

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

UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

N° d'ordre :

Série :

THESE

POUR OBTENIR LE DIPLOME DE DOCTORAT EN SCIENCES EN PHYSIQUE

Spécialité

PHYSIQUE ÉNERGETIQUE

THEME

**Étude, Réalisation et simulation d'un capteur
solaire**

Présenté Par :

TABET Ismail

Soutenue le : 19 /01 /2016

Devant le jury

Président : BOUFENDI Toufik

Pr. Université des Frères Mentouri Constantine

Rapporteur : BELLEL Nadir

Pr. Université des Frères Mentouri Constantine

Examineur : TOUAFEK Khaled

Maitre de Recherche A à URAER

Examineur : BEKKOUCHE Sidi Med El Amine Maitre de Recherche A à URAER

Remerciements

Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur, Monsieur **Bellel Nadir**, Professeur à l'université de Constantine, pour avoir accepté de diriger mes travaux. Je le remercie infiniment pour avoir toujours été présents par ses conseils, ses encouragements et de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail de sa longue expérience dans le domaine des énergies renouvelables.

Je remercie vivement :

Monsieur BOUFENDI Toufik

Pr. Université des Frères Mentouri Constantine

Monsieur TOUAFEK Khaled

Maitre de Recherche A à l'URAER Ghardaia

Monsieur BEKKOUCHE Sidi Med El Amine

Maitre de Recherche A à l'URAER Ghardaia

De m'avoir fait l'honneur d'accepter de participer à mon jury de soutenance.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance éternelle pour mes parents et ma famille pour leur amour et leur soutien.

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

Enfin, je ne pourrais terminer sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude.

Sommaire

Liste des Tableaux

Liste des figures

Nomenclature

Introduction générale.....	1
Chapitre I État d'art sur les capteurs solaires	
I.1.Introduction.....	5
I.2.Capteurs solaires thermiques.....	6
I.2.1.Principe.....	6
I.2.2.Classification des capteurs thermiques.....	6
I.2.3.Capteur plan.....	8
I.2.4.Capteur solaire à tube sous vide.....	11
I.2.5.Les capteurs à concentration	12
I.2.5.1.Avantage et inconvénient.....	12
I.2.5.2.Classification des capteurs à concentration.....	13
I.3.Les capteurs photovoltaïques	15
I.3.1.Principe de fonctionnement.....	15
I.3.2.Les différentes technologies de la cellule solaire.....	19
I.3.3.Configuration des cellules photovoltaïques.....	20
I.3.4.Avantages et inconvénients de la conversion PV.....	21
I.3.5.Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique tension-courant.....	21
I.3.6.Effet de la variation de la température sur la caractéristique tension-Courant.....	22
I.3.7.Influence de l'angle d'incidence.....	23
I.3.8.Photovoltaïque à concentration.....	24
I.4.Capteur hybride photovoltaïque thermique.....	25
I.4.1.Classification des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques	26
I.4.2.Les capteurs solaires hybrides PVT à air.....	26
I.4.3.Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide.....	26

I.5.Conclusion.....	27
---------------------	----

Chapitre II : Étude du gisement solaire

II.1.Introduction.....	28
II.2.Constitution physique du soleil.....	29
II.3.Mouvements du soleil.....	29
II.4.Les coordonnées célestes.....	30
II.5.Les temps solaires.....	31
II.6.Constante solaire.....	32
II.7.Structure et composition de l'atmosphère.....	32
II.8.Masse d'air.....	33
II.9.Épaisseur optique de l'atmosphère.....	34
II.10.Direction des rayons solaires.....	35
II.11.Modèles mathématiques pour l'estimation de l'éclairement solaire.....	36
II.11.1.Modèle de Jordan.....	36
II.11.2.Modèle de Cabderou.....	38
II.11.3.Modèle Semi-Empirique de Perrin Brichambaut.....	41
II.11.4.Modèle de R.Sun.....	42
II.11.5.Modèle de Klucher.....	43
II.11.6.Modèle de Hay-Davies.....	44
II.11.7.Modèle de Reindl.....	44
II.12.L'emplacement du site et les données de rayonnement solaire.....	44
II.13.Résultats obtenus.....	46
II.14.Calcul statistique.....	50
II.15.Conclusion.....	53

Chapitre III Les Réflecteurs solaires

III.1.Introduction.....	54
III.2.Notion fondamentale sur l'optique pour les capteurs solaires.....	54

III.2.1.Réflexion.....	54
III.2.2.Réfraction.....	56
III.3.Concentration du rayonnement solaire.....	57
III.3.1.Définition du rapport de concentration.....	57
III.4.Quelque type de concentration solaire.....	60
III.4.1.Concentrateur parabolique ou cylindro-parabolique.....	60
III.4.2.Concentrateurs paraboliques composé.....	63
III.4.3.Réflecteur Fresnel.....	64
III.4.4.Les réflecteurs plans.....	65
III.5.Matériaux des réflecteurs solaires.....	66
III.6.Optimisation d'un système d'énergie solaire.....	67
III.6.1.Méthode d'optimisation par essaim particulaire (OEP, ou PSO en anglais).....	67
III.6.2.Optimisation de l'angle d'inclinaison d'un capteur solaire.....	69
III.6.3.Optimisation de l'angle d'inclinaison des réflecteurs solaires.....	70
III.7.Résultats et discussion.....	74
III.7.1.Résultats obtenus pour l'optimisation de l'angle d'inclinaison du capteur solaire...	74
III.7.2.Résultats obtenus pour l'optimisation des angles des réflecteurs solaires.....	76
III.8.Conclusion.....	79
Chapitre VI Modélisation et simulation des capteurs solaires	
IV.1.Introduction.....	81
IV.2.Une synthèse sur les capteurs solaires à concentration	81
IV.3.Théorie de transfert de chaleur	82
IV.3.1.Transfert de chaleur par convection.....	83
IV.3.2.Transfert de chaleur par rayonnement	86
IV.4.Modélisation et simulation numérique	88
IV.4.1.Hypothèses simplificatrices.....	88
IV.4.2.Capteur solaire plan à eau	89
IV.4.2.1.Bilan thermique du capteur.....	89

IV.4.2.2.Résolution du système d'équation	91
IV.4.3.Capteur thermique à concentration	95
IV.4.3.1.Bilan thermique du capteur	95
IV.4.3.2.Résolution du système d'équation	96
IV.4.4.Capteur hybride photovoltaïque thermique PVT à air	98
IV.4.4.1.Bilan thermique du capteur PVT.....	98
IV.4.4.2.Performance du capteur hybride photovoltaïque thermique PVT à air.....	102
IV.4.4.3.Résolution du système d'équation	102
IV.5.Résultats et discussion	104
IV.5.1.Résultats obtenus du capteur solaire plan	104
IV.5.2.Résultats obtenus du capteur à concentration.....	106
IV.5.3.Comparaison entre le capteur plan et le capteur à concentration.....	108
IV.5.4.Résultats obtenus du capteur hybride PVT à air	109
IV.6.Conclusion.....	113
Chapitre V	
	Réalisation et étude expérimentale
V.1.Introduction.....	115
V.2.Conception du capteur hybride PVT à air.....	115
V.2.1.Éléments constitué le capteur PVT à air.....	115
V.2.2.Réalisation du capteur PVT à air.....	116
V.2.3.Porteurs des capteurs solaires.....	116
V.2.4.Description des appareils des mesures.....	117
V.2.5.Description des essais expérimentaux fait.....	118
V.2.6.Résultats des essais expérimentaux.....	118
V.3.Tests expérimentaux sur un prototype d'un capteur hybride PVT à eau	127
V.4.Tests expérimentaux sur un prototype d'un capteur plan à eau.....	132
V.5.Conclusion.....	136
Conclusion générale.....	137
Bibliographies.....	141

Liste des tableaux

Tableau I.1 classification des capteurs solaires.....	7
Tableau II.1 coefficients de corrections adimensionnelles.....	38
Tableau II.2 valeurs de l'albédo du sol " ρ ".....	39
Tableau II.3 paramètre décrivant l'état de l'atmosphère.....	42
Tableau II.4 équations d'interpolations polynomiales des données expérimentales de l'éclairement solaire global pour un ciel clair.....	48
Tableau II.5 résultats du calcul statistique pour le modèle d Cabderou.....	52
Tableau II.6 résultats de calcul statistique pour le modèle de Perrin- Brichambaut.....	53
Tableau II.7 résultats de calcul statistique pour le modèle de Jordan.....	53
Tableau II.8 résultats de calcul statistique pour le modèle de R.Sein.....	54
Tableau III.1 paramètres d'entrés de la simulation.....	74
Tableau III.2 résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal par le modèle de Jordan.....	76
Tableau III.3 résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal par le modèle de Cabderou.....	77
Tableau III.4 résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal des réflecteurs.....	77
Tableau IV.1 paramètres d'entrés de la simulation du capteur plan.....	92
Tableau IV.2 paramètres d'entrés de la simulation du capteur à concentration.....	98
Tableau IV.3 paramètres d'entrés de la simulation du capteur hybride PVT à air.....	104
Tableau V.1 différents composants du capteur PVT à air.....	117
Tableau V.2 paramètres du module photovoltaïque	120
Tableau V.3 paramètres du module photovoltaïque du capteur PVT à eau	129

Liste des figures

Figure I.1 classification de l'exploitation de l'énergie solaire	5
Figure I.2 processus dans un capteur solaire plan.....	6
Figure I.3 les principaux composants d'un capteur plan.....	9
Figure I.4 capteurs solaires à tube sous vide.....	12
Figure I.5 concentrateurs entièrement mobile.....	14
Figure I.6 capteur à chaudière fixe et concentrateur mobile.....	14
Figure I.7 capteur à renforcement du rayonnement.....	15
Figure I.8 structure d'une cellule photovoltaïque	16
Figure I.9 caractéristiques d'une jonction PN (Diode).....	16
Figure I.10 schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	17
Figure I.11 la caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.....	18
Figure I.12 technologie des cellules solaire.....	20
Figure I.13 configuration des cellules photovoltaïques.....	20
Figure I.14 effet de l'éclairement sur la cellule photovoltaïque.....	22
Figure I.15 effet de la température sur la cellule photovoltaïque.....	23
Figure I.16 effet de l'angle d'incidence sur la cellule photovoltaïque.....	24
Figure I.17 configurations de réflecteur de concentration possible.....	25
Figure I.18 prototypes de capteur solaire PVT à air.....	26
Figure I.19 prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide.....	27
Figure II.1 mouvement apparent du soleil.....	31
Figure II.2 répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.....	34
Figure II.3 angle solaire.....	37
Figure II.4 location géographique de la wilaya Ghardaïa.....	46
Figure II.5 station de mesure.....	47
Figure II.6 éclairement solaire global sur une surface horizontale (Liu –Jordon).....	48

Figure II.7 éclairement solaire global sur une surface horizontale(Cabderou).....	49
Figure II.8 éclairement solaire global sur une surface horizontale (Perrin-Brichambaut).....	49
Figure II.9 éclairement solaire global sur une surface horizontale (R.sun).....	50
Figure II.10 données expérimentales de l'éclairement solaire global sur une surface horizontale.....	50
Figure III.1 vecteurs unitaires pour la loi de la réflexion spéculaire.....	56
Figure III .2 projections des angles d'incidence θ_i et de réflexion θ_r	56
Figure III.3 vecteurs unitaires de la loi de réfraction.....	58
Figure III.4 schéma du soleil à une distance R à partir d'un concentrateur.....	61
Figure III.5 paramètre géométrique du concentrateur parabolique.....	61
Figure III.6 représentation d'angle jante et le rapport f/d pour une parabole.....	63
Figure III.7 concentrateur cylindro-parabolique.....	64
Figure III.8 concentrateur parabolique composé.....	64
Figure III.9 réflecteur de Fresnel.....	66
Figure III.10 capteur solaire avec réflecteur latérale.....	67
Figure III.11 réglage de l'angle d'inclinaison.....	71
Figure III.12 image du capteur solaire avec des réflecteurs.....	72
Figure III.13 rapport géométrique entre le capteur et le réflecteur.....	73
Figure III.14 angle d'inclinaison optimal annuel (modèle Cabderou).....	75
Figure III.15 angle d'inclinaison optimal annuel (modèle de Jordan).....	75
Figure III.16 variation annuelle de l'angle d'inclinaison optimal d'un capteur solaire.....	76
Figure III.17 variation annuelle de l'éclairement solaire incident sur la surface du capteur	76
Figure III.18 variation annuelle de l'angle optimal du réflecteur inférieur	78
Figure III.19 variation annuelle de l'angle optimal du réflecteur supérieur	78
Figure III.20 éclairement solaire incident provenir par le réflecteur inférieur	78
Figure III.21 éclairement solaire incident provenir par le réflecteur supérieur	79
Figure III.22 éclairement solaire total incident sans réflecteurs.....	79
Figure III.23 éclairement solaire incident total avec des réflecteurs.....	80

Figure VI .1 capteur thermique plan à eau.....	90
Figure VI .2 organigramme simplifié pour la simulation des capteurs.....	95
Figure VI .3 capteur thermique à concentration	96
Figure VI .4 capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PVT à air.....	99
Figure VI.5 évolution de la température des éléments du capteur.....	106
Figure VI.6 évolution du rendement du capteur.....	106
Figure VI.7 évolution de la température du fluide dans le capteur.....	106
Figure VI.8 effet de débit massique sur la température du fluide.....	106
Figure VI.9 effet de débit massique sur le rendement du capteur.....	107
Figure VI.10 évolution journalière de la température du fluide	108
Figure VI.11 évolution journalière du rendement du capteur	108
Figure VI.12 effet de débit massique sur la température du fluide.....	108
Figure VI.13 effet de débit massique sur le rendement du capteur.....	108
Figure VI.14 évolution de la température du fluide dans le capteur.....	109
Figure VI.15 comparaison de la performance entre le capteur plan et le capteur à concentration...	109
Figure VI.16 évolution journalière de la température du fluide.....	110
Figure VI.17 évolution journalière du rendement électrique du capteur.....	110
Figure VI.18 évolution journalière du rendement thermique du capteur... ..	111
Figure VI.19 évolution journalière du rendement total du capteur.....	111
Figure VI.20 effet de débit massique sur le rendement du capteur.....	111
Figure VI.21 effet du débit massique sur la température du fluide.....	111
Figure VI.22 variation de la température du fluide dans le capteur	112
Figure VI.23 effet du nombre des ailettes sur la température du fluide.....	112
Figure VI.24 effet du nombre des ailettes sur le rendement thermique.....	112
Figure VI.25 effet du nombre des ailettes sur le rendement total.....	112
Figure VI.26 évolution journalière de la température du fluide avec et sans réflecteur plan.....	113
Figure VI.27 évolution journalière du rendement thermique avec et sans réflecteurs	113
Figure VI.28 évolution journalière de rendement électrique avec et sans réflecteur	113
Figure VI.30 validation du modèle mathématique.....	114

Figure V.1 image du capteur PVT à air	116
Figure V.2 éléments constituant le capteur PVT	117
Figure V.3 porteur du capteur solaire.....	118
Figure V.4 instrument de mesure utilisé dans l'étude expérimentale	118
Figure V.5 emplacement des thermocouples dans le capteur PVT et le module PV	119
Figure V.6 image du prototype PVT à air.....	120
Figure V.7 variation de la température des composants du capteur PVT durant le jour (15-06-2014)	121
Figure V.8 variation de la température du module PV (15-06-2014).....	121
Figure V.9 variation de la température des composants du capteur PVT (15-06-2014).....	121
Figure V.10 variation de la température du module PV (15-06-2014).....	121
Figure V.11 variation de la température de l'air à l'entrée et à la sortie du capteur PVT.....	122
Figure V.12 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT.....	122
Figure V.13 image du prototype du capteur PVT et du module PV mettant en position verticale.....	122
Figure V.14 variation de la température des composants du capteur PVT (21-11-2014).....	123
Figure V.15 variation de la température du module PV (21-11-2014).....	123
Figure V.16 variation de la température des composants du capteur PVT (22-11-2014).....	123
Figure V.17 variation de la température du module PV (22-11-2014).....	123
Figure V.18 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT.....	124
Figure V.19 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT.....	124
Figure V.20 variation horaire de l'écart de température de fluide du capteur PVT à air	124
Figure V.21 courbe caractéristique courant tension du capteur hybride PVT à air	125
Figure V.22 puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque et le capteur PVT à air.....	125
Figure V.23 image du prototype du capteur PVT avec des réflecteurs plans.....	126
Figure V.24 évolution des températures des composants du capteur PVT à air avec réflecteurs.....	126
Figure V.25 évolutions des températures du module photovoltaïque.....	126
Figure V.26 courbe caractéristique courant tension du module PV et le capteur PVT avec réflecteurs	127
Figure V.27 puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque et le capteur PVT à air.....	127

Figure V.28 image du prototype du capteur PVT à eau.....	128
Figure V.29 évolutions des températures des composants du capteur PVT à eau.....	129
Figure V.30 rendement thermique journalier du capteur PVT à eau.....	130
Figure V.31 rendement thermique en fonction de la température réduite.....	130
Figure V.32 éclairement solaire global journalier et la température ambiante.....	131
Figure V.33 évolutions des températures des composants du capteur PVT à eau avec réflecteurs....	131
Figure V.34 rendement thermique journalier du capteur PVT à eau.....	132
Figure V.35 rendement thermique en fonction de la température réduite.....	132
Figure V.36 éclairement solaire global journalier et la température ambiante.....	132
Figure V.37 courbe caractéristique courant tension du capteur PVT à eau avec réflecteurs.....	133
Figure V.38 puissance électrique délivrée par le capteur PVTR et le module PV	133
Figure V.39 image du prototype du capteur PVT à eau avec réflecteurs	134
Figure V.40 évolution de la température d'eau du capteur plan avec réflecteurs.....	134
Figure V.41 éclairement solaire global journalier et la température ambiante.....	134
Figure V.42 rendement thermique journalier du capteur plan à eau avec réflecteurs.....	135
Figure V.43 rendement thermique en fonction de la température réduite.....	135
Figure V.44 évolutions des températures des composants du capteur plan à eau	135
Figure V.45 rendement thermique journalier du capteur plan à eau.....	136
Figure V.46 rendement thermique en fonction de la température réduite.....	136
Figure V.47 éclairement solaire global journalier et la température ambiante (07-07- 2015).....	136

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
A	surface	m ²
q	flux de chaleur	W
q_u	énergie utile	W
U_L	coefficient de perte de chaleur	W/m ² k
ṁ	débit massique	Kg/s
cp	chaleur spécifique	J/kg k
T	température	°C
N	nombre du jour	-
TSV	temps solaire vrai	heure
TSM	temps solaire moyen	heure
TU	temps universel	heure
TL	temps légal	heure
ΔH	décalage horaire	heure
I₀	constant solaire	W/m ²
m_a	mass d'air	-
Z	altitude	km
h₀^{ref}	altitude du soleil corrigée	degré
h	altitude solaire	degré
I_{bn}	éclairage solaire direct sur la normal	W/m ²
I_{bh}	éclairage solaire direct sur une surface horizontale	W/m ²
I_{bh}	éclairage solaire diffuse sur une surface horizontale	W/m ²
I_g	éclairage solaire global sur une surface inclinée	W/m ²

I_b	éclairage solaire direct sur une surface inclinée	W/m^2
I_d	éclairage solaire diffuse sur une surface inclinée	W/m^2
T_L	facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair	-
R_b	coefficient du rayonnement direct	-
I_{ghm}	éclairage solaire global horizontal mesuré	W/m^2
E	énergie électrique	W
R^2	coefficient de détermination	-
RMSE	erreur quadratique moyenne	W/m^2
MBE	erreur moyenne	W/m^2
MABE	erreur absolue moyenne	W/m^2
MPE	pourcentage de l'erreur moyenne	-
C_{geo}	rapport de concentration géométrique	-
C_{flux}	rapport de concentration de flux	-
v	vitesse	m/s
cf	fonction objectif	-
R_e	nombre de Reynolds	-
D_h	diamètre hydraulique	m
S	section	m^2
P	périmètre	m
N_u	nombre de Nusselt	-
Pr	nombre de Prandtl	-
Ra	nombre de Rayleigh	-
Gr	nombre de Grashof	-
h^c	coefficient d'échange par convection	W/m^2k

h'	coefficient d'échange par convection	W/m^2k
R_{bp}	rapport de surface	-
R	rayon	m
l	longueur	m
m	masse	kg

Lettre grec

Symbole	Désignation	Unité
α	absorptivité	-
β	angle d'inclinaison capteur	degré
δ	déclinaison solaire	degré
η	rendement	-
θ	angle d'incidence	degré
λ	conductivité thermique	$W/m K$
μ	viscosité dynamique	$kg/m s$
ν	viscosité cinématique	m^2/s
ρ	masse volumique	Kg/m^3
σ	constant de Stefan-Boltzmann	W/m^2k^4
τ	transmittivité	-
ω	angle solaire	degré
φ	azimut	degré
ε	émissivité	-
δ	épaisseur	m

Indice

Symbole	Désignation
a	ambient
g	couverture en verre
e	entré
s	sortie
Env	enveloppe
r	receveur (absorbeur)
s	ciel
in	isolant
f	fluide
c	cellule solaire
ted	tedler
p	plaque supérieure
b	plaque inférieure
t	total
pv	électrique
th	thermique

Introduction générale

Introduction générale

Le monde s'est industrialisé et les besoins en énergie se multiplient de façon Exponentielle pour soutenir tant l'évolution économique que les besoins en termes de confort et de consommation des populations. Actuellement, nous arrivons à un moment critique de l'exploitation en énergie : nous réalisons la fragilité et l'incohérence de notre fonctionnement.

En effet, les ressources de la planète en sédiment fossile s'épuisent, le pétrole se raréfie et outre les conséquences économiques, force est de constater que soit il faut trouver des alternatives aux sources énergétiques actuelles, soit trouver une alternative à notre mode de civilisation même. Sans énergie, c'est tout notre quotidien qui disparaît [1].

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

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire [2].

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie qui utilisent des ressources naturelles considérées comme inépuisables : vent, soleil, marées, chutes d'eau, terre, végétaux... Ces énergies ne produisent pas de gaz à effet de serre, de rejets polluants, et n'engendrent pas ou peu de déchets. Ils n'utilisent pas les ressources fossiles de la planète, comme le gaz naturel ou le pétrole. Leur utilisation est le moyen de conjuguer la production d'énergie et le respect de l'environnement. Ainsi à l'échelle mondiale l'électricité d'origine renouvelable provient de six sources réparties comme suit [1,2].

-84,3 % d'hydraulique : l'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'un rotor alternateur relié à un ensemble mécanique situé autour de la roue motrice : la turbine ;

- 7 % d'éolien : cette énergie est issue des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère (hors offshore). C'est l'énergie mécanique de ces déplacements de masse d'air qui est à la base de l'énergie éolienne par l'intermédiaire de pales reliées à un rotor ;

- 6,3 % de biomasse : il s'agit d'énergie stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est exploitée après combustion ;

- 1,7 % de géothermie : il existe dans la croûte terrestre un gradient de température qui est en moyenne de 3°C par 100 mètres. La géothermie vise à étudier et exploiter ce phénomène d'augmentation de la température en fonction de la profondeur. L'exploitation de cette ressource consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité à l'aide de turbines ;

- 0,6 % de solaire : l'énergie photovoltaïque (ou énergie PV) est basée sur l'effet photoélectrique. Celui-ci permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique. Le soleil émettant ce type de rayonnement, cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire (au moins durant les 4,6 Milliards d'années qui arrivent...) ;

- 0,01 % d'énergies marines : les sources d'énergie que l'on peut utiliser provenant des mers sont multiples. La liste exhaustive est : l'énergie marémotrice (issue du mouvement de l'eau créé par les marées), l'énergie des vagues (utilisant la puissance du mouvement des vagues), l'énergie thermique des mers (produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans), les éoliennes offshore, et l'énergie osmotique (diffusion libre des particules par l'arrivée d'eau douce dans l'eau salée de la mer).

Malheureusement, ces sources d'électricité d'origine renouvelable sont pour la plupart, à production intermittente. En effet, pour illustrer ce phénomène, on peut remarquer que l'énergie solaire ne peut être exploitée la nuit et que son potentiel est plus faible en hiver qu'en été. Pour parer à cet inconvénient et afin de maîtriser la régulation des flux électriques sur le réseau, ces sources doivent être couplées avec des systèmes de stockages. Les piles à hydrogène, les batteries ou les volants d'inertie sont des exemples de couplage possibles.

A cause de tous ces inconvénients et de la difficulté à s'en affranchir, la production d'électricité renouvelable n'atteignait guère plus de 19 % de la production d'électricité mondiale en 2009. Cette part reste supérieure à la production d'origine nucléaire (14 %) mais très largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (67 %).

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et du rendement énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle énergétique durable [4,5]

Pour cela un programme national de développement des énergies renouvelables a été tracé pour la période 2011-2030, ambitionnant, à terme, de produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolien.

Ainsi, ce programme prévoit l'installation d'une puissance de près de 22 000 MW, avec 12000 MW destinés à la demande nationale et 10 000 MW à l'exportation. Il sera mené en trois étapes :

1. la réalisation des projets pilote pour tester les technologies disponibles (2011-2013),
2. un début du déploiement du programme (2014-2015),
3. enfin, un déploiement à grande échelle (2016-2020).

Il inclut la réalisation d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Actuellement, en accompagnement de ce programme, Sonelgaz œuvre pour le développement d'une industrie nationale du solaire photovoltaïque avec la construction d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques et d'un complexe de fabrication du Silicium.

Le programme des énergies renouvelables et du rendement énergétique en Algérie est développé en cinq volets :

1. les capacités à installer par domaine d'activité
2. le programme du rendement énergétique
3. les capacités industrielles
4. la recherche et le développement
5. les mesures incitatives et réglementaires

L'objectif de ce travail est la recherche d'innovations dans le domaine de l'intégration de l'énergie solaire thermique et photovoltaïque afin d'améliorer les performances de cette technologie. Pour cette raison une analyse du comportement des quelques capteurs solaires fonctionnant en régime dynamique est réalisée. Des modèles basés sur une résolution des équations de bilans thermiques par une méthode nodale a été établi, et une validation est réalisée à partir des essais expérimentaux.

Le principal inconvénient des capteurs solaires est leur rendement de conversion. En effet, une grande partie de l'éclairement solaire ne se transforme pas en énergie (électrique ou thermique) à cause des pertes par réflexion et/ou par échauffement (augmentation de la température des cellules solaires). L'intégration des réflecteurs solaires permettent de réduire les pertes par réflexion et l'incorporation des échangeurs de chaleur sous les cellules permettent leur refroidissement et donc minimise les pertes thermiques.

Afin de répondre aux problématiques posées par ces contraintes, ce travail de thèse se découpe en cinq chapitres. Le premier chapitre constitue une synthèse bibliographique à la fois technologique et scientifique sur les capteurs solaires thermiques ; à concentration et sans concentration, les capteurs photovoltaïques et les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques.

Dans le second chapitre nous avons fait une étude avec analyse du potentiel énergétique solaire reçu sur le lieu où nous allons détailler la localisation et le positionnement du soleil

Dans le troisième chapitre nous sommes intéressés à l'optimisation des paramètres influents sur l'accroissement de l'éclairement solaire incident sur un capteur solaire, ce chapitre contient les points suivants ;

- Une notion de base sur l'optique géométrique ainsi que quelque type de système de concentration
- Explication de la méthode d'optimisation par essai particulaire (OEP)
- Optimisation de l'angle d'inclinaison du capteur solaire
- Optimisation de l'angle d'inclinaison des réflecteurs solaires

Lors du quatrième chapitre, nous avons fait une étude théorique de quelques capteurs solaires thermiques et hybrides (photovoltaïques thermiques) en régime transitoire.

Pour le cinquième chapitre nous avons mis les résultats de l'étude expérimentale avec des comparaisons entre plusieurs capteurs. Plusieurs prototypes ont été réalisés

Une conclusion générale qui récapitule l'interprétation des résultats obtenue termine ce travail.

Chapitre I

États d'art sur les capteurs solaires

Chapitre I

État d'art sur les capteurs solaires

I.1.Introduction

La technologie solaire offre un grand potentiel en matière de fourniture des besoins énergétiques de la planète. Cependant, l'utilisation de cette énergie reste dans le monde est encore limitée. Le facteur principal est lié à coût initial élevé de la construction du système. Les rayonnements solaires sont des rayonnements électromagnétiques émis par le soleil qui peut être captée et transformée en énergies utiles, telles que la chaleur et l'électricité, en utilisant une variété de technologies. Toutefois, la faisabilité technique et le fonctionnement économique de ces technologies à un endroit précis dépend de la ressource solaire disponible [2-4].

L'énergie solaire peut être utilisée par trois procédés technologiques suivants [7] ; chimiques, électriques et thermiques (voir figure I.1).

- 1) Le Processus chimique grâce à la photosynthèse, maintient la vie sur la terre par la production d'aliments et convertir le CO_2 à O_2 .
- 2) Processus électrique, utilisant des convertisseurs photovoltaïques, fournit de l'énergie pour les satellites et est utilisé dans de nombreuses applications terrestres.
- 3) Procédé thermique peut être utilisée pour fournir une grande partie de l'énergie thermique nécessaire pour le chauffage solaire de l'eau et le chauffage du bâtiment. Une autre forme de converti le rayonnement solaire est l'énergie mécanique du vent et de vapeur d'eau.

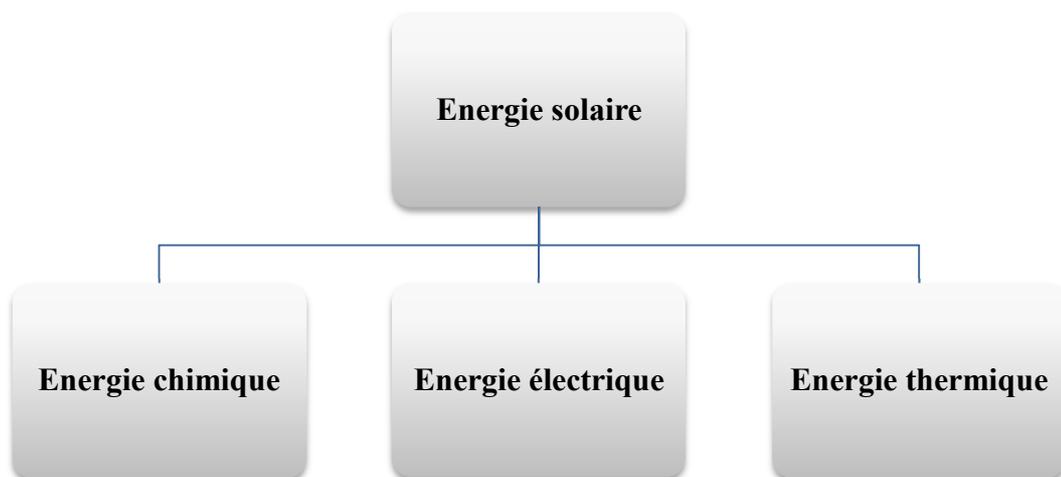


Figure I.1 classification de l'exploitation de l'énergie solaire

La composante la plus importante et la plus coûteuse d'un système solaire actif de l'énergie est le capteur solaire, qui peut être effectuée dans un plusieurs versions, à partir des Constructions des capteurs solaires. Un Capteur solaire est un dispositif mécanique qui capte l'énergie solaire rayonnante et la convertit en énergie utile.

I.2. Capteurs solaire thermiques

I.2.1. Principe

Un collecteur solaire ou capteur solaire est utilisée pour extraire la chaleur du rayonnement du soleil. Ainsi, un collecteur fait toujours quelque chose de chaud. Au cœur d'un capteur solaire est un absorbeur solaire. Ce dernier absorbe le rayonnement du soleil et la convertir en chaleur (voir figure I.2). Les capteurs solaires sont utilisés pour chauffer l'eau domestique, chauffage domestique, et produire de la chaleur à haute température [7-9], Les centrales thermiques peuvent même produire de l'électricité à partir de la chaleur à haute température.

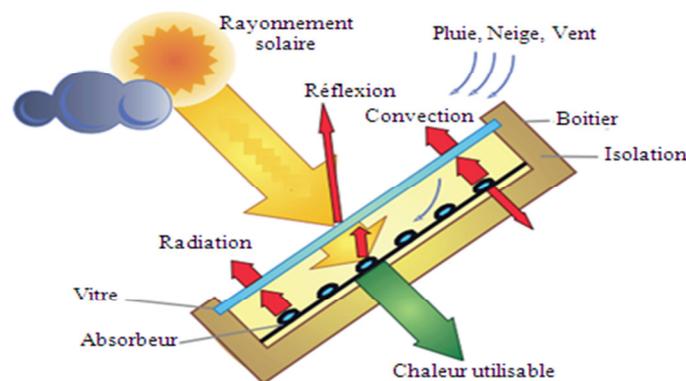


Figure I.2 processus dans un capteur solaire plan

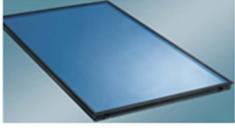
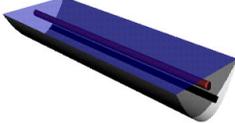
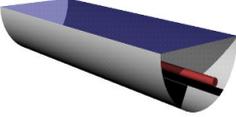
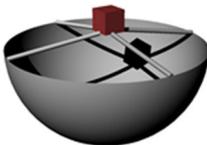
I.2.2. Classification des capteurs thermiques

On peut classer le capteur solaire selon la température ; les capteurs à faible température, moyen température, haut température [8-11].

Suivant ce classement il existe essentiellement trois types des capteurs solaires thermiques.

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

Tableau I.1 classification des capteurs solaires

	Type de capteur		Rapport de concentration pour rayonnement direct	Intervalle Température T(K)
	Nom	Diagramme schématique		
Stationnaire	Capteur à absorbeur plan		$C \leq 1$	$300 < T > 360$
	Tube sous vide		$C \leq 1$	$300 < T > 460$
Un axe	Réflecteur parabolique composé		$1 \leq C \leq 1$	$340 < T > 510$
			$5 \leq C \leq 15$	$340 < T > 560$
	Réflecteur Parabolique		$15 < C \leq 40$	$340 < T > 560$
	Réflecteur Fresnel		$10 < C > 40$	$340 < T > 540$
	Réflecteur cylindro-Parabolique		$10 < C > 50$	$340 < T > 540$
Deux axes	Réflecteur disque parabolique		$100 < C > 1000$	$340 < T > 1200$
	Réflecteur sphérique		$100 < C > 300$	$340 < T > 1000$
	Champs d'Héliostat		$100 < C > 1500$	$340 < T > 3000$

Bien qu'il existe de grande différence géométrique mais leur but reste le même : pour convertir le rayonnement solaire en chaleur afin de satisfaire certains besoins énergétiques. La chaleur produite par les capteurs solaires peut être utilisée directement ou être stocké.

Pour évaluer la quantité d'énergie produite dans un capteur solaire, il est nécessaire de considérer les propriétés physiques des matériaux. Le rayonnement solaire, principalement à courte longueur d'onde, passe par une couverture pour atteindre le récepteur. Le verre faible teneur en fer est souvent utilisé comme une couverture de vitrage en raison de sa forte transmissibilité ; la couverture aussi réduit considérablement les pertes de chaleur.

Les caractéristiques optiques du récepteur doivent être aussi proches que possible de celles d'un corps noir, en particulier à haute capacité d'absorption. Les propriétés de la conductivité thermique peuvent être améliorées en ajoutant des revêtements sélectifs. Qui est en collaboration avec l'absorption de rayonnement et une augmentation de la température de l'absorbeur, Le matériau de vitrage devient essentiellement opaque à la nouvelle condition de longueur d'onde favorisant l'effet de serre. Une combinaison de la haute transmissibilité du rayonnement solaire par la couverture et de haute capacité d'absorption du récepteur apporte une grande performance pour un capteur solaire bien conçu.

I.2.3. Capteur plan

Un Capteur solaire à plaque plane est constitué d'un imperméable, en métal ou en fibre de verre boîte isotherme contenant une plaque d'absorption de couleur foncée, l'absorbeur avec un ou plusieurs vitrages. Les plaques absorbantes sont généralement fabriquées à partir de métal en raison de sa haute conductivité thermique et peints avec des revêtements de surface sélectifs spéciaux a fin d'absorber et transférer la chaleur mieux que la peinture noire régulier possible. Le vitrage recouvre réduire la convection et les pertes de chaleur de rayonnement de l'environnement [8-14].

Le capteur gagne une énergie lorsque le rayonnement solaire se déplace à travers la couverture, Plus le facteur de transmission (τ) du vitrage n'est élevé, plus le rayonnement atteint la plaque d'absorbeur. Cette énergie est absorbée en une fraction égale à la capacité d'absorption(α) du récepteur-métal noir.

L'énergie gagnée par l'absorbeur donné par la relation suivante

$$q_r = (\alpha\tau)_{\text{eff}}I_T \quad \text{I.1}$$

Avec $(\alpha\tau)_{eff}$ est la fraction optique efficace de l'énergie absorbée, I_T ; le rayonnement solaire globale incident sur la surface du capteur ; A_C ; la surface du capteur

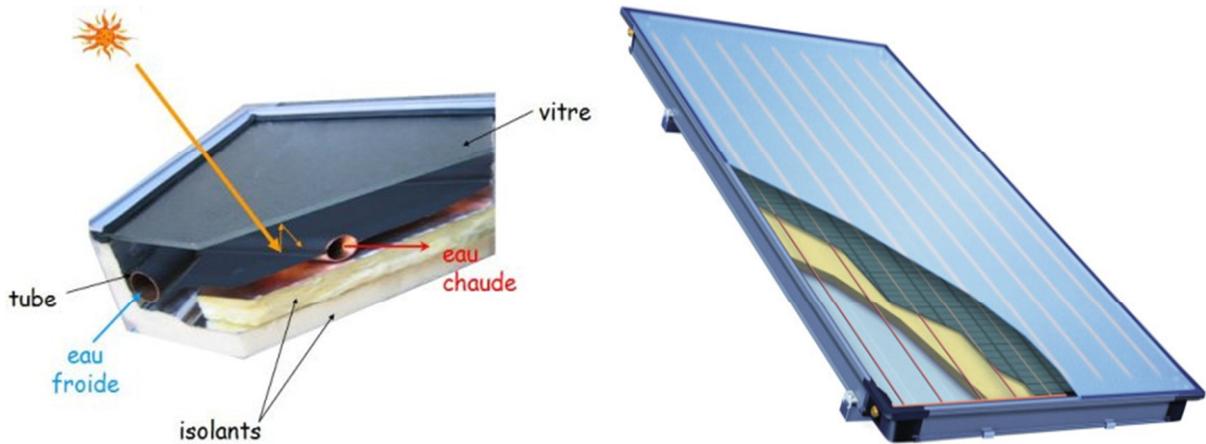


Figure I.3 les principaux composants d'un capteur plan

80% de l'énergie thermique solaire est absorbée dans la plaque de capteur. La chaleur rayonnante reflète et les pertes de chaleur à la surface du capteur est de l'ordre de 10 à 35% représenté précédent. Il est très essentiel pour définir les singuliers des équations de flux de chaleur pas à pas, afin de déterminer l'équation principale du capteur. Il existe d'autres exemples de calcul de l'énergie solaire.

Si I est l'intensité du rayonnement solaire, en W/m^2 , incidente sur le plan d'ouverture du capteur solaire avec une surface du capteur A , en m^2 , alors la quantité de rayonnement solaire reçu par le capteur peut être exprimée par l'équation suivante

$$Q_i = I_T \times A_c \quad I.2$$

L'énergie gagnée par l'absorbeur est donnée par la relation suivante ;

$$Q_r = (\alpha\tau)_{eff} I_T A_c \quad I.3$$

Avec $(\alpha\tau)_{eff}$ est la fraction optique efficace de l'énergie absorbée, I_T ; l'éclairement solaire global incident sur la surface du capteur ; A_C ; la surface du capteur.

Comme le capteur absorbe la chaleur, sa température est de plus en plus supérieure à celle de l'énergie thermique environnante et est transmise à l'atmosphère par convection et rayonnement. Le taux de perte de chaleur, Q_o dépend du coefficient de transfert thermique global

U_L de capteur et de sa température. Le taux de perte de chaleur, Q_o , peut être exprimé par l'équation suivante :

$$Q_o = U_L A_c (T_c - T_a) \quad I.4$$

Où Q_o est la perte de chaleur en W, U_L est le coefficient de perte de chaleur $W/K.m^2$, T_c est la température moyenne du capteur en °C et T_a est la température ambiante en °C, Ainsi, le taux d'énergie utile extrait par le capteur Q_u , exprimée en taux d'extraction dans des conditions d'état stable, est proportionnelle à l'énergie utile absorbée par le capteur moins la quantité perdue par le capteur. C'est exprimé comme suit :

$$Q_u = Q_r - Q_o = (\alpha\tau)_{eff} I_T A_c - U_L A_c (T_c - T_a) \quad I.5$$

Le taux d'extraction du collecteur de chaleur peut être mesuré au moyen de la quantité de chaleur emportée par le fluide qui le traverse et qui peut être exprimée comme suit :

$$Q_u = \dot{m} c p (T_o - T_i) \quad I.6$$

Où \dot{m} est le débit massique du fluide en kg/s. Eq. (I.4) se révèle être quelque part inapproprié en raison de la difficulté de définir la température moyenne du capteur.

Il est facile de définir une grandeur qui concerne le gain en énergie utile réelle d'une surface de collecteur qui est à la température d'entrée du fluide. Cette quantité est connue comme le facteur d'élimination de la chaleur du collecteur, et F_R est signalée par l'équation. (I.7). En effet, les facteurs d'évacuation de la chaleur du collecteur sont de trois types.

$$F_R = \frac{\dot{m} c p (T_o - T_i)}{A [(\alpha\tau)_{eff} I_T - U_L (T_i - T_a)]} \quad I.7$$

Pour un gain d'énergie utile maximale dans un capteur solaire produit quand l'ensemble de capteur est à la température de fluide d'entrée. Le gain d'énergie utile réelle (Q_u), est obtenu en multipliant le facteur collecteur d'évacuation de chaleur (F_R) par le gain d'énergie utile possible maximum. Cela permet à la réécriture de l'équation.

$$Q_u = F_R A [(\alpha\tau)_{eff} I_T - U_L (T_i - T_a)] \quad I.8$$

Le rendement du capteur est défini comme le rapport de gain d'énergie utile Q_u , sur l'énergie solaire incidente:

$$\eta = \frac{\int Q_u}{A \int I dt} \quad \text{I.9}$$

Et le rendement thermique du capteur est le suivant :

$$\eta = \frac{Q_u}{A I_T} \quad \text{I.10}$$

$$\eta = \frac{F_R A [(\alpha\tau)_{\text{eff}} I_T - U_L (T_i - T_a)]}{A I_T} \quad \text{I.11}$$

$$\eta = F_R (\alpha\tau)_{\text{eff}} - F_R U_L \left(\frac{T_i - T_a}{I_T} \right) \quad \text{I.12}$$

I.2.4. Capteur solaire à tube sous vide

Les capteurs solaires à tubes sous vide sont des capteurs solaires qui ont une meilleure performance que les capteurs plans pour un fonctionnement à haute température dans l'intervalle de 77 à 170 °C. Ils sont bien adaptés pour les applications de chauffage commercial et industriel ainsi que pour les applications de refroidissement par des cycles de réfrigération régénérâtes [8,10].

Le capteur solaire à tubes sous vide est constitué des rangées de tubes de verre parallèles, reliées à un tuyau d'en-tête comme illustré à la figure I.4. L'air à l'intérieur de chaque tube est retiré est atteint des pressions de vide autour de 10^{-3} mbar. Cela crée des conditions d'isolation élevées pour éliminer les pertes de chaleur par convection et par rayonnement, pour atteindre des températures plus élevés. Dans les tubes à passage direct, le fluide s'écoule à travers l'absorbeur. (Figure I.4 ; a, b) Ces capteurs sont classés en fonction de leurs nœuds de liaison-matériaux ; par exemple verre-métal ou verre-verre et par l'agencement des tubes (concentriques ou tube en U). À l'intérieur de chaque tube une ailette métallique plane ou incurvée est attachée à un tube de cuivre. L'ailette est revêtue d'un film mince dont les propriétés optiques sélectives permettent d'atteindre une forte absorbance du rayonnement solaire et réduite les pertes de chaleur par rayonnement.

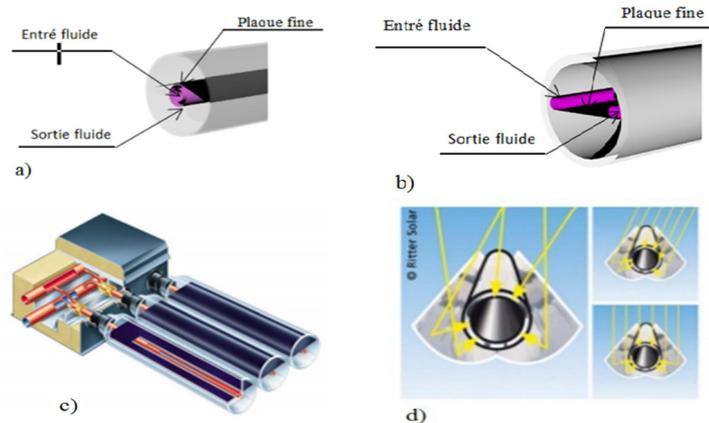


Figure I.4 capteurs solaires à tube sous vide

I.2.5. Les capteurs à concentration

Ce sont des capteurs solaires comportant un système optique (réflecteurs, lentilles...) destiné à concentrer sur l'absorbeur le rayonnement ayant traversé l'ouverture.

I.2.5.1. Avantage et inconvénient

Le concentrateur est un dispositif qui permet, par réflexion ou réfraction du rayonnement incident, de soumettre le convertisseur à des flux surfaciques intenses ; la conversion héliothermique à température élevée devient alors envisageable ; jusqu'à environ 300°C, sous quelques centaines de w.m^{-2} avec des concentrateurs de révolution. Cet avantage essentiel ne va toutefois pas sans inconvénients [15-16].

✓ D'ordre physique

Perte à la réflexion ou à la transmission, d'une fraction du rayonnement direct (partie rayonnement global directement issue du soleil) selon la valeur du facteur de réflexion, ou de transmission du concentrateur (par exemple 0.9)

Perte totale ou partielle du rayonnement diffus (seconde composante du rayonnement global) qui provient de l'environnement, et non plus du soleil, par rapport auquel les calculs de trajectoires optiques ont été effectués (plusieurs dizaines de KW.m^{-2}).

✓ D'ordre technologie et économique

Le capteur à concentration est souvent plus sophistiqué (par exemple, mobile) et donc plus cher par unité de surface que le capteur plan traditionnel à l'investissement comme à la maintenance.

I.2.5.2. Classification des capteurs à concentration

Les solutions pour concentrer le rayonnement solaire sont trop nombreuses pour que l'on puisse ici en faire une présentation exhaustive aussi, avant de songer à concevoir un concentrateur original, il est impératif de consulter une documentation spécialisée (livres et périodique cités en bibliographie). Beaucoup de ces solutions ne sont d'ailleurs pas satisfaisantes en vue de la production d'énergie solaire en raison des contraintes technologiques et économiques.

Nous avons retenu ci-dessous quelques solutions réalistes ayant pour la plupart fait l'objet de réalisations [16].

Pour les présenter, nous avons distingué les capteurs entièrement mobiles autour d'un ou deux axes, les capteurs à chaudière fixe, les capteurs à concentrateur fixe et les capteurs à renforcement du rayonnement incident.

✓ Le capteur entièrement mobile

Ce sont des capteurs à concentration ponctuelle, linéaire ; les ponctuels sont équipés de concentrateurs de révolution orientables autour de deux axes (voir figure I.5). Les linéaires utilisent des concentrateurs cylindriques mobiles autour d'un axe de rotation, de préférence parallèle à l'axe du monde.

La différence essentielle entre ponctuels et linéaires réside dans les niveaux accessibles de concentration géométrique et donc de fonctionnement : au-delà d'environ 300°C, le ponctuel est préférable.

On doit remarquer l'avantage de la concentration linéaire que :

-Un seul mouvement de rotation est nécessaire

-L'énergie est véhiculée en même temps qu'elle est captée le convertisseur héliothermique sert de réseau caloporteur qui devient alors extrêmement réduit.

-Dans le cas d'intégration du capteur dans une centrale, les effets d'ombre portée sont plus faibles que pour les ponctuelles.

Ces avantages ne vont toutefois pas sans inconvénient

-L'énergie solaire disponible est réduite de l'effet cosinus ;

-La largeur du champ de flux sur l'absorbeur varie au cours de la journée

-En extrémité de chaudière, il y a des pertes énergétiques que l'on réduit, en valeur relative, en concevant des concentrateurs longs.



Figure I.5 concentrateur entièrement mobile

✓ **Capteurs à chaudière fixe et concentrateur mobile**

La solution chaudière fixe-concentrateur mobile correspond essentiellement aux centrales à tour ou aux grosses centrales à foyer linéaire ; la chaudière de grande dimension est fixe et le concentrateur est constitué d'un ensemble d'héliostats qui réfléchissent le rayonnement solaire vers cette chaudière, la difficulté tient généralement à la grande précision requise par l'optique de tels systèmes. L'avantage, en contrepartie, tient à la quasi-suppression du réseau caloporteur.

