [166] (Exp)	Pipe de chauffage dans PVT avec R6000a (avec assistance d'une pompe à chaleur)	-	9.50%	23.80%	-	-
	Gang et al. [167] (Sim)	Pipe de chauffage pour le refroidissement des PV.	-	10.20%	45.70%	7.10%	-
	Wu et al. [168] (Sim)	Pipe de chauffage pour le refroidissement des PV.	-	8.45%	63.65%	10.26%	-
	Redpath et al. [28]	concentrateur parabolique (CPC-PVT) avec des tubes de chaleur.	-	2.5% (Addition)	-	-	-
	Huang et al. [169]	Capteur plan avec des tubes de chauffage pour CPV.	-	3.1% (Amélioration)	-	-	-

Tableau III.2 : Quelques remarques sur les études effectuées dans les capteurs PVT. [170]

	Type de système	Auteur	Observations	Références
1	Système photovoltaïque thermique PVT intégré au bâti	Vats et al.	Une étude a été conduite avec différent matériaux photovoltaïques et différents facteurs de remplissage pour les systèmes BIPV avec canal d'air. Pour un facteur de remplissage de 0.62 donne des	[171]

			performances thermiques et électriques supérieure par rapport à celui de 0.83.	
2		Yin et al.	Il est observé que l'aéroport structuré reçoit 90-95% du rayonnement solaire global. D'où les technologies photovoltaïques peuvent être utilisées pour produire de l'énergie. BAPV montre plus faible capacité de puissance crête et une faible densité d'énergie annuelle.	[172]
3		Ibrahim et al.	L'énergie et exergie du capteur solaire BIPV ont été menées. Les auteurs ont présenté une nouvelle conception de l'absorbeur pour le système. L'efficacité d'économie d'énergie a augmenté de 73% à 81%.	[173]
4	Système photovoltaïque thermique PVT pour le chauffage d'air.	Tyagi et al.	Une étude a été menée sur le chauffage solaire de l'air dans les trois conditions différentes notamment dans le matériau sans changement de phase (PCM) cire -paraffin, avec PCM et avec de l'huile de hytherm. L'étude montre que l'efficacité dans la condition de la cire de paraffine est la plus élevée par rapport aux deux autres conditions.	[174]
5		Touafek et al.	Une nouvelle conception améliorée de capteur solaire hybride pour l'alimentation en air chaude a été fabriqués et étudiés. L'étude montre une meilleure performance thermique et électrique comparé à un chauffage solaire traditionnel. Il a un rendement thermique de 48%.	[175]
6		Amori et al.	Différents capteurs solaires photovoltaïques de différentes configurations ont été testés dans les conditions extérieures. Modèle mathématique a été développé pour prédire les performances de ces collecteurs.	[176]
7	Système photovoltaïque thermique PVT à concentration.	Al-Alili et al.	Dans l'étude de système photovoltaïque à concentration, qui est appliquée pour alimenter le déshydratant hybride assisté par un climatiseur. Résultat montre qu'il offre un meilleur confort thermique par rapport au système de compression de vapeur.	[177]
8		Sueto et al.	Dans un système photovoltaïque à concentration, la couche anti-salissures a été appliquée sur le PMMA. Cela est dû à une charge électrostatique. Le système affiche une meilleure performance que le concentrateur PVT traditionnel.	[178]
9		Li et al.	Une nouvelle statique dans le système PVT – CPC incorporé a été conçue et testée. Le modèle mathématique pour prédire l'efficacité optique dans des conditions extérieures a été mis au point et validé avec les valeurs expérimentales. Les résultats montrent un bon accord.	[179]
10	Système photovoltaïque thermique PVT basé sur des pipes pour la circulation de fluide.	Gang et al.	Un système thermique photovoltaïque à base nouveau pipe de chaleur a été conçu et développé. Il est comparé avec le système d'eau existant. Le système proposé présente de meilleures performances.	[167]
11		Zhang et al.	Un concept innovant pour incorporer caloduc au système de PVT. Le système a été testé dans les conditions extérieures pendant sept jours consécutifs. Le système proposé présente de meilleures performances que le système solaire de l'air existant.	[180]
12		Moradgholi et al.	Un nouveau concept de refroidissement du panneau solaire par le réseau de caloducs est présenté. Il améliore l'efficacité électrique du système.	[181]

III. 4/ Rendement dans les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PVT

Il existe différentes méthodes disponibles pour combiner le rendement électrique et thermique, à savoir : [97]

- Calculer l'énergie totale par simple addition.
- Calculer les économies d'énergie primaire.
- Calculer le coût des tarifs pour l'énergie de chauffage et de l'énergie électrique.
- Calculer l'exergie.
- Calculer la réduction des émissions de CO₂.

Les rendements électriques, thermiques et combinés des différents systèmes PVT obtenus par différents chercheurs sont présentés dans le **Tableau III.3**.

Le système PVT produit plus d'énergie par unité de surface à un faible coût [101], mais parfois on trouve que le rendement électrique ou thermique individuel du système PVT est plus faible par rapport au rendement de deux systèmes séparément installés, les facteurs responsables à cet abaissement sont les suivants : [98, 182, 183, 12]

- Un certain pourcentage de l'énergie solaire incidente est converti en énergie électrique, implique que le rendement thermique dans les PVT est plus faible à celui dans le capteur thermique.
- Les faibles propriétés optiques de la couche de verre, implique un faible rendement optique de 0.744 pour le module photovoltaïque laminaire, au lieu de 0.89 pour un absorbeur thermique classique.
- Une faible conductivité thermique entre la couche de module PV et le fluide, implique que la surface des modules PV devient chaude, et par conséquent, les pertes thermiques sont améliorées.
- La résistance thermique supplémentaire créée par l'adhésif.
- Une absorption optique inférieure par rapport à l'absorbeur thermique noir.
- Augmentation de la résistance au transfert de chaleur accrue introduite entre la cellule et l'absorbeur.

Tableau III.3 : Rendement des différents capteurs PVT.

Type	Rendement thermique	Rendement électrique	Rendement combiné	Référence
Système PVT à eau.	64	12		[12]
PVT avec matériel de fonctionnalité graduée (FGM).	–	–	71(3 to18% accroissement)	[184]
Système PVT à eau.	40	10	-	[185]
Système PVT à eau.	79	8.7	87	[11]
PVT avec un échangeur spiral.	64.4	12.13		[186]
Système PVT à eau.	60 (PV Opaque) 63 (PV Transparent)	9 (Opaque et PV Transparent)	–	[187]
PVT avec un échangeur spiral.	61.3	13.03	74.1	[188]
Système PVT à eau.	54	8.5	62.5	[12]
Système PVT à eau.	52 (non vitrage) 58 (vitrage unique) 58 (double vitrage)	9.7 (non vitrage) 8.9 (vitrage unique) 8.1 (double vitrage)	–	[187]
Système PVT à eau sans vitrage.	35.33	12.77		[189]
Système PVT à eau.	58	9.7	–	[190]
PVT avec un échangeur spiral.	50.12	11.98	–	[137]
Système PVT à eau avec réflecteurs	–	19.2	60 à 80	[190]
Surface de collector PVT est entièrement recouverte de cellules PV.	45	10		[191]
Collecteur PVT à liquide à double flux.	69	10		[192]
Collecteur de liquide à double flux (l'isolation de l'air en bas)	66	8.5		[193]
Système PVT avec écoulement d'air par l'intermédiaire d'un absorbeur secondaire.	42	8.9		[192]
Système PVT avec écoulement d'air par l'intermédiaire d'un absorbeur secondaire ondulé	40	7.8		[192]
Collecteur PVT avec couche ITO au-dessus du module PV.	39	6.8		
Système PVT.	Liquide : c-Si (55), a-Si (60) Air : c-Si (38), a-Si (45)	c-Si (12), a-Si (6)		[106]
Système PVT à eau.	PV avec facteur de	11, 10		[194]

	remplissage de 85% (25), PV avec facteur de remplissage de 72% (43)			
Système PVT avec absorbeur de tunnel rectangulaire à simple passage.	64, 55	11, 10		[183]
Collecteur PVT à simple vitrage et tube avec Propylène Glycol.	40 à 50	10 à 13		[184]
Collecteur PVT avec absorbeur en poly carbonate ondulé avec des canaux carrés.	38	9	60 (L'énergie primaire)	[195]
PVT évaporateur.	53 à 64	12.4 à 13.5		[196]
Système PVT avec alliage d'Al à boîte plate en mode circulation naturelle.	45	10.15	52, L'énergie primaire	[197]
Système PVT plan avec tube de chaleur.	25.8	14.5	40.3	[198]
Système PVT avec un thermosiphon et tube de chaleur.	23.8	9.5		[199]
PVT avec un échangeur spiral.	54.6	13.8	68.4	[200]
Collecteur PVT à air.	22	15		[201]

III. 5/ Limitations des capteurs hybrides PVT

Quelques problèmes peuvent être rencontrés lors de la fabrication et la commercialisation des collecteurs PVT. Une conception soignée nécessite l'assurance d'une bonne isolation électrique et une faible dissipation thermique.

- **Exigence Adhésive**

Le module PV doit être fixé mécaniquement ou collé à l'absorbeur thermique, par un adhésif conducteur thermique tel que l'époxy chargé de métal, comme l'oxyde d'aluminium rempli à deux composants de la colle époxy ou un adhésif à base de silicone [11] agissant comme un matériau de remplissage pour transférer la chaleur, et ayant de bonnes propriétés d'allongement pour compenser la dilatation différentielle des différentes couches du module PV.

III. 6/ Avantages des capteurs hybrides PVT

Les systèmes PVT solaires ont l'avantage de fournir une technologie solaire efficace citant ; la réduction de l'espace, la réduction des coûts, et une réduction de la gestion et la planification des projets dans ce contexte, par rapport à l'installation d'un PV solaire et un solaire thermique séparément [97].

III. 7/ Conclusion

Ce chapitre présente une synthèse des travaux effectués sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PVT; leurs rendements électriques et thermiques en utilisant différents modèles et modes de transfert de chaleur (fluides), leurs applications, leurs limites, avantages et possibilités de recherches futures ; afin d'avoir une compréhension complète de concept de l'énergie solaire photovoltaïque thermique.

CHAPITRE IV

Modélisation de capteur solaire hybride PVT

IV.1/ Introduction

Comme nous l'avons déjà présenté précédemment, le capteur hybride PVT vise à améliorer les performances électriques d'un module photovoltaïque en abaissant sa température de fonctionnement par l'insertion d'un capteur thermique. Ce capteur hybride permet ainsi une production électrique photovoltaïque couplée à un système de production d'eau chaude sanitaire, donc une cogénération d'énergie.

Toujours pour le but d'améliorer les performances énergétique d'un capteur photovoltaïque thermique, une étude va être présentée vise le développement de deux nouveaux modèles de capteur hybride PVT permettant d'appréhender leurs comportements énergétiques.

IV.2/ Description de modèle de capteur hybride PVT

Notre étude s'est portée sur le développement d'un nouveau modèle de capteur hybride photovoltaïque Thermique (PVT) qui est formé par deux absorbeurs caractérisés par différentes conceptions ; absorbeur en enceinte (cuve), et l'autre en tubes verticaux parallèles. Notre capteur est constitué par les éléments qui se distinguent comme suit :

- *La couverture transparente*
- *Le panneau photovoltaïque d'un film de Tedlar, 1.29m x 0,33m.*
- *Absorbeur*
- *Le fluide (eau)*
- *Isolant*

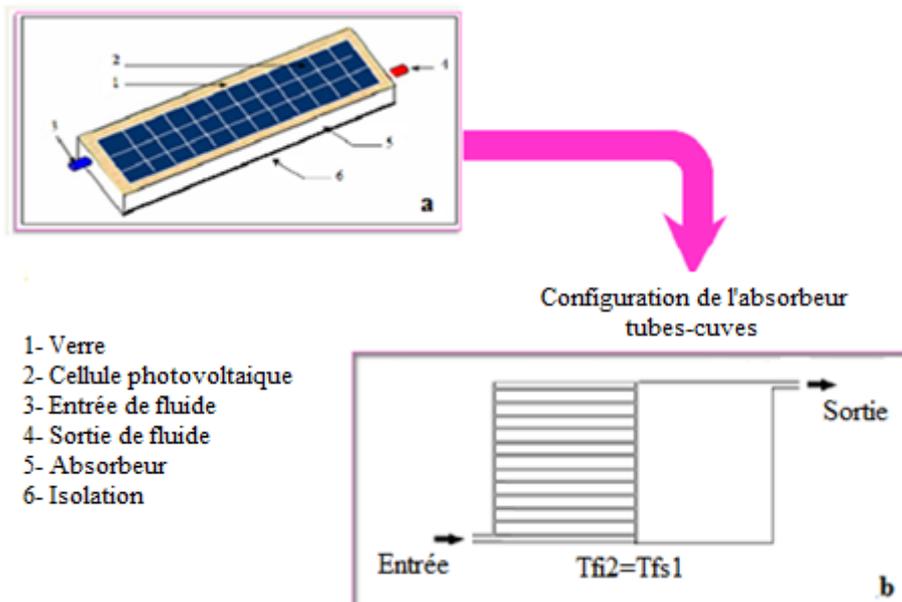


Figure IV.1 : Le capteur hybride PVT

Le module photovoltaïque utilisé est au silicium monocristallin, UDT50 (Unité de Développement et du Technologie au Silicium), il porte les caractéristiques suivantes :

Tableau IV.1 : Caractéristiques du module PV utilisé

Paramètre	Valeur
Courant de court circuit : I_{cc}	3.27 A
Tension de circuit ouvert : V_{co}	21.6 V
Courant maximum : I_{max}	2.87 A
Tension maximum : U_{max}	17.4 V
Puissance maximum : P_{max}	$50 \pm 10\%$ WP

IV.3/ Modélisation numérique de capteur PVT

On étudiera le prototype hybride comme étant un ensemble d'éléments pouvant interagir entre eux thermiquement par le biais de coefficients d'échanges, figure (IV.2). Un bilan énergétique fait apparaître des paramètres qui décrivent la géométrie du système, la nature de l'écoulement de l'eau et de l'air ambiant, les pertes par convection et par rayonnement ; afin de permettre de déterminer le comportement thermique et électrique de capteur.

Une modélisation numérique de deux modèles de capteurs hybrides PVT à eau sera faite,

1. Un capteur hybride PVT avec un absorbeur en tubes verticaux parallèles (Modèle I).
2. Un capteur hybride PVT avec un absorbeur en cuve (Modèle II).

IV.3.1/ Schéma par analogie électrique du PVT

Le PVT est un système complexe qui fait intervenir un couplage de transfert thermique entre les différents éléments qui le constituent. Afin de pouvoir prédire son comportement énergétique, il est primordial de pouvoir caractériser ces transferts d'énergie mis en jeu, figure (IV.3).

Cet ensemble est soumis à des excitations extérieures qui sont notamment :

- Le rayonnement solaire.
- La température de l'air ambiant.
- La température de source d'eau froide.
- La vitesse du vent.

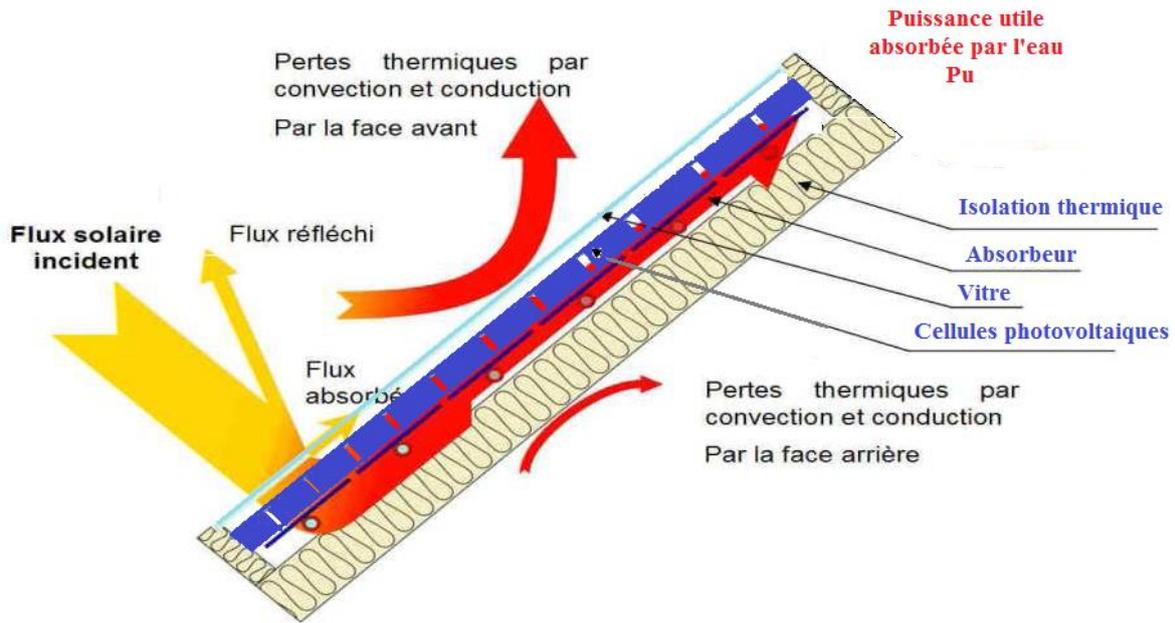


Figure IV.2 : Vue transversale de notre capteur PVT avec les différents phénomènes thermiques.

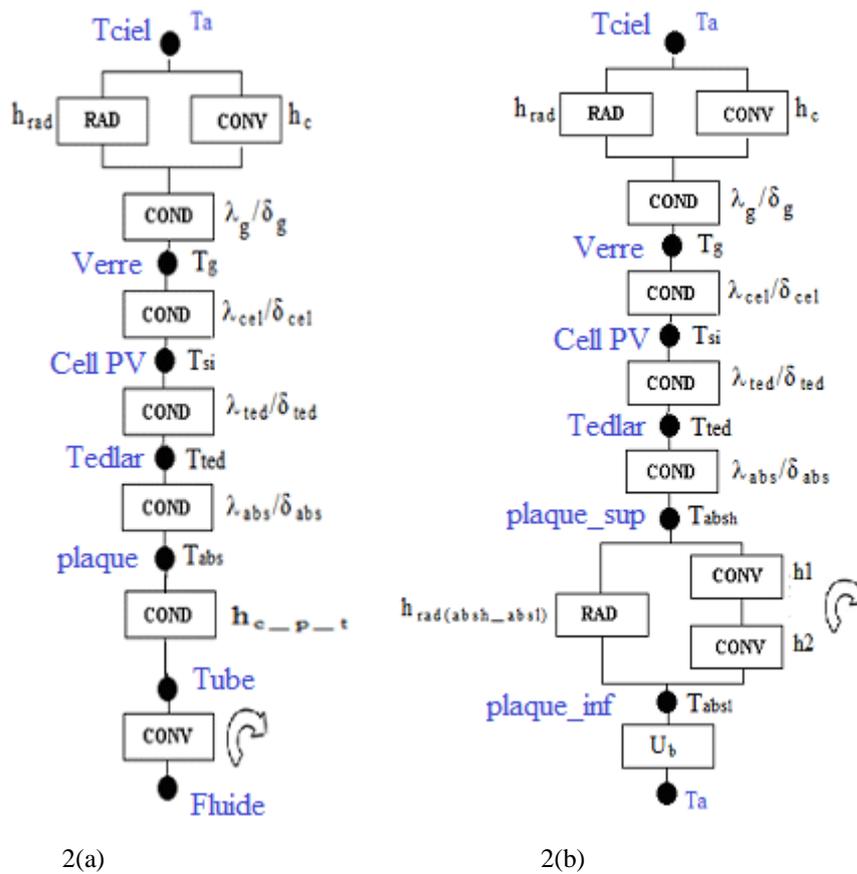


Figure IV.3 : Schématisation électrique des transferts thermiques dans le PVT
 2(a) : capteur hybride PVT (Modèle I), 2(b) capteur hybride PVT (Modèle II)

IV.3.2/ Equations caractérisant le transfert de chaleur

Nous allons donc définir nos hypothèses simplificatrices afin de pouvoir modéliser le comportement thermique de chacun des éléments constituant le PVT.

- Les divers éléments constituant le système sont représentés par un nœud unique considéré comme la température moyenne de la couche, une dimension est adoptée pour la présente étude.
- Le débit massique du fluide de travail est maintenu uniforme à la valeur 0.002kg/s dans toutes les sections.
- Les propriétés physiques des matériaux ; du verre, l'absorbeur, et l'isolation sont constantes.
- Le transfert de chaleur à partir des bords est négligé.
- Vitesse du vent est supposé constante.

IV.3.3/ Etude de PVT en tubes verticaux parallèles

Bilan thermique

L'ensemble d'élément qui constitue notre capteur pouvant interagir entre eux thermiquement par le biais de coefficients d'échanges qui sont :

- *La couverture transparente*
- *Le panneau photovoltaïque*
- *Le Tedlar*
- *Plaque absorbante*
- *L'eau dans le tube*
- *Isolant*

➤ *La couverture transparente*

$$M_v \rho_v C p_v \frac{\partial T_v}{\partial t} = A_v G \alpha_v - A_v \sigma \varepsilon_v (T_v^4 - T_{ciel}^4) - A_v h_{conv} (T_v - T_a) - A_v h_{cv} (T_v - T_{pv}) \quad (IV. 1)$$

➤ *Le panneau photovoltaïque*

$$M_{pv} \rho_{pv} C p_{pv} \frac{\partial T_{pv}}{\partial t} = A_{pv} G \tau_v \alpha_{pv} + A_{pv} h_{cv} (T_v - T_{pv}) - A_{pv} h_{c_{pv}} (T_{pv_sup} - T_{pv_inf}) \quad (IV. 2)$$

$$M_{pv} \rho_{pv} C p_{pv} \frac{\partial T_{pv}}{\partial t} = A_{pv} h_{c_{pv}} (T_{pv_sup} - T_{pv_inf}) - A_{pv} h_{c_{ted}} (T_{pv} - T_{ted}) - A_{pv} \eta_e \tau_v G \quad (IV. 3)$$

➤ **Le Tedlar**

$$M_{ted}\rho_{ted}Cp_{ted}\frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = A_{ted}h_{c_ted}(T_{pv} - T_{ted}) - A_{ted}h_{c_p}(T_{ted} - T_p) \quad (IV.4)$$

➤ **Plaque absorbante**

$$M_p\rho_pCp_p\frac{\partial T_p}{\partial t} = A_p h_{c_ted_p}(T_{ted} - T_p) - A_{pt}h_{c_p_t}(T_p - T_t) + A_p h_{c_p_i}(T_p - T_{ii}) \quad (IV.5)$$

➤ **Tube**

$$M_t\rho_tCp_t\frac{\partial T_t}{\partial t} = A_{pt}h_{c_p_t}(T_p - T_t) - A_{tf}h_{v_t_f}(T_t - T_f) - A_{it}h_{c_t_i}(T_t - T_{ii}) \quad (IV.6)$$

➤ **L'eau dans le tube**

$$M_fCp_f\left(\frac{\partial T_f}{\partial t}\right) = A_{tf}h_{v_t_f}(T_t - T_f) + Q_u \quad (IV.7)$$

➤ **Isolant**

$$M_i\rho_iCp_i\frac{\partial T_{ii}}{\partial t} = A_p h_{c_p_i}(T_p - T_{ii}) + A_{it}h_{c_t_i}(T_t - T_{ii}) - A_i h_{c_i}(T_{ii} - T_{ie}) \quad (IV.8)$$

$$M_i\rho_iCp_i\frac{\partial T_{ie}}{\partial t} = A_i h_{c_i}(T_{ii} - T_{ie}) - A_i h_{c_i_a}(T_{ie} - T_a) \quad (IV.9)$$

IV.3.4/ Etude de PVT en enceinte**Bilan thermique**

L'ensemble d'élément qui constitue notre capteur sont :

- *La couverture transparente.*
- *Le panneau photovoltaïque.*
- *Le Tedlar.*
- *Plaque absorbante supérieure.*
- *L'eau dans la cuve.*
- *Plaque absorbante inférieure.*

➤ **La couverture transparente**

$$M_v\rho_vCp_v\frac{\partial T_v}{\partial t} = AG\alpha_v + Ah_{r_{vc}}(T_{ciel} - T_v) - Ah_{conv}(T_v - T_a) - Ah_{cv}(T_v - T_{pv}) \quad (IV.10)$$

➤ **Le panneau photovoltaïque**

$$M_{pv}\rho_{pv}Cp_{pv}\frac{\partial T_{pv}}{\partial t} = AG\tau_v\alpha_{pv} + Ah_{cv}(T_v - T_{pv}) - Ah_{c_{pv}} \quad (IV.11)$$

$$M_{pv}\rho_{pv}Cp_{pv}\frac{\partial T_{pv}}{\partial t} = Ah_{c_{pv}}(T_{pv_sup} - T_{pv_inf}) - Ah_{c_{ted}}(T_{pv} - T_{ted}) - \eta_e\tau_v G \quad (IV.12)$$

➤ **Le Tedlar**

$$M_{ted}\rho_{ted}Cp_{ted}\frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = Ah_{c_{ted}}(T_{pv} - T_{ted}) - Ah_{c_p}(T_{ted} - T_p) \quad (IV.13)$$

➤ **Plaque absorbante supérieure**

$$M_p\rho_pCp_p\frac{\partial T_{p_sup}}{\partial t} = Ah_{c_p}(T_{ted} - T_p) - Ah_{r_p}(T_{p_sup} - T_{p_inf}) + Ah_{v_f}(T_p - T_f) \quad (IV.14)$$

➤ **L'eau dans l'enceinte**

$$M_fCp_f\left(\frac{\partial T_f}{\partial t}\right) = Ah_{v_f}(T_{p_sup} - T_f) - Ah_{v_f}(T_f - T_{p_inf}) \quad (IV.15)$$

➤ **Plaque absorbante inférieure**

$$\begin{aligned} M_p\rho_pCp_p\frac{\partial T_{p_inf}}{\partial t} \\ = Ah_{r_p}(T_{p_sup} - T_{p_inf}) - A\frac{(T_{p_inf} - T_{inf})}{(\delta_p/\lambda_p + \delta_i/\lambda_i + \delta_{tol}/\lambda_{tol} + 1/h_{conv})} \\ - Ah_{v_f}(T_{p_inf} - T_f) \end{aligned} \quad (IV.16)$$

IV.3.5/ Expression des coefficients d'échange

Dans le cas de PVT en enceinte, la valeur de coefficient de perte de chaleur globale $U_{L,1}$ est calculé en utilisant le concept de transfert thermique dans les différents nœuds; il comprend des pertes par conduction, pertes par convection et par rayonnement du collecteur PVT à l'atmosphère.

