



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie Mécanique

THESE

Pour l'obtention du diplôme de Doctorat

Spécialité : Génie Mécanique

Option : thermo-Energétique

Présentée par :

KHENFER Naoui

Contribution au développement et expérimentation d'un collecteur hybride photovoltaïque- thermique dans la zone de Ouargla

Soutenu publiquement le : 26/05/2021

Membres du jury :

Abdelghani BOUBEKRI	Professeur	Université de Ouargla	Président
Boubekeur DOKKAR	Maitre de conférences (A)	Université de Ouargla	Encadreur
Sidi Mohammed El-Amine BEKKOUCHE	Directeur de recherche	URAER, Ghardaïa	Examinateur
Abdelmalek ATIA	Maitre de conférences (A)	Université de El oued	Examinateur
Noureddine CHERRAD	Maitre de conférences (A)	Université de Ouargla	Examinateur
Nadia SAIFI	Maitre de conférences (A)	Université de Ouargla	Examinateur

Année universitaire 2020/2021

Remerciements

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

*Je tiens à remercier sincèrement, et exprimer ma profonde reconnaissance et mon grande estime à mon directeur de thèse le Docteur **Boubekeur DOKKAR**, qui s'est toujours montré à l'écoute et a été très disponible tout au long de la réalisation de cette thèse*

*. Monsieur **Abdelghani BOUBEKRI**, Professeur à l'université de Kasdi Merbah Ouargla, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.*

*Je tiens également à remercier mes examinateurs monsieur **Sidi Mohammed EL-Amine Bekkouch** Directeur de Recherche à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa et monsieur **Abdelmalek ATIA**, Maitre de conférences à l'université El oued et monsieur **Noureddine CHARRAD**, Maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla et Mademoiselle **Nadia SAIFI**, Maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla , qui ont montré un intérêt pour mon travail et accepté d'assister à ma soutenance*

Un grand merci à toute ma famille, qui m'a toujours encouragé, qui a su me soutenir à chaque moment et à qui je dois tout.

Je tiens à remercier enfin tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.

Sommaire

	Page
Nomenclature	i
Listes des figures	iii
Liste des tableaux	vi
Introduction générale	1

Chapitre 1 : Contexte énergétique mondiale et Algérien

1.1	Introduction.....	4
1.2	Consommation mondiale d'énergie primaire par continent.....	5
1.3	Consommation finale d'énergie par continent.....	6
1.4	Contexte énergétique en Algérie.....	7
1.5	Indicateurs économiques et émissions de CO ₂	8
1.6	Production d'énergie primaire en Algérie.....	9
1.7	Transformation d'énergie.....	10
1.7.2	Échanges d'énergie.....	12
1.8	Consommation énergétique finale en Algérie par secteur :	13
1.9	Ressources énergies renouvelables	14
1.9.1	Ressources solaires.....	14
1.9.2	Ressources éoliennes.....	15
1.9.3	Ressources géothermiques.....	16
1.9.4	Ressource en biomasse.....	17
1.9.5	Ressource L'hydroélectricité.....	17
1.10	Réserve d'énergie.....	18
1.10.1	Capacité installée.....	18
1.11	Programme de développement des énergies renouvelables :.....	19
1.12	Programme de développement de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie.....	20
1.13	Société nationale algérienne de production d'électricité.....	21
1.14	Impact environnemental.....	25
1.15	Conclusion.....	26

Chapitre 2 : Etat de l'art de système PVT

2.1.	Introduction:	28
2.2	Les filières d'exploitation de l'énergie solaire	29
2.3	L'énergie thermique	29
2.4	L'énergie photovoltaïque	30
2.5	Historique de l'énergie photovoltaïque.....	30
2.6	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :	30
2.7	Technologies des cellules photovoltaïques	31
2.8	Système photovoltaïque	35
2.8.1	Production d'énergie :.....	35
2.8.2	Contrôle d'énergie :.....	35
2.8.3	La partie utilisation :	35
2.9	L'effet des paramètres sur la productivité des panneaux solaires.....	36
2.9.1	Effet de l'éclairement :.....	36
2.9.2	Influence de la température :.....	36
2.10	Synthèse bibliographique des systèmes solaires hybrides PV/T	37
2.10.1	Classification des systèmes PVT.....	37
2.10.2	Systèmes PVT non concentrés.....	37
2.10.3	PVT concentré : (PVTC).....	54
2.11	Conclusion	58
2.11.1	Système PVT du type non concentré.....	58
2.11.2	Systèmes PVT de type concentré (CPVT).....	58

Chapitre 3 : Etude expérimentale

3.1	Introduction.....	60
3.2	Conception de prototype de collecteur.....	60
3.3	Description du dispositif expérimental.....	60
3.3.1	Composants de capteur solaire	60
3.3.2	Caractéristiques électriques.....	62
3.4	Appareils de mesures.....	63
3.4.1	Solari-mètre (Pyranomètre)	63

3.4.2	L'anémomètre.....	64
3.4.3	Le thermomètre	65
3.4.4	Humidité-mètre	66
3.4.5	Multimètres.....	67
3.5	Procédure expérimentale.....	69
3.6	Conclusion.....	73

Chapitre 4 : Modélisation et simulation numérique de système

PVT

4.1	Introduction	74
4.1.1	Modèle mathématique thermique.....	74
4.1.2	Modèle mathématique électrique	79
4.2	Rendement du système de collecteur	82
4.2.1	Rendement thermique	82
4.2.2	Rendement électrique	82
4.2.3	Rendement totale	82
4.2.4	Rendement exergétique.....	83
4.3	Précision de modèle.....	83
4.4	Résultats et discussion.....	83
4.4.1	Rayonnement solaire et température ambiante	83
4.4.2	vitesse d'écoulement d'air	84
4.4.3	Températures de PV	85
4.4.4	Température de la plaque absorbant	86
4.4.5	Températures du canal d'air	87
4.4.6	Tension du circuit ouvert et du courant de court-circuit	88
4.4.7	Courant et tension de la charge au point de puissance maximale	89
4.4.8	Rendement de système PVT	90
4.4.9	Puissance électrique	92
4.4.10	Puissance thermique.....	93
4.4.11	Exergie thermique	94
4.4.12	Rendements quotidiennes.....	95
4.4.13	Production quotidienne d'énergie	96
4.4.14	Effet de la conception sur le rendement totale	96
4.4.15	Validation du modèle.....	98

4.5	Conclusions.....	98
-----	------------------	----

Chapitre5 : Applications du système PVT au chauffage d'une résidence

5.1	Introduction	100
5.2	Description de la résidence	100
5.3	Chauffage de la résidence :	101
5.3.1	Puissance thermique globale	102
5.3.2	Exergie nette produite.....	103
5.4	Modélisation thermique	103
5.5	Chaleur utile.....	104
5.6	Besoins énergétiques de chauffage:	105
5.7	Méthodologie.....	105
5.8	Résultats et discussions.....	106
5.8.1	Rayonnement solaire et la température ambiante	106
5.8.2	Températures des systèmes BIPVT	107
5.8.3	Rendement du Système BIPVT	109
5.8.4	Production des systèmes BIPVT et besoin en chauffage.....	109
5.8.5	Production quotidienne.....	110
5.9	Conclusion.....	111
6	Bibliographie	115

Nomenclature

Abréviation

BIPV/T	Photovoltaïque/thermique intégré au bâtiment
CPC	Concentrateur parabolique compose
ER	Relative error
ISMME	les industries sidérurgiques, métalliques, mécaniques et électriques
LCA	Analyses du cycle de vie
RMSD	Ecart de racine carré moyen
PV	Photovoltaïque
PV/T	Photovoltaïque /thermique

Normales

A	Surface
A_{ch}	Coupe transversale de la zone du canal
b_{ch}	Largeur du canal
c_a	Capacité thermique spécifique (kJ / kg K)
G	Intensité du rayonnement solaire (W / m ²)
h	coefficient de transfert de chaleur
h_{p1}	Facteur de pénalité
h_{p2}	Facteur de pénalité
I	Courant de circuit (A)
\dot{m}	Débit massique d'air (kg / s)
P	Puissance (W)
q_u	Énergie thermique (W)
q_{exo}	Exergie globale (W)
T	Temperature
U_b	Coefficient de transfert de chaleur global de l'air de canal à l'air ambiant à travers l'isolant (Wm ⁻² K ⁻¹)
U_T	Coefficient de transfert de chaleur par conduction à travers la cellule PV et le tedler
U_{tT}	Coefficient de transfert de chaleur global du verre à le Tedler via la cellule solaire
U_t	Coefficient de transfert de chaleur global du l'air ambiant via le verre et la cellule solaire
U_L	coefficient de transfert de chaleur global de la cellule solaire à la température ambiante à travers la surface supérieure et arrière de l'isolation
V	Tension du circuit (V), vitesse du vent (m / s)
R	Résistance (Ω)

Indices

<i>amb</i>	Ambiant
<i>bs</i>	la surface arrière
C	Cellules solaires
S1	Entré du verre d'extension
<i>sh</i>	circuit ouvert
<i>el</i>	électrique
<i>ex</i>	exergie
<i>exp</i>	expérimentale
<i>g</i>	Verre
<i>ins</i>	Isolant
<i>in</i>	Entré
<i>mpp</i>	point de puissance maximale
O	Globale
Out	Sortie
<i>p</i>	Plaque absorbante

<i>ref</i>	conditions de reference
<i>S</i>	Ciel
<i>sc</i>	Court-circuit
<i>T</i>	Tedler
<i>th</i>	Thermique

Lettres Grecques

α	Absorptivité
β_c	Facteur des cellules solaires d'emballage
ε	Émissivité
η	Rendement
λ	Conductivité thermique ($\text{Wm}^{-1} \text{K}^{-1}$)
μ	Viscosité dynamique ($\text{kg m}^{-1} \text{s}^{-1}$)
ρ	Densité (kg/m^3)
τ	Transitivité

Liste des figures

Chapitre 1 : Contexte énergétique mondiale et Algérien

Figure 1.1: Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire par zone géographique [16].....	5
Figure 1.2: Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire par source [16].....	6
Figure 1. 3 : Comparaison de chaque source dans la demande d'énergie selon continent entre 1976 et 2017 [17].	7
Figure 1.4: Évolution des émissions de CO ₂ en Algérie [23].	9
Figure 1.5: Évolution de la production d'énergie primaire «2009-2018» [26].	10
Figure 1.6: Structure de la production d'énergie dérivée [28].	12
Figure1.7: Évolution des échanges d'énergie primaire «2009-2019» [26].....	13
Figure 1.8 : Potentiel éolien en Algérie [32]	16
Figure 1.9: Carte des ressources géothermiques [33].	17
Figure 1.10: Évolution de la capacité installée pour la période 1980-2018 par Sonelgaz [36]....	19
Figure 1.11: Photographie du parc éolien [28].	24
Figure1.12: Le changement de température mondiale [38].	26

Chapitre 2 : Etat de l'art de système PVT

Figure 2.1: Les deux filières d'exploitation de l'énergie solaire.	29
Figure 2.2: Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [45].	31
Figure2.3: Les cellules monocristallines	32
Figure2.4: Les cellules poly cristallin.....	32
Figure2.5: Les cellules amorphes	32
Figure 2.6: Les cellules Cuivre Indium Sélénium CIS	33
Figure2. 7: Eléments d'un système photovoltaïque [45].	36
Figure 2.8: Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V [47].	36
Figure 2.9: Effet de la température sur les caractéristiques I-V [47]......	37
Figure 2.10: Système PVT à simple vitrage [48].	38
Figure 2.11: Système PVT à circulation naturelle [49].	39
Figure 2.12: Système à simple vitrage à eau-PVT [52]. (A : capteur conventionnel B : capteur PVT).....	40
Figure 2. 13 : Système PVT absorbeur de liant en rouleau [54].	41
Figure 2. 14: Système PVT semi-transparent à eau [56].	41
Figure 2.15: Canal d'écoulement en forme de crêpe pour système PVT [56].	42
Figure 2.16: Utilisation du PCM pour le système PVT [57].	42
Figure 2.17: Utilisation de pâte thermique pour système PVT [58].	43
Figure 2.18: Surface absorbante en acier galvanisé pour système PVT [59].	43
Figure 2.19: Utilisation d'un revêtement à faible émissivité pour le système PVT [60].	44
Figure2.20: Système PVT de type eau + air [61]......	44
Figure 2. 21: PVT intégré au toit [62, 63].	45

Figure 2.22: Le prototype serpentin du collecteur PV/T.	45
Figure 2. 23: Système PVT de type air en boucle ouverte [65].	46
Figure 2.24: Système PVT de type vitré à air [66].	47
Figure 2.25: Différentes configurations de systèmes PVT à air [67].	47
Figure 2.26: Utilisation d'ailettes et d'inserts dans les systèmes PVT à air [71]	48
Figure 2.27: Utilisation d'un système PVT de type air pour le chauffage des serres [73].	49
Figure 2.28: Système PVT à air avec cellules solaires bifaciales [74].	50
Figure 2.29: Système PVT à air avec entrées d'air multiples [75].	50
Figure 2.30: Système BIPVT intégré à un bâtiment à flux d'air naturel partiellement transparent [76].	51
Figure 2.31: Système BIPVT monté sur le toit, New Delhi, Inde [77]	51
Figure 2. 32: Utilisation du capteur transpiré pour le type à air PVT [78].	52
Figure 2. 33 : Type PVT pneumatique monté sur le toit avec coussin ETFE [79]	52
Figure 2. 34: Une photographie de l'installation expérimentale d'un collecteur d'air hybride PV / T [80].	53
Figure 2. 35: Schéma de séchoir (a) à effet de serre en mode mixte intégré au collecteur d'air PVT (b) à effet de serre en mode mixte intégré avec N collecteurs d'air PVT [81].	54
Figure 2. 36: Montage expérimental du collecteur solaire thermique photovoltaïque à double passage [82].	54
Figure 2.37: Système CPVT à creux parabolique [83].	55
Figure 2.38: CPVT avec collecteur en acier inoxydable [84].	56
Figure 2.39: CPVT avec concentrateurs paraboliques composés [85].	56
Figure 2.40: CPVT avec concentrateurs paraboliques composés et récepteur à canal triangulaire	57
Figure 2.41: Concentrateur secondaire en CPVT [87]	57

Chapitre 3 : Etude expérimentale

Figure 3.1: Le prototype du système hybride PV / T	61
Figure 3.2: Coupe longitudinale du canal d'air PV/T.....	62
Figure 3.3: Pyranomètre : a) capteur de radiation solaire b) afficheur numérique	63
Figure 3.4: L'anémomètre chauvin Arnoux (C.A 1051)	64
Figure 3.5: Le thermomètre TM-946	65
Figure 3.6: Thermocouple type K	66
Figure 3.7: Humidité mètre HT-3006A	66
Figure 3.8: Multimètres de type MASTCH MY68.....	67
Figure 3.9: Multimètres de type 10401 MUT-33	68
Figure 3.10: Rhéostat a 33 Ω	69
Figure 3. 11 : Profondeur de canal a) 30cm, b) 10cm.	70
Figure 3. 12: Les positions des thermocouples sur le système de PV/T	71
Figure 3. 13: Appareils des mesures connectés au système PV/T.	71

Chapitre 4 : Modélisation et simulation numérique de système

PVT

Figure 4. 1: Modèle de phénomène physique	74
Figure 4. 2 : Schéma de la longueur élémentaire du canal (dx)	75
Figure 4. 3 : Circuit électrique équivalent d'un module PV.	79
Figure 4. 4: Variations de rayonnement solaire et la température ambiante (au 01/12/2018)	84
Figure 4. 5 : Variations de la vitesse de l'air dans le canal (données expérimentales) au 01/12/2018	84
Figure 4. 6 Variations de température : (a) pour la température de surface supérieure du panneau solaire, (b) pour la surface arrière du panneau solaire	86
Figure 4. 7 : Variations de la température de la plaque absorbante	87
Figure 4. 8 : Comparaison entre les valeurs numériques et expérimentales de la température de l'air à la sortie et l'entrée du capteur.....	88
Figure 4. 9: Variation de courant pour court-circuit et tension de circuit ouvert	89
Figure 4. 10 : Variation du courant et de la tension de la charge au point de puissance maximale.....	90
Figure 4. 11 Comparaison entre le rendement électrique des systèmes PV et PV/T.	90
Figure 4. 12 : Valeurs simulées et expérimentales de rendement thermique	91
Figure 4. 13 : le rendement globale du système PV / T.	92
Figure 4. 14 : le rendement exergetique du système PV / T.....	92
Figure 4. 15 : Comparaison entre les puissances électriques de PV et de PV/T.....	93
Figure 4. 16 : Variation de puissance thermique du système PV/T	94
Figure 4. 17 : Variations de l'exergie thermique	95
Figure 4. 18 : Moyenne quotidienne des rendements thermique, électrique et énergétique global.	95
Figure 4. 19 : Prévision de la production quotidienne d'énergie électrique, thermique et totale	96
Figure 4. 20 : Variation du rendement globale avec différentes longueurs de canal du système PV /T	97
Figure 4. 21 : Variation du rendement globale avec différentes profondeurs de canal du système PVT.	98

Chapitre5 : Applications du système PVT au chauffage d'une résidence

Figure 5. 1: Schéma de la résidence.....	101
Figure 5. 2: Structure	
Figure 5. 1: Schéma de la résidence.....	101
Figure 5. 2 : Structure du mur extérieur	101
Figure 5. 3 : Vue latérale d'une maison partiellement couverte par les systèmes BIPVT.	102
Figure 5. 4 : Connexion en série des rangées de système BIPVT	102
Figure 5. 5 : Variation des rayonnements solaire et température ambiante (au 12/02/2019)	107

Figure 5. 6 (a) : Evolution des températures du confort, moyenne de la chambre avec PV/T et sans PV/T. (b) : Evolution des températures moyennes T_{airout} , T_c , et T_{bs} .	108
Figure 5. 7 : (a) Variation horaire du rendement des cellules solaires et du rendement thermique, (b) Variation horaire du rendement thermique globale.	109
Figure 5. 8 : Variation horaire de production d'énergie (électrique, chaleur utile) et besoin thermique.	110
Figure 5. 9: Prévisions de la production quotidienne des énergies (électrique, thermique et exergie) et besoin thermique.	110
du mur extérieur.	101
Figure 5. 3; connectées en série des rangées de système BIPVT	102
Figure 5. 4: Vue latérale d'une maison partiellement couverte par les systèmes BIPVT.	102
Figure 5. 5: Variation des rayonnements solaire et température ambiante (au 12/02/2019)	107
Figure 5.6: Evolution des températures du confort, moyenne de la chambre avec PV/T et sans PV/T. (b) : Evolution des températures moyennes T_{airout} , T_c , et T_{bs} .	109
Figure 5. 7: (a) Variation horaire du rendement des cellules solaires et du rendement thermique, (b) Variation horaire du rendement thermique globale.	109
Figure 5. 8: Variation horaire de production d'énergie (électrique, chaleur utile) et besoin thermique.	110
Figure 5. 9: Prévisions de la production quotidienne des énergies (électrique, thermique et exergie) et besoin thermique.	111

Liste des tableaux

Tableau 1. 1: Indicateurs économiques pour la période 2013-2018 [22].	8
Tableau 1. 2 :Transformation d'énergie [28].	11
Tableau 1. 3: Production d'énergie dérivée par ktep [28].	12
Tableau 1. 4 : Potentiel d'énergie solaire dans les différentes régions de l'Alegria [30].	14
Tableau 1. 5 : Hydroélectrique installée en Algérie [35].	18
Tableau 1. 6 : Programme national de développement des énergies renouvelables sur 2015-2030 [34].	20
Tableau 1. 7: Résumé des émissions de CO ₂ à réduire [37].	21
Tableau 1. 8 Évolution de l'énergie électrique produite (renouvelable et conventionnelle) «1980-2018» [26]	22
Tableau 1. 9 : La puissance installée et l'énergie produite de la date de mise en service jusqu' à juin 2017 [38]	23
Tableau 1. 10 : Parc éolien (10.2 MW)	25
Tableau 2. 1 : Différents types et caractéristiques des cellules photovoltaïques	34
Tableau 4. 1: Les valeurs des paramètres du système PV / T.	81
Tableau 4. 2: Comparaison de l'erreur absolue moyenne du mode PV / T	98
Tableau 4. 1: Les valeurs des paramètres du système PV / T.	81
Tableau 4. 2: Comparaison de l'erreur absolue moyenne du mode PV / T	98
Tableau 5. 1: Les paramètres de conception de la résidence	102

Introduction Générale

Introduction général

L'énergie est essentielle à l'existence de l'humanité. Cette ressource a façonné le développement des populations au cours de l'histoire. Avec une augmentation attendue du nombre d'habitants et de logements qui sont les principaux facteurs prédominants de la consommation dans le secteur ménager. La plus grande partie de l'énergie consommée actuellement provient de l'utilisation des combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Les études futures indiquent que l'utilisation excessive de ces ressources provoque l'épuisement total de ces réserves. Ce problème d'offre et de demande peut être encore plus dangereux. Ainsi, une plus grande attention est accordée aux énergies renouvelables pour réduire la demande d'énergie de ressources fossiles. Avec cette croissance, le monde peut atteindre la limite de réserves attendues (Gtep) à l'horizon 2050 [1]. La réduction de la consommation d'énergie dans les bâtiments est l'une des enjeux majeurs de ce 21^{ème} siècle. Concernant l'Algérie, le secteur résidentiel représente à lui seul 40% de la consommation totale d'électricité [2].

Les sources d'énergie renouvelables sont une option adéquate à la protection de l'environnement, ainsi elles sont économiquement viables avec la production d'énergie conventionnelle où de bonnes ressources éoliennes et solaires sont disponibles. Le soleil est une source d'énergie inépuisable sous deux formes photovoltaïque et thermique. Le système photovoltaïque transforme la lumière directement en électricité à l'aide des cellules solaires. L'énergie solaire dans sa deuxième forme peut être convertie en chaleur par le collecteur solaire thermique

L'énergie solaire est exploitée par des récepteurs photovoltaïques – thermiques (PV/T), pour la production simultanée d'électricité et de chaleur. Ces dispositifs sont utilisés dans les systèmes thermiques et électriques appelés des collecteurs hybrides (thermique/électriques). La chaleur dégagée par les panneaux photovoltaïques est récupérée par l'utilisation des fluides caloporteurs (Air, eau).

Dans la région d'Ouargla (Algérie), les champs photovoltaïques sont exposés à un climat chaud enregistrant des températures très élevées. Ce forte niveau de température provoque la chute du rendement des cellules PV ce qui nécessite l'intégration d'un

Introduction Générale

système de refroidissement des cellules. Ainsi, pendant la période froide, la chaleur dégagée peut être récupérée pour le chauffage du bâtiment. Par conséquent, ce type de capteur est destiné à de nombreuses applications photovoltaïques/thermiques, qui utilisent un fluide caloporteur pour absorber l'énergie solaire thermique [3]. A. Youcef et J.Y. Desmons [4] ont examiné un système solaire équipé d'une plaque absorbante pour obtenir l'échange thermique par convection et attendre une extraction maximale d'énergie. Liu et al. [5] ont obtenu une amélioration du transfert de chaleur dans un capteur solaire PV/T à air grâce à la convection naturel à travers des surfaces allongées de la plaque absorbeur. En 2020, dans le climat chaud de la ville de Ghardaïa (Algérie), un prototype expérimental d'un PV/T à eau est examiné. Les rendements électriques et thermiques obtenues atteignent 7 % et 61 %, respectivement [6]. Bien que l'eau ait une capacité calorifique plus élevée, elle a des utilisations restreintes et un coût de maintenance élevé du circuit d'eau ouvert. En se basant sur l'analyse précédent, de nombreux résultats sont trouvés en fonction de différents paramètres, principalement les conditions climatiques et la conception de l'échangeur. Mais, notre conception du système PV/T utilisant le chauffage d'air qui est le premier type expérimenté dans le climat désertique du sud de l'Algérie. Il se compose d'une conception simple utilisant la convection naturelle qui peut fournir de l'énergie à des bâtiments individuels ou à des appareils de séchage. L'intégration d'une plaque absorbante en aluminium à l'intérieur de l'extension en verre renforce la récupération d'énergie thermique. Le placement de la plaque absorbante, en particulier dans cette zone sensible, est considéré comme une nouvelle contribution à l'amélioration de la production d'énergie du système PV/T. La simulation numérique des équations régissant est effectuée pour calculer les performances du système qui sont basées sur la conservation de l'énergie pour chaque partie, y compris le panneau photovoltaïque. En fait, l'évaluation de la performance du module photovoltaïque (PV) refroidi par un conduit d'air peut être obtenue par la réalisation d'une série de variation des paramètres opératoires, ainsi, des modifications sur la conception du collecteur.

Cette thèse est structurée en cinq chapitres.

Dans premier chapitre, on présente le contexte énergétique mondial et Algérien, en termes de ressources, de production, de consommation, quelques projets énergétiques, et les missions polluantes.

Introduction Générale

Le deuxième chapitre décrit les différentes études entamées sur les collecteurs électriques et thermiques, ainsi, un bref historique sur les cellules photovoltaïques.

Le troisième chapitre montre la conception de prototype de collecteur hybride photovoltaïque /thermique. Ensuite, les travaux expérimentaux réalisés sur les mesures des grandeurs physiques tels que les températures, l'intensité de rayonnement solaire, courant et tension électrique, vitesse de l'air au site de l'université Kasdi Merbeh Ouargla, Laboratoire de Valorisation et de Promotion des Ressources Sahariennes (VPRS)

Le quatrième chapitre est consacré aux études de simulation numérique réalisée par un programme Matlab pour examiner les courbes de températures, l'intensité de rayonnement solaire, courant et tension électrique et vitesse de l'air.

Le cinquième chapitre traite l'intégration de système (PV/T) dans une maison individuelle située à la région d'Ouargla, ainsi, le calcul de la production énergétique (électrique et thermique) et le besoin thermique de l'habitat.

Chapitre 1

Contexte énergétique Mondial et Algérien

1.1 Introduction

L'énergie est un facteur très important pour le développement socio-économique, le développement durable et l'amélioration de la qualité de vie de l'être humain [7, 8]. La croissance de la population mondiale et des activités économiques conduisent à une augmentation de la demande d'énergie dans les décennies à venir. Le réchauffement climatique et la pollution de l'environnement sont exclusivement le résultat de l'utilisation des ressources énergétiques conventionnelles, c'est-à-dire des combustibles fossiles tels que ; le pétrole, le gaz naturel et le charbon qui sont les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre [9]. Sur la base des défis précédents, la communauté scientifique a signalé que les ressources d'énergie renouvelable, qui sont respectueuses de l'environnement et disponibles dans le monde entier, sont la solution la plus fiable pour répondre aux préoccupations du monde en matière de consommation d'énergie et de changement climatique. Ainsi, plusieurs pays dans le monde depuis la dernière décennie investissent et obtiennent d'énormes budgets pour le développement de produits, la recherche et l'exploitation des énergies renouvelables [10] Une demande croissante d'énergie est constatée plus particulièrement dans le secteur résidentiel [7], Ainsi, un épuisement est attendu des puits de gaz naturel et de pétrole brut dans de proche avenir.

La production d'énergie en Algérie se caractérise essentiellement par une dépendance excessive aux hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), qui constitue 93.6% de ses exportations. Environ 90% de l'électricité en Algérie est principalement produite à partir des centrales au gaz naturel [11]. La diversification de l'économie nationale et la création de nouvelles dynamiques socio-économiques autour des énergies renouvelables deviennent des ambitions essentielles pour le Gouvernement algérien. Cela est principalement dû au fait que l'Algérie possède un énorme potentiel de ressources énergétiques renouvelables comme ; l'énergie solaire, l'éolienne, l'hydraulique, la biomasse et la géothermie [12]. L'utilisation de ce potentiel pourraient facilement répondre à la demande nationale croissante d'énergie, ainsi qu'il présent une source fiable d'exportation d'énergie. L'Algérie ouvre la voie à l'énergie verte en lançant un programme ambitieux de promotion de l'utilisation des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique [13]. D'ici 2030, ce programme vise une capacité totale de production d'électricité de 22000 MW à partir de sources d'énergie

renouvelables. Cela comprend 12000 MW pour les utilisateurs finaux locaux et 10000 MW pour l'exportation [14].

1.2 Consommation mondiale d'énergie primaire par continent

La demande mondiale d'énergie est liée à la croissance démographique et le développement économique. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'augmentation de la demande d'énergie sera de 50% au cours de la période 2018-2050 [15].

La demande mondiale d'énergie primaire finale est de 14.0 Gtep en 2017. C'est 2.1 fois par rapport au 1977 (6.8 Gtep), soit une croissance de consommation annuelle moyenne de 1.9%.

La consommation d'énergie varie dans différentes régions des pays du monde pendant plusieurs années, et il ressort de la figure 1.1 que la croissance de la consommation d'énergie en Europe et en Amérique est presque stable entre 1977 et 2017.

En Afrique et en Asie, il y a une augmentation continue de la consommation d'énergie, et la croissance moyenne pour chaque année dans ces deux continents est de (3.1% et 7.3%), respectivement. Comme cette croissance est forte en Afrique, et de son tour est élevé en Amérique latine (+ 2.5% par an). Ces deux régions contribuent toutefois de manière modeste à la consommation primaire mondiale, à hauteur de 6 % chacune.