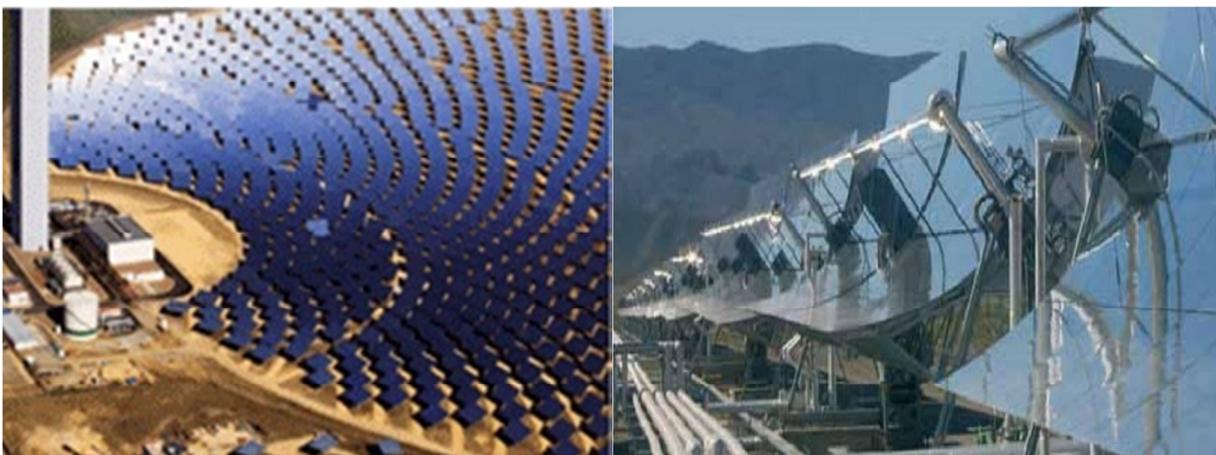


Figure I.6 capteur à chaudière fixe et concentrateur mobile

✓ Capteur à concentration fixe et chaudière mobile

Le réflecteur ou le réfracteur constitue la partie encombrante et pesante du capteur ,d'où les solutions à concentrateur fixe, qui présentent également l'avantage de poser un minimum de difficultés concernant la tenue au vent ,l'immobilité du concentrateur n'est toutefois pas sans inconvénient ,car l'effet cosinus est alors très pénalisant ,le meilleur positionnement sera obtenu comme pour les capteurs plans ,en inclinant l'axe (ou le plan) optique d'un angle égal à la latitude du lieu dans le plan méridien.

✓ Capteur à renforcement du rayonnement

Les solutions dites à renforcement du rayonnement incident, capteur fixe, ne peuvent être considérées comme réellement satisfaisantes, deux propositions sont toutes signalées ; la première conduit au meilleur rapport concentration géométrique /angle d'acceptance mais au prix d'une surface de miroir très importante ; la seconde est la plus immédiate pour améliorer les performances d'un capteur plan.



Figure I.7 capteur à renforcement du rayonnement

I.3.Les capteurs photovoltaïques**I.3.1.Principe de fonctionnement**

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons

provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérés, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique de nature continu (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (f_{em}) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé effet photovoltaïque [6,19].

La figure I.8 illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium

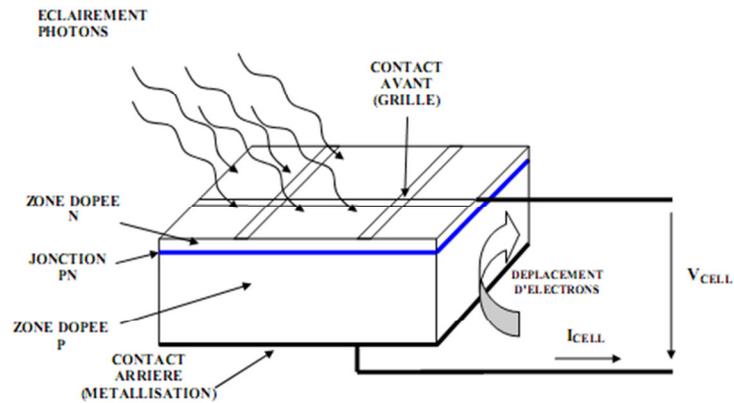


Figure I.8 structure d'une cellule photovoltaïque utilisant

En principe, une cellule solaire est une diode au silicium de grande surface. La figure I.9 montre le symbole du schéma pour une diode ainsi que sa caractéristique.

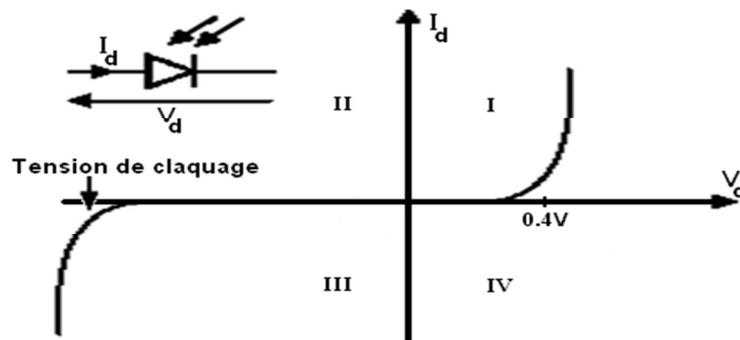


Figure I.9 caractéristiques d'une jonction PN (Diode).

La caractéristique d'une diode est définie par l'équation

$$I_d = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \tag{I.13}$$

Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une mauvaise diode. Lorsqu'une lumière atteint sa surface, des porteurs de charges sont créés en raison de l'effet photovoltaïque. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction des matériaux utilisés ainsi que la température et le degré de vieillissement de cette cellule [6].

La figure I.10 décrit le schéma du circuit équivalent d'une cellule solaire.

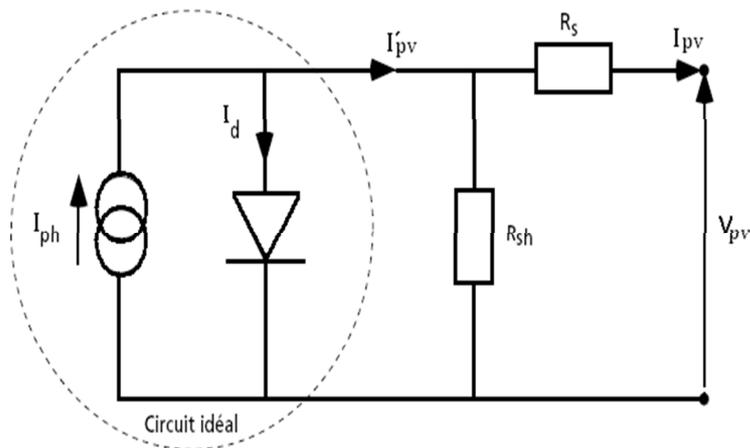


Figure I.10 schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Lorsque la cellule est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairage. Pour une cellule idéale ce comportement peut être décrit par l'équation électrique suivante :

$$I'_{pv} = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad \text{I.14}$$

Cette représentation schématique de la photopile est idéalisée. Une photopile comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule.

- La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.
- La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire (Figure I.4).

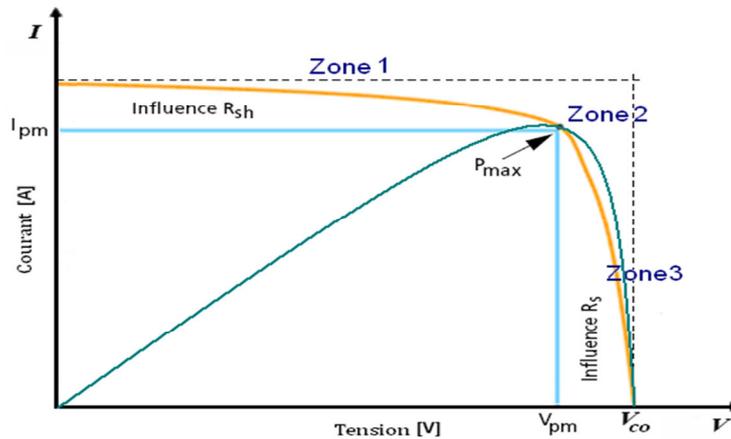


Figure I.11 caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.

Avec un éclairement constant, la tension de sortie d'un module photovoltaïque chute s'il est appelé à fournir plus de courant. La puissance maximale se produit à environ 80% de la tension du circuit ouvert.

La caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque est composée essentiellement de 3 zones :

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{sh}$ (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension V_{co} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (Zone 3),
- Une zone où l'impédance interne de la cellule varie très fortement (Zone 2). C'est dans cette zone que se situe le point de fonctionnement à puissance maximale P_{max} , caractérisé par le couple (V_{pm}, I_{pm}) .

D'où, les différents paramètres à prendre en considération dans un module photovoltaïque sont les suivants [6]:

• Caractéristique I(V)

Courbe représentant le courant 'I' débité par la cellule en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

• Tension à vide V_{co}

Tension aux bornes de la cellule en l'absence de tout courant, pour un éclairement "plein soleil".

• Courant de court-circuit I_{cc}

Courant débité par la cellule en court-circuit pour un éclairement "plein soleil".

• Puissance crête P_c

La puissance maximale produite par une cellule photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de 1000 W/m^2 à l'horizontale, température ambiante de 25°C , masse d'air optique (AM) égale à 1,5.

• Point de fonctionnement optimum

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_{\max} = V_{pm} \cdot I_{pm}$.

• Rendement maximal

Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

• Facteur de forme

Rapport entre la puissance optimale P_{\max} et la puissance maximale que peut avoir la cellule : V_{co}, I_{cc} .

L'éclairement et la température sont deux paramètres extrêmement importants dans le comportement des cellules solaires. Ils influent énormément sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule solaire. D'où, l'importance de la connaissance de l'influence de l'éclairement et de la température pour optimiser les performances des systèmes photovoltaïques puisqu'elles sont exposées au rayonnement solaire.

I.3.2. Les différentes technologies de la cellule solaire

Pratiquement toutes les cellules solaires disponibles aujourd'hui sont réalisées à base de silicium. Ce semi-conducteur est principalement employé dans la fabrication de puces Informatiques.

Les cellules solaires sont construites avec la même matière première et les mêmes procédés de base. Elles existent en différentes formes et technologies :

• Cellules monocristallines

Chaque cellule est découpée dans un monocristal de silicium. Ce type de cellule présente le plus haut pouvoir de conversion.

• Cellules poly cristallines

Les cristaux de silicium qui les composent sont bien visibles. Leur rendement est légèrement inférieur à celui des cellules monocristallines, ce qui justifie leur coût moindre.

• Cellules amorphes

Ce type de cellule ne possède pas de structure cristalline. Leur coût de fabrication et leur rendement sont légèrement inférieurs par rapport aux autres types cités précédemment. Elles sont généralement utilisées dans des appareils portables (calculatrices, ...). Les techniques de production

les plus récentes permettent de fabriquer des cellules à couches minces de grande surface, qui peuvent par exemple être utilisées dans les éléments de façade.

• Cellules en couche mince

La technologie « couche mince » désigne un type de cellule (ou module) obtenu par Diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat (verre).

Plusieurs technologies (fonction de l'alliage utilisé) sont industrialisées à ce jour.

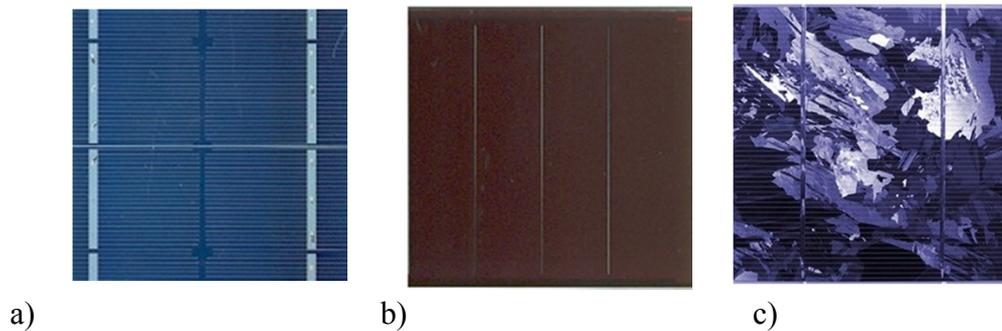


Figure I.12 technologie des cellules solaires ; a) monocristallines, b) amorphes
c) poly cristallines

I.3.3. Configuration des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont reliées électriquement en série et/ou en parallèle pour produire des tensions et/ou des courants plus élevés. Les modules photovoltaïques se composent par des cellules photovoltaïques liées entre eux, ces modules peuvent former une unité d'un panneau photovoltaïque complet. Les panneaux photovoltaïques incluent plus d'un module de PV assemblé comme unité pré câblée et peut s'installer sur place, qui est l'unité génératrice de puissance complète.

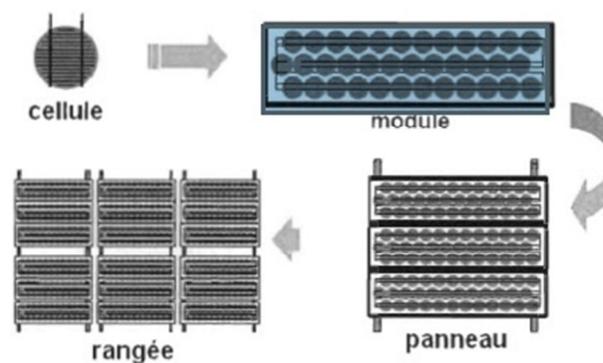


Figure I.13 configuration des cellules photovoltaïques

I.3.4. Avantages et inconvénients de la conversion PV

La conversion photovoltaïque est maintenant une technologie qui a fait ses preuves et qui s'annonce très prometteuse pour les affaires. Cette conversion est en mesure d'apporter un changement réel dans les communautés rurales ne bénéficiant pas de l'électricité et de créer une base commerciale pour les entrepreneurs dans des domaines à différentes échelles.

✓ Avantages

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils sont de fonctionnements sûrs, non polluants et silencieux.
- ils sont très fiables.
- Ils n'exigent presque aucun entretien.
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales.
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.
- Ils vous donnent une autonomie accrue - fonctionnement indépendant du réseau ou système de secours pendant les pannes d'électricité.

✓ Limites

Vous devriez être également conscient des limites pratiques des systèmes PV :

- Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. Si vous souhaitez utiliser l'énergie solaire, considérez d'autres solutions de recharge comme un chauffe-eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficace.
- Les systèmes raccordés au réseau sont rarement économiques, surtout par ce que le coût actuel de la technologie PV est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux.

I.3.5. Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique tension-courant

La caractéristique tension-courant examinée à la figure I.14 correspond à un éclairement donné (par exemple l'éclairement nominal, à 1000 W/m^2). Pour un éclairement différent, on obtient une courbe présentant la même allure, mais située au-dessus (si l'éclairement est supérieur à 1000 W/m^2) ou en dessous (si l'éclairement est inférieur à 1000 W/m^2).

Si l'éclairement est nul, la caractéristique tension-courant passe par l'origine des axes. En effet, dans le cas contraire, certains points de la caractéristique correspondraient à une production d'énergie, ce qui est impossible dans l'obscurité. Cette caractéristique porte le nom de

caractéristique d'obscurité. Tous ses points correspondent à des situations où la cellule absorbe de l'énergie électrique

On observe que les différentes caractéristiques tension-courant correspondant à des éclairagements différents ont pratiquement la même forme. Elles sont décalées par rapport à la caractéristique d'obscurité d'une distance proportionnelle au rayonnement solaire incident. Ce décalage s'effectue dans une direction presque verticale du diagramme (voir droite en pointillés sur le diagramme de la figure I.14

La tension à vide, nulle dans l'obscurité, croît d'abord rapidement avec le rayonnement, mais prend bientôt une valeur presque constante. Le courant de court-circuit, par contre, reste à peu près proportionnel à l'éclairage jusqu'à des valeurs très élevées de celui-ci, la tension et le courant correspondant à la puissance optimale croissent aussi avec le rayonnement incident. La figure I.14 indique qu'elle est l'allure du lieu des points à puissance optimale [6,18].

La puissance optimale augmente avec l'éclairage, mais l'augmentation devient moins rapide aux forts niveaux d'éclairage.

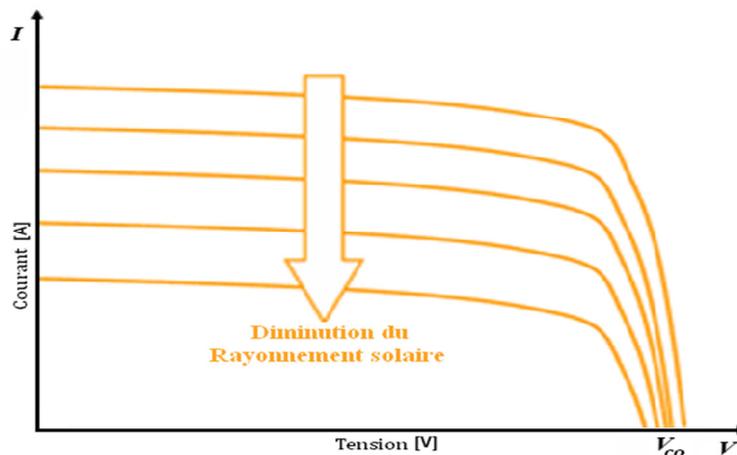


Figure I.14 effet de l'éclairage sur la cellule photovoltaïque

I.3.6. Effet de la variation de la température sur la caractéristique tension-Courant

L'expérience montre que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec la température de la cellule. Un ordre de grandeur courant de $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ cellule.

Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05% par degré Celsius). L'influence de la température sur la caractéristique tension-courant est indiquée à la figure I.15 [6].

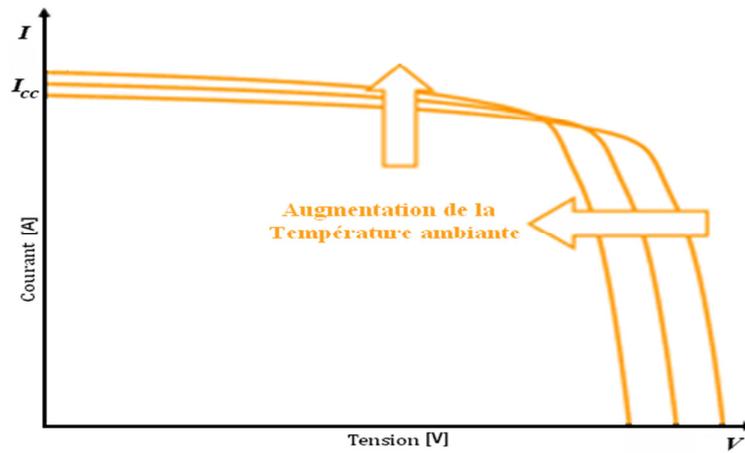


Figure I.15 effet de la température sur la cellule photovoltaïque

Comme la tension diminue plus vite avec la température et que le courant augmente, la puissance optimale diminue avec la température de la cellule

En fait, la température des cellules est supérieure à la température ambiante car bien que la plus grande partie du rayonnement incident soit absorbée, la puissance électrique fournie par un module n'est qu'une petite partie de la puissance absorbée. La différence entre la puissance absorbée et la puissance fournie sous forme électrique correspond à un dégagement de chaleur.

La chaleur dégagée est évacuée par conduction jusqu'à la surface du module, puis par convection et rayonnement. On notera que le rendement de la convection dépend fortement de la vitesse du vent.

Les cellules solaires sont donc portées à une température supérieure à la température ambiante, la différence entre les deux températures dépend essentiellement du rayonnement incident. Cette différence diminue lorsque la puissance électrique produite ou la vitesse du vent augmente.

I.3.7. Influence de l'angle d'incidence

Lorsque le rayonnement incident provient d'une direction inclinée par rapport à la normale au module, le rayonnement absorbé de façon utile diminue. La plus grande partie de cette diminution s'explique de façon purement géométrique [17] :

La surface effective "vue par le rayonnement" varie comme le cosinus de l'angle d'incidence. La diminution de la puissance absorbée est encore accentuée par des raisons optiques :

Les réflexions sur la paroi extérieure, ainsi que sur la surface des cellules, augmente avec l'angle d'incidence. La figure I.16 donne l'allure de la variation du rayonnement reçu à la surface du module et du rayonnement absorbé de façon utile en fonction de l'angle d'incidence.

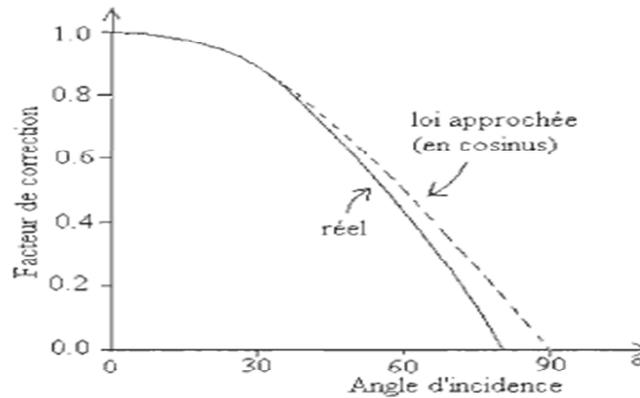


Figure I.16 effet de l'angle d'incidence sur la cellule photovoltaïque

Compte tenu de cette dépendance angulaire, la puissance fournie par un module dépend beaucoup de son inclinaison et de son orientation. Il est rare que les modules soient équipés d'un système qui les oriente en permanence dans la direction optimum en tenant compte du mouvement du soleil. L'orientation est en général fixée, l'inclinaison peut parfois être modifiée manuellement pour tenir compte de la saison. Le plus souvent, l'orientation et l'inclinaison sont tous les deux fixes.

I.3.8. Photovoltaïque à concentration

Un concentrateur solaire photovoltaïque augmente l'intensité du rayonnement solaire à la surface du capteur photovoltaïque, ce qui réduit la zone de matériau photovoltaïque nécessaire par unité de puissance. Une réduction des coûts peut être obtenue pour le système photovoltaïque / concentrateur global lorsque le coût du concentrateur est inférieur au coût de matériel PV déplacées. Les concentrateurs optiques peut être soit réfléchissante, de réfraction ou une combinaison des deux. Des exemples de configurations de réflexion sont présentés dans la figure I.17 [20,21].

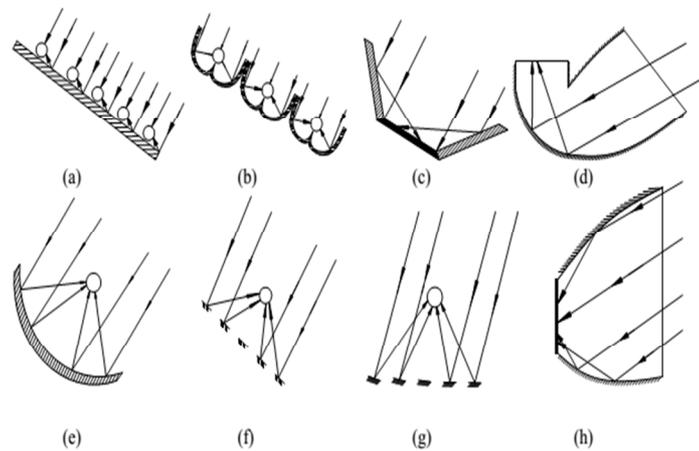


Figure I.17 configurations de réflecteur de concentration possible

I.4. Capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT)

Une grande partie du rayonnement solaire n'est pas convertie en électricité et accroît leur température entraînant ainsi une baisse de leur rendement électrique. Les capteurs solaires PVT hybrides sont des systèmes utilisant des modules photovoltaïques (PV) comme absorbeur thermique. Par récupération d'une partie de la chaleur dissipée par les modules PV à l'aide d'un fluide caloporteur, ces capteurs solaires hybrides permettent la production simultanée d'énergies thermique et électrique. Ils associent ainsi un capteur solaire photovoltaïque intégré au bâti et un capteur solaire thermique [21].

La recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80. Certains nombres de recherche mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres sur les méthodes de modélisation, ainsi que l'intégration du capteur PVT pour d'autre application comme le chauffage sanitaire.

Beaucoup des travaux expérimentaux et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes hybrides PVT. La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour objectif d'évaluer les performances thermique et électrique ou d'analyser l'aspect économique des systèmes hybrides à travers l'estimation du taux de couverture solaire assuré. Pour cela, quelques auteurs mettent l'accent sur le développement de modèles électrique de photo-conversion en régime permanent ou dynamique. Certaines de ces analyses s'appuient en outre sur des confrontations avec des études expérimentales en conditions contrôlées situées sur divers sites.

I.4.1. Classification des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques

En peut classer les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques selon la nature du fluide utile [21-30] ; les capteurs hybride à air et les capteurs hybride à fluide caloporteur liquide et les capteurs à concentration.

I.4.2. Les capteurs solaires hybrides PVT à air

Ici, ils sont pris en compte les capteurs solaires PVT à air et les capteurs solaires PV intégré au bâti dans une configuration de type double –peau avec récupération de chaleur dans la lame d'air en sous-face. Compte tenu de faible demande en chauffage solaire sur le marché, peu d'étude ont été menées sur les capteurs solaires PVT intégrés. Plusieurs configuration ont été fait de ce type de capteur PVT à aire [21, 27,28] en peut montrer sur la figure suivant.

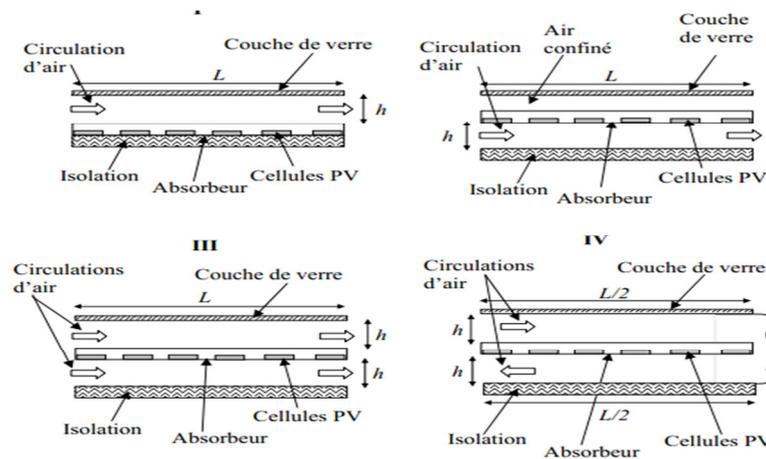


Figure I.18 prototypes de capteur solaire PVT à air

I.4.3. Les capteurs solaires hybrides PVT avec un liquide

Afin d'améliorer la performance du système photovoltaïque, beaucoup d'effort a été consacré sur la recherche et le développement de la technologie du système hybride photovoltaïque thermique PVT. L'une des modifications de conception est d'augmenter la performance du module photovoltaïque par circulation de l'eau pour extraire la chaleur utilisant l'eau comme liquide réfrigérant. Ces collecteurs du liquide PVT sont semblables à un collecteur conventionnel avec un liquide ; un absorbeur avec un tube serpentin ou des séries de canalisations verticales parallèles est appliqué, sur lesquelles le module PV a été stratifié ou collé comme joint époxyde adhésif [21,23, 24].

Bien que les collecteurs liquides se soient avérés techniquement faisables, les possibilités économiques sont pourtant incertaines comparé au système du chauffage PVT à air, pas beaucoup de développements sont vus dans la littérature sur des systèmes de liquide-chauffage

due à leurs limitations inhérentes comme : le coût additionnel de l'unité thermique pour la circulation de l'eau, et le problème de congélation inhérent du fluide de fonctionnement une fois utilisé dans des régions de basse température, etc.

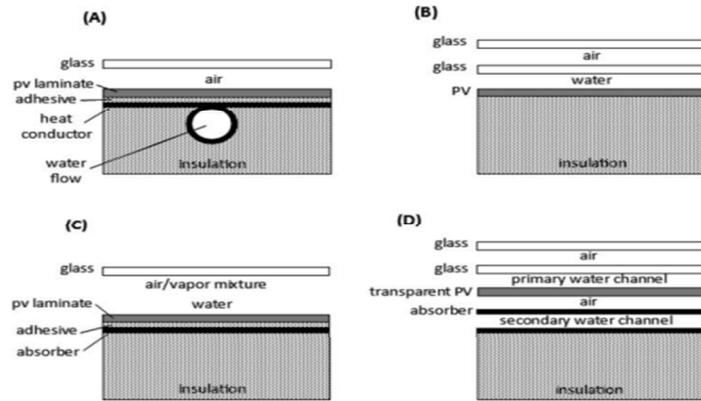


Figure 5.2.1 Various collector concepts: (A) sheet-and-tube PVT, (B) channel PVT, (C) free flow PVT, (D) two-absorber PVT (insulated type) (Zondag et al., 2003).

Figure I.19 prototypes de capteur solaire PVT avec un liquide

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait une étude approfondie sur l'utilisation de l'énergie solaire, nous avons montrés que l'utilisation de l'énergie solaire est divisée en plusieurs sujets, y compris leur utilisation dans le domaine de la production d'énergie thermique et le chauffage de l'eau et les chauffages des bâtiments ainsi que leur utilisation dans la production d'électricité. Dans la deuxième partie, nous avons étudiés l'élément le plus important de l'exploitation de l'énergie solaire qui est le capteur solaire où on a résumé quelques types de capteurs solaires.

Chapitre II

Étude du gisement solaire

Chapitre II

Étude du gisement solaire

II.1.Introduction

Le rayonnement solaire incident à la surface de la terre est le résultat d'interactions complexes de l'énergie entre l'atmosphère et la surface. À l'échelle mondiale, les gradients latitudinaux de rayonnement sont causés par la géométrie de la terre et sa rotation autour du Soleil. À des échelles régionales et locales, le terrain est le principal facteur à modifier la répartition du rayonnement. L'altitude du lieu, l'inclinaison de la surface, l'orientation et ombres projetées par élément de terrain créent de forts gradients locaux. L'hétérogénéité spatiale et temporelle de l'énergie solaire détermine la dynamique de nombreux facteurs environnementaux, par exemple l'air et la température du sol et l'humidité, la fonte des neiges, la photosynthèse et l'évapotranspiration. Les données de rayonnement solaire précises et réparties dans l'espace sont désirées pour diverses applications (sciences de l'environnement, la climatologie, l'écologie, la conception des bâtiments, la télédétection, photovoltaïque, gestion des terres, etc.)[32,36].

Cependant le rayonnement solaire a des variations temporelles et spatiales. Pour recueillir cette information, un réseau de stations de surveillance solaires équipées des Pyranomètres et des systèmes d'acquisition de données sont généralement établies aux endroits désirés. Cependant, le nombre de ces stations dans le réseau n'est pas généralement suffisant pour fournir des données de rayonnement solaire à des zones désirées, en particulier dans les pays en développement. Il est nécessaire de développer des méthodes pour estimer le rayonnement solaire sur la base des données météorologiques plus facilement disponibles [32].

Une autre solution à ce problème consiste à estimer le rayonnement solaire en utilisant une modélisation approchée, la modélisation du rayonnement solaire fournit également un arrangement de dynamique de rayonnement solaire et elle est clairement de grande valeur dans la conception des systèmes de conversion à énergie solaire. Comme nous avons montrés dans le chapitre I, notre pays reçoit du rayonnement solaire donc la technologie solaire peut être un avantage appliqué à ces régions et surtout sur le sud algérien.

II.2. Constitution physique du soleil

Le soleil est une sphère gazeuse composée d'hydrogène (74 % de la masse ou 92,1 % du volume) et d'Hélium (24 % de la masse ou 7,8 % du volume). L'hydrogène se transforme en hélium par fusion nucléaire, chaque seconde 700 milliards (7 1011) de kilogrammes d'hydrogène se transforme en 695.7 milliards de kilogrammes d'hélium. La différence -4.3 milliards de kilogrammes se transforment en énergie $-38.7 \cdot 10^{25}$ joules, c'est équivalent à 26 mille milliards de fois la consommation énergétique mondiale dans le même temps. Avec un diamètre de 1391000 km, le Soleil se trouve à une distance moyenne de 149 000 km par rapport à la terre. A cause de l'ellipticité de l'orbite terrestre, la distance minimale se situe vers le 15 janvier, et la maximal vers la fin juin [32-34].

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

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

II.3. Mouvements du soleil

La figure II.1 représente le mouvement annuel de la terre autour du soleil dans un plan appelé plan écliptique. Le nom décliptique provient du fait que la lune doit être dans ce plan pour qu'une éclipse se produise [44,45].

Ce mouvement annuel de la terre donne l'impression que le soleil se déplace, au cours de l'année, sur un grand cercle de la sphère céleste appelé cercle écliptique: le cercle écliptique coupe le cercle équatorial en deux points γ et γ' ; le point γ , appelé point vernal, indique la direction dans laquelle un observateur terrestre verra le soleil le jour de l'équinoxe de printemps.

L'axe des pôles terrestres P et P' fait avec l'axe des pôles Q et Q' de l'écliptique un angle ε dont la valeur est égale à $23^\circ 27'$.

Cette révolution fait varier les durées relatives du jour et de la nuit au rythme des saisons limitées par les deux équinoxes et les deux solstices (voire figure I.1)

- Equinoxe de printemps correspond au 21 Mars
- Equinoxe d'automne correspond au 23 Septembre

- Solstice d'été correspond au 22 Juin
- Solstice d'hiver correspond au 22 Décembre.

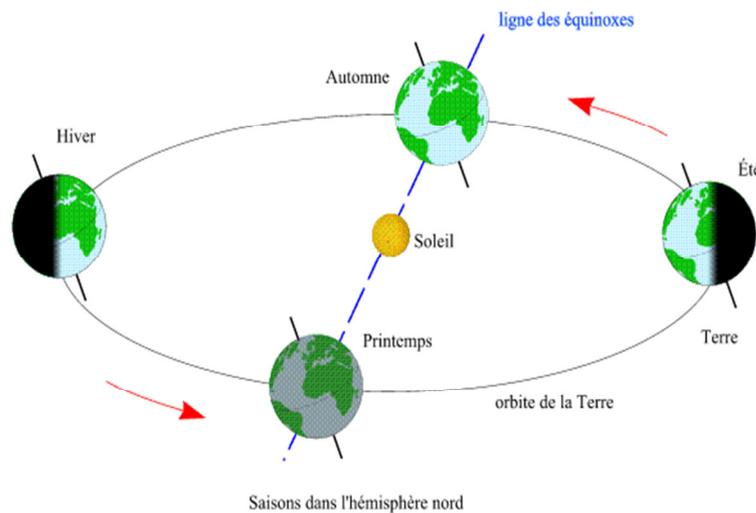


Figure II.1 mouvement apparent du soleil

II.4. Les coordonnées célestes

✓ Les coordonnées géographiques

- **La longitude L** , est comptée positivement vers l'Est et négativement vers l'Ouest, à partir du méridien Greenwich.
- **La latitude Φ** , permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère Nord et de 0° à -90° dans l'hémisphère Sud.

✓ Les coordonnées horaires

La déclinaison δ , c'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de $+23^\circ 27'$ à $-23^\circ 27'$ et détermine l'inégalité des durées des jours. Elle s'obtient à partir de la formule suivante:

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{284 + N}{365} \times 360 \right] \quad \text{II.1}$$

N : le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1^{er} Janvier.

L'angle horaire ω : il est déterminé par la rotation régulière de la terre autour de son axe. Il est compté positivement dans le sens rétrograde de 0° à 360° .

✓ **Les coordonnées horizontales**

L'*azimut* a_s , ou l'angle que fait la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest.

La *hauteur* h , ou l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir.

On appelle quelquefois distance zénithale le complément de l'angle h : $z + h = 90^\circ$

L'équation de passage des coordonnées horizontales en coordonnées horaires est la suivante :

$$\sin(a_s)\cos(h) = \cos(\delta)\sin(\omega) \quad \text{II.2}$$

$$\cos(a_s)\cos(h) = \cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\Phi) - \cos(\Phi)\sin(\delta) \quad \text{II.3}$$

$$\sin(h) = \cos(\Phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\Phi)\sin(\delta) \quad \text{II.4}$$

II.5. Les temps solaires✓ **Le temps solaire vrai (T.S.V)**

Le temps solaire vrai, en un instant et un lieu donné, est l'angle horaire du soleil ω . Il est donné sous la forme suivante ;

$$\text{TSV} = 12 + \omega/15 \quad \text{II.5}$$

ω en degré.

Si $\omega = 0$, TSV=12h.00

Si $\omega < 0$, la matinée.

Si $\omega > 0$, l'après-midi.

✓ **Le temps solaire moyen (T.S.M)**

Il est donné par la relation:

$$\text{ET} = \text{TSV} - \text{TSM} \quad \text{II.6}$$

ET, l'équation du temps, qui corrige le TSV par rapport au TSM

$$Et = 9.87 \sin (2N') - 7.53 \cos (N') - 1.5 \sin (N') \text{ [min]} \quad \text{II.7}$$

$$N' = (N - 81) \times 360/365 \quad \text{II.8}$$

Où : N est le numéro du jour dans l'année.

✓ **Le temps universel (TU)**

C'est le temps moyen du méridien de Greenwich (méridien origine)

$$TU = TSM - L/15 \quad \text{II.9}$$

Où : L : est la longitude.

L > 0, pour les villes situées à l'Est de Greenwich

L < 0, pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich

TU = TSM, pour le méridien de Greenwich

✓ **Le temps légal (TL)**

C'est le temps officiel d'un état, il est donné par :

$$TL = TU + \Delta H \quad \text{II.10}$$

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré

$\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie

II.6. Constante solaire

Le flux solaire moyen sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons, placé en dehors de l'atmosphère terrestre, est appelé constante solaire I_c .

La valeur moyenne actuellement retenue est $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$

Cette valeur est la moyenne sur l'année du flux extraterrestre. En effet, la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6 \%$ de la distance terre soleil et donc une variation de ce flux. La relation suivante donne la valeur corrigée de la constante solaire [40,53]

$$I_c = I_0 \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360}{365} n \right) \right] \quad \text{II.11}$$

n : est le numéro du jour dans le mois.

II.7. Structure et composition de l'atmosphère

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

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

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

- CO₂ (0,03%)
- Vapeur d'eau: en quantité variable caractérisée par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone O₃ située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols: grains de sable, poussières, fumées...

On trouvera sur la figure II.2 la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon longueur d'onde[40,41].

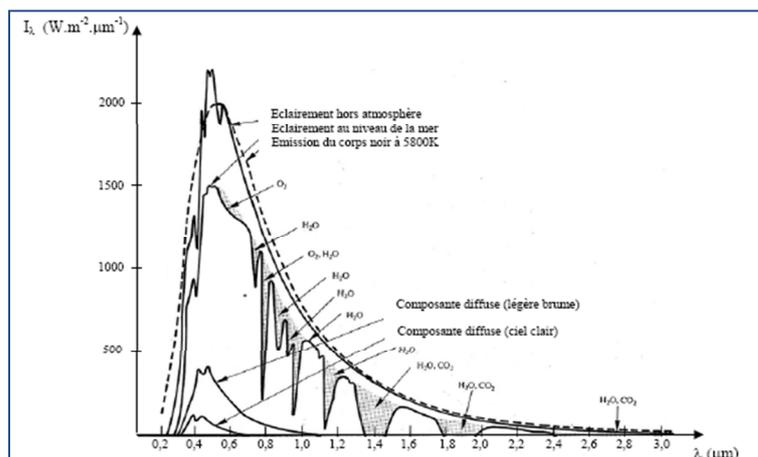


Figure II.2 répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre

Les gaz non transparents de l'atmosphère (CO₂, O₃, H₂O) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- Vers 14.7 μm pour le CO₂.
- Entre 5 et 7 μm et entre 14 et 20 μm pour la vapeur d'eau.
- Vers 9.6 μm pour O₃

II.8.Masse d'air

Par convection une masse d'air unité correspond au trajet d'un rayon solaire selon la verticale du lieu, Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante [36,37]

$$M_a = \frac{1}{\sin(h) + 9.40 \times 10^{-4} [\sin(h) + 0.0678]^{-1.253}} \quad \text{II.12}$$

h: hauteur angulaire solaire

En 1989, Kasten et autre donne une expression pour m_a qui est devenue largement utilisée. Le modèle **R.sun** utilise cette formule avec une légère correction de l'altitude du soleil [35,37].

$$M_a = \frac{P/P_0}{\sin(h_0^{\text{ref}}) + 0.50572(h_0^{\text{ref}} + 6.07995)^{-0.6364}} \quad \text{II.13}$$

P/P_0 : est la correction de l'altitude $Z(m)$

$$P/P_0 = \exp(-Z/8434.5) \quad \text{II.14}$$

h_0^{ref} : est l'altitude du soleil corrigée par la composante de la réfraction atmosphérique

$$h_0^{\text{ref}} = h + \Delta h_0^{\text{ref}} \quad \text{II.15}$$

$$\Delta h_0^{\text{ref}} = 0.061359(0.1594 + 1.123h + 0.06565h^2)/(1 + 28.9344h + 277.3971h^2) \quad \text{II.16}$$

II.9.Épaisseur Optique de l'Atmosphère

En 1922, Linke définit l'épaisseur optique de Rayleigh δ_R comme étant l'épaisseur optique totale d'une atmosphère sans nuages, vapeur d'eau et aérosols Kasten, en 1980 [37,38] a utilisé les données spectrales publiées par Feussner et Al en 1930, il a proposé aussi l'expression de δ_R connue sous le nom de pyrhélimétrique de Kasten, dont la diffusion moléculaire et l'absorption de la couche d'ozone stratosphérique sont prises en compte

$$\delta_R = 9.4 + (0.9 \times M_a) \quad \text{II.17}$$

Dans cette formule, l'absorption par les gaz atmosphériques permanents tels que CO_2 , O_2 , NO_2 et CO n'est pas prise en compte. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule pyrhélimétrique de Kasten. En 1986 Louche [38] ajouta l'absorption par les constituants de l'atmosphère et proposa un polynôme de 4^{ème} ordre pour la masse d'air. Récemment en 1996, Kasten a ajouté la formule de Louche et proposa une nouvelle expression pour le modèle de R.sun qu'il a exploité la formule ajustée de Karsten pour une masse d'air inférieure à 20 et calculer comme suit [36].

Pour $M_a < 20$

$$\delta_R = \frac{1}{6.6296 + (1.7513 \times M_a) - (0.1202 \times M_a^2) + (0.0065 \times M_a^3 - (0.00013 \times M_a^4))} \quad \text{II.18}$$

Pour $M_a > 20$

$$\delta_R = \frac{1}{10.4 + 0.78M_a} \quad \text{II.19}$$

δ_R : épaisseur optique de Rayleigh

II.10.Direction des rayons solaires

Nous avons besoin de transmettre les angles relatifs des capteurs inclinés. Typiquement, un capteur est orienté dans un certain nombre d'angles générales qui pointent vers le ciel (voir Figure II.3). Les symboles pour l'orientation de l'ouverture dans le système solaire sont bien sûr tout à fait semblable à ceux utilisés les coordonnées à des relations Soleil-observateurs. L'azimut du capteur, inclinaison du capteur et l'angle d'incidence sont les principales orientations que nous avons besoin de tenir dans nos esprits[33,35,41].

\vec{n}_s : Le vecteur unitaire porté par la direction des rayons solaires

- *En coordonné horizontal*

$$\vec{n}_s = \text{Cos } h \cos a_s \vec{i} + \sin a_s \cos h \vec{j} + \sin h \vec{k} \quad \text{II.20}$$

- *En coordonné horaire*

$$\begin{aligned} \vec{n}_s = & (\cos \delta \cos \omega \sin \Phi - \cos \Phi \sin \delta) \vec{i} + \sin \omega \cos \delta \vec{j} \\ & + (\cos \Phi \cos \delta \cos \omega + \sin \Phi \sin \delta) \vec{k} \end{aligned} \quad \text{II.21}$$

\vec{n}_c : Le vecteur unitaire porté par la normale à la surface du capteur

$$\vec{n}_c = \sin \beta \cos a_c \vec{i} + \cos \beta \cos a_c \vec{j} + \sin a_c \vec{k} \quad \text{II.22}$$

$$\cos \theta = \vec{n}_s \cdot \vec{n}_c = \text{Cos } h \cos a_s \sin \beta \cos a_c + \sin a_s \cos h \cos \beta \cos a_c + \sin h \sin a_c \quad \text{II.23}$$

$$\begin{aligned} \cos \theta = \vec{n}_s \cdot \vec{n}_c = & \cos \delta \cos \omega \sin \Phi \sin \beta \cos a_c - \cos \Phi \sin \delta \sin \beta \cos a_c \\ & + \sin \omega \cos \delta \cos \beta \cos a_c + \cos \Phi \cos \delta \cos \omega \sin a_c + \sin \Phi \sin \delta \sin a_c \end{aligned} \quad \text{II.24}$$

Cas particuliers

- Surfaces horizontales $\beta = 0$

$$\cos \theta = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos h \tag{II.25}$$

- Surfaces verticales $\beta = \pi/2$

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \cos \Phi \sin \delta \sin \beta \cos a_c + \sin \Phi \cos \delta \cos \beta \sin \beta \cos a_c \\ &+ \cos \delta \sin h \sin \beta \sin a_c \end{aligned} \tag{II.26}$$

- Surfaces verticales orientées vers le Sud $a_c = 0$

$$\cos \theta = \tag{II.27}$$

$$\sin \delta \cos \beta - \cos \Phi \sin \delta \sin \beta + \cos \Phi \cos \delta \cos h \cos \beta + \sin \Phi \cos \delta \cos h \sin \beta$$

- Surface orientée vers le Sud et inclinée d'un angle β par rapport à l'horizontal

$$\cos \theta = \sin \Phi \sin \delta - \cos \Phi \sin \delta \sin \beta + \cos \Phi \cos \delta \cos h \cos \beta + \tag{II.28}$$

$$\sin \Phi \cos \beta \sin \delta \cos h \sin \beta$$

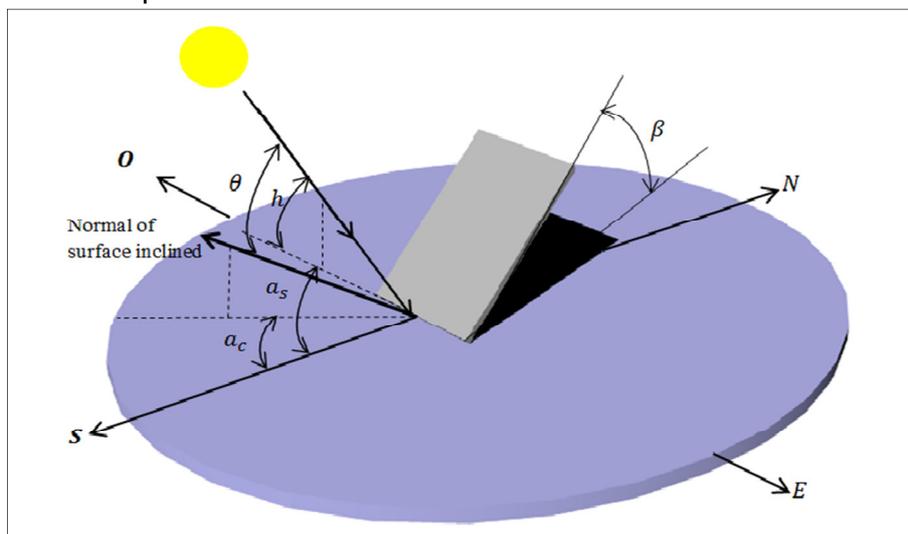


Figure II.3 a_c ;azimut capteur a_s ;azimut solaire , θ ;angle d'incidence, h ; la hauteur solaire

β ;angle d'inclinaison

II.11. Modèles mathématiques pour l'estimation de l'éclairement solaire

II.11.1. Modèle de Jordan

La relation de l'éclairement direct sur la normal [47,52]

$$I_{bn} = I_C \times \tau_b \quad \text{II.29}$$

$$I_c = I_0 \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360}{365} n \right) \right] \quad \text{II.30}$$

$$\tau_b = a_0 + a_1 \exp(-k/\sinh) \quad \text{II.31}$$

$$a_0 = r_0 [0.4237 - 0.00821(6 - Z)^2] \quad \text{II.32}$$

$$a_1 = r_1 [0.5055 - 0.00595(6.5 - Z)^2] \quad \text{II.33}$$

$$k = r_k [0.2711 - 0.01858(2.5 - Z)^2] \quad \text{II.34}$$

Où Z est l'altitude de l'observateur exprimée en km et r₀, r₁ et r_k sont des coefficients correcteurs adimensionnels

Tableau II.1 Coefficients de corrections adimensionnelles

Type de temps	r ₀	r ₁	r _k
Tropical	0.95	0.98	1.02
Été(altitude moyenne)	0.97	0.99	1.02
Été(lat.sub.Atrice)	0.99	0.99	1.01
Hiver(moyenne latitude)	1.03	1.03	1.00

La relation de l'éclairement direct sur une surface horizontale

$$I_{bh} = I_C \times \tau_b \times \sinh \quad \text{II.35}$$

L'éclairement diffus par ciel clair obtenu sur un plan horizontal est donné par

$$I_{dh} = I_C \times (0.2710 - 0.2939 \times \tau_b) \times \sinh \quad \text{II.36}$$

✓ **Éclairement solaire global reçu sur un plan horizontal**

$$I_{gh} = I_{bh} + I_{dh} \quad \text{II.37}$$

✓ Éclairement solaire global sur un plan incliné

$$I_g = I_{bh}R_b + \frac{I_{ah}(1 + \cos \beta)}{2} + \rho(I_{bh} + I_{ah}) \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad \text{II.38}$$

$$R_b = \cos \theta / \sin h \quad \text{II.39}$$

ρ : Albédo du sol (voir tableau II.2)

Tableau II.2 valeurs de l'albédo du sol "ρ"

Nature du sol	Neige fraîche	Neige Ancienne	Sol rocheux	Sol cultivé	Forêt	Etendue
Valeurs ρ	0.8-0.9	0.5-0.7	0.15-0.25	0.07-0.14	0.06-0.2	0.05

II.11.2. Modèle de Capderou

Le modèle de Capderou utilise le trouble atmosphérique pour calculer les composantes directes et diffuses de l'irradiation reçue sur un plan. L'absorption et la diffusion causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimés par des facteurs de troubles, à partir de ces facteurs, on peut exprimer les irradiances directes et diffuses par ciel clair. La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour déterminer les irradiances par ciel clair. Ce facteur est le rapport entre l'extinction du rayonnement direct traversant une atmosphère de référence constituée uniquement d'air pur et sec sous la même incidence.

Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair est donné par [35,49].