Le terme de coefficient de transfert de chaleur par rayonnement (h_r) a été ajouté au coefficient global de transfert de chaleur de la cellule solaire à la température ambiante à travers la couverture de verre (U_j). En outre, une relation a été utilisée pour le calcul du

transfert de chaleur convectif entre la surface supérieure de capteur PVT et l'air ambiant (h_{conv}).

$$U_1 = \left(\frac{1}{h_r + h_{conv}} + \frac{\delta_v}{\lambda_v} \right)^{-1} \quad (IV.17)$$

Le flux de chaleur par convection dépend de la vitesse du vent et peut être calculé par : [15]

$$h_{conv} = 2.8 + 3V_w \quad (IV.18)$$

$$h_r = (T_c^2 + T_{ciel}^2)(T_c + T_{ciel}) \quad (IV.19)$$

Où V_w est la vitesse du vent. La température effective du ciel (T_{ciel}) est calculée à partir de la relation empirique suivante [5] :

$$T_{ciel} = 0.0552(T_a)^{1.5} \quad (IV.20)$$

Pour l'estimation du coefficient de perte entre cellule et absorbeur (U_2), il a été calculé à partir de l'équation suivante :

$$U_2 = \left(\frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_{ted}}{\lambda_{ted}} + \frac{\delta_p}{\lambda_p} \right)^{-1} \quad (IV.21)$$

Une perte de chaleur par radiation existe entre la partie supérieure et la partie inférieure de la surface de l'absorbeur $h_{rad(absh-absb)}$. [15]

$$h_{rad(absh-absb)} = \frac{4\sigma\bar{T}^3}{\left(\frac{1}{\varepsilon_p}\right)\left(\frac{1}{\varepsilon_p}\right) - 1} \quad (IV.22)$$

Le coefficient de transfert de chaleur par convection à l'intérieur du conduit (h_{vtf}) ou d'un canal (h_{vtf}) est calculé en fonction du débit, du régime d'écoulement et du nombre de Nusselt.

Le coefficient de perte global en arrière (U_b) a été calculé à partir de l'équation.

$$U_b = \left(\frac{\delta_p}{\lambda_p} + \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{\delta_{tol}}{\lambda_{tol}} + \frac{1}{h_{conv,b}} \right)^{-1} \quad (IV.23)$$

Quelques corrections sont effectuées sur le coefficient de perte de chaleur globale dans le but d'améliorer le modèle thermique d'un collecteur PV/T à eau ou à air. U_{L1} et U_{L2} ; sont

calculés en utilisant le concept de bilan thermique à travers une schématisation électrique des transferts thermiques.

Pour le calcul de coefficient de perte global intervient le coefficient de transfert de chaleur par convection : h qui dépend de nombreux paramètres qui sont en fonction de la géométrie de la surface d'échange et des caractéristiques du fluide comme le débit massique qui est un facteur déterminant permet d'estimer les performances thermiques.

Dans le cas du 2^{ème} collecteur en enceinte (Modèle II) et après le calcul des différents coefficients de transferts dans les différentes couches, on a abouti à l'expression de coefficient de perte globale :

$$U_{L2} = \frac{2h_f U_b U_3 + (2h_f h_{rad(ABS_h-ABS_b)} + h_f^2)(U_3 + U_b)}{2h_f h_{rad(ABS_h-ABS_b)} + h_f^2 + h_f U_b} \quad (IV. 24)$$

Le coefficient de perte de chaleur globale $U_{L,1}$ dans le cas de capteur PVT en tube (Modèle I), représente la somme des pertes vers l'avant du capteur U_{top} et vers l'extérieur du bord U_b . Le coefficient de pertes de chaleur vers l'avant U_{top} , pourrait être calculé en utilisant l'équation empirique de Klein comme donnée ci-après, [15]

$$U_{top} = \frac{1}{\left\{ \frac{N}{\frac{c}{T_{pm}} \left(\frac{T_{pm} - T_a}{N - f} \right)^e + \frac{1}{h_{conv\ v-a}}} \right\} + \frac{\sigma(T_{pm} + T_a)(T_{pm}^2 - T_a^2)}{\frac{1}{(\varepsilon_p + 0.00591N h_{conv\ v-a})} + \frac{2N + f - 1 + 0.133\varepsilon_p}{\varepsilon_v} - N}} \quad (IV. 25)$$

$$c = (520 - 0.000051\phi^2)$$

$$f = (1 + 0.089h_{conv\ v-a} - 0.1166h_{conv\ v-a}\varepsilon_v)(1 + 0.007866N)$$

$$e = 0.43 \left(1 - \frac{100}{T_{pm}} \right)$$

N est le nombre de couvertures ou de couches de verre ; ε_v l'émissance de la couverture ou de la plaque de verre ; $h_{conv\ v-a}$ le coefficient de transfert thermique par convection dû au vent.

Le coefficient de pertes de chaleur vers le bas.

$$U_b = \frac{\lambda_{iso}}{\delta_{iso}} \quad (IV. 26)$$

IV.3.6/ Résolution du système d'équations

La modélisation de capteur étudié, repose sur un système d'équations régissant le transfert thermique. Ces équations aux dérivées partielles, traduisent les variations des températures dans les différentes couches prises comme variables d'état. Pour cela, un bilan global des flux thermiques a été réalisé pour chaque couche. Les équations ainsi obtenues ont été implantées dans un code MATLAB et résolus par la méthode de Newton Raphson.

IV.3.6.1/ Définition de la méthode de Newton-Raphson

Nous allons décrire la méthode de Newton-Raphson appliquée à N équations à N variables, qu'on écrira comme :

$$f(x) = 0 \quad \text{ou} \quad f_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, N$$

Commençons par un point de départ x_0 . Autour de ce point les fonctions f_i admettent un développement de Taylor :

$$f_i(x) = f_i(x_0) + \sum_j \left. \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right|_{x_0} \delta x_j + \Theta(\delta x^2) \quad \delta x \stackrel{\text{def}}{=} x - x_0$$

On note habituellement la matrice des dérivées premières (le jacobien) comme

$$J_{ij} \stackrel{\text{def}}{=} \frac{\partial f_i}{\partial x_j}$$

Et donc l'équation non linéaire peut s'écrire, à cet ordre d'approximation, comme

$$0 = f_i(x_0) + J_{ij} \delta x_j \quad \text{ou} \quad J(x_0) \delta x = -f(x_0)$$

Ce qui constitue un système linéaire simple qu'on résout dans le but d'obtenir une nouvelle estimation de la racine recherchée :

$$\delta x = -J^{-1}(x_0) f(x_0)$$

Répéter cette procédure revient à poser la relation de récurrence suivante :

$$x_{n+1} = x_n - J^{-1}(x_n) f(x_n)$$

IV.3.6.2/ Analyse statistique

Pour comparer le degré de concordance entre les résultats théoriques et expérimentaux de notre modèle PV/T, l'analyse statistique a été adoptée pour évaluer le coefficient de corrélation linéaire (r) et l'erreur quadratique moyenne (e) en utilisant les expressions suivantes [27].

$$r = \frac{N \sum X_i Y_i - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{\sqrt{N \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2} \sqrt{N \sum Y_i^2 - (\sum Y_i)^2}} \quad (\text{IV. 27})$$

Où N est le nombre d'expériences effectuées, X_i et Y_i sont respectivement les résultats théoriques et expérimentaux de notre système.

Sa valeur varie entre 0 et 1, une valeur proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée.

L'erreur quadratique moyenne est donné par :

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum (100 (X_i - Y_i) / X_i)^2}{N}} \quad (\text{IV. 28})$$

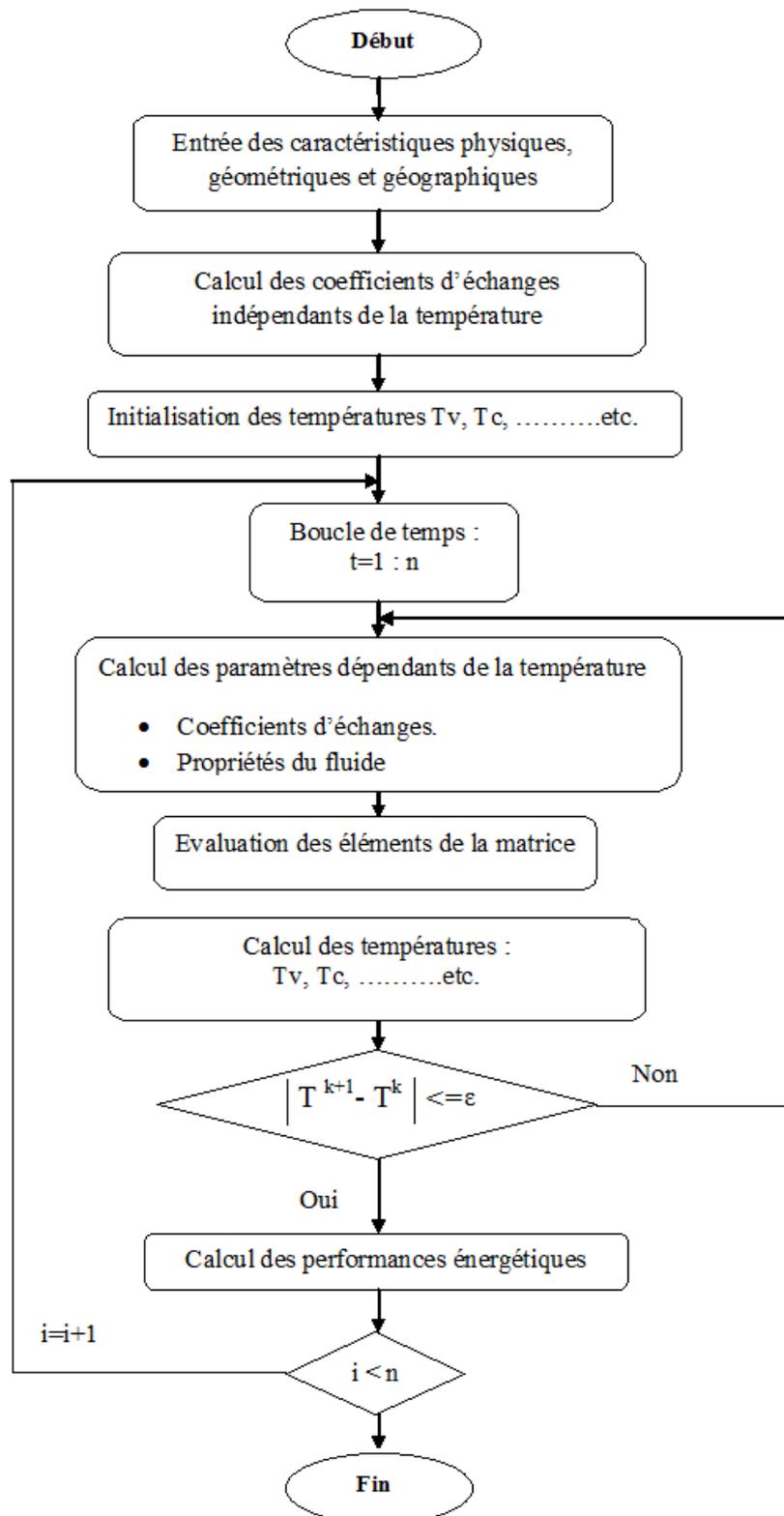


Figure IV.4 : Organigramme simplifié pour la simulation de système

Tableau IV.2 : Les conditions utilisées dans la simulation.

Paramètres de capteur solaire PV/T	Valeur
Longueur de collecteur, L	1.29 m
Largeur de collecteur, H	0.33 m
La température des cellules aux conditions de références, $T_{\text{cell,ref}}$	298 K
Le rendement électrique aux conditions de références, $\eta_{\text{el,ref}}$	0.15
L'épaisseur du verre, δ_g	0.003 m
La conductivité thermique du verre, λ_g	1 W/m K
Le coefficient de transmission du verre, τ_g	0.92
L'émissivité du verre, ε_g	0.88
L'émissivité des cellules, $\varepsilon_{\text{cell}}$	0.8
Le coefficient d'absorption des cell, α_c	0.75
L'épaisseur de la couche des cell, δ_{si}	35×10^{-5} m
La conductivité thermique des cell, λ_{si}	131 W/m K
Le coefficient d'absorption de tedlar, α_T	0.26
L'épaisseur de tedlar, δ_T	0.0002 m
La conductivité thermique de tedlar, λ_T	163 W/m K
L'émissivité de l'absorbeur, ε_p	0.4
L'épaisseur de l'absorbeur, δ_p	0.003 m
La conductivité thermique de l'absorbeur, λ_p	65 W/m K
L'épaisseur de l'isolation, δ_i	0.05 m
La conductivité thermique de l'isolation, λ_i	0.0035 W/m K
La vitesse du vent, V_w	1m/s
L'angle d'inclinaison du capteur, ϕ	35°

IV.3.7/ Etude des performances énergétiques de capteur PVT

Dépendant du débit de la chaleur massiques, des températures d'entrée et de sortie de l'échangeur, respectivement T_{fe} et T_{fs} , la puissance utile récupérée par le fluide est donnée par :

$$Q_u = \dot{m} C_f (T_{fs} - T_{fe}) \quad (\text{IV. 29})$$

Où \dot{m} et C_f sont respectivement, le débit massique et la capacité calorifique du fluide.

A partir de l'Eq. (IV.29) on peut déterminer la température à la sortie du 1^{er} collecteur qui peut s'écrire comme suit :

$$T_{fs} = T_{fe} + \frac{Q_u}{mC_f} \quad (IV. 30)$$

L'énergie récupérée par le fluide peut être évaluée en fonction de la température moyenne de la plaque absorbante suivant la relation donnée par [15] :

$$Q_u = A_c [(\tau\alpha)_{pv} G - U_L (T_{abs} - T_a)] \quad (IV. 31)$$

La relation ci-dessus a été modifiée et une expression proposée de la puissance utile qui peut être calculée comme suit [15] :

$$Q_u = A_c F_R [(\tau\alpha)_{pv} G - U_L (T_{fe} - T_a)] \quad (IV. 32)$$

Pour l'eau s'écoulant à travers l'échangeur du 1^{er} collecteur,

$$Q_{u,1} = A_{c1} F_{R1} [S_1 G - U_{L,1} (T_{fe} - T_a)] \quad (IV. 33)$$

Dans notre prototype la température de sortie de l'eau à la sortie du collecteur PVT en tubes verticaux parallèles donnée par T_{fs1} devient entrée au modèle de collecteur PVT en cuve donnée par T_{fe2} , $T_{fe2} = T_{fs1}$. L'énergie thermique utile dans le second capteur est donnée par :

$$Q_{u,2} = A_{c2} F_{R2} [S_2 G - U_{L,2} (T_{fs1} - T_a)] \quad (IV. 34)$$

La quantité d'énergie solaire disponible au niveau du système sera réduite par l'extraction de l'énergie électrique des cellules solaires :

$$S_1 = (\tau\alpha)_{ef} G = \left((\tau_v \alpha_c) - \tau_v \eta_{pv} \frac{A_c}{A_1} \right) G \quad (IV. 35)$$

$$S_2 = h_{p1} (\tau\alpha)_{ef} G = h_{p1} \left((\tau_v \alpha_c) - \tau_v \eta_{pv} \frac{A_c}{A_2} \right) G \quad (IV. 36)$$

Avec

$$h_{p1} = \frac{U_1}{(U_1 + U_2)}$$

($\tau\alpha$) Coefficient de transmission/absorption, le rapport de la surface de module sur la surface de capteur (A_c/A_T) est représenté par le facteur de remplissage P de module PV.

A_1 et A_2 sont respectivement les surfaces du 1^{er} et 2^{ème} collecteur, T_a la température ambiante, T_{abs} est la température de l'absorbeur,

La quantité F_R est équivalente à l'efficacité de l'échangeur de chaleur, qui est défini comme le rapport du flux thermique réel reçu par le fluide sur celui qui serait récupérée [15].

$$F_R = \frac{\dot{m}C_f}{A_c U_L} \left[1 - \exp\left(-\frac{F' A_c U_L}{\dot{m}C_f}\right) \right] \quad (IV. 37)$$

Dans le cas du collecteur en tube :

$$F' = \frac{\frac{1}{U_{p-a}}}{\frac{1}{W[U_{p-a}(D_{ext} + (W - D_{ext})F']]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_h h_{conv p-f}}} \quad (IV. 38)$$

Avec :

$$F = \frac{\tanh\left(m \frac{(W - D_{ext})}{2}\right)}{m \frac{(W - D_{ext})}{2}} \quad (IV. 39)$$

Cette équation détermine l'efficacité du secteur à ailette entre les tubes adjacents en tenant compte de l'influence du lancement de tube W et du diamètre extérieur de tube D_{ext} .

Dans le cas du collecteur en cuve :

$$F' = \frac{2h_f h_{rad(abs_h-abs_b)} + h_f^2 + h_f U_b}{h_{rad(abs_h-abs_b)}(2h_f + U_3 + U_b) + h_f^2 + h_f U_b + h_f U_3 + U_3 U_b} \quad (IV. 40)$$

L'énergie utile à la sortie de la combinaison des deux collecteurs est donnée par :

$$Q_{u,1+2} = Q_{u,1} + Q_{u,2} \quad (IV. 41)$$

Dans le modèle 1D ; Hottel-Whillier (Duffie and Beckman, 1991, pp. 253–281) [15]. Le rendement thermique est donné par :

$$\eta_T = \frac{Q_{u,1+2}}{A_T G} = \frac{Q_{u,1} + Q_{u,2}}{A_T G} \quad (\text{IV. 42})$$

$$\eta_T = a_1 - a_2 \frac{T_{fi} - T_a}{G} \quad (\text{IV. 43})$$

Pour notre configuration on a trouvé que :

$$a_1 = \frac{A_1 F_{R_1} S_1 + A_2 F_{R_2} S_2}{A_T G} - \frac{A_1 A_2 F_{R_1} F_{R_2} U_{L,2} S_1}{A_T G \dot{m} C_f}$$

$$a_2 = \frac{A_1 F_{R_1} U_{L,1} + A_2 F_{R_2} U_{L,2}}{A_T} - \frac{A_1 A_2 F_{R_1} F_{R_2} U_{L,1} U_{L,2}}{A_T \dot{m} C_f}$$

L'équation de bilan d'énergie de module PV est modifiée par Cox et Raghuraman [79]. L'énergie totale, E_c , absorbée par la cellule PV est donnée par l'équation suivante :

$$E_c = \tau_v \alpha_c \frac{A_c}{A_T} G \quad (\text{IV. 44})$$

Dû à l'irradiation solaire, l'énergie électrique, E_{ce} , produite par la cellule PV est exprimée par l'équation suivante :

$$E_{ce} = \tau_v \eta_{pv} \frac{A_c}{A_T} G \quad (\text{IV. 45})$$

η_{pv} est le rendement des cellules représenté en fonction de la température du module [70].

$$\eta_{pv} = \eta_0 (1 - 0.0045(T_c - T_a)) \quad (\text{IV. 46})$$

La température du panneau photovoltaïque peut être écrite comme :

$$T_c = (X_1 - X_2 \eta_e) G + X_3 T_a + X_4 T_{fi} \quad (\text{IV. 47})$$

Les expressions de X_1 , X_2 , X_3 , X_4 et suggèrent que ceux-ci doivent être constants. On peut noter qu'une relation linéaire existe entre la température du panneau photovoltaïque (T_c) et le rendement électrique (η_{el}). Pour une valeur constante du rayonnement solaire (G), le rendement électrique peut être exprimé comme suit :

$$\eta_{el} = Y_1 - Y_2 \left(\frac{T_{fe} - T_a}{G} \right) \quad (\text{IV. 48})$$

Si Y_1 , Y_2 sont des valeurs constantes, alors la variation de l'efficacité électrique (η_{el}) du système avec T_a et T_{fe} devrait donner un plan.

IV.4/ Simulation numériques de capteur PVT à l'aide du logiciel COMSOL

Le recours à la simulation numérique nous offre la possibilité de concevoir sur ordinateur notre modèle, d'intégrer toutes les caractéristiques techniques que nous avons en notre porter et de regarder le comportement de notre système en fonction des valeurs que nous entrerons. En résumer, le modèle numérique consiste d'une part à représenter géométriquement une configuration du modèle et d'autre part à établir les lois régissant son comportement.

En vue de prédire les performances de notre capteur hybride PVT en conditions réelles une simulation numérique du système de coordonnées cartésienne : x, y, z (en 3D) a été mise en œuvre, notre choix s'est porté sur le logiciel *Comsol Multiphysics*.

Plusieurs aspects importants dans la simulation de modèle à partir des méthodes d'Elément Finis (FEM) ont été pris en compte ; citant :

- ✓ l'avantage que présente cette méthode (géométrie complexes, non linéarités, couplage multi-physiques...).
- ✓ La pertinence de réaliser des modèles multi-physiques pour décrire le comportement des systèmes, qui intègrent plusieurs physiques (thermique..... etc.)
- ✓ L'importance de valider le modèle établi par celui réalisé expérimentalement.

IV.4.1/ Présentation de notre plateforme de travail : COMSOL Multiphysics

COMSOL Multi physiques est un logiciel de modélisation et de simulation de tout phénomène physique descriptible sous la forme d'équations aux dérivées partielles (EDP) (résolution par les éléments finis) [203]. Flexible et performant pour l'étude des physiques couplées. Dans le paragraphe qui suit nous citons les étapes essentielles permettant la résolution d'un problème proposé.

Il est reconnaissable par son logo qui est le suivant :



Figure IV.5 : Logo COMSOL

IV.4.2/ Procédure de simulation

Le comportement d'un capteur hybride PVT est régi par l'équation de chaleur dans le solide et au fluide. De ce fait, notre choix s'est porté sur le module 'transfert de chaleur conjugué' en régime stationnaire. La figure (IV.6) résume les étapes effectuées pour pouvoir simuler un modèle sous le logiciel COMSOL.

Algorithme du programme

Notre programme sera structuré de la manière suivante :

1. Initialisation
2. Choix du système de coordonnées
3. Choix de type de régime.
4. Choix de la physique
5. Établissement du modèle (dessin de la géométrie).
6. Équation
7. Définition des variables
8. Définition des paramètres.
9. Valeurs initiales.
10. Maillage.
11. lancement de simulation.
12. Affichage graphique.