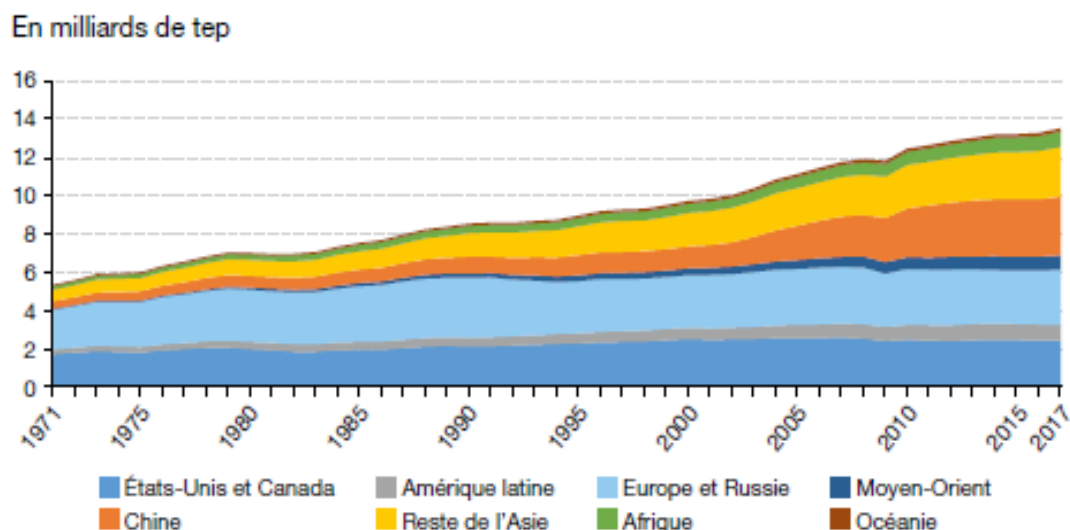


Figure 1.1: Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire par zone géographique [16]

Les combustibles fossiles dominent largement le mix énergétique primaire globalement en 2016 (81%), même si leur part a légèrement diminué depuis 1976 (- 4 points). Pendant toute cette période, les produits pétroliers (33% en 2016), puis le charbon et le gaz naturel (27% et 22%). Pendant 40 ans, les parts des gaz naturel et le charbon ont augmenté respectivement de 3 points et 6 points, alors les produits pétroliers ont dégradé de 13 points [16].

La part de consommation d'énergie de biomasse et des déchets agricoles est stable qui est estimé de 10%. En 2017, la contribution de la demande mondiale dès l'hydroélectricité et du nucléaire, et des autres énergies sont : 2.5 %, 4.9%, 1.8% respectivement. La contribution de l'énergie nucléaire a doublé (de 2.4% à 4.9%) pendant 40 ans. Dans cette période la part des autres énergies (solaire, éolienne et géothermique) est augmentée de 0.1% à 1.8% [16].

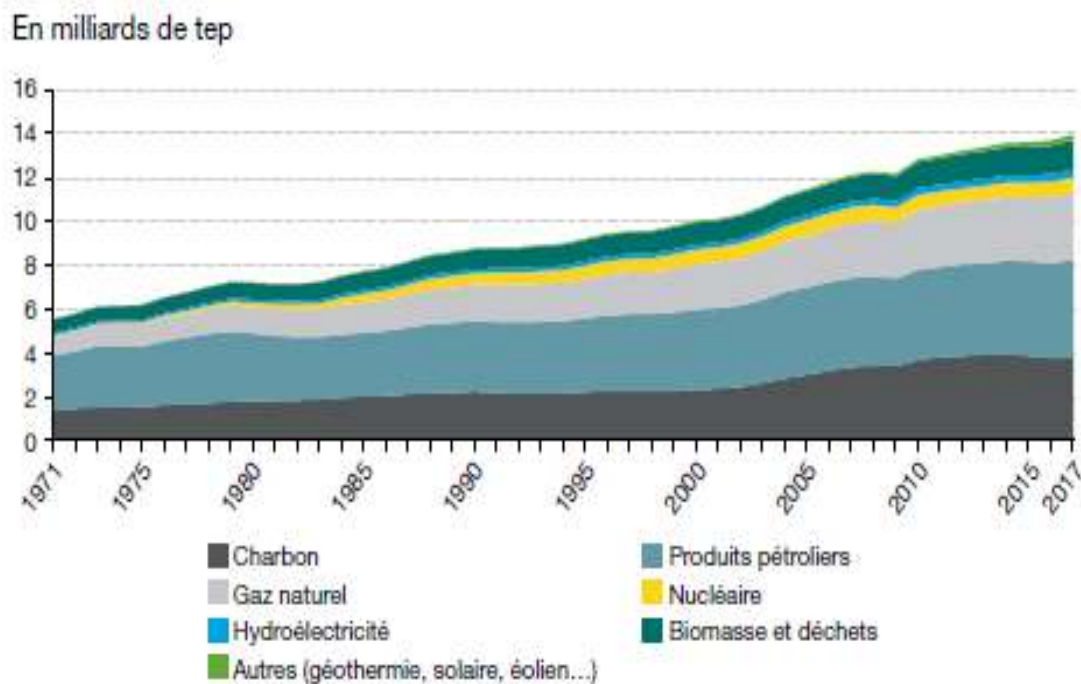


Figure 1.2: Evolution de la consommation mondiale d'énergie primaire par source [16]

1.3 Consommation finale d'énergie par continent

En 2017, la consommation finale mondiale atteint 41% des produits pétroliers, soit une réduction de 7% par rapport à 1977. Pendant une période de 40 ans, les parts de la biomasse et du charbon se sont aussi reculés, passant respectivement de 13% à 11% et de 13% à 10%. Ces chutes sont faites au profit de gaz naturel qui passe sur la

même période de 14% à 15%. Dans une plus grande mesure, l'électricité passe de 10% à 19% [17].

En 2017, les énergies fossiles occupent presque les deux tiers de la demande finale sur tous les continents, sauf l'Afrique, où la biomasse a le meilleur pourcentage (52%). Le pétrole est le premier combustible fossile dans le monde entier. Le gaz naturel est largement utilisé en Europe et en Amérique (25%, 20%) respectivement, tandis que l'Asie dépend davantage du charbon (20%). En 2017, la même consommation finale dans la part de l'électricité dans toutes les zones (presque 20%), sauf l'Afrique (9%) [17].

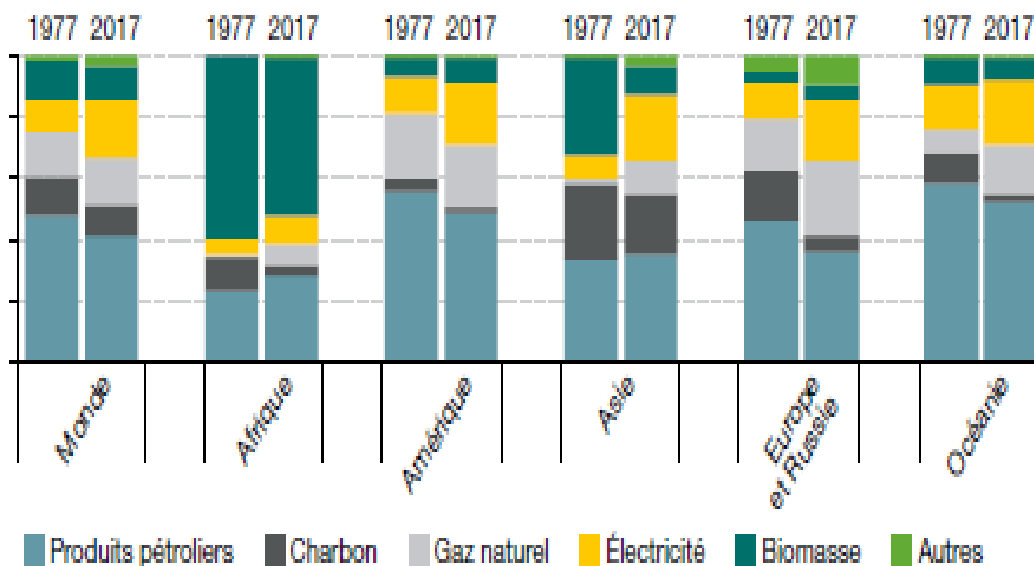


Figure 1. 3 : Comparaison de chaque source dans la demande d'énergie selon continent entre 1976 et 2017 [17].

1.4 Contexte énergétique en Algérie

En Algérie, le secteur de l'énergie joue un rôle très important dans l'aspect économique du pays : sa fonction est d'assurer la couverture des besoins énergétiques local à long terme et le financement de l'économie nationale. Cela dépend aux recettes des exportations des combustibles fossiles. Cette source énergétique sous forme renouvelable est très nécessaire, mais, à cause de la difficulté du relief et la dureté de climat du pays, cette source n'est pas encore bien exploitée.

Selon les dernières estimations présentées par le BP 2018 [18], en 2017, la consommation d'énergie intérieure de l'Algérie était d'environ 2.11 quadrillions d'unités thermiques britanniques. L'Algérie utilise principalement du pétrole ou des

produits pétroliers et du gaz naturel pour répondre à la demande locale. Seule une petite fraction de la consommation locale provient du charbon, de l'hydroélectricité et des énergies renouvelables. Mais, l'Algérie n'a pas aucune capacité nucléaire.

En matière de couverture de ses besoins en énergie, l'Algérie présente une indépendance vis-à-vis de l'extérieur. En effet, selon le bilan énergétique national du ministère de l'Énergie (2018), la production d'énergie primaire a atteint 165.2 Millions de Tonne équivalent pétrole (Tep), tandis que les importations sont de l'ordre de 1.5 Mtep. Sur l'ensemble de l'énergie disponible, la consommation nationale représente plus d'un tiers (39.3%), soit 65.0 Mtep. Le reste de l'énergie produite, soit 60% représentant 100.8 M Tep, est destiné à l'exportation.

1.5 Indicateurs économiques et émissions de CO₂

Avant d'aborder le profil énergétique de l'Algérie, il convient de souligner l'aspect économique et les émissions de CO₂. Selon l'indice de Ibrahim de la gouvernance africaine (IIAG) [19], l'Algérie est classé (en 2017) le quatrième pays en produit intérieur brut (PIB) égal à 170000 millions de dollars après le Nigeria (375771 millions de dollars), l'Afrique du Sud (349419 millions de dollars) et l'Égypte (238.369 millions de dollars). De plus, l'Algérie est considérée comme un pays à revenu intermédiaire de la tranche supérieure [20]. Cependant, il reste en proie à une faiblesse budgétaire en raison de la forte dépendance aux revenus des hydrocarbures et du manque de réformes économiques [21]. Le tableau 1.1 présente quelques indicateurs économiques pour la période 2013-2018 [22]

Tableau 1. 1: Indicateurs économiques pour la période 2013-2018 [22]

Indicateurs	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Population (Million)	38.3	39.1	39.9	40.6	41.5	42
PIB par habitant(USD)	5378	5355	4063	3867	4104	3595
croissance PIB (%)	2.8	3.8	3.7	3.3	1.7	1.5

L'Algérie est considérée comme l'un des plus grands émetteurs de CO₂ parmi les pays africains, elle se classe troisième après l'Afrique du Sud et l'Égypte selon [23]

en raison de la croissance économique (augmentation de l'utilisation de l'énergie et de la consommation d'électricité) [24]. La figure 1. 4 présentes l'évolution des émissions de CO₂ en Algérie pour la période 2007-2018 [23].

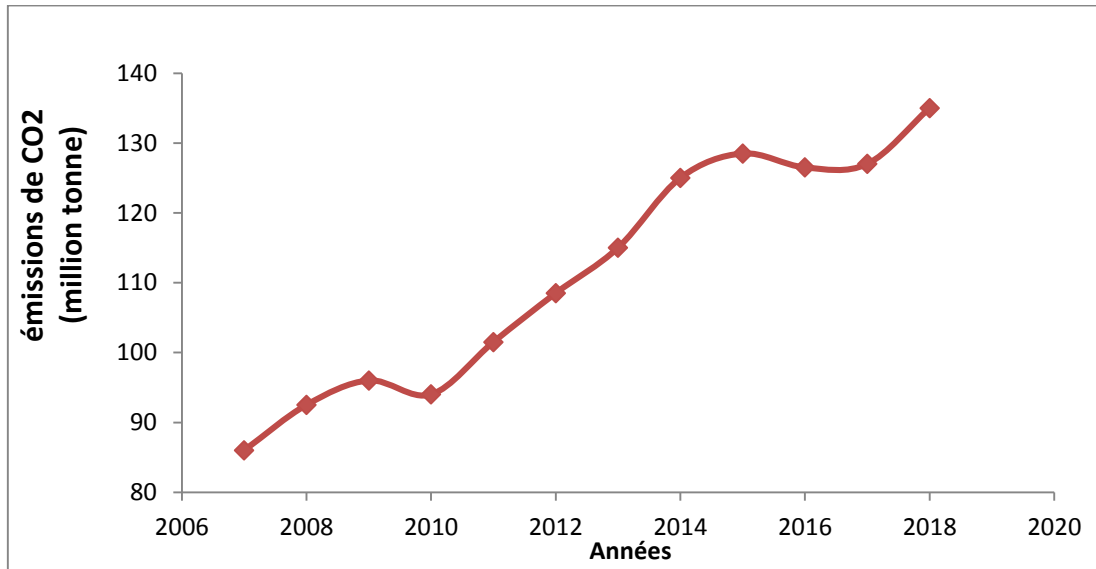


Figure 1.4: Évolution des émissions de CO₂ en Algérie [23].

L'Algérie possède un potentiel important et diversifié de ressources énergétiques conventionnelles comme le pétrole ou le gaz naturel, ou renouvelables comme le solaire et l'éolien. Cependant, les hydrocarbures occupent toujours une place importante dans l'économie nationale puisque l'Algérie est considérée parmi les 3 premiers producteurs de pétrole en Afrique [25]. Un tour d'horizon du statut énergétique en Algérie de 2009 à 2018 concernant la production d'énergie primaire, les échanges d'énergie et la consommation d'énergie est mis en évidence afin de montrer que le pays est fortement dépendant de la production et de la commercialisation des énergies fossiles.

1.6 Production d'énergie primaire en Algérie

La production commerciale d'énergie primaire a enregistré une stabilité dans tous les produits jusqu'en 2016, où une augmentation notable de la production de gaz naturel s'est produite pour atteindre 92106 ktep en 2018, comme le montre la figure 1.5 [26] Ainsi, l'augmentation de la production de gaz naturel a partiellement compensé la baisse de la production de liquides (pétrole et GPL) due notamment à l'application de l'accord de réduction de la production d'OPEP.

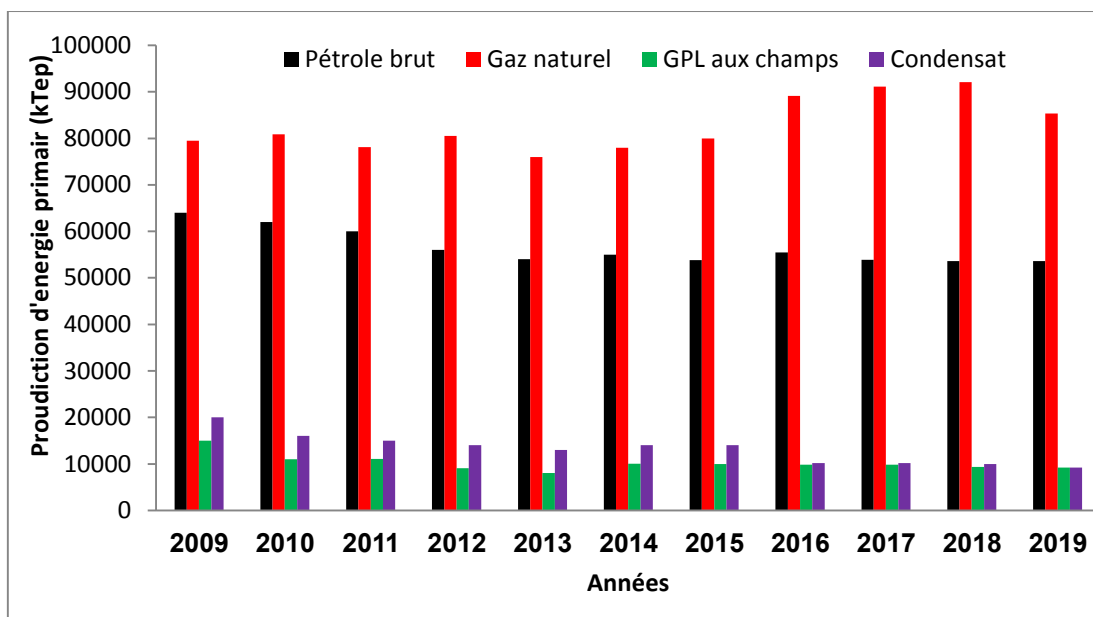


Figure 1.5: Évolution de la production d'énergie primaire «2009-2018» [26].

1.7 Transformation d'énergie

Les quantités d'énergie primaire transformées en 2019 ont légèrement augmenté (+1.2%) par rapport à l'année précédente, à 67.2 M Tep : [27]. Les résultats de l'opération de transformation sont donnés ci-dessous

1.7.1.1 Production d'électricité :

Accroissement de 2.2% des prélèvements de gaz naturel pour les besoins des centrales électriques (Sonelgaz et auto-producteurs) à 18.3 Mtep, avec une amélioration de la consommation spécifique moyenne des centrales électriques (SPE, IPP et SKTM) de 0.2 point en 2019, passant de 2.48 Th/kWh en 2018 à 2.33 Th/kWh en 2019 [28].

1.7.1.2 Liquéfaction

Une augmentation significative (+22%) de la quantité de gaz naturel traitée dans les unités de liquéfaction à 17.2 milliards de m³ en 2019, est due à une demande croissante des ventes aux clients de Sonatrach [27].

1.7.1.3 Raffinage :

Une diminution (-7.3%) des quantités de pétrole brut et de condensat traités au niveau de la raffinerie de 31.9 Mtep, à partir du brut de pétrole (-5.1%) et du condensat (-20.2) traités au niveau de la raffinerie de Skikda (RA2K). La baisse du traitement du pétrole est principalement due à la suspension des transactions de raffinage du pétrole

à l'étranger après le second semestre 2019, qui passe de 4.6 millions de tonnes en 2018 à 2.1 millions de tonnes en 2019. Le tableau suivant détaille, par produit, les quantités d'énergie transformées [28].

Tableau 1. 2 :Transformation d'énergie [28].

Produit (ktep)	2018	2019	Evolution	
			Quantité	(%)
Gaz naturel dont :	31260	34575		
GNL	13317	16242	3315	10.6
Centrales électriques	17943	17188		
Pétrole brut	29225	27746	-1479	-5.1
Condensat	5178	4132	-1046	20.2
Produits pétroliers	511	537	26	5.1
Autres	282	233		
Cokes sidérurgique	394	316	-49	17.2
Charbon	8	18		
Total	6645	67222	767	1.2

1.7.1.4 Energie dérivée

L'énergie dérivée fait référence aux formes d'énergie les plus pratiques qui sont transformées à partir d'autres sources d'énergie primaires par des processus de conversion d'énergie. Par exemple, l'électricité, qui est transformée à partir de sources primaires telles que : le charbon, le pétrole brut, le gaz naturel, le vent, le soleil, l'eau courante, l'énergie nucléaire, etc., mais aussi les combustibles raffinés tels que l'essence ou les carburants synthétiques tels que l'hydrogène comme combustibles.

En 2019, la production totale d'énergie dérivée atteint 66.1Mtep avec une augmentation de 2.2% par rapport au 2018, en particulier, on note +2.1% de l'électricité de source thermique et la production du gaz naturel liquéfié (GNL) 21.9%, comme est cité sur le tableau [28]. En revanche, la production de produits pétroliers a dégradé de (-5.7%) par rapport 2018, pour s'établir à 29114 ktep, portée par une diminution (-7.3%) de la charge traitiède pétrole brut au niveau de la raffinerie après la suspension des opérations de traitement du pétrole à l'étranger. Les produits pétroliers durer de dominer la constitution de production d'énergie dérivée, environ à 44%, comme c'est montré sur la figure1.6 [28].

Tableau 1. 3: Production d'énergie dérivée par ktep [28].

Produit	2018	2019	Evolution	
			Quantité	%
Produits pétroliers	30865	29114	-1751	-5.7
Electricité de source thermique	18 171	18555	384	2.1
GNL	13021	15877	2856	21.9
GPL	1244	1335	91	7.3
Autres (GHF, Charbon de bois)	1380	1207	-174	-12.6
Total	64681	66088	1406	2.2

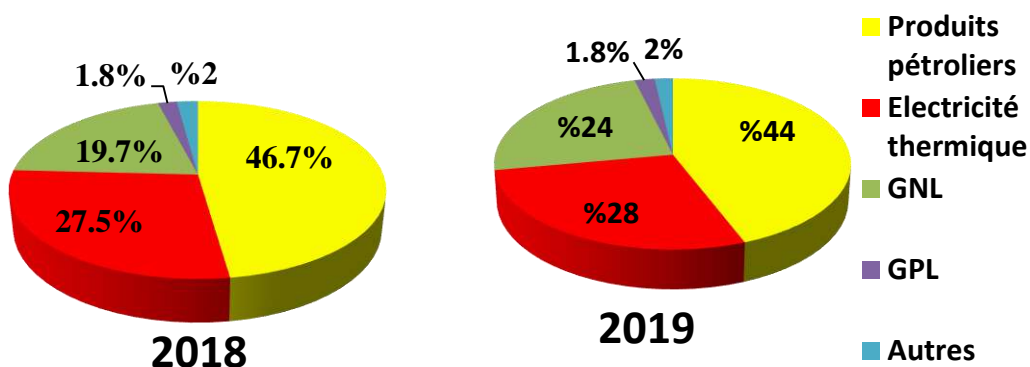


Figure 1.6: Structure de la production d'énergie dérivée [28].

1.7.2 Échanges d'énergie

En 2019, le volume global des exportations d'énergie primaire a atteint 61.7 Mtep avec une baisse globale des exportations de tous les produits à l'exception du gaz naturel où une augmentation est remarquée au cours des dernières années de 2016 à 2018 [26]. L'augmentation des exportations de gaz naturel est principalement associée à une baisse notable des prix du pétrole brut (voir figure 1.7).

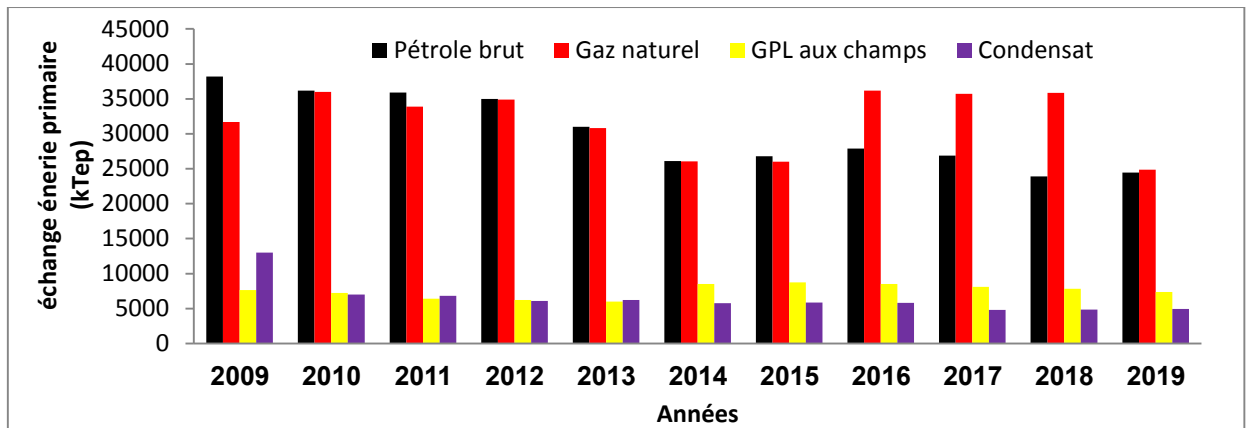


Figure1.7: Évolution des échanges d'énergie primaire «2009-2019» [26]

Les énergies renouvelables tels que le vent, le soleil, l'eau, la chaleur de la terre, la biomasse. A contrairement aux énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des ressources durables. L'Algérie est un pays très ample d'un climat diversifié, elle est caractérisée par à deux grandes zones géographiques, le Nord méditerranéen et le Sud saharien, peut devenir un bon concurrent dans cette course aux énergies renouvelables. En effet, concernant l'énergie solaire, l'Algérie possédé un potentiel d'environ 3000 heures en moyenne d'ensoleillement [29].

1.8 Consommation énergétique finale en Algérie par secteur :

La consommation finale s'élève à 50.4 Mtep et se répartit par sous-secteur comme suit : [27]

- **Transports :**

La consommation nationale énergétique pour les usages de transport s'élève à 15405 ktep en 2019) elle représente 30.6% du total. À l'instar des autres pays, le transport en Algérie est un secteur qui utilise principalement les énergies fossiles (Gasoil 61%, essence 27%, GPL 7% et électricité 1.8%).

- **Résidentiel**

En 2019, le secteur ménages et autres a atteint 22414 ktep, elle représente 46.7% de la consommation d'énergie finale en Algérie, cette consommation est très grand pour les raisons : l'augmentation des nombres du parc logements et croissance démographique, Aussi l'augmentation des taux d'utilisation des équipements dans les logements comme des appareils électroménagers. Par rapport à d'autres pays avec un niveau de développement similaire, la consommation de l'Algérie est élevée (1.3 tep

par habitant). La consommation électrique du secteur résidentiel a atteint 6101 ktep. Elle représente 34% de la consommation totale d'électricité. Il a atteint 18140 ktep en produits gazeux soit 66% de la consommation totale des produits gazeux, Il représente, de ce fait, le premier grand secteur consommateur d'énergie au niveau national [27].

- **Industrie**

La question de la consommation d'énergie prend de plus en plus d'importance dans toutes les branches industrielles non seulement à cause de l'impact immédiat sur les coûts de production mais aussi en raison des conséquences induites sur l'environnement qui sont considérables. La consommation du secteur "Industries et BTP, dont " à 11.4 M tep, qui se présente par les sous-secteurs de l'ISMME (15.8%), des matériaux de construction (+42.78%), dont (9.18%), BTP (7.8%), et des autres industries (19.16%)

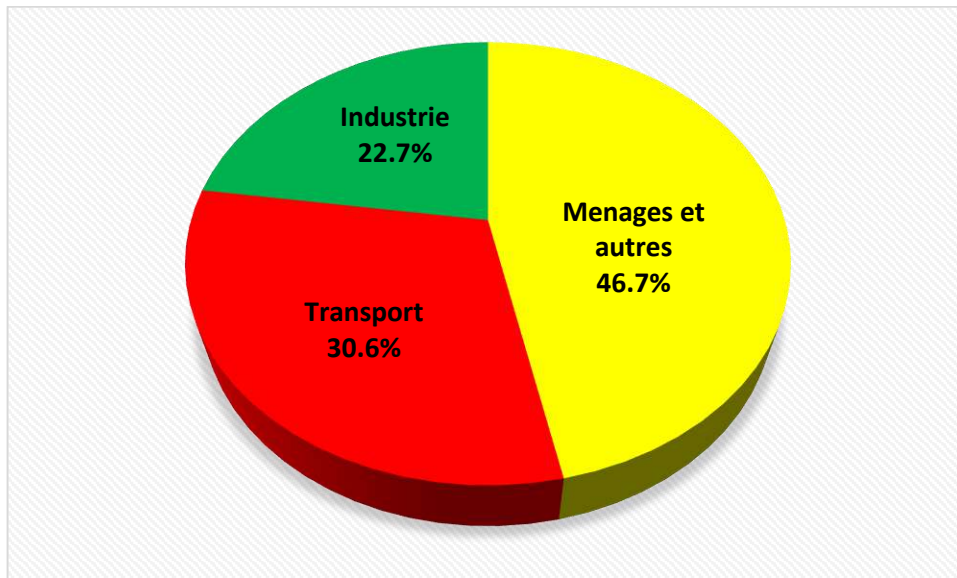


Figure 1.12 : Structure de la consommation finale par secteur d'activité [27]

1.9 Ressources énergies renouvelables

1.9.1 Ressources solaires

L'Algérie dispose d'une grande ressource d'énergie solaire dans le monde, soit 13.9 TWh /an pour le solaire photovoltaïque, 169.000 TWh /an pour le solaire thermique. La distribution du potentiel solaire par zone climatique est représentée sur le tableau 1.4.

Tableau 1. 4 : Potentiel d'énergie solaire dans les différentes régions de l'Alegria [30].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heure/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

La durée annuelle moyenne d'ensoleillement sur le territoire algérien dépasse 2000 heures, pour atteindre 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara, qui représente 86% du territoire algérien. L'énergie reçue moyenne chaque jour sur une surface horizontale de 1 m² est approximée à 5 kWh, soit près de 2263 kWh/m²/an au sud et 1700 kWh/m²/an au Nord du pays [30].