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad \text{II.40}$$

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\Phi) + 0.1(2 + \sin(\Phi)) \times A_{he} - 0.2 \times Z - (1.22 + 0.14 \times A_{he}) \times (1 - \sin(h)) \quad \text{II.41}$$

$$A_{he} = \sin\left(\frac{360}{365}\right) \times (n - 121) \quad \text{II.42}$$

Z : L'altitude du lieu

T_1 : le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par l'approche:

$$T_1 = 0.89^Z \quad \text{II.43}$$

T_2 : Est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (il dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols). En fonction du coefficient de trouble d'Angstrom β , T_2 est donné par :

$$T_2 = (0.9 + 0.4A_{he})(0.63)^Z \quad \text{II.44}$$

✓ **Éclairement solaire reçu sur un plan horizontal par ciel clair**

L'éclairement direct par ciel clair obtenu sur un plan horizontal est donné par:

$$I_{bh} = I_c \times \exp[-T_L \times \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^Z} \sin(h)\right)^{-1}] \sin(h) \quad \text{II.45}$$

L'éclairement diffus incident sur un plan horizontal

$$I_{dh} = I_c \times \exp((-1 + 1.06 \log(\sin(h))) + a - \sqrt{a^2 + b^2}) \quad \text{II.46}$$

$$a=1.1$$

$$b = \log(T_L - T_0) - 2.8 + 1.02 \times (1 - \sin(h))^2 \quad \text{II.47}$$

✓ **Éclairement solaire diffus incident sur un plan horizontal**

$$I_{gh} = I_{bh} + I_{dh} \quad \text{II.48}$$

✓ **Éclairement solaire global reçu sur un plan incliné**

L'éclairement direct est la projection de la composante normale sur un plan incliné.

$$I_b = I_c \times \exp[-T_L \times \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^Z} \sin(h)\right)^{-1}] \cos(\theta) \quad \text{II.49}$$

L'éclairement diffus du ciel est composé de trois parties:

La composante directe ou circumsolaire. Elle provient du voisinage du soleil dans un Cône de demi-angle au sommet compris entre 3° et 15° . Elle peut être considérée aussi qu'elle provient directement du soleil .

$$\delta_d = I_c \times \exp\left(-2.48 + \sin(h) + a - \sqrt{a^2 + 4b^2}\right) \quad \text{II.50}$$

$$a = 3.1 - 0.4b \quad \text{II.51}$$

$$b = \log(T_L - T_0) - 2.28 - 0.5\log(\sin(h)) \quad \text{II.52}$$

-La composante isotrope qui correspond à un ciel de luminance uniforme.

$$\delta_i = I_{dh} - \delta_d \sin(h) \quad \text{II.53}$$

I_{dh} : éclairement diffus sur un plan horizontal.

La composante du cercle de l'horizon qui provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6°. Elle est associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphérique.

$$b = \exp(0.2 + 1.75 \log(\sin(h))) \quad \text{II.54}$$

$$a = \log(T_L - T_0) - 3.1 - \log(\sin(h)) \quad \text{II.54}$$

$$\delta_h = I_c \frac{-0.02a}{a^2 + ab + 1.8} \exp(\sin(h)) \quad \text{II.55}$$

Le diffus du ciel est l'éclairement diffus incident en provenance du ciel

$$\delta_i = I_{dh} - \delta_d \sin(h) \quad \text{II.56}$$

L'éclairement diffus du sol est caractérisé par l'albédo du sol qui indique la réflexion de la lumière incidente. Pour un plan quelconque (α, γ)

$$I_{dsol} = \delta_d \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad \text{II.57}$$

$$\delta_d = \rho I_{gh} \quad \text{II.58}$$

I_{gh} : est l'éclairement global horizontal.

ρ : Albédo du sol.

L'éclairement diffus rétrodiffusé est celui diffusé à nouveau par le ciel vers le sol. Selon le raisonnement de Capderou, cette composante a la forme suivante :

$$\delta'_i = 0.9(\rho - 0.2)I_{gh} \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{T_L - T_0}}\right) \quad \text{II.59}$$

L'éclairement diffus incident sur un plan incliné est donné par.

$$I_d = I_{dciel} + I_{dsol} + \delta'_i \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad \text{II.60}$$

D'où l'éclairement global incident à un instant donné sur un plan inclinés

$$I_g = I_b + I_d \quad \text{II.61}$$

II.11.3.Méthode Semi-Empirique de Perrin Brichambaut

La méthode empirique de Perrin Brichambaut a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur à orientation quelconque [49,51].

Pour un ciel clair, les éclairements du rayonnement direct I_b diffus I_{dh} et global I_{gh} reçus sur un capteur sont donnés par les relations suivantes:

$$I_{dh} = A(\sin(h))^{0.4} \quad \text{II.62}$$

$$I_{gh} = A''(\sin(h))^{B''} \quad \text{II.63}$$

$$I_d = \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) I_{dh} + I_{gh} \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) \rho \quad \text{II.64}$$

$$I_b = A \left(\exp\left(-\frac{1}{B \sin(h + 2)}\right) \right) \cos(\theta) \quad \text{II.65}$$

A, B, A', A'', B'' : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère

Tableau II.3 paramètre décrivant l'état de l'atmosphère

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1.15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1.22
Ciel bleu laiteux	1200	2.5	187	990	1.25

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers des quelles il n'est pas possible de distinguer le disque

solaire. Dans ces conditions, le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus. Si la couverture nuageuse est homogène, on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol. Le rayonnement global par un ciel couvert est ;

$$I_g = KI_g(1 + 0.3 \sin(h)) \tag{II.66}$$

K : coefficient qui dépend de l'état du ciel avant d'être recouvert par les nuages.

k = 0.6 pour un ciel bleu foncé.

k = 0.3 pour un ciel bleu clair.

k = 0.6 pour un ciel bleu laiteux.

II.11.4.Modèle de R.Sun

✓ **Éclairement solaire direct incident sur un plan horizontal par ciel clair**

Le rayonnement direct normal est exprimé en fonction du facteur T_{LK} selon la formule suivante [36,38,49]:

$$I_{bn} = I_c \times \exp(-0.8662 \times T_L \times m \times \delta_r(m)) \tag{II.67}$$

Le terme $-0.8662 T_L$:est le deuxième facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair (sans dimension) corrigé par Kasten[38].

Le rayonnement direct incident sur un plan horizontal par ciel clair b_{hc} est donné par l'équation suivante ;

$$I_{bh} = I_c \times \exp(-0.8662 \times T_{LK} \times m \times \delta_r(m)) \times \sin(h) \tag{II.68}$$

✓ **Éclairement solaire diffus incident sur un plan horizontal par ciel clair**

Puisque le ciel sans nuage devient plus trouble, donc, l'éclairement diffus augmente lorsque l'éclairement direct diminue.L'estimation de la composante diffuse sur un plan horizontal est effectuée en faisant le produit de l'éclairement énergétique normal extraterrestre, le facteur de transmission (T_n est en fonction uniquement du facteur de trouble atmosphérique de Linke corrigé $T(LK)$ et une fonction du diffus de l'altitude solaire F_d qui ne dépend que de l'altitude solaire h [36].

$$I_{dh} = I_c \times T_n(T_{LK}) \times F_d(h_0) \tag{II.69}$$

L'estimation du facteur de transmission $T_n(T_{LK})$ permet de donner un éclaircissement diffus théorique sur une surface horizontale. L'expression suivante est sous forme d'une fonction polynomiale de deuxième ordre [36,38].

$$T_n(T_{LK}) = -0.051843 + 0.030543T_{LK} + 0.0003797T_{LK}^2 \quad \text{II.70}$$

F_d : La fonction de l'altitude solaire est donnée par l'expression:

$$F_d(h_0) = A_1 + A_2 \sin h_0 + A_3 \sin^2 h_0 \quad \text{II.71}$$

A_i : sont des coefficients dépendants uniquement du facteur de trouble TL corrigé, définis par les expressions suivantes [36]:

$$A'_1 = 0.26463 - 0.061581T_{LK} + 0.003108T_{LK}^2 \quad \text{II.72}$$

$$A_1 = A'_1 \text{ si } A'_1 T_n(T_{LK}) \geq 0.0022 \quad \text{II.73}$$

$$A_2 = 2.04020 + 0.018945T_{LK} - 0.011161T_{LK}^2 \quad \text{II.74}$$

$$A_3 = -1.3025 + 0.039231T_{LK} - 0.0085079T_{LK}^2 \quad \text{II.75}$$

Subséquentement, l'éclaircissement global sur une surface horizontale est calculé comme suit ;

$$I_{gh} = I_{bh} + I_{dh} \quad \text{II.76}$$

II.11.5.Modèle de Klucher

Klucher (1979) a constaté que le modèle isotropique donne de bons résultats par un ciel couvert mais sous-estime l'irradiance dans des conditions claires et un ciel en partie couvert, quand il y a une intensité augmentée à proximité de l'horizon, et dans la région circumsolaire du ciel.

Le modèle développé par Klucher donne l'irradiation totale sur un plan incliné [55,57] :

$$I_g = I_{bh}R_b + I_{dh} \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + F' \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] [1 + F' \cos^2(\beta) \sin^3(\theta_z)] \\ + (I_{gh})\rho \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad \text{II.77}$$

$$F' = 1 - \left(\frac{I_{dh}}{I_{bh} + I_{dh}} \right)^2 \quad \text{II.78}$$

Le premier de ces facteurs de modification de la composante diffuse de ciel tient compte de l'horizon éclairant, le second prend en compte l'effet du rayonnement circumo solaire. Sous un ciel couvert, l'indice de clarté F' devient 0 et le modèle se réduit à un modèle isotrope.

II.11.6. Modèle de Hay-Davies

Dans le modèle de Hay-Davies, le rayonnement diffus du ciel est composé d'un composant isotrope et circum solaire (Hay et Davies, 1980) et l'horizon éclairant n'est pas pris en compte l'indice d'anisotropie, A_i , définie dans l'équation (II.79) représente la transmission à travers l'atmosphère de la radiothérapie [9,59].

$$A_i = \frac{I_{bn}}{I_{ON}} \quad \text{II.79}$$

La réflexion du sol est traitée comme dans le modèle isotrope.

$$I_g = (I_{gh}) \times R_{bn} + I_{dh} \times (1 - A_i) \times \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + (I_{gh}) \times \rho \times \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad \text{II.80}$$

II.11.7. Modèle de Reindl

En plus du diffus isotrope et du circumsolaire, le modèle de Reindl tient compte également de l'horizon éclairant (Reindl et al. 1990a, b) et emploie la même définition de l'indice d'anisotropie (A_i) tel que décrit dans l'équation (II.79). L'éclairement solaire total sur une surface inclinée peut alors être calculée à l'aide [54-59].

$$I_g = (I_{bh} + I_{dh}A_i)R_b + I_{bh}(1 - A_i) \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_{bh} + I_{dh}}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + (I_{gh})\rho \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad \text{II.81}$$

II.12. Emplacement du site et les données de rayonnement solaire

Pour évaluer les modèles théoriques choisis pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface horizontale, nous avons fait une comparaison entre les résultats obtenus par les

modèles théoriques et les données expérimentales, ces données utilisées ont été enregistrée à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER) située dans le sud de l'Algérie loin de Ghardaïa ville d'environ 18 km. La latitude, la longitude et l'altitude de l'unité sont respectivement $+32,37^\circ$, $+3,77^\circ$ et 450 m au-dessus du niveau de la mer (voir figure II. 4).



Figure. II.4 location géographique de la wilaya de Ghardaïa

Le Sun-Tracker : est une station de grande précision qui comprend deux parties: une partie fixe composée d'un Pyranomètre type EKO pour mesurer l'éclairement solaire reçue sur une surface horizontale, d'un thermohygromètre type TECNOEL pour mesure la température et de l'humidité et d'un solarimètre. L'autre partie mobile basée sur un système robotisé capable de suivre la trajectoire du soleil. Elles sont enregistrées toutes les 5 min depuis 2004 et consistent en des données de température, humidité et l'éclairement solaire direct et diffus. Les instruments qui mesurent les composants directe, le global et le diffus sont de type EKO indiqués dans la figure 5. L'instrument (1) est un Pyranomètre qui mesure le rayonnement solaire global. L'instrument (2) est également un Pyranomètre qui mesure la composante de rayonnement diffus. Le Pyrheliometer (3) mesure la composante du rayonnement directe. La boule noire (4) et le Pyrheliometer sont montés sur les deux axes suiveur solaire automatique (5) [42].

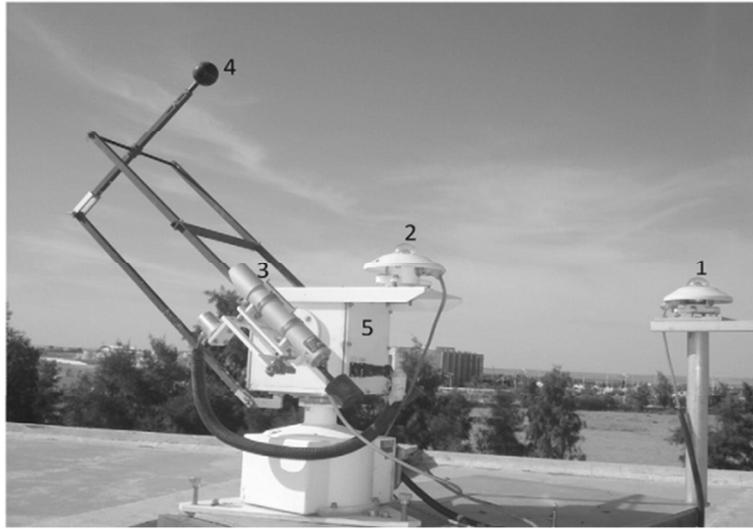


Figure.II.5 station de mesure

1-Pyranomètre pour mesurer l'éclairement solaire globale, 2-Pyranomètre pour mesurer la composante de rayonnement diffus, 3-Peryheliometer pour mesurer l'éclairement solaire directe
4-ballon utilisé pour cacher définitivement le pyranomètre2,-5suiveur solaire à 2 axes.

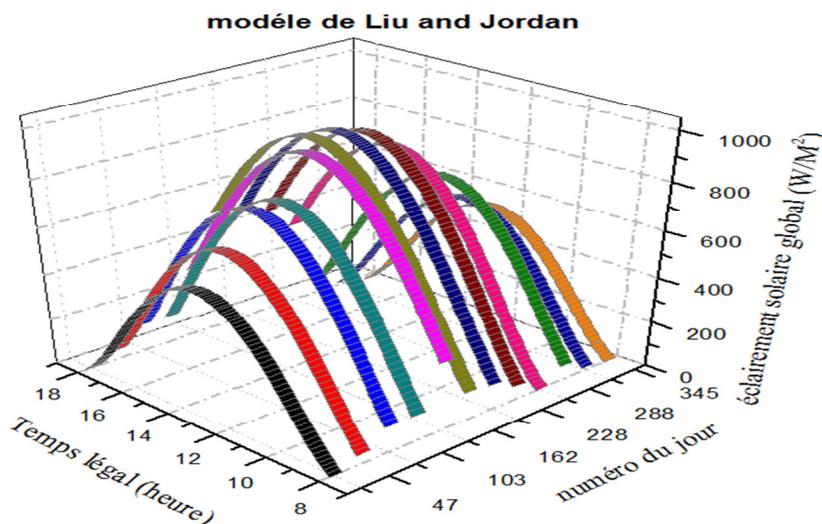
II.13.Résultats obtenus

Nous présentons dans les figures au-dessous les résultats obtenus par les quatre modèles théoriques choisis pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface horizontale pour un ciel clair, Pour valider ces modèles, nous avons comparé les résultats avec les données expérimentales que nous avons obtenus par la station de mesure au niveau de notre unité ,pour cela nous avons choisi des jours types pour chaque mois dans toute l'année, ces modèles théoriques nécessitent quelques paramètres d'entrées telles que les paramètres géographiques de terrain (latitude, longitude, altitude).

Une interpolation polynomiale des données expérimentales de l'éclairement solaire global, cette interpolation est exprimée par des équations pour chaque jour choisi montrée sur le tableau ci-dessous.

Tableau II.4 équations d'interpolations polynomiales des données expérimentales de l'éclairement solaire global pour un ciel clair

Numéro du jour	Equation polynomiale
17/03/2013(17)	$I_{ghm}=10339.1158-4025.5659TL+546.8982TL^2-30.3113TL^3+0.58809dTL^4$
16/02/2013(47)	$I_{ghm}=8167.8916-3316.44693TL+461.6669TL^2-25.5773TL^3+0.48764TL^4$
16 /03/2013(75)	$I_{ghm}=3853.6907-1868.9601TL+289.5572TL^2-16.7414TL^3+ 0.3214TL^4$
13/04/2013(103)	$I_{ghm}=4356.2992-1341.45967TL-11.58546TL^2+40.0491TL^3-4.6099TL^4$ $+ 0.2014TL^5-0.0031TL^6$
24/05/201 (142)	$I_{ghm}=1846.75973-1083.4598TL+192.0004TL^2-11.68024TL^3+0.2276TL^4$
11/06/2013(162)	$I_{ghm}=2070.3234-1165.4234TL+202.5673TL^2-12.2479TL^3+0.2385TL^4$
17/07/2013(199)	$I_{ghm}=11832.1794-6015.3315TL+1153.7364TL^2-107.7958TL^3+$ $5.4672TL^4-0.1487TL^5+0.0017TL^6$
16/08/2013(228)	$I_{ghm}= 3576.9330-1726.1766TL+271.8486TL^2-15.8935TL^3+0.30824TL^4$
15/09/2013(259)	$I_{ghm}=-13382.2588+8434.6237TL-2180.6507TL^2+287.8109TL^3-$ $20.01326TL^4+0.69723TL^5-0.00961TL^6$
15/10/2013(288)	$I_{ghm}=39731.5160-20858.0421TL+4378.6028TL^2-475.2637TL^3+28.5829TL^4-$ $0.9097TL^5+0.0119TL^6$
14/11/2013(318)	$I_{ghm}=6273.896-2727.670TL+401.851TL^2-23.392TL^3+0.467TL^4$
10/12/2013(345)	$I_{ghm}=35034.0002-18227.0847TL+3823.9069TL^2-420.1366TL^3+$ $25.9116TL^4-0.85475TL^5+0.0117TL^6$



FigureII.6 éclairement solaire global sur une surface horizontale (modèle de Liu –Jordan)

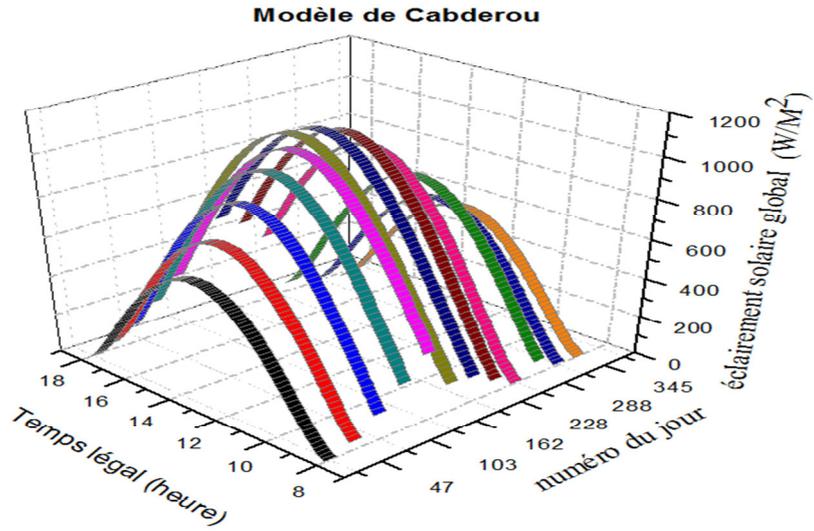


Figure II.7 éclairement solaire global sur une surface horizontale (modèle de Cabderou)

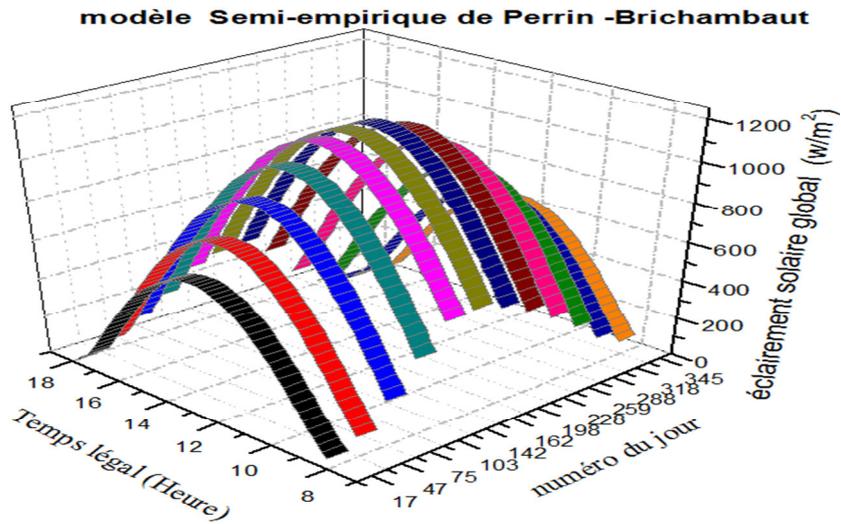


Figure II.8 éclairement solaire global sur une surface horizontale (modèle Semi-empirique de Perrin Brichambaut)

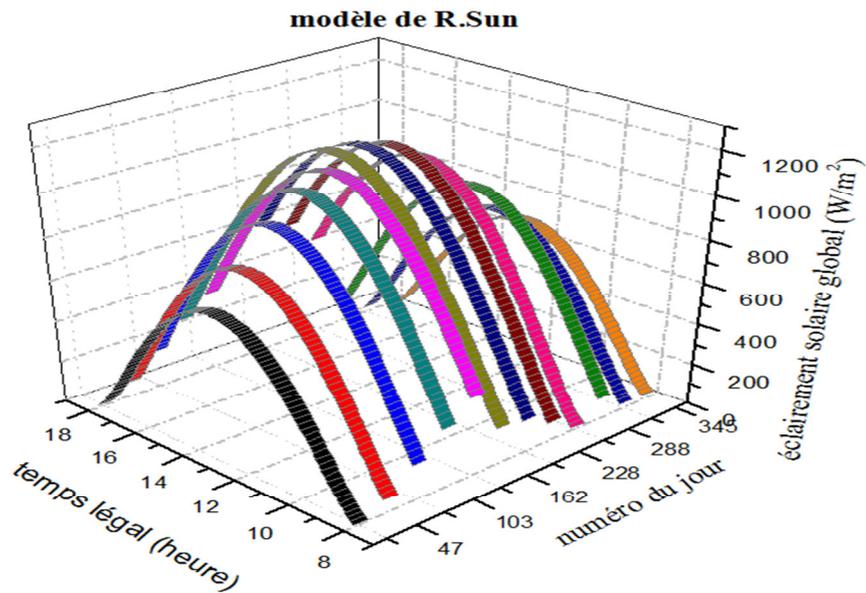
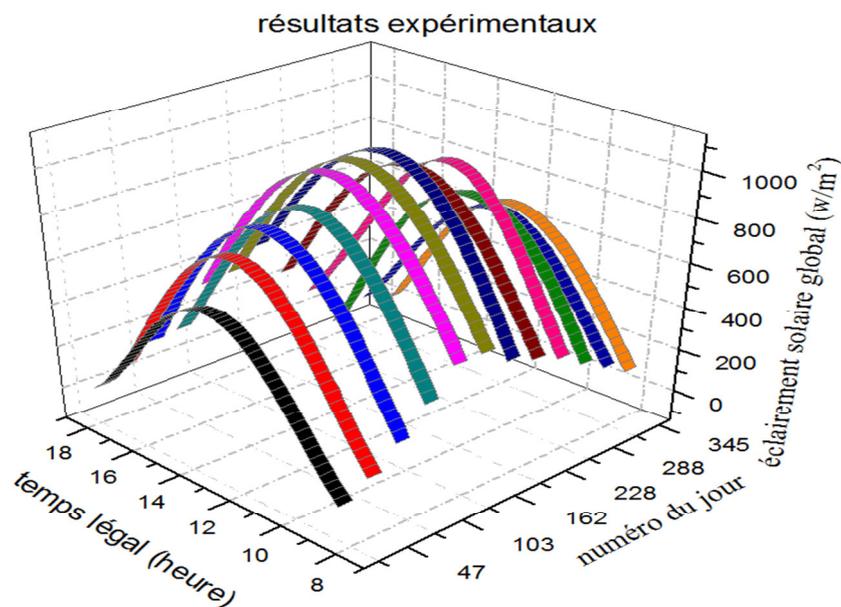


Figure II.9 éclairement solaire global sur une surface horizontale (modèle de R.sun)



FigureII.10 donnée expérimentale de l'éclairement solaire global sur une surface horizontale

II.14.Calcul statistique

Les indicateurs statistiques ont été utilisés pour déterminer les performances de ces modèles.Ces indicateurs statistiques sont [62-65]:

- **Le coefficient de détermination (R^2):**

L'indicateur R^2 varie entre 0 et 1,une valeur de 1 ou proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée, par contre une valeur proche de 0 indique un total désaccord .

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghc})^2}{\sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghmm})^2} \quad \text{II.82}$$

- **Erreur quadratique moyenne (RMSE)**

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghc})^2} \quad \text{II.83}$$

La RMSE est une mesure de la variation des valeurs calculées, selon chaque modèle autour des valeurs mesurées. Plus sa valeur est petite, plus le modèle est meilleur.

- **Erreur moyenne**

$$\text{MBE} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghc}) \quad \text{II.84}$$

La MBE donne une indication sur la déviation moyenne des valeurs calculées par rapport aux valeurs mesurées. Une valeur positive indique une sur estimation par contre une valeur négative indique une sous-estimation.

- **Erreur absolue moyenne (MABE)**

$$\text{MABE} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k (|I_{ghm} - I_{ghc}|) \quad \text{II.85}$$

- **Pourcentage de l'erreur moyenne (MPE)**

$$\text{MPE} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k \left(\frac{I_{ghm} - I_{ghc}}{I_{ghm}} \right) \quad \text{II.86}$$

- **Pourcentage de l'erreur absolue moyenne (MAPE)**

$$\text{MAPE} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k \left(\left| \frac{I_{ghm} - I_{ghc}}{I_{ghm}} \right| \right) \quad \text{II.87}$$

Nous représentons sur les tableaux montrés au-dessus les résultats des calculs statistiques concernant la comparaison entre les résultats théoriques de l'éclairement solaire global pour une

surface horizontale par des modèles théoriques et les données expérimentales, On voit que ces modèles généralement favorables pour l'estimation de l'éclairement solaire incident sur une surface horizontale pour un ciel clair.

Le tableau 5 présente les résultats des calculs statistiques obtenus par la comparaison entre les résultats théoriques obtenus par le modèle de Cabderou et les données expérimentales, on s'intéresse dans cette comparaison au coefficient de détermination (R^2) et l'erreur quadratique moyenne (RMSE), on remarque que le coefficient de détermination prend des valeurs supérieures à 0.9 dans les huit jours typiques de l'année et des valeurs inférieures à 0.09 pour l'erreur quadratique moyenne, les valeurs de R^2 et RMSE pour les autres jours sont acceptables. Selon la définition de ces grandeurs, on peut conclure que ce modèle est favorable pour estimer l'éclairement solaire pour un ciel clair durant l'année.

Tableau II.5 résultats du calcul statistique pour le modèle de Cabderou

Modèle de Cabderou						
Numéro de jour	R^2	RMSE	MBE	MABE	MPE	MAPE
17	0.903	0.105	-0.087	0.087	-0.558	0.568
47	0.967	0.059	-0.049	0.049	-0.083	0.393
75	0.999	0.008	-0.003	0.005	-0.012	0.078
103	0.937	0.065	0.024	0.053	0.092	0.130
142	0.802	0.104	0.080	0.809	0.178	0.178
162	0.803	0.104	0.086	0.087	0.178	0.178
198	0.734	0.117	0.083	0.083	0.175	0.175
228	0.946	0.060	0.043	0.044	0.126	0.126
259	0.979	0.424	-0.025	0.031	-0.027	0.078
288	0.955	0.075	-0.047	0.047	-0.896	0.466
318	0.935	0.087	-0.072	0.072	-4.142	4.408
345	0.881	0.127	-0.100	0.101	-0.407	1.160

Le tableau 6 présente les résultats de calcul statistique pour le modèle de Perein de Brichambaut, le R^2 prend des valeurs supérieures à 0.9 dans 7 jours types sélectionnés et des valeurs inférieures à 0.08 pour RMSE, et ça indique également que ce modèle peut être utilisé pour estimer l'éclairement solaire global dans cette région.

Le tableau 7 illustre les résultats du calcul statistique abouti par la comparaison entre le calcul théorique de l'éclairement solaire global par le modèle de Jordon et les données expérimentales, on remarque que selon ce calcul le modèle de Jordan donne des résultats moins précis par rapport aux deux modèles précédents, le R^2 prend des valeurs supérieures à 0.9 dans

six jours sélectionnées de l'année ,le RMSE prend des valeurs inférieures à 0.09 dans la moitié des jours sélectionnés.

Tableau 6 résultats de calcul statistique pour le modèle de Perrin Brichambaut

Modèle de Perrin Brichambaut						
Numéro de jour	R²	RMSE	MBE	MABE	MPE	MAPE
17	0.898	0.108	-0.905	0.905	-0.606	0.610
47	0.963	0.062	-0.052	0.052	-0.081	0.427
75	0.998	0.011	-0.002	0.007	-0.028	0.105
103	0.940	0.063	0.030	0.051	0.084	0.126
142	0.814	0.101	0.077	0.777	0.171	0.172
162	0.803	0.104	0.086	0.087	0.178	0.178
198	0.748	0.114	0.081	0.081	0.169	0.169
228	0.952	0.056	0.040	0.040	0.118	0.118
259	0.976	0.045	-0.029	0.033	-0.045	0.071
288	0.951	0.078	-0.051	0.051	-0.941	0.483
318	0.932	0.089	-0.075	0.075	-4.377	4.665
345	0.875	1.305	-0.103	0.104	-0.403	1.641

Tableau 7 résultats de calcul statistique pour le modèle de Jordan

Modèle de Jordan						
Numéro de jour	R²	RMSE	MBE	MABE	MPE	MAPE
17	0.964	0.064	-0.003	0.055	-0.179	0.506
47	0.918	0.092	0.039	0.0726	0.190	0.243
75	0.833	0.121	0.086	0.090	0.272	0.276
103	0.669	0.149	0.110	0.115	0.290	0.290
142	0.195	0.210	0.167	0.167	0.340	0.340
162	0.178	0.211	0.168	0.168	0.340	0.340
198	0.082	0.220	0.168	0.168	0.332	0.332
228	0.562	0.171	0.131	0.133	0.312	0.313
259	0.904	0.091	0.060	0.070	0.244	0.256
288	0.950	0.081	0.033	0.059	0.116	0.315
318	0.987	0.038	0.010	0.029	0.162	0.177
345	0.993	0.029	-0.017	0.023	0.0009	0.337

Le tableau 8 présente les résultats de calcul statistique pour le modèle de R.Sein, on remarque que la plupart des valeurs de coefficient de détermination R^2 sont des valeurs supérieures à 0.9 dans toutes les journées sélectionnées ainsi que pour l'erreur quadratique moyenne (RMSE) qui prennent des valeurs inférieures à 0.08, et cela indique que ce modèle donne des prédictions en bon accord avec les données expérimentales.

Tableau II.8 résultats de calcul statistique pour le modèle de R.Sein

Modèle de R.Sein						
Numéro de jour	R^2	RMSE	MBE	MABE	MPE	MAPE
17	0.876	0.120	-0.995	-0.995	-0.639	0.639
47	0.950	0.073	-0.062	0.062	-0.117	0.450
75	0.995	0.019	-0.016	0.016	-0.043	0.119
103	0.944	0.061	0.011	0.048	0.065	0.117
142	0.994	0.016	0.001	0.014	0.009	0.029
162	0.996	0.013	-0.004	0.01	0.005	0.019
198	0.965	0.042	0.004	0.028	0.013	0.065
228	0.964	0.049	0.030	0.032	0.100	0.103
259	0.967	0.058	-0.044	0.045	-0.135	0.135
288	0.942	0.086	-0.060	0.060	-0.127	0.524
318	0.996	0.020	-0.0117	0.014	-0.257	0.402
345	0.993	0.029	-0.017	0.023	9.328E-4	0.337

II.15.Conclusion

La connaissance de la quantité du rayonnement solaire incident dans un endroit est parmi les plus importants facteurs pour traiter un système énergétique solaire. pour cela nous avons choisis quatre modèles théoriques pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface horizontale. Les modèles choisis ici utilisent des données facilement disponibles (c'est-à-dire la latitude et la longitude du lieu), et ils peuvent être facilement appliqués à différents endroits pour prédire l'éclairement solaire global. Les résultats théoriques sont comparés avec les données expérimentales de la station de mesure utilisant le coefficient de corrélation (R^2). l'erreur moyenne absolue (MABE), l'erreur quadratique moyenne (RMSE), le pourcentage de l'erreur moyenne (MPE), le pourcentage d'erreur absolue moyenne (MAPE). Ce calcul montre que les prédictions de ces modèles sont bien adaptées avec les valeurs horaires mesurées et peuvent être utilisées pour estimer l'éclairement solaire global pour un ciel clair.

Chapitre III

Les Réflecteurs solaires

Chapitre III

Les Réflecteurs solaires

III.1.Introduction

L'énergie solaire pourrait être l'une des principales sources d'énergie par ce qu'elle est écologiquement propre et disponible gratuitement à tout le monde sur de longues périodes.

L'utilisation la plus connue de l'énergie solaire inclut sa transformation en énergie thermique à l'aide des collecteurs thermiques ou en énergie électrique à l'aide des collecteurs photovoltaïques [66]. Il est clair que la production de la chaleur et de l'électricité dépend de la quantité du rayonnement du soleil incident sur les capteurs thermiques et les panneaux photovoltaïques, pour cela, plusieurs systèmes de concentration solaire ont été réalisés et étudiés.

III.2.Notion fondamentale sur l'optique pour les capteurs solaires

III.2.1.Réflexion

Loi de la réflexion

Pour tracer le rayon en trois dimensions par l'utilisation de la notation de vecteur [67,68]. On présente trois vecteurs unitaires dans la figure III.1.

i : Direction du rayon incident.

n : Direction de la normale de la surface de réflecteur.

r : Direction du rayon réfléchi.

Les trois vecteurs dirigés vers l'extérieur de la surface, la loi de la réflexion spéculaire montre que :

1- L'angle d'incidence est égal à l'angle de réflexion

$$i \cdot n = r \cdot n \quad \text{III.1}$$

2- i , n et r sont situés dans le même plan

$$(i \times n) \cdot n = 0 \quad \text{III.2}$$

Si on donne deux vecteurs, la troisième est uniquement déterminée par les équations (III.1) et III.2.

Si i et r sont spécifiés, n doit être une combinaison linéaire $ai + br$, et les coefficients a et b sont fixés par l'équation III.1 et par la normalisation, le résultat est :

$$n = (i + r)(2 + 2i \cdot r)^{1/2} \tag{III.3}$$

D'autre part avec i et n , donne un raisonnement analogue montre que ;

$$r = -i + 2(i \cdot n) \cdot n \tag{III.4}$$

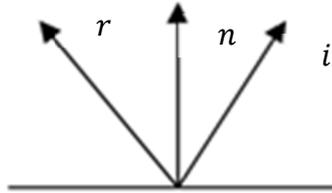


Figure III.1 vecteurs unitaires pour la loi de la réflexion spéculaire :

i =rayon incident, n =réflecteur normale, r =rayon réfléchi

La fraction de l'énergie rayonnante qui est réfléchi est donnée par la réflectivité de la surface « ρ », Si un faisceau subit des n réflexions sur des surfaces avec la réflectivité « ρ », son direction vers l'absorbeur, puis il est atténué par le facteur $\tau = \rho^n$. Pour une parabole comme réflecteur, supposant que la parabole est placée parallèlement à l'axe z ,

Les projections $\theta_{i,xy}$ et $\theta_{r,xy}$; sont des angles d'incidence θ_i et de réflexion θ_r sur le plan x, y , représenté sur la figure.III.2

$$\cos(\theta_{i,xy}) = i_{xy} \cdot n_{xy} = \frac{(i_x, i_y, 0) \cdot (n_x, n_y, 0)}{\sqrt{i_x^2 + i_y^2} \cdot \sqrt{n_x^2 + n_y^2}} = \frac{i \cdot n - i_z n_z}{\sqrt{(1 - i_z^2)(1 - n_z^2)}} \tag{III.5}$$

$$\cos(\theta_{r,xy}) = \frac{r \cdot n - r_z n_z}{\sqrt{(1 - r_z^2)(1 - n_z^2)}} \tag{III.6}$$

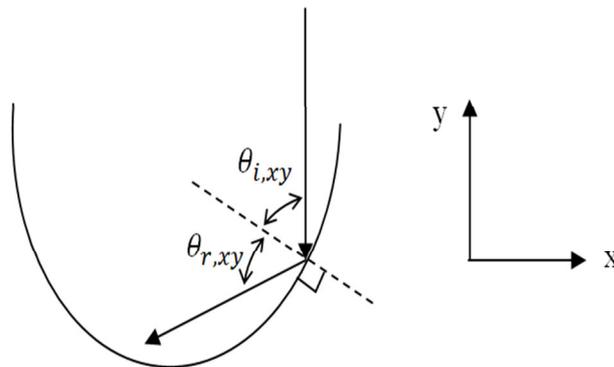


Figure III.2 Projections $\theta_{i,xy}$ et $\theta_{r,xy}$ des angles d'incidence θ_i et de réflexion θ_r sur le plan x, y

III.2.2.Réfraction

✓ La loi de Snell de la réfraction

La loi de réfraction indique que le rayon incident i , la normale à la surface n , est réfracté (transmis) t situés dans un plan et que l'angle d'incidence $\theta_i = \arccos(i \cdot n)$ et l'angle de réfraction $\theta_r = \arccos(t \cdot n)$.

$$n_i \sin(\theta_i) = n_t \sin(\theta_t) \quad \text{III.7}$$

Où n_i et n_t , sont les indices de réfraction des deux milieux. Dans la notation du vecteur de coplanarité i , n et t implique que t doit être une combinaison linéaire de i et n :

$$t = ai + bn \quad \text{III.8}$$

Le rayon réfracté est lié à t , n , et des indices de réfraction par

$$t = \frac{n_i}{n_t} \left[i - n \left(i \cdot n + \sqrt{(i \cdot n)^2 + (n_t/n_i)^2 - 1} \right) \right] \quad \text{III.9}$$

✓ Équation de Fresnel

Outre la direction d'un rayon réfracté, il faut connaître la quantité du rayonnement réfléchi et transmis. Le coefficient de réflexion r égal au rapport du rayonnement réfléchi au rayonnement incident est différent pour la composante parallèle et perpendiculaire de polarisation. Parallèle et perpendiculaire se réfère au plan défini par la direction incidente et la normale à la surface, comme indiqué par les indices \parallel et \perp . Pour un rayonnement passant d'un milieu d'indice de réfraction n_i d'un milieu d'indice n_t , les coefficients de réflexion sont donnés par ;

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\theta_t - \theta_i)}{\tan^2(\theta_t + \theta_i)} \quad \text{III.10}$$

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\theta_t - \theta_i)}{\sin^2(\theta_t + \theta_i)} \quad \text{III.11}$$

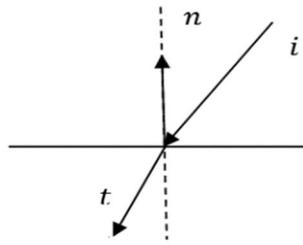


Figure III.3 Vecteurs unitaires de la loi de réfraction ; i =rayon incident, n =normal de la surface, t =rayon transmis

III.3.Concentration du rayonnement solaire

III.3.1.Définition du rapport de concentration

La concentration du rayonnement solaire devient nécessaire lorsque des températures plus élevées sont souhaitées que ce qui peut être obtenu avec un capteur plan ou lorsque, comme dans le cas de récepteurs coûteux avec des enveloppes sous vide, le coût du récepteur par unité de surface est plus élevé que le coût des miroirs par unité de surface [67,68].

Deux définitions de concentration sont naturelles et ont été en usage ; pour éviter toute confusion un indice devrait être ajoutées à chaque fois que le contexte ne précise pas clairement quelle est la définition que l'on entend. La première définition est strictement géométrique, comme le rapport de la superficie de l'ouverture à la surface de l'absorbeur.

$$c = c_{geo} = \frac{A_a}{A_r} \quad \text{III.12}$$

A_a : Surface de captage (ou section d'entrée) du concentrateur

A_r : La surface réceptrice qui correspond généralement à la surface minimale d'interception des rayons réfléchis.

La deuxième définition correspond au rapport du flux d'énergie moyenne reçue sur l'absorbeur à celui capté par l'ouverture du capteur, ce qui est appelé le rapport de concentration de flux. Le rapport de concentration de flux local en n'importe quel point du récepteur est donné par la relation suivante :

$$c_{flux} = \frac{I_a}{I_r} \quad \text{III.13}$$

Avec I_r et I_a sont respectivement l'éclairement solaire incident sur le récepteur et sur la surface d'ouverture du concentrateur.

Le rapport de concentration dépend de la géométrie du concentrateur. Lorsque le concentrateur est un creux de canal, le récepteur représente géométriquement une ligne, quand il s'agit d'un plat, le rayonnement est redirigé vers un point. L'analyse de transfert de chaleur dans la ligne focale de l'auge du canal doit être effectuée sous forme d'objets à deux dimensions. Pour l'antenne, où le rayonnement vient de toutes les directions, l'analyse correspond à un objet tridimensionnel.

Selon l'équation précédente, il n'y a aucune limitation pour le rapport de concentration maximale. Si la zone de réception tend vers zéro, alors le rapport de concentration tend vers l'infini. Selon la deuxième loi de la thermodynamique, il existe une limite maximale pour tout processus.

La limite thermodynamique pour le rapport de concentration est idéalement trouvée en considérant les deux organes inter changeant les corps noirs, de telle sorte que la surface du collecteur captera toute l'énergie émise par le soleil. Bien sûr, pour que cela se produise, il doit également être supposé que l'espace entre les surfaces des deux corps noirs est dans le vide à la température zéro absolu (0 K). Ensuite l'énergie irradiée par les deux surfaces est exprimée par la loi de Stefan-Boltzmann en matière de facteurs de vue comme suit :

$$Q_{r \rightarrow s} = A_r F_{r \rightarrow s} \sigma T_r^4 \quad \text{III.14}$$

$$Q_{s \rightarrow r} = A_s F_{s \rightarrow r} \sigma T_s^4 \quad \text{III.15}$$

$Q_{r \rightarrow s}$, $Q_{s \rightarrow r}$ Sont l'énergie irradiée échangeant entre le soleil et le récepteur

A_r ; surface d'échange du récepteur

A_s : surface d'échange du soleil

$F_{r \rightarrow s}$, $F_{s \rightarrow r}$ sont les fractions de l'énergie atteignent les surfaces

T_r et T_s sont les températures du récepteur et du soleil respectivement

σ : Constant de Stefan-Boltzmann $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$.

Selon la loi de la thermodynamique, l'énergie d'échange maximale entre deux surfaces est atteinte lorsque les températures des deux surfaces sont en équilibre thermique.

En écrit

$$A_r F_{r \rightarrow s} = A_s F_{s \rightarrow r} \quad \text{III.16}$$

En appliquant une relation de réciprocité

$$A_a F_{a \rightarrow s} = A_s F_{s \rightarrow a} \quad \text{III.17}$$

On peut écrire la relation du rapport de concentration comme suit :

$$c = \frac{A_a}{A_r} = \frac{F_{r \rightarrow s} F_{s \rightarrow a}}{F_{a \rightarrow s} F_{s \rightarrow s}} \quad \text{III.18}$$

Dans le cas idéal, toute l'énergie émise par le soleil qui est interceptée par l'ouverture du capteur est capturée par le récepteur

$$F_{s \rightarrow r} = F_{s \rightarrow a} \quad \text{III.19}$$

Or, le rapport de corrélation en termes de fraction d'énergie échangée par les deux surfaces

$$c = \frac{F_{r \rightarrow s}}{F_{a \rightarrow s}} \quad \text{III.20}$$

Puisque la fraction de l'énergie est toujours $F_{r \rightarrow s} \leq 1$, la concentration maximale est

$$c < c_{max} = \frac{1}{F_{a \rightarrow s}} \quad \text{III.21}$$

Le rapport de concentration ne doit pas dépasser la valeur inverse du facteur géométrique entre l'ouverture de collecteur et le soleil. La figure III.4 schématise la relation géométrique entre la surface du concentrateur et le soleil.

$$F_{a \rightarrow s} = \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad \text{III.22}$$

L'angle d'ouverture du soleil (α) vu par un observateur sur la terre est de 32° . Le rapport de concentration maximale pour un concentrateur linéaire et circulaire.

$$C_{linaire-max} = \frac{1}{\sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)} = 215, \quad C_{circulaire-max} = \frac{1}{\sin^2\left(\frac{\alpha}{2}\right)} = 4600$$

Lorsque les rapports de concentration maximale sont connus, il est possible de calculer la température maximale qui peut être obtenue par des concentrateurs solaires. Un bilan énergétique entre le soleil et le récepteur, y compris tous les termes thermiques et optiques

Pour un concentrateur linéaire $C_{linaire-max} = 215$, $T_r = 1600^\circ\text{C}$

Pour un concentrateur circulaire $C_{circulaire-max} = 4600$, $T_r = 5800^\circ\text{C}$

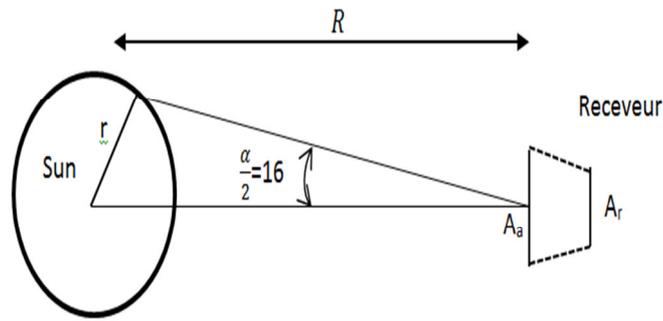


Figure III.4 schéma du soleil à une distance R à partir d'un concentrateur

III.4. Quelque type de Concentration solaire

III.4.1. Concentrateur parabolique ou cylindro-parabolique

La parabole se trouve dans des nombreuses situations dans le monde physique. En trois dimensions, une parabole trace sur une forme connue un parabolôïde, lorsqu'il se déplace le long de l'axe perpendiculaire à son plan. Les capteurs solaires dont les surfaces réfléchissantes suivant ces géométries sont appelés concentrateurs paraboliques et cylindro-paraboliques, respectivement. Si un récepteur est monté au foyer d'un réflecteur parabolique, la lumière réfléchi est absorbée et convertie en une forme d'énergie utile. La réflexion à un point ou une absorption ultérieure par un récepteur constituent les fonctions de base d'un collecteur de concentration parabolique [67, 69,72].

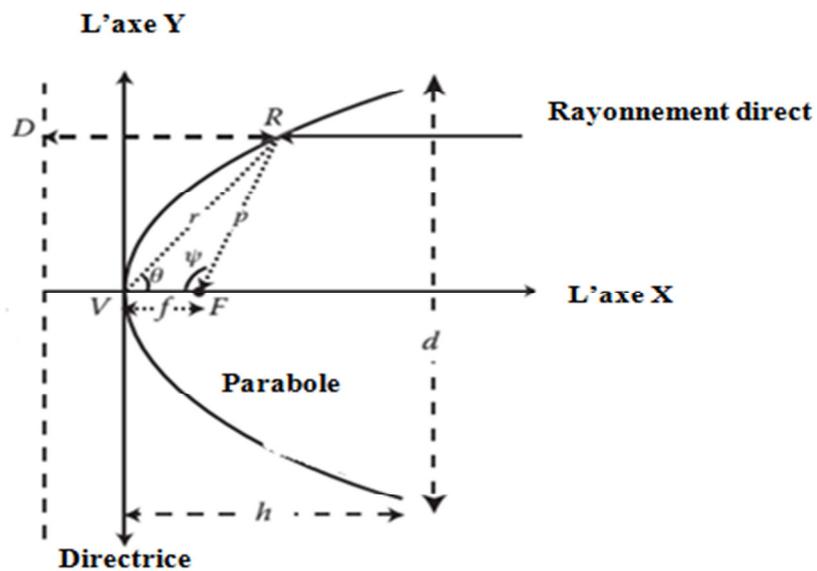


Figure III.5 paramètre géométrique du concentrateur parabolique

La figure III.5 montre une représentation d'une parabole. Il dispose d'un seul axe de symétrie, qui passe par son foyer (F) et est perpendiculaire à sa directrice. Le point d'intersection de cet axe et de la parabole est appelé le vertex (V), c'est exactement au milieu entre le foyer et la directrice. En géométrie parabolique, la longueur (FR) est toujours égale à la longueur (RD). Dans des surfaces paraboliques, l'angle de réflexion est égal à l'angle d'incidence, selon la loi de Snell, pour laquelle tous les rayons parallèles à l'axe de la parabole sont réfléchis vers le point focal. Prenant l'origine au sommet, V, l'équation d'une parabole symétrique par rapport à l'axe des x est

$$y^2 = 4fx \quad \text{III.23}$$

Où f est la longueur focale, en coordonnées polaires, l'équation devient

$$\frac{4f}{r} = \frac{\sin^2 \theta}{\cos \theta} \quad \text{III.24}$$

R est la distance de l'origine à n'importe quel point de la parabole et θ l'angle entre l'axe de parabole et la ligne VR. Pour les applications solaires, il est utile de décaler l'origine de la parabole au point focal F, dans le système de coordonnées cartésiennes, cette parabole est représentée par ;

$$y^2 = 4f(x + f) \quad \text{III.25}$$

En coordonnées polaires, une équation fonctionnelle est

$$p = \frac{2f}{1 + \cos(\psi)} \quad \text{III.26}$$

Avec p est la distance entre le point f et n'importe quel point pour la courbe (FR) et l'angle ψ est mesurée entre les lignes de FV et FR.