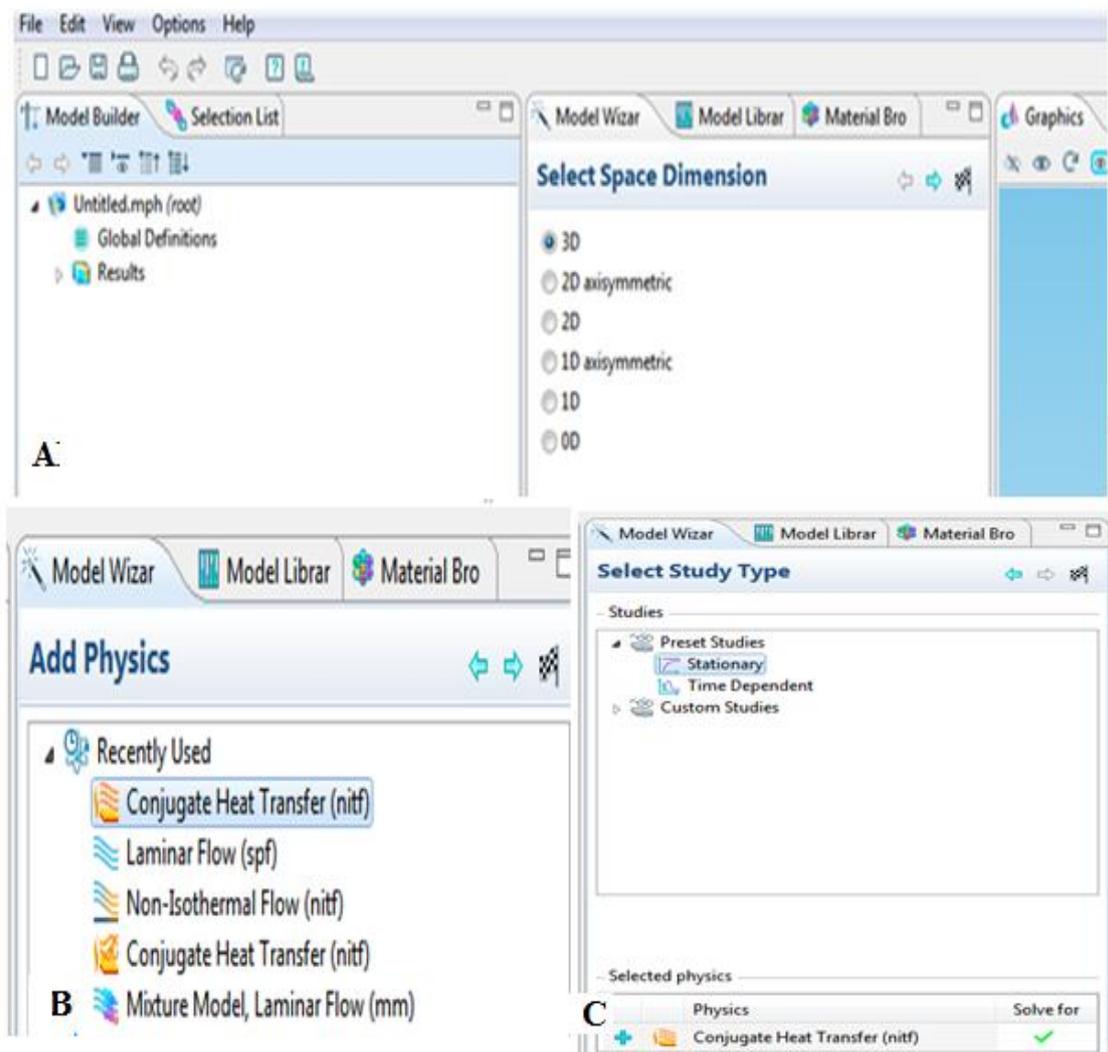


Figure IV.6 : (A, B, C) Différentes étapes pour la création de modèle sous COMSOL.

IV.4.2.1/ Géométrie

La géométrie en trois dimensions de notre modèle PVT développés sous COMSOL est représentée dans la figure (IV.7).

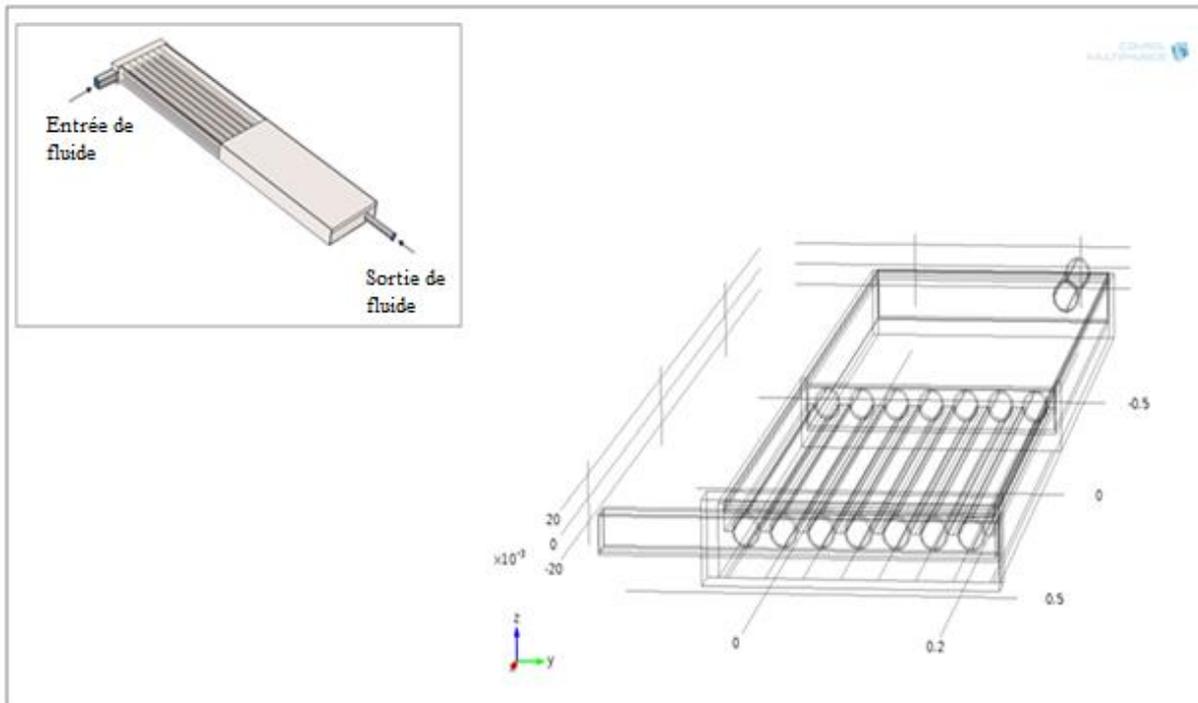


Figure IV.7 : Vue en trois dimensions de la géométrie étudiée sous COMSOL.

IV.4.2.2/ Matériaux

La conception d'un dispositif nous amène à choisir des matériaux parfois très coûteux et difficiles à procurer. Il est donc indispensable de ne pas se tromper au choix de ces matériaux.

Les principales caractéristiques des matériaux utilisés pour la conception de notre modèle de capteur sont indiquées dans le Tableau IV.2.

IV.4.2.3/ Équations physique et Les conditions aux limites

La conception du modèle numérique fait appel à des lois c'est-à-dire des équations mathématiques gouvernant le comportement de notre système.

Étant donné que le dispositif comprend une cavité et de tubes dont l'eau circule, et que l'influence du rayonnement solaire sur la plaque vitrée agit sur ce milieu, les équations de la mécanique des fluides peuvent être utilisées pour caractériser le modèle.

Afin d'analyser le comportement du nouveau collecteur hybride PVT, un certain nombre de variables sont nécessaires.

- **Transfert de chaleur dans le solide**

Le collecteur est constitué d'un ensemble d'éléments qui sont : le couvercle transparent, le module photovoltaïque monocristallin, un absorbeur, et une isolation assurée par la laine de verre.

- **Fluide**

En effet, si l'on regarde de très près sur notre modèle, c'est-à-dire, à l'intérieur de notre échangeur de chaleur (absorbeur), l'eau est formée de particules fluides ayant comme masse volumique ρ et vitesse d'écoulement u . Les lois de conservation suivantes peuvent donc être utilisées :

COMSOL résout numériquement les équations de conservation de la masse ou équation de continuité, qui sont les équations de l'écoulement du fluide, et sont présentés ci-dessous dans l'équation (49) et l'équation (50), respectivement.

Équation de la conservation de la masse :

$$\nabla(\rho u) = 0 \quad (\text{IV. 49})$$

Équation de conservation de la quantité de mouvement :

$$\rho u \nabla u = -\nabla p + \nabla \cdot (\mu(\nabla u + (\nabla u)^T)) \quad (\text{IV. 50})$$

L'équation de la conduction - convection est également résolue pour le transfert de chaleur dans l'écoulement d'eau, qui est montrée dans l'équation (51).

Équation de la conservation d'énergie :

$$\rho C_p u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k \nabla T) \quad (\text{IV. 51})$$

$T(K)$ est la température du fluide, C_p (J/kg.K) est la capacité calorifique à une pression constante, ρ (kg/m³) est la densité du fluide (masse volumique), u est la vitesse d'écoulement (m/s), k (W/m.K) est la conductivité thermique, p désigne la pression (Pa).

Le milieu est supposé continu, homogène et isotrope. Ce qui va faciliter notre problème et simplifier nos équations. De plus, nous considérerons que le fluide est incompressible.

- **Température**

$$T = T_0 \quad (IV.52)$$

- **Sortie**

(Sortie de débit d'eau, la pression = [1atm]) ;

- **Flux thermique 1**

Le flux thermique est le taux de transfert d'énergie thermique par unité de surface.

L'équation suivante a été utilisée dans l'interface de flux thermique sous COMSOL :

$$-n.(-k\nabla T) = q_0 \quad (IV.53)$$

q_0 : correspond au flux entrant, est égale à 1000W/m^2 ;

- **Flux thermique 2**

C'est la contribution au flux convectif dû au transfert thermique par convection h , entre la température extérieure T_{ext} et la température inconnue.

$$-n.(-k\nabla T) = h. (T_{ext} - T) \quad (IV.54)$$

La valeur de la température extérieure initiale prise est à $293,15\text{K}$ et la valeur de coefficient de transfert h est calculé pour une vitesse du vent égale à 1 m/s .

- **Surface – rayonnement ambiant 1**

C'est la contribution radiative du flux radiatif avec l'ambiant.

$$-n.(-k\nabla T) = \varepsilon\sigma(T_{amb}^4 - T^4) \quad (IV.55)$$

σ est la constante de Stefan-Boltzmann, ε émissivité et la T_{amb} représente la température ambiante.

En ce qui concerne les conditions initiales et aux limites nous l'avons assimilé au schéma simplifié suivant :

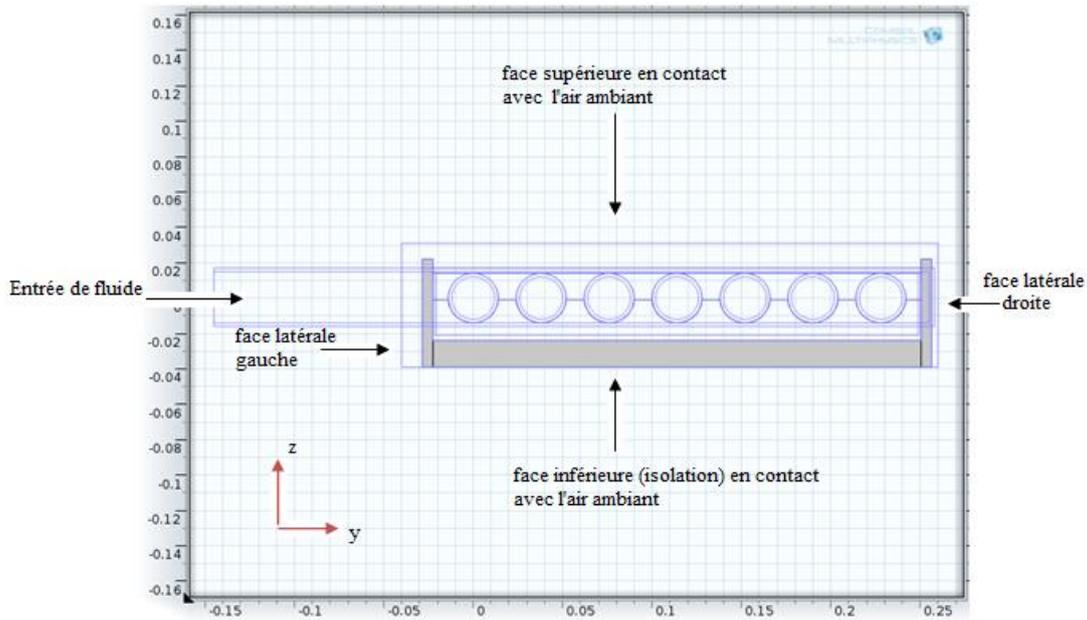


Figure IV.8 : Vue transversale de notre modèle PVT

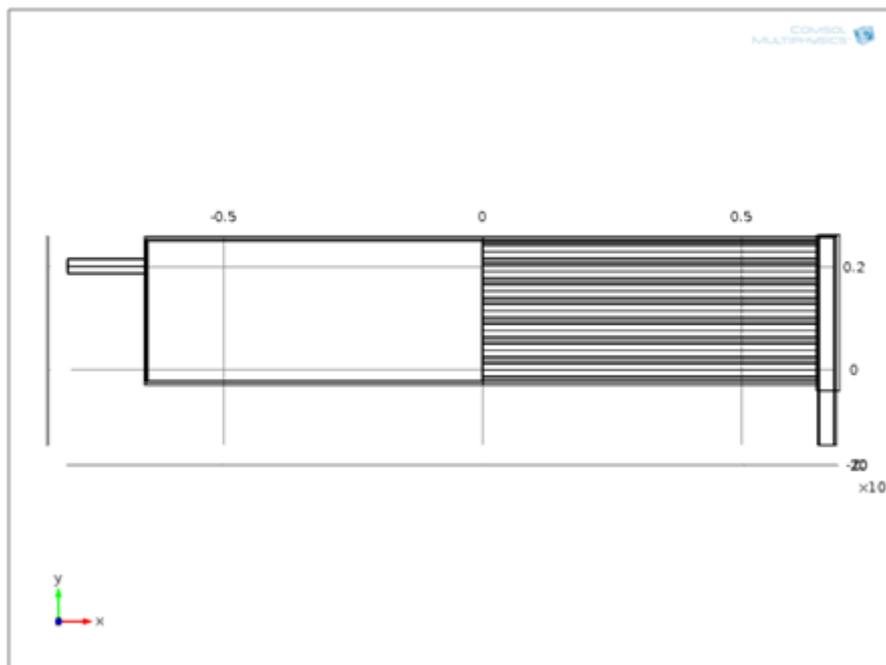


Figure IV.9 : Vue longitudinale de notre modèle PVT

IV.4.2.4/ Maillage

Le logiciel Comsol Multiphysics est un logiciel dit à « éléments finis ». Ainsi, il fragmente la géométrie en un grand nombre de petits morceaux (appelés *mailles*) et résout les équations de la physique sur ces petites parties en respectant les conditions aux limites classiques entre chaque maille (non discontinuité de certaines grandeurs, par exemple). Le maillage revêt donc une importance particulière : en effet, une géométrie maillée finement permettra un fort degré

de précision au prix d'un temps de calcul élevé, et une géométrie maillée grossièrement diminuera considérablement le temps de calcul pour des résultats approximatifs.

Dans notre problème, le maillage n'est pas sensible, puisque les résultats à obtenir ne nécessitent pas une grande précision.

IV.4.2.5/ La simulation

Lorsque le problème est complètement défini, il est mis sous forme matricielle avant le résoudre. La dernière étape est de lancer la simulation afin de permettre l'apparitions des résultats.

IV.4.3/ Résultats et discussions de la simulation sous COMSOL

La figure (IV.11) montre la répartition de la température dans la nouvelle conception pour différentes valeurs de débit massique, et pour une valeur de la vitesse du vent égale à 1m/s ; la valeur du rayonnement est de 1000W/m², une température ambiante de 293.15K (20°C).

L'énergie électrique de la cellule photovoltaïque est présentée dans figure (IV.12). On peut observer que l'énergie électrique est une fonction linéaire de la température du module. L'énergie électrique du module PV diminue avec l'augmentation de la température du module PV, pour une température de cellule égale à 25°C et la température de référence égale à 20°C, la puissance électrique égale à 59W.

La simulation numérique (CFD) peut effectuer une analyse paramétrique vise à clarifier et quantifier l'évolution de différents paramètres tels que le profil de température et de puissance électrique en fonction des paramètres météorologiques et physiques (Irradiation G, la température ambiante, T_{amb} et le taux de débit massique) impliqués dans l'étude des performances de notre modèle de capteur PVT.

La plage de débit massique est de (0.0001 – 0.04) m/s avec un pas de 0.0015m/s. son influence sur la température et la puissance électrique du collecteur PVT sont présentées sur les figures (IV.14) et (IV.15). La température de la cellule photovoltaïque diminue avec le débit massique jusqu'à ce qu'il atteint environ 0.0256 m/s ; la température se stagne à une valeur égale à 23.845°C. Même pour le rendement électrique au-delà de cette valeur de débit, sa valeur est maintenue à un niveau relativement constant égal à 59.434W, qu'on peut l'expliquer que la chaleur extraite par le fluide de refroidissement a atteint un niveau de saturation et ne peut pas être augmentée davantage en augmentant le débit massique.

D'après les résultats présentés sur la figure (IV.16), on peut voir que la température et la puissance électrique de PVT collecteur augmentent avec l'accroissement du rayonnement

solaire, par exemple pour un éclairement de 600W/m^2 et une température ambiante égale à 293.15K et un débit d'eau égal à 0.0016kg/s ; la température du capteur atteint une valeur égale à 41.72°C en maintenant les autres valeurs constantes.

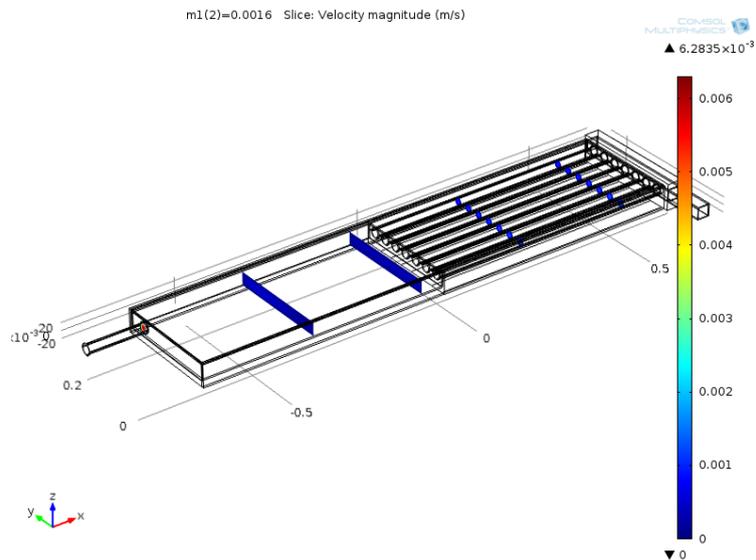
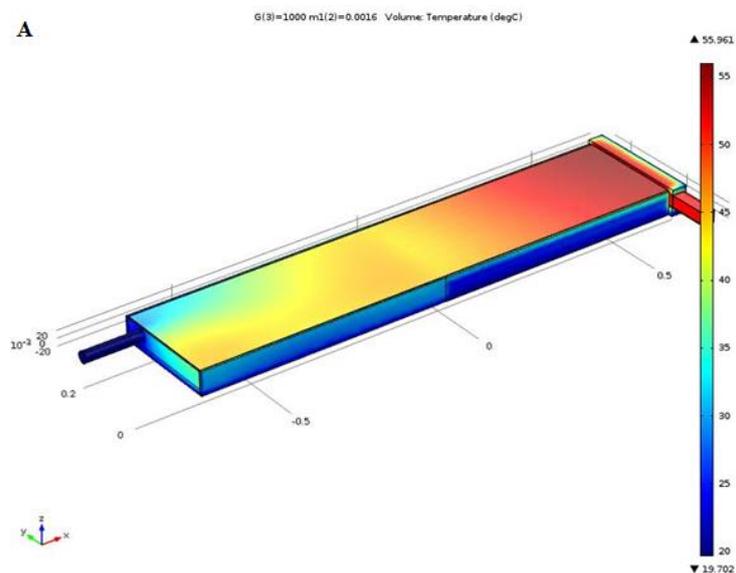


Figure IV.10 : vitesse d'écoulement dans le capteur PVT.



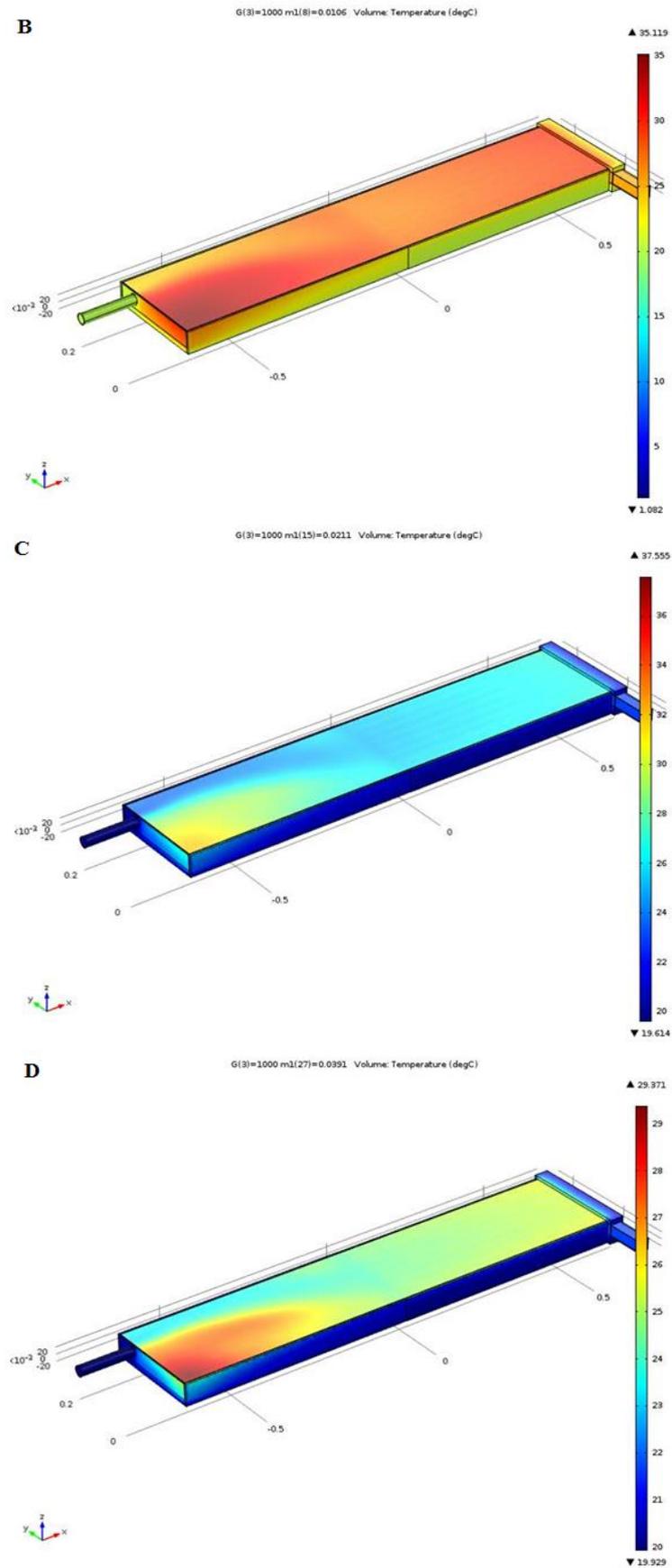
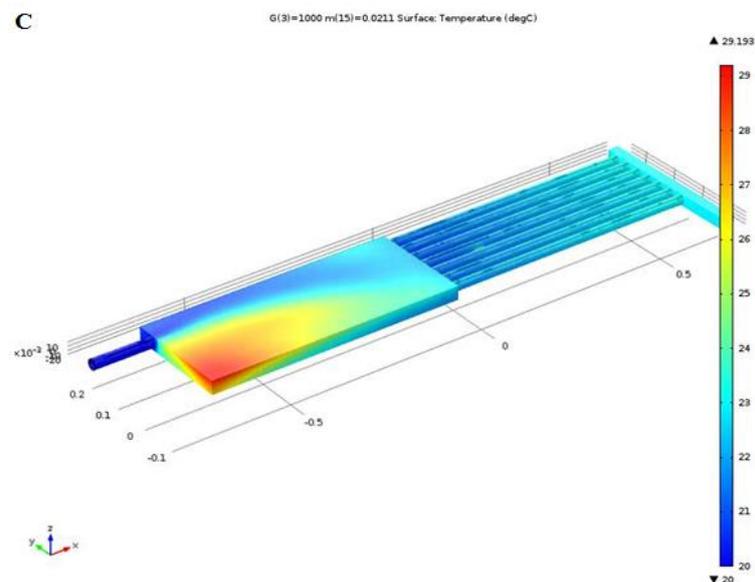
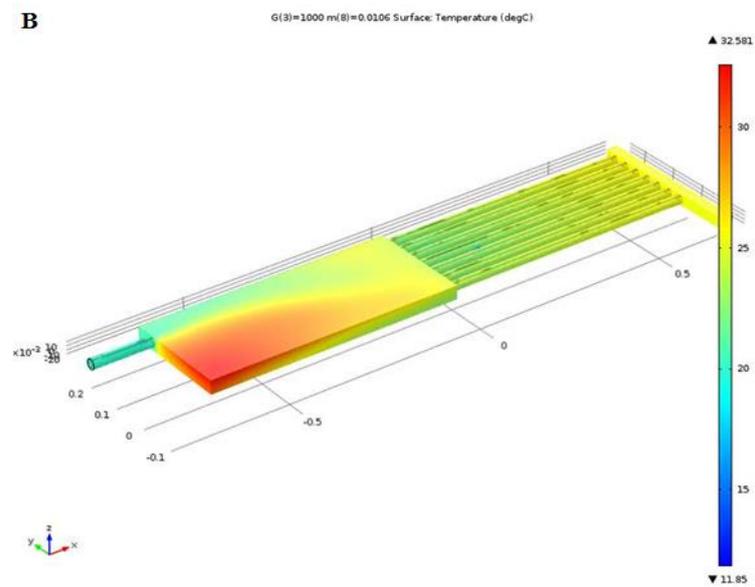
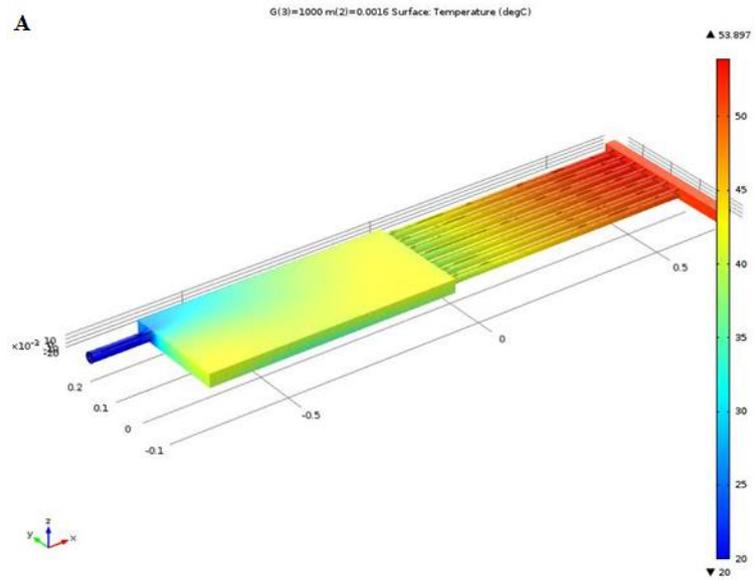