1.9.2 Ressources éoliennes

La potentielle d'énergie éolienne en Algérie varie beaucoup d'une région à une autre suivant les conditions climatiques et topographique. La figure 1.8 montre que la zone Nord est caractérisée par des vitesses du vent plus faible que le Sud, surtout dans le Sud-ouest, avec des vitesses dépassent la valeur de 6 m/s dans la zone d'Adrar, mais en régions coutiers ces vitesses ne dépassent pas la valeur de 3m/s. En général, ces valeurs de vitesse du vent motivent le pays à investir dans cette ressource. La contribution de l'énergie éolienne dans le bilan énergétique algérien n'est pas élevée. À l'heure actuelle, la ressource est exploitée à bon escient dans des sites isolés et les principales applications sont le pompage de l'eau, en particulier dans les hauts plateaux [31].

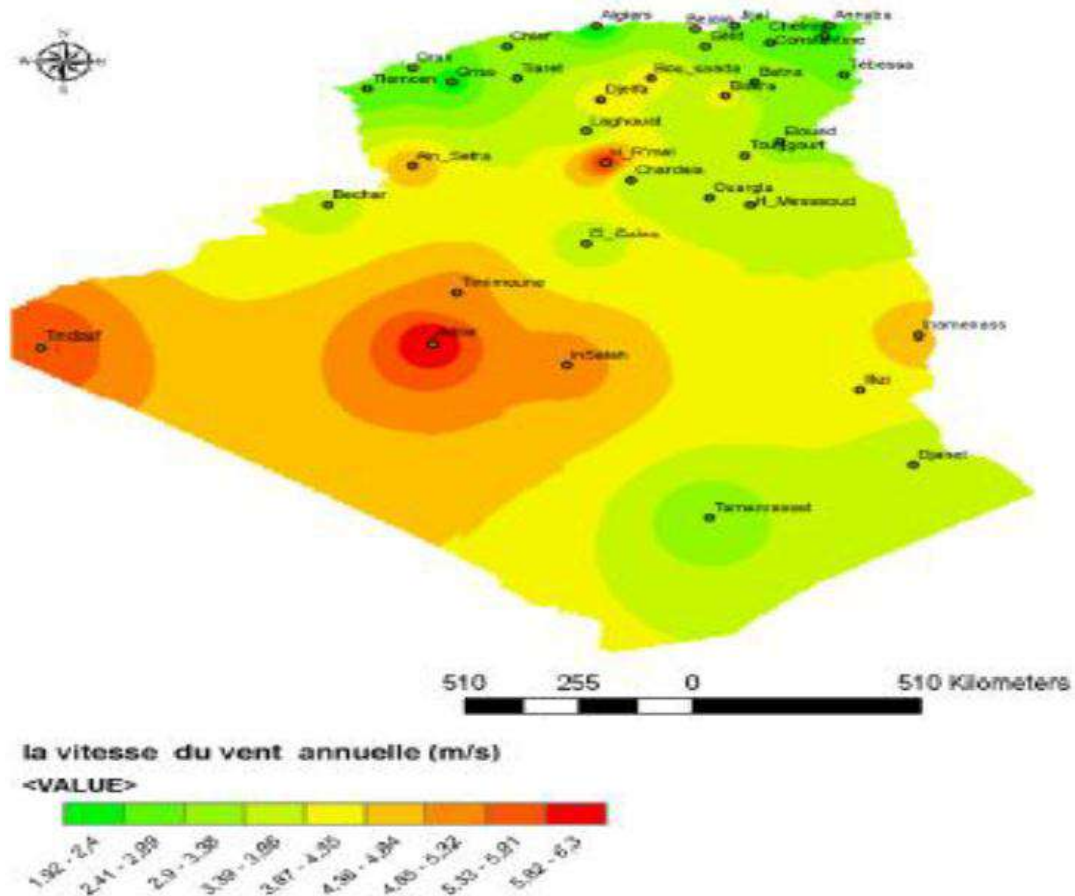


Figure 1.8 : Potentiel éolien en Algérie [32]

1.9.3 Ressources géothermiques

Au nord de l'Algérie, il existe un potentiel géothermique important qui compte de 200 sources d'eau chaude qui sont déjà étudiées. Environ un tiers (33%) d'entre eux ont des températures supérieures à 45 °C et un débit de plus de 2 m³/s à la sortie du réservoir. Au sud se trouve un vaste réservoir géothermique s'étendant sur plusieurs milliers de km². Ce réservoir est communément appelé «nappe albienne» et a une température moyenne de 57°C [32]. Le potentiel total de la ressource géothermique en termes de production d'électricité est estimé à 700 MW. Ces ressources actuelles ne sont utilisées que pour le chauffage des locaux, comme c'est le cas à Ghardaia et Touggourt, Hammam Maskhotine [32]. La figure 1.9 présente le gradient géothermique dans le territoire national.

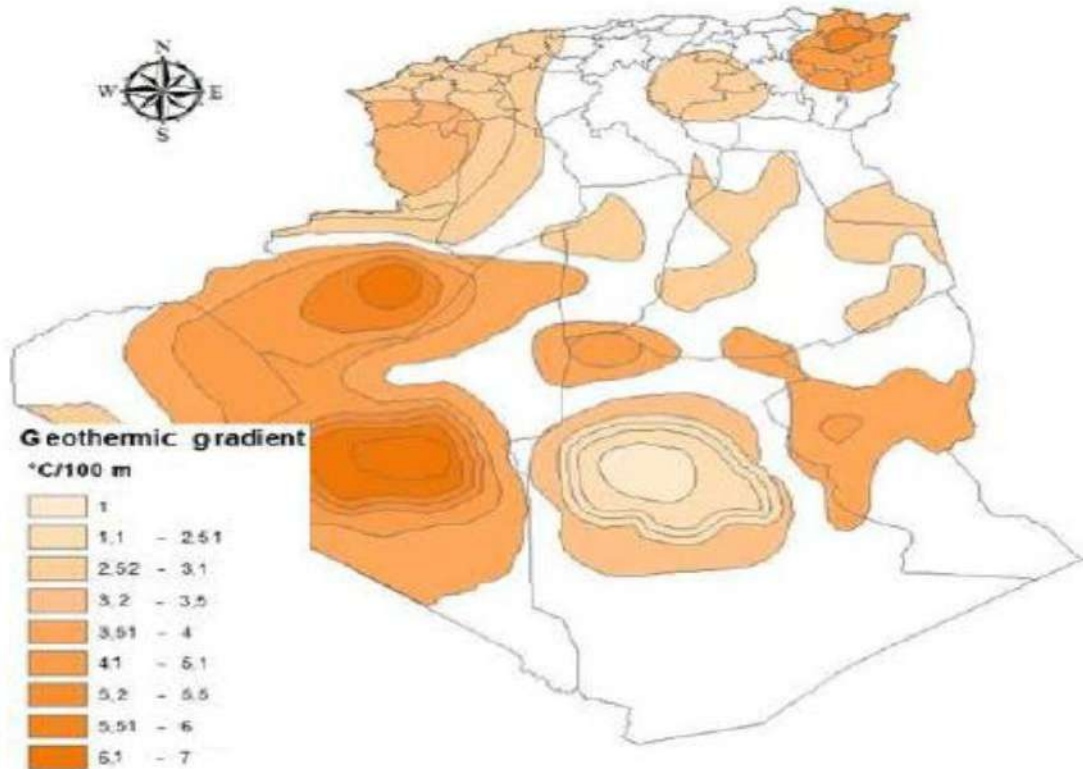


Figure 1.9: Carte des ressources géothermiques [33].

1.9.4 Ressource en biomasse

La biomasse est potentiellement très prometteuse avec un taux de 3,7 MTOE provenant des forêts et de 1,33 MTOE par an à travers les déchets agricoles et urbains. Selon l'étude présentée dans la référence [34], un potentiel de plus de 1700 GWh peut être atteint grâce à la valorisation des déchets.

1.9.5 Ressource L'hydroélectricité

La quantité globale de précipitations qui pleut sur le territoire algérien est importante et estimée à 65 milliards de m³, mais elle présente un faible bénéfice pour le pays pour la production d'énergie hydroélectrique en raison du manque d'exploitation de tous les sites existants (103 sites de barrages) [35]. La puissance totale installée est estimée à 270 MW, comme indiqué dans le tableau 1. 5.

Tableau 1. 5 : Hydroélectrique installée en Algérie [35].

Centrale hydroélectrique	Capacité installée (MW)
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk El Djemaa	8.085
Tizi Meden	4.458
Ighzernchebel	2.712
Oued Fodda	15.600
Ghrib	7.00
Gouriet	6.425
Tessala	4.228
Bouhanifia	5.700
Beni Behde	3.500
Total	269.208

1.10 Réserve d'énergie

Un bref aperçu de l'évolution historique de la capacité installée et de la production d'énergie est donné ci-dessous:

1.10.1 Capacité installée

La Société nationale de production d'électricité (Sonelgaz) et ses filiales ont fait de gros efforts pour augmenter la capacité de production nationale globale, qui a connu ces dernières années un grand développement de la capacité de production électrique installée. Il est passé de 7492 MW en 2005 à 20 963 MW en 2018 [36]. La figure 1.10 montre l'énergie électrique installée pour la période 1980-2018.

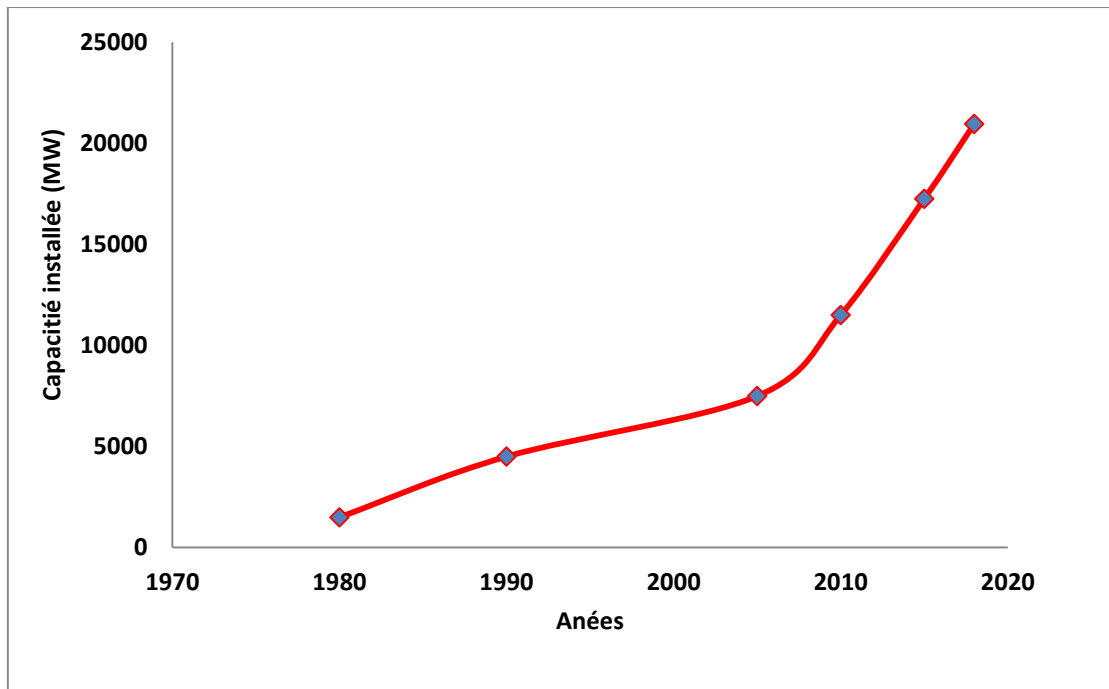


Figure 1.10: Évolution de la capacité installée pour la période 1980-2018 par Sonelgaz [36]

1.11 Programme de développement des énergies renouvelables :

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie entend se positionner comme un acteur majeur de la production d'électricité à partir des domaines photovoltaïque et éolien, et au-delà de 2021, il est envisagé d'intégrer la biomasse, la cogénération, la géothermie, le solaire thermique. Ces domaines énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable propulsant un nouveau modèle de croissance économique. De 37% de la capacité installée d'ici 2030 et 27% de la production d'électricité pour la consommation locale seront d'origine renouvelable. Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par l'énergie solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un moyen de développement économique et particulièrement un outil pour l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Cela n'exclut pas le lancement de nombreux projets de parcs éoliens et la mise en œuvre de projets expérimentaux dans les domaines de la biomasse, de la géothermie et de la cogénération [37].

Le tableau 4 présente le programme d'énergies renouvelables à réaliser pour le marché national, par type et par phase, sur la période 2015-2030 [34].

Tableau 1. 6 : Programme national de développement des énergies renouvelables sur 2015-2030 [34].

Unité (MW)	1 st phase 2015-2020	2 st phase 2020-2030	Total
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolienne	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
Total	4525	17475	22000

1.12 Programme de développement de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie

Les actions clés du programme de développement de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie sont présentées selon [37] comme suit :

- Isolation thermique des bâtiments
- Promotion du chauffe-eau solaire
- Utilisation généralisée de lampes à économie d'énergie
- Intégrer la performance énergétique dans l'éclairage public
- Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel
- Promouvoir l'utilisation de gaz naturel sous ces différentes formes GNL/C et GN/C.

Parmi les résultats attendus de ce programme, d'ici 2030, une réduction de plus de 193 millions de tonnes de CO₂ [37]. Le tableau 1.7 résume les émissions de CO₂ à réduire d'ici 2030.

Tableau 1. 7: Résumé des émissions de CO₂ à réduire [37]

années	2015	2020	2025	2030
Réduction des émissions de CO ₂ (millions de tonnes)	1.1	32.1	95.9	193.3

1.13 Société nationale algérienne de production d'électricité

La production d'énergie électrique en Algérie est assurée par plusieurs types de centrales telles que turbine à gaz, turbine à vapeur, cycle combiné, diesel, hydroélectricité et énergies renouvelables, le tout assuré par la Société nationale algérienne de production d'électricité (SPE). La centrale à énergie renouvelable a été transférée à la société d'électricité et d'énergie renouvelable (SKTM) en 2013. La structure du réseau électrique national (Transport d'électricité) se décompose en trois systèmes [34].

- Le réseau interconnecté du «RIN» Nord : Le RIN s'étend sur le nord du pays et couvre les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa, est alimenté par une quarantaine de stations de production d'électricité, reliées chacune autre à travers un réseau de transport de 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.
- Réseaux isolés du Sud «RIS» : Il s'agit de 26 sites dans l'extrême sud, alimentés par des réseaux locaux via des groupes diesel ou turbine à gaz mobiles.
- Le pôle de In Salah-Adrar-Timimoune «PIAT» : Ce pôle est alimenté par des centrales électriques (turbine à gaz) à Adrar et In Salah, ils sont interconnectés via un réseau 220 kV s'étendant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.

Avant de passer à la phase de réalisation du programme d'énergies renouvelables, il est plus approprié de donner un aperçu de l'évolution de la production d'électricité au cours des dernières années. L'évolution de l'énergie électrique produite

(renouvelable et conventionnelle) pour les années 1980 à 2018 à travers les réseaux cités ci-dessus est présentée dans le tableau 1.8 [26].

Tableau 1. 8 Évolution de l'énergie électrique produite (renouvelable et conventionnelle) «1980-2018» [26]

Production par type d'équipement	Turbine à vapeur	Turbine à gaz	Cycle combiné	Hydraulique	Diesel	éolienne	Photovoltaïque	Total (GWh)
1980	3621	2223	-	251	125	-	-	6220
1990	8397	6704	-	135	216	-	-	15452
2005	16624	15679	386	555	281	-	-	33525
2006	14558	16463	3419	218	264	-	-	34922
2007	14142	17011	5321	226	250	-	-	36950
2008	13384	20339	5704	277	283	-	-	39987
2009	11857	19940	10318	342	313	-	-	42770
2010	9692	19564	15341	173	403	-	-	45173
2011	9654	22055	15701	378	464	-	-	48252
2012	9422	24075	18623	389	416	-	-	52925
2013	9582	17400	27685	98	227	-	-	54992
2014	10221	20211	28444	193	248	1	1	59319
2015	10227	26970	26122	145	276	19	14	63773
2016	11511	24441	29664	72	281	22	264	71019
2017	9992	30752	29204	56	314	24	579	76041
2018	10682	36580	28244	117	374	26	666	76689

Les détails des centrales électriques connectées au réseau (23 centrales PV, 01 parc éolien) basées sur les énergies renouvelables gérées par la société d'électricité et d'énergie renouvelable (SKTM), qui concernent la capacité installée et l'énergie produite de la date de mise en service jusqu'à juin 2017 sont présentés dans le tableau 1.9 [38].

Tableau 1. 9 : La puissance installée et l'énergie produite de la date de mise en service jusqu' à juin 2017 [38]

Centrale		Surface (Hectare)	Capacité installée (MW)	Production en juin 2017 (MW)	date de mise en service
location	Province				
RIN					
Oued Nechou(PV)	Ghardaia	5	1.1	4.593	2014
Serdert Leghzel (PV)	Naama	32	20	40.593	2016
Oued El Kebrit (PV)	Souk Ahras	20	15	40.715	2016
Ain Skhouna (PV)	Saida	60	30	14.213	2016
Ain El Bel (PV)	Djelfa	120	53	25.134	2016 et 2017
Telagh (PV)	Sidi Bel Abbes	30	12	7.417	2016
Lekheng (PV)	Laghouat	120	60	53.576	2016 et 2017
Labioh Sidi chikh (PV)	El Bayadh	40	23	19.146	2016
El Hadjira (PV)	Ouargla	60	30	9.7838	2017
Ain El Melh (PV)	M'Sila	40	20	16.473	2017
RIS					
Tamanrasset (PV)	Tamanrasset	26	13	36.410	2015
Djanet (PV)	Illizi	6	3	10.729	2015
Tindouf (PV)	Tindouf	18	9	6.376	2015
PIAT					

Kabertene (éolienne)	Adrar	33	10.2	51.579	2014
Ville d'Adrar (PV)	Adrar	40	20	59.585	2015
Kabertene (PV)	Adrar	6	3	9.584	2015
In Salah (PV)	Tamanrasset	10	5	12.328	2016
Timimoune (PV)	Adrar	18	9	23.8222	2016
Reggan (PV)	Adrar	10	5	12.221	2016
Zaouiat Kounta (PV)	Adrar	12	6	15.213	2016
Aoulef (PV)	Adrar	10	5	12.557	2016

- **Ferme éolienne**

Cette ferme (Figure1.11) est située à environ 72 km au nord de la ville d'Adrar, à une altitude d'environ 260 m et ses coordonnées sont $28^{\circ} 27' 7,44''$ N $0^{\circ} 02' 59,08''$ W. Le parc éolien de Kaberten se compose de 12 machines à double alimentation du fabricant GAMESA. La production du parc se fait à un niveau de 30kV. Les détails de cette ferme sont fournis dans le tableau 1.10 [28].



Figure 1.11: Photographie du parc éolien [28].

Tableau 1. 10 : Parc éolien (10.2 MW)

Désignation	Caractéristique
Numéro d'éolienne	12 (type GAMESA G52)
Nombre des ailes	3 (longueur : 26m)
Hauteur	55m
Puissance de l'unité	850 kW
Évacuation d'énergie	Poste 220/30 kV de Kabertène
Production annuelle d'énergie	3.42 GWh (vent: 8.5 m/s, air: 1.225 kg / m ³)
CO ₂ évité / an	environ 1000 tonnes

1.14 Impact environnemental

Les émissions de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane, etc.) de l'Union européenne sont imputables pour environ 80% à la production et à la consommation d'énergie; cet indicateur n'est pas disponible au niveau mondial.

Au niveau mondial, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont atteint en 2019, selon les estimations de BP, 34169 Mt, en hausse de 0.4% par rapport à 2018 ; elles ont progressé de 10% depuis 2010 et de 60% depuis 1990. Les émissions de la Chine (28.8 % du total mondial) ont augmenté de 3.4% en 2018 et de 2.2% en 2019 après avoir baissé de 1.3% entre 2013 et 2016 ; celles des États-Unis (14.5% du total mondial) ont baissé de 3% en 2019, celles de la Russie ont baissé de 1% et celles de l'Inde ont progressé de 1%. En Europe, elles ont chuté de 3.2% au total, dont 6.5% en Allemagne, 2.6% en France, 2.5% au Royaume-Uni, 2.0 % en Italie, 5.2% en Espagne [38].

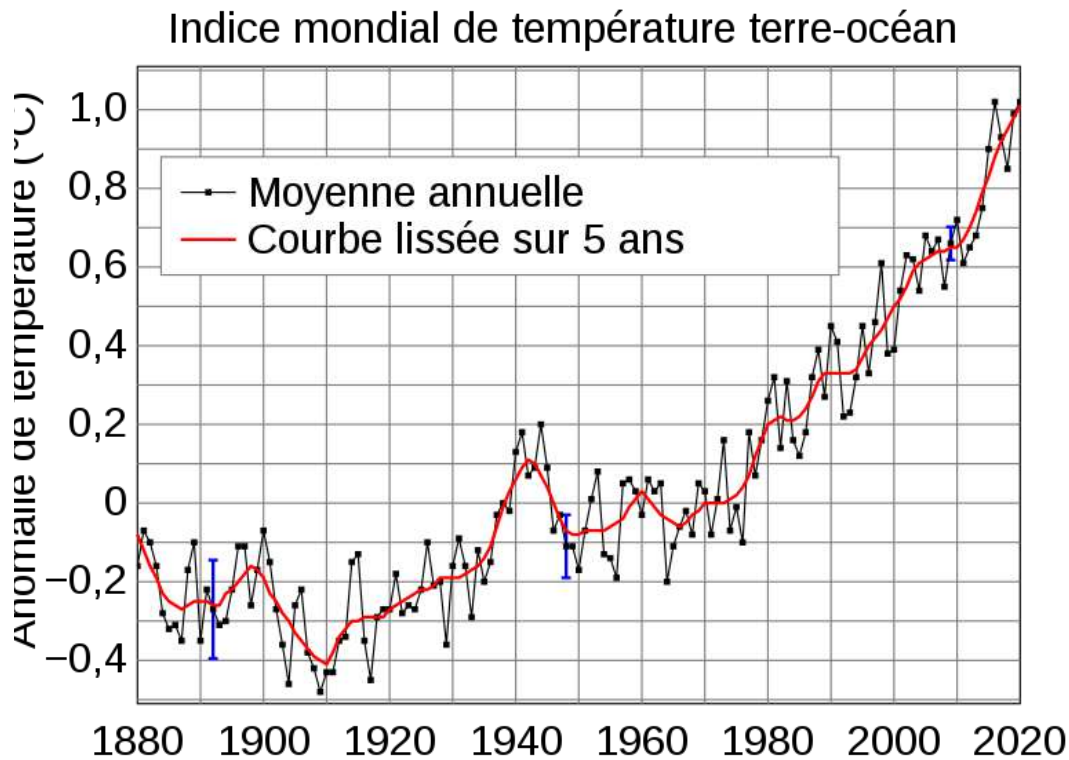


Figure1.12: Le changement de température mondiale [38].

1.15 Conclusion

Un potentiel d'énergies renouvelables est mis en évidence et l'application de ce programme national notamment sur les systèmes PV / Eolien connectés au réseau ont atteint une valeur de 354.4 MW (Puissance totale de la société SKTM) installé à différents endroits en Algérie jusqu'en 2018. Cependant ; la capacité installée actuelle de production d'énergie renouvelable reste faible par rapport à un énorme potentiel qui caractérise le territoire algérien. Par ailleurs, en ce qui concerne l'énergie produite via les centrales à énergies renouvelables dominés par les systèmes photovoltaïques ; qui atteint un niveau de 666 GWh (2018). Ce niveau est considéré comme une part faible par rapport à la production conventionnelle totale (turbine à gaz, turbine à vapeur et cycle combiné) égale à 75506 GWh.

La promotion du développement des énergies renouvelables en Algérie nécessite des réformes supplémentaires basées sur les points suivants:

- L'amélioration des conditions requises pour la mise en œuvre des programmes nationaux des énergies renouvelables

- Le soutien des autorités dans l'examen et l'élaboration institutionnelle de mise en œuvre réglementaire de politiques énergétiques durables.
- La contribution pour faciliter les investissements privés à moyen et long terme dans l'énergie.
- Le renforcement des capacités techniques des institutions et organisations dans le domaine des énergies renouvelables.

Chapitre 2
Etat de l'art de système
PVT

2. 1. Introduction:

La Terre reçoit une incroyable quantité d'énergie solaire. Le soleil, une étoile moyenne, est un réacteur à fusion qui brûle depuis 4 milliards d'années. Il fournit suffisamment d'énergie en une minute pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux pendant un an. En un jour, il fournit plus d'énergie que notre population actuelle n'en consommerait en 27 ans. En fait, «la quantité de rayonnement solaire atteignant la terre sur une période de trois jours équivaut à l'énergie stockée dans toutes les sources d'énergie fossile». L'énergie solaire est une ressource gratuite et inépuisable, mais son exploitation est une idée relativement nouvelle. Considérant que «les premières cellules solaires pratiques ont été fabriquées, il y a moins de 30 ans», nous avons parcouru un long chemin. Les plus grands sauts d'efficacité sont survenus "avec l'avènement du transistor et de la technique des semi-conducteurs qui l'accompagne. Il existe plusieurs avantages de l'énergie solaire photovoltaïque qui en font l'une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses au monde. "Elle est non polluante, à aucune pièce mobile qui pourrait tomber en panne, elle nécessite peu d'entretien et aucune supervision, et à une durée de vie de 20 à 30 ans avec de faibles coûts de fonctionnement. Les régions éloignées peuvent facilement produire leur propre alimentation d'électricité en construisant un système aussi petit ou aussi grand que nécessaire. À mesure que les communautés se développent, une plus grande capacité d'énergie solaire peut être ajoutée. L'énergie solaire est la plus recherchée de nos jours dans les pays en développement. Les gens utilisent l'électricité au lieu de l'énergie solaire qui est normalement le choix énergétique évident [39].

2. 2. L'énergie solaire

Ce terme désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et cette énergie est gratuite. Les technologies actives transforment l'énergie solaire en une forme électrique ou thermique [40]. Cette énergie se caractérise par les avantages suivants:

- une énergie renouvelable et discernable d'utilisation
- sans émissions polluantes (CO₂, CH₄, SO_x
- sans odeur se silencieux.
- Elle peut être appliquée dans des systèmes énergétiques autonomes et résistants aux conditions atmosphériques pénibles.

- Elle peut être combinée avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.
- Elle a une longue durée de vie.

2.2 Les filières d'exploitation de l'énergie solaire

Plusieurs technologies existent pour capter et convertir l'énergie solaire. Ces technologies développées permettent de convertir cette énergie en chaleur ou en électricité. La figure 2.1 montre les deux filières principales d'utilisation de l'énergie solaire

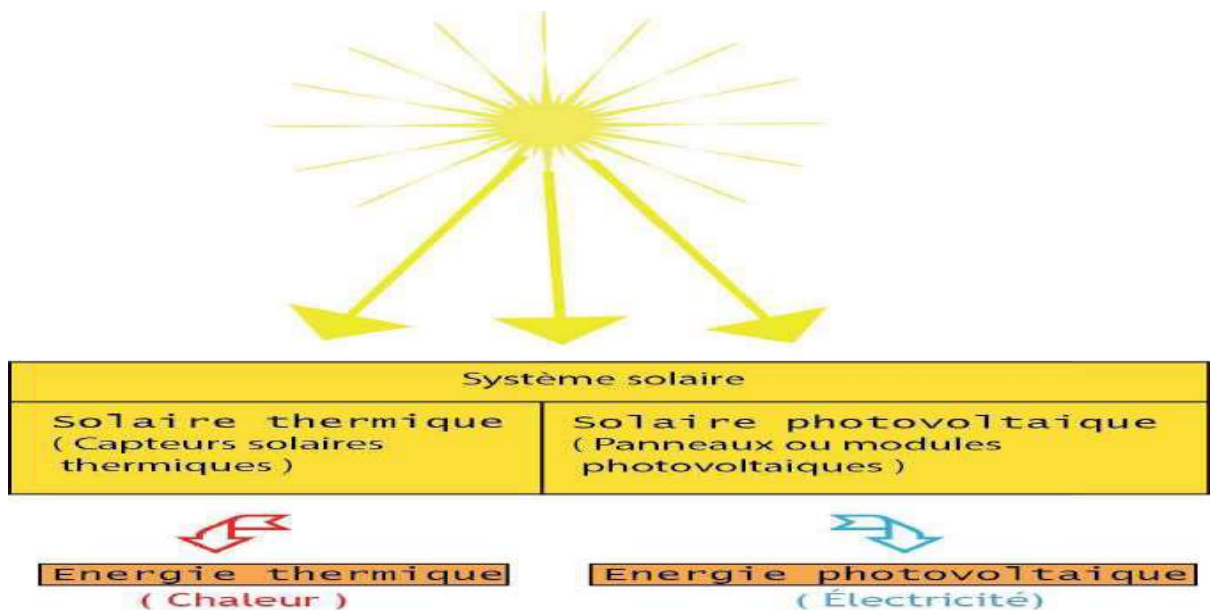


Figure 2.1: Les deux filières d'exploitation de l'énergie solaire.

2.3 L'énergie thermique :

Cette technologie convertit l'énergie solaire en chaleur. Les atomes composant le matériau des capteurs solaires sont excités par les photons. En récupérant une partie de leur énergie, les atomes changent d'état énergétique, créant une agitation thermique. Les atomes vont alors libérer le surplus d'énergie sous forme d'énergie thermique, se manifestant sous forme de chaleur. Elle est transportée par un fluide caloporteur (eau, gaz...), pour un usage ultérieur vous être stocké (ballon d'eau chaude par exemple) [41].