Un concentrateur solaire est généralement définie en fonction de l'angle ψ Ou le rapport entre la distance focale à diamètre d'ouverture f/d (voir figure III.6). Une parabole plate est caractérisée par un angle faible ψ , car la longueur focale est grande par rapport au diamètre. La hauteur (h) du concentrateur parabolique correspond à la distance verticale à partir du sommet de l'ouverture de la parabole. Les expressions mathématiques corrélation focale, diamètre d'ouverture, la hauteur et l'angle de la jante ψ en une parabole sont les suivantes :

$$h = \frac{d^2}{16f} \quad \text{III.27}$$

$$\tan(\psi_{rim}) = \frac{1}{\left(\frac{d}{8h}\right) - \left(\frac{2h}{d}\right)} \quad \text{III.28}$$

$$f/d = \frac{1}{4 \tan(\psi_{rim}/2)} \quad \text{III.29}$$

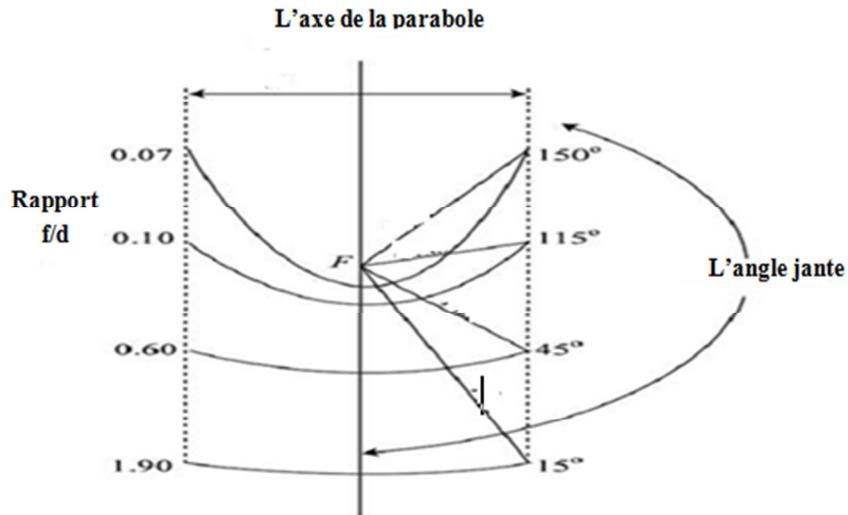


Figure III.6 représentation d'angle jante et le rapport f/d pour une parabole

Un capteur cylindro-parabolique correspond à une translation linéaire d'un réflecteur parabolique bidimensionnelle, comme conséquence, le point focal est une ligne focale. Lorsque le réflecteur parabolique est orienté parallèlement aux rayons solaires, tous les rayons entrants sont redirigés vers la ligne focale. Le cylindro-parabolique doit suivre avec précision le mouvement du soleil pour maintenir l'axe parabole parallèle aux rayons incidents du soleil. Dans le cas contraire, si le faisceau incident est légèrement décalé de la normale à l'ouverture du concentrateur, une dispersion du faisceau se produit, ce qui entraîne la diffusion de l'image du point focal. Pour un capteur cylindro-parabolique de longueur l et à une distance d'ouverture, la surface d'ouverture du capteur est donnée par :

$$A_a = ld \quad \text{III.30}$$

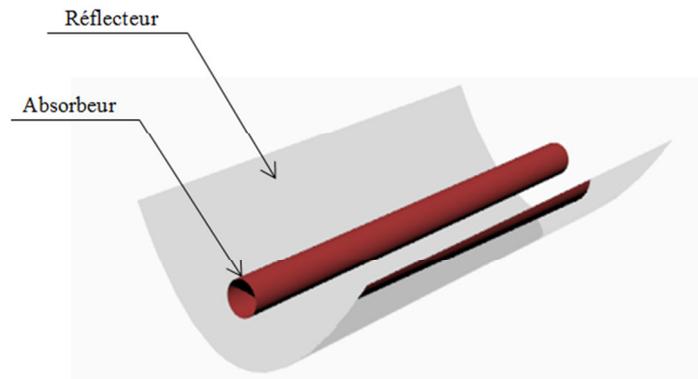


Figure III.7 concentrateur cylindro-parabolique

III.4.2. Concentrateurs paraboliques composé

Un concentrateur parabolique composé (CPC) se compose de deux paraboles différents des réflecteurs qui peuvent refléter une fraction du rayonnement incident diffus à l'ouverture vers l'absorbeur en plus du rayonnement solaire direct absorbé par l'absorbeur. L'axe de la parabole fait un angle θ_a et θ_a avec un milieu plan du capteur et de son accent à P (ou Q) comme le montre dans la figure III.8. La pente de la pointe de la parabole d'extrémité est parallèle au collecteur plan médian. Une forme de réflecteur CPC peut être conçue de manière indifférente selon la forme de l'absorbeur. Une forme de base d'un absorbeur d'un côté plat est illustrée à la figure suivante [67, 70,71].

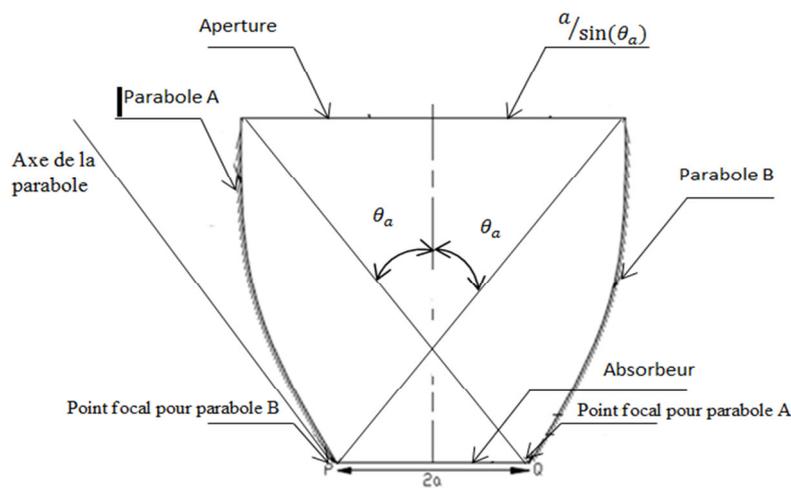


Figure III.8 concentrateur parabolique composé

Un concentrateur CPC fournit un rapport de concentration géométrique (C_{Rg}) dans la gamme de 1.5 à 10 fois le rayonnement solaire dans la journée. Le rapport de concentration géométrique d'un concentrateur CPC est lié à l'angle d'acceptation θ_a par.

$$C_{Rg} = \frac{1}{\sin(\theta_a)}$$

III. 31

Le C_{Rg} doit être augmenté pour augmenter les performances à des températures élevées, puis, selon l'équation précédente, l'angle d'acceptation de CPC doit être réduite. En règle générale, les récepteurs CPC sont alignés dans la direction est-ouest et leurs ouvertures sont inclinées vers le sud. Ils n'ont pas besoin de suivi horaire. Pour $\theta_a = 180^\circ$ correspond à la géométrie d'un capteur plan et pour 0° est équivalent à un concentrateur parabolique.

III.4.3. Réflecteur Fresnel

Lentilles de Fresnel ont été également intégrées dans les systèmes photovoltaïques. Cette technologie linéaire fait l'objet de développements prometteurs. Elle est basée sur des collecteurs à miroirs de Fresnel. Un champ horizontal de longs miroirs peu focalisant concentre le rayonnement solaire sous un absorbeur (voire figure III.9). Bien que ces miroirs inclinés et une discontinuité existent entre eux. Cet absorbeur n'est pas mobile. Il est situé au-dessus des réflecteurs mobiles. Il ne se déplace pas avec les miroirs qui suivent la course du soleil en tournant autour de leur axe. Cette technologie est actuellement disponible pour des projets commerciaux. Elle a été développée de manière à éliminer les inconvénients des capteurs cylindro-paraboliques [67,69].

- réduction des coûts de l'installation grâce à des miroirs plans bon marché et un absorbeur qui n'est pas mis sous vide.
- augmentation de la disponibilité du champ grâce à une prise au vent plus faible ;
- meilleure occupation de sol (jusqu'à 70 % de couverture contre 30 à 35 % pour les champs cylindro-paraboliques).
- absence d'échangeur thermique grâce à la génération directe de vapeur

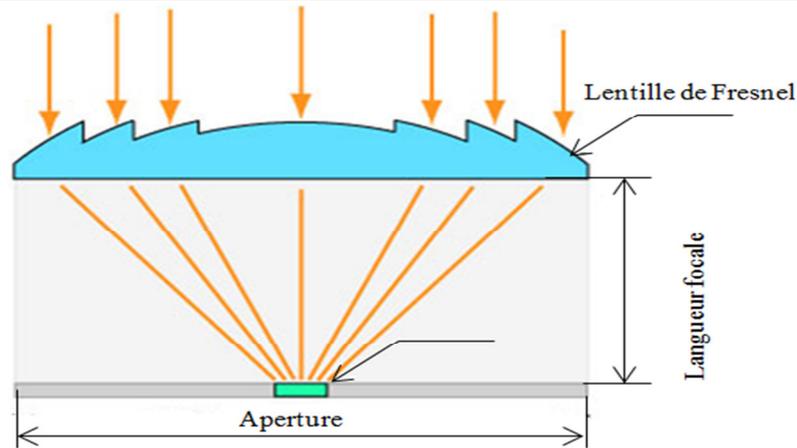


Figure III. 9 réflecteurs de Fresnel

III.4.4. Les réflecteurs plans

Les réflecteurs plans peuvent être un moyen d'accroître la performance d'un capteur solaire surtout dans les situations où une surface appropriée est disponible à côté d'un capteur, il peut être très rentable d'ajouter un réflecteur, (une plaque d'aluminium anodisé, si un capteur incliné est monté sur un toit horizontal, on peut placer un réflecteur plan dans plusieurs rangées des capteurs peuvent être monté l'un derrière l'autre) ; dans ce cas, on peut mettre des réflecteurs derrière les rangées des capteurs qui créent un motif en dents de scie d'une alternance de surfaces de collecteur et le réflecteur [67,71].

Les réflecteurs plans peuvent également augmenter le rendement d'une rangée de panneau photovoltaïque et ont l'avantage d'être peu coûteux comparés aux réflecteurs paraboliques, tout en fournissant une illumination constante au-dessus des vastes zones (par exemple un module PV entier).

Le réflecteur latéral devrait être raisonnablement spéculaire et sa réflectivité devrait être aussi haute que possible. Pour évaluer l'avantage de réflecteur latéral, on doit regarder l'exécution de système, pas simplement le perfectionnement optique. Puisque la perte de chaleur est la même avec et sans réflecteur, l'augmentation du rendement de collecteur peut être sensiblement plus haute que le facteur optique de perfectionnement.

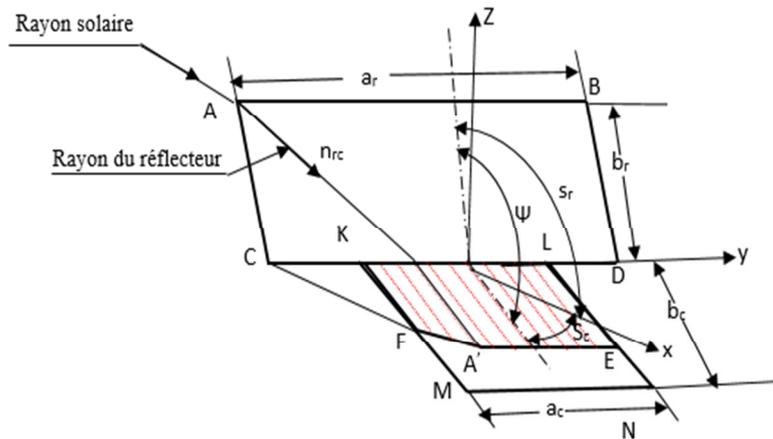


Figure III.10 capteur solaire avec réflecteur latérale

III.5. Matériaux des réflecteurs solaires

Le réflecteur a pour fonction de diriger le rayonnement, qui autrement n'atteindrait pas l'absorbeur. Il est en général utilisé pour atteindre des températures très élevées ou utilisés pour certains systèmes comme les collecteurs à tubes sous vides. Les réflecteurs pour être efficaces, doivent posséder les propriétés suivantes.

- réfléchir au maximum le rayonnement lumineux.
- absorber au minimum le rayonnement lumineux.
- être parfaitement lisses afin d'éviter l'accumulation de la saleté.
- résister dans le temps aux effets de l'environnement (pluie, grêle, rayonnement. Solaire,...).
- dans certaines applications, résister aux variations de température.

Le réflecteur est souvent utilisé dans le but de concentrer les rayons lumineux, il a donc une géométrie particulière qui peut être: Cylindro-parabolique, Sphérique, Parabolique ou Plan.

Les matériaux de bonne réflexion sont ; l'argent, l'aluminium et l'acier inoxydable ; en peut citer quelque type des réflecteurs dans l'industrie [74-76].

✓ *Les miroirs en verre mince*

Les miroirs en verre minces sont aussi durables comme réflecteur en verre et relativement poids léger par rapport au verre épais. Cependant, les miroirs sont plus fragiles ce qui augmentent les coûts de manutention et les pertes de rupture, le verre mince peut avoir la réflectivité de 93-96%.

✓ *Film réflecteur en Aluminium*

C'est des réflecteurs multicouches de haute technologie composée de PET et d'aluminium de grande pureté avec un revêtement par pulvérisation. Sa grande réflectivité et sa résistance aux conditions d'utilisation en extérieure sont spécialement dédiées aux appareils à concentration solaire thermique. Lorsqu'il est placé en face du soleil, le film reflète et dirige précisément la lumière tout comme un miroir en verre. Ce film est caractérisé par les propriétés suivantes ;

- Haute réflectivité de 98.5%.
- Résistant aux conditions extérieures.
- Très léger et souple.
- Réflexion visuelle uniforme.
- Haute température d'utilisation : max ; 120°C.
- Épaisseur : 0,08mm.

✓ **Film réflecteur en polymère**

Est composé de l'argent pur pour fournir une haute réflexion spéculaire et de multiples couches de films de polymère de protection contre les ultraviolets (UV) et l'humidité. Un adhésif sensible à la pression pour application sur des surfaces lisses. Ce film est caractérisé par les propriétés suivantes;

- Réflexion spéculaire 94%.
- Épaisseur nominale 0.01.
- Température de fonctionnement maximale de 140 °F (60° C).

III.6.Optimisation d'un système d'énergie solaire

De nos jours, l'intérêt des chercheurs dans le domaine de l'optimisation des systèmes solaires afin d'améliorer les performances thermiques et électriques des capteurs solaire, l'augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur, réduisant les pertes et augmente le taux de transfert de chaleur, L'angle d'inclinaison d'un capteur solaire est l'un des paramètres importants pour la capture du rayonnement solaire maximale tombant sur les capteurs solaires.

Aujourd'hui, les techniques stochastiques sont utilisées pour l'estimation, la prévision et l'optimisation des différents systèmes d'énergie solaire. Les chercheurs utilisent principalement algorithmes génétiques(GA), de neurones artificiels réseaux(ANN), l'optimisation de colonie de fourmis(ACO), l'optimisation par essaim de particules (PSO), recuit simulé(SA) et d'autres multi techniques d'optimisation objectives [77].

III.6.1.Méthode d'optimisation par essaim particulière (OEP, ou PSO en Anglais)

L'Optimisation par essaim particulière (OEP) a été conçu et présenté par Eberhart et Kennedy (Eberhart, Kennedy, 1995 ; Kennedy, Eberhart, 1995 ; Eberhart, Kennedy, 2001). Qui s'inspire du comportement social des animaux lorsqu'ils se déplacent en essaim. L'algorithme utilise la collaboration entre des agents simples pour tenter de localiser l'optimum dans un espace de recherche .on entend par là que chaque particule utilise non seulement sa propre expérience, mais aussi l'expérience globale de l'essaim de particules. Cette méthode, qui est relativement

récente, s'est avérée compétitive vis-à-vis de méthodes déjà éprouvées et elle est actuellement en plein essor [78-81].

Principe de la méthode

Dans la méthode d'optimisation par essaim particulaire (OEP), (PSO), la vitesse de chaque particule est modifiée de manière itérative par sa meilleure position individuelle (p_{best}), et la meilleure position globale (g_{best}) trouvée par les particules de son voisinage. En conséquence, chacune des recherches des particules autour d'une région définie par sa meilleure position individuelle (p_{best}) et la meilleure position globale (g_{best}) à partir de son voisinage. Désormais, nous utilisons v_i pour désigner la vitesse de la particule i dans l'essaim, p_i dénote sa position à chaque étape (ou itération) n , en utilisant la meilleure position individuelle (p_{best}) et meilleure position globale (g_{best}), la vitesse et la position de la vitesse et la position de chaque particule sont mis à jour par les deux équations suivantes [78-81] :

$$V_i(n) = W \cdot [V_i(n-1) + c_1 r_1 (p_{best_i} - p_i(n-1)) + c_2 r_2 (g_{best} - p_i(n-1))] \quad \text{III.32}$$

$$P_i(n) = p_i(n-1) + V_i(n) \quad \text{III.33}$$

r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires compris entre 0 et 1;

C_1 et C_2 sont des constants positifs;

W est appelé le facteur d'instruction et défini par:

$$w = \frac{2}{|2 - c - \sqrt{c^2 - 4c}|}, c = c_1 + c_2, c > 4 \quad \text{III.34}$$

À chaque étape, la position « n » est confinée dans la plage de $[p_{min}; p_{max}]$. Si la position viole ces limites, il est forcé de ses valeurs propres.

$$p_i = \begin{cases} p_{min} & \text{if } p_i < p_{min} \\ p_i & \text{if } p_{min} < p_i < p_{max} \\ p_{max} & \text{if } p_i > p_{max} \end{cases} \quad \text{II.35}$$

La modification de la position de cette manière permet la particule ième à la recherche autour de sa voisinage la plus p_{best} de position, et la meilleure position globale, g_{best} .

Les étapes de la conception pour la mise en œuvre de l'algorithme de PSO sont les suivantes:

Etape 1. Initialisation de particules avec position aléatoire et de la vitesse sur la dimension dans l'espace de recherche.

Étape 2. Si un nombre prescrit d'itérations (générations) est atteint, puis arrêter l'algorithme.

Étape 3. Pour chaque particule, évaluer la fonction d'optimisation de remise en forme souhaitée, et d'enregistrer la meilleure position antérieure de chaque particule (p_{best}), et la position globale (g_{best}).

Étape 4. Changez la vitesse et la position selon les équations (III.32) et (III.33) respectivement, pour chaque particule.

Étape 5. Vérifiez chaque position des particules à l'aide de l'équation (III.35).

Étape 6. Retour à l'étape 2.

III.6.2. Optimisation de l'angle d'inclinaison d'un capteur solaire

Le but de ce travail est de trouver l'angle optimal de l'inclinaison d'un capteur solaire, L'angle optimal est calculé en recherchant les valeurs pour lesquelles le rayonnement solaire incident sur la surface du capteur est un maximum pour un jour particulier ou une période spécifique. Pour cela nous avons choisis quatre modèles théoriques pour estimer le rayonnement solaire incident sur une surface inclinée, à savoir, modèle isotropie de Liu & Jordon, Modèle de Klucher, Modèle de Hay-Davies, Modèle de Reindl (voir chapitre II), nous avons utilisé la méthode d'optimisation par essaim particulaire pour trouver l'angle d'inclinaison optimale durant l'année.

La figure III.11 illustre la structure de bloc du processus d'optimisation en utilisant l'algorithme PSO. Le problème de conception optimale est défini comme trouver l'angle optimal d'inclinaison (β) sur la base de la fonction objectif (CF) donnée par

$$CF(n) = \sum_{i=1}^N \frac{1}{I_g} \quad \text{III.36}$$

Où n : nombre d'itérations et N ; le nombre d'échantillon

L'angle optimal d'inclinaison (β) correspond au minimum de la fonction de coût (CF)

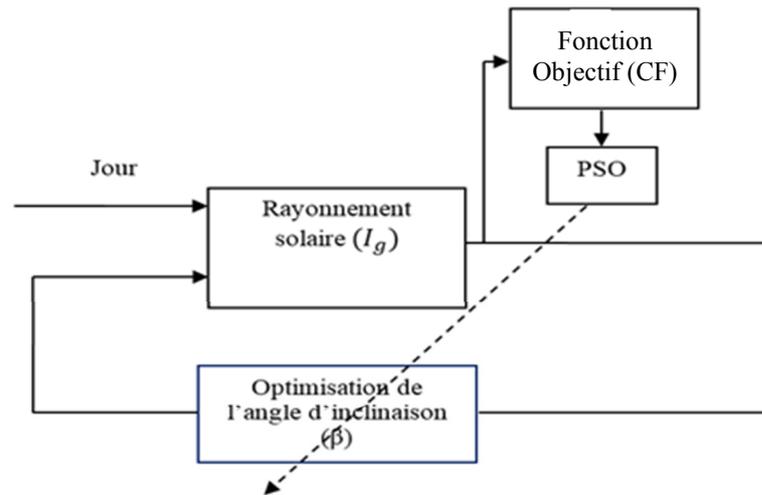


Figure III. 11 réglages de l'angle d'inclinaison

III.6.3. Optimisation de l'angle d'inclinaison des réflecteurs solaires

L'utilisation du système de concentration dans les capteurs solaires est l'un des paramètres importants pour améliorer leurs performances, les réflecteurs solaires ajoutés au collecteur permettent d'augmenter la quantité de l'intensité du rayonnement solaire sur la surface, plusieurs types de configuration de réflecteurs tels que réflecteur parabolique, plat, sphérique, parabolique, etc[83-86]. Les réflecteurs plans sont largement utilisés dans les deux systèmes thermiques et photovoltaïques, en raison de leur géométrie simple et la mise en œuvre à faible coût. Ces réflecteurs sont particulièrement appropriés pour l'intégration dans les façades ou les toits des bâtiments modernes. Par conséquent, un effort de recherche considérable est fait en vue de leur conception et caractérisation.

Les capteurs photovoltaïques thermiques peuvent être combinés avec des dispositifs de haute ou faible concentration, l'énergie électrique ou thermique produite par le capteur peut être augmentée en utilisant des concentrateurs de rayonnement solaire. Un système consistant en deux étapes a été utilisé : un système de circulation de fluide a été jugée nécessaire pour surmonter la dégradation de la tension de circuit ouvert (V_{oc}) à la température du panneau et en même temps un miroir réfléchissant a été utilisée pour augmenter le rayonnement solaire sur la surface du panneau, à savoir pour augmenter le courant de court-circuit (I_{sc}). Pour cela des nombreuses études de recherche ont été fait sur le capteur solaire avec des réflecteurs [87- 91].

Le but de ce travail est d'essayer de trouver les angles optimaux des deux réflecteurs monté sur la partie inférieure et supérieure du capteur solaire. Le capteur est orienté au sud avec une inclinaison égale à l'attitude du lieu, pour cela, nous utilisons la méthode d'optimisation par essaim particulaire (PSO).

Avant d'optimiser l'angle des réflecteurs solaire ,il faut d'abord choisir le modèle mathématique du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur et la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur provenu par les réflecteurs solaire ,pour ceci, nous avons choisi le modèle mixte, Cabderou-Reindl ; le modèle du Cabderou nous permet d'estimer le rayonnement solaire sur une surface horizontale et l'autre modèle isotrope de Reindl nous permet d'estimer le rayonnement solaire sur une surface inclinée, selon les études précédentes nous avons montré que ces deux modèles sont coïncidents avec l'expérimental donné dans notre région.

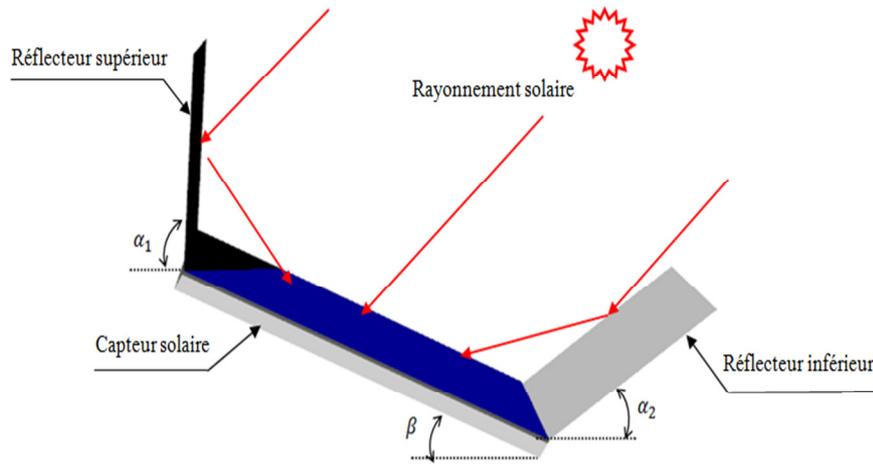


Figure III.12 image du capteur solaire avec des réflecteurs

Le rayonnement solaire total incident sur la surface du capteur est donné par la relation suivante :

$$I_T = (I_{bh} + I_{dh}A_i)R_b + I_{bh}(1 - Ai) \left[1 + \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_{gh}}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] F_{c-s} + I_{gh}\rho F_{c-g} + I_{Lor}\rho_r F_{c-Lr} + I_{upr}\rho_r F_{c-upr} \quad \text{III.37}$$

$$R_b = \frac{\cos(\Phi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\Phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\Phi) \sin(\delta)} \quad \text{III.38}$$

F_{c-Lr}, F_{c-upr} obtenu à partir de la relation de réciprocité

$$\sum F_{c-i} = 1 \quad \text{III.39}$$

$$F_{c-s} + F_{c-Lr} + F_{c-upr} + F_{c-g} = 1 \quad \text{III.40}$$

$$A_c F_{c-Lr} = A_{lr} F_{lr-c} \quad \text{III.41}$$

$$A_c F_{c-upr} = A_{upr} F_{upr-c} \quad \text{III.42}$$

Le facteur de forme F_{lr-c} et F_{c-Lr} peut être optimisé de la géométrie de rapport du capteur et réflecteur inférieur et supérieur, selon l'abaque le ψ d'angle de 90° , 120° , et 150° , l'autre méthode de la « croiser-corde » de Hottel donne le facteur de forme [53,92,93].

$$F_{lr-c} = \frac{n + p - s}{2p} \quad \text{III.43}$$

$$s = (n^2 + p^2 - 2npcos(\psi))^{1/2} \quad \text{III.44}$$

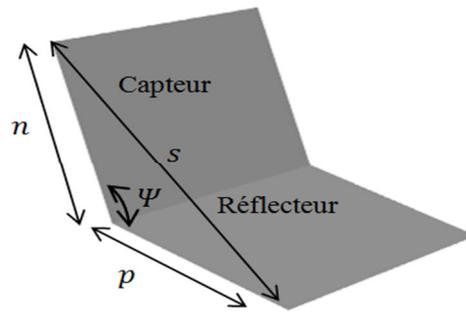


Figure III.13 rapport géométrique entre le capteur et le réflecteur

L'éclairement solaire tombant sur les surfaces des réflecteurs

$$I_{upr} = R_{upr}(I_{bh} + I_{dh}A_i) + F_{upr-s}(1 - A_i)I_{dh} \left[1 + \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_{gh}}} \sin^3\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) \right] + F_{upr-g}I_{gh}\rho \quad \text{III.45}$$

Pour F_{upr-s} et F_{upr-c} sont obtenu par

$$F_{upr-s} + F_{upr-g} + F_{upr-c} + F_{upr-s} = 1 \quad \text{III.46}$$

$$F_{upr-g} = 0 \quad \text{III.47}$$

$$F_{upr-c}A_{upr} = F_{c-upr}A_c \quad \text{III.48}$$

$$I_{lr} = F_{lr-s}(1 - A_i)I_{dh} \left[1 + \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_{gh}}} \sin^3 \left(\frac{\alpha_2}{2} \right) \right] + (I_{bh} + I_{dh}A_i)R_{lr} + F_{lr-g}I_{gh}\rho \quad \text{III.49}$$

$$F_{lr-s} + F_{lr-g} + F_{lr-c} + F_{lr-s} = 1 \quad \text{III.50}$$

$$F_{lr-g} = 0 \quad \text{III.51}$$

$$F_{rupr-c}A_{rupr} = F_{c-rupr}A_c \quad \text{III.52}$$

La modélisation mathématique pour optimiser les angles des réflecteurs solaires exigent certains paramètres tels que la position géographique et la période (attitude, longitude, altitude, jour, semaine, mois, etc.) et des paramètres des réflecteurs tels que la surface des deux réflecteurs, coefficient réflexion du réflecteur. Toutefois plusieurs autres paramètres peuvent être ajustés pour répondre aux besoins spécifiques de l'utilisateur, les valeurs numériques des facteurs choisis sont présentées dans le tableau 1

Tableau III.1 paramètres d'entrés de la simulation

Paramètre	Valeurs
Latitude	32,39 °N
Longitude	4,78 °
Altitude	463 m
Angle d'inclinaison capteur	32,39°
Longueur du capteur solaire	1m
Largeur du capteur solaire	1m
Longueur du réflecteur supérieur	2m
Largeur du réflecteur supérieur	1m
Longueur réflecteur inférieur	2m
Largeur du réflecteur inférieur	1m
Reflectance	0.95
Albedo	0.2

III.7.Résultats et discussion

III.7.1.Résultats obtenus pour l'optimisation de l'angle d'inclinaison du capteur solaire

Un calcul mathématique a été fait pour trouver l'angle d'inclinaison optimal d'un capteur solaire, ce calcul basé sur des modèles théoriques pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface inclinée. L'angle d'inclinaison optimale annuel du capteur solaire dépend de plusieurs facteurs tels que l'altitude, longitude, l'attitude et les conditions atmosphériques. Les résultats obtenus sont montrés dans les figures au-dessous, on observe que l'angle d'inclinaison optimal varie entre 10 à 60 degrés, l'angle de printemps devrait être autour de 25 degrés, en été environ 12 degrés, à l'automne et l'hiver 40 à 50 degrés.

Une interpolation polynomiale des résultats obtenus, cette interpolation exprimée par l'équation suivante pour trouver l'angle d'inclinaison optimal quotidien comme.

$$\beta_{opt} = 58.432 - 0.121N - 0.001 N^2 - 3.353E - 5N^3 + 3.470E - 7N^4 - 1.028E - 9N^5 + 9.80E - 13N^6 \quad \text{III.51}$$

Où N est le nombre de jour de l'année à compter du 1^{er} Janvier. Cette exposition montre clairement que l'angle d'inclinaison ne doit pas être maintenu constant tout au long de l'année afin de faire le meilleur usage du capteur.

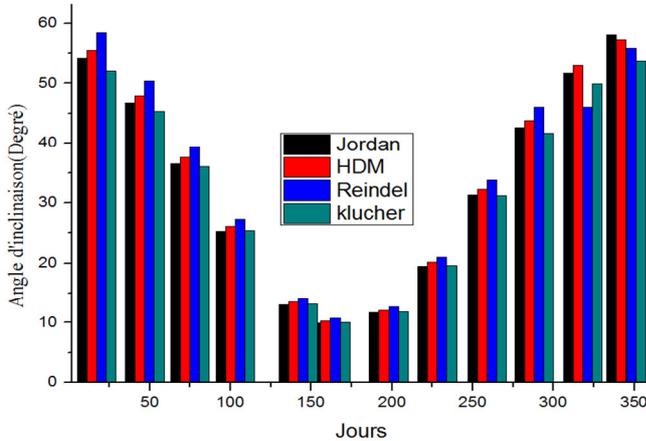


Figure III.14 angle d'inclinaison optimal annuel (modèle de Cabderou)

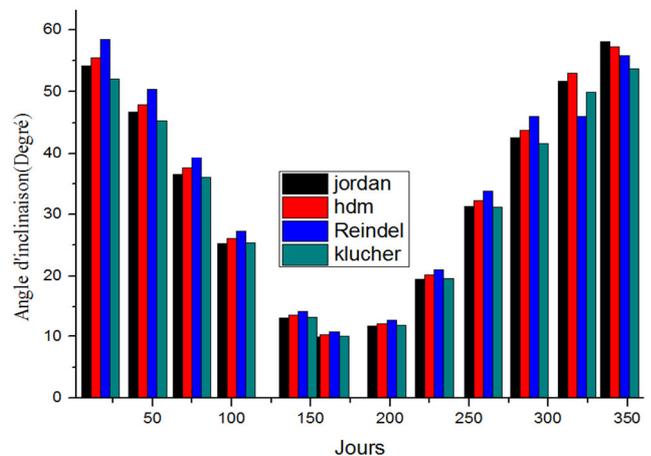


Figure III.15 angle d'inclinaison optimal annuel (modèle de Jordan)

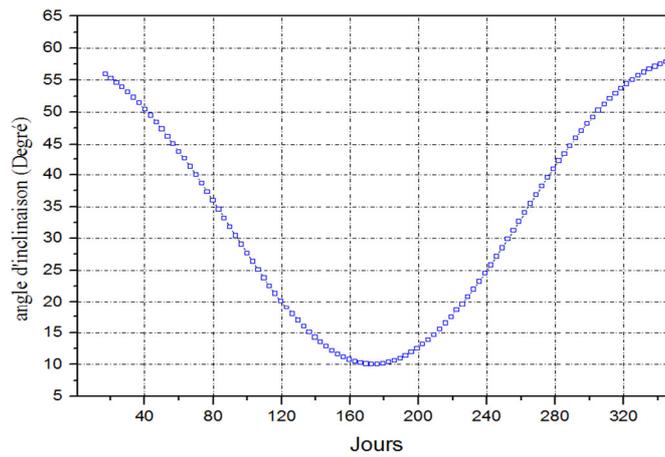


Figure III.16 variation annuelle de l'angle d'inclinaison optimal d'un capteur solaire

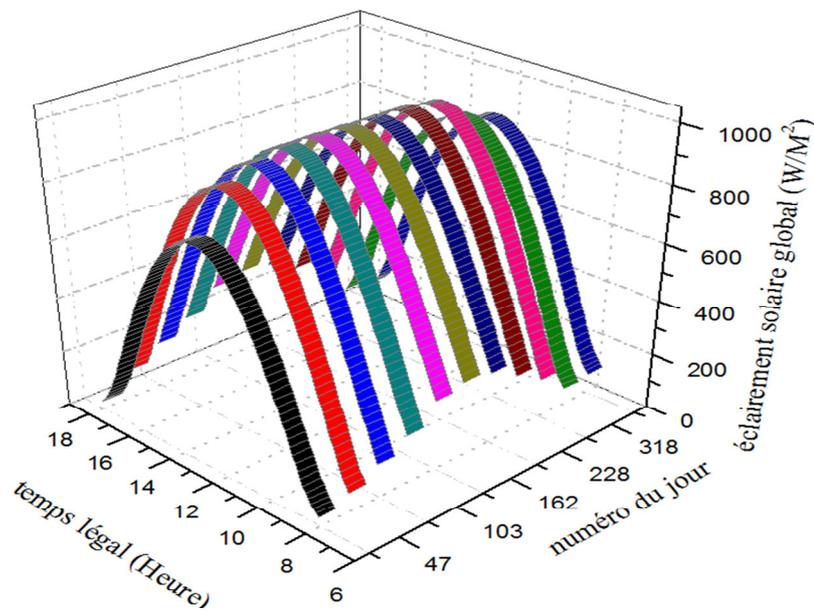


Figure III.17 éclairement solaire incident sur la surface du capteur

Tableau III.2 résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal par le modèle de Jordan

N/modèle	17	47	75	103	142	162	198	228	259	288	318	345
Jordan	54.131	46.705	36.468	25.279	13.021	9,996	11.680	19,511	31,298	42.634	51,755	55,9555
HDM	55.4552	47.9132	37.553	26.1002	13.469	10.347	12.084	20.166	32.270	43.840	53.055	57.289
Reindl	58.435	50.384	39.340	27.272	14.057	10.786	12.604	21.056	33.760	46.007	46.007	55.841

Tableau III.3 résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal par le modèle de Cabderou

N/modèle	17	47	75	103	142	162	198	228	259	288	318	345
Jordan	54.131	46.705	36.468	25.279	13.021	9,996	11.680	19,511	31,298	42.634	51,755	55,955
HDM	55.455	47.913	37.553	26.1002	13.469	10.347	12.084	20.166	32.270	43.840	53.055	57.289
Reindl	58.435	50.384	39.340	27.272	14.057	10.786	12.604	21.056	33.760	46.007	55.841	60.423

III.7.2. Résultats obtenus pour l'optimisation des angles des réflecteurs solaires

Les résultats obtenus de l'angle d'inclinaison optimal pour les deux réflecteurs montre dans le tableau III.4

Tableau III.4 résultats obtenus d'angle d'inclinaison optimal des réflecteurs

Jour	17	47	75	103	142	162	198	228	259	288	318	345
α_1	108°	103°	88°	83°	74°	78°	79°	83°	92°	100°	107°	110°
α_2	15°	20	27°	35°	44°	46°	45°	40°	31°	23°	17°	14°

Une interpolation polynomiale des résultats obtenus à partir de l'optimisation des angles de deux réflecteurs solaires exprimée par l'équation suivante ;

-Pour le réflecteur supérieur

$$\alpha_1 = 102,736 + 0,652N - 0,022 N^2 + 2,212E - 4N^3 - 1,0003E - 6N^4 + 2,226E - 9N^5 - 1,960E - 12N^6 \quad \text{III.53}$$

-Pour le réflecteur inférieur

$$\alpha_2 = 13,215 + 0,093N + 2,670E - 4 N^2 + 2,859E - 5N^3 - 2,663E - 7N^4 + 7,699E - 10N^5 - 7,277E - 13N^6 \quad \text{III.54}$$

N est le nombre de jours de l'année à partir du 1^{er} janvier. Cette exposition prouve clairement que les angles de chaque réflecteur ne seront pas maintenus constants tout au long de l'année pour faire la meilleure utilisation du capteur.

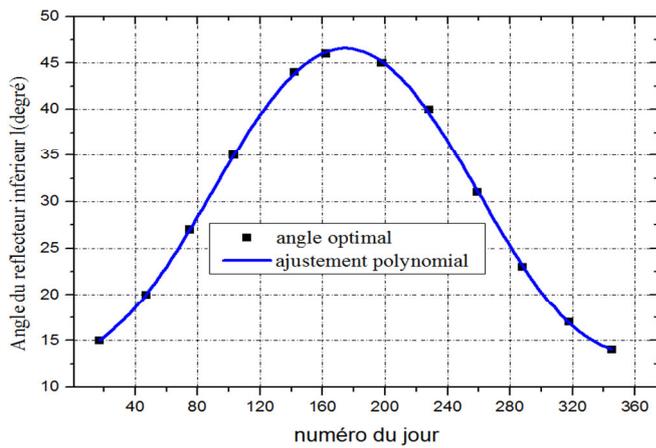


Figure III.18 variation annuelle de l'angle d'inclinaison optimal du réflecteur inférieur

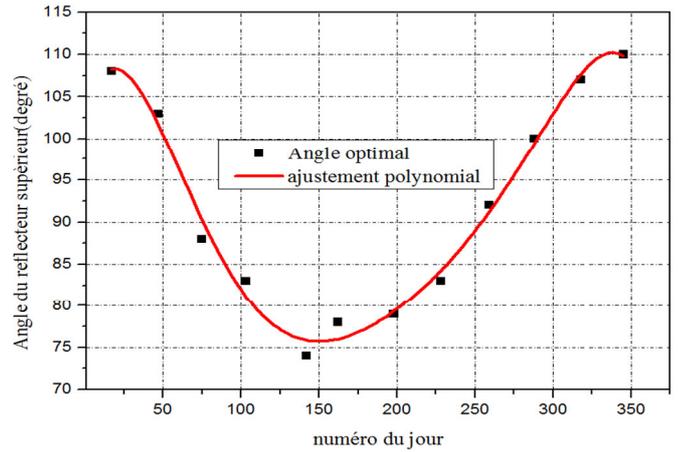


Figure III.19 variation annuelle de l'angle d'inclinaison optimal du réflecteur supérieur

La figure III.20 montre la variation horaire du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur vient par le réflecteur inférieur, le réflecteur est incliné avec un angle optimal dans les jours d'année, les valeurs maximum du rayonnement solaire attrapées au milieu du jour, en remarque également que la quantité de rayonnement solaire vient de réflecteur atteignent des valeurs maximum en été. La variation horaire du rayonnement solaire incident sur la surface du collecteur vient par le réflecteur supérieur présente sur la figure III.21, le réflecteur supérieur est incliné avec angle optimal, les valeurs maximums du rayonnement solaire attrapées au milieu du jour, nous notons que la quantité du rayonnement solaire qui vient de réflecteur atteint des valeurs maximum en hiver et automne.

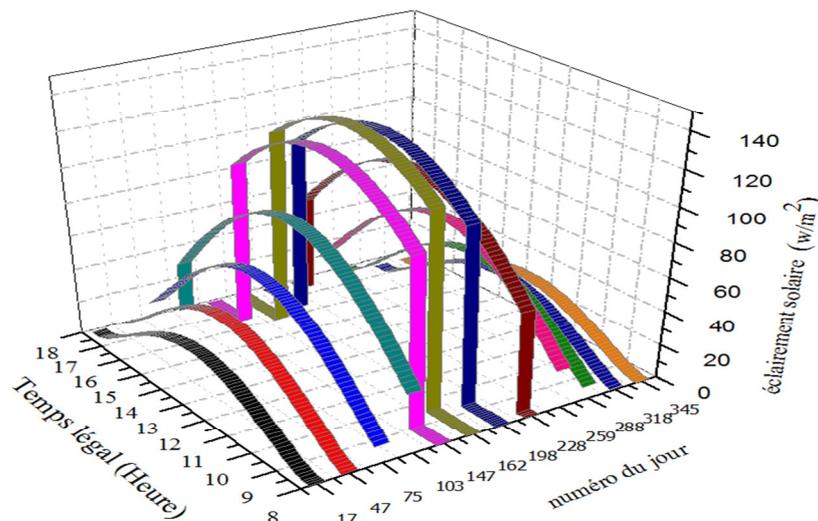


Figure III.20 éclairage solaire incident sur la surface du capteur provenant par le réflecteur inférieur

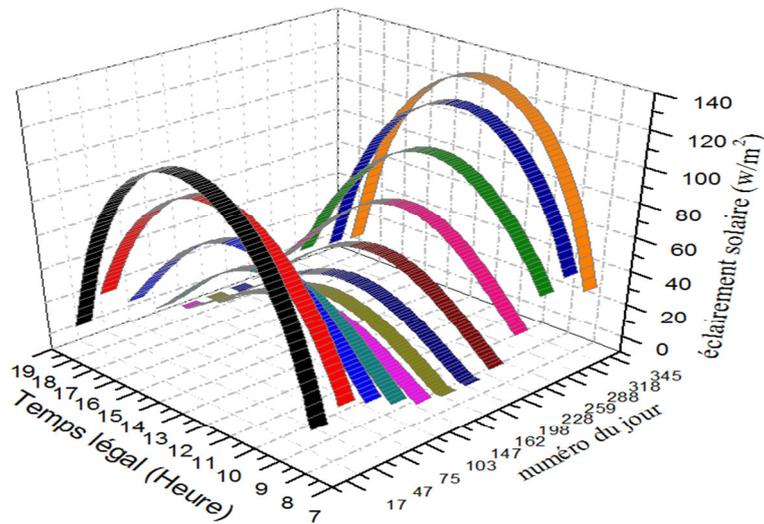


Figure III.21 éclairement solaire incident sur la surface du capteur provenir par le réflecteur supérieur

Les figures III.22, III.23 montrent l'évolution du rayonnement solaire incident total solaire sur la surface du capteur avec et sans réflecteurs, nous remarquons qu'il y a une augmentation de quantité de rayonnement solaire d'incident sur le capteur de 9% à 19% avec l'addition du réflecteur selon le nombre du jour de l'année.

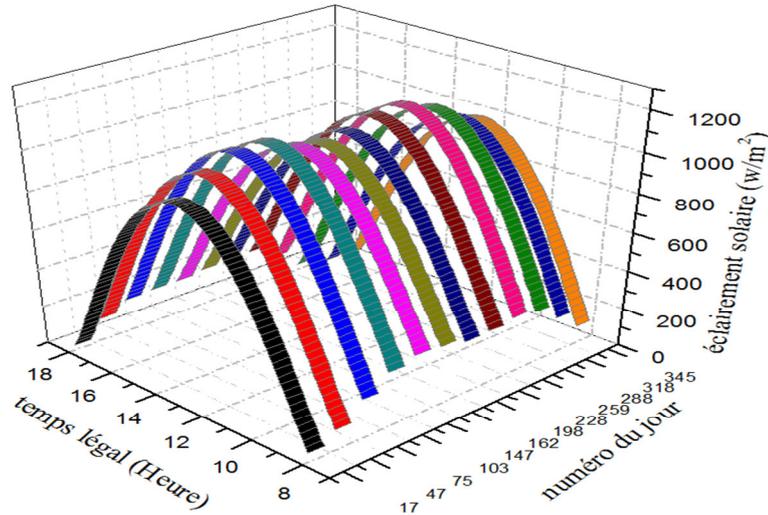


Figure III.22 éclairement solaire incident sur la surface du capteur sans réflecteurs.

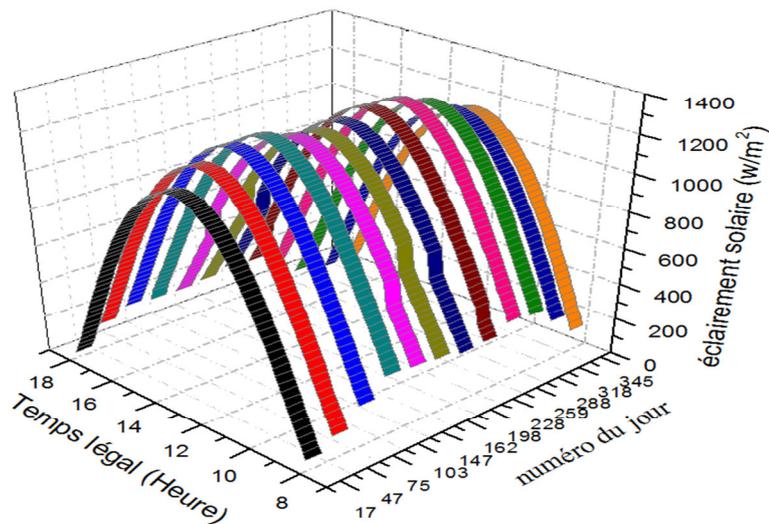


Figure III.23 éclairement solaire incident sur la surface du capteur
Avec des réflecteurs

III.8.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une étude théorique sur les réflecteurs solaires ; dans la première partie de ce chapitre nous nous sommes intéressés aux propriétés optiques des réflecteurs solaires ou nous avons montré les différents géométriques des réflecteurs, leurs matériaux de fabrication...etc.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'optimisation, à quelques paramètres des capteurs solaires qui peuvent améliorer leur performance électrique ou thermique.

L'optimisation d'angle d'inclinaison du capteur solaire, différents résultats obtenus. les conclusions suivantes ont été tirées ;

- la variation quotidienne de l'angle optimal dans toute l'année avec une valeur minimale de 10° en Juin et la plus grande valeur 58° en décembre et janvier. Sa valeur à n'importe quel jour de l'année peut être déterminée en utilisant l'équation précédente,

- Pour qu'un capteur exploite l'énergie solaire maximale, il est recommandé que l'angle d'inclinaison du capteur ne soit pas constant tout au long de l'année.

- L'angle d'inclinaison optimal quotidien a été déterminé durant l'année exprimé par une interpolation polynomiale décrite par l'équation suivante :

$$\beta_{opt} = 58.432 - 0.121N - 0.001 N^2 - 3.353E - 5N^3 + 3.470E - 7N^4 - 1.028E - 9N^5 + 9.80E - 13N^6$$

Le choix de la position optimal des réflecteurs afin d'obtenir une exploitation maximale du rayonnement solaire. Pour cela un calcul numérique de la position optimale des angles des deux réflecteurs montés sur la partie supérieur et inférieur du capteur solaire, et on a trouvé les résultats suivantes:

-L'angle optimal annuel du réflecteur inférieur varie de 14 à 46 degrés, l'angle diminue en hiver et, augmente en été.

-L'angle optimal annuel du réflecteur supérieur varie de 74 à 110 degrés, l'angle diminue en été et, augmente en hiver.

- l'angle optimal annuel des deux réflecteurs décrits par une interpolation polynomiale est exprimé par ces équations.

$$\alpha_1 = 102,736 + 0,652N - 0,022 N^2 + 2,212E - 4N^3 - 1,0003E - 6N^4 + 2,226E - 9N^5 - 1,960E - 12N^6$$

$$\alpha_2 = 13,215 + 0,093N + 2,670E - 4 N^2 + 2,859E - 5N^3 - 2,663E - 7N^4 + 7,699E - 10N^5 - 7,277E - 13N^6$$

- Une augmentation de quantité du rayonnement solaire d'incident environ 9% à 19% avec l'addition des deux réflecteurs selon le nombre jour d'année.

- L'augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur solaire par l'ajout de réflecteur solaire provoque une amélioration de leur performance thermique et électrique.

Chapitre IV



Modélisation et simulation

Des capteurs solaires

Chapitre VI

Modélisation et simulation des capteurs solaires

IV.1.Introduction

La modélisation et la simulation numérique c'est un outil de conception important utilisé pour prévoir l'exécution expérimentale. Dans n'importe quelle application d'énergie solaire, il serait souhaitable d'analyser théoriquement de n'importe quel système donné aussi intensivement comme possible avant de passer à l'expérimental.

La forte consommation d'énergie dans les bâtiments dans les pays méditerranéens, en particulier au printemps et en été en raison de l'utilisation massive de l'air conditionné, cela nécessite une action immédiate pour réduire au minimum les coûts de l'énergie et l'impact environnemental dans le contexte de crise énergétique actuelle. L'intégration des systèmes solaires aux bâtiments offre une solution à ce problème particulier, mais les principaux problèmes de ce type de systèmes sont faibles rendements par l'utilisation des capteurs traditionnels et peuvent exploiter des grandes espaces pour produire l'énergie thermique ou électrique. Une façon de surmonter ces obstacles est l'utilisation de systèmes à haut rendement par l'ajout des systèmes à concentration solaire et capable d'atteindre des performances plus haut.