Figure IV.11 : (A, B, C, D) Variation de température dans le capteur PVT pour différentes valeurs de débit massique.



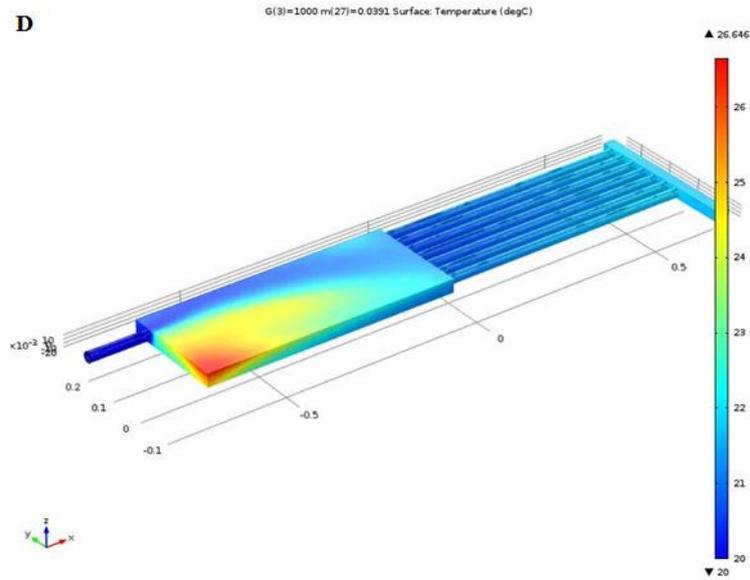


Figure IV.12 : (A, B, C, D) Variation de la température au niveau de l'absorbeur pour différentes valeurs de débit massique.

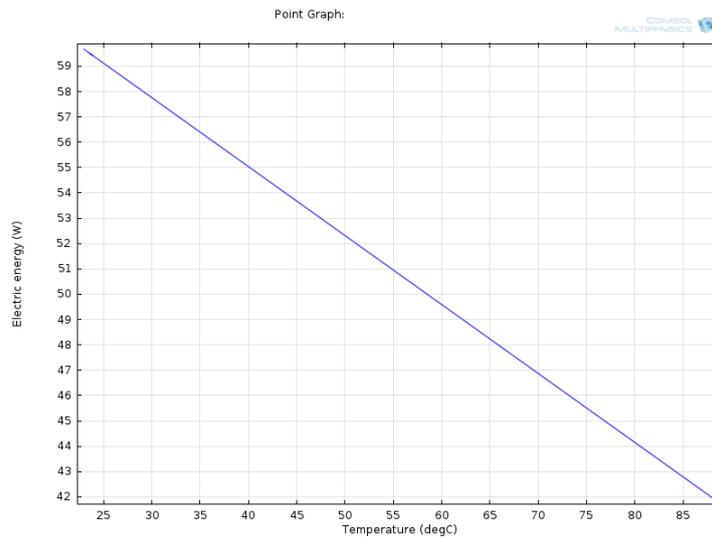


Figure IV.13 : Puissance électrique en fonction de la température des cellules

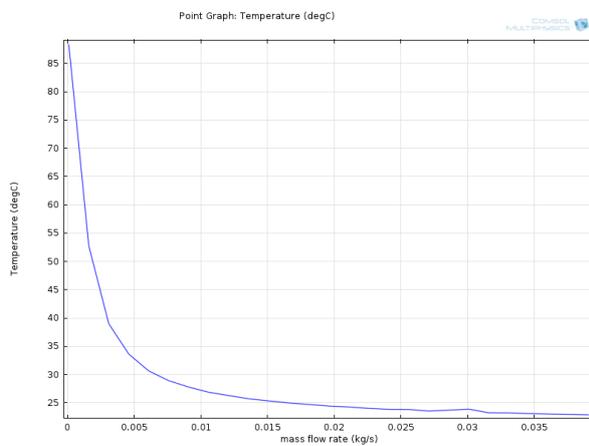


Figure IV.14 : Influence de débit massique sur la température de la cellule de capteur PVT

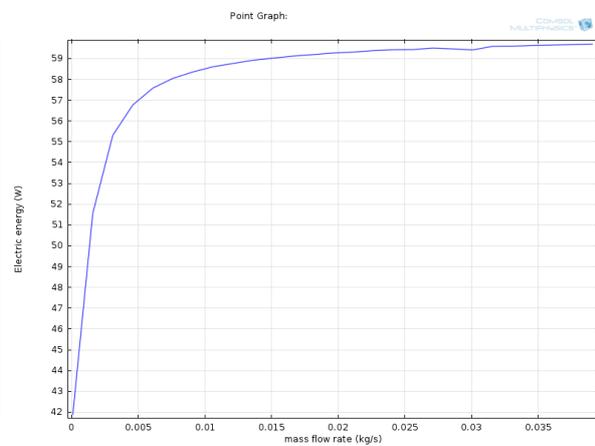


Figure IV.15 : énergie électrique en fonction de débit massique dans le capteur PVT

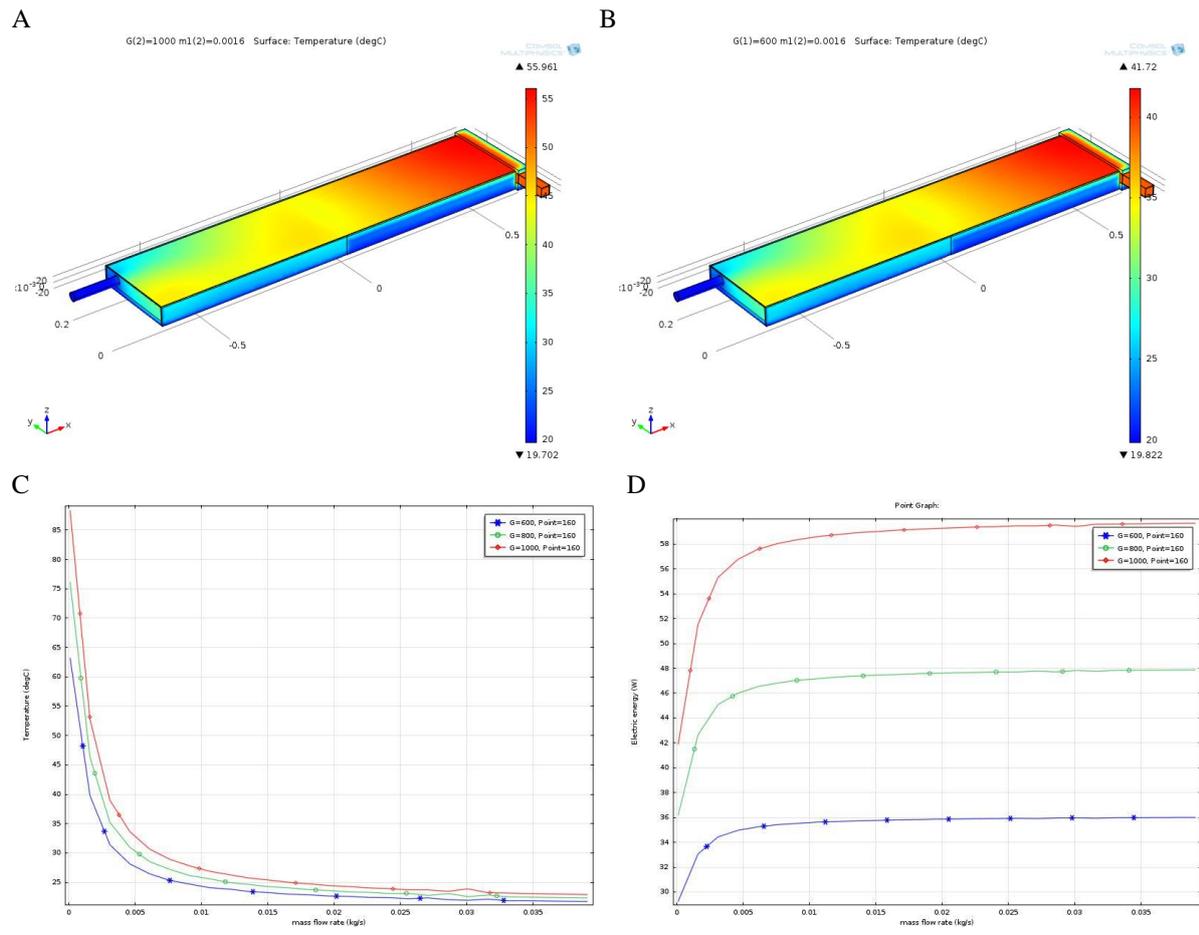


Figure IV.16 : Influence de l'éclairement solaire et de la température ambiante sur la température et la puissance électrique de capteur PVT.

IV.5/ Partie expérimentale

La modélisation est une représentation abstraite d'un objet réel. En effet, disposer d'un modèle revient à avoir en soi une représentation qualitative de l'objet, Elle peut servir de maquette au problème, on peut dire qu'un bon modèle d'un problème sert d'un repère efficace renforçant la confiance du concepteur avec l'objet réel. Un modèle sert d'éclaircir les zones d'ombre que l'on porte sur un objet.

IV.5.1/ Description de la plateforme (équipement)

Le prototype a été réalisé par assemblage d'éléments :

- un panneau photovoltaïque classique déjà existant.
- un ensemble {l'échangeur thermique (absorbeur) + isolation} constituant le capteur thermique.

IV.5.1.1/ Matériels utilisés

- Module photovoltaïque en silicium monocristallin.
- Tubes en acier galvanisé 12/17 Ø.
- Tube en acier galvanisé 20/27 Ø.
- Deux Tôles en acier galvanisé [1mm- 3mm].
- Cornière en fer 20mm.
- Cornière en aluminium 30mm.
- Polystyrène.
- Laine de verre.
- Peintures (noire et blanche).

IV.5.1.2/ L'absorbeur

L'absorbeur est réalisé en acier galvanisé de haute qualité, ce qui permet un bon transfert de la chaleur au fluide à faible coût par rapport au cuivre.

Dans notre étude on a proposé un nouveau prototype d'absorbeur, ce nouveau modèle est composé de deux parties l'une est en tubes, et l'autre partie à une forme d'une cavité, figure (IV.17).

Une résine époxy, caractérisée par une bonne conductivité thermique, assure le couplage mécanique de ces deux éléments principaux. Celle-ci doit également permettre le transfert de chaleur du panneau photovoltaïque à l'absorbeur.

L'ensemble des éléments repose sur la laine de verre, un très bon isolant, elle est même placée dans un caisson réalisé sur mesure. Ce caisson maintient l'ensemble du prototype et permet d'assurer l'isolation arrière et bilatérale de capteur.

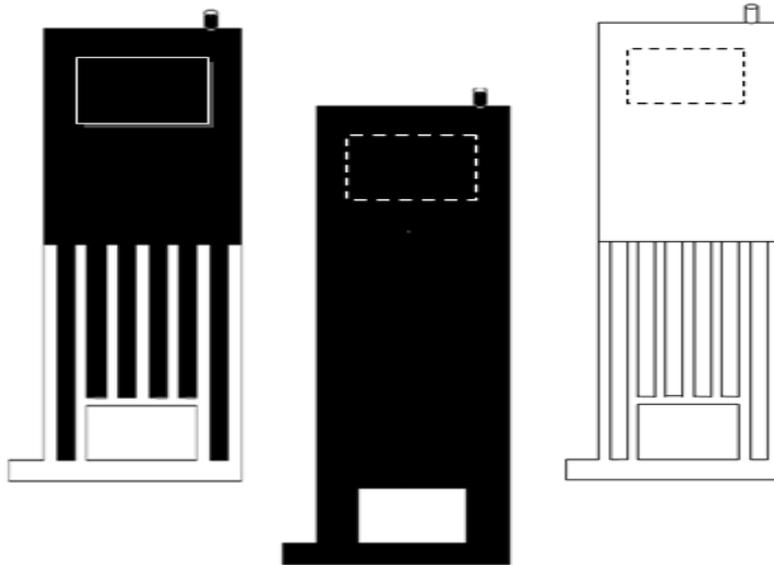


Figure IV.17 : vue de face et arrière du nouvel absorbeur

IV.5.1.3/ La partie enceinte

Constituée par une tôle en acier galvanisé de 3mm, figure (IV.18) ses dimensions sont comme suit :

La longueur : 640 mm.

La largeur : 270 mm.

L'épaisseur : 35mm.



Figure IV.18 : Partie de l'enceinte constituant l'absorbeur.

IV.5.1.4/ La partie des tubes et feuille

C'est la deuxième partie de l'absorbeur, composé par 7 tubes de $\varnothing 12/17$ en acier galvanisé et un collecteur de $\varnothing 20/27$, figure (IV.19), l'espace entre les 7 tubes est 35mm. Pour compléter cette partie il faut coller ces tubes sur une feuille de tôle d'acier galvanisé de 3mm.

Les dimensions de cette partie est les suivantes :

La longueur du collecteur : 355 mm ;

La longueur de cette partie : 640 mm ;

La largeur de cette partie : 270 mm ;



Figure IV.19 : vue de la 2^{ème} partie de l'absorbeur sans feuille.

D'après la construction du deux parties d'absorbeur, on doit les soudées pour obtenir l'échangeur complet, figure (IV.20).



Figure IV.20 : l'échangeur complet après la combinaison des deux parties.

N.B : La face arrière du notre absorbeur contient la même tôle.

Notons enfin que notre échangeur est peint avec une couleur noire.



Figure IV.21 : L'échangeur après la peinture.

IV.5.1.5/ Fixation de l'échangeur

Après avoir réalisé l'échangeur on doit le coller à la face arrière du module photovoltaïque. Figure (IV.22). Notons que la face avant de l'absorbeur doit être en contact direct avec la face arrière du module photovoltaïque pour assurer l'absorption idéale de la chaleur.



Figure IV.22 : Photo de l'échangeur collé sur la face arrière du module PV.

IV.5.1.6/ Support métallique

Le support métallique est une enceinte en acier galvanisé, a été construit à base des cornières de 20mm et d'une tôle en acier galvanisé de 1mm qui le couvert, figure (IV.23).



Figure IV.23 : le support métallique.

Le caisson réalisé sur mesure placé au-dessous de l'échangeur, maintient l'ensemble du prototype et permet d'assurer l'isolation arrière et bilatérale de capteur. Figure (IV.24).



Figure IV.24 : Le caisson assurant l'isolation de prototype.

Les figures en dessous présentent notre capteur hybride PVT avec un nouveau absorbeur à eau qui a été réalisé au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Énergie renouvelable à GHARDAÏA.

Notre capteur hybride a les dimensions suivantes :

Langueur : 1335 mm.

Largeur : 370 mm.

Épaisseur : 100 mm.



Figure IV.25 : Le capteur hybride PVT complet.

IV.5.5/ Description du banc d'essai

Le but de notre étude expérimentale est de prélever les performances électriques (caractéristiques $I=f(V)$) et de déterminer la distribution de la température dans les différentes composantes du capteur hybride. La figure (IV.26), est une photo prise au sein de l'unité de recherche appliquée en énergie renouvelable de Ghardaïa.



Figure IV.26 : Le banc d'essai de notre réalisation.

IV.5.6/ Instrumentation

Des mesures de l'éclairement solaire global ont été effectuées au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) situé dans le sud de l'Algérie, par une station de mesure de grande précision ; le **Sun-Tracker** qui contient tous les instruments qui permettent le calcul des différents composants du rayonnement , et une partie mobile basée sur un système robotisé capable de suivre la trajectoire du soleil. Figure (IV.27).

Les mesures sont enregistrées toutes les minutes ; mesures de températures, humidité et l'irradiation solaire directe et diffuse.



Figure IV.27 : Station de mesure :

1 : Pyranomètre pour mesurer l'éclairement solaire global ; **2** : Pyranomètre pour mesurer le rayonnement solaire diffus ; **3** : Pyréliomètre pour mesurer l'éclairement solaire direct ; **4** : ballon venant occulter le rayonnement direct ; **5** : suiveur solaire.

Pour des conditions d'éclairement solaire, il est impératif de pouvoir déterminer l'énergie reçue sur le plan incliné du prototype. Un modèle théorique a été choisi pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface horizontale pour un ciel clair (**Modèle de Cabderou**) qui présente les meilleurs résultats comparés à celles retrouvés expérimentalement par la station de mesure à l'unité (URAER) selon les résultats obtenus par [202]. Les résultats de calculs statistiques obtenus par le modèle de Cabderou montrent son adaptation avec les mesures expérimentales utilisées pour estimer l'éclairement solaire global.

Dans ce travail nous nous intéresserons tout particulièrement aux mesures expérimentales relevées à partir de la base de données utilisée. Nous avons sélectionné les deux journées du 27 Octobre 2015 et du 02 Novembre 2015, car ce sont les données qui semblent être les plus précises, ensuite les comparer aux valeurs théoriques, afin d'atténuer l'effet des différentes perturbations sur les mesures prises tel que la température d'entrée et sortie, la face avant et la face arrière du capteur.

La comparaison des mesures expérimentales et théoriques permettra de rendre compte de l'erreur commise sur les mesures expérimentales dues aux perturbations météorologiques.

Une bonne adéquation entre températures expérimentales et températures théoriques atteste d'une bonne description des phénomènes et des interactions ayant lieu lors du fonctionnement du système.

Des mesures de température sont effectuées toutes les minutes sur chaque élément du prototype grâce à de nombreux thermocouples de type K reliés à une centrale d'acquisition de données de type Agilent 34970 DATA Acquisition/Switch Unit. GPIB, RS232. Serial Number : MY44050878 pour déterminer les valeurs de température.

IV.6/ Résultats théoriques et expérimentales

Afin d'analyser le comportement du nouveau collecteur hybride PVT, un certain nombre de grandeurs sont nécessaires, liées aux conditions météorologiques, des grandeurs thermiques, électriques ou encore des débits de fluide qui est maintenue à la valeur 0.002kg/s. Chaque point expérimental a été obtenu en fixant la température de fluide à l'entrée de capteur. La résolution du système d'équations régissant les transferts thermiques au sein du capteur hybride sont développée sous MATLAB, et nous a permis de calculer la variation de température de chacun de ses composants ; L'analyse des courbes obtenues montre que l'accroissement des températures des cellules PV et de l'absorbeur semble important lorsque le rayonnement croît. Elles sont pratiquement confondues, ces résultats soulignent la dépendance de la cellule à celle dans l'absorbeur, la valeur maximale de température trouvée est proche de 60°C, figure (IV.28) et la figure (IV.29).

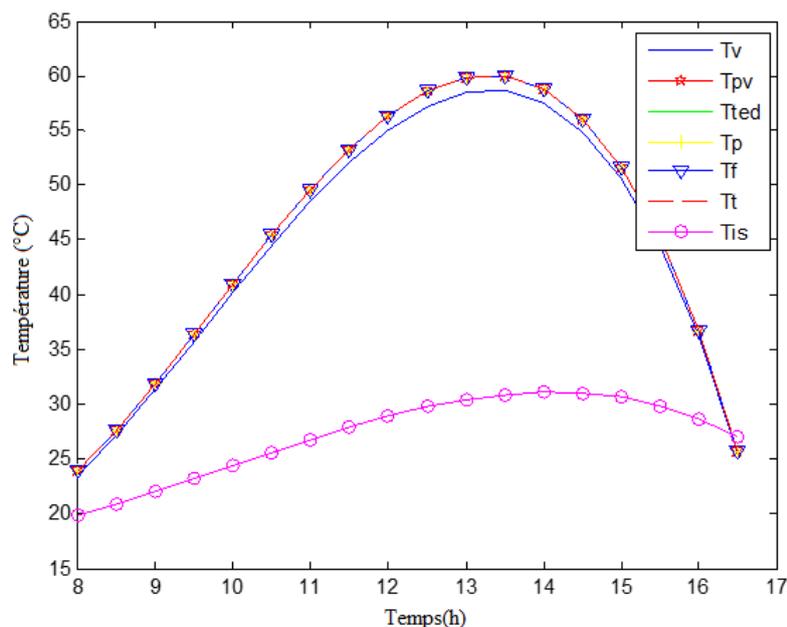


Figure IV.28 : variation temporelle des différentes températures du capteur PVT en tubes
($m=0.002$ kg/s. $V_{in} = 2$ m/s. $A_c=0.42$ m²).