2.4 L'énergie photovoltaïque

Le mot " photovoltaïque " vient du grec " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volta (1754 -1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie la lumière électricité. Cette technologie convertit directement l'énergie solaire en électricité. Le matériau des capteurs, souvent à base de silicium (Si) semi-conducteur, Les photons vont exciter des électrons dans ce matériau, en leur transférant une partie d'énergie et rendant mobiles. Ces électrons mis en mouvement vont ainsi produire un courant continu, pouvant alimenter un réseau électrique. L'utilisation de cette énergie dans certains appareils électriques nécessite une transformation en courant alternatif [41].

2.5 Historique de l'énergie photovoltaïque

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque

1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

1875 : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs [42].

1954 : Trois chercheurs américains Chapin, Pearson et Prince fabriquent une cellule Photovoltaïque [42].

1958 : Une cellule avec un rendement de 9% ; les premiers satellites alimentés par des cellules Solaires sont envoyés dans l'espace [43].

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à L'université de Delaware [44].

1983 : La première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie [42].

2.6 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir d'une jonction pn au silicium (diode). Pour obtenir du silicium dopé n, on ajoute du phosphore. Ce type de dopage permet au matériau de libérer facilement des électrons (charge -). Pour obtenir du silicium dopé p, on ajoute du bore. Dans ce cas, le matériau crée facilement des lacunes électroniques appelées trous (charge +).

La jonction pn est obtenue en dopant les deux faces d'une tranche de silicium. Sous l'action d'un rayonnement solaire, les atomes de la jonction libèrent des charges électriques de signes opposés qui s'accumulent de part et d'autre de la jonction pour former un générateur électrique.

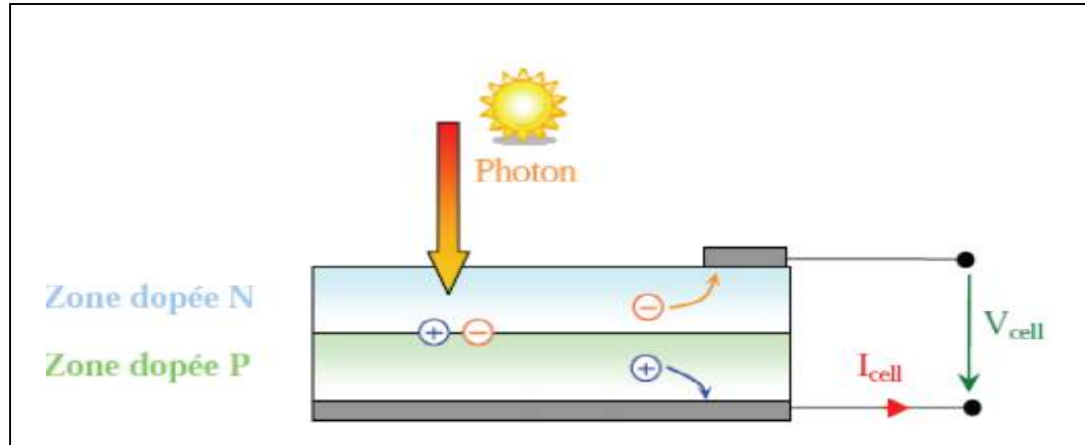


Figure 2.2: Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [45].

2.7 Technologies des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité, elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs. Il existe différentes technologies qui composent les installations photovoltaïques :

1. Le silicium monocristallin ou poly cristallin.
2. Le silicium amorphe.
3. Le cuivre/indium/sélénium.

- **La première technologie** photovoltaïque recourt aux cellules de silicium monocristallin ou poly cristallin ont la meilleure de rendement, qui varie généralement de 13 à 18%.

- leur durée de vie est habituellement de plus de 25 à 30 ans et pour le monocristallin le rendement et de 12 à 15%, voir la figure (2.3) et figure (2.4).

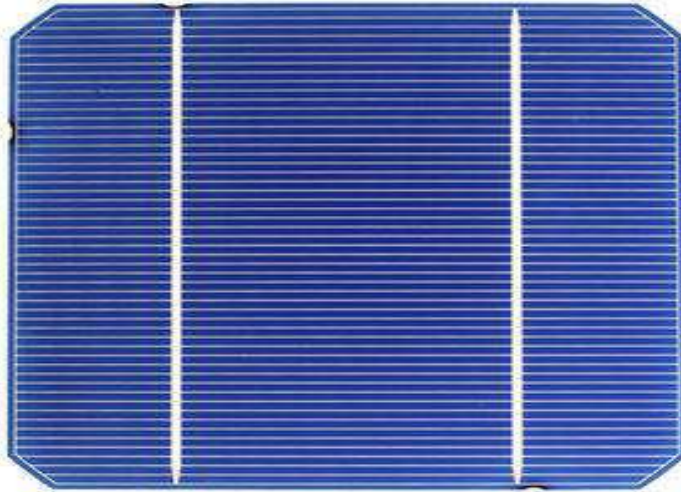


Figure2.3: Les cellules monocristallines

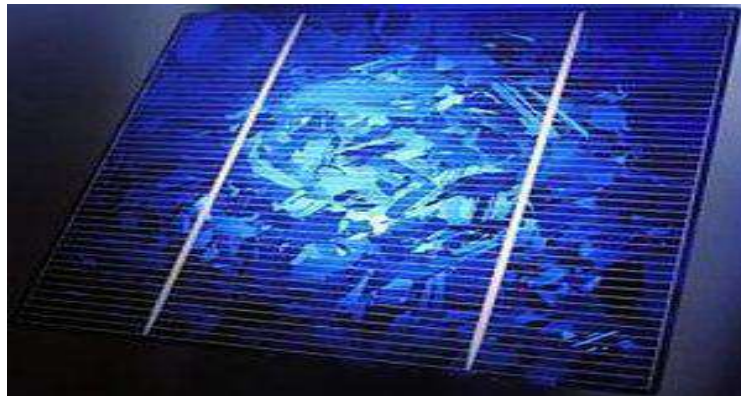


Figure2.4: Les cellules poly cristallin

-**La deuxième technologie** fait appel aux cellules de silicium amorphe est la deuxième technologie utilisée. Le rendement est moindre, variant de 6 à 10%. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans, Voir la figure (2.5).

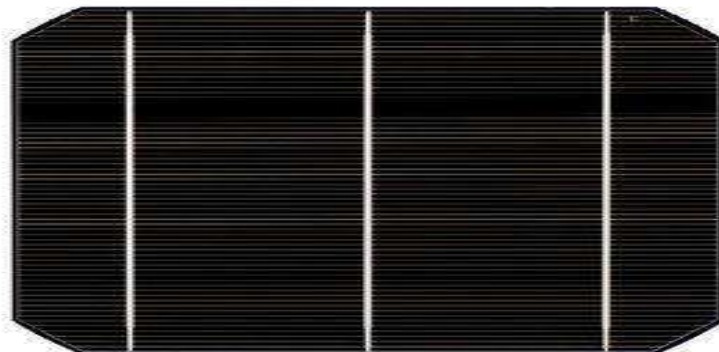


Figure2.5: Les cellules amorphes

- **La troisième technologie** fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS), cette technologie en des multicouches est en voie de développement [46]. Voir la figure (2.6).

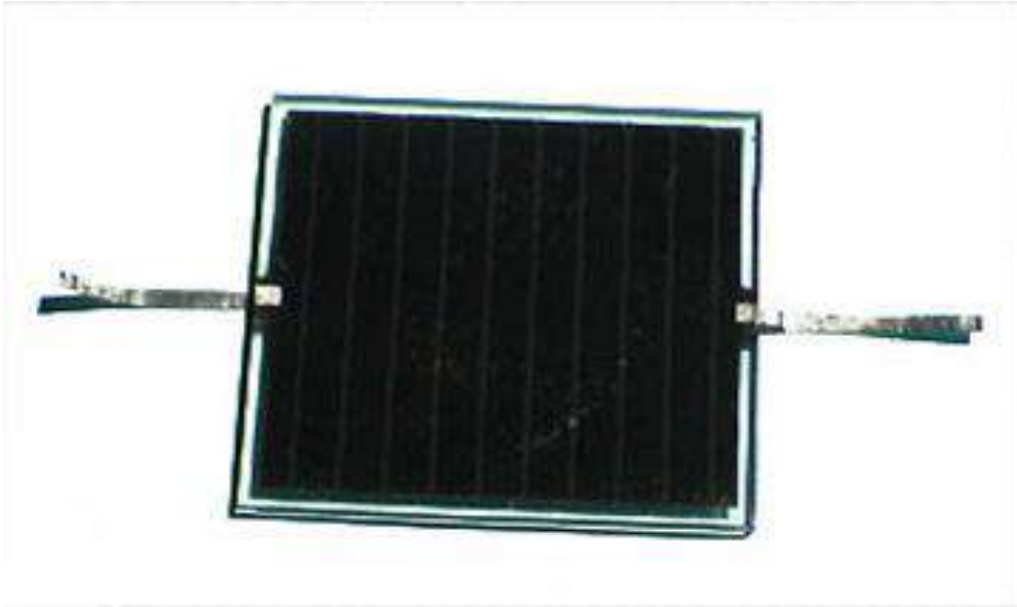


Figure 2.6: Les cellules Cuivre Indium Sélénium CIS

Nous allons récapituler les différents types de technologie dans le tableau 2.1 suivant

:

Tableau 2. 1 : Différents types et caractéristiques des cellules photovoltaïques

Technologies	Monocristalline	Poly cristallin	Amorphe
Caractéristiques	Coût de fabrication : élevé.	Coût de fabrication : Meilleur marché que les Panneaux monocristallins	Coût de fabrication : peu onéreux par rapport Aux autres technologies
	Puissance : 100 à 150 W/m ² . 7 m ² /kW.	Puissance : 100 W/m ² . 8 m ² /kW.	Puissance : 50 W/m ² . 16 m ² /kW.
	Rendement faible sous un faible éclairement.	Rendement faible sous un faible éclairement.	Fonctionnement correct avec un éclairement faible.
	perte de rendement avec l'élévation de la température.	perte de rendement avec l'élévation de la température.	Peu sensible aux températures élevées.
	Fabrication : élaborés à partir d'un bloc de silicium fondu qui s'est solidifié en formant un seul cristal	Fabrication : élaborés à partir de silicium de qualité électronique qui en se refroidissant forme plusieurs cristaux.	Fabrication : couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.
	Couleur bleue uniforme.	Ces cellules sont bleues, mais non uniforme : on distingue des motifs créés par les différents cristaux.	Utilisables en panneaux souples. Surface de panneaux plus importante que pour les autres panneaux au silicium.

			Performances diminuant avec le temps. Rendement faible en plein soleil.
Part de Marché	43%	47%	10%

2.8 Système photovoltaïque

Tout système photovoltaïque peut se composer, comme il est montré sur la figure (2.7), en trois parties :

- Une partie de production d'énergie
- Une partie de contrôle de cette énergie
- Une partie d'utilisation de l'énergie produite.

On peut ajouter encore des moyens d'entretiens du système photovoltaïque comme outils de nettoyages des modules.

2.8.1 Production d'énergie :

La partie production d'énergie est composée essentiellement d'un ou plusieurs modules, qui réalisent la conversion d'énergie solaire en électricité.

2.8.2 Contrôle d'énergie :

La partie contrôle d'énergie est composée d'un système de stockage avec ou sans régulation, plus les câbles de connexions.

2.8.3 La partie utilisation :

La partie utilisation se compose de plusieurs récepteurs (utilisateurs), (exemple : éclairage, pompage, ... etc.) [45].

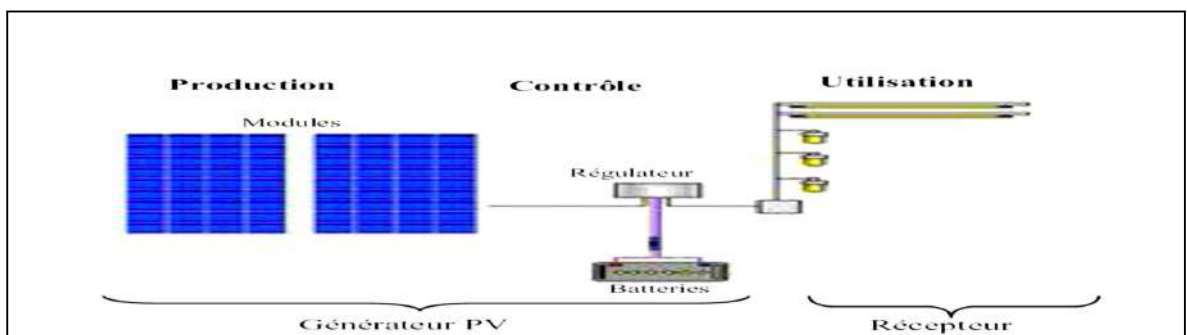


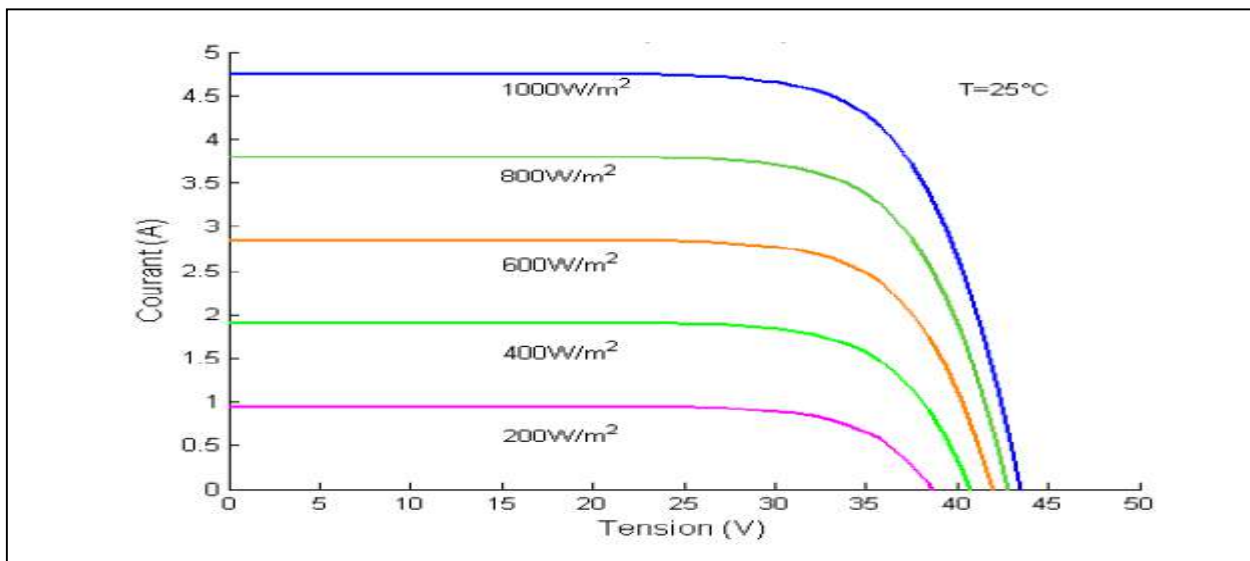
Figure2. 7: Eléments d'un système photovoltaïque [45].

2.9 L'effet des paramètres sur la productivité des panneaux solaires

2.9.1 Effet de l'éclairement :

L'augmentation de l'éclairement avec une température fixe provoque une augmentation de production, où le générateur fonctionne comme un générateur de courants, mais il y a une légère d'augmentation pour la tension en circuit ouvert. Le courant (ainsi que la photo -courant) est directement proportionnel à l'ensoleillement où le courant de court-circuit (I_{cc}) est clairement sensible à l'ensoleillement, par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que la cellule peut fournir une tension près que correcte, même à faible éclairage.

Enfin, quand l'ensoleillement croît, l'intensité de courant de court-circuit augmente, les courbes caractéristiques se décalent vers des valeurs croissantes, permettant au module de produire une puissance électrique plus importante [47].

**Figure 2.8:** Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V [47].

2.9.2 Influence de la température :

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules. L'augmentation de la température avec un éclairage fixe entraîne une diminution nette de la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et un légèrement augmentation du courant de court-circuit (I_{cc}), ainsi qu'une diminution de la puissance maximale (P_{max}). L'influence de la température est plus réduite par rapport à ce de l'ensoleillement, mais il n'est plus négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un générateur. Pour

une température qui change de 0 à 100 °C, on peut voir que la variation de la tension change beaucoup plus que le courant. Contrairement à la tension, le courant de court-circuit, quant à lui, augmente avec une hausse de la température. Ceci s'explique par une meilleure absorption de la lumière, le gap optique baissant avec cette hausse. Toutefois, cet accroissement d'intensité étant très faible, il peut être négligé au point de puissance maximale [47].

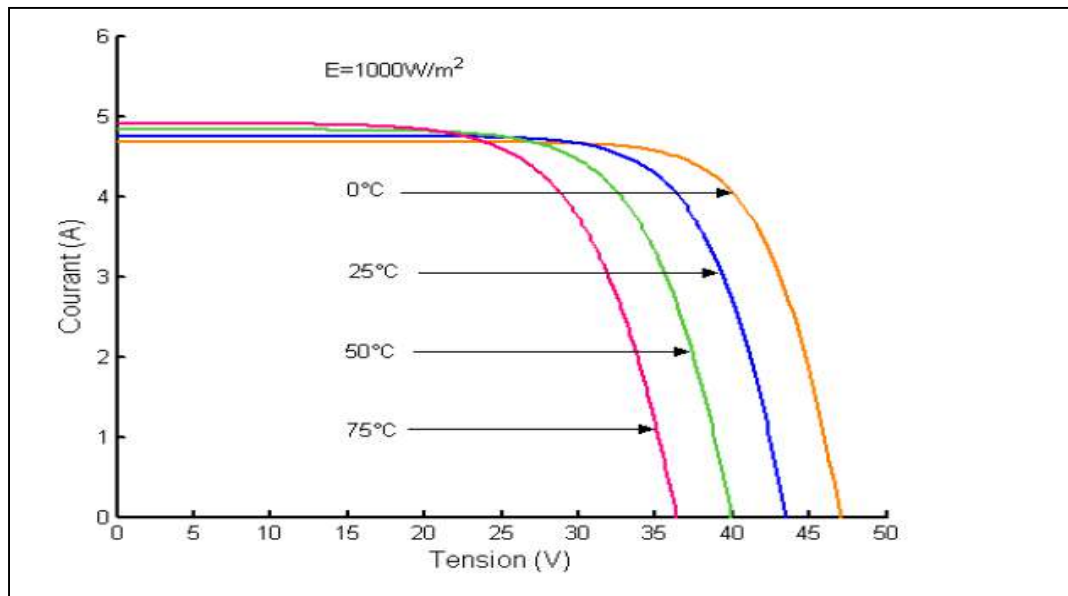


Figure 2.9: Effet de la température sur les caractéristiques I-V [47].

2.10 Synthèse bibliographique des systèmes solaires hybrides PV/T

2.10.1 Classification des systèmes PVT

Les systèmes PVT sont généralement classés sur la base de la disposition d'extraction de chaleur, du fluide de travail. En outre, les systèmes PVT peuvent également être classés sur la base d'arrangements de non-concentration et de concentration des rayonnements.

2.10.2 Systèmes PVT non concentrés

Les systèmes PVT non concentrés sont les systèmes PVT les plus simples. Les radiations naturelles sans aucun arrangement de concentration sont utilisées dans les systèmes PVT. Sur la base du milieu utilisé pour l'extraction de la chaleur du module photovoltaïque, ces systèmes sont classés en systèmes de type à eau et type à air, discutés dans le texte suivant.

2.10.2.1 Systèmes PVT à eau:

Dans ces types de systèmes PVT, l'eau est utilisée comme moyen d'extraction de la chaleur des modules PV. Santbergen et al [48] ont analysé les performances d'un

seul vitrage système PVT à eau. Le système se compose de PV stratifiés fixés à surface de l'absorbeur et tubes d'eau pour extraire la chaleur du module PV (Figure 2.10). L'eau circule à l'aide de pompes. Pour améliorer les performances électriques et thermiques, il est suggéré d'utiliser un revêtement antireflet et une cellule solaire avec des coefficients de basse température.

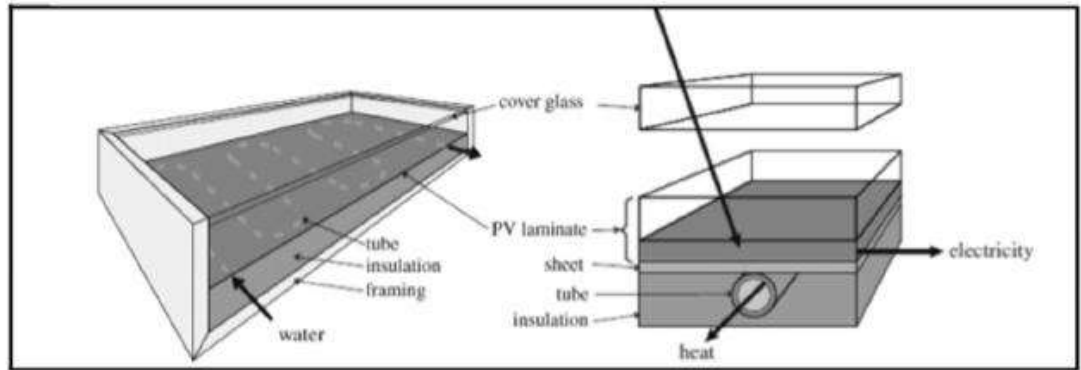


Figure 2.10: Système PVT à simple vitrage [48].

He et al. [49] ont réalisé une étude comparative pour l'évaluation des performances du système PVT dans la circulation naturelle de l'eau. Un collecteur plat classique, un collecteur PVT et un module PV monocristallin ont été considérés. Les modules PV ont été montés sur une plaque absorbante et des tubes d'eau ont été fixés sous la plaque (Figure 2.11). Le rendement thermique quotidien enregistré était de 40%, soit environ 75% de celle d'un système de capteurs solaires à thermosiphon conventionnel. Le rendement électrique moyen journalier a été trouvé à environ 10%, ce qui était un peu inférieur au module photovoltaïque en silicium monocristallin classique dans les mêmes conditions. Cependant, le rendement d'économie d'énergie primaire a été trouvé d'environ 60 à 75%, ce qui était beaucoup plus élevé que le rendement du système conventionnel.

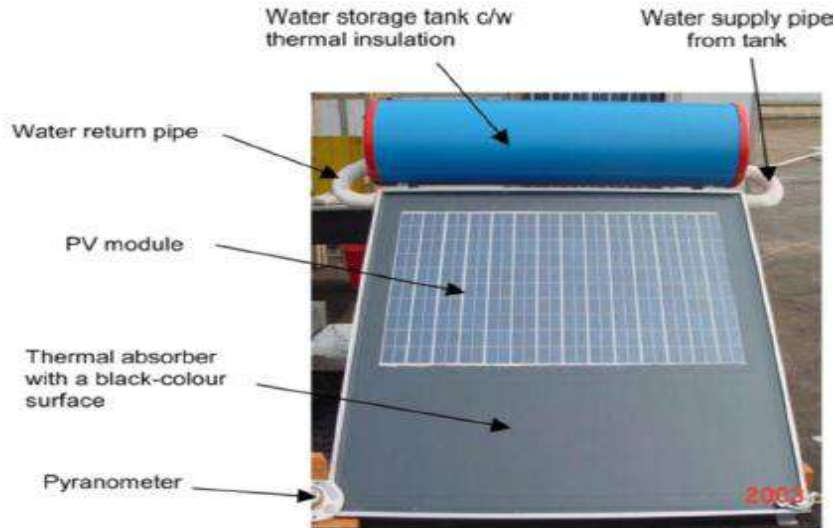


Figure 2.11: Système PVT à circulation naturelle [49].

Rommel et al. [50] ont étudié les performances d'un système PVT à plaque plane à simple vitrage avec absorbeur sélectif. Les recherches se sont concentrées sur les méthodes de collage des cellules PV à la plaque absorbante pour réduire la résistance de contact thermique. En utilisant une approche de modélisation 2D, une conception optimisée a été identifiée et le prototype a été testé. Il a été suggéré par les chercheurs qu'une seule couche de vitrage, de cellule photovoltaïque et de plaque absorbante réduira au minimum la résistance thermique.

Charalambous et al. [51] a suggéré un modèle mathématique afin de réduire le coût des systèmes PVT conventionnels. Un modèle en régime permanent a été développé pour l'analyse des performances et la conception optimale de cet absorbeur en utilisant le code EES. Un prototype d'une plaque absorbante en serpentin composée de tubes en cuivre souple standard de 1/4 po utilisé a été étudié dans le collecteur et les colonnes montantes. Cette conception suggérée contient 40.50% de matière et de masse en moins, par rapport au prototype en serpentine proposé par d'autres. Bhattarai et al. [52] ont rapporté les performances du PVT de type eau avec vitrage simple, plaque absorbante et tubes en cuivre. La chaleur de la plaque absorbante est extraite par de l'eau qui coule dans les tubes attachés comme illustré sur la figure 2.12. Le système PVT à moins de performances thermiques que le collecteur thermique conventionnel de même taille. Mais les rendements électriques et thermiques combinés sont importants.

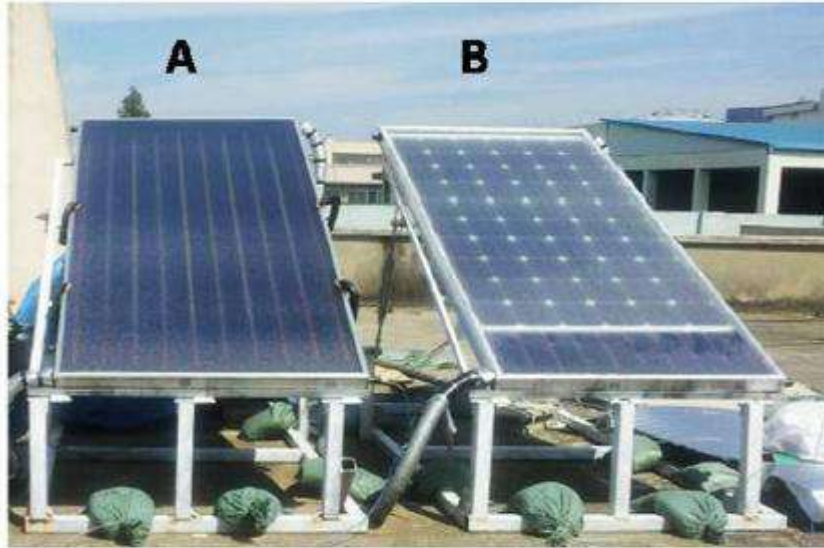


Figure 2.12: Système à simple vitrage à eau-PVT [52]. (A : capteur conventionnel B : capteur PVT).

Huang et al. [53] a analysé expérimentalement un système PVT à plaque plate non vitrée. Dans l'étude, un module PV poly cristallin de 240 W a été fixé à une plaque de cuivre à l'aide de matériaux adhésifs et des tubes d'eau ont été fixés à la plaque de cuivre. L'étude conclut que le rendement thermique et le rendement électrique du système PVT sont respectivement de 35.33% et 12.77%. L'élévation de la température de l'eau enregistrée de 26.2 °C à 40.02 °C.

Aste et al. [54] Ont étudié la performance d'un système de type eau non couvert. Les cellules solaires connectées en série ont été fixées mécaniquement à un absorbeur d'aluminium roll bond comme le montre la figure 2.13. Les expériences ont été menées pendant deux ans dans trois villes différentes en Italie. Le modèle théorique d'estimation du rendement énergétique est également discuté. Dans le modèle de simulation, le rendement spectral, la perte du rendement due à la température, l'angle réel d'incidence du rayonnement solaire à la surface et l'inertie thermique du système ont été considérés. Pour le débit massique de 0.055 kg/s, le rendement électrique et thermique maximal enregistré était de 10 à 12% et de 20 à 25% respectivement.

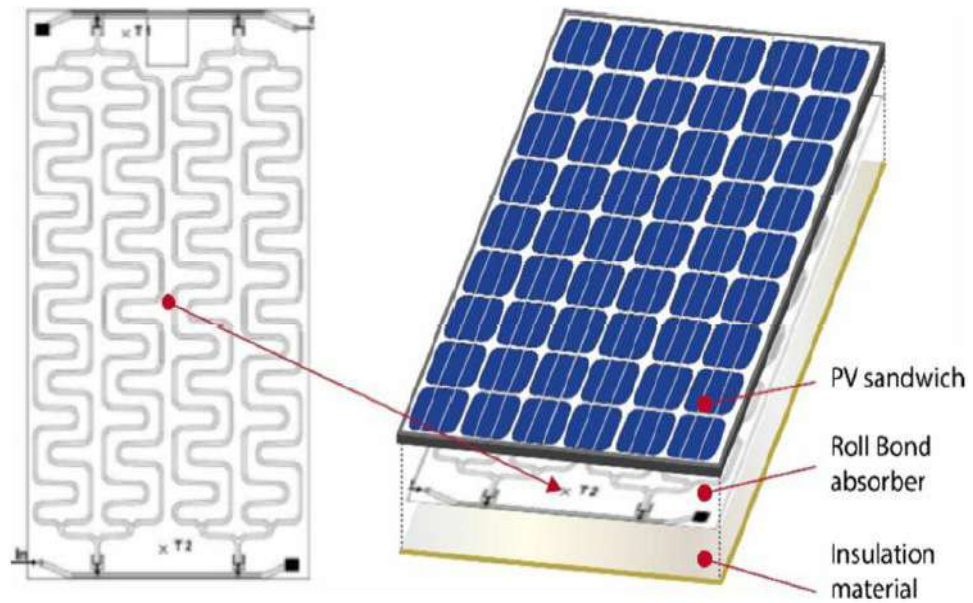


Figure 2.13 : Système PVT absorbeur de liant en rouleau [54].