Les principaux avantages d'utiliser des capteurs à concentration pour le refroidissement, pour que les températures de fonctionnement plus élevés permettent l'utilisation de refroidisseurs à absorption double effet qui sont beaucoup plus éco-énergétiques que les refroidisseurs à absorption simple effet [94].

IV.2.Une synthèse sur les capteurs solaire à concentration

Pour des applications solaires, du traitement thermique industriel, le pompage des eaux souterraines, de la production de l'électricité, de la réfrigération, dessalement solaire... etc., les capteurs solaires à concentration sont probablement l'un qui suscite la plupart d'attention. Les avantages de tels collecteurs à hautes températures et hauts, moyenne concentration et de petit taux de déperdition d'énergie sont leur capacité d'armer le rayonnement diffus et direct.

Plusieurs configurations du système de concentration ont été traité tel que les réflecteurs paraboliques [95], cylindro-parabolique [96-97], parabolique composé (CPC) [98-101], réflecteur de Fresnel [102-103], les réflecteurs plans [104-105], le choix de ce type de capteur en fonction

de leur utilisation [106-107]. Plusieurs travaux de recherche ont été fait sur les capteurs à concentration en peut classer selon trois types ; thermique, photovoltaïque ou hybride thermique-photovoltaïque PVT. Pour un capteur solaire thermique, un réflecteur peut être une modification utile et peu coûteux pour augmenter le rayonnement solaire incident sur le capteur, un réflecteur supérieur s'étend depuis le bord supérieur du collecteur solaire et est incliné légèrement de la verticale, alors que le réflecteur inférieur s'étend à partir du bord inférieur du collecteur solaire et est incliné par rapport à l'horizontale. Les effets du réflecteur supérieur [108-110], le réflecteur inférieur [111-113] et les deux hauts et en bas réflecteurs ensembles [114-115] sur un capteur solaire thermique ont été étudiés expérimentalement et théoriquement.

Pour la distillation solaire des nombreuses tentatives ont également été faites pour augmenter la productivité distillat d'un distillateur solaire [116-117]. Parmi ces modifications, des réflecteurs peuvent être un moyen simple et peu coûteux d'augmenter le rayonnement solaire incident sur le distillateur solaire ainsi que la productivité distillat. Bien que de nombreux d'articles sur l'effet de réflecteurs (interne et externe) sur la productivité distillat ont été présentés [118-120].

Pour l'application généralisée du system photovoltaïque sont limitées en raison de leur coût relativement élevé et un faible rendement [121]. Une manière possible de réduire ces coûts en capital est d'intégrer optique (systèmes de miroirs ou de lentilles) qui augmentent le rayonnement incident par m^2 de cellules solaires [122-127].

Un system hybride Photovoltaïque thermique PVT avec le concentrateur solaire est une façon efficace d'améliorer le rendement de conversion à énergie solaire [128], ce système hybride PVT est encore limité en raison de son investissement cher. Pour cela, afin de réduire le coût du système combiné de PVT, la recherche considérable a été rapportée dans la littérature sur nouveaux systèmes photovoltaïques/thermiques solaires de concentration, le système PVT avec concentrateur et la cellule solaire de rendement plus élevé sont employés pour abaisser le coût de l'électricité solaire. La recherche considérable ont été rapportées dans la littérature sur nouveaux systèmes photovoltaïques/thermiques solaires de concentration [129-135].

IV.3. Théorie de transfert de chaleur

L'analyse de performance des capteurs solaires exige un arrangement des divers modes du transfert de chaleur. Une certaine théorie de base de transfert de chaleur est présentée ci-dessous, étant mise plus particulièrement sur les capteurs solaires [137,138].

IV.3.1. Transfert de chaleur par convection

Le transfert de chaleur pour l'écoulement interne dans un passage est allumé fortement dépendant si l'écoulement est laminaire ou turbulent. Le nombre de Reynolds pour l'écoulement dans un canal est donné par [140-141]:

$$Re = \frac{\rho v_m D_h}{\mu} \quad \text{VI.1}$$

Avec D_h : est le diamètre hydraulique du canal.

$$D_h = \frac{4 \cdot S}{p} \quad \text{VI.2}$$

S : Surface de tube, P : périmètre

Pour un canal circulaire $D_h = D$

Pour un canal rectangulaire $D_h = a \times b / a + b$

L'écoulement dans des Canaux est considéré comme étant laminaire si le nombre de Reynolds relatif est moins de 2300 et eux est turbulent si le nombre de Reynolds est plus grand que 4000.

Le nombre de Nusselt "Nu" fournit une mesure sans dimensions du transfert de chaleur par convection à partir de la surface intérieure d'un tube :

$$Nu = \frac{h^c \times D_h}{\lambda} \quad \text{VI.3}$$

Ici h^c c'est le coefficient de transmission de chaleur par convection, λ est la conductivité thermique du fluide, et D_h le diamètre hydraulique du canal. Généralement pour l'écoulement Turbulent il y a emphase sur des corrélations empiriques dans le calcul du nombre de Nusselt, en raison de la complexité de l'écoulement.

a) Convection forcé

On peut récapituler des corrélations usuelles en convection forcée [140,143];

❖ Régime turbulent

- COLBURN, pour $L/D_h > 60$; $0.7 \leq Pr \leq 100$; $10^4 \leq Re \leq 1.2 \cdot 10^5$

$$Nu = 0.023 \times Pr^{1/3} \times Re^{0.8} \quad \text{VI.4}$$

Pr : nombre de Prandtl

$$Pr = \frac{\mu \times cp}{\lambda} \quad \text{VI.5}$$

Les propriétés du fluide sont évaluées à la température du fluide (Tf)

- SIEDER et TATE, $L/D_h > 60$, pour les fluides dont les propriétés varient beaucoup avec (huiles, etc...)

$$Nu = 0.023 \times Pr^{1/3} \times Re^{0.8} \times \left(\frac{\mu}{\mu_p}\right)^{0.14} \quad \text{VI.6}$$

Les propriétés du fluide, sauf μ_p à la température de la paroi, sont évaluées à la température moyenne de la masse du fluide traversant la section droite

- MAC-ADAMS (Régime à l'entrée du tube)

$$Nu = 0.023 \times Pr^{1/3} \times Re^{0.8} \times \left(\frac{\mu}{\mu_p}\right)^{0.14} \left[1 + \left(\frac{D_h}{L}\right)^{0.7}\right] \quad \text{VI.7}$$

❖ **Régime laminaire dans la région d'entrée des tubes**

- HAUSEN

$$Nu = 3.66 + \frac{0.0668(R_e \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right))}{1 + 0.04(R_e \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right))^{2/3}} \left(\frac{\mu}{\mu_p}\right)^{0.14} \quad \text{VI.8}$$

- SIEDER et TATE, pour $Re \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right) > 10$

$$Nu = 1.86 \times (Re \times Pr)^{1/3} \left(\frac{d}{L}\right)^{1/3} \times \left(\frac{\mu}{\mu_p}\right)^{0.14} \quad \text{VI.9}$$

Pour les gaz Pr=0.7

KAYS, pour $Re \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right) < 100$

$$Nu = 3.66 + \frac{0.104 \times (Re \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right))}{1 + 0.016 \times (Re \times Pr \times \left(\frac{d}{L}\right))^{0.8}} \quad \text{VI.10}$$

a) Convection naturelle

En convection naturelle, le nombre de Nusselt dépend du nombre de Rayleigh Ra qui est fonction des nombres de Grashof Gr et de Prandtl Pr soit.

$$Ra = Gr \times Pr \quad \text{VI.11}$$

Avec

$$Gr = \frac{g \times \beta \times \rho^2 \times \Delta T \times L^3}{\mu^2} \quad \text{VI.12}$$

$$\Delta T = T_p - T_f$$

β : est le coefficient de dilatation du fluide (K^{-1}), g : la gravité (m^2/s)

Pour deux plaques parallèles le nombre de Nusselt est le rapport d'une résistance de conduction à la résistance de convection, de sorte qu'un nombre de Nusselt égal à 1 représente la conduction pure

Tabor (1958) a examiné les résultats édités du nombre d'investigations et a conclu que les données les plus fiables pour l'usage dans des calculs de capteur solaire à partir de 1958.

Dans une étude expérimentale plus récente utiliser l'air. Hollands et l'autres (1954) donnent le rapport entre le nombre de Nusselt et le nombre de Rayleigh pour l'angle d'inclinaison de 75° [128,140, 53].

$$Nu = 1 + 1.44 \left[1 - \frac{1708(\sin 1.8\beta)^{1.6}}{Ra \cos(\beta)} \right] \left[1 - \frac{1708}{Ra \cos(\beta)} \right]^+ + \left[\left(\frac{Ra \cos(\beta)}{5830} \right)^{1/3} - 1 \right]^+ \quad \text{VI.13}$$

Où le sens de l'exposant + est que seules des valeurs positives de termes dans les crochets doivent être utilisé. Pour les surfaces horizontales, les résultats présentés par Tabor se comparent favorablement avec la corrélation de l'équation de Hollands, pour les surfaces verticales les données de Tabor se rapprochent de 75° d'inclinaison de données Hollands.

c) Échanges convectifs à l'extérieur

Les échanges convectifs avec le milieu extérieur sont calculés généralement avec une fonction linéaire sur la vitesse du vent. Le flux convectif cédé par le milieu extérieur de température T_{ext} à la surface de température T_s est défini par les expressions ;

$$q = A \times h \times (T_{ext} - T_s) \quad \text{VI.14}$$

La plupart de ces coefficients sont de la forme

$$h = a + b \times v^n \quad \text{VI.15}$$

Ils diffèrent suivant les valeurs des paramètres a, b, n Ainsi, MacAdams [140] propose une relation qui est la plus couramment utilisée pour l'étude des capteurs solaires plans

$$h = 5.7 + 3.8 \times v \quad \text{VI.16}$$

Cependant, en supposant que dans cette équation les effets du rayonnement sont pris en compte, on peut citer d'autre corrélation [53,142].

$$h = 2.8 + 3 \times v \quad \text{VI.17}$$

$$h = 4.5 + 2.9 \times v \quad \text{VI.18}$$

IV.3.2. Transfert de chaleur par rayonnement

Ce mode de transfert se produit par l'intermédiaire de l'émission et de l'absorption électromagnétique entre les corps des différentes températures et se nomme rayonnement thermique. Il n'exige d'aucun milieu pour se propager. L'exemple le plus évident de ceci est le rayonnement solaire rassemble sur la surface terrestre. La puissance émissive de corps noir, ou l'émetteur parfait du rayonnement thermique, est proportionnelle à la quatrième puissance de sa température, comme donné par le Stefan-Boltzmann. Ceci peut être réécrit pour l'émission de la fréquence de l'énergie ou de la puissance [140,141].

$$q = \sigma \times A \times T^4 \quad \text{VI.19}$$

Comme il n'y a pas de radiateurs idéaux, l'équation représente une limite supérieure pour l'émission de rayonnement des corps réels. Pour rendre compte de cela, la quantité appelée émissivité, et défini comme étant le rapport entre la puissance d'émission du corps et la puissance d'émission du corps noir à la même température, on introduit dans l'équation précédente. En outre, lors de l'échange de chaleur par rayonnement entre la surface finie, et non tout le rayonnement émis par une surface atteindra l'autre, étant donné que certains seront perdus à l'environnement. Ceci est influencé par les propriétés physiques et géométriques de la surface et est quantifiée par le paramètre connu sous le nom de facteur de forme.

Pour l'échange de rayonnement entre deux surfaces, le transfert d'énergie thermique nette de surface 1 à une surface 2 peut être approximé par :

$$q_r^{1 \leftrightarrow 2} = -q_r^{2 \leftrightarrow 1} = \frac{\sigma(T_1^4 - T_2^4)}{\frac{1 - \varepsilon_1}{\varepsilon_1 A_1} + \frac{1}{A_1 F_{12}} + \frac{1 - \varepsilon_2}{\varepsilon_2 A_2}} \quad \text{VI.20}$$

La forme générale pour le coefficient de transfert de chaleur par rayonnement entre les surfaces est :

$$h^r = \frac{\sigma(T_1^2 + T_2^2) \times (T_1 + T_2)}{\frac{1 - \varepsilon_1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{F_{12}} + \frac{(1 - \varepsilon_2)A_1}{\varepsilon_2 A_2}} \quad \text{VI.21}$$

✓ Échange de rayonnement entre un objet convexe et une grande enceinte

Cette situation s'applique quand un objet convexe est complètement entouré par une très grande concave surface. Dans ce cas, $A_1/A_2 \rightarrow 0$ et pratiquement pas de rayonnement émis par l'objet est réfléchi, afin $F_{12} \rightarrow 1$, l'équation est écrite :

$$q_r = \sigma \times \varepsilon_1 \times A_1 \times (T_1^4 - T_2^4) \quad \text{VI.22}$$

$$h_r = \sigma \times \varepsilon_1 \times (T_1^2 + T_2^2) \times (T_1 + T_2) \quad \text{VI.23}$$

Cette expression est utilisée dans le cas de la couverture d'un capteur plan à la température T rayonné avec le ciel à la température T_c . qu'il est commode de réécrire l'équation VI.23 en référence à la température ambiante T_a , pour des raisons qui deviendront évidentes dans :

$$h_{c-s}^r = \sigma \times \varepsilon_c \frac{(T_c^4 - T_{sky}^4)}{(T_c - T_{amb})} \quad \text{VI.24}$$

Échange radiatif entre des plaques planes

Une approximation est faite dans ce cas-ci supposant que tout le rayonnement est transféré entre les plaques planes et aucun n'est perdu, ainsi $F_{12} \rightarrow 1$, (à proprement parler, cela vaut pour les plaques infinies) $A_1 = A_2 = A$ l'équation devient

$$q_r = \frac{\sigma \times A \times (T_1^4 - T_2^4)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{\varepsilon_2} - 1} \quad \text{VI.25}$$

$$h^r = \frac{\sigma \times (T_1^2 + T_1^2) \times (T_2 + T_1)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1}{\varepsilon_2} - 1} \quad \text{VI.26}$$

✓ Échange radiatif entre deux tubes concentriques

L'approximation de l'échange thermique de rayonnement total a été également employée dans ce cas-ci avec $F_{12} \rightarrow 1$ et $A_1 \neq A_2$, la relation résultant de l'équation était ;

$$q_r = \frac{\sigma \times A \times (T_1^4 - T_2^4)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1 - \varepsilon_2}{\varepsilon_2} \times \frac{r_1}{r_2}} \quad \text{VI.27}$$

$$h^r = \frac{\sigma \times (T_1^2 + T_1^2) \times (T_2 + T_1)}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{1 - \varepsilon_2}{\varepsilon_2} \times \frac{r_1}{r_2}} \quad \text{VI.28}$$

Pour la simplicité de calcul et des raisons conservatrices (c'est à dire, la valeur limite supérieure), un facteur de forme de rayonnement de l'unité, $F_{12} = 1$ a été utilisée dans le calcul.

IV.4.Modélisation et simulation numérique

IV.4.1.Hypothèses simplificatrice

La modélisation d'un capteur solaire prend en considération le mode de circulation du fluide vis-à-vis de l'absorbeur, le nombre de vitrage, la présence ou l'absence de la plaque métallique (ou autre) adjointe à l'isolation, les matériaux utilisés pour l'isolation arrière et latérale.

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

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

- Le transfert de chaleur à une seule dimension à travers les couches du système
- Le débit massique uniforme dans les tubes de capteur.
- Le transfert de chaleur à partir des bords du capteur est négligeable
- La vitesse du vent sur la face du capteur est supposé constante
- Le flux chaleur reçu par le capteur est en fonction du temps

- Les propriétés physiques des matériaux ne sont pas en fonction de la température
- Les propriétés physiques du fluide sont en fonction de la température
- Les températures des composants du capteur PVT sont en fonction de temps
- La poussière et la saleté sur le collecteur sont négligeables

IV.4.2. Capteur solaire plan à eau

IV.4.2.1. Bilan thermique du capteur

Un modèle mathématique décrivant un capteur solaire plan considérant les propriétés transitoires de sa différente zone. Dans ce modèle proposé, le volume de commande analysé du capteur solaire plan contient un tube qui est divisé en quatre nœuds (couverture en verre, absorbeur, fluide et l'isolation) perpendiculaire à la direction d'écoulement de liquide (voir figure VI.1).

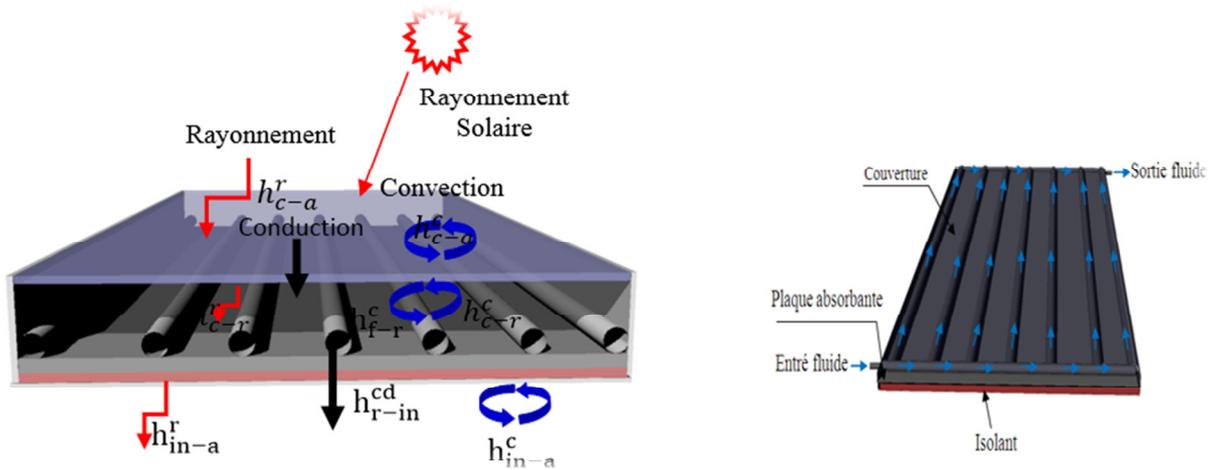
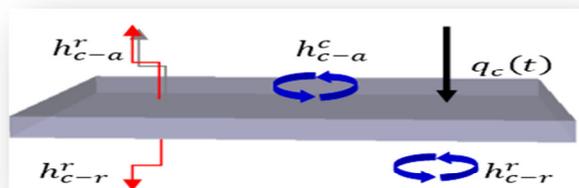


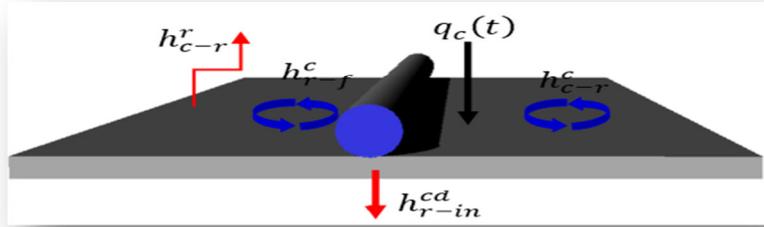
Figure VI .1 capteur thermique plan à eau

• Bilan énergétique de la couverture transparente



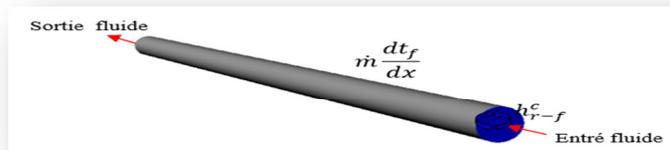
$$M_c c_{pc} \frac{dT_c}{dt} = q_c(t) - (h_{c-r}^c + h_{c-r}^r) A_c (T_c - T_r) - h_{c-a}^r A_c (T_c - T_s) - h_{c-a}^c A_c (T_c - T_a) \quad \text{VI.29}$$

• Bilan énergétique de la plaque absorbante



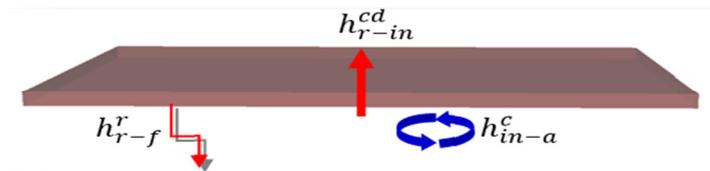
$$M_r c_{pr} \frac{dT_r}{dt} = q_r(t) + (h_{c-r}^c + h_{c-r}^r) A_r (T_c - T_r) - h_{f-r}^c A_r (T_r - T_f) - h_{r-in}^{cd} A_r (T_r - T_{in}) \quad \text{VI.30}$$

• Bilan énergétique du fluide caloporteur



$$c_{pf} (M_f \frac{dt_f}{dt} + \dot{m} \frac{dt_f}{dx}) = h_{f-r}^c A_r (T_r - T_f) \quad \text{VI.31}$$

• Bilan énergétique de l'isolation



$$M_{in} c_{pin} \frac{dT_{in}}{dt} = h_{r-in}^{cd} A_{in} (T_r - T_{in}) - h_{in-a}^r A_{in} (T_{in} - T_s) - h_{in-a}^c A_{in} (T_{in} - T_a) \quad \text{VI.32}$$

L'énergie thermique utile gagnée est :

$$Q_u = \dot{m} c_{pf} (T_{fs} - T_{fe}) \quad \text{VI.33}$$

Le rendement thermique du capteur est donné par la relation suivante

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{A_c I_g} = \frac{\dot{m} C_p \int (T_{fs} - T_{fe}) dt}{A_c \int I_g dt} \quad \text{VI.34}$$

IV.4.2.2. Résolution du système d'équation

Le modèle est composé d'un système d'équation qui montre l'échange thermique au niveau du capteur. Dans ce calcul numérique, on a choisi la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4 pour résoudre ce système d'équation sur environnement fortran 90. Le système d'équations et les coefficients de transfert de chaleur sont résolus avec des températures initiales. Les paramètres thermo-physiques utilisés dans le calcul sont montrés dans le tableau.

Tableau IV.1 Paramètres d'entrés de la simulation du capteur plan

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Latitude	32,39 °N	e_i	0.04
Longitude	4,78 °S	ϵ_r	0.05
Altitude	463 m	ϵ_i	0.05
β	32,39 °	λ_i	0.045
n	200	σ	5.675×10^{-8}
D_{int}	0.022	c_{pc}	840
D_{ext}	0.0233	c_{pr}	383
L	1.5	c_{pi}	1500
W	0.12	ρ_c	2700
e_c	0.001	ρ_r	8954
e_r	0.001	ϵ_g	0.85
v	1		

La méthode Runge-kutta d'ordre 4 est écrite par la relation suivant [136] :

$$T_{i+1} = T_i + \frac{h}{6} (K_1 + 2K_2 + 3K_3 + K_4) \quad \text{VI.35}$$

$$K_1 = f(t_i, T_i) \quad \text{V.36}$$

$$K_2 = f\left(t_i + \frac{1}{2}, T_i + \frac{1}{2}K_1\right) \quad \text{VI.37}$$

$$K_3 = f\left(t_i + \frac{1}{2}, T_i + \frac{1}{2}K_2\right) \quad \text{VI.38}$$

$$K_4 = f(t_i, T_i + K_3) \quad \text{VI.39}$$

Les critères de convergence sont donnés par :

$$|T_p^{k+1} - T_p^k|, |T_b^{k+1} - T_b^k|, |T_f^{k+1} - T_f^k| \leq \xi \quad \text{VI.40}$$

Le choix de la valeur ξ est important pour s'assurer que la convergence est bien. Le système s'est réduit à des équations qui sont

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{M_c c_{pc}} (q_c(t) - (h_{c-r}^c + h_{c-r}^r)A_c(T_c - T_r) - h_{c-a}^r A_c(T_c - T_s) - h_{c-a}^c A_c(T_c - T_a)) \quad \text{VI.41}$$

$$\frac{dT_r}{dt} = \frac{1}{M_r c_{pr}} \left(q_r(t) + (h_{c-r}^c + h_{c-r}^r)A_r(T_c - T_r) - h_{f-r}^c A_r(T_r - T_f) - h_{r-in}^{cd} A_r(T_r - T_{in}) \right) \quad \text{VI.42}$$

$$\frac{dT_{in}}{dt} = \frac{1}{M_{in} c_{pin}} \left(h_{r-in}^{cd} A_{in}(T_r - T_{in}) - h_{in-a}^r A_{in}(T_{in} - T_s) - h_{in-a}^c A_{in}(T_{in} - T_a) \right) \quad \text{VI.43}$$

L'équation (VI.31) c'est une équation au dérivé partielle (EDP), on peut discrétisé par la méthode de différence finis schémas implicite.

$$\frac{dT_f}{dt} = \frac{Tf_j^{i+1} - Tf_j^i}{\Delta T} \quad \text{VI.44}$$

$$\frac{dT_f}{dx} = \frac{Tf_j^{i+1} - Tf_{j-1}^{i+1}}{\Delta X} \quad \text{VI.45}$$

$$\Delta x = \frac{L}{n} \quad \text{VI.46}$$

Pour les conditions initiales de la simulation

$$T_{f0} = T_{fe} = T_a, T_{fn} = T_{fs} \quad \text{VI.47}$$

Finalement l'équation (VI.31) s'écrit de la façon suivante

$$T_{f0} = T_{fe} = T_a, T_{fn} = T_{fs} \quad \text{VI.47}$$

$$T_f^{i+1} = [A_1 T_f^{i+1} + A_2 T_f^i + A_3 T_r] / A_4 \quad \text{VI.48}$$

A_1, A_2, A_3, A_4 Ce sont des Constantes obtenus après le calcul mathématique qu'a été fait

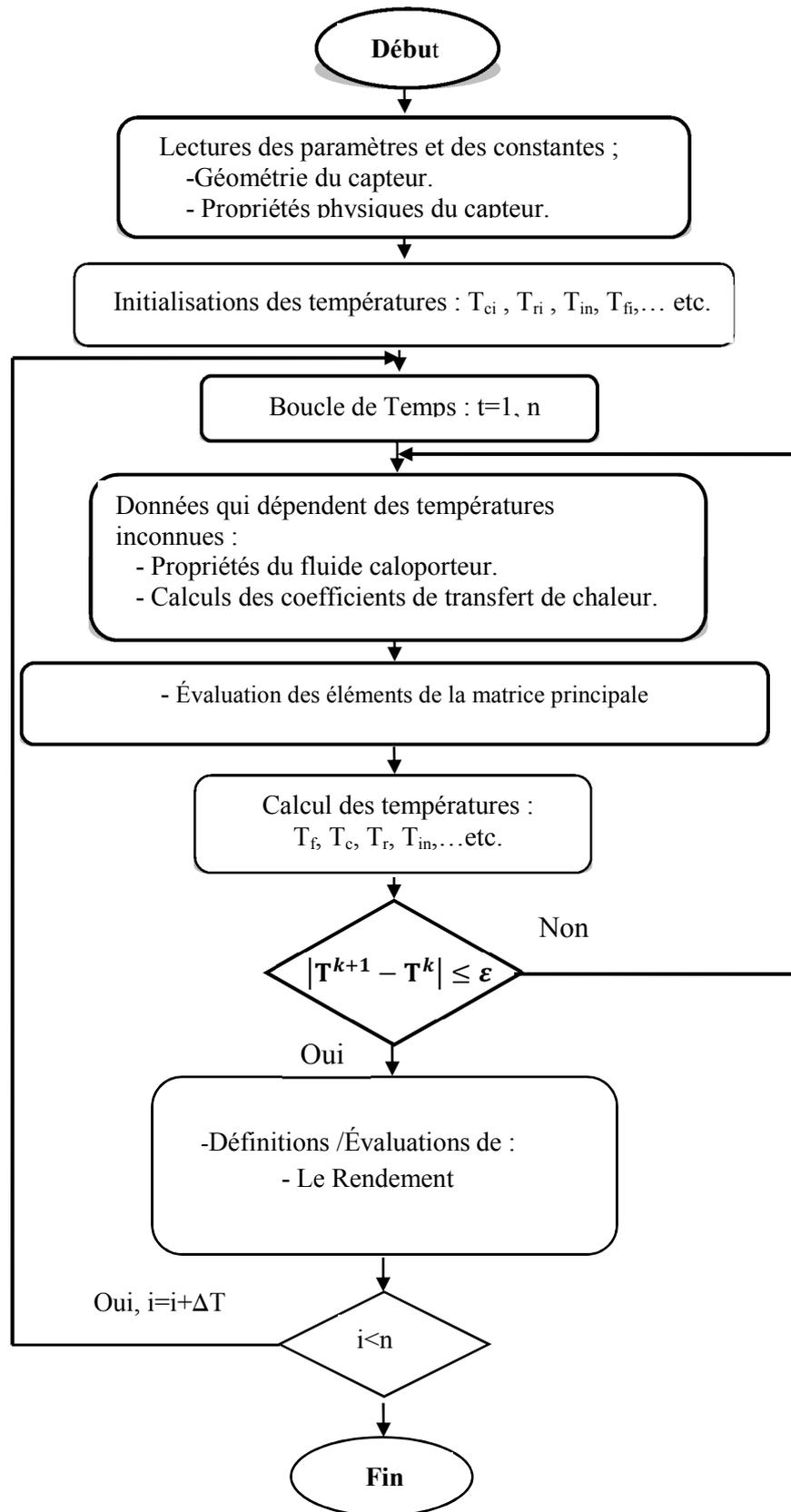


Figure VI .2 organigramme simplifié pour la simulation des capteurs

IV.4.3. Capteur thermique à concentration

IV.4.3.1. Bilan thermique du capteur

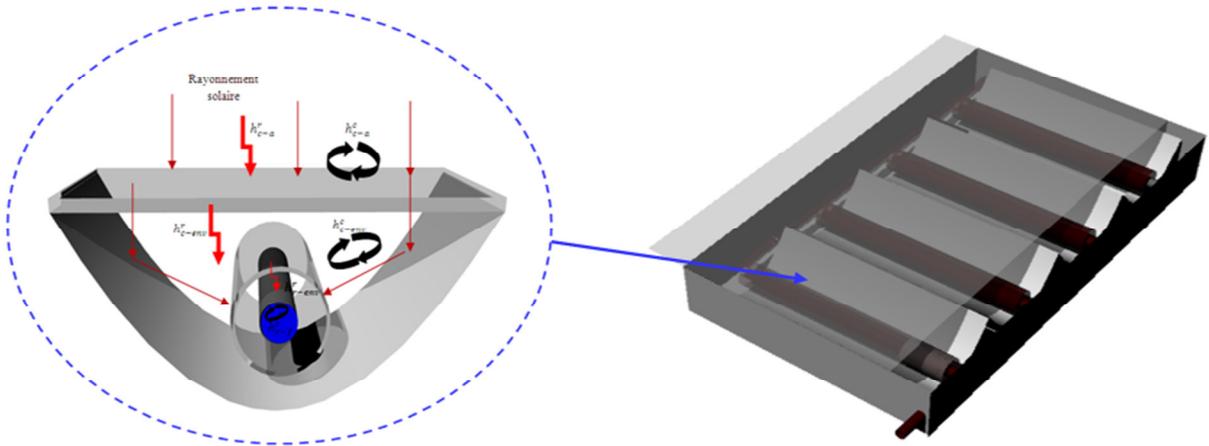
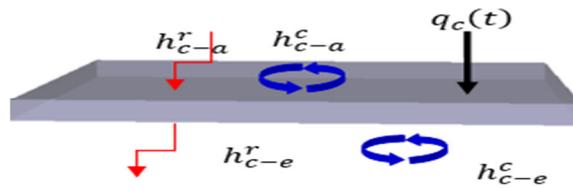


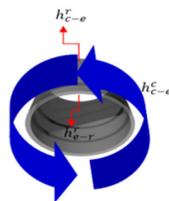
Figure VI .3 capteur thermique à concentration

• Bilan énergétique de la couverture transparente



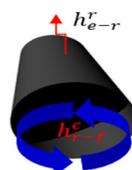
$$M_c c_{pc} \frac{dT_c}{dt} = q_c(t) - q_{c-e}^c - q_{c-e}^r - q_{c-a}^c - q_{c-a}^r \tag{VI.49}$$

• Bilan énergétique de l'enveloppe en verre



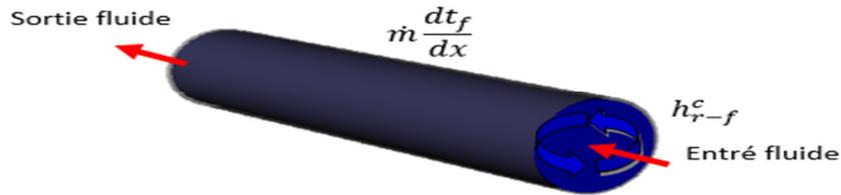
$$M_e c_{pe} \frac{dT_e}{dt} = q_e(t) - q_{c-e}^c - q_{c-e}^r - q_{e-r}^r \tag{VI.50}$$

• Bilan énergétique du receveur (absorbeur)



$$M_r c_{pr} \frac{dT_r}{dt} = q_r(t) - q_{e-r}^r - q_{r-f}^c \quad \text{VI.51}$$

- **Bilan énergétique du fluide caloporteur**



$$M_f c_{pf} \left(\frac{dt_f}{dt} + \dot{m} \frac{dt_f}{dx} \right) = -q_{r-f}^c \quad \text{VI.52}$$

Pour $q_c(t)$, $q_e(t)$, $q_r(t)$, sont respectivement les puissances solaires absorbées par la couverture, l'enveloppe et le receveur (absorbeur)

$$q_c(t) = I_g(t) \alpha_c \quad \text{VI.53}$$

$$q_e(t) = I_b(t) \rho_m (\alpha_e \tau_c) C_e \quad \text{VI.54}$$

$$q_r(t) = I_b(t) \rho_m (\alpha_r \tau_e \tau_c) C_r \quad \text{VI.55}$$

$$A_c = BL, A_e = 2\pi R_e L, A_r = 2\pi R_r L, C_r = \frac{B-2R_r}{\pi 2R_r}, C_e = \frac{B-2R_e}{\pi 2R_e}$$

Avec

B : largeur du capteur [m]

L : longueur du capteur [m]

A: surface [m]

C : rapport de concentration

IV.4.3.2. Résolution du système d'équation

On a choisi la même méthode de résolution du système d'équation ordinaire première ordre, le système d'équations et les coefficients de transfert de chaleur sont résolus avec des

températures initiales. Les paramètres thermo-physiques utilisés dans le calcul sont montrées dans le tableau IV.2

Tableau IV.2 Paramètre d'entrés de la simulation du capteur à concentration

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Latitude	32,39 °N	e_i	0.04
Longitude	4,78 °S	e_e	0.001
Altitude	463 m	v	1
β	32,39 °	ε_g	0.85
D_{r_int}	0.022	ε_r	0.05
D_{r_ext}	0.023	ε_e	0.85
D_{e_int}	0.026	σ	5.675×10^{-8}
D_{e_ext}	0.027	c_{pc}	840
L	1.5	c_{pr}	383
W	0.1	ρ_c	2700
e_c	0.001	ρ_r	8954
e_r	0.001	ρ_e	2700

Le système s'est réduit à des équations qui sont :

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{M_c c_{pc}} (q_c(t) + (h_{c-e}^c + h_{c-e}^r)A_c(T_e - T_c) - h_{c-a}^c A_c(T_c - T_a) - h_{c-a}^r A_c(T_c - T_s)) \quad \text{VI.56}$$

$$\frac{dT_e}{dt} = \frac{1}{M_e c_{pe}} (q_e(t) - (h_{c-e}^c + h_{c-e}^r)A_e(T_e - T_c) + h_{e-r}^r A_e(T_r - T_e)) \quad \text{VI.57}$$

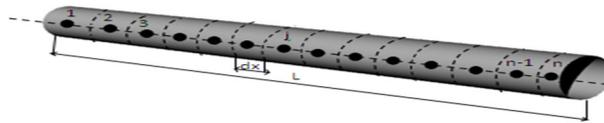
$$\frac{dT_r}{dt} = \frac{1}{M_r c_{pr}} (q_r(t) - h_{e-r}^r A_r(T_r - T_e) - h_{r-f}^c A_r(T_r - T_f)) \quad \text{VI.58}$$

Les mêmes étapes de la résolution de l'équation (VI.31), l'équation (VI.50) c'est une équation au dérivé partielle (EDP), on peut discrétisé par la méthode de différence finis schémas implicite.

$$\frac{dT_f}{dt} = \frac{Tf_j^{i+1} - Tf_j^i}{\Delta T} \tag{VI.59}$$

$$\frac{dT_f}{dx} = \frac{Tf_j^{i+1} - Tf_{j-1}^{i+1}}{\Delta X} \tag{VI.60}$$

$$\Delta x = \frac{L}{n} \tag{VI.61}$$



Pour les conditions initiales de la simulation

$$T_{f0} = T_{fe} = T_a, T_{fn} = T_{fs} \tag{VI.62}$$

Finalement l'équation (VI.31) s'écrit de la façon suivante

$$T_f^{i+1} = [A_1 T_f^{i+1} + A_2 T_f^i + A_3 T_r] / A_4 \tag{VI.63}$$

A_1, A_2, A_3, A_4 Ce sont des constantes obtenues après le calcul mathématique qui ont été faites

IV.4.4. Capteur hybride photovoltaïque thermique PVT à air

IV.4.4.1. Bilan thermique du capteur PVT

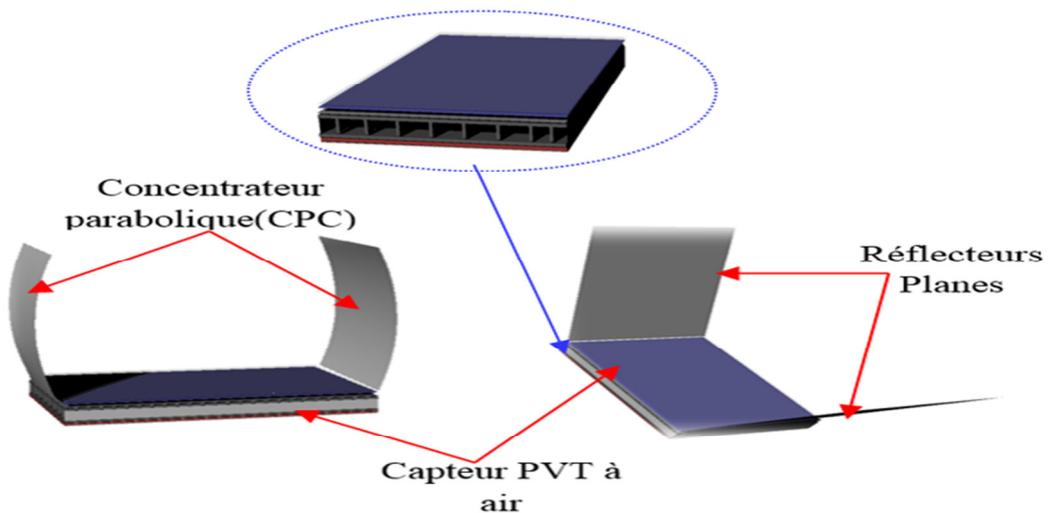
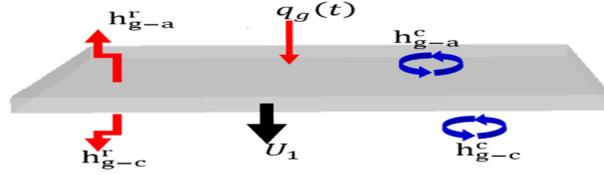


Figure VI .4 capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PVT à air

Le bilan thermique qui traduit le comportement thermique du capteur PVT à air écrit sous forme des équations ordinaires aux premiers ordres donnés par :

• bilan thermique du verre



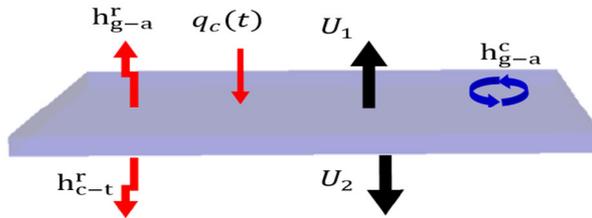
$$M_g c_g \frac{dT_g}{dt} = q_g(t) - h_{g-a}^r A_g (T_p - T_s) - h_{g-a}^c A_g (T_p - T_a) - (U_1 + h_{g-c}^c) A_g (T_g - T_c) \tag{VI.64}$$

Avec

$$q_g(t) = \alpha_g I_g(t) A_g \tag{VI.65}$$

$$U_1 = \left(\frac{1}{h_g^{cd}} + \frac{1}{h_c^{cd}} \right)^{-1} \tag{VI.66}$$

• bilan thermique de la cellule solaire



$$M_c c_p g \frac{dT_c}{dt} = q_c(t) - (U_1 + h_{g-c}^r) A_c (T_c - T_g) - (U_2 + h_{c-t}^r) A_c (T_c - T_{ted}) \tag{VI.67}$$

Avec

$$q_c(t) = \tau_g \alpha_c I_g(t) A_c - E = I_g(t) A_c (\tau_g \alpha_c - \eta_{pv}) \tag{VI.68}$$

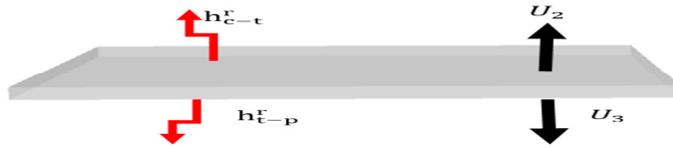
$$U_2 = \left(\frac{1}{h_{ted}^{cd}} + \frac{1}{h_c^{cd}} \right)^{-1} \tag{VI.69}$$

Le rendement de la cellule solaire dépend de la température de la cellule telle que donnée par :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref}[1 - 0.0054(T_c - 298.15)] \quad \text{VI.70}$$

Où η_{ref} est un rendement de référence de la cellule solaire à l'éclairement solaire 1000 w.m^{-2} et $T_{ref} = 25 \text{ °C}$. En prend la valeur du η_{ref} est égal 10%

• *bilan thermique de la couche en Tedler*

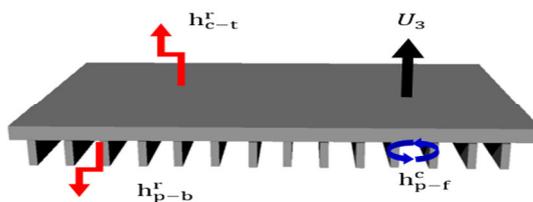


$$M_{ted} c p_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = (U_3 + h_{t-p}^r) A_t R_{tp} (T_p - T_{ted}) - (U_2 + h_{c-t}^e) A_t (T_{ted} - T_c) \quad \text{VI.71}$$

$$U_3 = \left(\frac{1}{h_{ted}^{cd}} + \frac{1}{h_p^{cd}} \right)^{-1} \quad \text{VI.72}$$

$$R_{tp} = \frac{A_{tp}}{A_c} \quad \text{VI.73}$$

• *bilan thermique de la plaque supérieur*



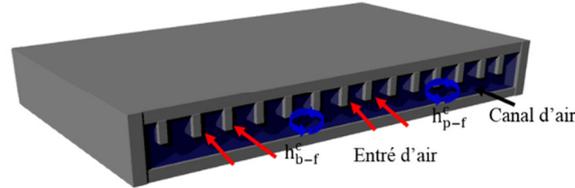
$$M_p c p_p \frac{dT_p}{dt} = A_p \left((U_3 + h_{t-p}^r) R_{tp} (T_{ted} - T_p) - h_{p-f}^c R_{bp} \eta_p (T_p - T_f) - h_{p-b}^r R_{bp} (T_b - T_p) \right) \quad \text{VI.74}$$

η_p est le rendement total d'ailette de la plaque absorbeur, η_f est le rendement d'ailette [144]

$$\eta_p = \frac{A_c + A_{fin} \eta_f}{A_{bp}}, R_{bp} = \frac{A_{bp}}{A_c} \quad \text{VI.75}$$

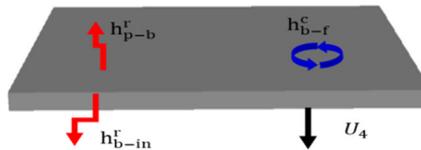
$$\eta_f = \frac{\tanh(mH_f)}{\lambda_f \delta_f}, m = \left(\frac{2h_f}{\lambda_f \delta_f}\right)^{1/2} \quad \text{VI.76}$$

• *bilan thermique du canal d'air*



$$M_f cp_f \frac{dT_f}{dt} + \frac{\dot{m} cp_f}{w} \frac{dT_f}{dx} = h_{p-f}^c R_{bp} \eta_p (T_p - T_f) + h_{b-f}^c A_f (T_b - T_f) \quad \text{VI.77}$$

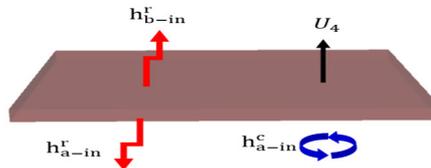
• *Bilan thermique de la plaque inferieur*



$$M_b cp_b \frac{dT_b}{dt} = (h_{b-in}^r + U_4) A_b (T_{in} - T_b) - h_{b-f}^c A_b (T_b - T_f) + h_{p-b}^r R_{bp} A_b (T_b - T_p) \quad \text{VI.78}$$

$$U_4 = \left(\frac{1}{h_{in}^{cd}} + \frac{1}{h_b^{cd}} \right)^{-1} \quad \text{VI.79}$$

• *Bilan thermique de l'isolant*



$$M_{in} cp_{in} \frac{dT_{in}}{dt} = (h_{b-in}^r + U_4) A_{in} (T_b - T_{in}) - h_{a-in}^c A_{in} (T_{in} - T_a) - h_{a-in}^r A_{in} (T_{in} - T_s) \quad \text{VI.80}$$

IV.4.4.2. Performance du capteur hybride PVT à air

Le rendement thermique du capteur solaire photovoltaïque thermique PVT calculé par la relation suivante :

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{A_c I_g} = \frac{\dot{m} C p_f (T_{fs} - T_{fe})}{A_c I_g} \quad \text{VI.81}$$

Le rendement électrique du capteur PVT est égal

$$\eta_{pv} = \frac{E}{A_c I_t} = \frac{A_c I_g (\eta_{ref} [1 - 0.0054(T_c - 298.15)])}{A_c I_g} \quad \text{VI.82}$$

Le rendement global du capteur photovoltaïque thermique est défini comme la somme de l'énergie thermique et l'énergie électrique et les tous divisées par le rayonnement incident sur la surface du capteur.

$$\eta_{pvt} = \frac{E + Q_u}{A_c I_g} = \eta_{pv} + \eta_{th} \quad \text{VI.83}$$

IV.4.4.3. Résolution du système d'équation

Les équations qui traduire le comportement thermique du capteur hybride thermique photovoltaïque sont des équations ordinaire de premier ordre, nous choisissons la méthode de Runge-Kuta pour résoudre ce system, pour cela en peux récite les équations précédemment de la façon suivant :

$$\frac{dT_g}{dt} = \frac{A_g}{M_g c_g} \left(q_g(t) - h_{g-a}^r (T_p - T_s) - h_{g-a}^c (T_p - T_a) - (U_1 + h_{g-c}^c) (T_g - T_c) \right) \quad \text{VI.84}$$

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{A_c}{M_c c_p} \left(q_c(t) - (U_1 + h_{g-c}^r) (T_c - T_g) - (U_2 + h_{c-t}^r) (T_c - T_{ted}) \right) \quad \text{VI.85}$$

$$\frac{dT_{ted}}{dt} = \frac{A_t}{M_c c_p} \left((U_3 + h_{t-p}^r) R_{tp} (T_p - T_{ted}) - (U_2 + h_{c-t}^r) (T_{ted} - T_c) \right) \quad \text{VI.86}$$

$$\frac{dT_p}{dt} = \frac{A_p}{M_p c p_p} \left((U_3 + h_{t-p}^r) R_{tp} (T_{ted} - T_p) - h_{p-f}^c R_{bp} \eta_p (T_p - T_f) - h_{p-b}^r R_{bp} (T_b - T_p) \right) \quad \text{VI.87}$$

$$\frac{dT_b}{dt} = \frac{A_b}{M_b c p_b} \left((U_4 + h_{b-in}^r) (T_{in} - T_b) - h_{b-f}^c (T_b - T_f) + h_{p-b}^r R (T_b - T_p) \right) \quad \text{VI.88}$$

$$\frac{dT_{in}}{dt} = \frac{A_{in}}{M_{in} c p_{in}} \left((U_4 + h_{b-in}^r) (T_b - T_{in}) - h_{a-in}^c h_{cia} (T_{in} - T_a) - h_{a-in}^r (T_{in} - T_s) \right) \quad \text{VI.89}$$

Tableau IV.3 paramètres d'entrés de la simulation du capteur hybride PVT à air

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Latitude	32,39 °N	C_{pg}	840
Longitude	4,78 °S	C_{pc}	700
A_i	0.5×1	C_{pted}	560
h	0.1	C_{pp}	465
$\delta_f \times h_f \times l_f$	0.001×0.05×1	C_{pin}	880
n_f	/	ρ_g	2700
τ_g	0.90	ρ_c	2330
α_g	0.05	ρ_p	7833
α_c	0.95	ρ_{in}	15
λ_g	0.93	ε_g	0.88
λ_c	148	ε_c	0.35
λ_{ted}	0.033	ε_{ted}	0.35
λ_{in}	0.041	ε_p	0.95
λ_p	54	ε_{in}	0.05

Dans la pratique la variation dans le temps de l'enthalpie des composants du capteur sont faible, c'est-à-dire que les termes en $m c_p \frac{dT}{dt}$ peuvent être négligé. Nous pouvons donc raisonnablement faire l'hypothèse d'un fonctionnement quasi stationnaire du capteur. Cette

hypothèse a pour conséquence de simplifier les équations sans toutefois masquer l'évolution temporaire des phénomènes qui restent liés au flux solaire variable dans le temps. En éliminant T_p , T_b , l'équation (VI.77) devient :

$$\frac{dT_f(x)}{dx} + A_1 T_f(x) = A_2 \quad \text{VI.90}$$

Avec A_1 et A_2 sont des constantes obtenues à partir des calculs algébriques effectués. La solution de l'équation est :

$$T_f(x) = \frac{A_2}{A_1} + \left(T_i - \frac{A_2}{A_1}\right) e^{-A_1 x} \quad \text{VI.91}$$

Et la température de sortie de l'air est :

$$T_f(x) = \frac{A_2}{A_1} + \left(T_i - \frac{A_2}{A_1}\right) e^{-A_1 x} \quad \text{VI.92}$$

IV.5. Résultats et discussions

IV.5.1. Résultats obtenus de la simulation numérique pour le Capteur solaire plan à eau

Nous présentons dans les figures VI.5-VI.9 les résultats numériques obtenus du capteur plan à eau avec les caractéristiques principales données sur le tableau VI.1, les températures du fluide à l'entrée du capteur et la température ambiante T_a sont prises en constante tout au long de la journée. Pour étudier l'effet de plusieurs paramètres de fonctionnement et de conception sur la performance transitoire du capteur

La figure VI.5 montre l'évolution journalière de la température du fluide pour plusieurs valeurs du débit massique, cette évolution prend une forme d'une cloche causée par l'évolution de l'éclairement solaire, la température du fluide atteint des valeurs jusqu'à 38°C avec un débit massique est égale 0.002 Kg/s et 28°C pour un débit massique égale 0.008 kg/s.