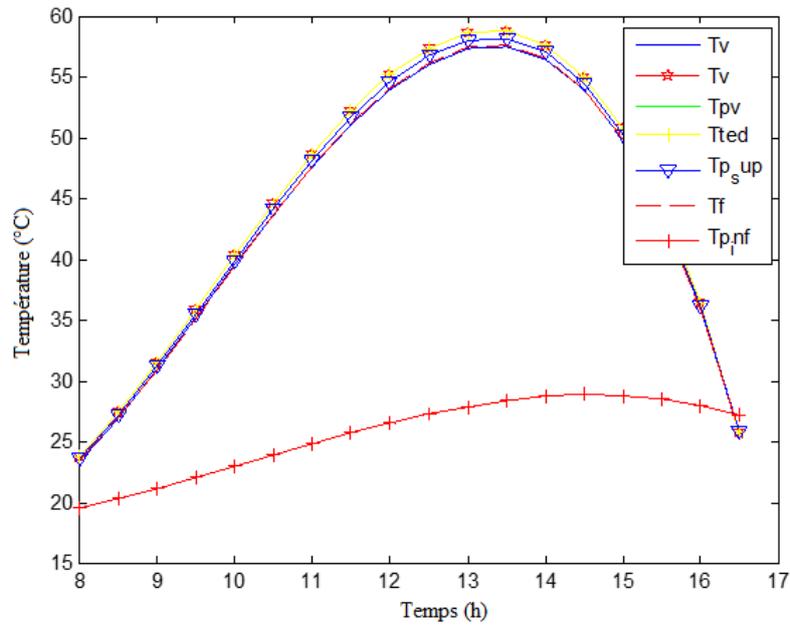


Figure IV.29 : variation temporelle des différentes températures du capteur PVT en cuve
($m=0.002$ kg/s. $V_{in} = 2$ m/s. $A_c=0.42$ m²) in enclosure

Pour un point maximum de l'intensité du rayonnement solaire reçue sur le plan collecteur de surface égale à $A_c = 0.42$ m², l'énergie thermique utile des différents PVT arrive à sa valeur maximale, elle atteint une valeur égale à 166.90W dans le cas de collecteur hybride PVT en tubes (modèle I) comme il est montré sur la figure (IV.30), et atteint une valeur égale à 84.37W dans le collecteur hybride PVT en enceinte (modèle II) et 125.36W pour la nouvelle intégration de PVT.

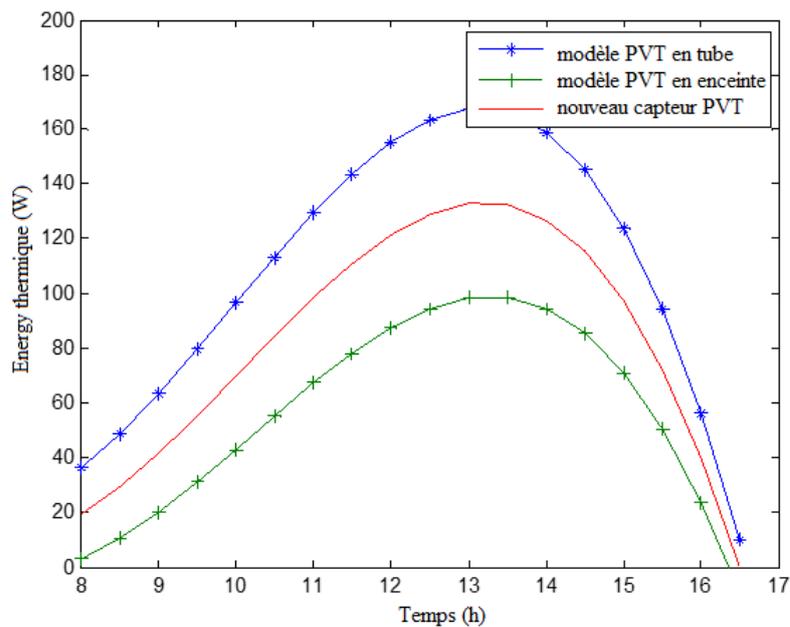


Figure IV.30 : Energie thermique dans les différentes configurations de PVT

La figure (IV.31) montre la variation temporelle de la température de sortie de fluide pour le nouveau capteur PVT, elle atteint une valeur maximale de 49.51°C pour une température d'entrée égale à 34.52°C , correspond à une différence de température de 15°C .

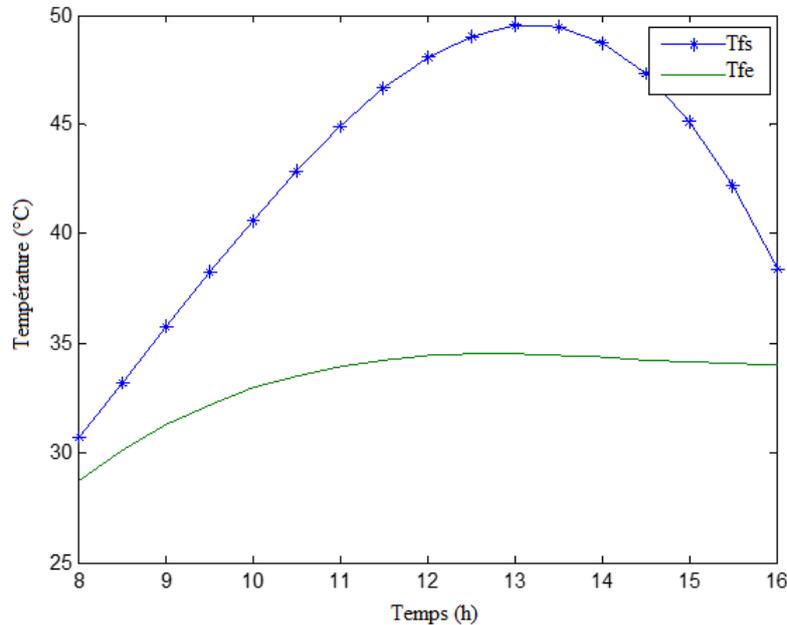


Figure IV.31 : Température de sortie dans la nouvelle configuration de capteur PVT

Les calculs sont effectués pour deux journées typiques du 27/10/2015 de du 11/02/2015 sur le site de Ghardaïa. Les variations du rayonnement solaire global et la température ambiante pour ces deux journées sont représentées sur la figure (IV.32) et figure (IV.33). La mesure de l'intensité du rayonnement solaire et la température ambiante sont mesurées chaque minute afin d'obtenir une bonne précision des résultats.

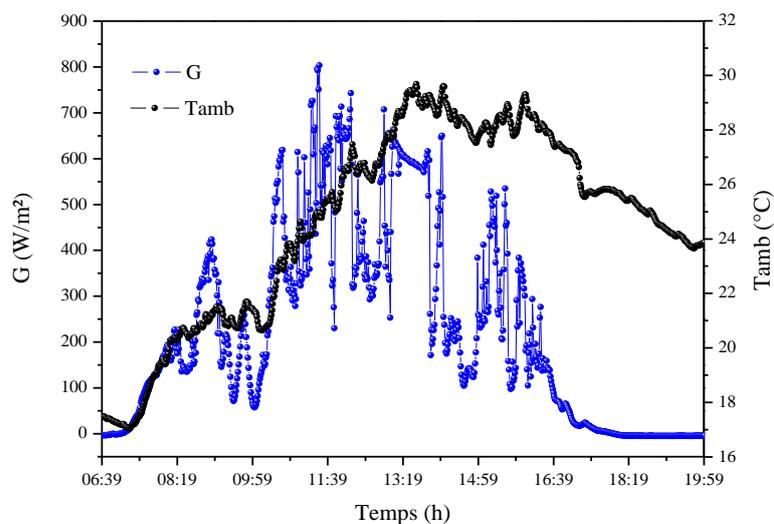


Figure IV.32 : Variation horaire de l'intensité solaire et la température ambiante pour la journée de 27/10/2015

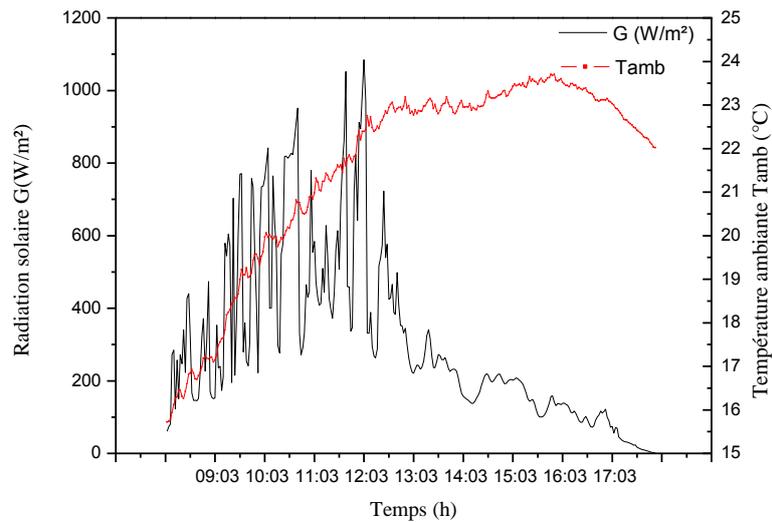


Figure IV. 33 : Variation temporelle de l'irradiation solaire et la température ambiante pour le 2/11/2015

Les résultats expérimentaux de la température des différents composants sont présentés sur la figure (IV.34) et figure (IV.35) pour les deux journées typiques, les mesures de température sont effectuées avec des thermocouples de type K placés dans différents points du collecteur, T_{av1} de la face avant atteint une valeur maximale de 53.646°C pour la journée de 27 Octobre et 60°C pour la journée de 2 Novembre. La température de sortie du fluide trouvée est de 43.282°C et 50°C respectivement.

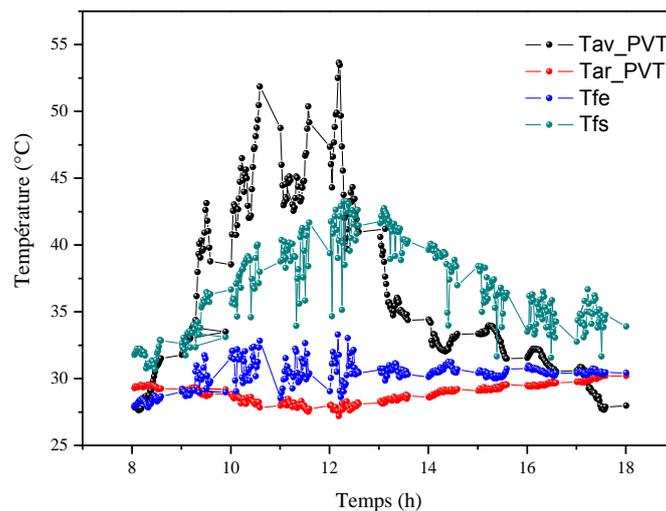


Figure IV.34 : Valeurs expérimentales de températures des différents composants de PVT pour le 27/10/2015

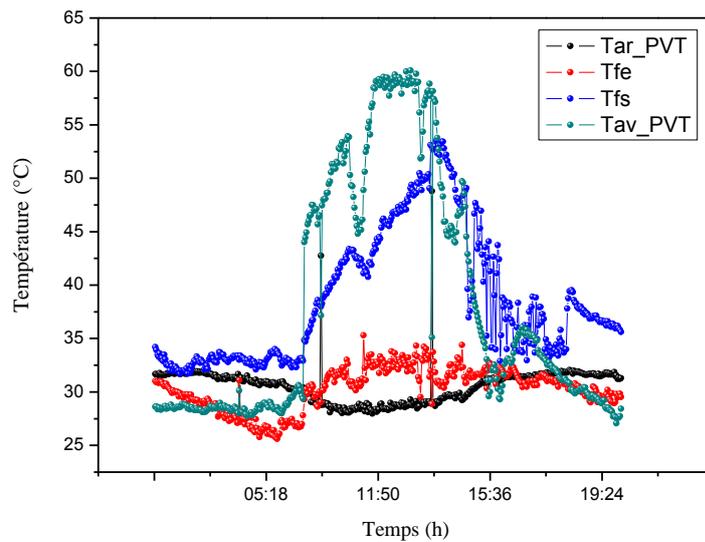


Figure IV.35 : Valeurs expérimentales des températures mesurées dans les différents composants de capteur PVT pour le 2/11/2015

La variation horaire des résultats théoriques et expérimentaux de la température de sortie de fluide dans le capteur PVT est représentée sur la figure (IV.36). On constate que l'écart de température de l'eau est trouvé égal à 19.959°C à 13.23h. Le coefficient de corrélation et l'erreur quadratique sont respectivement 0.825 et 9.673%.

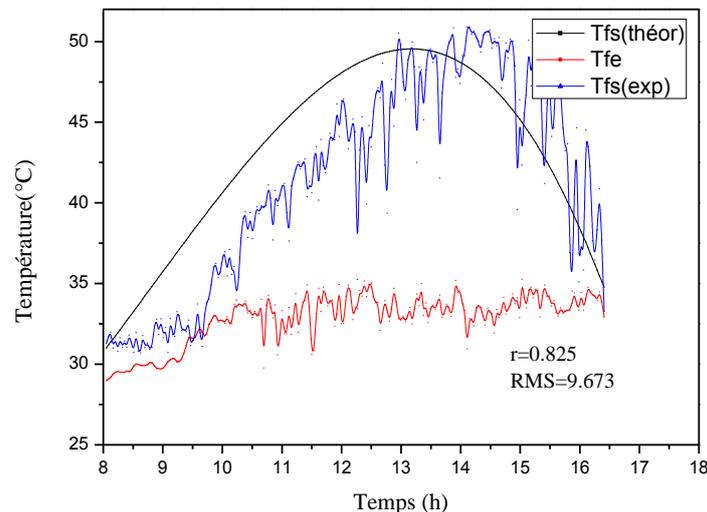


Figure IV.36 : Comparaison de la valeur théorique et expérimentale de la température de sortie de fluide.

La comparaison de résultat de simulation et expérimentale de l'énergie thermique du collecteur PVT est représentée sur la Figure (IV.37). Le coefficient de corrélation et l'erreur quadratique moyenne sont respectivement 0.760 et 31.36%.

L'écart entre les valeurs théoriques et expérimentales sont dû aux facteurs tels que : fluctuations instantanées de la vitesse du vent, rayonnement solaire et la température ambiante, l'accumulation de poussière sur les modules PV et les pertes optiques.

Les paramètres d'erreurs entre les résultats simulés et ceux obtenus par les mesures expérimentales peuvent s'expliquer comme suit :

- Les résultats expérimentaux tels que le rayonnement solaire et de la température ambiante incluse dans les résultats de la simulation, ont été obtenues par interpolation et des méthodes d'ajustement de courbe. ce qui diminue la précision des données mesurées ;
- La vitesse du vent n'est pas constante et a un effet direct sur le coefficient de perte de chaleur globale qui peut diminuer la précision des résultats simulés ;
- Le produit d'absorptivité et transmissivité effective qui est normalement changé au cours de la journée avec le changement de l'angle d'incident ;

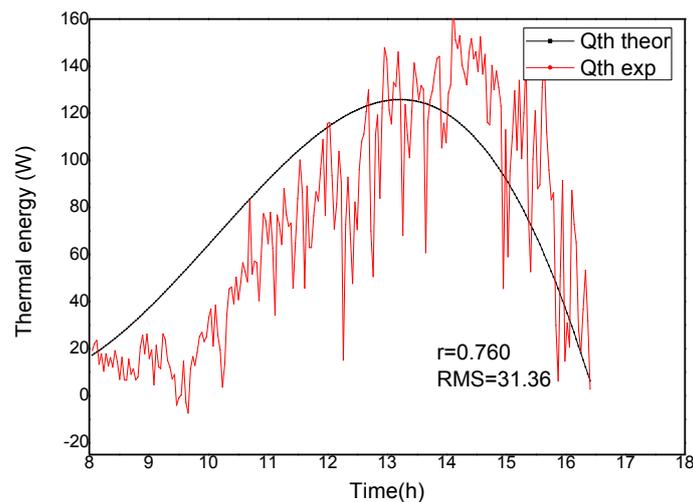


Figure IV.37 : Comparaison de la valeur théorique et expérimentale de l'énergie thermique produite par le capteur PVT

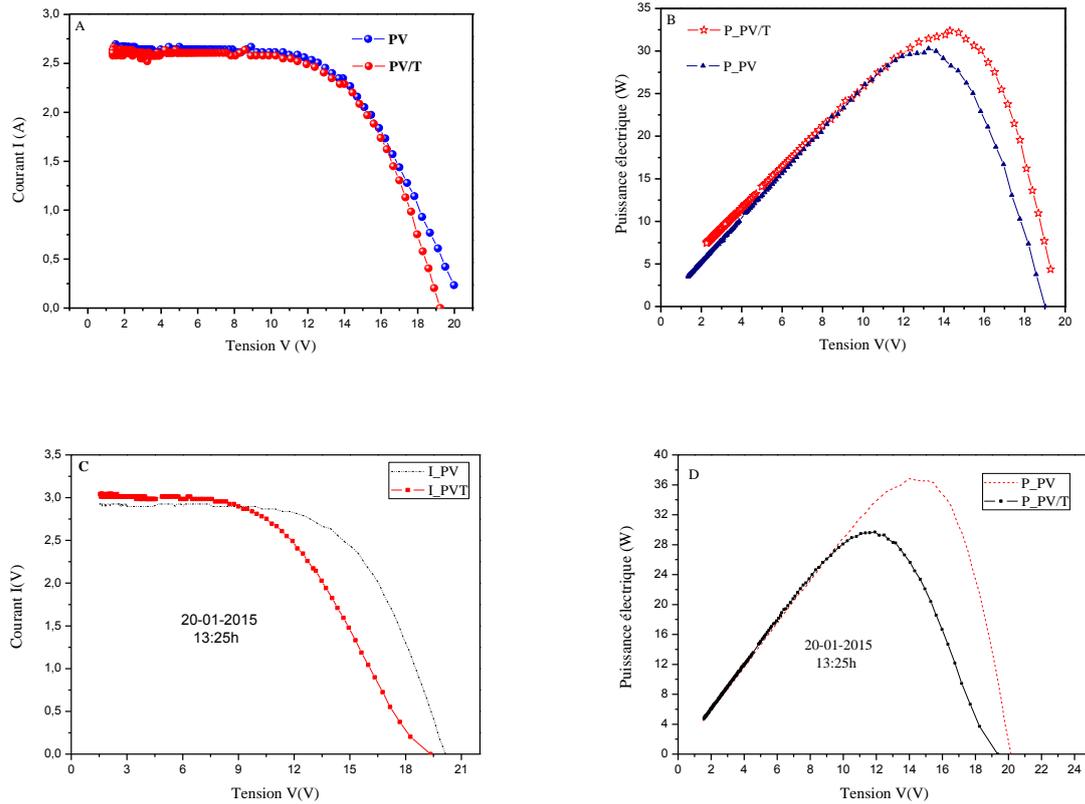


Figure IV.38 : (A, B, C, D) Les performances électriques des deux capteurs Module PV et capteur PVT.

La caractéristique $I(V)$ parfois pourrait être inférieure à celle donnée par le module PV pour les raisons suivantes :

- Des températures plus élevées de cellules par exemple imposées par la collecte de chaleur fluide.
- Une faible conductivité thermique entre la couche de module PV et le fluide. Implique que la surface des modules PV devient chaude et par conséquent, les pertes thermiques sont améliorées.
- La résistance thermique supplémentaire créée par l'adhésif.
- Augmentation de la résistance au transfert de chaleur accrue introduite entre la cellule et l'absorbeur.

Comme le montre la Figure (IV.39) L'efficacité thermique et électrique du système est observée à 12.7% et 36.32%, respectivement.

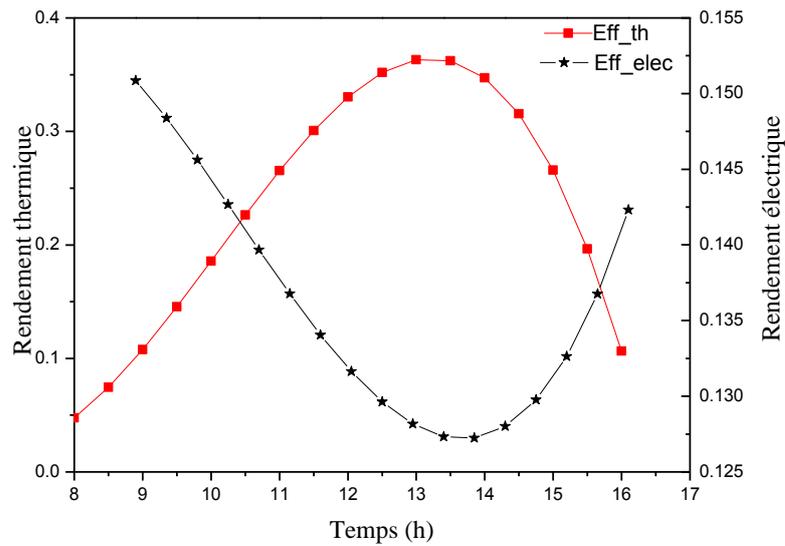


Figure IV.39 : Rendement électrique et thermique de capteur PVT étudié

Une simulation sous MATLAB a été développée afin de prédire l'efficacité thermique des différents modèles PVT. La figure (IV.40) montre la variation de rendement thermique η_{th} dans différentes configurations de PVT à eau ; le ratio $\Delta T/G$ ($^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}^{-1}\text{m}^2$) représente la température réduite, avec $\Delta T = T_i - T_a$ (K). Le collecteur PV/T en tubes verticaux parallèles fournit la valeur la plus élevée de rendement thermique à une température réduite égale à zéro. Il a été retrouvé égale à 41.86% et de 30% pour le capteur PVT en cuve qui représente le faible rendement.

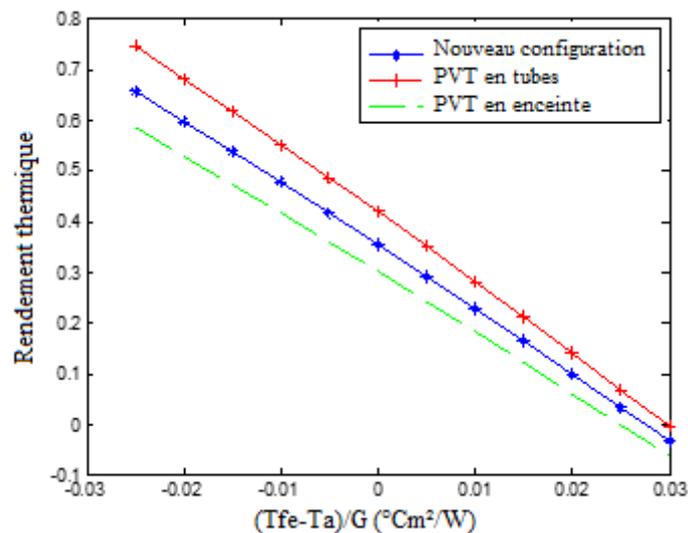


Figure IV.40 : Variation de rendement thermique en fonction de la température réduite pour les différents capteurs PVT

IV.7/ Approche numérique de la faisabilité d'une 2^{ème} nouvelle configuration de capteur PVT

L'évaluation des collecteurs PVT a été mis en œuvre en fonction des caractéristiques physiques des cellules photovoltaïques commerciales ; donc leur application commerciale est limitée. Pour le Tedlar, il possède de bonnes propriétés d'isolation électrique entraînant une réduction de l'efficacité électrique. Les chercheurs ont constaté que le système PV hybride avec vitrage et sans Tedlar a donné les meilleures performances énergétiques.

Dans cette partie nous avons pensé à une étude de la faisabilité d'une nouvelle conception de collecteur PVT effectué par la modification d'un panneau PV commercial par l'intégration de deux tubes en verre au-dessus de la cellule photovoltaïque collé sur le ruban métallique mince avant son encapsulation pour assurer son refroidissement, afin d'éviter la barrière d'extraction thermique (couche Tedlar).

Une simulation des transferts de chaleur de modèle en 3D a été élaborée à l'aide d'un logiciel commercial COMSOL MULTIPHYSICS.

IV.7.1/ Analyse thermique de la cellule PV

Le principe de la conservation d'énergie est appliqué à la cellule PV pour calculer ses performances :

$$\tau_g(\alpha_c p + \alpha_T(1 - p) - p\eta_e)G(t)Ldx = [U_t(T_c - T_a) + U_b(T_c - T_a)]Ldx \quad (IV.56)$$

A partir de l'Eq. (IV.56), l'expression de la température de la cellule est comme suit :

$$T_c = \frac{(\alpha\tau)_{eff}G + U_t T_a + U_b T_a}{U_t + U_b} \quad (IV.57)$$

$$(\alpha\tau)_{eff}G = (\alpha_c p + \alpha_T(1 - p) - p\eta_e) \quad (IV.58)$$

$$U_t = \left[\frac{\delta_g}{\lambda_g} + \frac{1}{(h_{conv} + h_{rad})} \right]^{-1} \quad (IV.59)$$

h_{conv} est le coefficient de transfert convective dû au vent, h_{rad} est le coefficient de transfert radiatif (Cellule PV – Ambient).