Li et al. [55] ont rapporté une enquête expérimentale sur les performances électriques et thermiques d'un système PVT semi-transparent avec refroidissement par eau. Dans le système, le PV a été inséré dans les matériaux encapsulés, qui comprenaient les couches de TPT transparent (polyester-tedlar) et EVA (éthylène-acétate de vinyle) sur le dessus, et les couches EVA et TPT opaque en dessous. (Figure 2.14) Les résultats ont montré que le rendement PV et le rendement thermique étaient respectivement d'environ 11.5% et 39.5%.

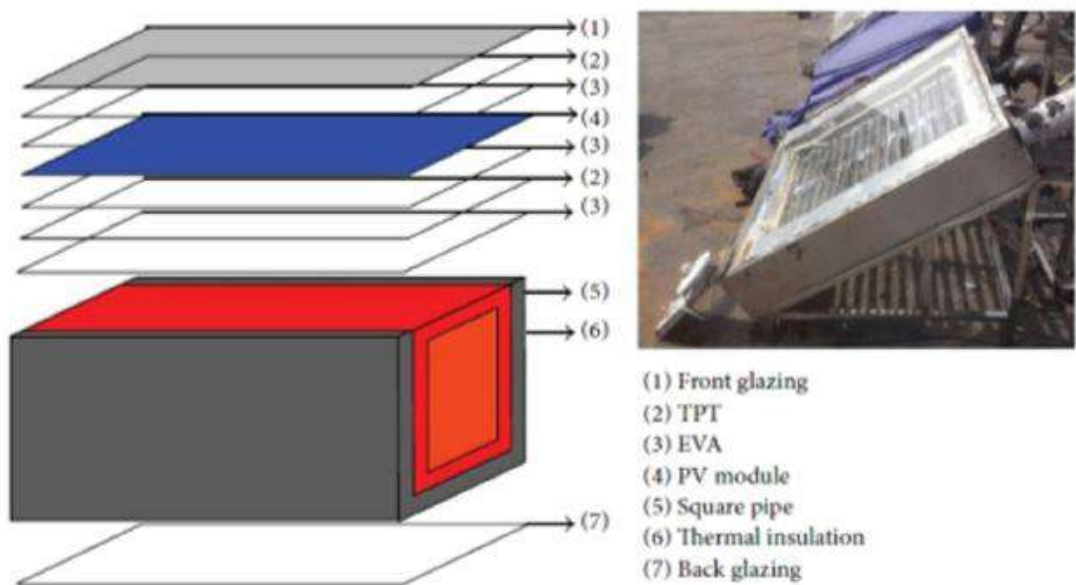


Figure 2.14: Système PVT semi-transparent à eau [56].

Nahar et al. [56] ont étudié le canal d'écoulement est directement attaché au PV à l'aide d'une pâte thermique (Voir figure 2.15). Les tubes en aluminium et en cuivre ont été considérés. L'étude conclut que l'aluminium et le cuivre donnent des performances presque similaires. Avec le canal d'écoulement suggéré, la température du module est réduite de $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ alors que ; le rendement électrique du module est augmenté de 2%.

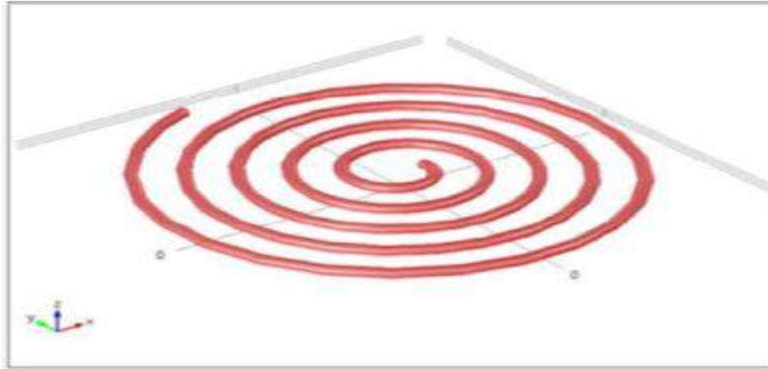


Figure 2.15: Canal d'écoulement en forme de crêpe pour système PVT [56].

Gaur et al. [57] ont étudié un système PVT avec canal d'eau est attaché à un module PV semi-transparent. Le matériau PCM (OM37) est utilisé sous la plaque absorbante du PVT (Voir figure 2.16). Le PCM absorbe la chaleur latente du canal d'écoulement. Le rendement électrique du système se trouve améliorée avec l'utilisation de PCM. Pendant la nuit, la chaleur stockée dans le PCM peut être utilisée pour des applications thermiques. La température de fusion de ce matériau est 36°C , où la chaleur stockée sera dégagé.

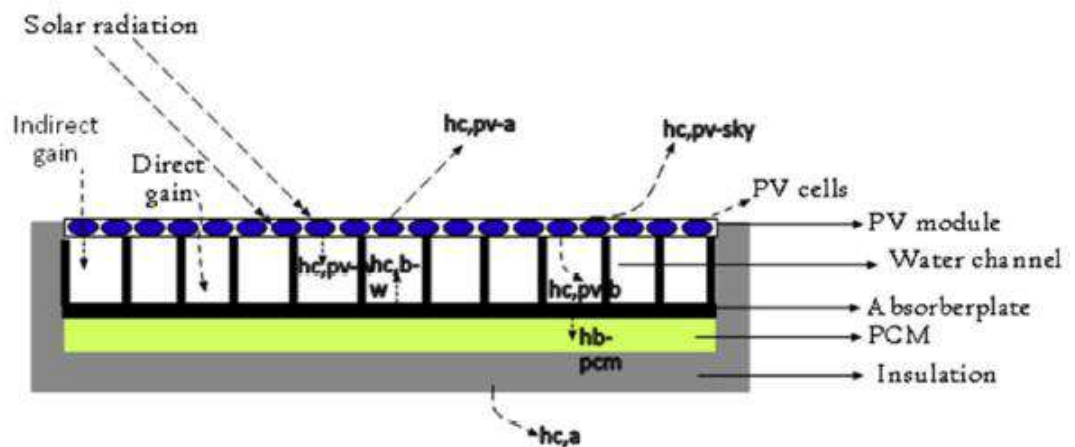


Figure 2.16: Utilisation du PCM pour le système PVT [57].

Nahar et al. [58] ont suggéré l'utilisation de pâte thermique dans le système PVT. Pour extraire efficacement la chaleur du module PV, le collecteur thermique à plaques parallèles sans plaque absorbante a été fixé directement à l'arrière du module PV au moyen d'une pâte thermique (Voir figure 2.17). La performance est analysée par des expérimentations. La conception modifiée donne une meilleure sortie.

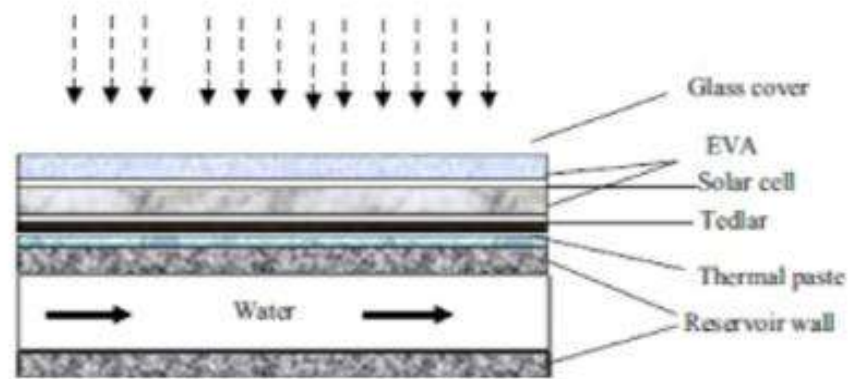


Figure 2.17: Utilisation de pâte thermique pour système PVT [58].

Khelifa et al. [59] ont utilisé la surface de l'absorbeur en acier galvanisé et les tubes d'eau fixés sous le module solaire PV (Figure 2.18) utilisés pour extraire la chaleur. Grâce au refroidissement par eau, la température du module PV a été réduite de 15 à 20%. Les performances du système sont simulées à l'aide du logiciel ANSYS.



Figure 2.18: Surface absorbante en acier galvanisé pour système PVT [59].

La'mmle et al. [60] ont suggéré l'utilisation de revêtements à faible émissivité. Le revêtement est appliqué sur un système PVT plate vitrée de type à eau (Figure 2.19). Le revêtement réduit de 82% la perte de chaleur du capteur et améliore les performances thermiques du système, mais il réduit les performances électriques.

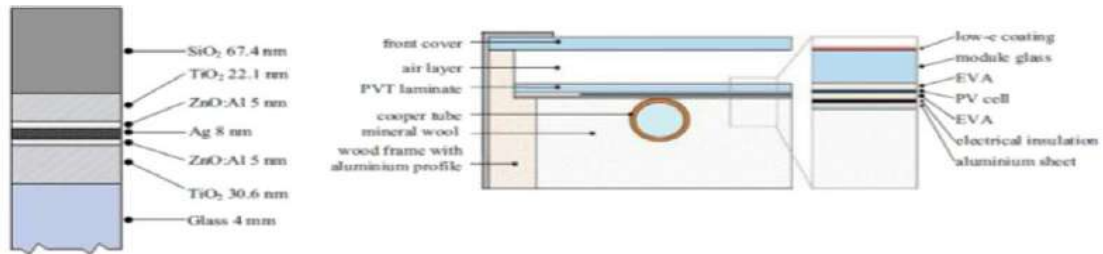


Figure 2.19: Utilisation d'un revêtement à faible émissivité pour le système PVT [60].

Othman et al. [61] ont analysé les performances d'un système PVT à deux fluides. Le système se compose de deux modules photovoltaïques transparents connectés en parallèle, d'un collecteur d'air à plaque plate à double passage et de tubes à eau en cuivre comme le montre la figure 2.20. Le rendement électrique et le rendement thermique obtenus étaient respectivement de 17% et 76%.

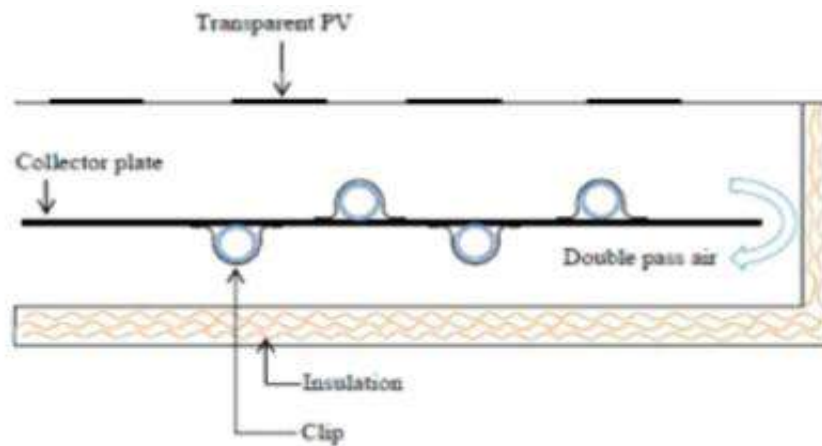


Figure2.20: Système PVT de type eau + air [61].

Rahou et al. [62] ont proposé un système intégré de toiture pour la production d'électricité et la fourniture d'eau chaude sanitaire. Les cellules solaires en si amorphe adhèrent à la structure de la toiture. Des absorbeurs en cuivre avec des tubes à écoulement oscillatoire sont fixés pour extraire la chaleur des cellules (Figure 2.21). L'efficacité globale de l'ensemble du capteur dans la plage de 71.53 à 81.95% à un débit massique variant de 1 LPM à 3.5 LPM à une température d'entrée de 30 ° C. Un système

PVT intégré dans les bâtiments (BIPVT) avec de l'eau est conçu, fabriqué et installé sur le toit par Fangliang Chen et al. [63]. Dans le système, un aluminium Un panneau en polyéthylène haute densité (HDPE) fonctionnellement gradué (FGM) intégré à des tubes d'eau en aluminium a été fabriqué selon l'approche vibration-sédimentation (Figure 2.21). La chaleur dans les cellules PV transférées dans le côté conducteur de la FGM puis collectées par l'écoulement de l'eau dans les tubes intégrés. Pour un débit d'eau de 150 ml / min, à 1000 W / m², le rendement énergétique totale enregistrée était de 75%.

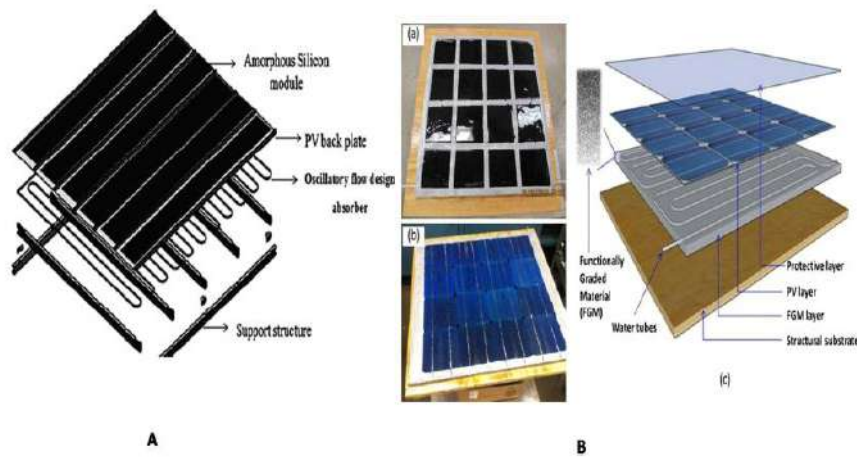


Figure 2. 21: PVT intégré au toit [62, 63].

Dans les travaux les plus récents (en 2020), dans un climat similaire de la ville de Ghardaia (Algérie), un prototype expérimental d'un PV/T eau system est exécuté. Les résultats électriques et thermiques obtenus les énergies atteignent 30.23 W et 261 W pour les des rendements de 7% et 61%, respectivement [64].



Figure2.22: Le prototype serpentin du collecteur PV/T.

2.10.2.2 Systèmes PVT à air

Dans ces types de systèmes PVT, l'air est utilisé comme moyen d'extraction de la chaleur des modules PV. La littérature disponible comprend principalement l'analyse des performances théoriques et expérimentales des systèmes PVT.

Bambrook et al. [65] ont mené une étude expérimentale sur un système à air PVT en boucle ouverte, non vitré, à un seul passage, à Sydney. (Figure 2.23). Le système d'air PVT expérimental a démontré des rendements PV thermiques et électriques croissants avec un débit massique d'air croissant, et des rendements thermiques de l'ordre de 28 à 55% et des rendements PV électriques entre 10.6% et 12.2% à midi.

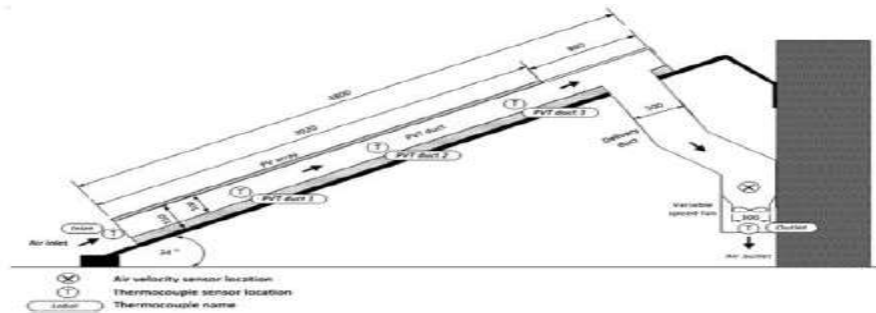


Figure 2. 23: Système PVT de type air en boucle ouverte [65].

Agrawal et al. [66] ont mené des expériences en extérieur sur des capteurs vitrés de type air à New Delhi (Inde) tout au long de l'année. (Figure 2.24) La puissance thermique du système a été utilisée pour le chauffage des locaux et le séchage des récoltes. Les gains thermiques et électriques mensuels ont été calculés. Sur la base des expériences, la période de récupération énergétique du système s'est avérée être de 1.8 an. Sur la base énergétique globale, le système PVT installé éviterait environ 76.50 tonnes d'émissions de dioxyde de carbone par les centrales électriques conventionnelles.

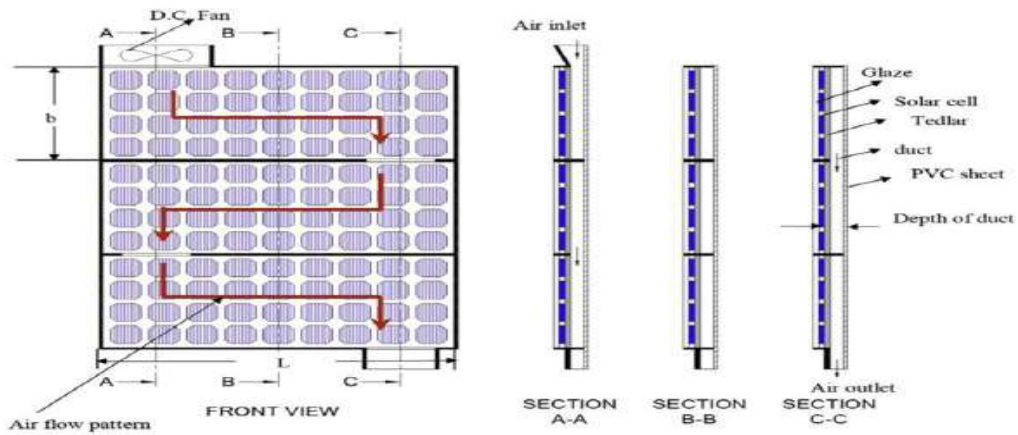


Figure 2.24: Système PVT de type vitré à air [66].

El Amine Slimani et al. [67] ont analysé les performances électriques d'un système PVT de type air avec un seul passage, un double passage et avec vitrage. Comme le montre la figure 2.25, les performances de quatre configurations différentes ont été étudiées. Module photovoltaïque simple, un air-PVT classique, un PVT vitré simple passe et un PVT vitré double passe. Dans l'ensemble, le PVT double passe est plus performant.

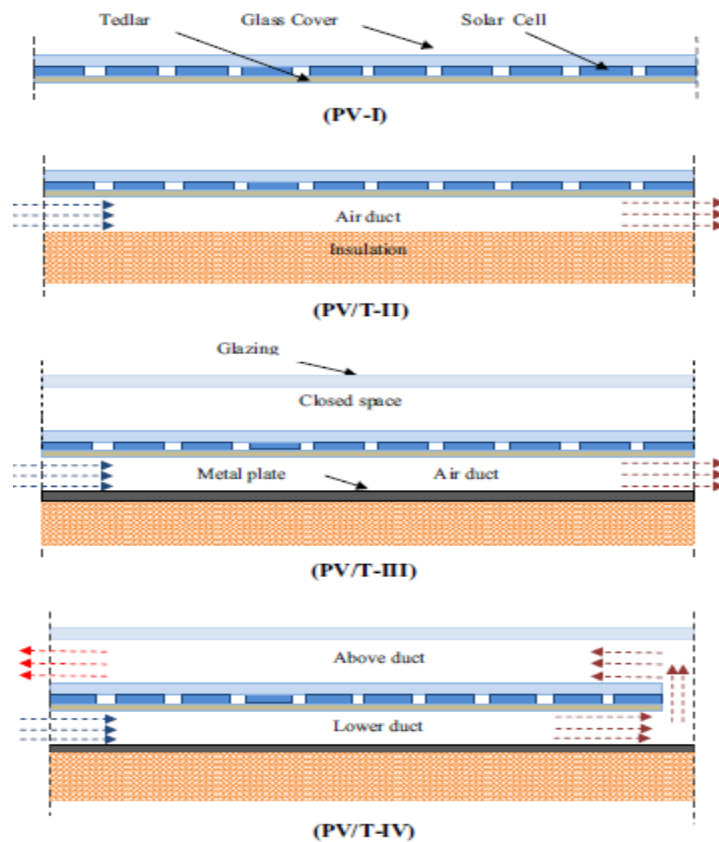


Figure 2.25: Différentes configurations de systèmes PVT à air [67].

Une analyse théorique du PVT de type air avec et sans ailettes est réalisée par Amoia A et al. [68] l'effet des paramètres opérationnels, dimensionnels et environnementaux sur les performances du système PVT est analysé. L'étude conclut que les couvercles en verre améliorent le rendement thermique mais réduisent le rendement électrique. L'intensité du rayonnement solaire, le débit massique d'air et la profondeur optimale du canal sont les principaux paramètres influençant le PVT de type air. Tonui et al. [69] ont travaillé sur un système de capteurs à air. L'étude comprend des études de performance du système PVT en utilisant différentes méthodes d'augmentation de transfert de chaleur passive du côté thermique. Des mesures conventionnelles pour augmenter le transfert de chaleur comme l'utilisation d'inserts, des surfaces à ailettes ont été appliquées dans le canal de refroidissement du PVT. L'étude conclut que les méthodes passives d'augmentation de transfert de chaleur sont les mieux adaptées à la petite longueur de capteur (moins de 6 m).

Fan et al. [70] ont examiné un modèle dynamique pour le système PVT à air fixé avec les ailettes. Dans le modèle, la température moyenne de l'air de sortie, la température moyenne du PV, les gains thermiques et électriques sont calculés. Le modèle dynamique suggéré est très facile à appliquer pour tout système PVT de type air. Tonui et al. [71] ont étudié les performances du PVT de type air fixé avec des ailettes supplémentaires et de fines feuilles de métal dans le canal d'écoulement. Les performances des modules PVT vitrés et non vitrés ont été étudiées. L'étude expérimentale et le modèle mathématique montrent que la modification du PVT (utilisation d'ailette et de tôle mince) améliore le transfert de chaleur par l'augmentation de surface d'échange ainsi, elle provoque un effet positif sur la performance de capteur PVT à air. (Figure2.26)

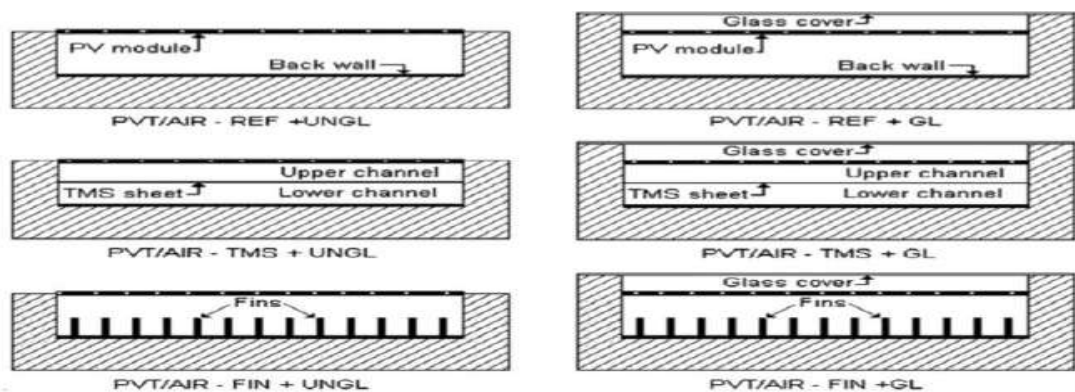


Figure2.26: Utilisation d'ailettes et d'inserts dans les systèmes PVT à air [71]

Bambrook et al. [72] ont proposé un modèle mathématique pour un système PVT simple à base d'air utilisant la méthode du bilan énergétique. Le programme de simulation de circuit a été utilisé pour développer un circuit soluble pour analyser les performances du PVT pour différents débits massiques d'air. Tiwari et al. [73] ont suggéré l'utilisation d'un système PVT de type air pour le chauffage au biogaz dans une serre. Trois modules PV de 35W chacun enfermés dans un conduit en verre et l'air est diffusé par des ventilateurs. L'air chauffé est utilisé pour chauffer la serre pour le chauffage au biogaz. Une température de 38 à 47 °C dans la serre a été atteinte. (Figure 2.27)

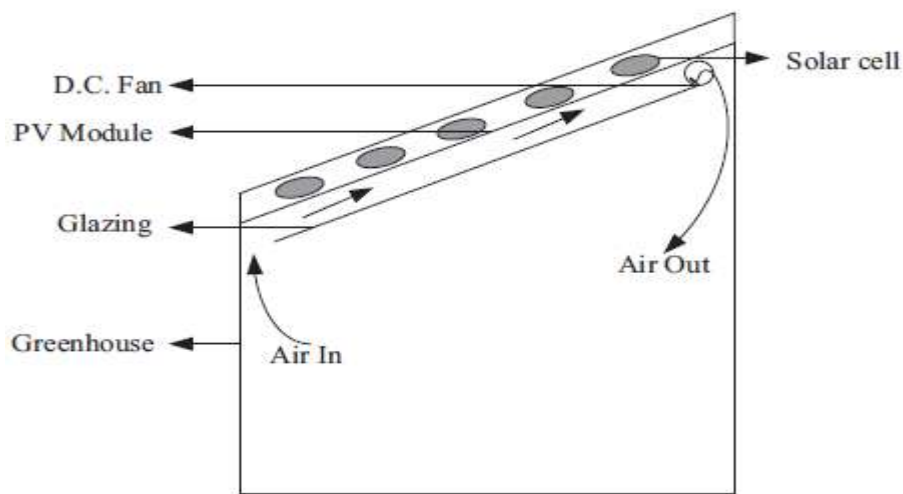


Figure 2.27: Utilisation d'un système PVT de type air pour le chauffage des serres [73].

Les performances d'un système à air PVT avec des cellules solaires bifaciales sont étudiées par des expérimentations et un modèle unidimensionnel à l'état d'équilibre par Ooshaksaraei et al. [74] Dans l'étude, des collecteurs d'air à un seul passage, à double passage sont considérés. Dans un modèle d'écoulement parallèle à double trajet, le rendement la plus élevée a été enregistrée. (Figure 2.28).

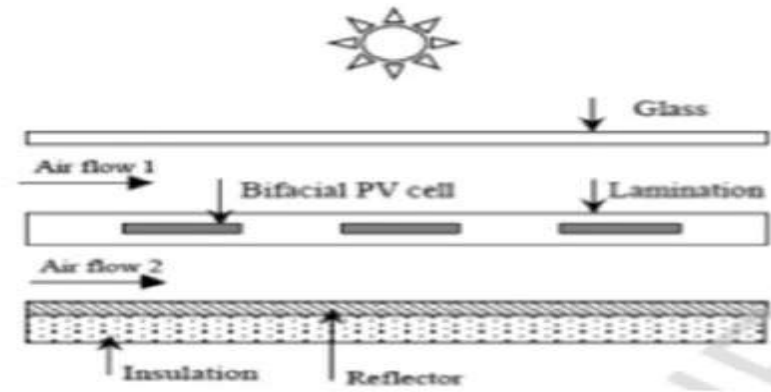


Figure 2.28: Système PVT à air avec cellules solaires bifaciales [74].

Yang [75] ont simulé un BIPVT basé sur l'air en boucle ouverte en utilisant un simulateur solaire à grande échelle. L'effet des entrées d'air multiples, du treillis métallique et du réchauffeur d'air vitré vertical intégré sur la performance globale du PVT a été étudié. L'étude conclut que deux conceptions d'entrée donnent une augmentation de 5% du rendement thermique et une amélioration marginale du rendement électrique du PVT par rapport à une entrée d'air unique. De plus, le PVT avec réchauffeur d'air vertical vitré intégré améliore le rendement de 8 à 10% (Figure 2.29).

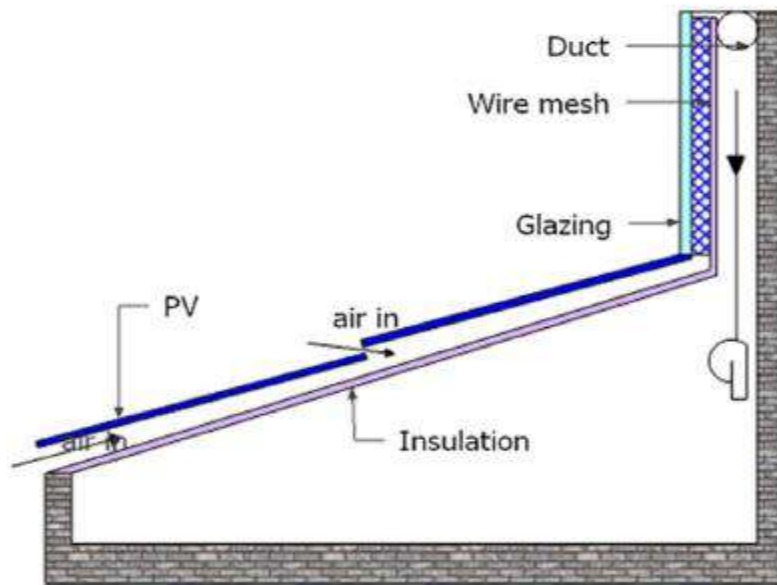


Figure 2.29: Système PVT à air avec entrées d'air multiples [75].