La figure VI.6 montre l'évolution journalière du rendement du capteur, cette figure montre que le rendement augmente avec l'augmentation du débit massique.

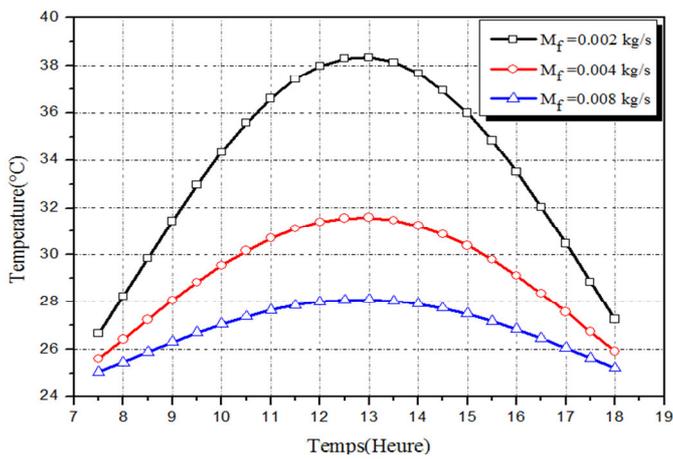


Figure VI.5 évolution de la température des éléments du capteur

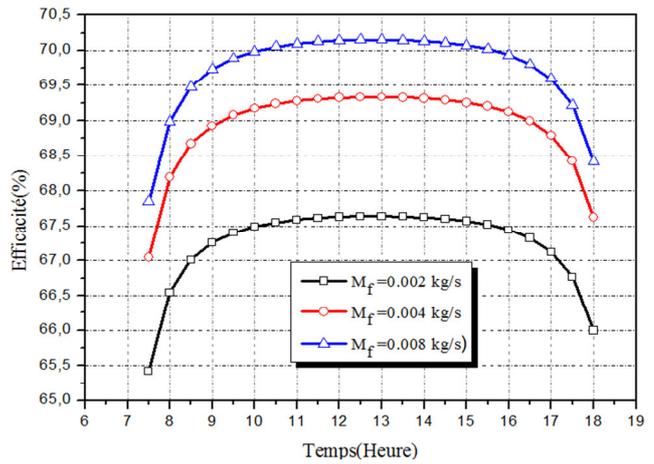


Figure VI.6 évolution du rendement du capteur

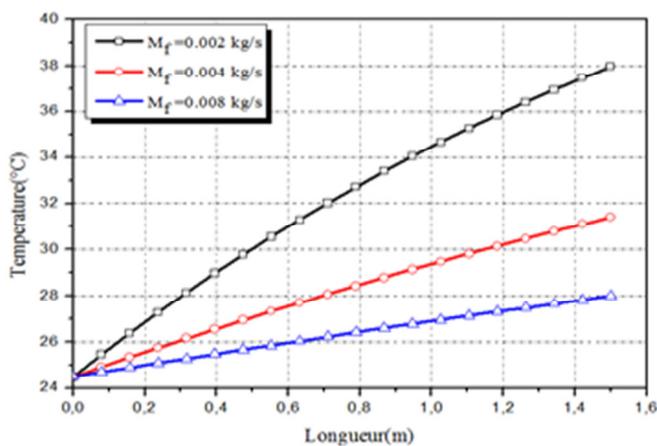


Figure VI.7 évolution de la température du fluide dans le capteur

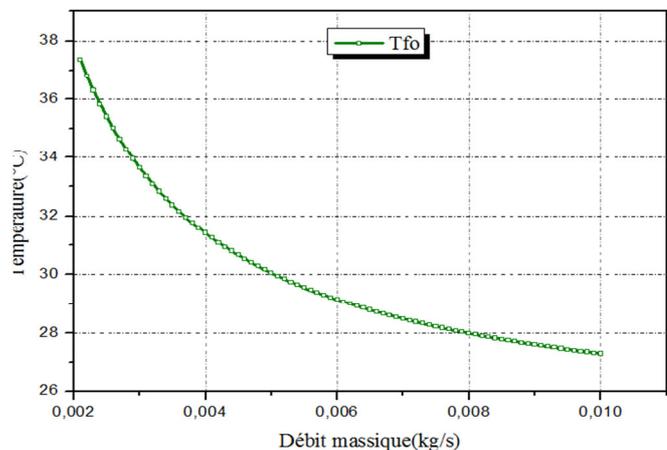


Figure VI.8 effet de débit massique sur la température du fluide

La figure VI.7 montre l'évolution de la température fluide dans le capteur dans le cas où le débit massique égale 0.002 kg/s, 0.004, 0.008 kg/s respectivement, la température à l'entrée du capteur est égale la température ambiante. La figure VI.8 montre l'effet de débit massique sur la température du fluide, la température du fluide décroît avec l'augmentation du débit massique. Le rendement augmente avec l'augmentation du débit massique comme prévu dans la figure VI.9.

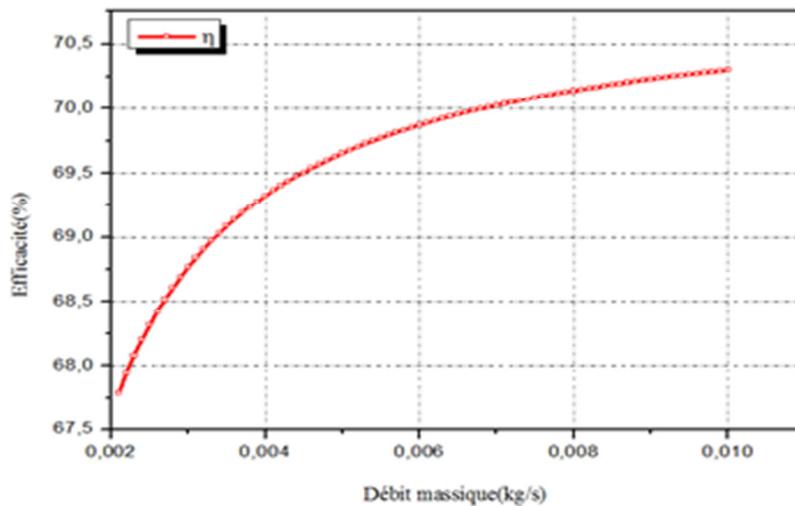


Figure VI.9 effet de débit massique sur le rendement du capteur

IV.5.2. Résultats obtenus de la simulation numérique du capteur à concentration

Nous présentons dans les figures VI.10-VI.14 les résultats numériques obtenus du capteur thermique sous vide avec des réflecteurs mini paraboliques à eau avec les caractéristiques principales données sur le tableau VI.2, les températures du fluide à l'entrée du capteur et la température ambiante T_a sont prises constante tout au long de la journée. Pour étudier l'effet de plusieurs paramètres de fonctionnement et de conception sur la performance transitoire du capteur.

La figure VI.10 montre l'évolution journalière de la température du fluide pour plusieurs valeurs du débit massique, cette évolution prend une forme d'une cloche causée par l'évolution de l'éclairement solaire, la température du fluide atteint des valeurs jusqu'à 45°C avec un débit massique est égale à 0.002 Kg/s et 30°C pour un débit massique égale 0.008 kg/s.

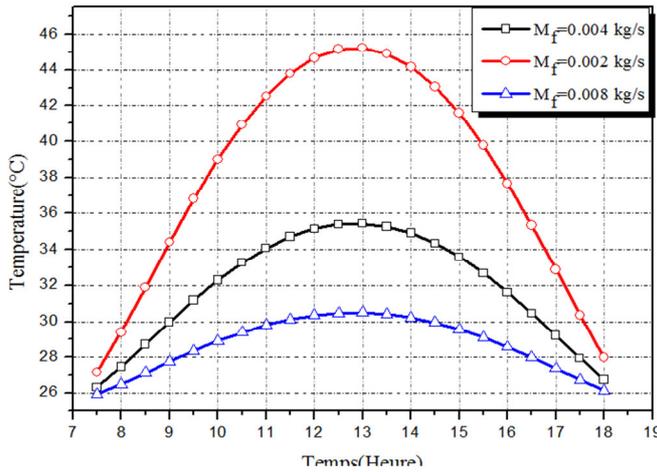


Figure VI.10 évolution journalière de la température du fluide

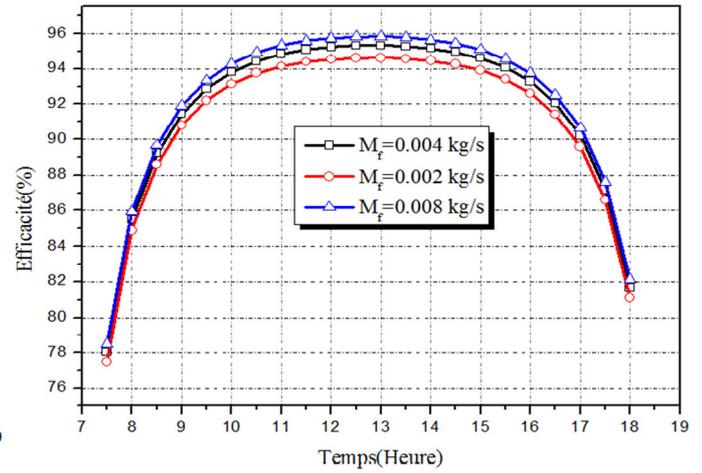


Figure VI.11 évolution journalière du rendement du capteur

La figure VI.11 montre l'évolution journalière du rendement du capteur, cette figure montre que le rendement augmente avec l'augmentation du débit massique.

La figure VI.12 montre l'effet de débit massique sur la température du fluide, la température du fluide décroît avec l'augmentation du débit massique. Le rendement augmente avec l'augmentation du débit massique comme prévu dans la figure VI.13. La figure VI.14 montre l'évolution de la température fluide dans le capteur dans le cas où le débit massique égale 0.002 kg/s, 0.004, 0.008 kg/s respectivement, la température à l'entrée du capteur est égale à la température ambiante.

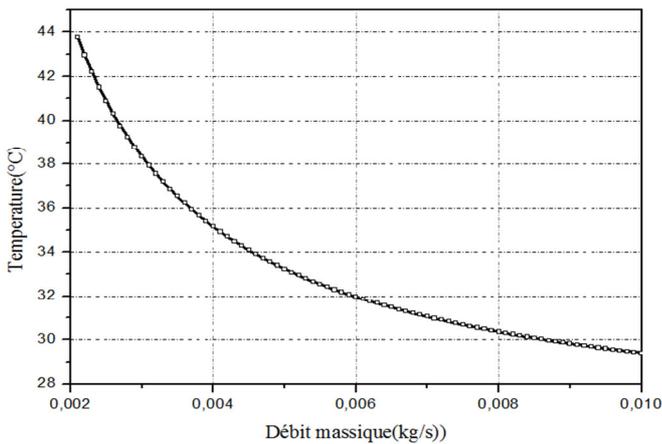


Figure VI.12 effet de débit massique sur la température du fluide

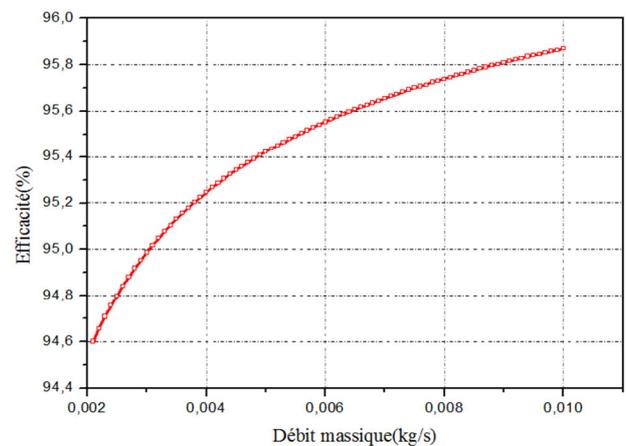


Figure VI.13 effet de débit massique sur le rendement du capteur

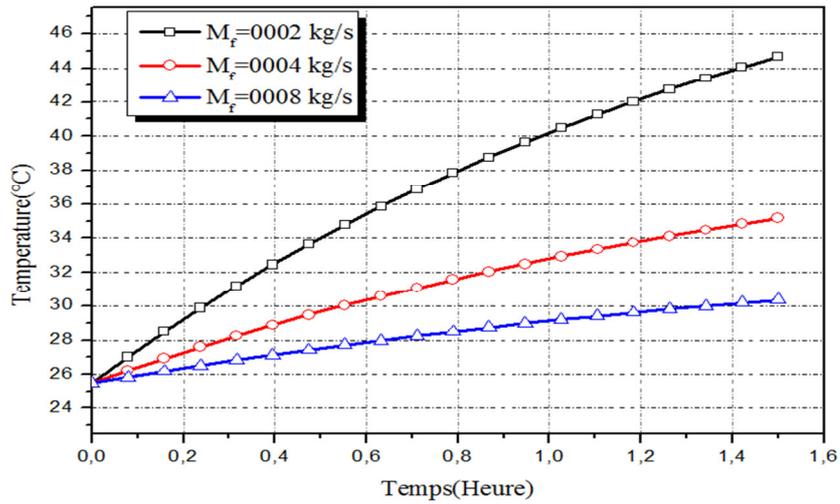


Figure VI.14 évolution de la température du fluide dans le capteur

IV.5.3. Comparaison de la performance entre le capteur plan et le capteur à concentration

Nous avons fait une comparaison des deux capteurs plan et le capteur à concentration dans la même condition. Nous montrerons dans la figure VI.15 le rendement thermique instantané des deux capteurs et la température instantanée du fluide des deux capteurs avec un débit massique égal à 0.002 kg s^{-1} , selon la figure le capteur à concentration est plus performant que le capteur plan, le rendement du capteur à concentration atteint 95% par contre le capteur atteint une valeur du rendement est égal à 65%, la température du capteur à concentration à midi atteint 44°C , la température du capteur plan dans le même temps atteint 38°C .

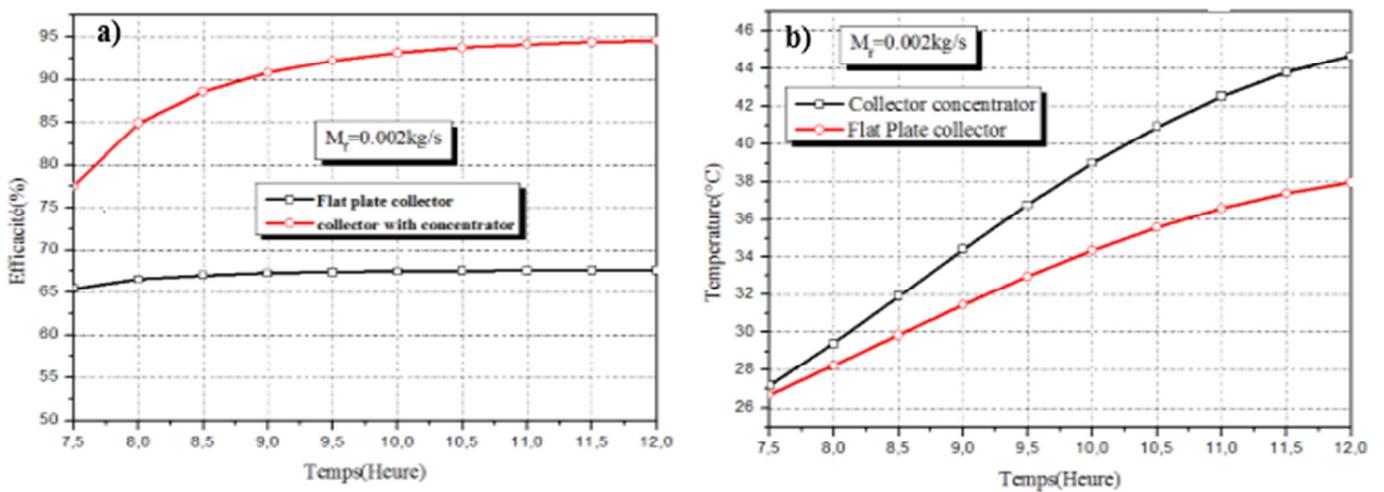


Figure VI.15 comparaison de la performance entre le capteur plan et le capteur à concentration : a) rendement du capteur, b) température du fluide

IV.5.4. Résultats obtenus de la simulation numérique pour le Capteur hybride PVT à air

Nous présentons dans les figures VI.16 -VI.22 les résultats numériques obtenus du capteur photovoltaïque thermique PVT à air avec les caractéristiques principales données sur le tableau VI.3.

La température instantanée de l'air présente dans la figure VI.16, des valeurs maximales de la température atteinte de 34°C à 42°C à midi du jour, l'éclairement solaire prend des valeurs maximales dans cette période du jour, les températures également des éléments constituant le capteur sont maximums dans cette intervalle du temps.

Le rendement électrique instantané du capteur hybride montrer dans la figure VI.17, le rendement électrique du capteur dépend de la température de la cellule solaire, lorsque la température de la cellule solaire augmente le rendement électrique décroît.

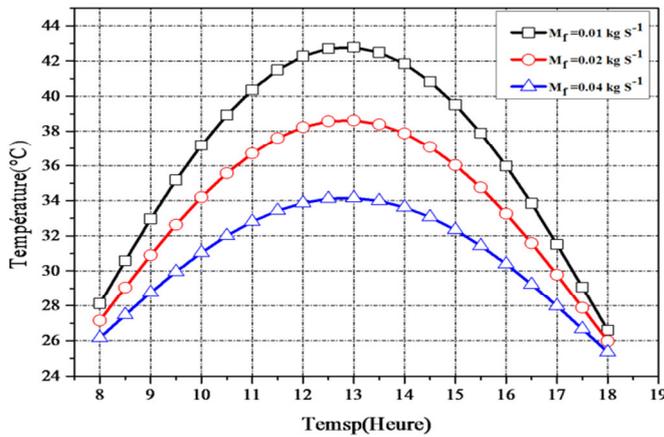


Figure VI.16 évolution journalière de la température du fluide

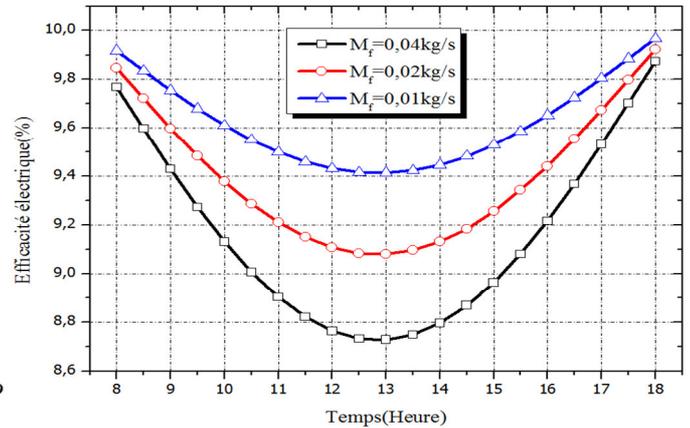


Figure VI.17 évolution journalière du rendement électrique du capteur

Le rendement thermique et total du capteur hybride à air montré dans les figures VI.18- VI.19, on voit que pour une vitesse constante de fluide, le rendement thermique du capteur dépend de l'écart de la température du fluide. C'est-à-dire que lorsque l'écart de température augmente, il provoque une augmentation du rendement thermique. Le rendement total est la somme du rendement thermique et électrique.

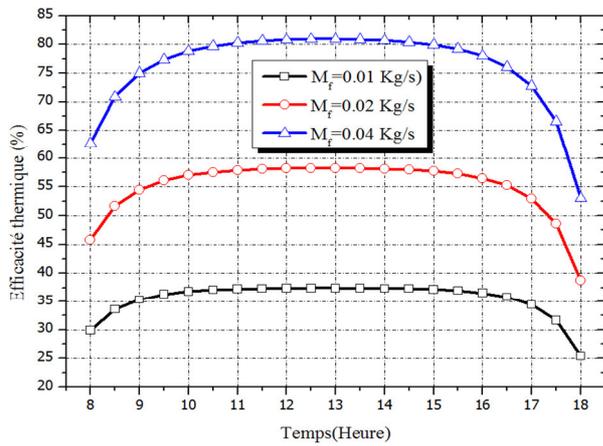


Figure VI.18 évolution journalier du rendement thermique du capteur

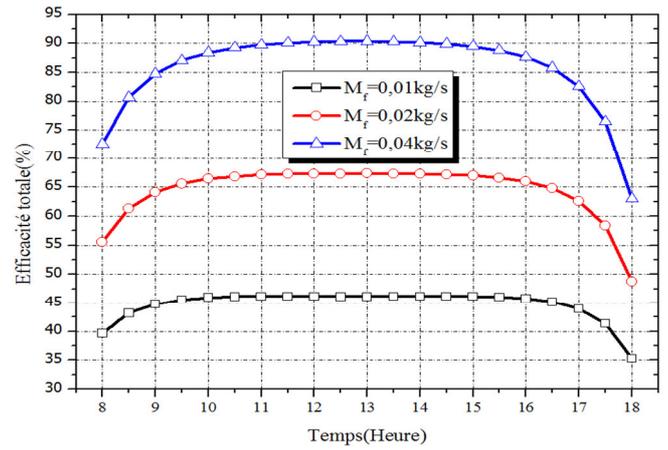


Figure VI.19 évolution journalière du rendement total du capteur

La figure VI.20 du débit massique sur la performance du système. Nous pouvons observer que le rendement du système accroît avec l'accroissement du débit massique. L'augmentation du débit massique de l'air réduit la température du système conformément à la figure VI. 21.

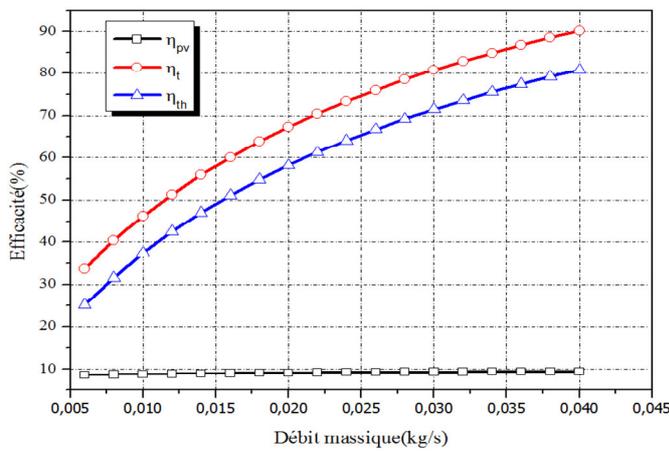


Figure VI.20 effet du débit massique sur le rendement du capteur

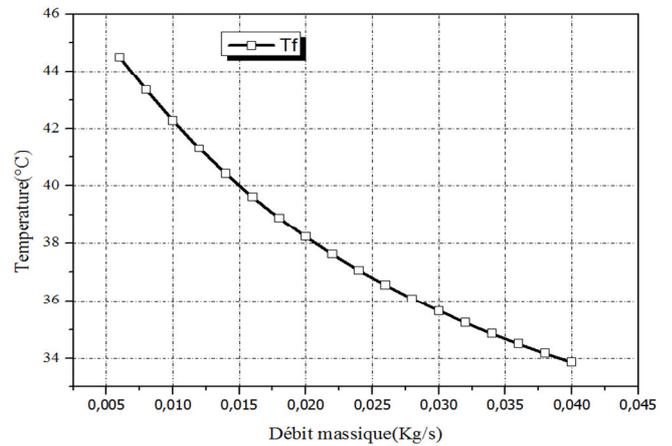


Figure VI.21 effet du débit massique sur la température du fluide

La figure VI.22 montre les variations de la température du fluide le long de la longueur à midi du jour avec un débit massique de l'air égal à 0.01, 0.02, 0.04 kg/s. La présence de l'échange convectif entre le fluide et les deux plaques inférieures et supérieures présente une augmentation rapide de la température du flux d'air et en conséquence une augmentation de l'écart de température.

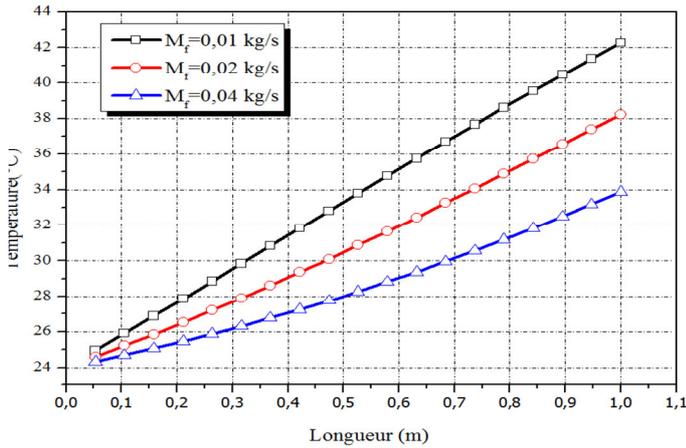


Figure VI.22 variation de la température du fluide dans le capteur

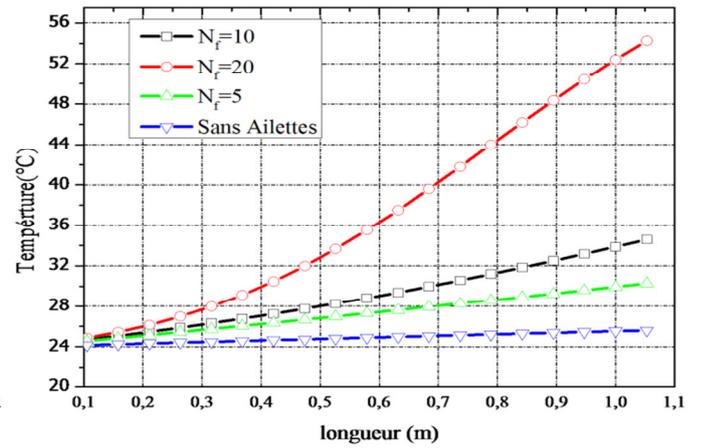


Figure VI.23 effet le nombre des ailettes sur la température du fluide

Nous montrons dans la figure VI.23-VI.25 l'effet du nombre d'ailettes ajoutées au capteur sur la température de l'air et du rendement, respectivement. D'après les représentations graphiques nous remarquons que l'adjonction des ailettes a apporté une augmentation remarquable aux performances de capteur. Cette amélioration s'explique par l'augmentation de la surface d'échange convectif. Par conséquent, nous observons une augmentation de la température du fluide avec l'ajout de plus en plus des ailettes.

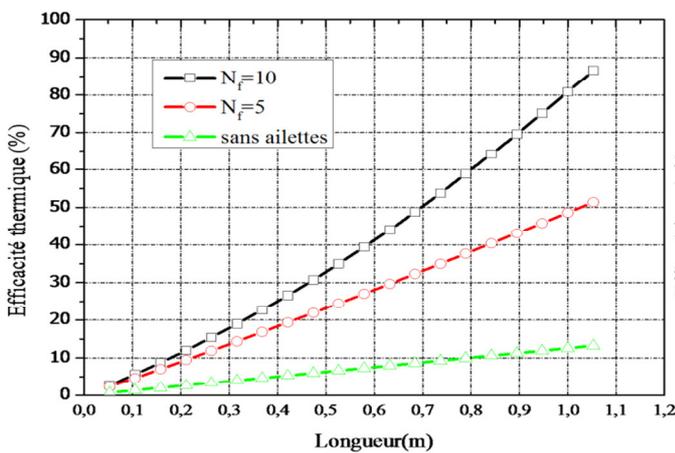


Figure VI.24 effet du nombre des ailettes sur le rendement thermique

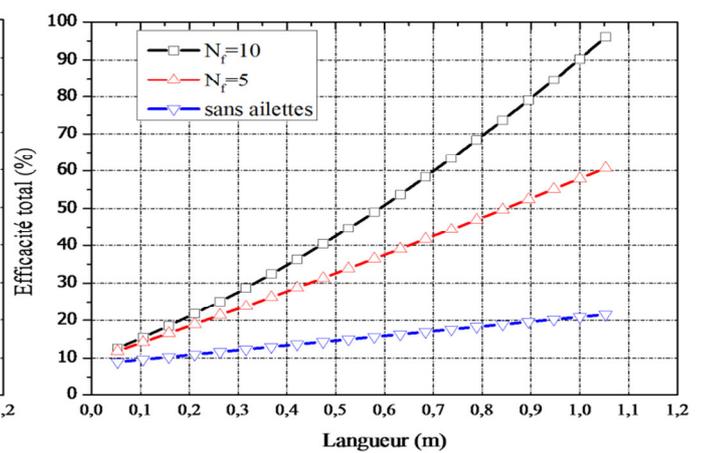


Figure VI.25 effet du nombre des ailettes sur le rendement total

Les figures VI.26-VI.28 illustrent l'effet de l'ajout des réflecteurs solaires sur les performances du capteur hybride PVT à air, les deux réflecteurs sont placés sur la partie supérieure et inférieure du capteur PVT, l'ajout des réflecteurs provoque un accroissement de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur, la température de la plaque absorbante augmente, le fluide transfère plus de chaleur, la température augmente. Le rendement thermique augmente également. Le rendement électrique diminue en raison de l'augmentation de la température de la cellule

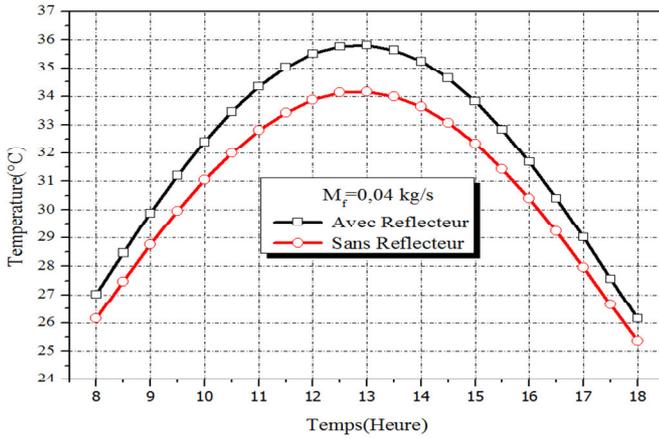


Figure VI.26 évolution journalière de la température du fluide avec et sans réflecteur plan

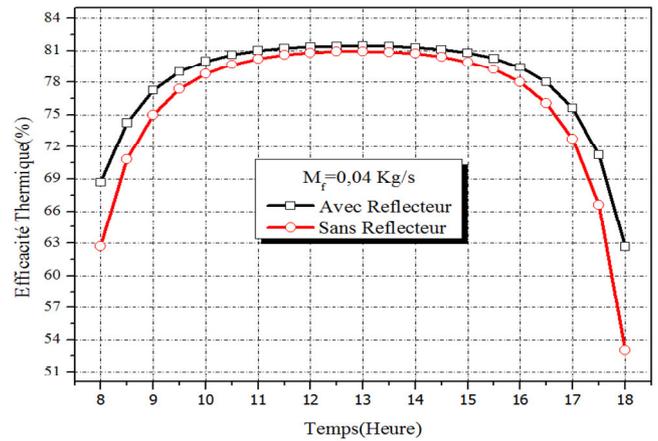


Figure VI.27 évolution journalière du rendement thermique avec et sans réflecteur plan

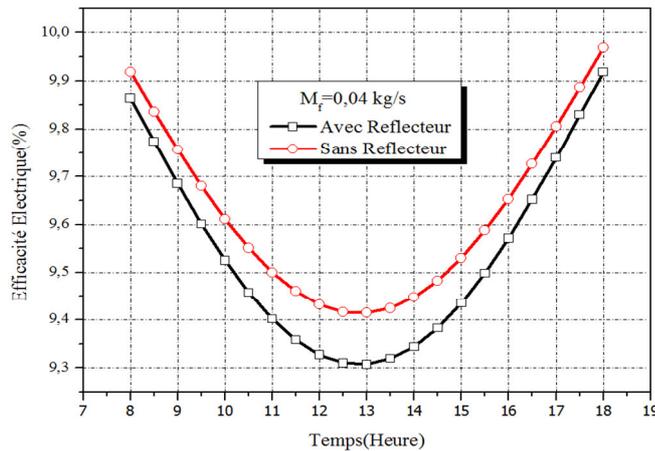


Figure VI.28 évolution journalière du rendement électrique avec et sans réflecteur

Nous avons présenté sur la figure VI.29, la comparaison entre les résultats obtenus par expérimentation (voir chapitre V) et les résultats obtenus par la modélisation numérique pour la variation horaire de la température de l'air à la sortie du capteur PVT, une interprétation polynomiale des résultats expérimentaux, la courbe d'approximation est exprimée par l'équation, à l'heure locale entre 8 heures et 17 heures et la température entre 25 ° C et 40 ° C

$$T_{fs-Exp} = -659.03457 + 195.48251 TL - 20.32914 TL^2 + 0.94632 TL^3 - 0.01688 TL^4 \quad \text{VI.92}$$

Pour quantifier les différences entre les résultats simulés de notre modèle mathématique et les résultats mesurés de la température du fluide à la sortie du capteur PVT nous avons calculé le coefficient de détermination (R^2). Le coefficient de corrélation (R^2) est un indicateur pour juger de la qualité d'une régression linéaire, simple ou multiple, une valeur comprise entre 0 et 1. Une valeur de 1 ou proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée. Par contre, une valeur proche de 0 indique un total désaccord. Nous avons trouvé, la valeur de R^2 égale à 0.7, cette valeur est acceptable.

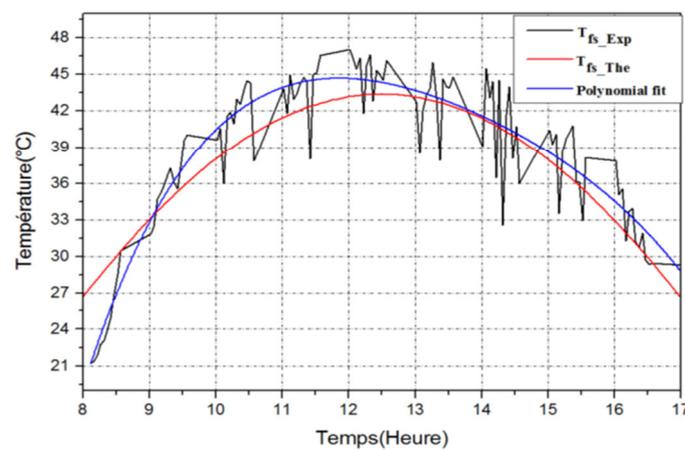


Figure VI.29 validation du modèle mathématique

IV.6.Conclusion

Dans cette partie de notre travail nous sommes intéressé à la modélisation et la simulation des quelques capteurs solaires, nous avons élaboré les équations du bilan thermique de chaque capteur (capteur thermique plan , capteur thermique à concentration ,capteur hybride photovoltaïque thermique PVT à air), après nous avons fait la résolution numérique du système d'équations, enfin nous avons montrés les résultats aboutis par la simulation numérique de chaque capteur solaire présentées sous forme des graphes.

La modélisation numérique des capteurs que nous avons faits permet d'étudier tous les aspects de ces capteurs (rendement, températures,...).

Le capteur à concentration est plus performant que le capteur plan, pour un même débit massique leur rendement atteint 95% par contre le capteur plan atteint une valeur du rendement et égal à 65 %, la température du capteur à concentration à midi atteint 44°C, la température du capteur plan dans le même temps atteint 38°C.

L'ajout des réflecteurs a grandement amélioré les performances du capteur hybride PVT solaires.

La comparaison entre les résultats obtenus par expérimentation et les résultats obtenus par la modélisation numérique de la température de l'air à la sortie du capteur PVT à air, une interprétation polynomiale des résultats expérimentaux, la courbe d'approximation est exprimée par l'équation, à l'heure locale entre 8 heures et 17 heures et la température entre 25 ° C et 40 ° C

$$T_{fs-Exp} = -659.03457 + 195.48251 TL - 20.32914 TL^2 + 0.94632 TL^3 - 0.01688 TL^4$$

Un calcul du coefficient de détermination (R^2), c'est un indicateur pour juger la qualité d'une régression linéaire, Nous avons trouvé, la valeur de R^2 égale à 0.7 et ceci indique le rapprochement entre les résultats numériques et l'expérimentales.

Chapitre V



Réalisation et Étude expérimentale

Chapitre V

Réalisation et étude expérimentale

V.1.Introduction

Nous sommes intéressés dans la réalisation pratique à l'étude expérimentale du capteur solaire hybride et du capteur thermique plan à travers la réalisation de prototypes. L'installation des capteurs situés sur à un toit d'un immeuble de l'unité de recherche appliqué en énergie renouvelable située dans le sud de l'Algérie loin de la ville du Ghardaïa d'environ 18 km. La latitude, la longitude et l'altitude de l'unité sont respectivement $+ 32,37^\circ$, $+ 3,77^\circ$ et 450 m au-dessus du niveau de la mer. Cependant plusieurs dispositifs expérimentaux ont été installés pour mesurer les données relatives à la performance thermique et électrique du capteur PVT, capteur thermique ainsi, nous avons traité l'effet de l'ajout de réflecteur sur les performances de ces capteurs. Les performances thermiques et électriques ont été analysées.

V.2.Conception du capteur Hybride PVT à air

La conception du système photovoltaïque thermique que nous aurons étudié est montrée dans la figure V.1, notre capteur PVT est constitué par un module photovoltaïque monté sur un capteur thermique à air.

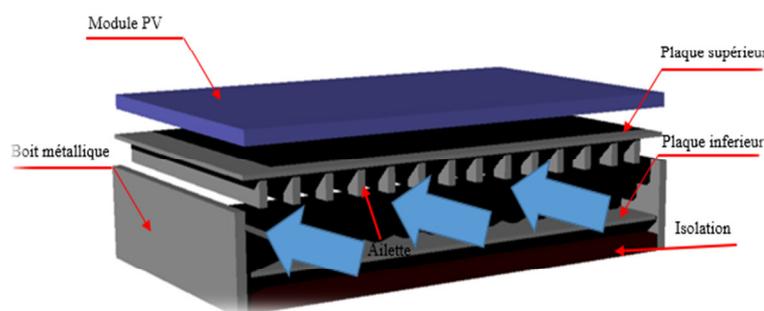


Figure V.1 image du capteur PVT à air

V.2.1.Élément constitué du capteur PVT à air

Les éléments essentiels constitués du capteur PVT à air sont :

- Un module photovoltaïque.
- Deux plaques métalliques constituant un canal.
- Une boîte métallique.
- Isolation.

Les dimensions de chaque élément sont données au tableau V.1.

Tableau V.1 différents composants du capteur PVT à air

Nom	Matière	Dimension	Nombre
Module PV	Silicium Monocristallin	0.5×1m	2
Plaque métallique	Acier galvanisé	0.5×1×0.001 m	2
Ailette	Acier galvanisé	0.05×1×0.001 m	10
Boîte métallique	Acier galvanisé	0.5×1×0.1 m	1
Isolation	L'aine de verre	0.5×1×0.1 m	1
		0.1×1×0.1 m	2
Réflecteur	Inox	1×1×0.001 m	

V.2.2.Réalisation du capteur PVT à air

La réalisation de notre prototype a proposé du capteur hybride photovoltaïque thermique s'effectuer dans un atelier mécanique au niveau de l'unité de recherche appliqué en énergie renouvelable à Ghardaïa, comme nous avons déclaré précédemment le capteur PVT est composé par deux parties ; un module photovoltaïque et un capteur thermique à air, les dimensions du capteur est présenté dans le tableau V.1, le capteur thermique est constitué par deux plaques métalliques en acier galvanisé, l'un de ces deux plaques en fixe sur leur partie arrière des ailettes de forme rectangulaire, les deux plaques sont peinturées pour donne une bonne absorption du chaleur , ces deux plaques montés sur une boîte métallique, en ajoute un isolant sur la partie bas de la boîte métallique pour minimiser les pertes de chaleur vers l'atmosphère, en laisse des ouvertures sur deux côtés de la boîte métallique pour laisse l'air circule, en obtient finalement un canal, après en monté sur la canal d'air le module photovoltaïque.



Figure V.2 éléments constituant le capteur PVT à air

V.2.3.Porteurs des capteurs solaires

Le porteur des capteurs solaire c'est une structure métallique en acier où on place des capteurs solaires et qui ne permet également à orienter le capteur dans n'importe quelle direction (voire figure V.3)



Figure V.3 porteur du capteur solaire

V.2.4. Description des appareils de mesure

Durant le déroulement de l'expérimentation et pour déterminer les performances thermiques et électriques du capteur PVT à air dont les dimensions et les caractéristiques géométriques sont indiquées d'après le tableau V.1, nous avons utilisé des instruments indispensables pour mesurer un certain nombre de paramètres très utiles pour le déroulement des manipulations, dont les indications sont illustrées d'après la figure V.4

- 1-pyranometer électronique mesure le rayonnement global.
- 2-thermomètre type K pour mesurer la température.
- 3-instrument de mesure du courant tension (I-V) du capteur PVT et module PV.
- 4-instrument d'acquisition des données.
- 5-Un manomètre.

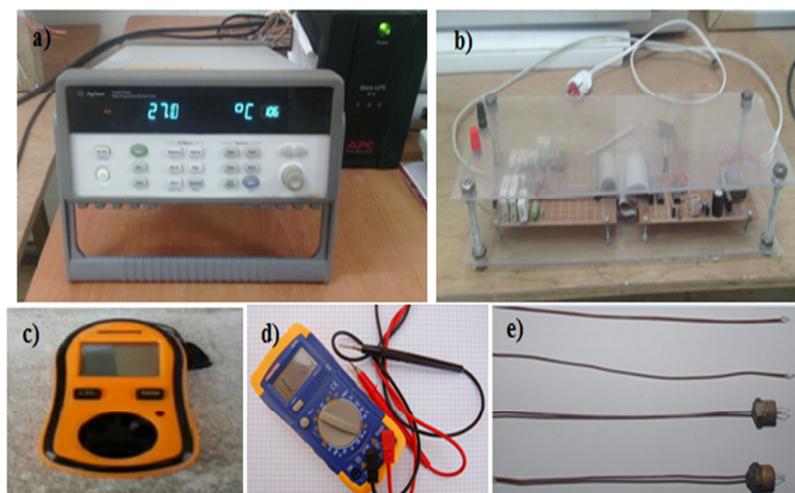


Figure V.4 instrument de mesure utilisé dans l'étude expérimental ;a)- acquisition des données, b)- instrument de mesure du courant tension (I-V),c) manomètre, d) multimètre, e)thermocouple type K

V.2.5. Description des essais expérimentaux fait sur le capteur PVT à air

Les essais que nous avons faits sur le prototype été en plusieurs étapes.

- 1) mesure la température de chaque élément du capteur PVT et du module photovoltaïque.
- 2) mesure de la température de l'air dans le capteur PVT et la température de l'air à l'entrée et à la sortie du capteur.
- 3) mesure le courant et la tension du capteur PVT et du module PV.
- 3) refaire les mêmes essais avec l'ajout de réflecteurs sur le capteur PVT.

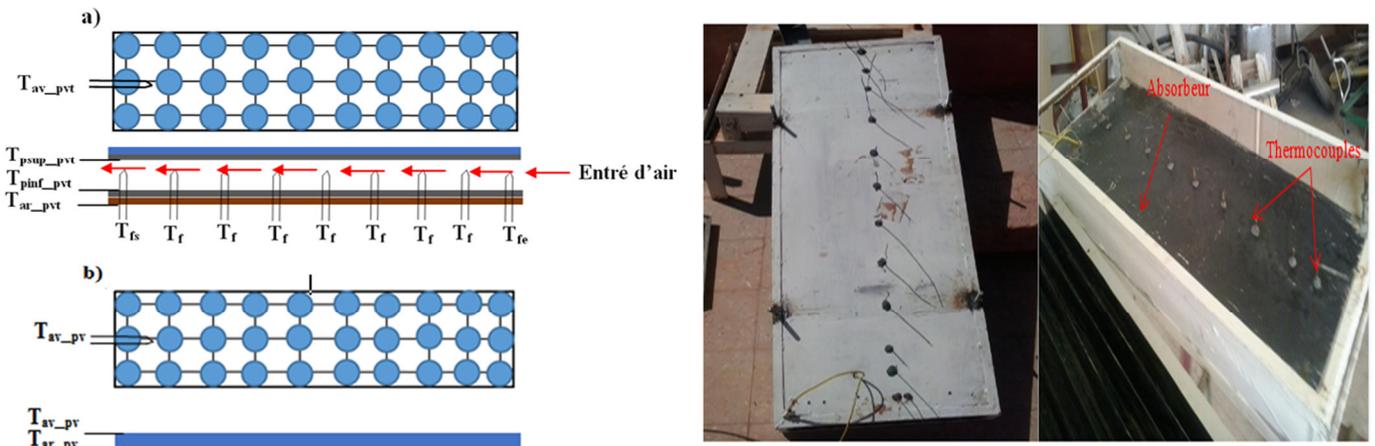


Figure V.5 emplacement des thermocouples dans le capteur PVT et le module PV ;a) capteur PVT, b) Module PV

Le module photovoltaïque utilisé est en silicium monocristallin, avec les paramètres apparaissant dans le tableau 1.

Tableau V.2 paramètres du module photovoltaïque utilisé

Paramètres	Valeur
Tension à puissance maximale	16.6 V
Courant à puissance maximale	2.38 A
Nombre des cellules	32
surface	0.5 m ²

V.2.6. Résultats des essais expérimentaux

- **Le capteur orienté suivant le sud et incliné avec angle et égale à l'attitude du lieu**

Nous avons montré sur les figures V.7-V.10, les résultats obtenus par les tests expérimentaux sur le capteur hybride PVT et le module photovoltaïque inclinés avec angle et égale à l'attitude du lieu et orienté suivant le sud, la température du verre ,plaque supérieure et

inférieure et la partie arrière du capteur hybride PVT sont montrés sur les figures V.8-V.10 dans les jours 15-16-2014 respectivement, la température du verre et la partie arrière du module photovoltaïque montrés sur les figures V.9, V.11 dans les jours 15-16-2014 respectivement. On remarque que cette température atteint des valeurs maximales entre 12 heures et 14 heures en raison du flux solaire important dans cette période, on note que la température de la partie avant du capteur prend des valeurs importantes par rapport aux autres températures des éléments du capteur, puisque la partie avant du capteur correspond directement au rayonnement solaire, la plaque supérieure est en contact avec le module photovoltaïque et elle absorbe une quantité de chaleur du module, et ainsi leur température s'élève, la température de la plaque inférieure et la partie arrière du capteur atteint des températures moins élevées comparées à la température de la plaque supérieure et la partie avant du capteur.