IV.7.2/ Nouvelle configuration proposée de capteur hybride PVT

Figure (IV.41.a) présente une vue d'une cellule photovoltaïque ordinaire, figure (IV.41.b) montre la nouvelle configuration de cellule PV (avec des tubes de refroidissement) en verre d'un diamètre interne de 4mm collés au-dessus de la couche de la couche supérieur et avant l'encapsulation.

Comme il est montré, l'insertion des grilles dans la cellule est nécessaire pour guider et réguler le flux des électrons produit par l'irradiation solaire, il réduit la zone d'exposition → réduire l'efficacité de conversion. Les cellules photovoltaïques peuvent être combinés et reliés entre eux par un métal conducteur de telle sorte qu'elles permettent d'obtenir exactement la puissance requise.

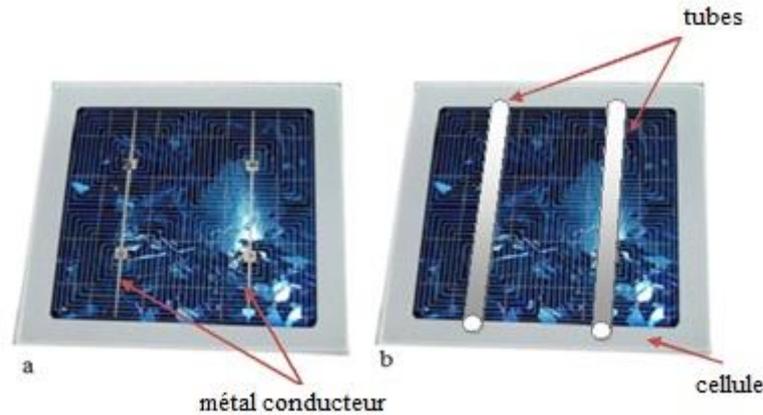


Figure IV.41 : (a) Cellule PV ordinaire. (b) Nouvelle conception de capteur hybride PVT

IV.7.3/ Simulation sous COMSOL de la 2^{ème} configuration

Le but de cette simulation est de présenter l'évaluation de la performance des cellules photovoltaïques avec et sans circulation de fluide, en utilisant le logiciel COMSOL MULTIPHYSICS, (Module : transfert de chaleur conjugué).

La géométrie en 3D de la nouvelle configuration du PVT collecteur (représenté sur la Figure IV.42) développée sous COMSOL.

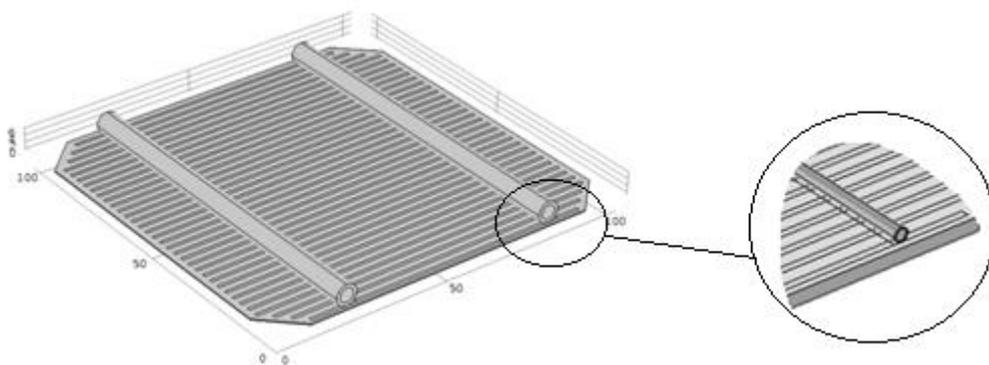


Figure IV.42 : Vue en trois-dimension de la géométrie sous COMSOL.

Lorsque le rayonnement solaire frappe le panneau photovoltaïque, une partie est réfléchiée dans l'atmosphère, une autre partie est absorbée, et la partie restante est convertie par les cellules photovoltaïques en électricité.

La loi de Fourier de conduction de chaleur a été utilisée par les interfaces de transfert de chaleur sous COMSOL.

La forme différentielle est exprimée mathématiquement par l'équation ci-dessous.

$$\vec{q} = -k\Delta T \quad (\text{IV. 61})$$

Où

\vec{q} est le vecteur local de flux de chaleur, (W/m^2);

k est la conductivité thermique de matériau, ($\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$);

ΔT est le gradient de température, (K/m).

Tableau IV.3 : Paramètres utilisés dans la simulation.

Nom	Valeur
surface de cellule	103x103(mm)
v1	0.0001[m/s]
G	1000[W/m ²]
T _{amb}	293.15[K]
T _{ext}	T _{amb} [K]
η _o	0.15
β	0.0045[°C ⁻¹]
h _{rad}	5.8[W/(m ² *K)]
p	0.83
De	0.006 (m)
Di	0.004 (m)

IV.7.4/ Conditions adopté dans la simulation

Plusieurs conditions adoptées pour simplifier le problème d'optimisation et réduire le temps.

Les hypothèses considérées sont comme suit :

- La vitesse du vent, de 1 m/s.
- le rayonnement global, de 1000 W/m².
- la température ambiante 293,15K.
- la vitesse d'écoulement de l'eau est introduite à la température de l'eau d'entrée à 293.15K,
- Un coefficient de transfert de chaleur convectif est de 5,8 W/(m².K)
- l'écoulement de fluide est considéré comme laminaire et incompressible. le débit d'eau, mis à la pression à la sortie, à une pression = 1 atm (1.0133x10⁵ Pa) ;

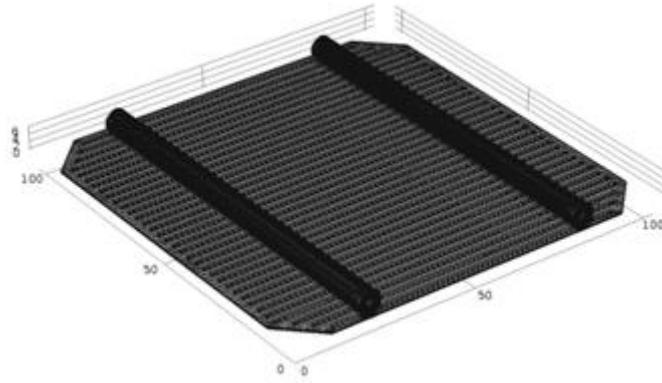


Figure IV.43 : Vue de maillage utilisé.

IV.7.5/ Résultats et discussion

Dans cette simulation, les mêmes données météorologiques sont utilisées pour simuler le fonctionnement du système PV dans les conditions de refroidissement et de non-refroidissement.

La distribution de la température dans la cellule solaire est présentée sur la figure (IV.44.a), sa valeur égale à $74,87^{\circ}\text{C}$ pour une irradiation de 1000 W/m^2 , température ambiante de 293.15K et la vitesse du vent = 1m/s . Dans la figure (IV.44.b) la cellule photovoltaïque avec encapsulation a été simulée par la superposition de plusieurs couches, de verre, de silicium et de la couche Tedlar (feuille arrière), leurs épaisseurs sont respectivement 3cm , $350\mu\text{m}$ et $200\mu\text{m}$. La figure (IV.44.c) illustre la variation de température selon l'épaisseur des couches, la température de la cellule de silicium atteint une valeur maximale égale à $82,87^{\circ}\text{C}$.

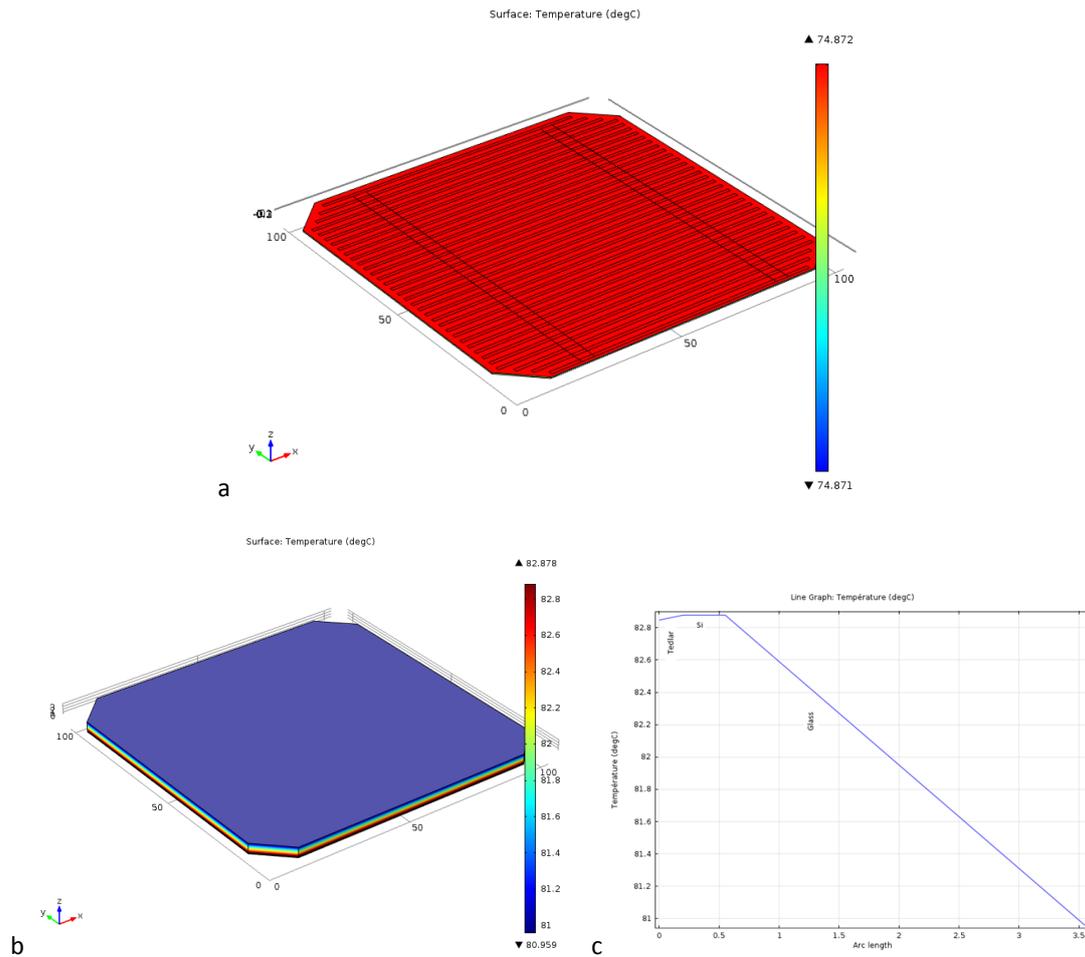


Figure IV.44 : a distribution de température dans la cellule PV
 b distribution Température dans la cellule PV cell avec encapsulation.
 c Graph de température dans les différentes couches.

Une nouvelle configuration de PV/T est étudiée, avant d'insérer le fluide ; la surface de la cellule solaire est uniformément chauffée, comme cela est représenté sur la figure (IV.44.a). Lorsque le débit d'eau est introduit, la température de la cellule commence à se diminuer de façon linéaire de l'entrée vers la sortie de fluide. La variation de température apparaît à la figure (IV.45) donne une variation entre 49.12°C et 55.61°C pour une vitesse d'écoulement égale à 0.01m/s et une réduction de 74°C à 45°C (moyenne de 43.88°C à 49.74°C) pour le cas de l'irradiation solaire égale à 1000 W/m^2 et une vitesse d'écoulement d'eau égale à $0,51\text{m/s}$, montré sur la figure (IV.45.b).

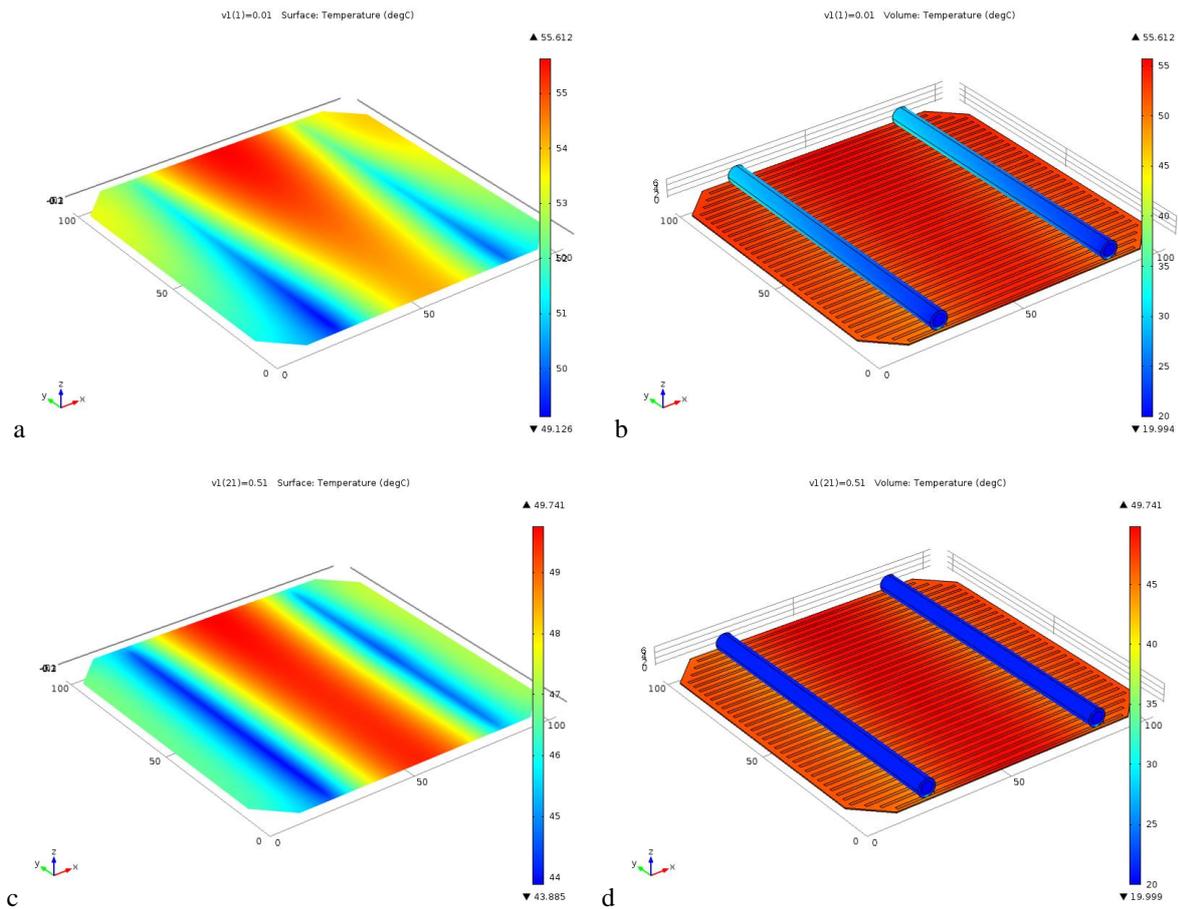


Figure IV.45 : a surface –b volume. Température dans le nouveau capteur PVT pour $v=0.01$ m/s
c surface –d volume. Température dans le nouveau capteur PVT pour $v=0.51$ m/s

L'énergie électrique de la cellule photovoltaïque est présentée sur la figure (IV.46) ; On peut observer que l'énergie électrique est une fonction linéaire de la température du module. L'énergie électrique du module PV diminue avec l'augmentation de la température du module PV.

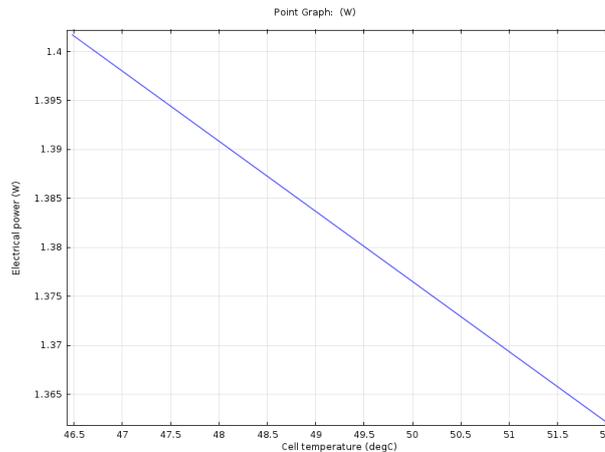


Figure IV.46 : Puissance électrique en fonction de la température de cellule PV.

Pour l'analyse paramétrique dans cette partie, la plage de vitesse est (0.01 – 0.7) m/s avec un pas de 0.025m/s. Son influence sur la température et la puissance électrique du collecteur PVT sont présentées sur la figure (IV.47.a) et figure (IV.47.b). La température de la cellule photovoltaïque diminue avec l'accroissement de la vitesse de l'écoulement jusqu'à ce que la vitesse atteigne environ 0.5m/s ; elle se stabilise à une valeur relativement constante égale à 45.9°C.

Lorsque le débit augmente au-delà de la vitesse de 0.5m/s, le rendement électrique de la nouvelle conception du collecteur sera maintenu à un niveau relativement constant, comme représenté sur la figure (IV.47.b). Ça s'explique que la chaleur extraite par le fluide de refroidissement atteint un niveau saturé et il ne peut plus être encore augmenté quel que soit la valeur de vitesse d'écoulement.

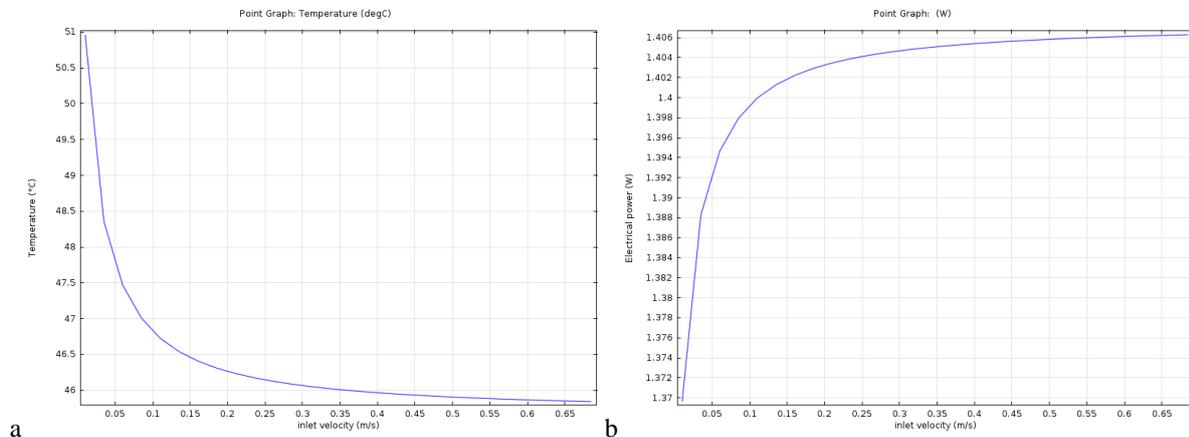


Figure IV.47 : a. Température en fonction de vitesse d'écoulement dans le nouveau capteur PVT.
b. Energie électrique en fonction de la vitesse d'écoulement dans le nouveau capteur PVT.

IV.7.6/ Connexion des cellules photovoltaïque PV :

Un assemblage de N cellules solaires connectées en série est présentée, où la température de sortie de fluide de la cellule N-1 devient la température d'entrée à la cellule N.

Le milieu de refroidissement passe de toutes les colonnes de cellules. Par conséquent, des températures plus élevées sont observées dans les colonnes de cellules à la sortie de fluide de refroidissement.

Le gradient de température depuis l'entrée vers la sortie dépend du type de fluide, le débit de fluide, le matériau et les dimensions de la conduite, le rendement des cellules et de rayonnement solaire.

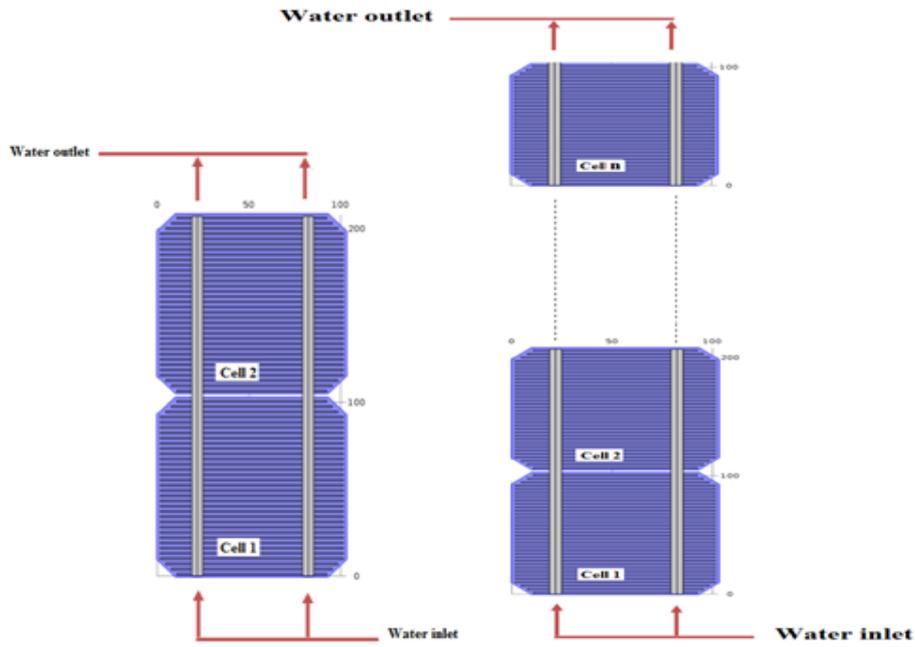


Figure IV.48 : Conception des tubes de refroidissement dans les cellules solaires connectées en série N.