Saadon et al. [76] ont analysé un modèle de simulation pour un système BIPVT intégré à un bâtiment à flux d'air naturel partiellement transparent. Les expériences sont

menées à trois endroits différents. Les modules PV opaques à 30% et transparents à 50% sont considérés. Les modules PV opaques offrent un gain électrique le plus élevé. Les études ne concluent également que le système BIPVT réduit les besoins de refroidissement du bâtiment (Figure 2.30).

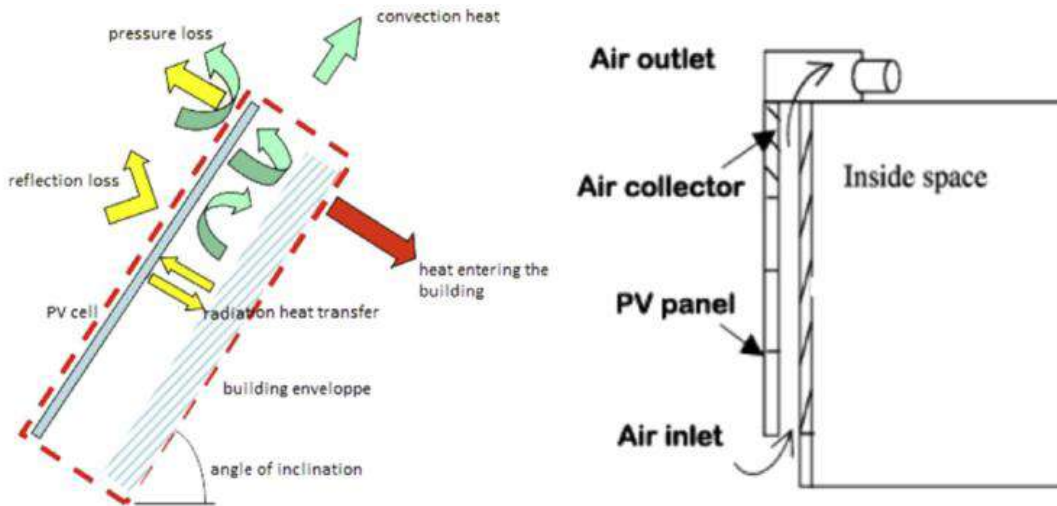


Figure 2.30: Système BIPVT intégré à un bâtiment à flux d'air naturel partiellement transparent [76].

Agrawal et al. [77] ont examiné un système BIPVT monté sur le toit pour les conditions climatiques indiennes. Dans l'étude, il a été conclu que pour les systèmes de toit BIVT avec un débit massique d'air constant, les connexions en série sont les plus appropriées Figure 2.31.



Figure 2.31: Système BIPVT monté sur le toit, New Delhi, Inde [77]

Gholampour et al. [78] ont travaillé sur un système PVT de type air avec capteur transpiré. Comme le montre la figure 2.32, le canal transpiré est utilisé pour faire

circuler l'air. Un modèle CFD du système est créé et résolu à l'aide de Fluent. Les rendements de la première loi et de la deuxième loi du système sont calculés. Les rendements thermiques obtenus se situent entre 45 et 55%.

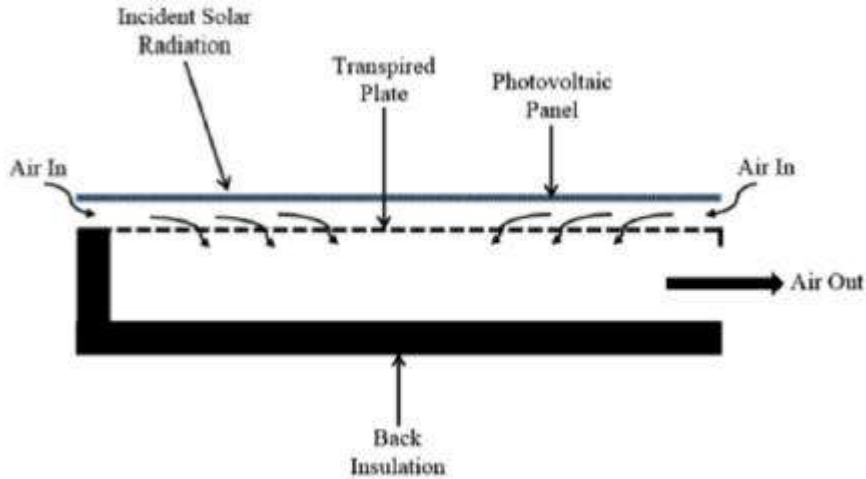


Figure 2. 32: Utilisation du capteur transpiré pour le type à air PVT [78].

La performance d'un système PVT intégré au toit en coussin d'ETFE (éthylène tétra fluor éthylène) est analysée par Hu et al. [79] Comme le montre la figure 2.33, les modules a-Si PV sont utilisés dans un coussin à trois couches. Le rendement net du système enregistré était de 25%. L'augmentation moyenne de la température de l'air était de 16 °C à 31 °C.

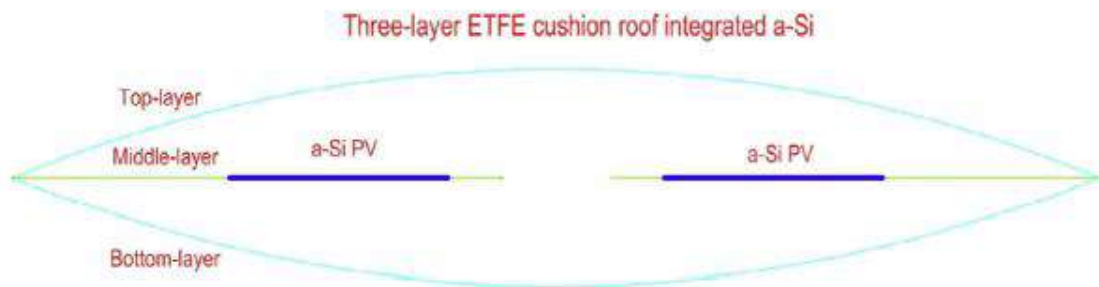


Figure 2. 33 : Type PVT pneumatique monté sur le toit avec coussin ETFE [79]

Kasaecian et al. [80] ont expérimenté les effets de la grosseur forcée sur le système d'air PV / T à Téhéran. Quatre panneaux ont été sélectionnés pour produire des conditions de convection forcée PV. Les résultats ont été les rendements thermiques et électriques du rendement du système avec un débit massique d'air de 0.016 kg/s, respectivement de 12% et 31%. Comme le montre la figure 2.34



Figure 2.34: Une photographie de l'installation expérimentale d'un collecteur d'air hybride PV / T [80].

Tiwari et al. [81] ont étudié un système constitué d'un sécheur solaire, intégré à un collecteur d'air solaire partiellement couvert (N-PVT) à New Delhi (Inde) (voir figure 2.35). Il a été constaté qu'avec une variation du nombre de capteurs d'air de 1 à 5, l'énergie thermique, le rendement thermique et le rendement exergetique passent de 3,24 à 10,57 kWh / jour, de 61,56% à 42,22% et de 28,96% à 19,11% respectivement.

(a)



(b)

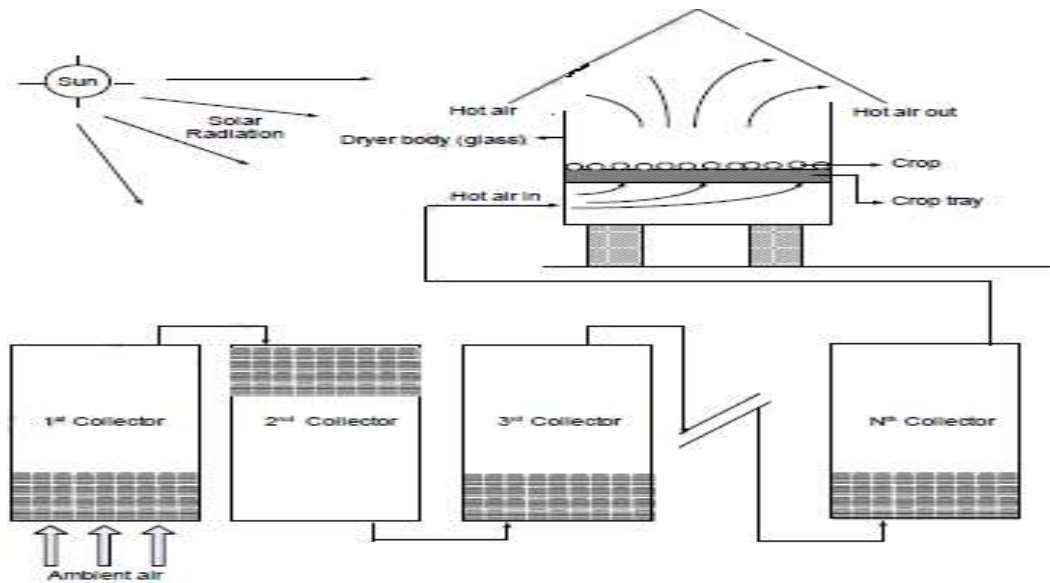


Figure2. 35: Schéma de séchoir (a) à effet de serre en mode mixte intégré au collecteur d'air PVT (b) à effet de serre en mode mixte intégré avec N collecteurs d'air PVT [81].

Sopian et al. [82] ont étudié un système PV / T vitré pour un système de chauffage à air simple et double pour le chauffage en Malaisie. Il a été démontré qu'une augmentation de l'énergie thermique pour le système PV/T vitré à faible rendement électrique en raison de la température de fonctionnement élevée.

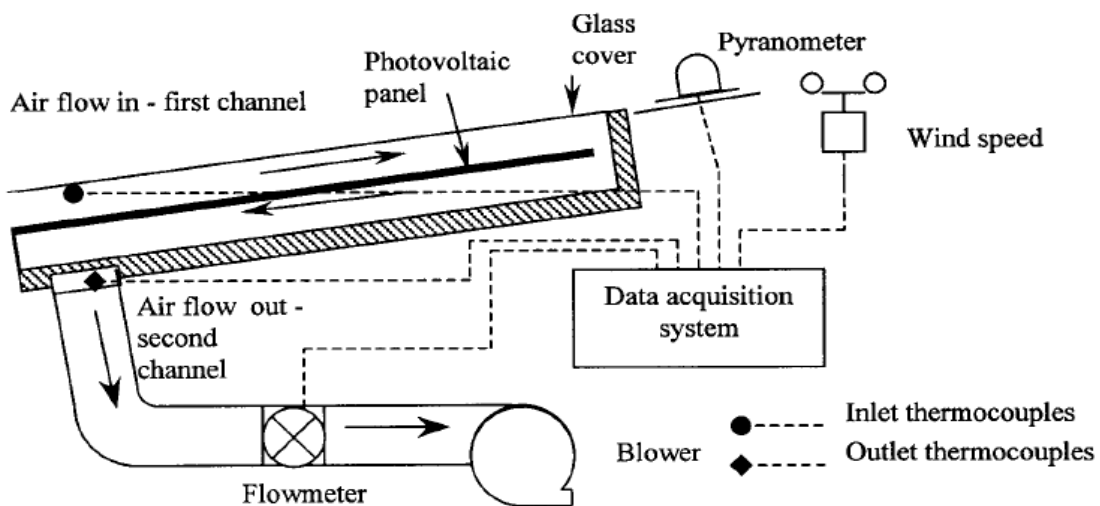


Figure2. 36: Montage expérimental du collecteur solaire thermique photovoltaïque à double passage [82].

2.10.3 PVT concentré : (PVTC)

Comme son nom l'indique, dans ce type de système PVT, des concentrateurs solaires sont utilisés pour concentrer les radiations solaires sur le système PVT.

Coventry et al. [83] ont étudié les performances d'un collecteur PVT à concentrateur de forme parabolique avec un rapport de concentration géométrique de 37%. Des cellules de silicium monocristallin ont été fixées au récepteur. L'eau est utilisée comme fluide de travail pour extraire la chaleur des modules PV (Figure 2.37). Les rendements thermiques et électriques atteints étaient respectivement de 58% et 11%.



Figure 2.37: Système CPVT à creux parabolique [83].

Chaabane et al. [84] ont examiné les performances du système PVT utilisant un collecteur de concentration de cuve en acier inoxydable de 3.64m de long et 2m de large ont été étudiées. 18 modules PV monocristallins de 20 W sont fixés à un conduit absorbant rectangulaire constitué d'acier revêtu noir. La longueur de ce conduit est de 1.825 m, la largeur de 0.275 m et la profondeur de 0.05 m (figure 2.38). Le rendement électrique maximal obtenu par ce système est 10.02%, ce qui est 0.62% plus élevé que le PV concentré de même taille seul. Le rendement thermique et le rendement global du système ont été respectivement de 16% et 26%. Une modélisation CFD du système complet a également été réalisée, ce qui donne un accord satisfaisant avec les résultats expérimentaux.

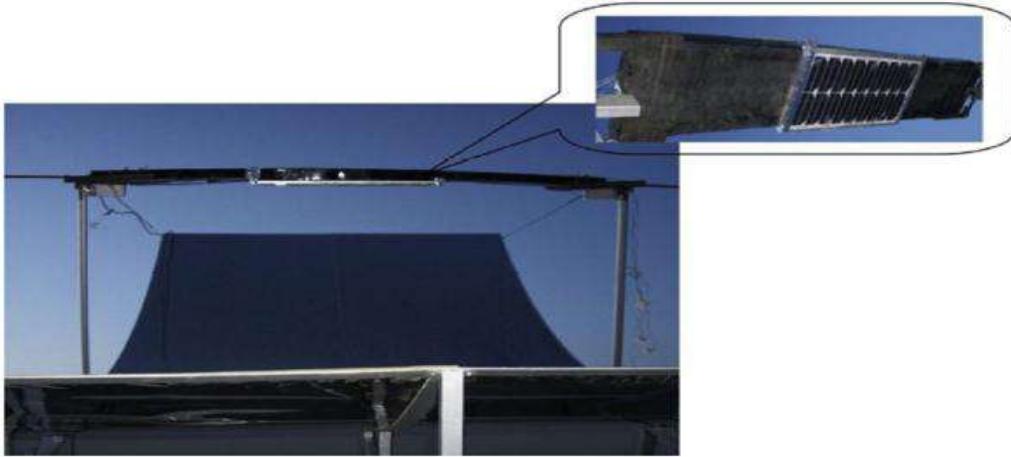


Figure 2.38: CPVT avec collecteur en acier inoxydable [84].

Proell et al. [85] ont étudié un système CPVT. Les concentrateurs paraboliques composés ont été utilisés pour le CPVT. L'absorbeur thermique en aluminium de 50 mm x 1200 mm a été équipé d'une cellule c-Si de 44 x 156 mm². La cellule est située à proximité de l'entrée de fluide. En moyenne, 10 à 11% du rendement électrique du PV ont été enregistrés. (Figure 2.39)



Figure 2.39: CPVT avec concentrateurs paraboliques composés [85].

Bernardo et al. [86] ont étudié les performances du CPVT avec un collecteur à creux parabolique. Le réflecteur parabolique était constitué d'un film plastique revêtu d'argent stratifié sur une feuille d'acier, avec un rapport de concentration de 7.8%. Le récepteur est composé d'un absorbeur thermique en aluminium. Les modules photovoltaïques monocristallins d'une surface de 0.3 m² ont été fixés à l'absorbeur, un canal d'écoulement d'eau est prévu dans le récepteur comme le montrent la figure 2.40.

La production annuelle hybride électrique et thermique est respectivement de 45.1 kWh/m² an et 187.6 kWh/m² an. Le module PV produit 164.5 kWh/m² an tandis que le capteur thermique génère 401.6 kW h/m²an.

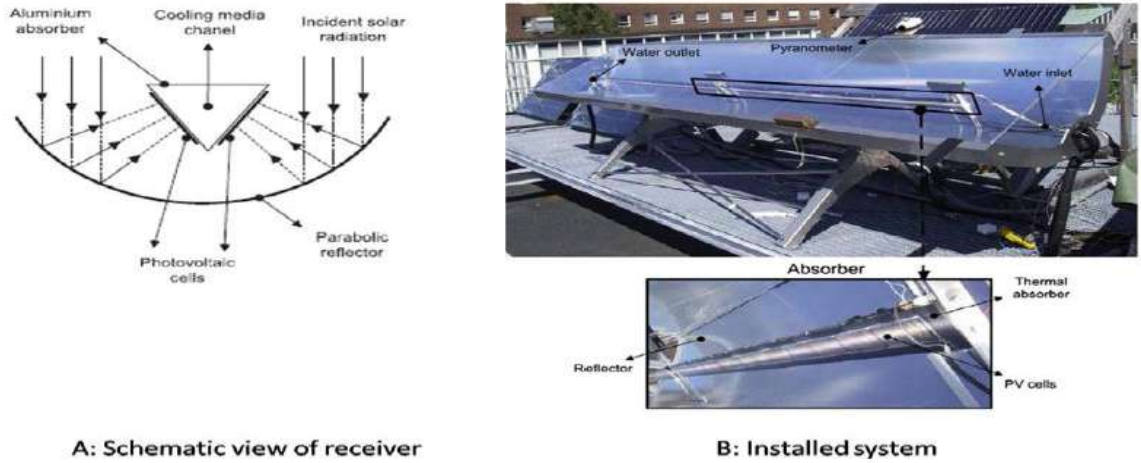


Figure 2.40: CPVT avec concentrateurs paraboliques composés et récepteur à canal triangulaire

Widyolar et al. [87] ont analysé la performance du système CPVT avec collecteur à creux parabolique et cellule solaire GaAs. Avec le collecteur parabolique, un concentrateur secondaire supplémentaire a également été utilisé dans le système Figure 2.41. Le rapport de concentration de 60 × a été atteint. Une efficacité thermique de 37%, un rendement électrique de 8% a été enregistré.

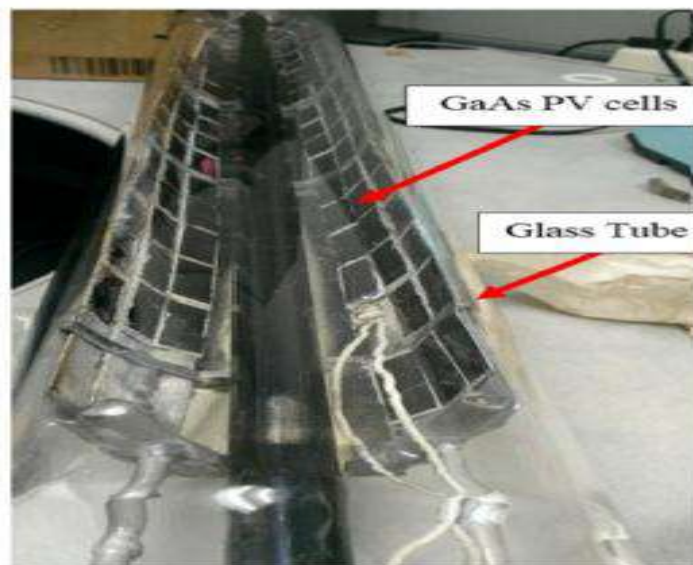


Figure 2.41: Concentrateur secondaire en CPVT [87]

2.11 Conclusion :

Les systèmes PV/T sont des dispositifs très promoteurs en matière d'exploitation d'énergie solaire dans ces deux aspects photovoltaïque et thermique. Cette notable caractéristique se base sur la simplicité dans la conception et leur fonctionnement. Sur la base des applications finales, des systèmes BIPVT muraux et sur le toit pour le chauffage des locaux ont été développés. L'utilisation de système PV/T de type à eau pour le dessalement et le chauffage de l'eau domestique a également été démontrée par de nombreuses études. Certains aspects importants des systèmes PV/T sont abordés :

2.11.1 Système PVT du type non concentré

Des diverses méthodes d'augmentation de transfert de chaleur ont été étudiées. En outre, l'utilisation de vitrages, la disposition des tubes de liquide de refroidissement, des canaux simples et doubles, l'utilisation de matériaux à changement de phase, etc. sont explorés. Des conclusions significatives peuvent être tirées sur la base de la littérature citée dans cette thèse.

- Pour extraire la chaleur de la surface arrière du module PV, canal d'eau ci-dessous, les modules PV sont les plus efficaces.
- Les systèmes PVT de type eau peuvent être appliqués aux systèmes de chauffage d'eau domestique à plaques plates conventionnelles, au préchauffage de l'eau pour le dessalement, au préchauffage de l'eau pour les processus industriels. Cependant, la congélation de l'eau (dans la région froide) peut limiter leur utilisation
- Les systèmes PVT de type air conviennent le mieux aux applications de chauffage des locaux dans les régions froides. La plupart du temps, les systèmes PVT de type air sont intégrés aux bâtiments (BIPVT).

2.11.2 Systèmes PVT de type concentré (CPVT)

Systèmes CPVT (avec collecteurs à auge parabolique) composé de concentrateurs paraboliques et de lentilles de Fresnel qui sont rapportés de manière significative dans la littérature. En général, les rendements électrique et thermique des systèmes PVT de type concentré sont respectivement de 8 à 11% et de 40 à 60%. Certains aspects importants du CPVT sont discutés :

- Dans la catégorie des faibles concentrations, les collecteurs à formes paraboliques sont largement utilisés pour le CPVT.
- Les systèmes CPVT nécessitent deux axes de suivis pour avoir de meilleures performances.
- En CPVT, pour de meilleures performances, il s'agit d'utiliser des cellules solaires adaptées aux températures de fonctionnement élevées. L'utilisation de la cellule solaire GaAs est recommandée.

Chapitre 3

Etude expérimentale

3.1 Introduction

La ventilation naturelle est l'une des techniques les plus fondamentales pour réduire la consommation d'énergie dans les bâtiments. Si la capacité de refroidissement de l'air ambiant peut être exploitée pour augmenter le confort thermique intérieur, la nécessité d'un conditionnement mécanique de l'espace diminue. La ventilation naturelle repose sur les forces naturelles : le vent du milieu environnant ainsi que les forces de flottabilité qui se développent en raison des gradients de température à l'intérieur du bâtiment. Dans ce chapitre, nous avons appliqué la ventilation naturelle au collecteur solaire Photovoltaïque hybride. Le travail expérimental est réalisé au niveau de laboratoire de valorisation et promotion des ressources sahariennes (VPRS) d'université Kasdi Merbah Ouargla. Dans ce travail, on aborde l'investigation d'un collecteur solaire hybride (PV/T) qui combine entre deux systèmes solaires différents (thermique et photovoltaïque) en une seule unité. Ce capteur PVT génère en même temps de l'électricité et de la chaleur. Les tests sont consacrés à l'étude de la performance d'un système à canal d'air couvert partiellement par des cellules photovoltaïques. En vue de synthèse bibliographique du chapitre 2, on constate que deux types de gabarits (métalliques et en bois) sont couramment utilisés. En tenant compte des avantages des gabarits en bois tel que sa faible influence sur les valeurs des paramètres de mesure, on a opté à construire un collecteur PV/T avec une carcasse en bois rouge.

3.2 Conception de prototype de collecteur

Le prototype de collecteur est conçu et fabriqué au niveau de laboratoire de valorisation et promotion des ressources sahariennes (VPRS) d'université Kasdi Merbah Ouargla. Le concept de capteur hybride PV/T se compose de deux parties : Photovoltaïque et thermique. L'ensemble de deux parties sont renforcées par un support métallique (à inclinaison variable) fabriqué en cornière L06. Comme indiqué sur la figure 3.1 suivante :

3.3 Description du dispositif expérimental

3.3.1 Composants de capteur solaire

Le système appliqué concerne l'étude du collecteur d'air solaire PV / T (voir Figure 3.1). La figure 3.1 montre une vue photographique de l'installation expérimentale, elle se compose d'un collecteur solaire PV / T avec un canal d'air à un seul passage. La partie électrique est formée d'un module PV monocristallin de dimension 1480×670 (mm), fabriqué par la firme SHENGFA Co.

Le prototype du système PV / T est schématisé dans la figure 3.2, où les composants de base sont donnés comme suit :

- Un case en bois de dimensions 2020 x 750 (mm²) avec une ouverture en avant pour l'entrée d'air et une autre en arrière pour l'échappement d'air du collecteur (énumérées dans le tableau 3.1).
- Une plaque d'extension en verre transparent de 590 x 560 x 3 (mm³).
- Une plaque absorbante mince en aluminium peint en noir avec des dimensions 590 x 560 x 3 (mm³)
- La distance entre la plaque en verre et la plaque absorbante est 100 mm, la distance entre le module PV et la feuille de polystyrène est 100 mm (voir la Figure 3.2).
- L'isolation arrière est assurée grâce à une feuille de polystyrène de 40 mm d'épaisseur.

Le système PV / T est incliné vers la direction sud avec un angle de latitude (31.93°). Grâce à la convection naturelle à travers l'ouverture avant, le flux d'air absorbe la chaleur dégagée du module photovoltaïque et de la plaque inférieure d'aluminium.



Figure 3.1: Le prototype du système hybride PV / T

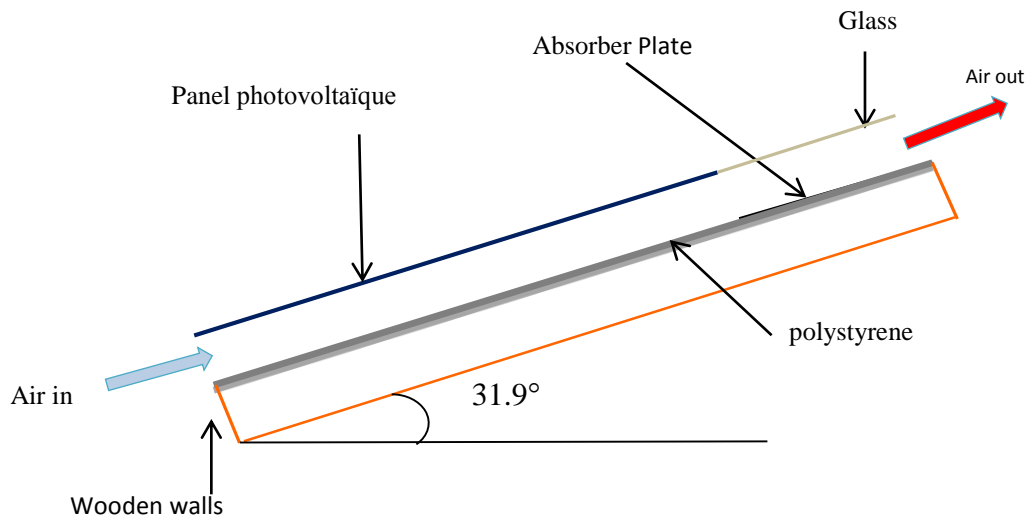


Figure 3.2: Coupe longitudinale du canal d'air PV/T

3.3.2 Caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques monocristallins données par le fabricant sont indiquées dans le **tableau 3. 1**

Tableau 3. 1 : Les caractéristiques électriques du module PV

Paramètre	Valeur
Puissance max	150 W
Tension max (V_{mp})	18.15 V
Courant max (I_{mp})	8.27 A
Tension en circuit ouvert (V_{co})	22.38 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	8.46 A
Nombre de cellules	36
Coefficient de température de V_{co}	0.034V/°C
Coefficient de température d' I_{sc}	0.6 mA/°C
Dimensions	1480 × 670 × 35 (mm)
Masse	13 (kg)

3.4 Appareils de mesures

Dans les expériences on a utilisé plusieurs appareils de mesures qui se répartissent en deux catégories principales tels que les appareils destinés aux paramètres thermiques, et d'autres pour les paramètres électriques.

3.4.1 Solari-mètre (Pyranomètre)

Un pyranomètre DIGITAL de type DS 120 est utilisée pour capter la radiation solaire globale (directe et diffuse). Elle se compose de deux parties : une partie de captage de la radiation solaire et l'autre pour l'affichage numérique voir figure 3. 3

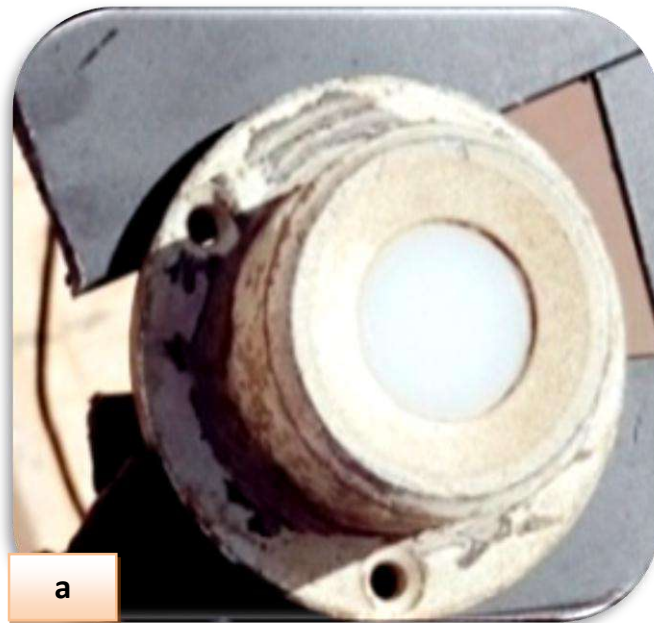


Figure 3.3: Pyranomètre : a) capteur de radiation solaire b) afficheur numérique

3.4.2 L'anémomètre

L'anémomètre CHAUVIN ARNOUX (C.A 1051) offre toutes les mesures nécessaires pour effectuer le bilan complet des installations de climatisation, de chauffage et de ventilation. Il se caractérise par de bonne ergonomie et précision, il se tient dans la main et présente un accès aisé aux différentes fonctions. Il est à la fois thermo-anémomètre à fil chaud ou à hélice, thermo-hygromètre. Le C.A 1051 mesure aussi les températures et la pression. Comme indique dans la figure 3.4.