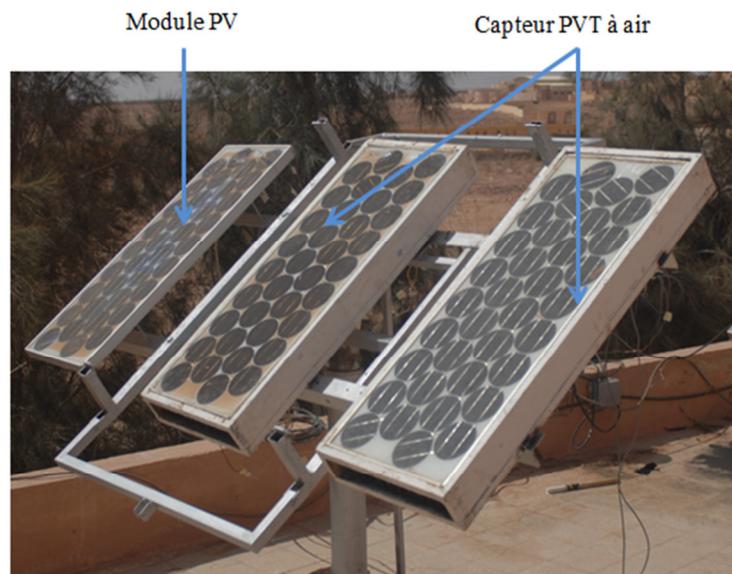


Figure V.6 image du prototype capteur PVT à air

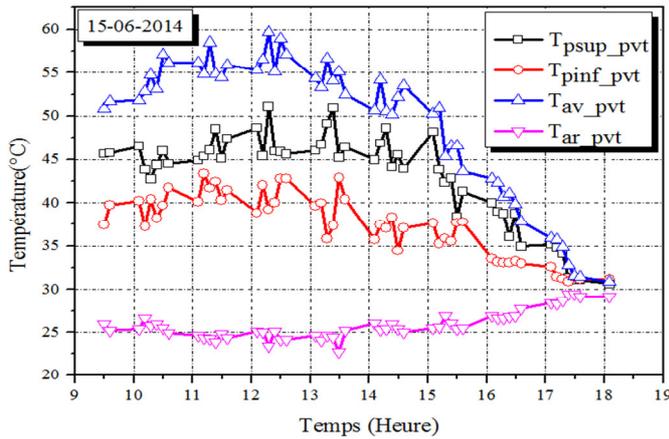


Figure V.7 variation de la température des composants du capteur PVT durant le jour 15-06-2014

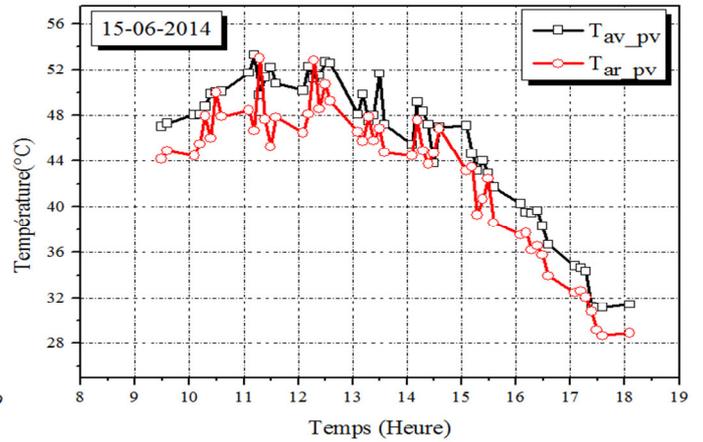


Figure V.8 variation de la température du module PV durant le jour (15-06-2014)

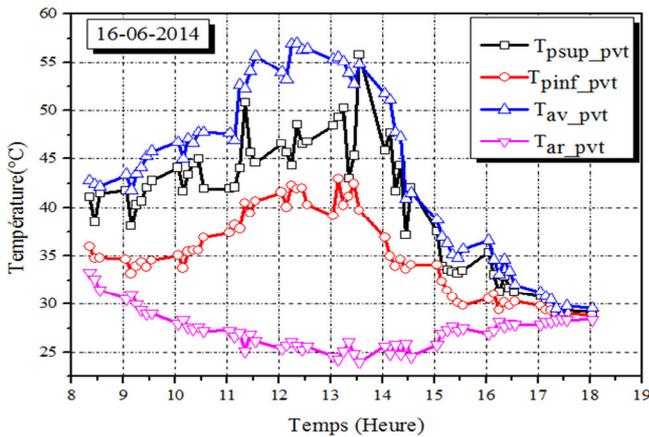


Figure V.9 variation de la température des composants du capteur PVT durant le jour 15-06-2014

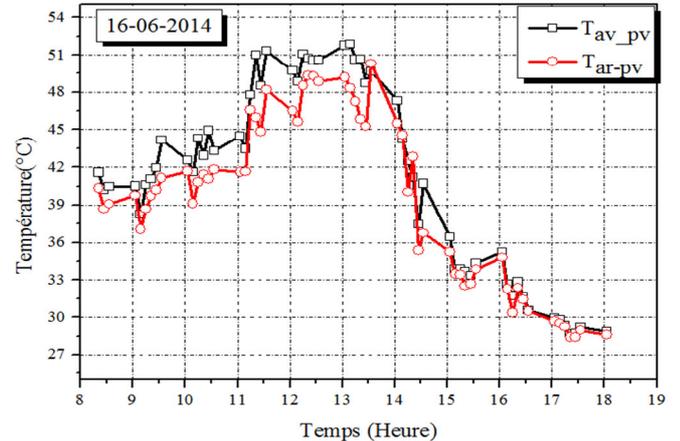


Figure V.10 variation de la température du module PV durant le jour 15-06-2014

Nous avons présenté à les figures V.11,V.12 la variation horaire de la température de l'air dans les jours 15,16-06-2015, nous avons mesuré la température de l'air à l'entrée et à la sortie du canal d'air, Nous notons que l'écart de température à l'entrée et à la sortie du capteur PVT à air, qui est important à propos de 9 °C signifie dans l'intervalle de temps entre 10 heures et 14 heures en raison de l'augmentation de la température plaque supérieure collé avec module PV, la plaque supérieure absorbe la chaleur générée par le module PV, lorsque l'air circule naturellement à travers le canal, un échange convectif entre les plaques inférieure et supérieure avec l'air, l'air prend la chaleur générée par les deux plaques qui augmente leur température.

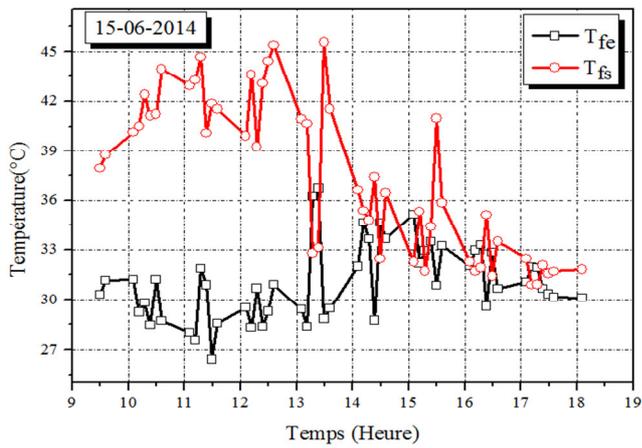


Figure V.11 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT

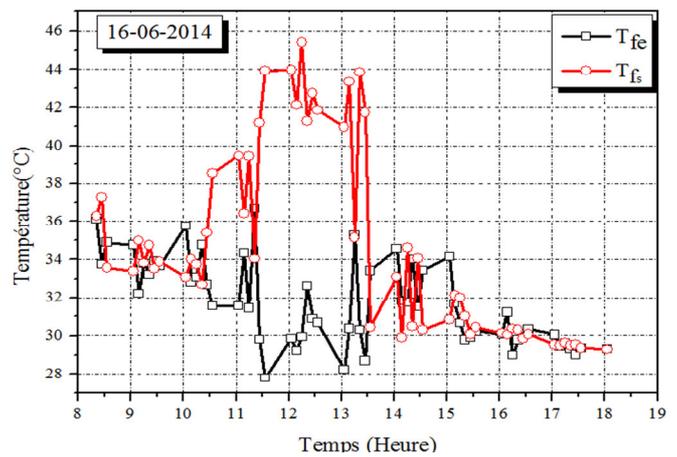


Figure V.12 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT

- Le capteur orienté suivant le sud et en position verticale

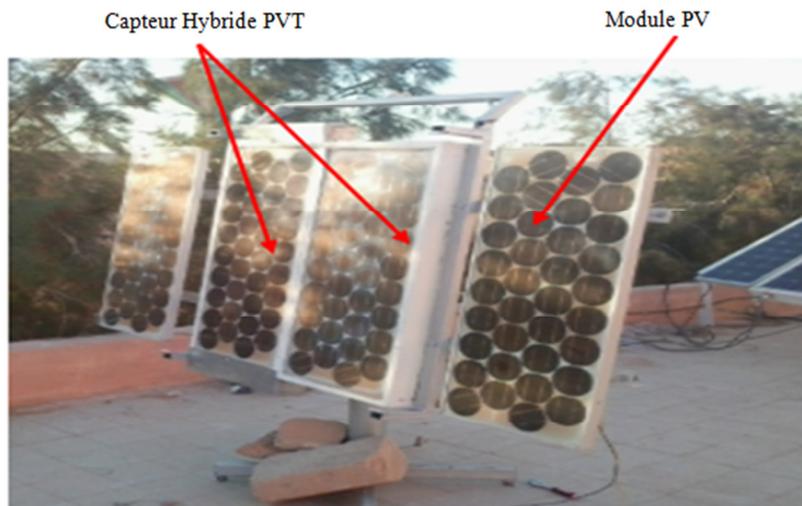


Figure V.13 image du prototype du capteur PVT et le module PV mettant en position Verticale

Les figures V.14-V.17 présentent les résultats expérimentaux que nous avons réalisés à partir des essais sur capteur hybride PVT à air pendant les jours 21-22 Novembre 2014, le prototype est mis en position vertical.

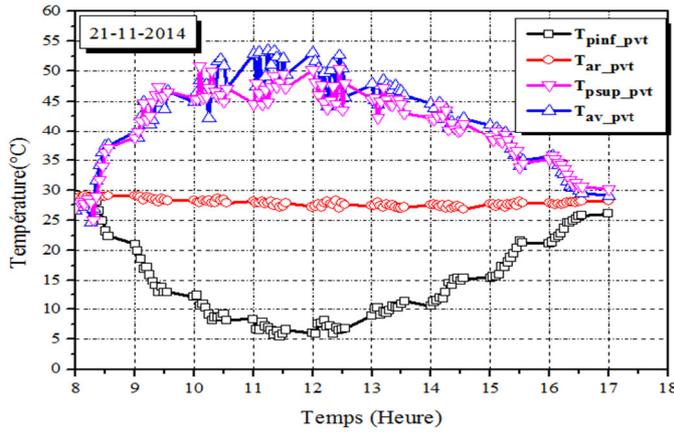


Figure V.14 variation de la température des composants du capteur PVT durant le jour 21-11-2014

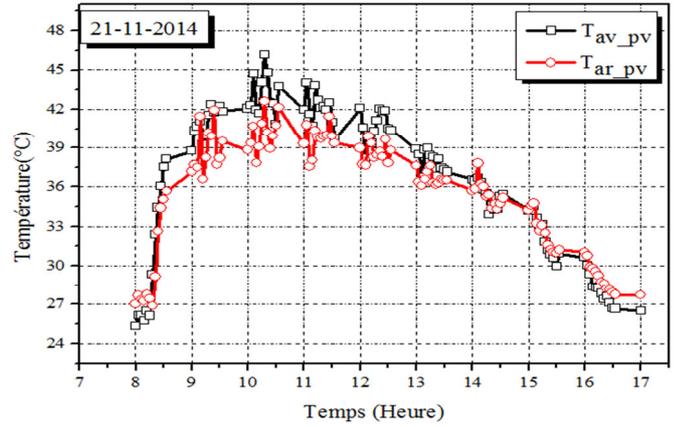


Figure V.15 variation de la température du module PV durant le jour 21-11-2014

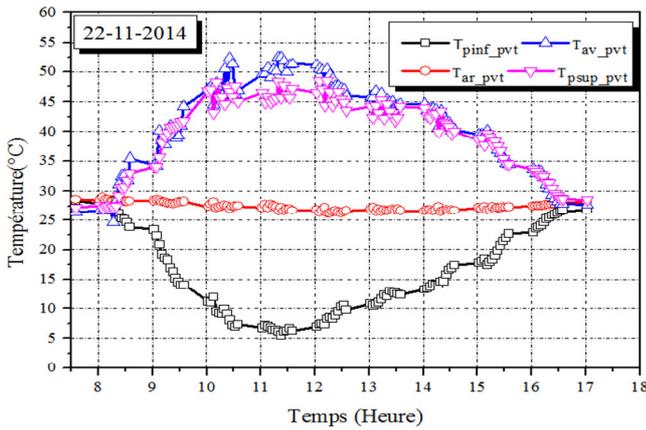


Figure V.16 variation de la température des composants du capteur PVT durant le jour 22-11-2014

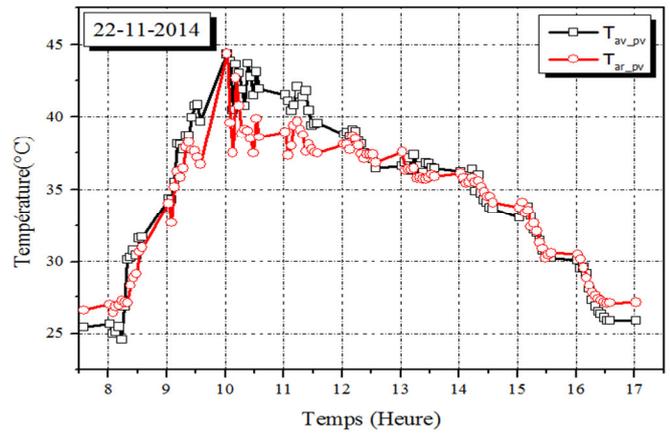


Figure V.17 variation de la température du module PV durant le jour 22-11-2014

La variation horaire de la différence de température entre la sortie et l'entrée du capteur hybride PVT à air est montrée dans les figures V.18, V.19. On constate qu'à 10h, la différence de température atteindra au-dessus de 10°C en 21,22 Novembre dans l'intervalle de temps de 11h:30 et 12h30, les différences de température atteignent 14 ° C comme prévu dans la figure V.20.

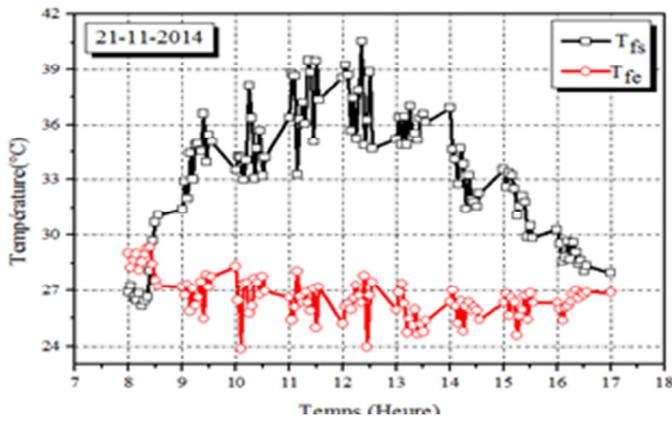


Figure V.18 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT

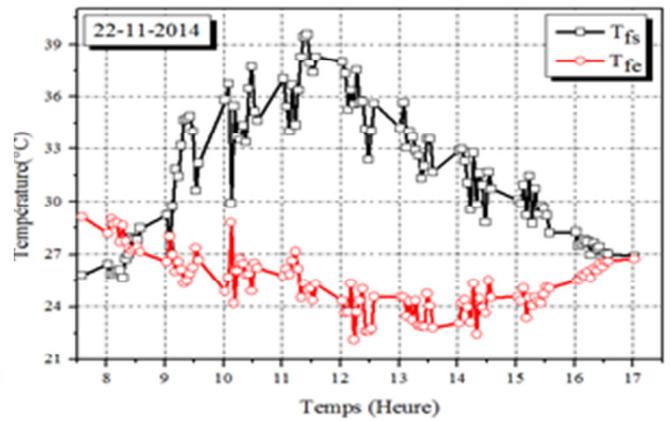


Figure V.19 variation de la température de l'air à l'entrée et sortie du capteur PVT

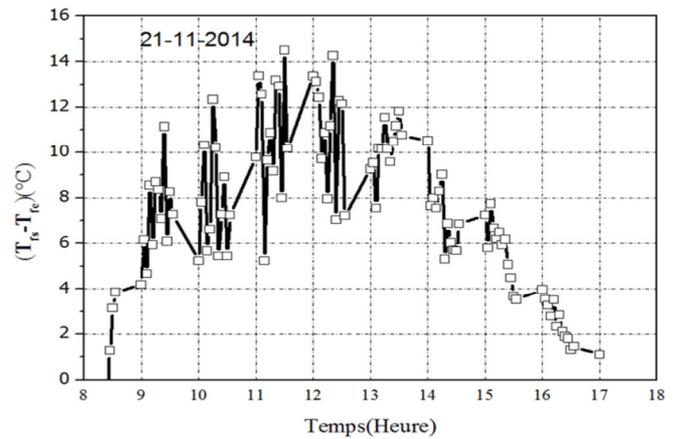
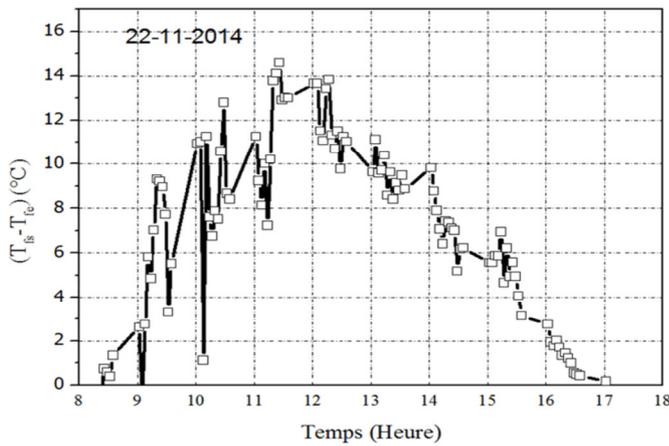


Figure V.20 écart de température horaire du fluide du capteur PVT à air

La figure V.21 montre la courbe caractéristique courant-tension du capteur PVT à air et le module photovoltaïque, les valeurs sont obtenues à partir des essais expérimentaux à midi des jours, la puissance électrique délivrée par le capteur PVT à air et le module photovoltaïque, et le produit de la tension par le courant montre dans la figure V.22, nous notons qu'il y a une amélioration de la performance électrique en raison d'ajouter un dispositif de refroidissement.

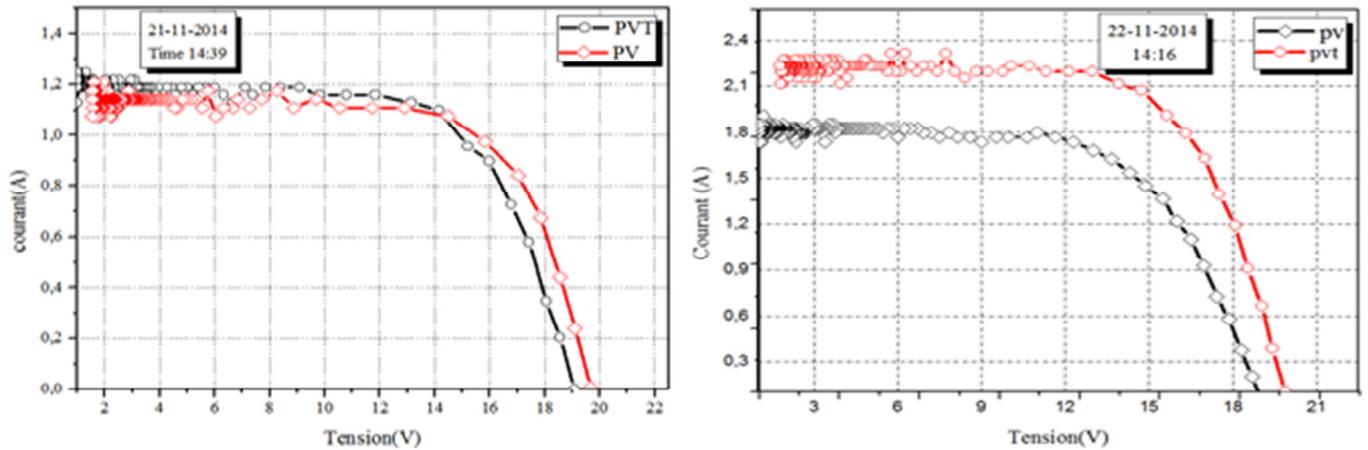


Figure V.21 courbe caractéristique courant-tension du capteur hybride PVT à air

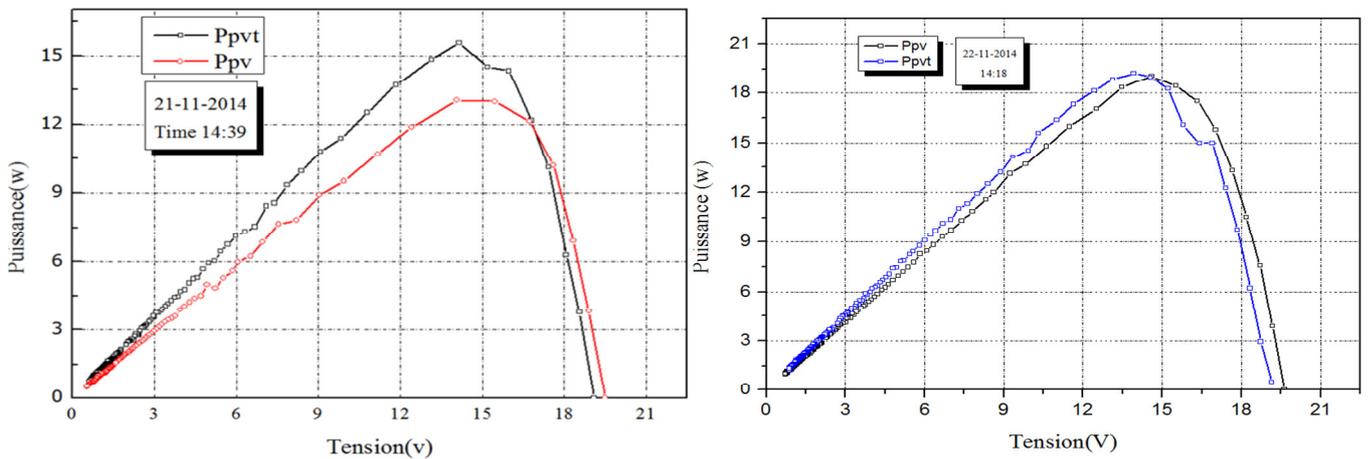


Figure V.22 puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque et le capteur PVT à air

- **Capteur PVT à air avec des réflecteurs plans**

Dans cette partie de notre travail expérimental, on a refait les mêmes essais sur le capteur hybride PVT à air et le module photovoltaïque, en ajoutant cette fois des réflecteurs (voir figure V.23). Ces réflecteurs de forme rectangulaire sont montés sur la partie supérieure et inférieure du capteur hybride PVT avec des angles optimaux de façon qu'ils réfléchissent le maximum du rayonnement solaire sur la surface du capteur PVT.

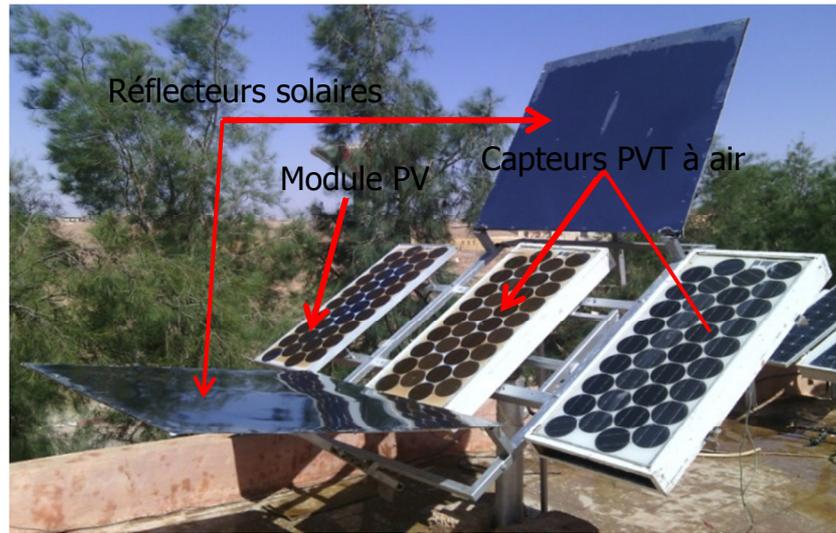


Figure V.23 image du prototype du capteur PVT avec des réflecteurs plans

Nous avons mesuré la température de chaque composante essentielle du capteur PVT et le module PV, nous avons mesuré également le courant court-circuit la tension à vide pour les deux capteurs, tous les résultats obtenus sont présentés sous forme de graphes montrés au-dessous.

Les figures V.24,V.25 illustrent la variation journalière des tests expérimentaux des températures des éléments du capteur hybride photovoltaïque thermique et le module photovoltaïque, nous voyons que la température atteint des valeurs maximales dans les heures du jour entre 10 heures et 14 heures, l'ajout des réflecteurs provoquent une augmentation de la température des éléments du capteur PVT ,la température de la plaque supérieure atteint des valeurs supérieures par rapport aux autres températures, en peut dire que la plaque absorbe la chaleur du module PV et ceci provoque une augmentation de leur température.

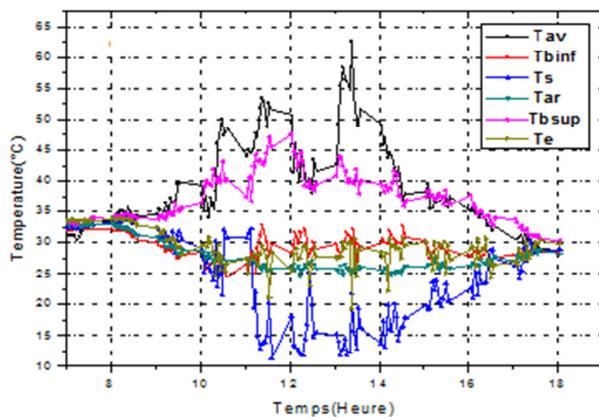


Figure V.24 évolution des températures des composants du capteur PVT à avec réflecteur

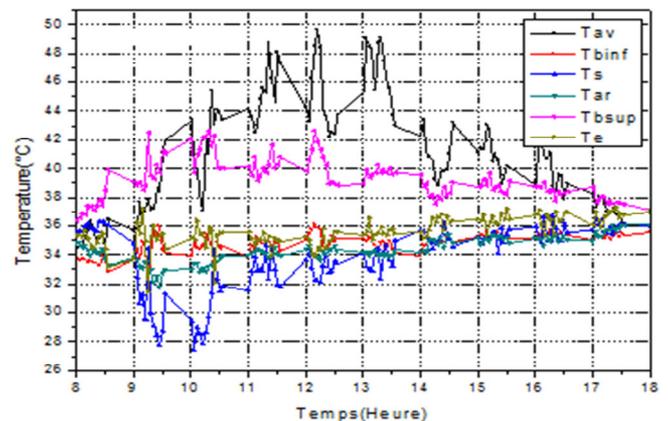


Figure V.25 évolution des températures du module photovoltaïque

La figure V.26 montre la courbe caractéristique courant-tension obtenu par les tests expérimentaux dans la période matinée et midi du jour pour les deux capteurs ; module photovoltaïque et le capteur hybride PVT avec réflecteurs, les résultats montre que pour la même surface du capteur PV et PVT ,il y a une augmentation de 7 à 30% de l'intensité du courant du capteur hybride PVTR par rapport au module photovoltaïque , et ceci en raison de l'ajout à réflecteurs solaire, concernant la tension elle dépend de la température du capteur PV et PVTR ,l'augmentation de la tension pour le capteur PVTR en raison du system de refroidissement ajoutant sur la partie arrière du module photovoltaïque . La puissance électrique délivrée par le capteur PVTR et le module photovoltaïque montre dans la figure V.27

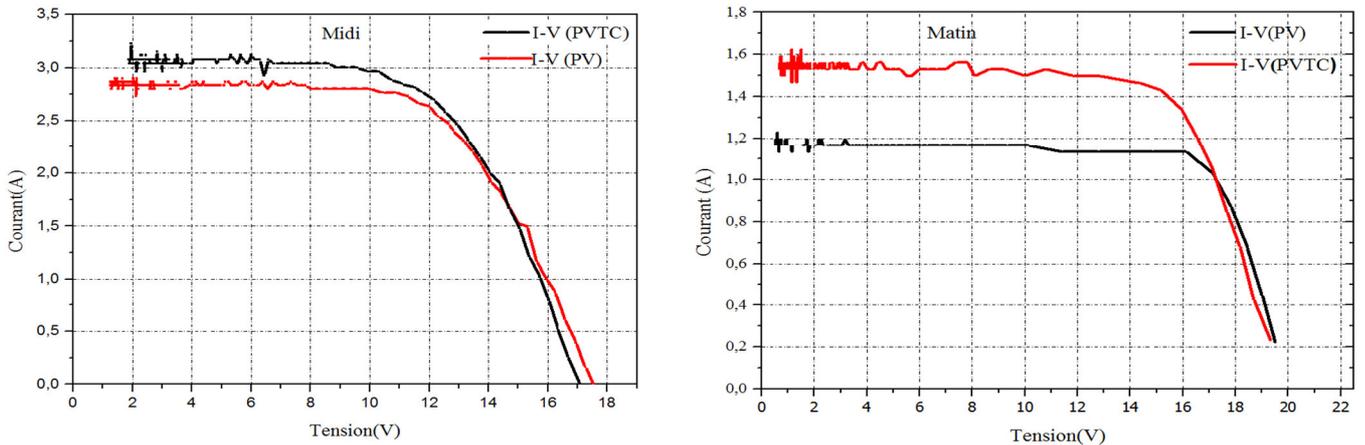


Figure V.26 courbe caractéristique courant tension du module (PV) et le capteur hybride avec réflecteurs (PVTR)

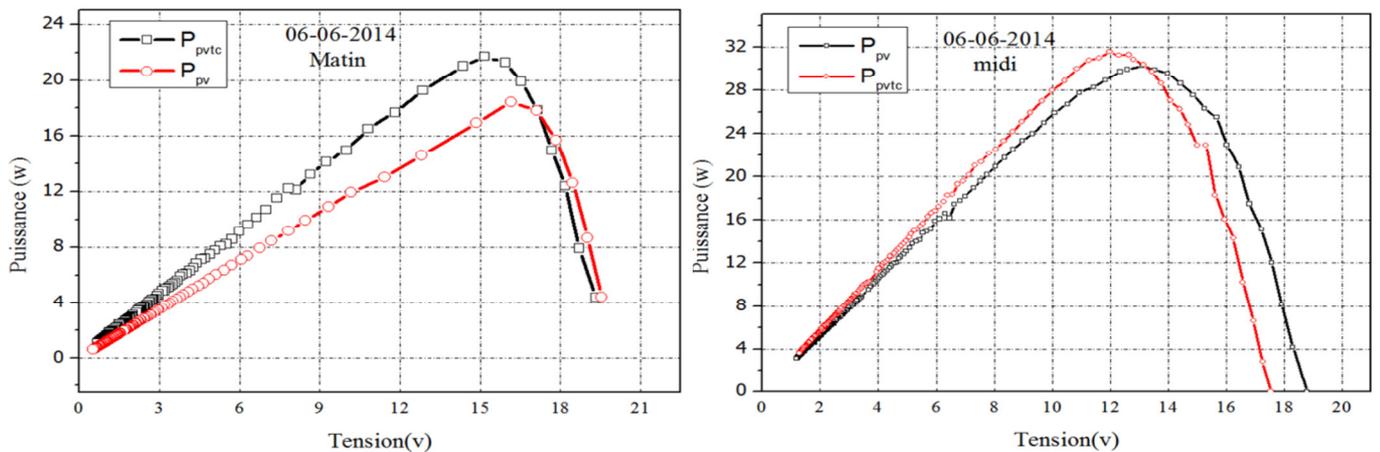


Figure V.27 puissance délivrée par le module photovoltaïque et le capteur PVTR à air

V.3. Tests expérimentaux sur un prototype d'un capteur hybride PVT à eau

Nous montrons dans la figure V.28 le prototype d'un capteur hybride photovoltaïque thermique PVT à eau, le capteur hybride PVT constitué par un module PV avec un système de refroidissement monté sur le module PV, le système de refroidissement c'est un tube en serpentin qui est collé ou soudé sur la feuille de l'absorbeur placé à la partie arrière du module photovoltaïque, l'eau circule sur le tube. Au cours de ces tests expérimentaux, nous avons mesuré la température du fluide à l'entrée (T_{fe}) et à la sortie (T_{fs}) du capteur PVT, la température de la partie avant (T_{av}) et arrière (T_{ar}) du capteur PVT avec et sans réflecteurs, nous avons mesurés également le courant et la tension du capteur PVT pour voir la performance électrique et thermique du capteur PVT.

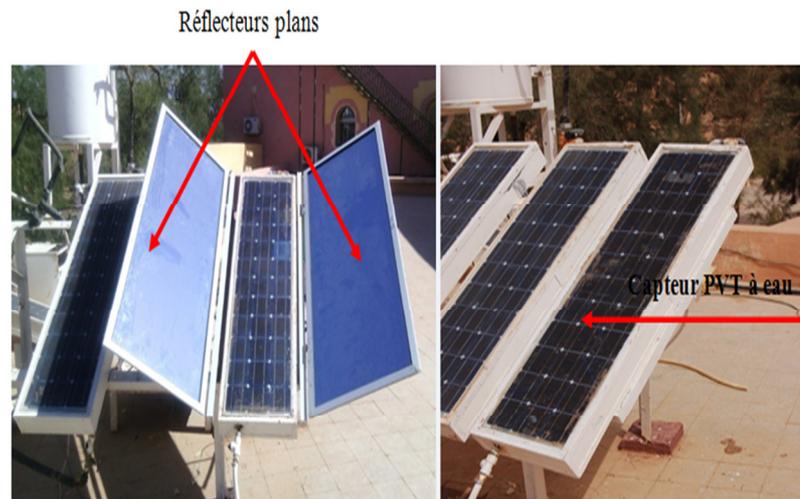


Figure V.28 image du prototype du capteur PVT à eau

Le module photovoltaïque utilisé en silicium monocristallin avec les paramètres apparaissant dans le tableau V.3

Tableau V.3 paramètres du module photovoltaïque du capteur PVT à eau

Paramètres	Valeur
Résistance parallèle : R_p	0.34 kohm
Résistance série : R_S	1.9 ohm
Fill factor : FF	0.631
Tension de circuit ouvert : U_{oc}	20.8 V
Courant de court-circuit : I_{sc}	2.99 A
Tension maximum : U_{pmax}	14.9 V
Courant maximum : I_{pmax}	2.62 A
Puissance maximum : P_{max}	39.1W
Nombre des cellules	36
Éclairement : G	1068 W/m ²
Surface	0.42m ²

La figure V.29 illustre la variation journalière des tests expérimentaux des températures des éléments du capteur hybride thermique photovoltaïque à eau et le module photovoltaïque, nous voyons que cette température atteint des valeurs maximales dans l'intervalle du temps entre 10 heures et 14 heures, pour un débit massique du fluide égale à 0.006 kg/s, la température du fluide à la sortie du capteur atteint 41°C à midi jour, de 12h-14h l'écart de température entre l'entrée et à la sortie du capteur PVT varie de 0 à 13°C atteint 13°C, dans toute la journée l'écart de température atteint un moyen de 6°C.

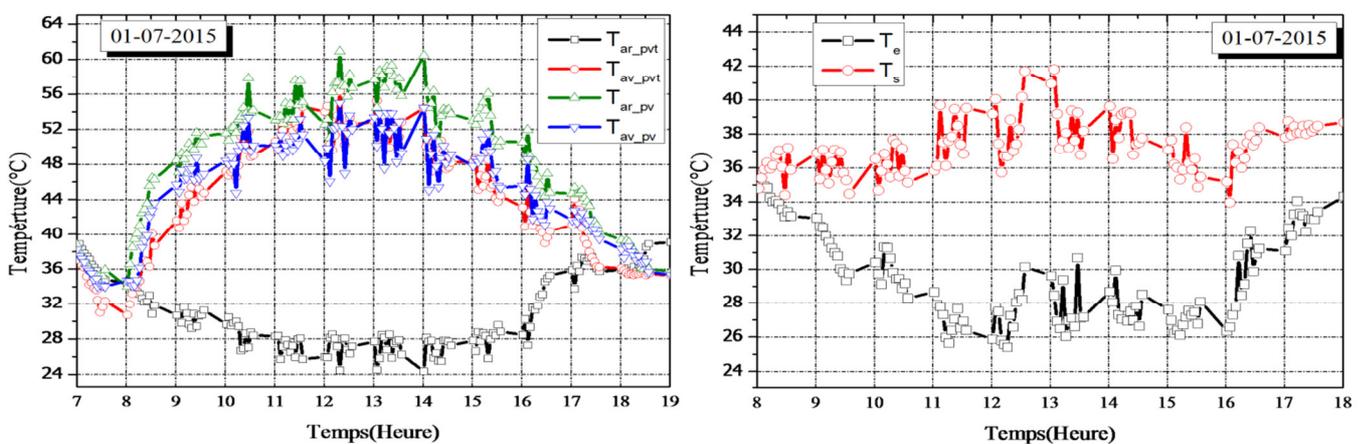


Figure V.29 évolution des températures des composants du capteur PVT à eau

La figure V.30 montre l'évolution quotidienne du rendement thermique du capteur PVT à eau, le rendement thermique quotidien est un indicateur important pour évaluer la performance thermique du capteur PVT, il reflète la capacité de convertir l'énergie solaire en énergie chauffée stockée dans le réservoir, le rendement du capteur PVT défini comme étant le rapport entre la puissance utile et la puissance incidente, s'obtient donc avec l'expression suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}cp(T_{fs}-T_{fe})}{I_g A} \tag{V.1}$$

\dot{m} : Le débit massique [kg/s].

cp : Chaleur spécifique du fluide [J/kg K].

T_{fs}, T_{fe} : Température du fluide à la sortie et l'entrée du capteur [°C].

I_g : L'éclairement solaire global incident sur la surface du capteur [w/m²].

A : La surface du capteur [m²].

Selon la figure V.30, le rendement thermique varie environ de 0.1 à 0.59 durant le jour, La moyenne du rendement thermiques quotidienne du capteur PVT installé est environ de 0.4

Le rendement thermique quotidien en fonction de la température réduite est montré dans la figure V.31, la température réduite donné par l'équation suivante [144].

$$T^* = \frac{(T_{fe} - T_a)}{I_g} \tag{V.2}$$

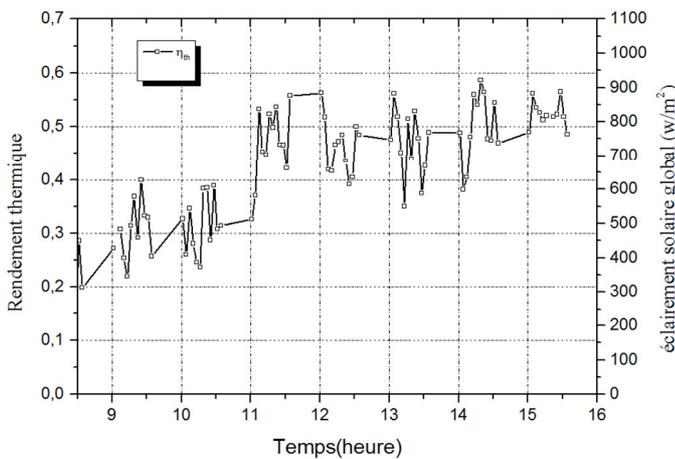


Figure V.30 rendement thermique quotidien du capteur PVT à eau

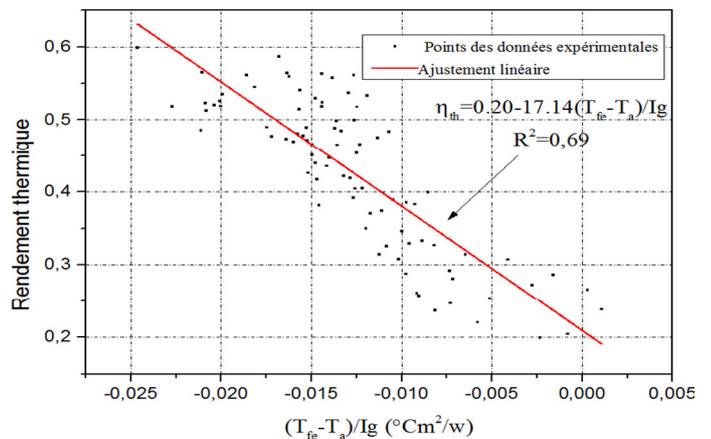


Figure V.31 rendement thermique en fonction de la température réduite

L'éclairement solaire incident sur la surface du capteur PVT et la température ambiante durant le jour 1-07-2015 sont montrés dans la figure V.32, les valeurs sont obtenues à partir de la station de mesure météorologique située à notre unité de recherche à Ghardaïa

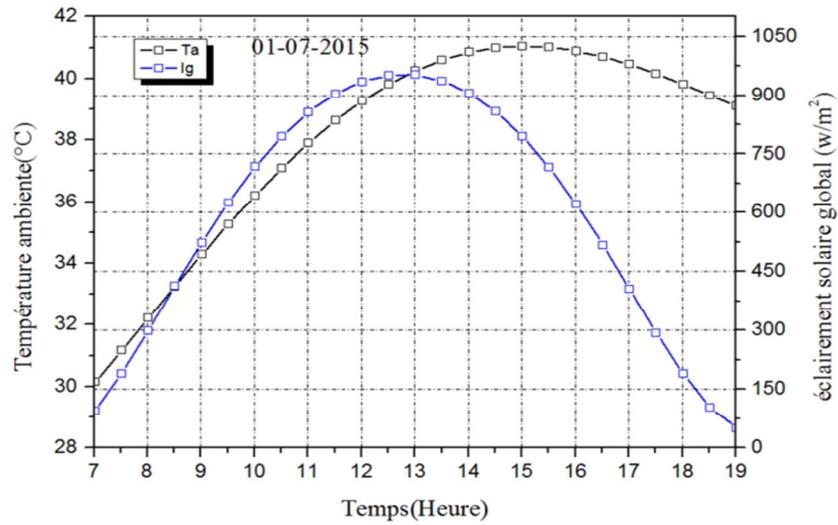


Figure V.32 éclairement solaire global journalier et température ambiante

La figure V.33 illustre la variation journalière des tests expérimentaux des températures des éléments du capteur hybride photovoltaïque thermique à eau avec réflecteur et le module photovoltaïque, nous voyons que ces température atteins des valeurs maximales dans les heures du jour entre 10 heure et 14 heure ,l'écart de température du fluide à l'entrée et à la sortie du capteur varie de 3°C à 9°C.

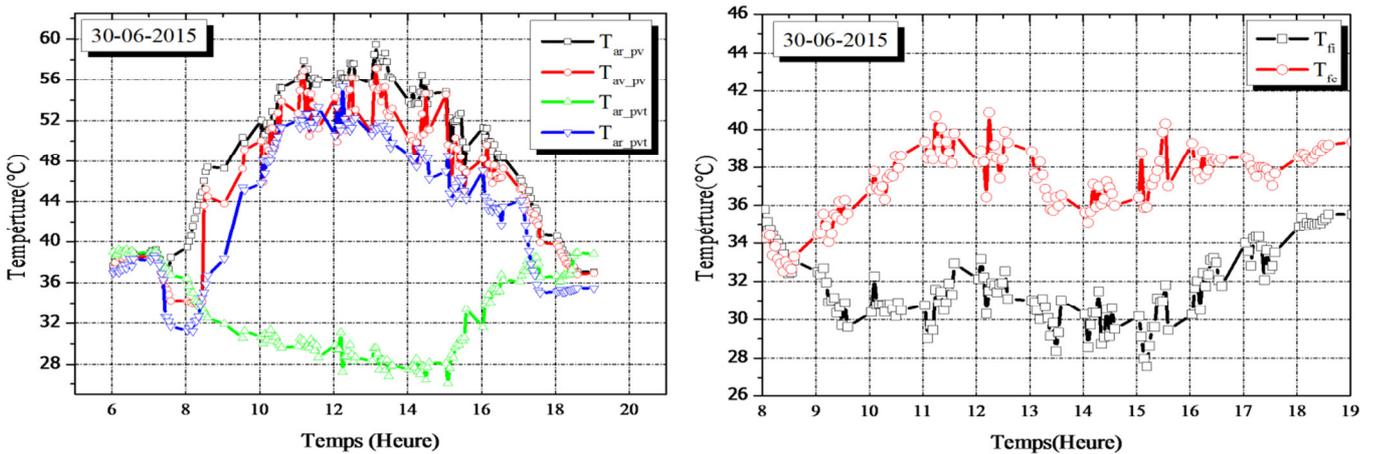


Figure V.33 évolutions des températures des composants du capteur PVT à eau

Avec réflecteurs

La figure V.34 montre l'évolution quotidienne du rendement thermique du capteur PVT à eau avec réflecteurs, le débit massique est égale à 0.0055 kg/s , une valeur quotidienne moyenne est égale environ 0.40. Le rendement thermique quotidien en fonction de la température réduite est montré dans la figure V.35.

L'éclairement solaire incident sur la surface du capteur PVT et la température ambiante durant le jour 30-06-2015 sont montrés dans la figure V.36.

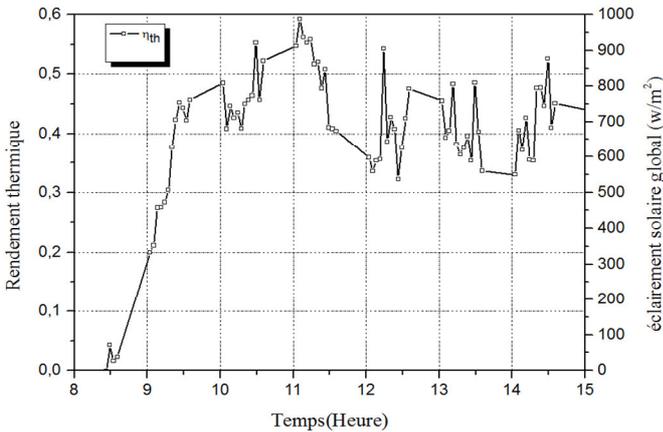


Figure V.34 rendement thermique journalier du capteur PVT à eau

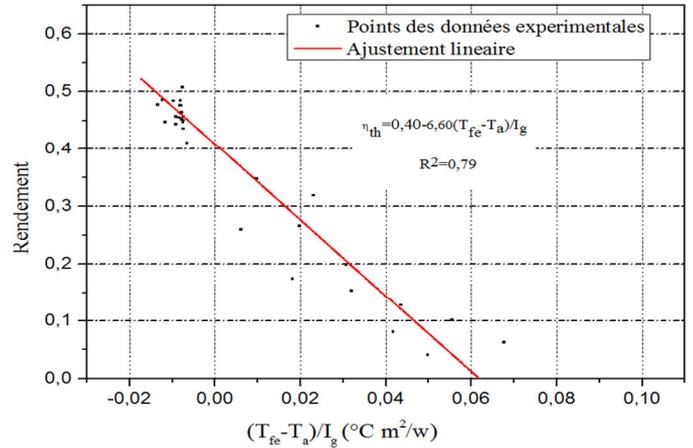


Figure V.35 rendement thermique en fonction de la température réduite

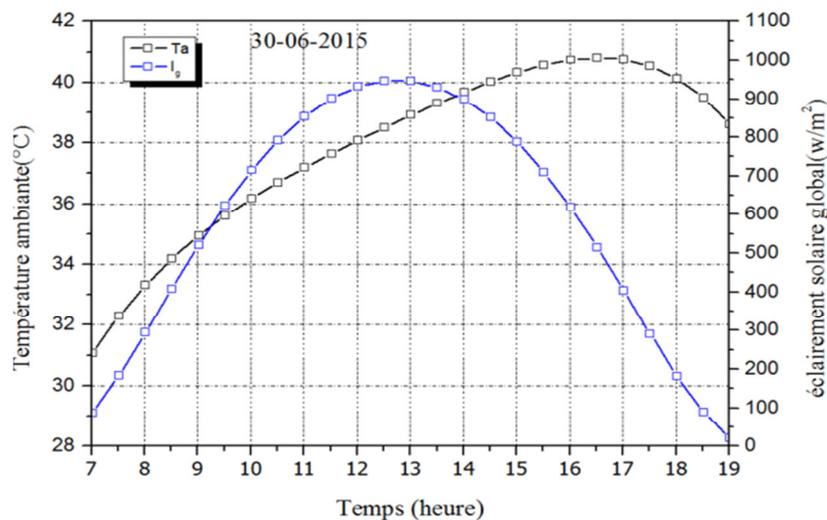


Figure V.36 éclairement solaire global journalier et la température ambiante

Nous présentons dans les figures 37 les courbes caractéristiques du courant-tension du module photovoltaïque et capteur photovoltaïque thermique à eau avec et sans réflecteurs, ces résultats obtenues à partir des essais expérimentaux sur le module photovoltaïque et le capteur hybride durant les jours 30-06,01-07-2015. Selon les résultats obtenues on trouve que pour une même surface de captation l'ajout du system du refroidissement provoque un accroissement du

0.16 à 0.16 % la tension du module photovoltaïque en raison de la diminution de la température du module photovoltaïque, l'ajout du réflecteur provoque une augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur PV qui provoque a accroissement de 1.8 à 7 % du courant du module photovoltaïque.

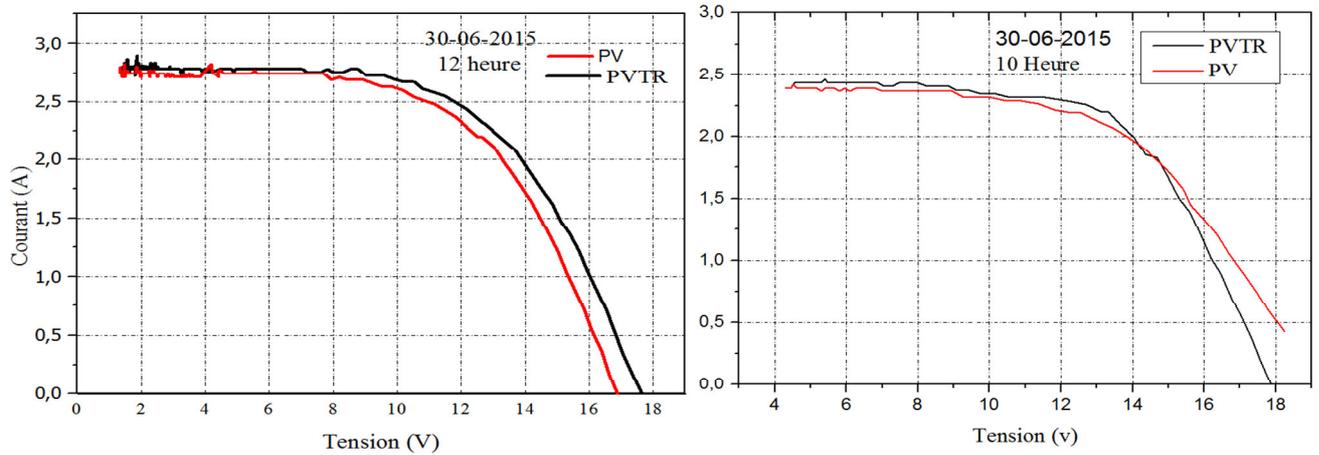


Figure V.37 courbe caractéristique courant tension du capteur PVT avec réflecteurs

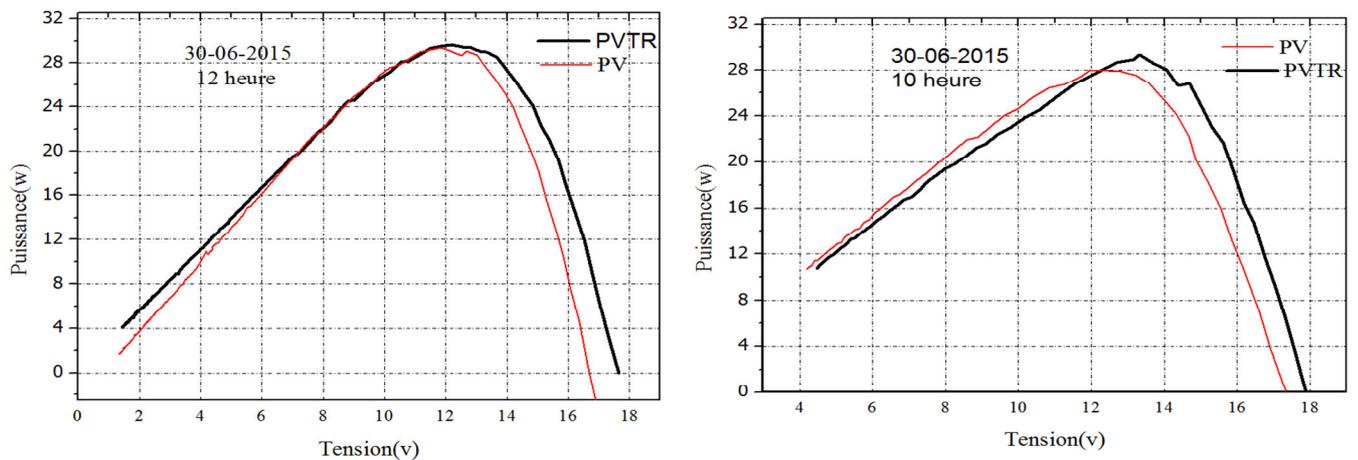


Figure V.38 puissance électrique délivrée par le capteur PVTR et le module PV

V.4. Tests expérimentaux sur un prototype d'un capteur plan à eau

Nous montrons dans la figure V.39 le prototype d'un capteur plan thermique à eau ou nous avons fait les tests expérimentaux, deux réflecteurs sont placés sur les côtés du capteur ,nous avons étudié le comportement thermique du capteur ainsi l'effet du réflecteur sur le comportement ou nous avons mesurés la température du fluide à l'entrée et à la sortie du capteur, les température du vitre supérieur et la partie arrière du capteur .