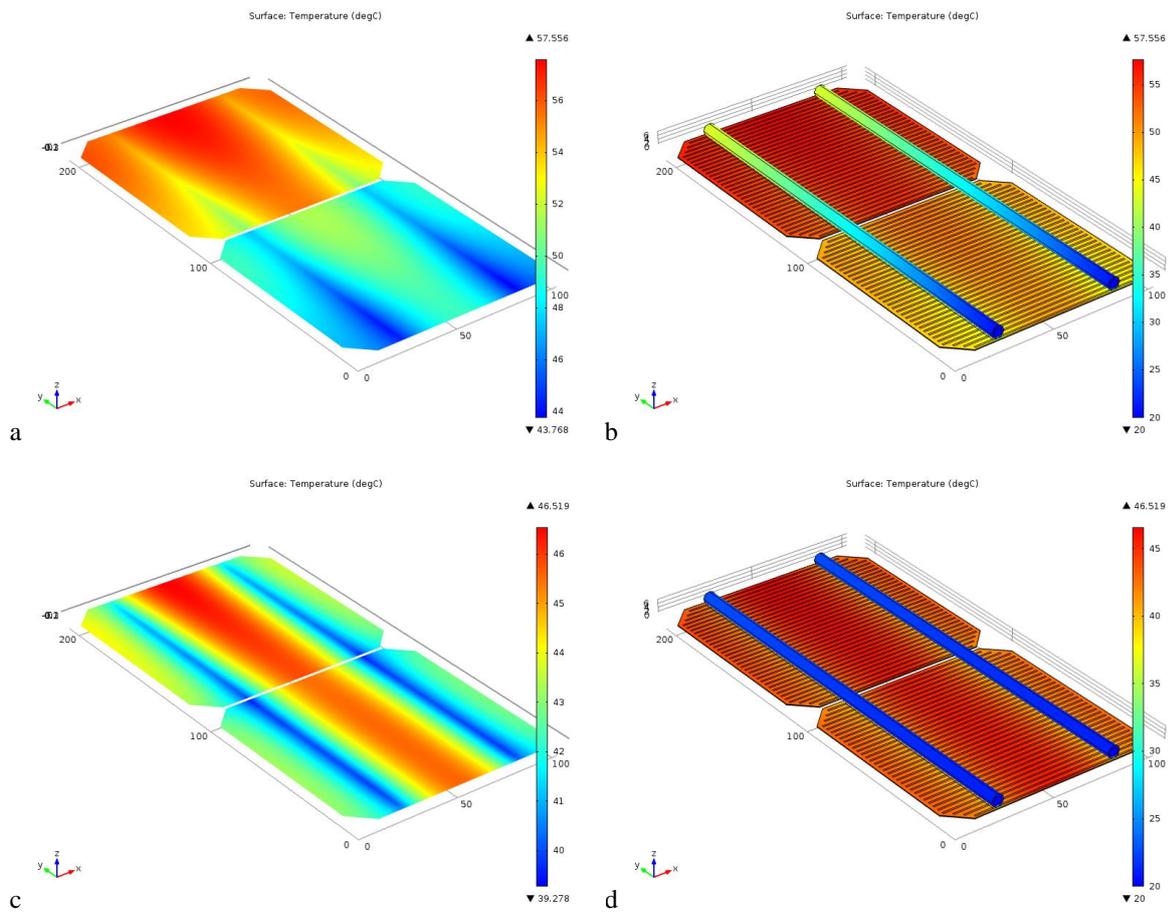


Figure IV.49 :
 a surface –b volume. Température dans les deux cellules connectées en séries avec un tubes de refroidissement $v=0.01m/s$
 c surface –d volume. Température dans les deux cellules connectées en séries avec un tubes de refroidissement $v=0.25m/s$

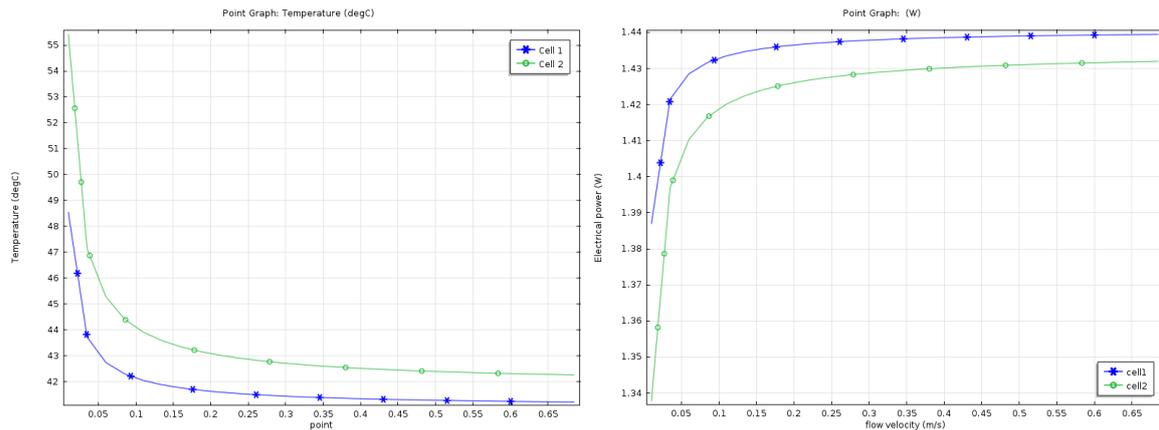


Figure IV.50 : a Temperaturte -b energie électrique en fonction de vitesse d'écoulement dans deux cellules connectées en séries avec le fluide de refroidissement

IV.8/ Conclusion

Le travail présenté concerne l'étude théorique et expérimentale d'un collecteur thermique hybride photovoltaïque solaire ou PVT. Nouvelle configuration de l'absorbeur est utilisée. Cette configuration est un assemblage entre deux échangeurs ; le premier est PVT dans des tubes verticaux parallèles et dans une seconde enceinte. La modélisation repose sur un système d'équations établies par bilan d'énergie. Ces équations, des EDO, traduisent les variations des températures prises comme variables d'état.

En plus une simulation en 3 dimensions sous le logiciel COMSOL software est effectuée afin de prédire les performances de ce système dans les conditions réelles.

L'évaluation de la performance d'un collecteur PVT a été réalisée. Un modèle thermique détaillé a été élaboré pour calculer les paramètres thermiques et électriques d'un PVT collecteur typique. Quelques corrections ont été effectuées sur les coefficients de perte de chaleur dans le but d'améliorer le modèle thermique d'un PVT collecteur.

Une bonne adéquation entre températures expérimentales et températures théoriques atteste d'une bonne description des phénomènes et des interactions ayant lieu lors du fonctionnement du système.

Une deuxième étude qui présente une première approche de la faisabilité d'une autre nouvelle configuration de capteur PVT a été développé sous COMSOL, elle comprend une simulation des cellules PV avec et sans système de refroidissement. Les résultats de simulation montrent que cette nouvelle géométrie peut améliorer les performances électriques du générateur photovoltaïque en abaissant sa température de fonctionnement.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Nous nous sommes intéressé à exploiter deux formes d'énergies dans un même espace par la création d'un capteur hybride photovoltaïque thermique qui fait le couplage entre le module photovoltaïque et le capteur thermique afin de fournir ses deux formes d'énergies, électrique et thermique simultanément. Ce couplage va permet aussi le refroidissement des cellules solaires et par conséquence, l'amélioration de son rendement électrique.

Le travail effectué dans le cadre de cette thèse avait pour objectif de présenter une modélisation d'un nouveau prototype d'un capteur hybride photovoltaïque thermique à travers un prototype conçu et développé au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelable.

Cette étude s'est faite en deux parties, qui ont été :

1. La modélisation puis simulation des performances énergétiques du prototype hybride.
2. la validation expérimentale des résultats obtenus.

Afin d'évaluer les performances du prototype étudié, une étude énergétique par le biais de la température et de rendement calculés, permettraient d'aborder l'estimation des performances énergétiques de cette nouvelle configuration pour des conditions météorologiques typiques. Une étude comparative a été faite dans le but de mettre en évidence l'apport de cette nouvelle configuration par rapport aux autres modèles. La simulation numérique de notre modèle de capteur solaire PVT à eau a été développée en régime dynamique sous MATLAB par la méthode de Newton Raphson. Et en vu de prédire les performances de ce système en conditions réelles une simulation numérique en 3D avec un logiciel du commerce a été mise en œuvre, notre choix s'est porté sur le logiciel *Comsol Multiphysics*.

Rappelons également que l'élément de comparaison le plus significatif est le rendement, pour notre modèle de capteur hybride PVT. L'avantage d'une telle structure est la simplicité d'implantation par rapport à celui de la configuration en tube et l'amélioration du gain énergétique en comparant à celui dans la configuration en cuve, sans oublier le faible coût résultant par l'utilisation de l'acier galvanisé dans la fabrication de l'absorbeur par rapport à celui du cuivre.

La confrontation ensuite des résultats avec des mesures expérimentales sur des périodes journalières a permis la validation des résultats de la simulation. Le modèle développé apporte des résultats relativement correctes pour l'échelle journalier choisi, mais aussi des perturbations dans les écarts entre les valeurs théoriques et expérimentales qui sont dû aux facteurs qui ne figurent pas dans le modèle mathématique tels que : fluctuations instantanées de la vitesse du vent, rayonnement solaire et la température ambiante, l'accumulation de poussière sur les modules PV et les pertes optiques.

Les paramètres d'erreurs entre les résultats simulés et ceux obtenus par les mesures expérimentales peuvent s'expliquer comme suit :

- Les résultats expérimentaux tels que le rayonnement solaire et de la température ambiante incluse dans les résultats de la simulation, ont été obtenues par interpolation et des méthodes d'ajustement de courbe. ce qui diminue la précision des données mesurées ;
- La vitesse du vent n'est pas constante et a un effet direct sur le coefficient de perte de chaleur globale qui peut diminuer la précision des résultats simulés ;
- Le produit de transmissivité et d'absorptivité effective est normalement variable au cours de la journée avec le changement de l'angle d'incident ;

Dans notre travail on a proposé une deuxième nouvelle configuration de capteur hybride PVT. L'approche numérique établie nous a permis la confirmation de la faisabilité d'une telle conception qui va constituer une base de comparaison aux résultats déjà trouvés.

Et pour mieux apprécier la faisabilité d'une telle conception avec des matériaux performants, il est impératif d'assurer une parfaite isolation électrique et une bonne conductivité thermique simultanément. La prise en compte de ces deux points est indispensable afin d'éviter le problème des courts circuits dans les connexions séries, à titre d'exemple l'utilisation des tubes en (Cu ou Al) qui ont une bonne conduction électrique et une bonne absorption thermique. En plus ; Une meilleure connaissance des propriétés thermiques de la résine utilisée pour l'interface cellule photovoltaïque/absorbeur (tube) pourrait éviter aussi ce problème.

En perspectives ; notre 2^{ème} modèle simulé par les éléments finis pourra être étendu pour la conception de matériaux différents et d'autres dimensions des modules. A partir des résultats de simulation, on constate que cette 2^{ème} configuration de PVT peut effectivement réduire la température du module photovoltaïque et améliorer par conséquent ses performances électriques.

La chaleur extraire pourrait alors être utilisée pour chauffer de l'eau ou être transformée en une autre énergie (mécanique ou électrique), de même pourrait aider à augmenter le rendement électrique du module et exploiter l'énergie thermique recueillie.

Références

Références

- [1] J.M Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, 1984.
- [2] R. Bernard ; G. Menguy ; M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier, 2ème édition 1980.
- [3] Charles Chauliagnet : L'énergie solaire dans le bâtiment, Editions Eyrolle 1981. P22, 32 et p147-148.
- [4] Maria Brogren, « Optical Efficiency of Low-Concentrating Solar Energy Systems with Parabolic Reflectors », UPPSALA university, Sweden 2004.
- [5] Jacques BERNARDS, « énergie solaire Calculs et optimisation », Août 2004 France.
- [6] Sandnes Bjornar, Rekstad John. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model. Sol Energy 2002; 72(1):63–73.
- [7] Anderson TN, Duke M, Carson JK. Designing photovoltaic/thermal collectors for building integration. Sol Energy: Res TechnolAppl 2008:403–26.
- [8] Lu ZH, Yao Q. Energy Analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers. Sol Energy 2007; 81(5):636–47.
- [9] Jarrett Carriere, Stephen Harrison. A2-dimensional heat transfer analysis of a sheet-and-tube flat plate PV/thermal collector.
- [10] Zondag HA. Flat-plate PV–thermal collectors and systems: a review. Renewable Sustainable Energy Rev 2008; 12(4):891–959.
- [11] Dupeyrat Patrick, Menezo Christophe, Wirth Harry, Rommel Matthias. Improvement of PV module optical properties for PV–thermal hybrid collector application. SolEnergyMaterSolCells 2011; 95(8):2028–36.
- [12] Dupeyrat Patrick, Menezo Christophe, Rommel Matthias, Henning HansMartin. Efficient single glazed flat plate photovoltaic–thermal hybrid collector for domestic hot water system. Sol Energy 2011; 85(7):1457–68.
- [13] Santbergen R, van Zolingen RJC. The absorption factor of crystalline silicon PV cells: a numerical and experimental study. Sol Energy Mater Sol Cells 2008 ; 92:432–44.
- [14] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [15] DUFFIE J. A., BECKMAN W. A., Solar energy thermal processes, John Wiley and Sons, New York, 1974.
- [16] C.Delerome « Revue internationale d'héliotechnique ». 1997

- [17] Stéphane Astier. ‘‘Conversion photovoltaïque du rayonnement solaire à la cellule’’, revue techniques de l’ingénieur d3935.
- [18] G. Lorenzini, C. Biserni & G. Flacco, Solar Thermal and Biomass Energy, University of Bologna, Italy, WIT Press, Transactions on Engineering Sciences Vol 68. 2010.
- [19] Sharma Atul. A comprehensive study of solar power in India and World. Renewable Sustainable Energy Rev 2011 ; 15:1767–76.
- [20] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 07.
- [21] Ludovic Protin, Stéphane Astier ‘‘Convertisseurs photovoltaïques’’, Traite Génie Electrique D 3360, Techniques de l’ingénieur.
- [22] Revues : Systèmes solaires, l’observateur des énergies renouvelables : www.energies-renouvelables.org
- [23] Luque A, Hegedus S. Handbook of photovoltaic science and engineering. 2nd ed. West Sussex: John Wiley & Sons; 2011.
- [24] Michael S. On the evaluation of spectral effects on photovoltaic modules performance parameters and hotspots in solar cells. Ph.D. Thesis. University of FortHare; 2009
- [25] Christophe Ménézo, Intégration de capteurs hybrides photovoltaïques Thermiques au bâti. RAPPORT FINAL, Projet de Recherche Intégré 6.2, JUILLET 2004.
- [26] Yiannis Tripanagnostopoulos, Hybrid Photovoltaic/Thermal Collectors, Building Integration of Solar Thermal Systems – TU1205 – BISTS, Univ. of Patras, Patra, Greece.
- [27] Sébatien MARC et al. ‘‘Rapport de stage’’, Pré-étude d’un système couplé photovoltaïque/thermique, Université JOSEPH FOURIER. 2010.
- [28] Redpath David AG, Singh Harjit, Tierney Christopher, Dalzell Philip. An experimental comparison of two solar photovoltaic–thermal (PVT) energy conversion systems for production of heat and power. Energy Power 2012; 2 (4):46–50.
- [29] El Amrani A, Mahrane A, Moussa FY, Boukennous Y. Solar module fabrication. Int J Photo energy 2007 Article ID 27610.
- [30] Ji-Tao Liu. Tiffany Kang., Peng Ye. Application note: differential scanning calorimetry. Perkin Elmer. Du Pont Photovoltaic Encapsulants. Du Pont; 2011.
- [31] STR protected Are your modules STR protected, STR ((www.strsolar.com)).
- [32] Ji Jie, Lu Jian-Ping, Chow Tin-Tai, He Wei, Pei Gang. A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation. Appl Energy 2007; 84:222–37.

- [33] Santbergen R, van Zolingen RJCh. Modeling the thermal absorption factor of photovoltaic/thermal combi-panels. *Energy Convers Manage* 2006; 47 (20):3572–81.
- [34] Armstrong A, Hurley WG. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Appl Therm Eng* 2010; 30:1488–95.
- [35] Du B, Hub E, Kolhech M. Performance analysis of water-cooled concentrated photovoltaic (CPV) system. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2012; 16:6732–6.
- [36] Chatterjee S, Tamizh Mani G. BA PV arrays: side-by-side comparison with and without fan cooling. In: *IEEE photovoltaic specialist's conference (PVSC) 2011*; vol 7: pp 537–542.
- [37] Parida Bhubaneswari, Iniyani S, GoicRanko. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2011; 15:1625–36.
- [38] Van Helden WGJ, Van Zolingen RJCH, Zondag HAPV. Thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2004; 12:415–26.
- [39] John Hollick. PV–thermal systems—capturing the untapped energy. *Conserval Engineering Inc.* (http://solarwall.com/media/images-articles/ASESP_a_per-PVThermal_Systems-the_Untapped_Energy_175A3.pdf).
- [40] Volther—hybrid PVT solar collectors. *New form energy*; 01–03.
- [41] Pascal Affolter, Wolfgang Eisermann, Hubert Fechner, Matthias Rommel, Anton Schaap, Henrik Sorensen, et al. Roadmap/A European guide for the development and market introduction of PV–thermal technology, contract no. 502775(SES6).
- [42] Ye Zhangbo Li Qifen, Qunzhi Zhu. Pan Weiguo. The cooling technology of solar cells under concentrated system. *IEEE—IPEMC 2009*:2193–7.
- [43] Huang BJ, Yang PE, Lin YP, Lin BY, Chen HJ, Lai RC, et al. Solar cell junction temperature measurement of PV module. *Sol Energy* 2011; 85:388–92.
- [44] Andreev VM, Grilikhes VA, Rummyantsev VD. *Photovoltaic conversion of concentrated sunlight*. London: John Wiley; 1997.
- [45] Radziemska E. The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells. *Renewable Energy* 2003; 28:1–12.
- [46] Moshfegh B, Sandberg M. Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. *Renewable Sustainable Energy Rev* 1998; 2:287–301.
- [47] Del Cueto J.A. Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. In: *Proceeding of the 29th IEEE PV specialists conference, New Orleans, USA; 20–24 May 2002*.

- [48] Yang L, Ye QH, Ebong A, Song WT, Zhang GJ, Wang JX, et al. High efficiency screen printed bifacial solar cells on monocrystalline CZ silicon. *Prog Photovoltaics Res Appl* 2011; 19:275–9.
- [49] Jelle BP, Breivik C, Røkenes HD. Building integrated photovoltaic products: a state-of-the-art review and future research opportunities. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2012; 100:69–96.
- [50] Kern JREC, Russell MC. Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems. In: *Proceedings of the 13th IEEE PV specialist conference*; 1978:pp1153–1157
- [51] Zhang X, Zhao X, Smith S, Xub J, Yuc X. Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2012; 16:599–617.
- [52] Xu X., Meyers M.M., Sammakia B.G., Murray B.T. Thermal modeling of hybrid concentrating PV/T collectors with tree-shaped channel networks cooling system. In: *13th IEEE THERM Conference*; 2012: pp1131-1139
- [53] Royne A, Dey CJ, Mills DR. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. *J Solar Energy Solar Cell* 2005; 86:451–83.
- [54] Teo et al. “An active cooling system for photovoltaic modules”, *Applied Energy* 90 (2012) 309–315.
- [55] D. E. Carlson, “Temperature dependence of amorphous silicon solar cell PV parameters”, *IEEE photovoltaic specialist’s conferences* (2000), 707 – 712.
- [56] Jones, A.D., Underwood, C.P., 2001. A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy* 70, 349–359.
- [57] B. Sorensen, ‘PV Power and Heat Production: An added value’, *Renewable Energy*, Academic Press, London (2000).
- [58] E. Radziemska, ‘Thermal Performance of Si and Ga–As based Solar Cells and Modules’, *Progress in Energy and Combustion Science*, 29 (2003), 407–424.
- [59] K. Agroui et al. “Caractérisations Electriques et Thermiques d’un Module PV au Silicium Multi cristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien”, *Rev. Energ. Ren.: ICPWE* (2003) 19-25.
- [60] Joshi AS, Tiwari A, Tiwari GN, Dincer I, Reddy BV. Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass-to-glass) system. *Int J Therm Sci* 2009; 48:154–64.
- [61] Tiwari GN, Mishra RK, Solanki SC. Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling. *Appl Energy* 2011; 88(7):2287–304.

- [62] Solar electricity. In: Markvart T, editor. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons; 2000.
- [63] Kurtz S. Opportunities and challenges for development of mature concentrating photovoltaic power industry. National Renewable Energy Laboratory. 2011; 5200–43208 (NREL/TP).
- [64] SOPIAN K. et al., « Natural Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems Energy Conversion and Management, Vol. 41, 353-365 (2000).
- [65] D.K. Edwards. « Capteurs solaires », SCM, Paris, 1985.
- [66] Le rayonnement solaire, conversion thermique et application technique et documentation, Paris 1980.
- [67] Dr Abdelkrim HADDAD, « TRANSFERTS THERMIQUES » un cours de base pour les étudiants en cycle de graduation avec plus de 100 problèmes et exercices résolus, Alger 2001, Dar -EI- Djazairia
- [68] Dominique Marchio et Paul Reboux, « Introduction aux transferts thermiques», © École des mines de Paris, 2008
- [69] Duffie and Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2nded. New York: Wiley, 1991.
- [70] Modélisation d'un système hybride PVT, Université de La Réunion, Faculté des Sciences et Technologie Laboratoire d'Energétique, d'Electronique et de procédés, 2009.
- [71] Henrik Sorensen, Herbert Zondag. PV Catapult/European Collaboration for identification of PV research and markets opportunities, socio-economic studies, performance assessment, and dissemination of PV and PV–thermal technology, D3-3: report PVT workshop1. Contractno. 502775 (SES6); 2005.
- [72] Ibrahim Adnan, Yusof Othman Mohd, Ruslan Mohd Hafidz, Mat Sohif, Sopian Kamaruzzaman. Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. Renewable Sustainable Energy Rev 2011; 15(1):352–65.
- [73] Kamaruzzaman Sopian, GohLi Jin, Mohd Yusof Othman, Saleem H Zaidi, Mohd Hafidz Ruslan. Advanced absorber design for photovoltaic thermal (PVT) collectors. Recent Res Energy Environand Landscape Archit; 77–83. ISBN: 978-1-61804-052-7.
- [74] Charalambous PG, Maidment GG, Kalogirou SA, Yiakoumetti K. Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: a review. Appl Therm Eng 2007; 27:275–86.
- [75] Wolf M. 1976. Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences. Energy Conversion, 16, 79-90.

- [76] Russell, R.F. Uniform temperature heat pipe and method of using the same, Patent US4320246; 1982. USA.
- [77] Hendrie S.D. 1979. Evaluation of combined Photovoltaic/Thermal collectors. Proc. of Int. Conf. ISES, Atlanta, Georgia, USA, May 28 – June 1, Vol.3, 1865- 1869.
- [78] Florschuetz L.W. 1979. Extension of the Hottel -Whillier model to the analysis of combined photovoltaic / thermal flat plate collectors. Solar Energy 22, 361-366.
- [79] Cox C.H. III and Raghuraman P. 1985. Design considerations for flat - plate- photovoltaic/thermal collectors. Solar Energy 35, 227-241.
- [80] Sopian K, Liu H.T., Yigit K.S., Kakac S. and Veziroglu T.N. 1996. Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters. Energy Convers. Mgmt 37(11), 1657-1670.
- [81] Garg H.P., and Adhikari R. S. 1997. Conventional hybrid photovoltaic / thermal (PV/T) air heating collectors: steady – state simulation. Renewable Energy 11, 363-385.
- [82] Brinkworth B.J., Cross B.M., Marshall R.H. and Hongxing Yang. 1997. Thermal regulation of photovoltaic cladding. Solar Energy 61, 169-179.
- [83] Brinkworth B.J., Marshall R.H., Ibarahim Z. 2000. A valid model of naturally ventilated PV cladding. Solar Energy 69, 67-81.
- [84] Eicker U., Fux V., Infield D. and Mei Li. 2000. Heating and cooling of combined PV- solar air collectors facades. In Proc. Int. Conf. 16th Europ. PV solar energy. 1-5 May Glasgow, UK, 1836-1839.
- [85] Bazilian M., Leeders F., van der Ree B.G.C. and Prasad D. 2001. Photovoltaic cogeneration in the built environment. Solar Energy 71, 57-69.
- [86] Chow T.T. 2003. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. Solar Energy 75, 143-152.
- [87] Hegazy A.A. 2000. Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. Energy Convers. Mgmt 41, 861-881.
- [88] Ito S. and Miura N. 2003. Usage of a DC fan together with photovoltaic modules in a solar air heating system. In Proc (CD-ROM) ISES World Congress Goteborg, Sweden, 14-19 June.
- [89] Infield D., Mei Li., Eicker U. 2004. Thermal performance estimation for ventilated PV facades. Solar Energy 76, 93-98.
- [90] Charron R., Athienitis A.K. 2006. Optimization of the performance of double-facades with integrated photovoltaic panels and motorized blinds. Solar Energy 80, 482-491.

- [91] Brinkworth B.J., Sandberg M. 2006. Design procedure for cooling ducts to minimise efficiency loss due to temperature rise in PV arrays. *Solar Energy* 80, 89-103.
- [92] Bergene T. and Lovvik O.M. 1995. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy* 55, 453-462.
- [93] Elazari A. 1998. Multi Solar System – Solar multimodule for electrical and hot water supply for residentially building. In Proc. 2nd World Conf. On Photovoltaic Solar Energy Conversion, 6-10 July, Vienna, Austria, 2430-2433.
- [94] Hausler T. and Rogash H. 2000. Latent heat storage of photovoltaics. In Proc. 16th Europ. PV Solar Energy Conf., 1-5 May, Glasgow, U.K. Vol III, 265-2267.
- [95] Kalogirou S.A. 2001. Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid PV-Thermal solar system for Cyprus. *Renewable Energy* 23, 247-260.
- [96] Huang B.J. Lin T.H. Hung W.C. and Sun F.S. 2001. Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems. *Solar Energy* 70, 443-448.
- [97] Sandness B., Rekstad J. 2002. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate-experimental study and analytical model. *Solar Energy* 72, 63-73.
- [98] Zondag, H. A., De Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C. and Van Steenhoven A.A. 2002. The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector. *Solar Energy* 72, 113-128.
- [99] Zondag, H. A., De Vries D.W., Van Helden W.G.J., Van Zolingen R.J.C. and Van Steenhoven A.A. 2003. The yield of different combined PV-thermal collector design. *Solar Energy* 74, 253-269.
- [100] Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th., Souliotis M. and Yianoulis P. 2002a. Hybrid Photovoltaic/Thermal solar systems. *Solar Energy* 72, 217-234.
- [101] Tripanagnostopoulos Y. Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems. *Solar Energy* 81 (9), pp. 1117-1131, (2007).
- [102] Bhargava A.K., Garg H.P. and Agarwal R.K. 1991. Study of a hybrid solar system – solar air heater combined with solar cells. *Energy Convers. Mgmt.* 31, 471-479.
- [103] Garg H.P. and Agarwal P.K. 1995. Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. *Energy Conv. Mgmt.* 36, 87-99, 1995.
- [104] Sandness B., Rekstad J. 2002. A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate-experimental study and analytical model. *Solar Energy* 72, 63-73.
- [105] Jie J., Keliang L., Chow T.T., Gang P., Wei H., Hanfeng H. 2008. Performance analysis of a photovoltaic heat pump. *Applied Energy* 85, 680-693.