➤ Caractéristiques techniques

- Thermo-anémomètre à fil chaud :
- Vitesse fil chaud : 0 à 3 m/s et 3.1 à 30 m/s
- Débit : 0 à 65000 m³/h
- Thermo-anémomètre à hélice :
- Vitesse hélice Ø100 mm : 0.20 à 3 m/s et 3.1 à 35 m/s
- Débit : 0 à 65000 m³/h
- Thermo-hygromètre :
- Humidité relative : 3 à 98 %HR
- Point de rosée : -20 à +80°C
- Pression : 0 à ± 1000 mmh²O
- Température 2 entrées Thermocouple K :
- 200 à +40°C / -39 à +999°C / +1000 à +1300°C



Figure 3.4: L'anémomètre chauvin Arnoux (C.A 1051)

3.4.3 Le thermomètre

a) Afficheur numérique

Il s'agit d'un thermomètre de type TM-946 à 4 voies. Il est capable d'afficher simultanément les températures T1, T2, T3, T4 ou T1 - T2. Avec son câble USB (en option), l'appareil peut être connecté à un ordinateur et piloté avec le logiciel Modélisa@LUTRON. L'affichage sur écran LCD rétro éclairé de dimension d'écran 52 x 38 mm. Il tient en mémoire du minimum et du maximum de température avec un arrêt automatique, Voir la figure 3. 5.

➤ Caractéristique de thermomètre

- Unité démesuré °C / °F, 0.1 degré/1 degré.
- Type K: -100 to 1300 °C.
- Type J: -100 to 1200 °C.
- Pt 100 Ω : -199 to 850 °C.
- Maintien des données, enregistrement (max., Min.), Enregistreur de données.
- Logiciel de transmission de données en option, SW-DL2005.
- Interface RS-232, enregistreur de données.
- Type K optionnel. Sonde, TP-01, TP-02A, TP-03, TP-04.
- Pt100 ohm optionnel Tempe. Sonde, TP-101.
- Adaptateur 6 piles DC / 1,5 V (UM-4, AAA) ou adaptateur DC 9V.
- Dimensions : 177 x 68 x 45 mm
- Poids : 489 g.



Figure 3.5: Le thermomètre TM-946

b) Thermocouple type K

La figure 3.6 présente le thermocouple type K. La longueur de la tête de l'appareil est de 100mm avec une longueur de câble de 3m. Le thermocouple type K régule et contrôle la température du sonde capteur dans l'intervalle de -100 °C à 1250 °C.



Figure 3.6: Thermocouple type K

3.4.4 Humidité-mètre

La figure 3.7 présente Humidité mètre de modèle : HT-3006A, il se caractérise par les éléments suivants :

- Humidité mètre pourcentage (RH) : 10 à 95 %RH.
- Humidité mètre/Temps. : 0 à 50.0 °C, °C /°F.
- Type K Thermomètre : -50°C à 1300°C.
- Type J thermometer: -50 to 1100 °C, °C /°F.
- Max., Min., data hold, RS-232 interface.
- Type K Temps. Probe (optionnel) : TP-01, TP-02A, TP-03, TP-04



Figure 3.7: Humidité mètre HT-3006A

3.4.5 Multimètres

a) Multimètre de modèle MASTCH MY68

Ce modèle est utilisée pour mesurer la tension et le courant dans circuit ouvert de panneaux PV Voir la figure 3.8, il possède les caractéristiques suivants :

- Tension CC : $326\text{mV} \pm 0.5\%$, $3.26 / 32.6 / 326\text{V} \pm 0.3\%$, $1000\text{V} \pm 0.5\%$
- Tension alternative : $3,26 / 32,6 / 326 / 700\text{V} \pm 0.8\%$
- courant continu : $0.326 / 3.26 / 32.6 / 326\text{mA} \pm 1.2\%$, $10\text{A} \pm 2.0\%$
- Courant alternatif : $0.326 / 3.26 / 32.6 / 326\text{mA} \pm 1.5\%$, $10\text{A} \pm 3.0\%$
- Résistance : $326\Omega / 3.26\text{k}\Omega / 32.6\text{k}\Omega / 326\text{k}\Omega / 3.26\text{M}\Omega \pm 0.8\%$, $32.6\text{M}\Omega \pm 1.2\%$
- Capacité : $326\text{nF} / 32.6\mu\text{F} \pm 3.0\%$
- Fréquence : $32.6 \text{ KHz} \pm 1,2\%$, $150 \text{ KHz} \pm 2.5\%$
- Vérification de la diode : vérifié en avant ou en arrière
- Vérification du transistor : $1 \sim 1000$
- Vérification de la continuité : la sonnerie intégrée retentira.
- Max. taille de l'écran / LCD : $3260/30 / 60\text{mm}$
- Dimensions : $91 \times 189 \times 31.5\text{mm}$
- Poids : 310g



Figure 3.8: Multimètres de type MASTCH MY68

b) Multimètre de modèle 10401 MUT-33

Ce modèle est utilisée pour mesurer tension et le courant dans le circuit de Rhéostat pour tracer la courbe I-V du panneau PV, il possède les caractéristiques suivants :

- Test de diode et de continuité
- lumière de l'écran

- Batterie incluse 9 V.
- couvercle de protection contre les impacts

Fonctions de spécifications :

- tension continue : 200 mV-500 V
- tension alternative : 200 V-500 V
- courant continu : 2 000 μ A - 10 A
- Résistance : 200 Ω - 20 Ω
- Température ($^{\circ}$ C) : -40 $^{\circ}$ C à 1 370 $^{\circ}$ C
- Température ($^{\circ}$ F) : -40 $^{\circ}$ F à 1.999 $^{\circ}$ F

Voir la Figure 3.9.



Figure 3.9: Multimètres de type 10401 MUT-33

- **Rhéostat**

Cette résistance à variation linéaire est montée sur une armoire avec des connecteurs jack de sécurité. La résistance à l'intérieur est enroulée sur un noyau en céramique stable, elle est menue de trois connections jack de sécurité sur l'armoire, de sorte que la résistance peut servir de résistance variable ou de diviseur de tension. La résistance peut être surchargée 100% pendant une brève période de temps (max. 4 minutes). L'intervalle de variation est de 0-33 Ω / 3.1 A comme indique dans la figure 3.10.



Figure 3.10: Rhéostat a 33Ω

3.5 Procédure expérimentale

L'expérimentation du système est déroulée à la ville de Ouargla qui se situe à la longitude $5^{\circ} 20' E$ et la latitude $31^{\circ} 58' N$. Cette valeur de la latitude est utilisée comme angle d'inclinaison du collecteur pour examiner ces performances. Les différentes expériences sur le système sont menées au niveau du laboratoire VPRS situé au campus de l'Université de Ouargla. Les mesures sont collectées lors des journées ensoleillées du mois de décembre 2018 de 9:00 à 16:00.

3.5.1. Fixation de profondeur de canal

Le canal d'air de prototype de système PVT est conçu avec une profondeur de 30 cm (voir figure 3.11 (a)). Sur la base de l'analyse bibliographique effectuée au chapitre précédent, on constate que les petites profondeurs donnent de bonne performance thermique. A cet effet, durant tout le travail expérimental, la profondeur du canal est fixée à 10 cm (voir la figure 3.11 (b)).

(a)



(b)



Figure 3. 11 : Profondeur de canal a) 30cm, b) 10cm.

3.5.2. Mesure du rayonnement solaire et la température ambiante

Le rayonnement global est mesuré à l'aide d'un pyranomètre digital de type DS 120, qui est placé parallèlement à la surface du panneau PV, tandis que la partie afficheur est placé à l'abri du soleil. La température ambiante et l'intensité solaire sont enregistrées chaque 30 mn.

3.5.3. Mesure des températures et la vitesse d'air dans le système

Les températures à l'entrée et à la sortie d'air ont été enregistrées. Ainsi, les températures moyennes de la plaque absorbante, de la surface arrière du panneau et de la surface supérieure du panneau sont également mesurées.

Un anémomètre à CHAUVIN ARNOUX (C.A 1051) est utilisé pour enregistrer la vitesse d'écoulement d'air dans le canal. Sept thermocouples de type K sont utilisés pour mesurer les températures et leur affichage par des thermomètres de type TM-946. La figure 3. 12 montre les emplacements des thermocouples qui sont distribués sur les positions suivantes :

- ✓ A l'entrée et la sortie du canal (S1et S2).
- ✓ Sur la surface supérieure et arrière de panneau PV (S3 et S4).
- ✓ A l'entrée de verre d'extension (S5).
- ✓ A la surface de la plaque absorbant (S6).
- ✓ Sur le couvercle de verre (S7).

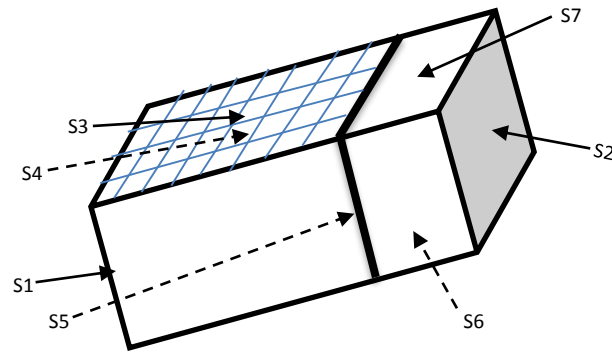


Figure 3. 12: Les positions des thermocouples sur le système de PV/T

3.5.4. Mesures des paramètres électriques

Deux multimètres des types MASTCH MY68 et 10401 MUT-33 sont utilisés pour mesurer les valeurs électriques (courant, tension de panneau PV). De plus, une résistance variable de 30 (Ω) est utilisée pour calculer la puissance maximale produite par les panneaux photovoltaïques. La figure 3.13 illustre les branchements des appareils des mesures électriques utilisés dans le travail expérimental du système PVT. Les données électriques telles que le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le courant et la tension de la puissance maximale sont enregistrées et consignées dans le Tableau 3.2.



Figure 3. 13: Appareils des mesures connectés au système PV/T.

Tableau 3. 2 : Les résultats des tests expérimentaux thermiques et électriques de la journée (1/12/2018)

Heurs	T _{amb} (°C)	T _{in} (°C)	T _c (°C)	T _p (°C)	T _{bs} (°C)	V(m/S)	T _{st} (°C)	P _{th} (W)
9:00	13.5	14	30	42	31	0.2	21	97.26
9:30	14	14.5	33	45	33.8	0.24	22.1	147.23
10:00	14.5	16.1	36.7	54	37.2	0.2	25	176.00
10:30	15	18.5	40.8	59.7	41.8	0.24	32.2	215.60
11:00	16	19	42	62.7	43.7	0.24	32.5	252.70
11:30	17	19.1	45	66.4	46.8	0.3	33.8	320.00
12:00	18	19.5	47.8	67.7	50	0.27	34.6	348.00
12:30	18.5	20	50	68	52	0.3	36	400.00
13:00	19	19.5	51.5	66	53.7	0.3	37.5	425.00
13:30	19.5	20.6	50.8	67.5	52.8	0.3	37.9	405.00
14:00	20.4	21	50.4	64.7	51.6	0.3	38.2	390.00
14:30	20.2	20.3	47	61.1	48.1	0.3	36.6	310.12
15:00	19.5	20.8	45.5	56	46.2	0.21	34.5	260.00
15:30	19	20	41.3	49	42.5	0.21	33.5	210.00
16:00	18	19.5	37.4	45	38	0.18	31.8	150.00

Heurs	G (W/m ²)	I _{sc} (A)	V _{co} (v)	V _{mpp} (v)	I _{mpp} (A)	P _{el} (W)
9:00	480	4	20.95	18.56	3.5	64.96
9:30	545	4.7	20.9	18.45	3.9	71.95
10:00	640	5.5	20.68	18.3	4.6	84.18
10:30	750	6.43	20.48	17	5.8	98.6
11:00	786	6.9	20.37	16.9	6.1	103.09
11:30	840	7.43	20.2	16.8	6.45	108.36
12:00	884	7.65	20.11	16.8	6.8	114.24
12:30	923	7.77	20.03	16.6	7.2	119.52
13:00	935	7.75	20.04	16.6	7.15	118.69
13:30	932	7.7	20.16	16.8	7.1	119.28
14:00	896	7.23	20.05	16.95	6.8	115.26
14:30	810	6.67	20.07	16.95	6.2	105.09

15:00	746	5.97	20.22	17.2	5.7	98.04
15:30	632	5.06	20.36	17.5	4.8	84
16:00	518	4.2	20.56	18	3.9	70.2

3.6 Conclusion

Cette étude expérimentale a été menée le 1er décembre 2018 (une journée froide à faible vitesse de vent) au site de l'Université Kasdi Merbah Ouargla. À midi, en mesurant de nombreuses valeurs des paramètres thermiques et électriques du collecteur PV/T, on remarque une forte augmentation des valeurs suivants : (Rayonnement solaire, vitesse de l'air, température ambiante, Température de cellule, température de plaque absorbante, intensité du courant électrique) et une diminution de la valeur de tension électrique des cellules photovoltaïques. Par contre des faibles valeurs se situent aux heures de début et de fin de la journée où une différence significative entre la température de l'air entrant et sortant du canal.

En effet, ces tests ont illustré des bonnes puissances thermiques et électriques de collecteur. De même, l'étude des profils de température du collecteur a montré que l'isolation thermique du capteur solaire PV/T peut être facilement réalisée grâce à la bonne étanchéité et l'isolation des parois internes. Les performances électriques de collecteur sont fortement dépendantes du rayonnement solaire direct.

Chapitre 4

Modélisation et
simulation numérique
de système PVT

4.1 Introduction :

Le rôle du modèle mathématique utilisé est de décrire un phénomène physique complexe de manière simple et compréhensible avec un certain degré de précision. Cette modélisation présente l'analyse de l'aspect thermique et électrique d'un prototype de capteur solaire hybride PV / T qui fait l'objet de ce travail. Ainsi, pour la résolution des équations régissant, le logiciel MATLAB (R2014a) est utilisé.

4.1.1 Modèle mathématique thermique

Les hypothèses suivantes sont faites pour écrire les équations du bilan énergétique du modèle de collecteur PV / T [88] :

- Le régime d'air est permanent.
- Les températures sont uniformes sur les surfaces supérieure et arrière du panneau photovoltaïque et sur l'autre surface de système PV/T.
- La vitesse de l'air est constante dans le canal du capteur.
- La perte d'énergie est négligeable par le latéral.
- Le flux d'écoulement est unidirectionnel.

Les équations des bilans énergétiques sont développées sur la base du modèle de flux d'air naturel et de la distribution de la chaleur [89]. Le phénomène physique est décrit dans la figure 4.1

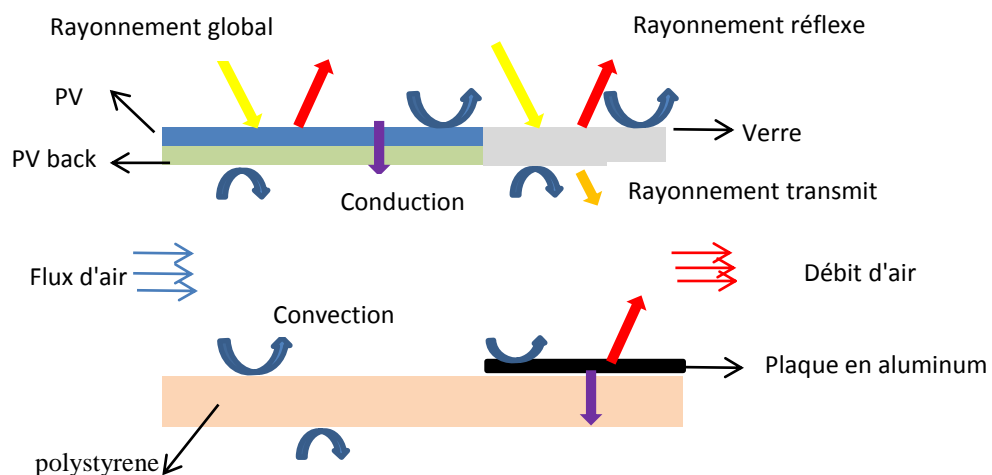


Figure 4. 1: Modèle de phénomène physique

Deux améliorations sont retenues, à savoir : le transfert de la chaleur par le rayonnement entre le couvercle en verre et la plaque absorbante, ainsi que les différents taux de transfert de chaleur par conduction et convection avec les surfaces de matériaux

vers le fluide en mouvement. Pour plus de précisions, cette partie, à son tour, est divisée en deux parties comme suit :

4.1.1.1 Bilans thermiques dans la première partie

La première partie est formée par un panneau solaire de cellules monocristallines et un canal rectangulaire inférieur, dans lequel un flux d'air passe entre la surface arrière de PV et au-dessus de la couche de polystyrène. Les limites d'intervalle de cette partie sont : $0 \leq x \leq L_{PV}$, comme le montre la figure 4.2

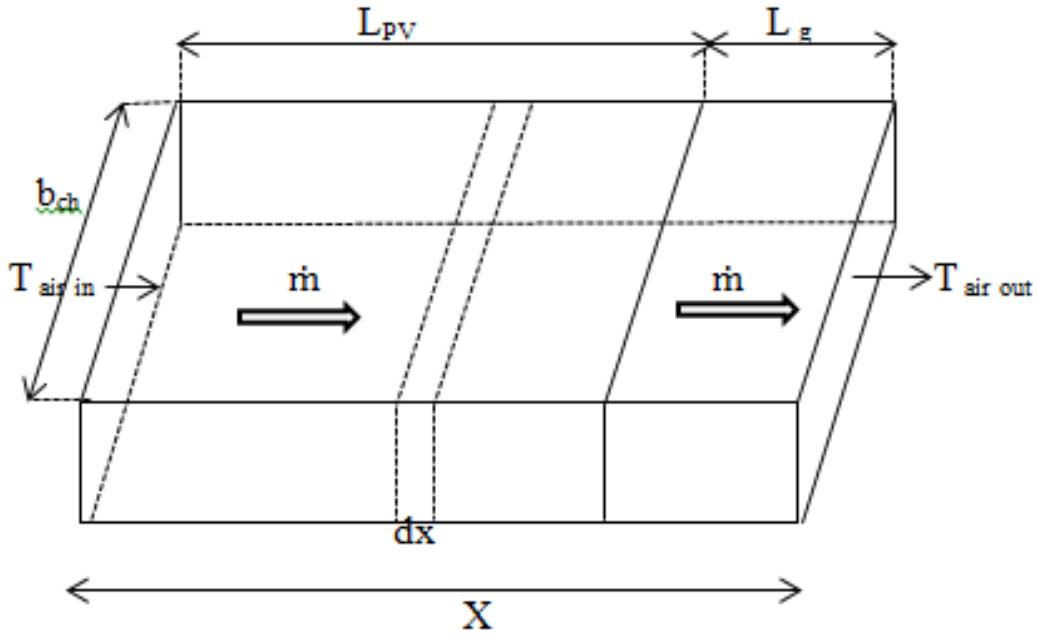


Figure 4. 2 : Schéma de la longueur élémentaire du canal (dx)

a) Pour le module PV :

$$[\alpha_c G \beta_c + (1 - \beta_c) \alpha_T G] b_{ch} \tau_G dx = [U_t (T_c - T_{amb}) + U_T (T_c - T_{bs})] b_{ch} dx + \eta_{ref} G \beta_c b_{ch} dx \quad (4.1)$$

Où

$$U_T = \frac{\lambda_T}{L_T} \quad (4.2)$$

$$U_t = \left[\frac{L_T}{\lambda_T} + \frac{1}{h_T} \right]^{-1} \quad (4.3)$$

Pour la surface arrière PV

$$U_T (T_c - T_{bs}) b_{ch} dx = h_w (T_{bs} - T_{air}) b_{ch} dx \quad (4.4)$$

Où h_w est le coefficient thermique dû au vent, il est calculé en fonction de la vitesse du vent (V_W) par la relation suivante [89] :

$$h_w = 5.7 + 3.8V_W \quad (4.5)$$

c) Pour le flux d'air sous le module PV

$$h_w(T_{bs} - T_{air})b_{ch}dx = U_b(T_{air} - T_{amb})b_{ch}dx + \dot{m}c_a \frac{dT}{dx} dx \quad (4.6)$$

Où

$$U_b = \left[\frac{l_{ins}}{\lambda_{ins}} + \frac{1}{h_{ins}} \right]^{-1} \quad (4.7)$$

$$U_L = U_{tair} + U_b \quad (4.8)$$

$$h_{p1} = \frac{U_T}{U_t + U_T} \quad (4.9)$$

$$h_{p2} = \frac{h_w}{U_{tT} + h_w} \quad (4.10)$$

En utilisant l'équation 1.4 et 4.4, l'équation 4.6 peut être transformée en la relation suivante :

$$b_{ch} [h_{p1} h_{p2} (\alpha\tau)_{eff} G] = \dot{m}c_a \frac{dT}{dx} + b_{ch} U_L (T_{air} - T_a) \quad (4.11)$$

Où

$$(\alpha\tau)_{eff} = [\alpha_c \beta_c + (1 - \beta_c) \alpha_T - \eta_{ref} \beta_c] \tau_G \quad (4.12)$$

L'équation différentielle 4.11 est résolue comme suit :

$$T_{air} = \frac{h_{p1} h_{p2} (\alpha\tau)_{eff} G}{U_L} (1 - e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a x}) + T_{airin} e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a x} + T_{amb} (1 - e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a x})$$

Pour l'équation 11, les conditions aux limites à $x = 0$, $T_{air} = T_{airin}$

$$x = L_{PV}, T_{air} = T_{airL_{PV}}$$

$$T_{airL_{PV}} = T_{air}|_{x=L_{PV}} \left[\frac{h_{p1} h_{p2} (\alpha\tau)_{eff} G}{U_L} + G \right] (1 - e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a L_{PV}}) + T_{airin} e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a L_{PV}} \quad (4.13)$$

$T_{airL_{PV}}$, est la température de sortie d'air de la première partie et est la même température à l'entrée de la partie deuxième

$$T_{bs} = \frac{h_{p1} (\alpha\tau)_{eff} G + U_{tT} T_{amb} + h_w T_{air}}{U_{tT} + h_T} \quad (4.14)$$

$$T_c = \frac{[\alpha_c \beta_c + \alpha_T (1 - \beta_c)] G - \eta_c G \beta_c + U_t T_{amb} + h_w T_{bs}}{U_t + U_T} \quad (4.15)$$

La température moyenne de l'air le long du canal d'air sous le module PV est :

$$\overline{T_{air}} = \frac{1}{L} \int_0^{L_{PV}} T_{air} dx = \left[\frac{h_{p1} h_{p2} (\alpha \tau)_{eff} G}{U_L} + G \right] \left(1 - \frac{1 - e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a L_{PV}}}{b_{ch} U_L / \dot{m} c_a} \right) + T_{airin} \frac{1 - e^{-b_{ch} U_L / \dot{m} c_a L_{PV}}}{b_{ch} U_L / \dot{m} c_a} \quad (4.16)$$

4.1.1.2 Bilans thermiques dans la deuxième partie

La deuxième partie est le canal rectangulaire limité par le couvercle en verre et la plaque d'aluminium, dans lequel le flux d'air continue son passage vers la sortie. La couche intérieure de polystyrène est ajoutée pour réduire la perte de chaleur. Cette partie est étendue dans l'intervalle ($L_{PV} \leq x \leq L_{PV} + L_g$)

a) La plaque de verre :

$$(\alpha_g + \tau_g) G b_{ch} dx = [h_{r,g-s}(T_g - T_s) + h_w(T_g - T_{amb}) + h_{r,p-g}(T_g - T_p) + h_{v,air-g}(T_g - T_{air})] b_{ch} dx \quad (4.17)$$

Pour le ciel, la température équivalente est exprimée par la relation [90] :

$$T_s = 0.0552 * T_{amb}^{1.5} \quad (4.18)$$

Où les coefficients de transfert de la chaleur par rayonnement sont [91] :

- $h_{r,g-s}$ est le coefficient pour le verre avec l'air ambiant, il est donné par la relation suivante :

$$h_{r,g-s} = \sigma \varepsilon (T_s^2 - T_g^2)(T_s + T_g) \quad (4.19)$$

- $h_{r,p-g}$ est le coefficient pour la plaque d'aluminium avec le verre :

$$h_{r,p-g} = \sigma \frac{(T_p + T_g)(T_p^2 + T_g^2)}{\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1} \quad (4.20)$$

Pour σ et ε sont respectivement la constante de Stefan-Boltzmann et l'émissivité

b) Pour la circulation d'air sous la plaque de verre :

$$\dot{m} c_a \frac{dT_{air}}{dx} = [h_{v,air-g}(T_g - T_{air}) + h_{v,air-p}(T_p - T_{air})] b_{ch} \quad (4.21)$$

Où le coefficient de transfert de chaleur par convection [92] :

$$h_{v,air} = \lambda_{air} \frac{Nu}{D_H} \quad (4.22)$$

Où

Nu , λ_{air} , D_H air sont respectivement le nombre de Nusselt, la conductivité thermique de l'air, le diamètre hydraulique. Le nombre de Nusselt dans l'écoulement turbulent et laminaire est calculé par les deux relations suivantes [92] :

$$Nu = 0.64 Re^{0.5} Pr^{0.33} \quad (4.23)$$

$$N_u = 0.023R_e^{0.8}Pr^{0.4} \quad (4.24)$$

Où Pr et R_e sont respectivement les nombres de Prandtl et Reynolds, qui sont exprimés par les relations suivantes :

$$Pr = \frac{\mu}{\lambda_{air}} c_a \quad (4.25)$$

$$R_e = \frac{\rho D_H}{\mu} V_{air} \quad (4.26)$$

c) Pour la plaque absorbante :

$$h_{c,p-in}(T_p - T_{in})b_{ch}dx = [h_{v,air-p}(T_{air} - T_p) + h_{r,p-g}(T_g - T_p)]b_{ch}dx \quad (4.27)$$

d) Pour l'isolant thermique :

$$h_{c,p-in}(T_p - T_{ins})b_{ch}dx = h_w(T_{ins} - T_{amb}) \quad (4.28)$$

$$h_{c,p-in} = \frac{1}{\left(\frac{l_p}{\lambda_p} + \frac{l_{ins}}{\lambda_{ins}}\right)} \quad (4.29)$$

À partir des équations 4.17 et 4.21, 4.27, 4.28 et de l'annexe A, l'équation (4.30) est formulée. Cette équation représente la température de l'air circulant entre le verre et la plaque d'aluminium. Connaissant la condition au limite à $x=L_{PV}$, $T_{air}=T_{airL_{PV}}$, l'équation (4.30) est exprimée comme suit :

$$T_{air} = \frac{N}{R} + \left(T_{airL_{PV}} - \frac{N}{R}\right)e^{R(x-L_{PV})/W} \quad (4.30)$$

Où les coefficients R et N sont définis à l'annexe A.