• Capteur plan à eau avec réflecteurs

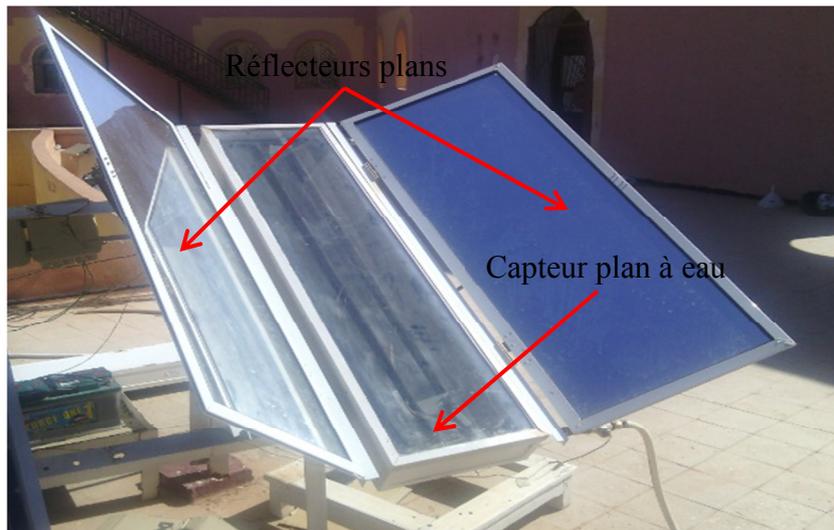


Figure V.39 image du prototype du capteur PVT à eau avec réflecteurs

La figure V.40 montre l'évolution de la température d'eau à l'entrée et à la sortie du capteur plan avec réflecteur, le fluide s'écoule dans le capteur avec débit massique est égal à 0.006 kg/s, la température du fluide à la sortie du capteur atteint 35°C, un écart de température du fluide à l'entrée et la sortie du capteur atteints 8°C, en remarque que l'écart maximale coïncide avec les valeurs maximales de l'éclairement solaire incident sur la surface du capteur.

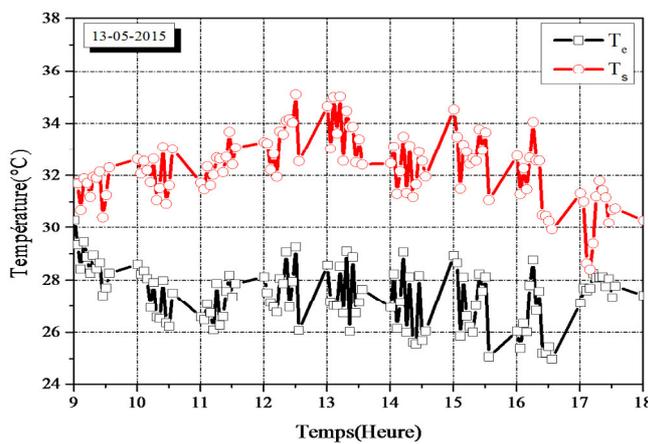


Figure V.40 évolutions des températures d'eau à l'entrée et la sortie du capteur plan avec réflecteurs

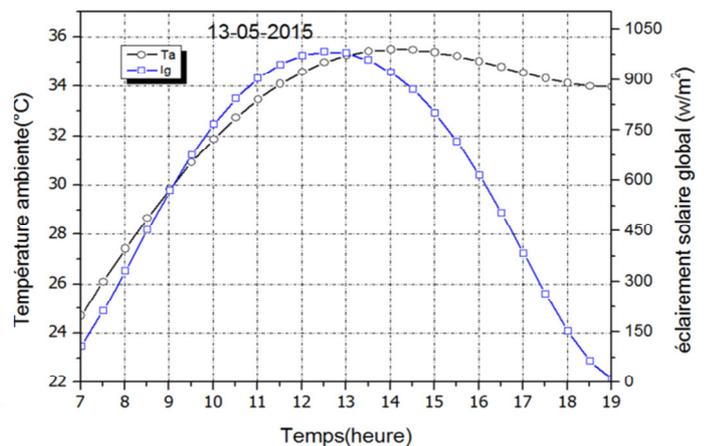


Figure V.41 éclairement solaire global journalier et la température ambiante

L'éclairement solaire incident sur la surface du capteur PVT et la température ambiante durant le jour 13-05-2015 sont montrés dans la figure V.41.

La figure V.42 montre l'évolution quotidienne du rendement thermique du capteur PVT à eau avec réflecteurs, de 9h à 17 heure le rendement varie de 0.1 à 0.63, une valeur quotidienne

moyenne est égale environ 0.38. Le rendement thermique quotidien en fonction de la température réduite est montré dans la figure V.43.

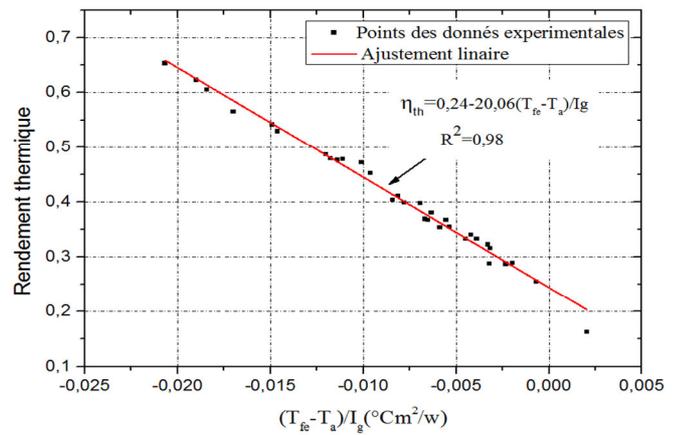
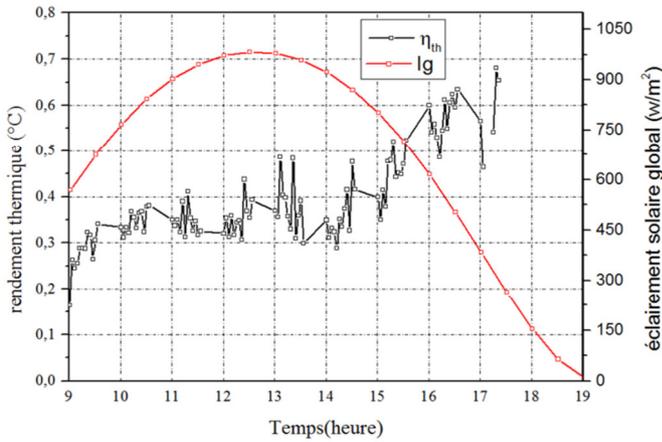


Figure V.42 rendement thermique journalier du capteur plan à eau avec réflecteurs

Figure V.43 rendement thermique en fonction de la température réduite

• Capteur plan à eau sans réflecteurs

Nous présentons dans la figure V.44 les résultats obtenues des mesures expérimentales de la température avant et arrière du capteur ainsi que la température de l'eau à l'entrée et la sortie du capteur avec un débit massique égale à 0.006 kg/s, la température du vitre supérieur atteins jusqu'à 50°C ceci à midi du jour , la température fluide augmente jusqu'à 45°C, un écart de température du fluide atteins 9°C entre l'entrée et la sortie du capteur.

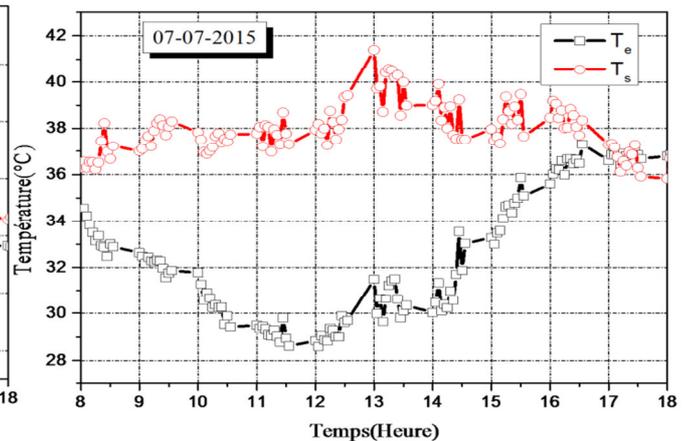
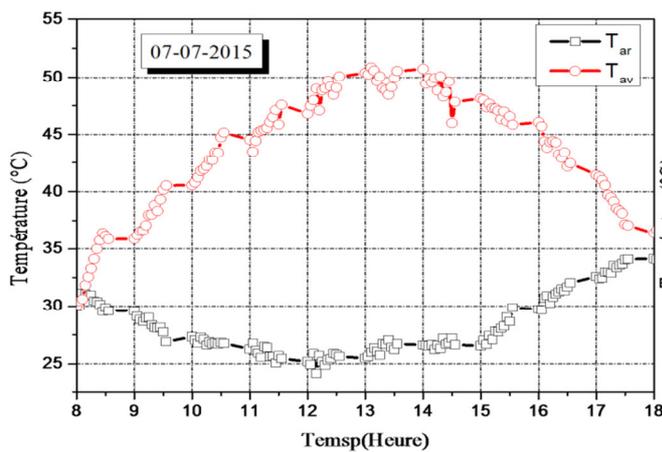


Figure V.44 évolutions des températures des composants du capteur plan à eau Sans réflecteurs

La figure V.45 montre l'évolution quotidienne du rendement thermique du capteur PVT à eau, une valeur quotidienne moyenne est égale environ 0.52. Le rendement thermique quotidien en fonction de la température réduite est montré dans la figure V.46. La figure V.47 montre l'éclairement solaire incident sur la surface du capteur PVT et la température ambiante durant le jour 13-05-2015.

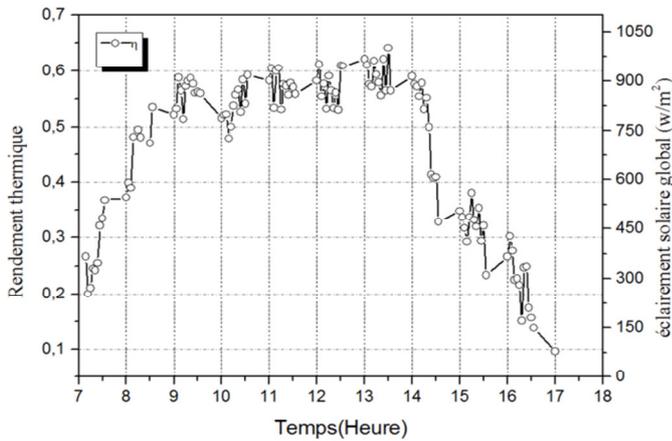


Figure V.45 rendement thermique journalier du capteur plan à eau

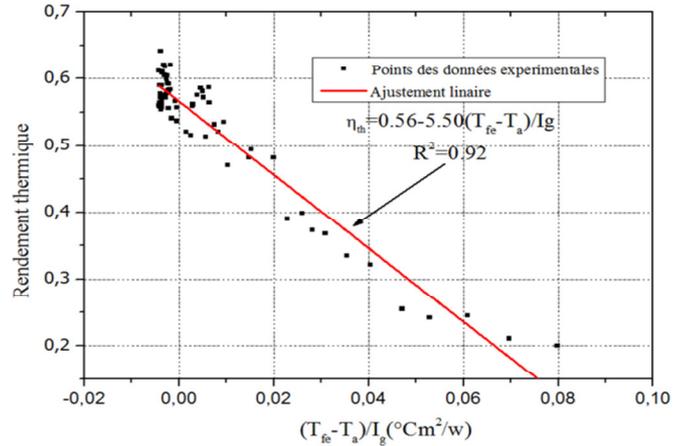


Figure V.46 rendement thermique en fonction de la température réduite

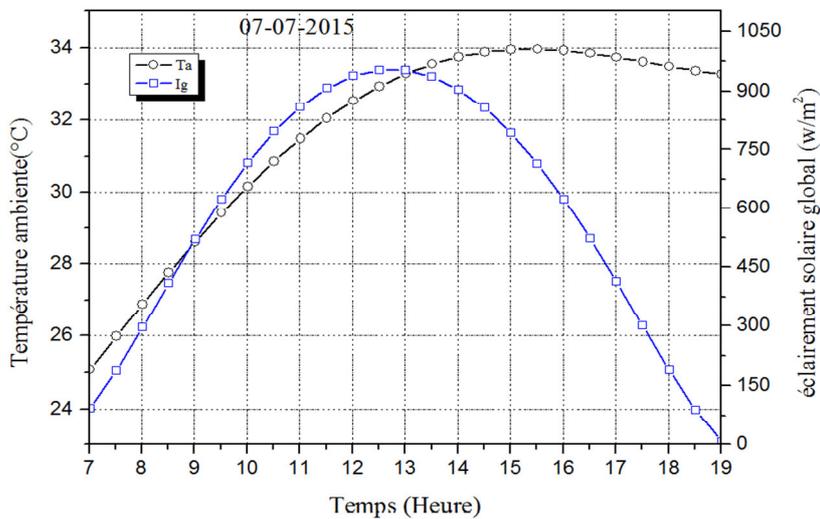


Figure V.47 éclairement solaire global journalier et la température ambiante (07-07-2015)

V.5.Conclusion

Nous avons présentés dans ce chapitre une étude expérimentale détaillée d'un capteur hybride photovoltaïque thermique PVT avec réflecteurs, ce capteur qui a été réalisé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa a été mis sur banc d'essai pour une série de mesures électriques et thermiques.

Grâce à ces résultats expérimentaux sur le capteur PVT, nous avons obtenus les résultats suivants ;

-un écart de température de l'air à l'entrée et à la sortie du capteur PVT à air atteint 9°C dans l'intervalle de temps entre 10h :00 et 14h :00.

-l'ajout des réflecteurs provoquent une augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur PVT à air et par conséquent un accroissement de la température des éléments du capteur, une augmentation de 7 à 30% de l'intensité du courant du capteur hybride PVT par rapport au module photovoltaïque.

-la température de l'eau dans un capteur PVT à eau incliné de 32 ° et orienter en plein sud atteint 41°C pour un débit massique égale à 0.006 kg/s, un écart moyen de température de l'eau entre l'entrée et la sortie environ 6 °C.

- le rendement thermique quotidien du capteur PVT varie de 0.1 à 0.6 durant le jour, une valeur moyenne quotidienne environ 0.4.

- l'ajout du réflecteur sur le capteur PVT à eau provoque une augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur PVT qui provoque un accroissement de 1.8 à 7 % du courant du module photovoltaïque.

- la température d'eau à la sortie du capteur plan avec réflecteur, atteint 35°C, un écart de température du fluide à l'entrée et sortie du capteur jusqu'à 8°C, le rendement thermique quotidien moyen du capteur égale environ 0.38.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres : Elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets. Elles sont inépuisables et elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux. Enfin elles offrent une importante indépendance énergétique.

Les difficultés dues à la montée du prix du pétrole, à sa raréfaction, à l'impact écologique des énergies fossiles et les récents problèmes liés aux réacteurs nucléaires, prédisent une croissance des filières d'énergies renouvelables. Cette prévision s'appuie sur la dynamique en cours, tant dans les pays industrialisés que dans les pays à croissance rapide. La mondialisation de l'exploitation des énergies renouvelables permet à ces filières d'être compétitives et de gagner en rendement. Cependant, du fait de leur intermittence, elles doivent être utilisées en complémentarité avec d'autres systèmes de production. Même si cela peut paraître paradoxal, cela facilite leur intégration dans les réseaux déjà en place en limitant le facteur concurrentiel, qui serait plus important si elles pouvaient s'y substituer totalement.

Le capteur solaire est l'élément essentiel pour l'exploitation de l'énergie solaire, il capte le rayonnement solaire et le transforme sous forme de chaleur par effet de serre par des matériaux qui ont des grands coefficients d'absorption. Cette chaleur peut être utilisée dans le chauffage de l'eau sanitaire ou pour la climatisation des bâtiments. Il peut également transformer le rayonnement solaire en courant à l'aide de matériaux semi-conducteur appelés cellules solaires. Le rendement des capteurs solaire thermique et photovoltaïque ou hybride (photovoltaïque thermique) reste encore faible, plusieurs facteurs influent sur la performance du capteur. Cela dépend de leur type d'exploitation, de l'amélioration du pourcentage de captation de rayonnement solaire.

Dans ce travail nous avons fait une modélisation et simulation numérique et validation expérimentale du comportement de quelques capteurs solaires, l'objectif de ce travail est l'amélioration des performances des capteurs solaires.

Nous avons montré les différents modèles utiliser pour calculer l'éclairement solaire incident sur la surface du capteur solaire, le calcul du l'éclairement solaire incident sur une

surface horizontal pour un ciel clair par des modèles théoriques. Ces résultats sont comparés avec les données expérimentales de la station radiométrie par une analyse statistique afin de choisir le modèle qui s'accorde à la région.

Nous avons fait une étude théorique détaillée de quelques capteurs solaires thermiques et hybrides (photovoltaïques thermiques) en régime transitoire. En s'intéresse plus à voir l'effet de l'ajout du système de concentration sur les performances de ces capteurs. Plusieurs prototypes expérimentaux ont été réalisés et une étude comparative a été effectuée. Les résultats expérimentaux ont été en parfaite concordance avec les résultats trouvées en simulation numérique.

L'optimisation d'angle d'inclinaison du capteur solaire, différents résultats obtenus les conclusions suivantes ont été tirées ;

- la variation quotidienne du l'angle optimal dans toute l'année avec une valeur minimale de 10° en Juin et la plus grande valeur 58° en décembre et janvier. Sa valeur à n'importe quel jour de l'année peut être déterminée en utilisant l'équation précédente,

- Pour qu'un capteur exploite l'énergie solaire maximale, il est recommandé que l'angle d'inclinaison du capteur ne soit pas constant tout au long de l'année.

-L'angle d'inclinaison optimal du capteur a été déterminé durant l'année exprimé par une approximation polynomiale décrite par l'équation suivante :

$$\beta_{opt} = 58.432 - 0.121N - 0.001 N^2 - 3.353E - 5N^3 + 3.470E - 7N^4 - 1.028E - 9N^5 + 9.80E - 13N^6$$

Le choix de la position optimal des réflecteurs afin d'obtenir une exploitation maximale du rayonnement solaire. Pour cela un calcul numérique de la position optimale des angles des deux réflecteurs monter sur la partie supérieur et inférieur du capteur solaire, et on a trouvé les résultats suivantes:

-l'angle optimal annuel du réflecteur inférieur varié de 14 à 46 degré, l'angle diminue en hiver et, augmente en été.

-l'angle optimal annuel du réflecteur supérieur varie de 74 à 110 degré, l'angle diminue en été et, augmente en hiver.

- l'angle optimal annuel des deux réflecteurs décrits par une approximation polynomiale est exprimé par ces équations.

$$\alpha_1 = 102,736 + 0,652N - 0,022 N^2 + 2,212E - 4N^3 - 1,0003E - 6N^4 + 2,226E - 9N^5 - 1,960E - 12N^6$$

$$\alpha_2 = 13,215 + 0,093N + 2,670E - 4N^2 + 2,859E - 5N^3 - 2,663E - 7N^4 + 7,699E - 10N^5 - 7,277E - 13N^6$$

- une augmentation de quantité rayonnement solaire d'incident sur le capteur de 9% à 19% avec l'addition des deux réflecteurs selon le nombre de jour d'année.

- l'augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur solaire par l'ajout du réflecteur solaire provoque une amélioration de leur performance thermique et électrique.

-la modélisation numérique des capteurs que nous avons faits permet d'étudier tous les aspects de ces capteurs (rendement, températures,..).

-le capteur à concentration et plus performant que le capteur plan, pour un même débit massique leur rendement atteint des valeurs plus hautes que le capteur plan et les températures du capteur à concentration plus grandes par apport au capteur plan.

-la comparaison entre les résultats obtenus par expérimentation et les résultats obtenus par la modélisation numérique de la température de l'air à la sortie du capteur PVT à air , une interprétation polynomiale des résultats expérimentaux, la courbe d'approximation est exprimée par l'équation, à l'heure locale entre 8 heures et 17 heures et la température entre 25 ° C et 40 ° C

$$T_{fs-Exp} = -659.03457 + 195.48251 TL - 20.32914 TL^2 + 0.94632 TL^3 - 0.01688 TL^4$$

-un calcul du coefficient de détermination (R^2). C'est un indicateur pour juger la qualité d'une régression linéaire, Nous avons trouvé, la valeur de R^2 égale à 0.7 et ceci indique le rapprochement entre les résultats numériques et l'expérimentales.

-les résultats des essais expérimentaux sur le capteur PVT à eau et à air, aboutis les points suivants ;

-un écart de température de l'air entre l'entrée et à la sortie du capteur PVT incliné de 32° et orienter en plein sud atteint de 9 °C et 14°C en position vertical.

- la puissance électrique du PVT à air est mieux que la puissance électrique du module photovoltaïque et ceci traduit l'effet de l'ajout du système de refroidissement.

-l'ajout des réflecteurs provoquent une augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur PVT à air et par conséquent un accroissement de la température des éléments du capteur PVT à air, une augmentation de 7 à 30% de l'intensité du courant du capteur hybride PVT par rapport au module photovoltaïque.

-la température de l'eau dans un capteur PVT incliné de 32° et orienter en plein sud atteint 41°C pour un débit massique égale à 0.006 kg/s , Un écart moyen de température de l'eau entre l'entrée et la sortie environ 6°C .

- le rendement thermique quotidien du capteur PVT varie de 0.1 à 0.6 durant le jour, une valeur moyenne quotidienne environ 0.4.

- l'ajout du réflecteur sur le capteur PVT à eau provoque une augmentation de la quantité du rayonnement solaire incident sur la surface du capteur PVT qui provoque a accroissement de 1.8 à 7 % de la tension du module photovoltaïque.

- la température d'eau à la sortie du capteur plan avec réflecteur, atteint 35°C , un écart de température du fluide à l'entrée et à la sortie du capteur jusqu'à 8°C à midi du jour.

-Le rendement thermique quotidien varie de 0,1 à 0,63 une valeur moyenne quotidienne environ 0.38

Bibliographies

Bibliographies

- [1] C. voyant, prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels, thèse doctorat, université de Corse-Pascal Paoli, France, (2011).
- [2] F.A. peuser, K.H.remmers, M.schanauss, installations solaires thermiques conception et mise en œuvre, (2005).
- [3] J. bernard, énergie solaire calculs et optimisation, nouvelle édition, (2011).
- [4] O.gergaud, modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, école normale supérieure de Cachan, France, (2002).
- [5] <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=34>.
- [6] M.adouane, étude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le sahara, thèse de doctorat, école nationale polytechnique, (2014).
- [7] V. quaschning, renewable energy and climate, (2010).
- [8] A.soteris, kalogirou, solar thermal collectors and applications, progress in energy and combustion science, (30) 231–295 (2004).
- [9] R.foster, M.ghassemi,A.cota, solar energy, renewable energy and the environment,(2009).
- [10] Brian Norton, solar energy thermal technology, (1991).
- [11] G.iordanou, flat-plate solar collectors for water heating with improved heat transfer for application in climatic, thesis, university of durham, (2009).
- [12] M.S.hossainb, R.saidur,H.fayaz, review on solar water heater collector and thermal energy performance of circulating pipe, renewable and sustainable energy reviews, (15) 3801–3812 (2011).
- [13] <http://ued.univ-perp.fr/module2/co/2-1-2-1-capteurs-solaires-thermiques.htm>.
- [14] F.struckmann, analysis of a flat-plate solar collector, (2008).

- [15] H. P. garg, M. dayal, G. furlan, A. A. M. Sayigh, physics and technology of solar energy volume 1 ,solar thermal applications, proceedings of the international workshop on physics of solar energy, New Delhi, India,(1986).
- [16] R .pasquetti, chauffage de fluides par capteurs solaires à concentration, dossier technique d'ingénieur, (1987).
- [17] A.jelali, interconnexion d'un système photovoltaïque sur le réseau électrique, thèse université de Québec, (2012).
- [18] A. labouret, M.villoz, energie solaire photovoltaïque, 2^e édition,
- [19] C.cabal,optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque, thèse doctorat, université Toulouse, (2008).
- [20] Y.wu,thermal management of concentrator photovoltaics, thesis, university of warwick, (2009).
- [21] N.enteria, A.Akbarzadeh, solar energy sciences and engineering applications, taylor & francis group, London, UK, (2014).
- [22] Y.B.assoa, performances de capteurs solaires PV/T hybrides bi-fluides intégrales à l'enveloppe des bâtiments, étude expérimentale et modélisation adaptée, thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées de Lyon, (2008).
- [23] Saffa,B. riffat,and E.Cuce, a review on hybrid photovoltaic/thermal collectors and systems, international journal of low-carbon technologies,(6)212 – 241 (2011).
- [24] X.zhang, X.zhao, S.Smith, J.Xu, X.Yu, review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies, renewable and sustainable energy reviews,(2011).
- [25] S. M. khairmasov, analyzing the efficiency of a photovoltaic thermal solar collector based on heat pipes, applied solar energy, (50) (1)10–15 (2014).
- [26] P.gang, F.huide, Z.tao, J.jie, a numerical and experimental study on a heat pipe PV/T system, solar energy, (85) 911–921 (2011).
- [27] R. R. avezov, J. S. akhatov, and N. R. Avezova, a review on photovoltaic thermal (PV–T) air and water collectors, applied solar energy, (47) (3) 169–183 (2011).

- [28] F.hussain, M.Y.H othman, K. sopian, B. yatim, H. ruslan, H.othman,design development and performance evaluation of photovoltaic/thermal (PV/T) air base solar collector, renewable and sustainable energy reviews, (25) 431–441 (2013).
- [29] P.sagarnaik and A.palate, energy and exergy analysis of a plane reflector integrated photovoltaic-thermal water heating system, hindawi publishing corporation ISRN renewable energy, (9) 180618 (2014).
- [30] M.hedayatizadeh, Y.ajabshirchi, F.sarhaddi,A.safavinejad ,Said farahat & Hossein chaji, thermal and electrical assessment of an integrated solar photovoltaic thermal (PV/T) water collector equipped with a compound parabolic concentrator (CPC), international journal of green energy, (10)(5) 494-522 (2013).
- [31] P.hu, Q.zhang, Y.liu, et al. optical analysis of a hybrid solar concentrating photovoltaic /thermal (CPV/T) system with beam splitting technique. Sci China Tech, (56) 1387-1394 (2013).
- [32] T.A.tawfik hussein, estimation of hourly global solar radiation in egypt using mathematical model, Int. j latest trends Agr. food Sci, (2) (2) (2012).
- [33] I.tabet, étude d'un distillateur solaire à cascade, thèse magister université Mentouri constantine, (2010).
- [34] I.bostan, A.gheorghe, V.D.sobor,V.boston,A.sochirean,resilient energy systems renewables wind, solar, hydro, (2013).
- [35] M.capderou, atlas solaire de l'Algérie, tome 1, voll et 2, modèles théoriques et expérimentaux, office des publications universitaires, Algérie, (1987).
- [36] J.hofierka, M.sùri, the solar radiation model for open source GIS: implementation and applications, proceedings of the open source GIS-GRASS users conference,Italy, (2002).
- [37] O.behar, A.khellaf, K.mohammedi, comparison of solar radiation models and their validation under algerian climate–the case of direct irradiance, energy conversion and management, (98) 236–251 (2015).
- [38] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solmod3.htm>.
- [39] F. kasten, the linke turbidity factor based on improved values of the integral rayleigh optical thickness, solar energy, (56) (3) 239- 244 (1996).

- [40] R.jeffrey, s. brownson, solar energy conversion systems, (2014).
- [41] S.al-hallaj, K.kiszynski,hybrid hydrogen systems, stationary and transportation applications, (2011).
- [42] D. djafera,A.irbah, estimation of atmospheric turbidity over Ghardaïa city, atmospheric research, (128) 76–84 (2013).
- [43] T. muneer, solar radiation and daylight models, napier university, elsevier ltd. all rights reserved (2004).
- [44] Y.jannot, thermique solaire, (2011).
- [45] <http://nicolaselie.free.fr/tpe/html/mouvements.html>.
- [46] <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/500>.
- [47] M. jamil ahmad,y and G. N. tiwari, solar radiation models-a review, international journal of energy research, (35) 271–290 (2011).
- [48] A.ricaud, gisement solaire et transferts énergétiques, master énergies renouvelables université de Cergy-Pontoise, (2011).
- [49] M.hamdani, étude et effet de l'orientation de deux Pièces d'un habitat en Pierre Situé à Ghardaïa, thèse magister, université de Tlemcen, (2011).
- [50] Y. el mghouchi1,A. el bouardi, Z. choulli, T. ajzoul, estimate of the direct, diffuse and global solar radiations, international journal of science and research, (3) (7) (2014).
- [51] C.perrin de brichambaut, le gisement solaire: évaluation de la ressource énergétique, technique et documentation, Paris, (1982).
- [52] G. lorenzini, C. biserni & G. flacco, solar thermal and biomass energy, university of Bologna, Italy, (2010).
- [53] J. A. duffie and W. A. beckman, solar energy thermal processes, (2013).
- [54] M.S.mecibaha, T.E.boukeliaa,R.tahtaha,K.gairaa, introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria), renewable and sustainable energy reviews, (36) 194–202 (2014).

- [55] Farzad Jafarkazemi, S. Ali Saadabadi, and Hadi Pasdarsahri, the optimum tilt angle for flat-plate solar collectors in Iran, *J. renewable sustainable energy*, (4) 013118 (2012).
- [56] Ch. Breyer, Jürgen Schmid, global distribution of optimal tilt angles for fixed tilted PV systems, 25th european photovoltaic solar energy conference and exhibition/5th world conference on photovoltaic energy conversion, (2010).
- [57] P.G.loutzenhiser, H. manz, C. felsmann, P.A.strachan, T.frank, G.M.maxwell , empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation, *solar energy*, (81) 254–267 (2007).
- [58] C.stanciu , D.stanciu, optimum tilt angle for flat plate collectors all over the world—a declination dependence formula and comparisons of three solar radiation models, *energy conversion and management*, (81) 133–143(2014).
- [59] A.M.gracia,T.huld, performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces joint research centre, (2013).
- [60] A.M. noorian,a, isaac moradib, gholam ali kamali, evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces, *renewable energy*, (33) 1406–1412 (2008).
- [61] D.chwieduk D.Sc, solar energy in buildings thermal balance for efficient heating and cooling, (2014).
- [62] D. włodarczyk, h. nowak, statistical analysis of solar radiation models onto inclined planes for climatic conditions of lower silesia in poland, *archives of civil and mechanical engineering*, (2)(2009).
- [63] K. kerkouche , F. cherfa, A. hadj arab ,S. bouchakour, K. abdeladim et K. bergheul, evaluation de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée selon différents modèles pour le site de Bouzaréah, *revue des energies renouvelables*, (16)(2) 269 – 284 (2013).
- [64] S.jachner, K. G.V.boogaart, T.petzoldt, statistical methods for the qualitative assessment of dynamic models with time delay, *journal of statistical software*, (22)(8) (2007).
- [65] T. chai and R. R. draxler, root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)—arguments against avoiding RMSE in the literature, *Geosci. Model Dev*, (7)1247–1250 (2014).

- [66] Ljiljana T.kostic, zoran T.pavlovic,optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector, energy and buildings, 45161-168 (2012).
- [67] Arirabl, active solar collectors and their applications, New York Oxford university press, (1985).
- [68] R.winston, J. C. Miñano and P.Benítez, nonimaging optics, (2005).
- [69] Z. jagoo, tracking solar concentrators a mow budget solution,(2013).
- [70] T. K. mallick, optics and heat transfer for asymmetric compound parabolic photovoltaic concentrators, Ph.D thesis, faculty of engineering, university of Ulster, (2003).
- [71] Bahara, pedram, parisa and Arian, harnessing solar Heat, (2014).
- [72] F.muhammad-sukki, R. ramirez-iniguez, S.G. mc meekin, B.G. stewart & B. clive, solar concentrator, international journal of applied Sciences (IJAS).
- [73] [http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=le photovoltaïque sous concentration](http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=le%20photovolta%C3%AFque%20sous%20concentration).
- [74] M.Digrazia, film attributes and durability for CSP applications proceedings of energy sustainability, San Francisco, California USA, (2009).
- [75] H.price, advances in parabolic trough solar power technology. journal of solar energy engineering, (124) 111(2002).
- [76] B.Robles-Ocampo E. Ruíz-Vasquez, H. Canseco-Sánchez, R.C. Cornejo-MezaG. Trpaga-Mártinez,F.J.García-Rodríguez,J.González-Hernández,Yu.V.Vorobie, photovoltaic/thermal solar hybrid system with bifacial PV module and transparent plane collector, solar Energy materials & solar cells , (91)1966–1971 (2007).
- [77] N.sharma, varun, siddhartha, stochastic techniques used for optimization in solar systems: A review, renewable and sustainable energy reviews, (16) 1399–1411 (2012).
- [78] A.eldor, perfectionnement des algorithmes d’optimisation par essaim particulaire, applications en segmentation d’images et en électronique, université paris-est, thèse, (2012).
- [79] M.A.behrang, E.assareh, A.R.noghrehabadi, A. ghanbarzadeh, new sunshine-based models for predicting global solar radiation using PSO technique, energy, (36) 3036-3049 (2011).

- [80] Siddhartha, N.sharma, varun, a particle swarm optimization algorithm for optimization of thermal performance of a smooth flat plate solar air heater, *energy*, (38) 406-413 (2012).
- [81] M.A.mohandes, modeling global solar radiation using particle swarm optimization (PSO), *solar energy*, (86) 3137–3145(2012).
- [82] J.K.tonui,Y.tripanagnostopoulos, air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements, *solar energy*, (81) 498–511 (2007).
- [83] R.benrejeb,O.helal, B.chaouachi, optical and thermal performances improvement of an ICS solar water heater system, *solar energy* ,(112) 108–119 (2015).
- [84] Y.B. assoa,C.menezo,G.fraisse, R. yezou, J. brau, study of a new concept of photovoltaic–thermal hybrid collector, *solar energy* , (81) 1132–1143 (2007).
- [85] Ajitkumar S. gudekar, atul S. jadhav, sudhir V. panse, Jyeshtharaj B. joshi,aniruddha B. pandit, cost effective design of compound parabolic collector for steam generation, *solar energy*,(90) 43–50(2013).
- [86] M.khamooshi, H.salati, F.egelioglu, A.hooshyar faghiri, J.tarabishi, and S.babadi, a review of solar photovoltaic concentrators, *international journal of photo energy*, (17) 958521(2014).
- [87] T.zoran,T. pavlovic, Ijiljana T. kostic, variation of reflected radiation from all reflectors of a flat plate solar collector during a year, *Energy*, (2014).
- [88] J.grigonienė, mathematical modeling of optimal tilt angles of solar collector and sunray reflector, *energetika*, (55) (1) 41–46 (2009).
- [89] H. F. chiam BE chem, planar solar reflectors, *international journal of ambient energy*, (3) (4)195-202 (1982).
- [90] M.morimoto, static solar concentrator with vertical flat plate photovoltaic cells and switchable white transparent bottom plate, *solar energy materials & solar Cells*, (87) 299–309 (2005).
- [91] Jiantao Zheng,Junjie Yan,Jie Pei,and Guanjie Liu, solar tracking error analysis of fresnel reflector, *the Scientific world journal*,(2014).
- [92] R.siege,J.R.howell, thermal radiation heat transfer, third edition,(1992).

- [93] http://www.focalis.net/view/productdetails/virtuemart_protected/42/virtue_mart_categoryid
- [94] Chemisana, J. Lopez-Villada, Al. Coronas, J. Ignasi Rosell, building integration of concentrating systems for solar cooling applications, 2nd European conference on polygeneration, (2011).
- [95] H. Helmers, Andreas W. Bett, Jürgen Parisi and Carsten Agert, modeling of concentrating photovoltaic and thermal, progress in photovoltaics: research and applications, (2012).
- [96] Weidong Huang, Peng Hu, Zeshao Chen, performance simulation of a parabolic trough solar collector, solar energy, (86) 746–755 (2012).
- [97] D. Saad . Odeh, N. Yand G. L. Morrison, optimization of parabolic trough solar collector system, Int. J. energy res, (30) 259–271 (2006).
- [98] D. E. Prapas, B. Norton and S. D. Prober, optics of parabolic-trough, solar energy collectors, possessing small concentration ratios, solar energy, (39)(6) 541-550 (1987).
- [99] R. Tchinda, E. Kaptoum, D. Njomo, study of the C.P.C. collector thermal behavior, energy convers. mgmt, (39) (13) 1395-1406 (1998).
- [100] Li Guiqiang , Pei Gang , Su Yuehong, Ji Jie , Saffat, B. Riffat, experiment and simulation study on the flux distribution of lens-walled compound parabolic concentrator compared with mirror compound parabolic concentrator, energy ,(58) 398-403 (2013).
- [101] Ajitkumar S. Gudekar, Atul S. Jadhav, Sudhir V. Panse, Jyeshtharaj B. Joshi, Aniruddha B. Pandit, cost effective design of compound parabolic collector for steam generation, solar energy, (90) 43–50 (2013).
- [102] K. Gouthamraj, K. Jamuna Rani, G. Satyanarayana, design and analysis of rooftop linear Fresnel, international journal of engineering and innovative technology, (2)(11) (2013).
- [103] H. Zheng, C. Feng, Y. Su, J. Dai, X. Ma, design and experimental analysis of a cylindrical compound Fresnel solar concentrator, solar energy, (107) 26–37 (2014).
- [104] M. Boyd, analytical model for solar irradiance near a planar vertical diffuse reflector—formulation, validation, and simulations, solar energy, (91) 79–92 (2013).
- [105] Bengt Perers, Björn Karlsson, external reflectors for large solar collector arrays simulation model and experimental results, solar energy ,(51) (5) 327-337 (1993).

- [106] K.lovegrove,w.stein, concentrating solar power technology principles, developments and applications, woodhead publishing series energy , (21) (2012).
- [107] Omar z. sharaf, mehmet f. Orhan, concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: part II–implemented systems, performance assessment, and future directions, renewable and sustainable energy reviews, (2014).
- [108] A.V.Narasimha RAO,R.V.Chalam, S. subramanyam and .L.sitharama RAO, energy contribution by booster mirrors, energy convers. mgmt (34) (4) 309-326 (1993).
- [109] H.M.S. Hussein,G.E. Ahmad, M.A. mohamad, optimization of operational and design parameters of plane reflector-tilted flat plate solar collector systems, Energy, (25) 529–542 (2000).
- [110] M.D.J.Pucara, A.R.Despic, the enhancement of energy gain of solar collectors and photovoltaic panels by the reflection of solar beams, energy, (27) 205–223 (2002).
- [111] Ibrahim S. Taha and Shawki M.Eldighidy, effect of off-south orientation on optimum conditions for maximum solar energy absorbed by flat plate collector augmented by plane reflector, solar energy, (25) 373 379 (1980).
- [112] A.a.arata and R.W.Geddes, combined collector-reflector systems, energy, (11) (6) 621-630 (1986).
- [113] D.K. Mcdaniels and D.H.Lowndes, enhanced solar energy collection using reflector-solar thermal collector combinations, solar energy, (17) 277-283 (1975).
- [114] H. P. Gang and D. S. Hrishmesas, enhancement of solar energy on flat-plate collector by plane booster mirrors, solar energy, (40) (4) 295-307 (1988).
- [115] E.A.Onyango,T.F.N. Thoruwa,S.M. Maingi and E.M. Njagi, performance of a 2-element plane reflector augmented galvanized pipe flat plate collector for water pasteurization, journal of food technology, (7)(1) 12-19 (2009).
- [116] A. F.Muftah, M.A.Alghouln, A.Fudholi, M.M. Abdul-Majeed, K.Sopian, factors affecting basin type solar still productivity: A detailed review, renewable and sustainable energy reviews, (32) 430–447 (2014).
- [117] C. Elango,a, N. Gunasekaran, K. Sampathkumar, thermal models of solar still—A comprehensive review, renewable and sustainable energy reviews, (47) 856–911(2015).

- [118] H.Tanaka, Y.Nakatake, increase in distillate productivity by inclining the flat plate external reflector of a tilted-wick solar still in winter, solar energy, (83) 785–789 (2009).
- [119] H.Tanaka, Y.Nakatake, outdoor experiments of a vertical diffusion solar still coupled with a flat plate reflector, desalination, (214) 70–82 (2007).
- [120] N.Bellel,I.Tabet,L.maifi,theoretical study of solar stills with reflector external, 16^{èmes} Journées internationales de thermique, Marrakech Maroc, du 13 au 15 november, (2013).
- [121] G.E.Ahmed,H.M.S.Hussein, comparative study of pv modules with and without a tilted plane reflector, energy conversion and management (42) 1327-1333 (2001).
- [122] Richard M. Swanson, the promise of concentrators, progress in photovoltaic: research and applications .prog.photovolt. res. Appl, (8) 93-111 (2000).
- [123] G.M. Tina, P.F. Scandura, case study of a grid connected with a battery photovoltaic system: V-trough concentration vs. single-axis tracking, energy conversion and management, (64) 569–578 (2012).
- [124] V.Dallakyan, R.Vardanyan, mirror reflecting cost effective PV solar energy concentrating system, 4th international conference on solar concentrators for the generation of electricity or hydrogen.
- [125] Sudhir Kulkarni, effect of tracking flat reflector using novel auxiliary drive mechanism on the performance of stationary photovoltaic module, international mechanical engineering congress and exposition, (2007).
- [126] T.Matsushima, concentrating solar module with horizontal reflectors, solar energy materials & solar cells, (2003) 603–612 (75).
- [127] D.Atheaya, A.Tiwari, G.N. Tiwari, I.M. Al-Hela, analytical characteristic equation for partially covered photovoltaic thermal (PVT) compound parabolic concentrator (CPC), solar energy, (111) 176–185 (2015).
- [128] S.Jian,S.MingHeng, numerical study on optical and electric-thermal performance for solar concentrating PV/T air system, Sci China Ser E-Tech Sci,(52)(12) 3514-3520 (2009).
- [129] L.Guiqiangab, preliminary study based on building-integrated compound parabolic concentrators (CPC) PV/thermal technology, energy procedia, (14) 343-350 (2012).

- [130] Solar energy group, optical and thermal properties of compound parabolic concentrators, solar energy, (18) 497-511 (1976).
- [131] R.Tchindan, thermal behavior of solar air heater with compound parabolic concentrator, energy conversion and management, (49) 529–540 (2008).
- [132] H.helmers, multi-linear performance model for hybrid (C) PVT solar collectors, solar energy, (92) 313–322 (2013).
- [133] H. P. GARG, the effect of plane booster reflectors on the performance of a solar air heater with solar cells suitable for a solar dryer, energy conversion and management, (32) (6) 543-554(1991).
- [134] L.Guiqiangab, preliminary study based on building-integrated compound parabolic concentrators (CPC) PV/thermal technology, energy procedia, (14) 343 – 350 (2012).
- [135] SUN Jian, & SHI MingHeng, numerical study on optical and electric-thermal performance for solar concentrating PV/T air system, science in china Series e: technological sciences, (2009).
- [136] K.F. Riley, M.P. Hobson and S.J. Bence, mathematical methods for physics and engineering, third Edition, M. P. Hobson and S. J. Bence, (2006).
- [137] S.M.A.bekkouche, modélisation du comportement thermique de quelques dispositifs solaires, these doctorat en physique, université abou-bakr belkaïd , Tlemcen, (2009).
- [138] J.Vestlund, Gas-filled, flat plate solar collectors, thesis for the degree of doctor of philosophy, university gothenburg, sweden, (2012).
- [139] A.Bouzoukas, BEng, MSc, MBA, new approaches for cooling photovoltaic/thermal (PV/T) systems, degree of doctor of philosophy, university of nottingham, (2008).
- [140] Jean-François saccadura, initiation aux transferts thermique, technique et documentation, paris, (1978).
- [141] F.Kreik, R. M.Manglik, M. Bohn, principale of heat transfer, seventh edition, (2011).
- [142] S.Kumar, S.C. Mullick, wind heat transfer coefficient in solar collectors in outdoor conditions, solar energy, (84) 956–963(2010).

- [143] L.M. Candanedo, A.Athienitis, K.W.Park, convective heat transfer coefficients in a building integrated photovoltaic/thermal system, journal of solar energy engineering, (133) 021002-1(2011).
- [144] K .Touafek, contribution à l'étude et à la conception d'un système énergétique utilisant des capteurs hybrides photovoltaïque thermique, thèse doctorat en électronique, école nationale Polytechnique, 2010.

Résumé

L'énergie solaire est la source la plus importante d'énergie renouvelable, pour cela l'exploitation de l'énergie solaire en Algérie est un grand axe de recherche qui connaît de considérable développement cette dernière décennie. Actuellement, il existe deux voies principales d'exploitation de l'énergie solaire : le solaire photovoltaïque qui transforme directement le rayonnement en électricité ;le solaire thermique qui transforme directement le rayonnement en chaleur. La composante la plus importante et la plus coûteuse d'un système solaire actif de l'énergie est le capteur solaire, un Capteur solaire est un dispositif qui capte l'énergie solaire rayonnante et la convertit en énergie utile.

Le travail présenté dans cette thèse est relatif à l'étude et l'amélioration de la performance des capteurs solaires. Des nombreuses innovations techniques permettent d'augmenter le rendement des panneaux thermiques et hybride PVT, telles que; diminuer les pertes thermiques par l'utilisation des tubes transparents "sous vide", amélioration des échanges thermiques par des assemblages tubes-ailettes, l'ajout des systèmes de concentration du rayonnement solaire sur les capteurs solaires et aussi permet d'obtenir des très grandes performances. Une modélisation numérique du comportement des quelques capteurs solaires ont été fait, par ailleurs un banc d'essai d'un prototype des capteurs solaires thermique et hybride thermique photovoltaïque PVT a été réalisé dans l'unité de recherche appliquées en énergie renouvelable à Ghardaïa.

Mot Clet : capteur solaire, système hybride (PVT), réflecteurs solaire, rendement.

ملخص

الطاقة الشمسية هي أهم مصدر للطاقة المتجددة، إن استغلال الطاقة الشمسية في الجزائر هو محور رئيسي للبحوث الذي يعرف تطورا كبيرا خلال العقد الماضي. حاليا هناك نوعان من الطرق الرئيسية لاستغلال الطاقة الشمسية؛ الطاقة الشمسية الضوئية التي تحول الإشعاع مباشرة إلى كهرباء، والطاقة الشمسية الحرارية، والذي يحول مباشرة الإشعاع إلى حرارة. أكبر وأعلى مكونات نظام الطاقة الشمسية هو مجمع الطاقة الشمسية، وهو الجهاز الذي يلتقط الطاقة الشمسية ويحولها إلى طاقة مفيدة.

العمل المقدم في هذه الأطروحة يتعلق بدراسة وتحسين أداء بعض مجمعات الطاقة الشمسية، العديد من الابتكارات التقنية لتحسين كفاءة المجمعات حرارية أو الهجينة (PVT) مثل: تقليل الضياع الحراري من خلال استخدام أنابيب شفافة "مفرغة"، وتحسين التبادل الحراري عن طريق إضافة زعانف، إضافة العاكسات الشمسية على مجمعات الطاقة الشمسية يسمح أيضا للحصول على أداء جيد للمجمع الشمسي. وقد قمنا القيام بعملية النمذجة العددية للمجمع الشمسي، كما تم إجراء اختبارات عملية على نموذج الخاص بمجمع شمسي حراري وهجين (PVT) في وحدة البحث للطاقات المتجددة بغرداية.

الكلمات المفتاحية: المجمعات الشمسية، النظم الهجينة (PVT)، العاكسات الشمسية، المرود

Abstract

Solar energy is the most important source of renewable energy, however the exploitation of solar energy in Algeria is a major focus of research who knows a great development over the past decade. Currently there are two main ways to exploit solar energy; solar photovoltaic energy radiation that turned directly into electricity, solar thermal, which directly converts radiation into heat. The largest and most expensive components of a solar system are a solar energy complex, a device that captures solar energy and turning it into useful energy.

The work presented in this thesis is the study and improve the performance of some solar collectors, many of the technical innovations to improve the efficiency of thermal or hybrid complexes (PVT) such as; reduce heat loss through the use of tubes transparent "vicious", and improve heat exchange by adding fins, as well solar as reflectors on the solar collectors are also allowed to get a good performance of the solar collector. We did do a numerical simulation of solar collectors, has also been conducting process tests on the model compound and hybrid solar thermal (PVT) at the research unit for renewable energy in Ghardaia.

Keywords: *solar collector, hybrid system (PVT), solar reflectors, efficiency*