- [106] Notton G., Cristofari C., Mattei M., Poggi P. 2005. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering* 25, 2854-2877.
- [107] Busato F., Lazzarin R., Noro M. 2008. Experimental analysis of photovoltaic cogeneration modules. *International Journal of Low Carbon Technologies* 3-4, 221-244.
- [108] Coventry J.S., Lovegrove K. 2003. Development of an approach to compare the 'value' of electric and thermal output from a domestic PV/thermal system. *Solar Energy* 75, 63-72.
- [109] Bakker M., Zondag H.A., Elswijk M.J., Strootman K.J., Jong M.J.M. 2005. Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump. *Solar Energy* 78, 331-339.
- [110] Vokas G., Christandonis N., Skittides F. 2006. Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach. *Solar Energy* 80, 607-615.
- [111] Tiwari A. and Sodha M.S. 2006. Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation. *Solar Energy* 89, 751-759.
- [112] Fraisse G., Menezo C., Johannes K. 2007. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy* 81, 1426-1438.
- [113] Fang G., Hu H., Liu X. 2010. Experimental investigation on the photovoltaic-thermal solar heat pump air-conditioning system on water-heating mode. *Experimental Thermal and Fluid Science* 34, 736-743.
- [114] Chow T.T., He W., Ji J. 2006. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy* 80, 298-306.
- [115] Kalogirou S.A. and Tripanagnostopoulos Y. 2006. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. 2006. *Energy Conversion and Management* 47, 3368-3382.
- [116] Guiavarch A., Peuportier B. 2006. Photovoltaic collectors efficiency according to their integration in buildings. *Solar Energy* 80, 65-77.
- [117] Charron R., Athienitis A.K. 2006. Optimization of the performance of double-facades with integrated photovoltaic panels and motorized blinds. *Solar Energy* 80, 482-491.
- [118] Tonui J.K and Tripanagnostopoulos Y, 2007a. Improved PV/T solar collectors with heat extraction by natural or forced air circulation. *Renewable Energy* 32, 623-637.

- [119] Tonui J.K and Tripanagnostopoulos Y, 2007b. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvement. *Solar Energy* 81 (4), pp. 498-511.
- [120] Tonui J. K. and Tripanagnostopoulos Y. Performance Improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. *Solar Energy* 82, pp.1-12, (2008).
- [121] G. Gan, "Effect of air gap on the performance of building-integrated photovoltaics," *Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 913–921, 2009.
- [122] Anderson T.N., Duke M., Morrison G.L., Carson J.K. 2009. Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector. *Solar Energy* 83, 445-455.
- [123] Pantic S., Candanedo L., Athienitis A.K. 2010. Modeling of energy performance of a house with three configurations of building-integrated photovoltaic/thermal systems. *Energy and Buildings* 42, 1779-1789.
- [124] Agrawal B., Tiwari G.N. 2010. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. *Energy and Buildings* 42, 1472-1481.
- [125] Mazon R., Kaiser A.S., Zamora B., Garcia J.R., Vera F. 2011. Analytical model and experimental validation of the heat transfer and the induced flow in a PV cooling duct in environmental conditions. WREC 2011, Linköping, Sweden 8-13 May 2011, 2907-2915.
- [126] Dupeyrat P., Menezo Ch., Fortuin S. 2014. Study of the thermal and electrical performances of PVT solar hot water system. *Energy and Buildings* 68, 751-755.
- [127] Ciulla G., Lo Brano V., Cellura M., Franzitta V., Milone D. 2012. A finite difference model of a PV-PCM system. *Energy Procedia* 30, 198-206.
- [128] Kim J.H., Kim J.T. 2012. The experimental performance of an unglazed PV-thermal collector with a fully wetted absorber. *Energy Procedia* 30, 144-151.
- [129] Aste N., Del Pero C., Leonforte F., 2012. Thermal-electrical optimization of the configuration a liquid PVT collector. *Energy Procedia* 30, 1-7.
- [130] Aste N., Del Pero C., Leonforte F., 2014. Water flat plate PV-thermal collectors: A review. *Solar Energy* 102, 98-115.
- [131] Helmers H., Kramer K. 2013. Multi-linear performance model for hybrid (C) PVT solar collectors. *Solar Energy* 92, 313-322.
- [132] Kramer K., Helmers H. 2013. The interaction of standards and innovation: Hybrid photovoltaic-thermal collectors. *Solar Energy* 98, 434-439.

- [133] Fortuin S., Hermann M., Stryi-Hipp G., Nitz P., Platzer W. 2014. Hybrid PV-Thermal collector development: concepts, experiences, results and research needs. *Energy Procedia* 48, 37-47.
- [134] Touafek K., Khelifa A., Adouane M. 2014. Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector. 2014, *Energy Conversion and Management* 80, 71-77.
- [135] Matuska T. 2014. Performance and economic analysis of hybrid PVT collectors in solar DHW system. *Energy Procedia* 48, 150-156.
- [136] Leenders F. Shaap A.B, van der Helden B.G.C. 2000. Technology review on PV/Thermal concepts. In Proc. 16th European PV Solar Energy Conference, 1-5 May, Glasgow, U.K., 1976-1980.
- [137] Frankl P. Life cycle assessment (LCA) of PV systems—Overview and future outlook. In Proc. Int. Conf. PV in Europe, 7-11 Oct., Rome, Italy, 2002; 588-592.
- [138] Tripanagnostopoulos Y. and Souliotis M., Battisti R. and Corrado A. 2005. Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems. *Progress in Photovoltaics: Research and applications* 13, 235-250.
- [139] Tripanagnostopoulos Y. 2006. Cost effective designs for building integrated PV/T solar systems. Presented in 21st European PV Solar Energy Conf. Dresden, Germany 4-6 Sep 2006.
- [140] Kalogirou S. A. and Tripanagnostopoulos Y. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Applied Thermal Engineering* 27 (8-9), pp. 1259-1270, (2007).
- [141] Assoa Y.B., Menezo C., Fraisse G., Yezou R., Brau J. 2007. Study of a new concept of photovoltaic-thermal hybrid collector. *Solar Energy* 81, 1132-1143.
- [142] Beccali M., Finocchiaro P. Nocke B. 2009. Energy and economic assessment of desiccant cooling systems coupled with single glazed air and hybrid PV/thermal solar collectors for applications in hot and humid climate. *Solar Energy* 83, 1828-1846.
- [143] Garg H.P., P.K. Agarwal and A.K. Bhargava. 1991a. The effect of plane booster reflectors on the performance of a solar air heater with solar cells suitable for a solar dryer. *Energy Convers. Mgmt.* 32, 543-554.
- [144] Othman M.Y.H., Yatim B., Sopian K., Bakar M.N.A. 2005. Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins. *Renewable Energy* 30, 2005-2017.
- [145] Nayak S., Tiwari G.N. 2008. Energy and Exergy analysis of photovoltaic/thermal integrated with a solar greenhouse. *Energy and Buildings* 40, 2015-2021.

- [146] Kumar S., Tiwari A. 2010. Design, fabrication and performance of a hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) active solar still. *Energy Conversion and Mngment* 51, 1219-1229.
- [147] Ibrahim A, Jin GL, Daghigh R, Salleh MHM, Othman MY, Ruslan MH, et al. Hybrid photovoltaic thermal (PV/T) air and water based solar collectors suitable for building integrated applications. *American Journal of Environmental Sciences* 2009; 5:618–24.
- [148] Othman MYH, Sopian K, Yatim B, Daud WRW. Development of advanced solar assisted drying systems. *Renewable Energy* 2006; 31: 703–9.
- [149] Othman MYH, Ruslan H, Sopian K, Jin GL. Performance study of photovoltaic thermal (PV/T) solar collector with V-grooved absorber plate. *Sains Malaysiana* 2009; 38:537–41.
- [150] Adham Makki, Siddig Omer, Hisham Sabir, Advancements in hybrid photovoltaic systems for enhanced solar cells performance, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41(2015); 658–684.
- [151] Dubey S, Sandhu GS, Tiwari GN. Analytical expression for electrical efficiency of PV/T hybrid air collector. *Appl Energy* 2009; 86:697–705.
- [152] Solanki SC, Dubey S, Tiwari A. Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors. *Appl Energy* 2009; 86:2421–8.
- [153] Bambrook SM, Sproul AB. Maximizing the energy output of a PVT air system. *Sol Energy* 2012; 86:1857–71.
- [154] Amori KE, Al-Najjar HMT. Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq. *Appl Energy* 2012; 98:384–95.
- [155] Min C, Nuofu C, Xiaoli Y, Yu W, Yiming B, Xingwang Z. Thermal analysis and test for single concentrator solar cells. *J Semicond* 2009; 30:44011–4.
- [156] Al-Amri F, Mallick TK. Alleviating operating temperature of concentration solar cell by air active cooling and surface radiation. *Appl Therm Eng* 2013; 59:348–54.
- [157] Rajoria CS, Agrawal S, Tiwari GN. Overall thermal energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic thermal array. *Sol Energy* 2012; 86:1531–8.
- [158] Rajoria CS, Agrawal S, Tiwari GN. Exergetic and enviroeconomic analysis of novel hybrid PVT array. *Sol Energy* 2013; 88:110–9.
- [159] Othman MYH, Hussain F, Sopian K, Yatim B, Ruslan H. Performance study of air-based photovoltaic–thermal (PV/T) collector with different designs of heat exchanger. *Sains Malaysiana* 2013; 42:1319–25.

- [160] Chow TT, Chan ALS, Fong KF, Lin Z, He W, Ji J. Annual performance of building integrated photovoltaic/water-heating system for warm climate application. *Appl Energy* 2009; 86:689–96.
- [161] Ibrahim A, Othman MY, Ruslan MH, Alghoul MA, Yahya M, Zaharim A, et al. Performance of photovoltaic thermal collector (PVT) with different absorbers design. *WSEAS Trans Environ Dev* 2009; 5(3):321–30.
- [162] Zhu L, Boehm RF, Wang Y, Halford C, Sun Y. Water immersion cooling of PV cells in a high concentration system. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2011; 95:538–45.
- [163] Akbarzadeh A, Wadowski T. Heat pipe-based cooling systems for photovoltaic cells under concentrated solar radiation. *Appl Therm Eng* 1996; 16 (1):81–7.
- [164] Anderson W.G., Dussinger P.M., Sarraf D.B., Tamanna S. Heat pipe cooling of concentrating photovoltaic cells. In: *Photovoltaics specialists conference, 33rd IEEE*. IEEE, San Diego, CA, USA, 2008:1–6.
- [165] Hughes BR, Cherisa NPS, Beg O. Computational study of improving the efficiency of photovoltaic panels in the UAE. *Eng Tech World Acad Sci* 2011; 49:278–87.
- [166] Pei G, Zhang T, Yu Z, Fu H, Ji J. Comparative study of a novel heat pipe photovoltaic/thermal collector and a water thermosiphon photovoltaic/thermal collector. *Proc Inst Mech Eng Part AJ. Power Energy* 2011: 225–71.
- [167] Gang P, Huide F, Huijuan Z, Jie J. Performance study and parametric analysis of a novel heat pipe PV/T system. *Energy* 2012; 37:384–95.
- [168] Wu S-Y, Zhang Q-L, Xiao L, Guo F-H. A heat pipe photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid system and its performance evaluation. *Energy Build* 2011; 43: 3558–67.
- [169] Huang H-J, Shen S-C, Shaw H-J. Design and fabrication of a novel hybrid-structure heat pipe for a concentrator photovoltaic. *Energies* 2012; 5:4340–9.
- [170] Anil Kumar, Historical and recent development of photovoltaic thermal (PVT) technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42(2015)1428–1436
- [171] Vats K, Tomar V, Tiwari GN. Effect of packing factor on the performance of a building integrated semitransparent photovoltaic thermal (BISPVT) system with air duct. *Energy Build* 2012; 53:159–65.
- [172] Yin HM, Yang DJ, Kelly G, Garant J. Design and performance of a novel building integrated PV/thermal system for energy efficiency of buildings. *Sol Energy* 2013; 87:184–95.

- [173] Ibrahim A, Fudholi A, Sopian K, Othman MY, Ruslan MH. Efficiencies and improvement potential of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) system. *Energy Convers Manage* 2014; 77:527–34.
- [174] Tyagi VV, Pandey AK, Kaushik SC, Tyagi SK. Thermal performance evaluation of a solar air heater with and without thermal energy storage. *JTherm Anal Calorim* 2012; 107:1345–52.
- [175] Touafek K, Mourad H, Malek A. Design and modeling of a photovoltaic thermal collector for domestic air heating and electricity production. *Energy Build* 2013; 59:21–8.
- [176] Amori KE, Abd-AlRaheem MA. Field study of various air based photovoltaic/ thermal hybrid solar collectors. *Renewable Energy* 2014; 63:402–14.
- [177] Al-Alili A, Hwang Y, Radermacher R, Kubo I. A high efficiency solar air conditioner using concentrating photovoltaic/thermal collectors. *Appl Energy* 2012; 93:138–47.
- [178] Sueto T, Ota Y, Nishioka K. Suppression of dust adhesion on a concentrator photovoltaic module using an anti-soiling photo catalytic coating. *Sol Energy* 2013; 97:414–7.
- [179] Li G, Pei G, Yang M, Ji J, Su Y. Optical evaluation of a novel static incorporated compound parabolic concentrator with photovoltaic/thermal system and preliminary experiment. *Energy Convers Manage* 2014; 85:204–11.
- [180] Zhang X, Zhao X, Shen J, Hu X, Liu X, Xu J. Design, fabrication and experimental study of a solar photovoltaic/loop-heat-pipe based heat pump system. *Sol Energy* 2013; 97:551–68.
- [181] Moradgholi M, Nowee SM, Abrishamchi I. Application of heat pipe in an experimental investigation on a novel photovoltaic/thermal (PV/T) system. *Sol Energy* 2014; 107:82–8.
- [182] da Silva RM, Fernandes JLM. Hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar systems simulation with Simulink/Matlab. *Sol Energy* 2010; 84(12):1985–96.
- [183] Santbergen R, Rindt CCM, Zondag HA, van Zolingen RJCh. Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors. *Sol Energy* 2010; 84(5):867–78.
- [184] Bradley J Fontenault, Ernesto Gutierrez-Miravete. Modeling a combined photovoltaic–thermal solar panel. In: Excerpt from the proceedings of the 2012 COMSOL conference in Boston; 2012.

- [185] He Wei, Zhang Yang, Ji Jie. Comparative experiment study on photovoltaic and thermal solar system under natural circulation of water. *Appl Therm Eng* 2011;31(16): 3369–76.
- [186] Fadhel MI, Sakhr M Sultan, Alkaff SA. Theoretical study of new configuration of photovoltaic/thermal solar collector (PV/T) design. *Adv Mater Res* 2013;772:681–7.
- [187] Daghigh R, Ruslan MH, Sopian K. Advances in liquid based photovoltaic/thermal (PV/T) collectors. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2011; 15 (8): 4156–70.
- [188] Sakhr M Sultan, Fadhel MI, Alkaff SA. Performance analysis of the photovoltaic/thermal collector (PV/T) system for different Malaysian climatic conditions. *Appl Mech Mater* 2014 ; 467:522–7.
- [189] Chao-Yang Huang, Hsien-Chao Sung, Kun-Lung Yen. Experimental study of photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid system. *Int J Smart Grid and Clean Energy* 2013; 2(2):148–51.
- [190] Zdrowski James, Lilliestierna Noble, Corbin Chad, Zhai John, Brandemuehl Michael. Building integrated photovoltaic/thermal collector panel design and test/developing a low cost modular building integrated photovoltaic thermal collector for electricity and hot water. University of Colorado at Boulder— College of Engineering and Applied Science; 2010.
- [191] Perers Bengt, Kovacs Peter, Olsson Marcus, Persson Martin, Pettersson Ulrik. A tool for standardized collector performance calculations including PVT. *Energy Procedia* 2012;30:1354–64.
- [192] Wang YF, Wu W, Li PR, Zhang L, Ma ZQ. Influence of cooling on the performance of silicon solar cells. In: *IEEE Proceedings of 16th IPFA*; 2009.
- [193] Tyagi VV, Kaushik SC, Tyagi SK. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2012;16(3):1383–98.
- [194] Manolis Souliotis, Yiannis Tripanagnostopoulos, Soteris A Kalogirou, George Florides, Monir Ekhrawat, Dimitris Tsipas. Experimental study of a thermosiphonic hybrid PV/T solar system.
- [195] Adel A Hegazy. Comparative study of the performances of four photovoltaic/ thermal solar air collectors. *Energy Convers Manage* 2000;41(8):861–81.
- [196] Elmir M, Mehdaoui R, Mojtabi A. Numerical simulation of cooling a solar cell by forced convection in the presence of a nanofluid. *Energy Procedia* 2012;18:594–603.

- [197] Daghigh Ronak, Ibrahim Adnan, Jin Goh Li, Ruslan Mohd Hafidz, Sopian Kamaruzzaman. Predicting the performance of amorphous and crystalline silicon based photovoltaic solar thermal collectors. *Energy Convers Manage* 2011;52(3):1741–7.
- [198] Zhen Hua Quan, Ning JunLi, Yao Hua Zhao. Experimental study of solar photovoltaic/thermal (PV/T) system based on flat plate heat pipe. In: *IEEE power and energy engineering conference (APPEEC) Asia-Pacific, Wuhan; 2011.p.1–4.*
- [199] Pei Gang, Zhang Tao, Yu Zhi, Fu Huide, Wang Jiayin, Ji Jie. Comparative study of a heat pipe PV/T and a water-thermosiphon PV/T. In: *IEEE power and energy engineering conference (APPEEC), Asia Pacific, Chengdu; 2010.p.1– 4.*
- [200] Fudholi Ahmad, Sopian Kamaruzzaman, Yazdi Mohammad H, Ruslan Mohd Hafidz, Ibrahim Adnan, Hussein AKazem. Performance analysis of photovoltaic thermal(PVT) water collectors. *Energy Convers Manage* 2014;78:641–51.
- [201] Kim Jin-Hee Park Se-Hyeon, Kim Jun-Tae. Experimental performance of a photovoltaic–thermal air collector. *Energy Procedia* 2014;48:888–94.
- [202] I. Tabet, “Etude, réalisation et simulation d’un capteur solaire”, thèse de doctorat en science en physique, 2016.
- [203] G,Ardilz Rodrigues , G,Ablart, A,Cazarre , C,Rossi « Introduction à la Modélisation Multiphysique de Microsystèmes sous l'environnement COMSOL Multiphysics » Rapport LAAS N°08757, 10^{èmes} Journées Pédagogiques du CNFM, Saint Malo (France), Novembre 2008 .

Résumé

Le couplage PVT consiste à allier un système photovoltaïque (PV) à un système de chauffage thermique (capteur thermique), un tel système permet donc d'améliorer le rendement du module PV (effet néfaste de la température diminué) tout en extrayant des calories thermiques utiles au chauffage.

L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances énergétiques d'un nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique (PV/T) basé sur une nouvelle configuration de l'absorbeur développé au sein de l'Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelable. L'étude est faite comme suit ; une modélisation des performances énergétique du prototype hybride sous MATLAB en une dimension en régime dynamique. Et en vu de prédire les performances de ce système dans les conditions réelles une simulation numérique en 3D avec un logiciel du commerce a été mise en œuvre, notre choix s'est porté sur le logiciel *Comsol Multiphysics*.

La validation du modèle a été réalisée expérimentalement, les résultats de simulation sont en bon accord avec les mesures expérimentales. l'avantage d'une telle structure est la simplicité d'implantation par rapport à celui de modèle PV/T en tube et amélioration de gain énergétique en comparant à celui dans le modèle PV/T en cuve, sans oublier le faible coût résultant par l'utilisation de l'acier galvanisé dans la fabrication de l'absorbeur par rapport à celui de cuivre.

Une approche numérique d'une deuxième nouvelle configuration de capteur hybride PV/T a été établie sous COMSOL afin de confirmer la faisabilité d'une telle conception. A partir des résultats de simulation, on constate que cette 2^{ème} configuration de PVT peut effectivement réduire la température du module photovoltaïque et améliorer par conséquence ces performances électriques.

Mots clés : *Module PV, photovoltaïque, Thermique, Photovoltaïque-thermique PVT, méthode des éléments finis, COMSOL, Rendement.*

Abstract

The PVT coupling is to combine a photovoltaic (PV) to a thermal heating system (heat sensor), such a system allows to improve the efficiency of the PV module (negative effect of decreased temperature) while extracting heat calories useful heating.

The objective of this study was to evaluate the energy performance of a new hybrid photovoltaic thermal sensor (PV/T) based on a new configuration of the absorber developed within the Unit for Applied Renewable Energy. The study is done as follows; modeling the energy performance of the hybrid prototype MATLAB in one dimension in dynamic mode. And seen to predict the performance of the system in real conditions a digital 3D simulation with commercial software has been implemented, our choice fell on the Comsol Multiphysics software.

Model validation was performed experimentally; the simulation results are in good agreement with experimental measurements. The advantage of such a structure is the simplicity of implementation by contribution to the model of PV/T tube and energy saving improvement comparing to that in the model PV/T vessel, not to mention the lower cost resulting from the use of galvanizing steel in the manufacture of the absorber compared to copper.

A numerical approach of a second new configuration of PV/T hybrid collector was established under COMSOL to confirm the feasibility of such a design. From the simulation results, we find that this second PVT configuration can effectively reduce the temperature of the photovoltaic module and consequently improve the electrical performance.

Keywords: PV module, photovoltaic, Thermal, Photovoltaic-thermal PVT, finite element method, COMSOL, Efficiency.

ملخص

اقتران الضوئية الحرارية هو الجمع بين نظام الطاقة الشمسية الضوئية (PV) التي يحول الإشعاع مباشرة إلى كهرباء ونظام الطاقة الشمسية الحرارية و الذي يحول الإشعاع مباشرة إلى حرارة (جهاز استشعار الحرارة)؛ ومثل هذا النظام يسمح بتحسين كفاءة وحدة الكهروضوئية (التأثير السلبي للحرارة ينخفض) عند استخراج السرعات الحرارية للتدفئة. الهدف من هذه الدراسة هو تقييم أداء الطاقة للنظام الهجين الجديد الكهروضوئي الحراري (PVT) على أساس التكوين الجديد لاستيعاب الطاقة الحرارية والذي تم تطويره في وحدة البحث التطبيقية للطاقات المتجددة بغرداية. تمت الدراسة على النحو التالي؛ نمذجة أداء الطاقة في النموذج الهجين في بعد واحد في وضع ديناميكي باستعمال التعليم البرمجية (MATLAB)؛ وبالنظر إلى التنبؤ بأداء النظام في الظروف الحقيقية تمت دراسة نمذجة النظام في بعد ثالث باستعمال التعليم البرمجية والرقمية (COMSOL Multiphysics)

و للتحقق من صحة النموذج العددي تم إجراء نموذج تجريبي و اختبارات عملية، ووجدت نتائج المحاكاة في اتفاق جيد مع القياسات التجريبية. وميزة هذا الهيكل هو بساطة تنفيذه بالمقارنة مع النظام الهجين بأنابيب، وتحسين مكاسب الطاقة بمقارنته مع النموذج الهجين بخزان، ناهيك عن انخفاض التكلفة الناتجة من استخدام الجلفنة الصلب في الصنع بالمقارنة بالنحاس. كما تمت دراسة رقمية لنموذج ثاني للنظام الهجين لتأكيد جدوى مثل هذا التصميم في بعد ثالث باستعمال التعليم البرمجية (COMSOL Multiphysics) ، و نتائج المحاكاة تؤكد مدى صلاحية هذا النموذج الجديد و يمكن أن يقلل بشكل فعال من درجة حرارة وحدة الكهروضوئية (PV) ، وبالتالي تحسين الأداء الكهربائي.

الكلمات المفتاحية

وحدة الكهروضوئية PV ، الكهروضوئي، النظام الحراري، النظام الهجين (PVT)، طريقة العناصر المحددة، COMSOL ، المرود.