En remplaçant l'abscisse dans l'équation 4.30 par la longueur totale du panneau PV avec la plaque de verre :

$$T_{airout} = T_{air}|_{x=L_{PV}+L_g} = \left(T_{airL_{PV}} - \frac{N}{R}\right)e^{RL_g/W} \quad (4.31)$$

De plus, à partir des équations 4.17, 4.21, 4.27 et 4.28, l'équation (4.32) est extraite. Cette équation représente la température le long de la plaque d'aluminium :

$$T_p = \frac{1}{K} \left[YG + (Db_{ch} + AFh_w)T_{air} + F \cdot h_w h_{c,in-p} T_{amb} - Z \left(T_{airL_{PV}} - \frac{N}{R}\right)e^{R(x-L_{PV})/W} \right] \quad (4.32)$$

À partir de l'équation (4.32), l'équation (4.33) est obtenue et qui représente la température moyenne le long de la plaque d'aluminium :

$$\overline{T_p} = \frac{1}{L} \int_{L_{PV}}^{L_{PV}+L_g} T_p dx = \frac{1}{K} [YG + (Db_{ch} + AFh_w)T_{airout} + F \cdot h_w h_{c,in-p} T_{amb}] (L_g) - \frac{W}{KR} Z \left(T_{airL_{PV}} - \frac{N}{R} \right) e^{RL_g/W} \quad (4.33)$$

Les valeurs utiles d'énergie thermique et d'exergie du système PV / T sont calculés comme suit [93] :

$$q_u = \dot{m} \cdot c_a (T_{airout} - T_{airin}) \quad (4.34)$$

$$q_{exo} = q_u \left[1 - \frac{(T_{ref}+273)}{293+(T_{airout}-T_{amb})} \right] \quad (4.35)$$

4.1.2 Modèle mathématique électrique

Les propriétés électriques du collecteur PV / T sont obtenues à partir du modèle électrique du panneau PV. La figure 4.3 présente le circuit électrique équivalent pour le module PV. Ce circuit électrique est exprimé par l'équation (4.36) ci-dessous :

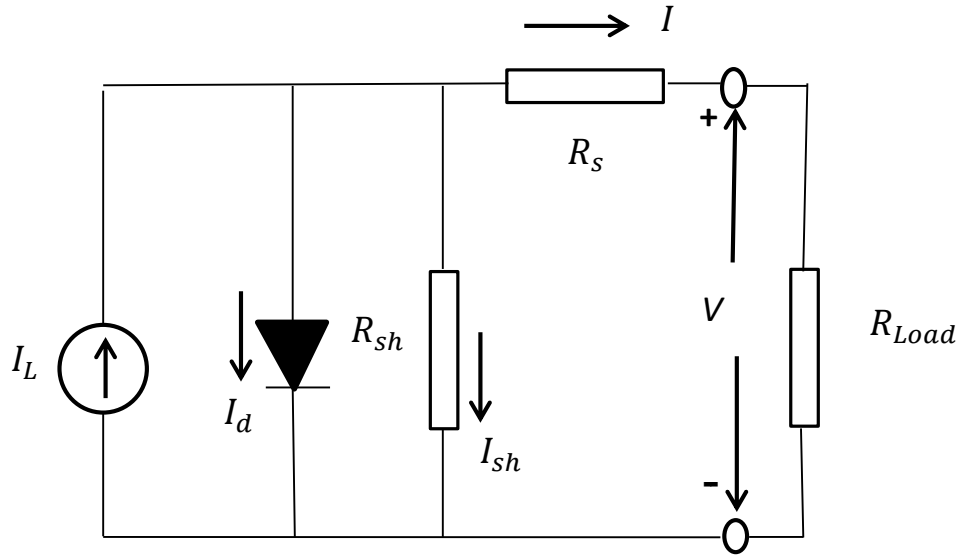


Figure 4. 3 : Circuit électrique équivalent d'un module PV.

$$I = I_L - I_d - I_{sh} = I_L - I_s \left[\exp \left(\frac{V+IR_s}{a} - 1 \right) \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4.36)$$

Où $(R_s, I, R_{sh}, I_L, I_{sh}, I_d, I_s, V)$ sont respectivement la résistance série, courant de la charge, la résistance shunt, Le photo-courant et le courant de court-circuit, le courant de saturation de la diode et la tension. Le facteur d'idéalité modifié est exprimé par la relation :

$$a = \frac{NK\gamma T_c}{q}$$

Où q , K , N , et γ sont respectivement la charge électronique, la constante de Boltzmann, le nombre de cellules dans le module PV et le facteur d'idéalité. Les valeurs de ces paramètres sont répertoriées dans le tableau 4.1.

$$I_s = \frac{I_L}{\exp\left(\frac{V_{co}}{a}\right) - 1} \quad (4.37)$$

La tension de circuit ouvert $V = V_{co}$ à $I = 0$;

$$V_{co} = R_{sh}I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{a}\right) - 1 \right] \quad (4.38)$$

Le courant de court-circuit ($I = I_{sh}$ à $V = 0$, $R_s \ll R_{sh}$)

$$I_{sc} = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{a}\right) - 1 \right] \quad (4.39)$$

$$I_L(G, T_c) = I_{sh,ref} \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) [1 + U_s(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.40)$$

$$I_s = I_{sh,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{\gamma K} \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c}\right) - \frac{V_{oc,ref}}{a} \right] \quad (4.41)$$

$$R_{sh} = \frac{G}{G_{ref}} R_{sh,ref} \quad (4.42)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (4.43)$$

Dans les conditions standards, en charge, les variations de la tension et de l'intensité du courant des rayonnements solaires et de la température d'une cellule sont exprimées en flux [94] :

$$I(G, T_c) = I_{ref} + \beta_I(T_c - T_{ref}) \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \left[\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) - 1\right] I_{sc,ref} \quad (4.44)$$

$$V(G, T_c) = V_{ref} + \beta_V(T_c - T_{ref}) - R_s \Delta I \quad (4.45)$$

Les paramètres I_{sc} , V_{co} sont calculés à l'aide des équations suivantes [94] :

$$I_{sc}(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) [I_{sc,ref} + \beta_I(T_c - T_{c,ref})] \quad (4.46)$$

$$V_{co}(G, T_c) = V_{co,ref} + a \ln\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \beta_V(T_c - T_{c,ref}) \quad (4.47)$$

Où :

Aux conditions de référence, les paramètres (G_{ref} , $I_{sc,ref}$, $T_{c,ref}$, $V_{co,ref}$) sont le rayonnement solaire, le courant de court-circuit, la température des cellules PV et la tension en circuit ouvert. Les paramètres β_V et β_I présentent les coefficients de température, de la tension et du courant

Tableau 4. 1: Les valeurs des paramètres du système PV / T.

Paramètres	Unit
Absorption de la vitre, α_g	0.06
Absorption des cellules solaires, α_c	0.85
Absorptivité du tedler, α_T	0.5
Absorptivité de la plaque noire absorbante, α_p	0.95
émissivité de la vitre, ε_g	0.93
émissivité de la plaque noire de l'absorbeur, ε_p	0.9
Stefan-Boltzmann constant, σ	$5.67.10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$
conductivité thermique de la vitre, λ_g	1 W/m K
conductivité thermique de la cellule solaire, λ_c	0.036 W/m K
conductivité thermique du tedeler, λ_T	0.033 W/m K
conductivité thermique de la plaque noire de l'absorbeur, λ_p	250 W/m K
conductivité thermique du polystyrène, λ_{ins}	0.035W/m K
Longueur de PV, L_{PV}	1.48 m
Longueur de vitre, L_G	0.56 m
Largeur de PV, W_{PV}	0.67 m
Largeur de chanel, b_{ch}	0.59 m
Epaisseur de vitre, l_g	0.003 m
Epaisseur de cellule solaire, l_c	0.0003 m
Epaisseur de la plaque noire de l'absorbeur, l_p	0.002 m
Epaisseur de polystyrène, l_{ins}	0.04 m
transmissivité de vitre, τ_G	0.84
U_T	66
U_t	11.4
U_{tT}	9.72
U_L	5.62
h_w	10.5
h_{p1}	0.96
h_{p2}	0.37
η_{ref}	0.15
E_g	1.2 eV
δ	0.052
β_c	0.83
β_p	0.005 K^{-1}
La constante de Boltzmann, K	$1.3807.10^{-23} \text{ J K}^{-1}$
γ	1.2
La charge électronique, q	$1.6.10^{-19} \text{ C}$

4.2 Rendement du système de collecteur

4.2.1 Rendement thermique

Les données de mesures de différents paramètres sont utilisées pour calculer le rendement thermique donné par l'équation [95] :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m} \cdot c_a (T_{airout} - T_{airin})}{A \cdot G} \quad (4.48)$$

T_{airin} et T_{airout} présentent respectivement les températures à l'entrée et à la sortie du canal d'air, \dot{m} et c_a le débit massique et la capacité calorifique spécifique de l'air. G est le rayonnement solaire incident global et A est la surface du capteur

Le débit massique est exprimé par l'équation suivante :

$$\dot{m} = \rho \cdot V_{air} \cdot A_{Ch} \quad (4.49)$$

ρ et V_{air} sont respectivement la densité et la vitesse du fluide passant dans le canal, A_{Ch} l'aire de la section transversale du canal.

4.2.2 Rendement électrique

Théoriquement, le rendement électrique est calculé selon l'expression suivante [96]

$$\eta_{el} = \eta_{ref} \left[1 - \beta_p (T_c - T_{c,ref}) + \delta \ln \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \right] \quad (4.50)$$

η_{ref} : est le coefficient de rendement électrique à (25 ° C, 1000 W / m²)

La puissance électrique est calculée selon l'expression suivante [96] :

$$P_{el} = \eta_{el} A_{PV} \cdot G \quad (4.51)$$

Où δ et β_p sont respectivement le coefficient de rayonnement solaire et le coefficient de température de la puissance électrique. Dans le tableau 4.1, les valeurs des paramètres électriques et thermiques sont présentées dans la condition standard.

Dans l'expérience, le courant et la tension sont mesurés par deux multimètres, en utilisant une résistance variable. Le rendement électrique est calculé selon l'expression suivante [97]

$$\eta_{ele} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A_{PV} \cdot G} \quad (4.52)$$

4.2.3 Rendement totale

Le rendement total présente la somme du rendement thermique et du rendement électrique convertie ; il est calculé selon l'expression suivante [98] :

$$\eta_O = \frac{\eta_{ele}}{C_f} + \eta_{th} \quad (4.53)$$

Où c_f est le coefficient de transfert de chaleur, il est égal à 0.36.

4.2.4 Rendement exergetique

Le rendement exergetique PV / T du système est déterminée comme suit [93] :

$$\eta_{ex} = \eta_{ref} [1 - \beta_p (T_{airout} - T_{amb})] + \eta_{th} \left[1 - \frac{(T_{ref} + 273)}{293 + (T_{airout} - T_{amb})} \right] \quad (4.54)$$

4.3 Précision de modèle

Les figures 4.4 et 4.5 illustrent les données expérimentales du rayonnement solaire, de la température ambiante et de la vitesse de l'air qui sont utilisés dans toutes les étapes de la présente étude.

L'erreur relative absolue (ER) et la racine carrée moyenne de l'écart en pourcentage (RMSD) [99] sont adoptées pour comparer les résultats numériques et expérimentaux :

$$ER(\%) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{X_{nu,i} - X_{exp,i}}{X_{exp,i}} \right| \times 100 \quad (4.55)$$

$$RMSD(\%) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{X_{nu,i} - X_{exp,i}}{X_{nu,i}} \times 100 \right)^2}{n}} \quad (4.56)$$

Où $X_{exp,i}$ $X_{nu,i}$, sont respectivement les résultats expérimentaux et numériques, et n est le nombre de tests.

4.4 Résultats et discussion

4.4.1 Rayonnement solaire et température ambiante

La figure 4.4 montre le rayonnement solaire et la température ambiante pour le 1^{er} décembre 2018, de 09:00 à 16:00 dans la ville d'Ouargla. La valeur de l'intensité solaire varie considérablement au début et à la fin de la journée. Généralement en cette saison (hiver), l'intensité solaire a atteint sa valeur maximale (935 W / m²) dans la période allant de 12:30 à 14:00. Alors que, pendant cette période, la température ambiante varie entre 18.5 °C et 20.4 °C.

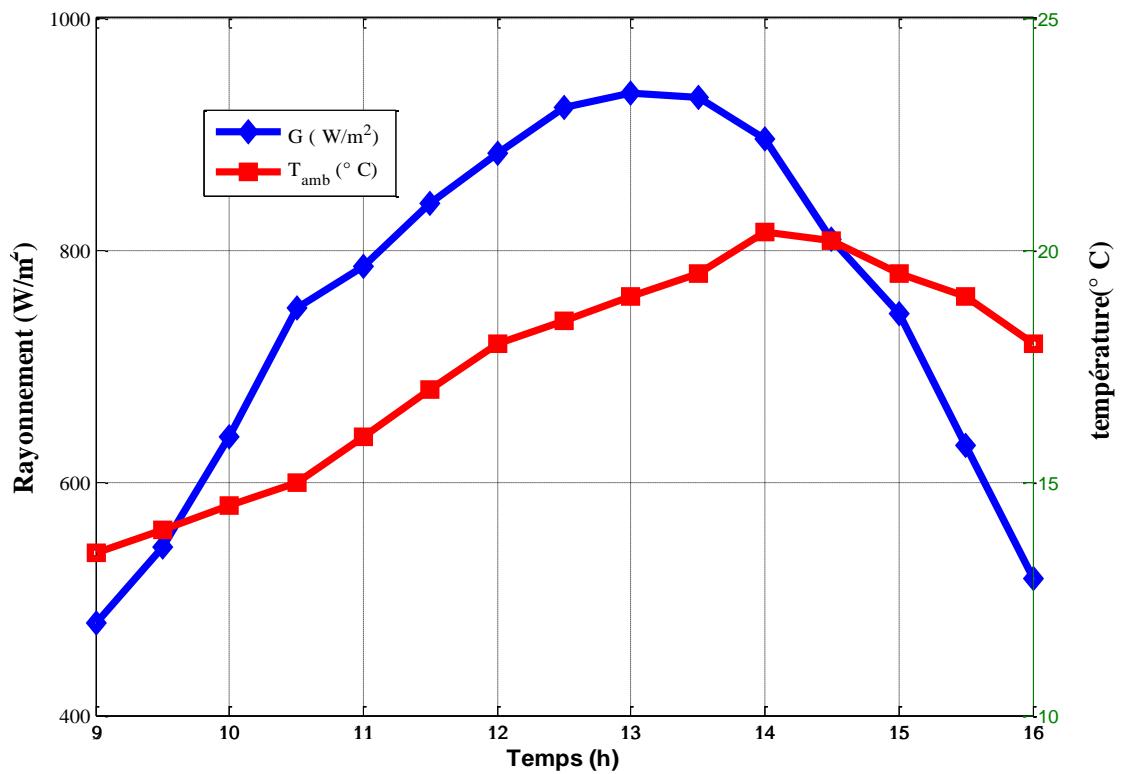


Figure 4. 4: Variations de rayonnement solaire et la température ambiante (au 01/12/2018)

4.4.2 vitesse d'écoulement d'air

La figure 4.5 montre la variation de la vitesse d'écoulement d'air de convection naturelle à l'intérieur du canal entre 0.18 m/s et 0.3 m/s. Il semble relativement stable pendant la journée, sauf aux premiers heures et à la fin de la journée .

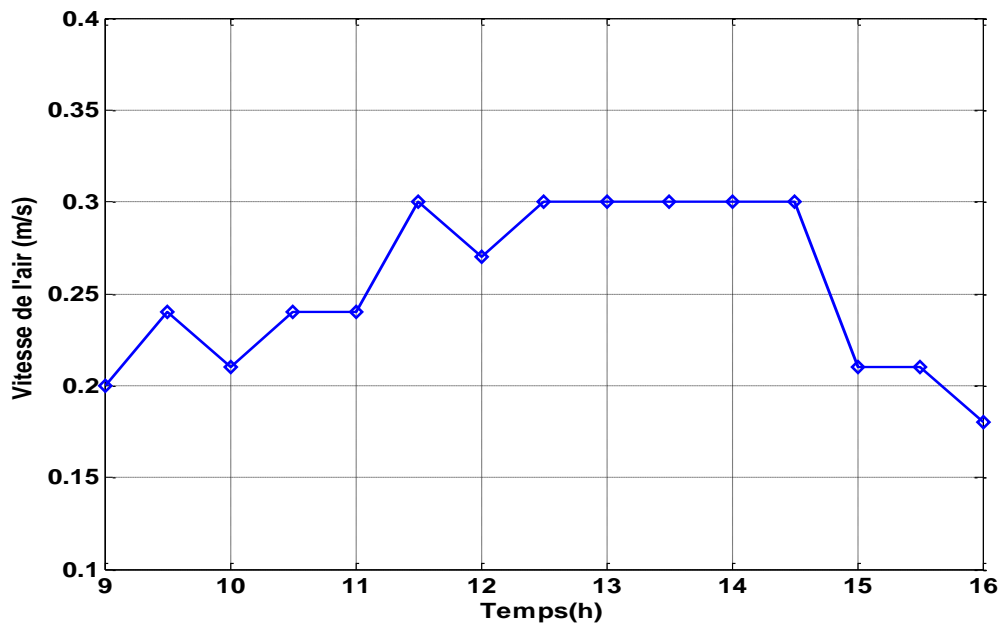
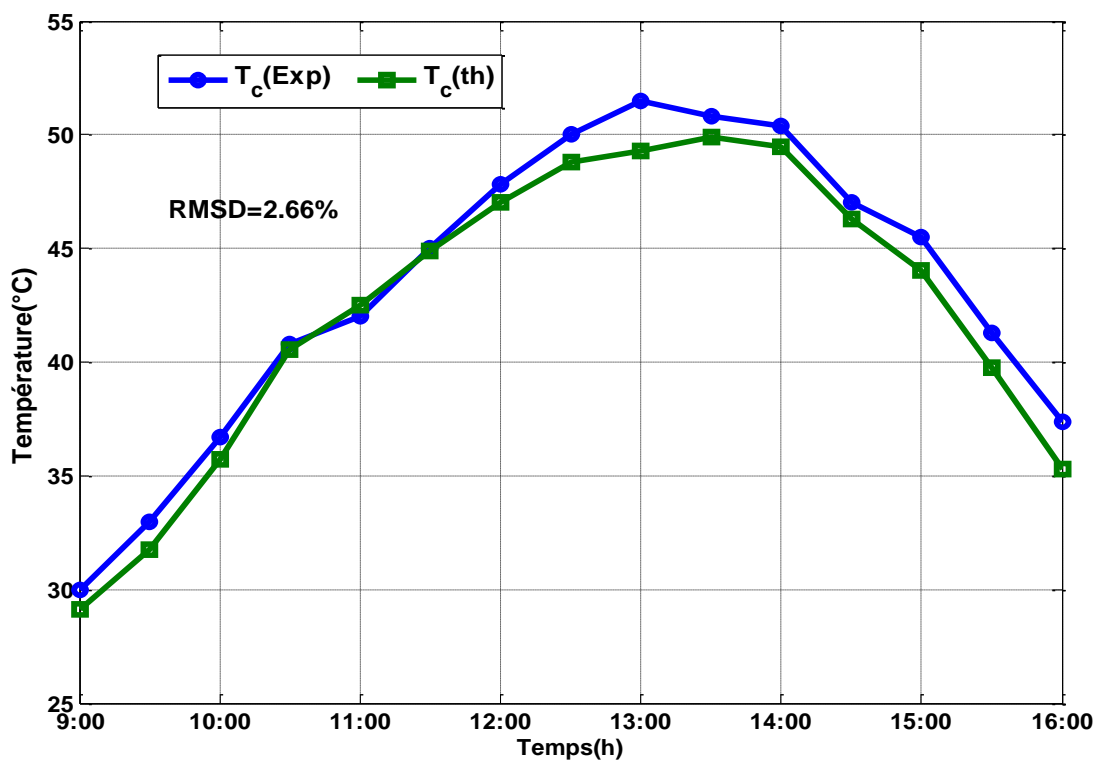


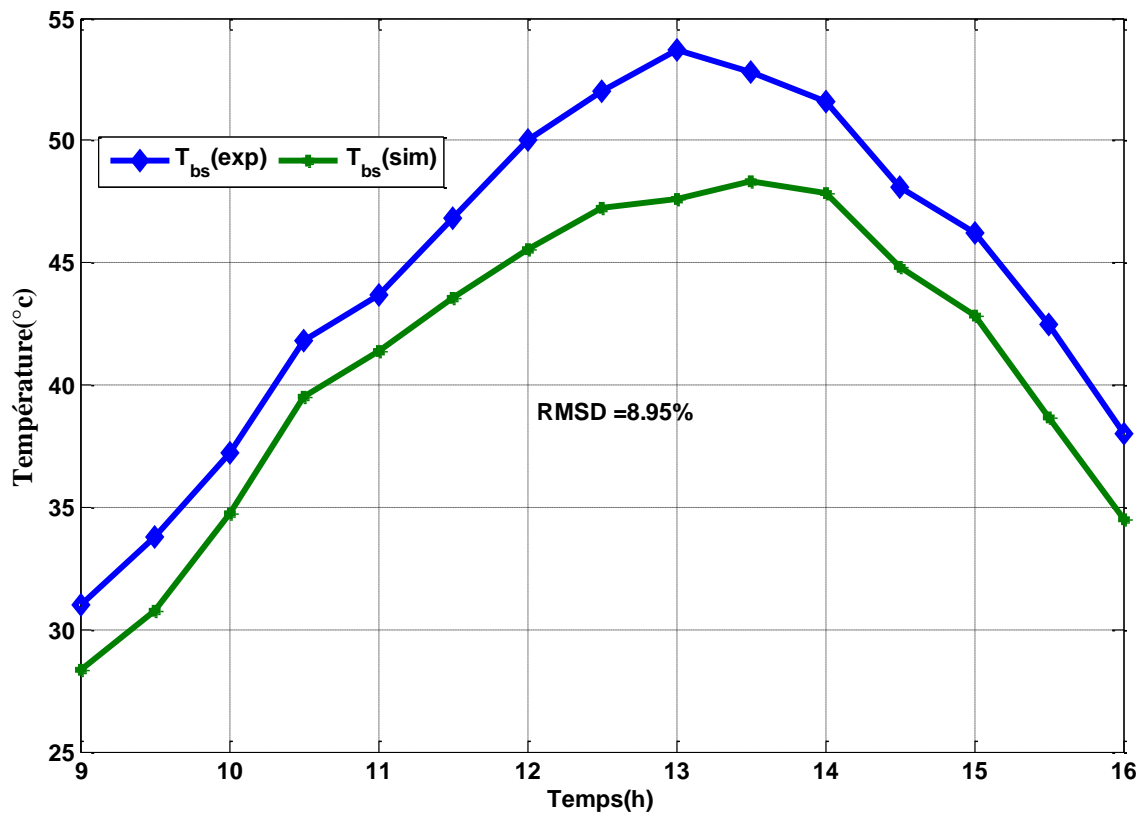
Figure 4. 5 : Variations de la vitesse de l'air dans le canal (données expérimentales) au 01/12/2018

4.4.3 Températures de PV

La figure 4. 6 montre la variation horaire des températures de surface supérieure et arrière des cellules, pour un débit d'air de 0.016 kg /s et 10 cm de profondeur de canal, les valeurs expérimentales des températures sont 30 °C et 31 °C à 9h. De plus, ces températures atteignent leurs valeurs maximales de 51.5 °C et 53.7 °C à 13h00 respectivement. Ces températures ont des valeurs les plus proches, qui peuvent être justifiées par les valeurs de leurs paramètres thermo physiques utilisés dans la simulation numérique. Un bon accord est observé entre les données expérimentales et simulées avec les valeurs RMSD de 2.66% et 8.95% respectivement. Ces valeurs sont cohérentes avec les travaux de Tiwari et al. [88]. Dans leur étude sur le système PV / T sans plaque d'absorption (avec flux d'air naturel dans un canal d'une profondeur de 2 cm). Pour la surface supérieure et arrière du panneau solaire, ils ont trouvé les valeurs RMSD à environ 19.84% et 10.75% respectivement.



(a)



(b)

Figure 4. 6 Variations de température : (a) pour la température de surface supérieure du panneau solaire, (b) pour la surface arrière du panneau solaire

4.4.4 Température de la plaque absorbant

La figure 4. 7, montre les courbes de variations des températures numériques et expérimentales de la plaque absorbante. Au début de la journée, une légère différence (environ 6 °C) existe entre les deux données. Cette différence commence à augmenter en fonction de l'intensité du rayonnement solaire jusqu'à la limite supérieure (environ 16 °C) à midi, elle correspond au rayonnement solaire le plus élevé (environ à 935 W / m²). Ensuite, il diminue progressivement jusqu'à environ 6 °C à 16 h. Le résultat obtenu de RMSD est de 16.25%, ce qui est cohérent avec les travaux d'Aoues et al. [100] ; Ces différences sont principalement dues à la perte de chaleur de l'absorbeur à travers les parois et le couvercle en verre.

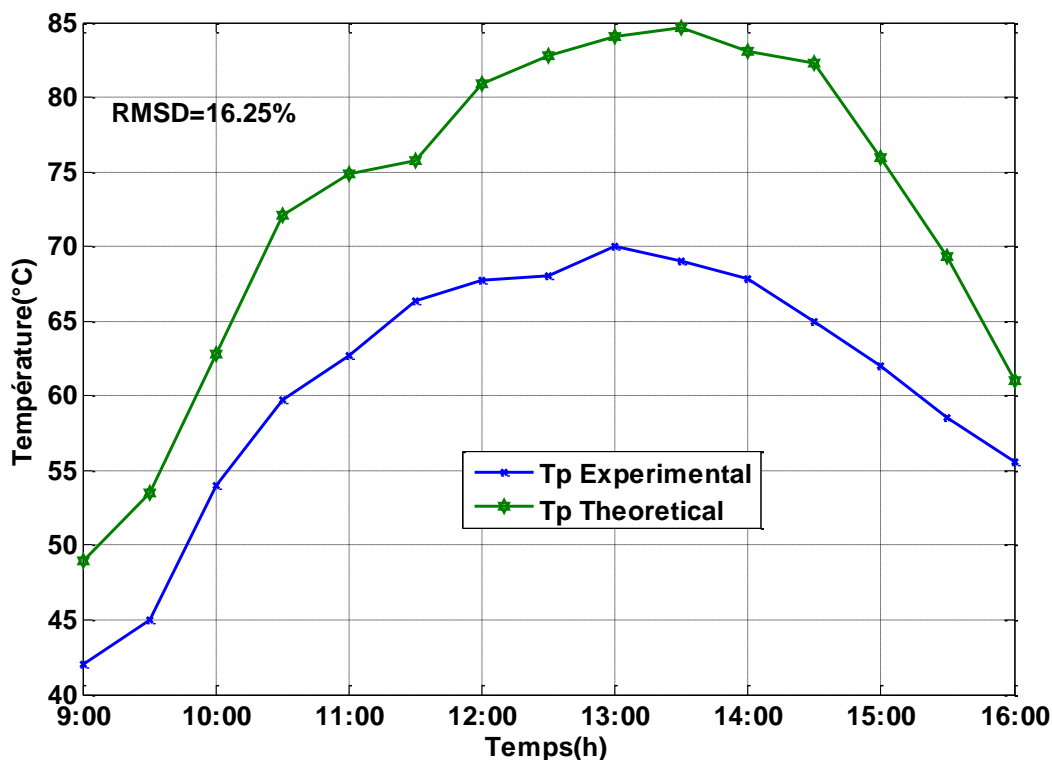


Figure 4. 7 : Variations de la température de la plaque absorbante

4.4.5 Températures du canal d'air

Dans la figure 4.8, les courbes montrent de bonnes concordances entre les résultats expérimentaux et numériques concernant les températures de l'air mouvant dans le canal sous le panneau solaire, où le rapport RMSD obtenu est de 3.06%. La température de l'air augmente progressivement jusqu'à elle atteint 30 °C à 14 h. A l'aide de la convection, l'air absorbe la chaleur dégagée par la surface arrière du panneau solaire. Ensuite, l'air chaud s'écoule entre le verre et la plaque d'aluminium, où sa température augmente jusqu'à 38 °C. Dans ce cas, les résultats numériques et expérimentaux sont cohérents avec une valeur de RMSD de 5.57%. La température enregistre l'augmentation la plus élevée (8 °C) au cours de cette période en raison de l'augmentation de la température ambiante et de la vitesse de l'air qui sont illustrés sur la figure 4.4 et la figure 4.5

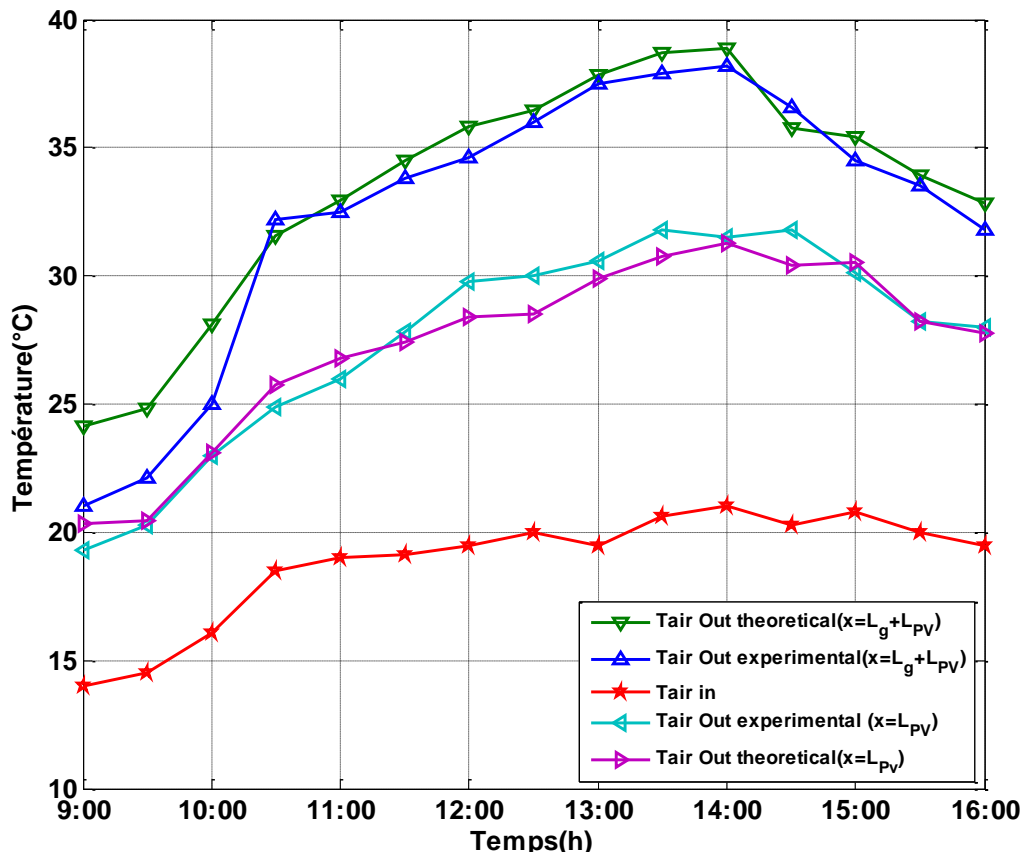


Figure 4. 8 : Comparaison entre les valeurs numériques et expérimentales de la température de l'air à la sortie et l'entrée du capteur

4.4.6 Tension du circuit ouvert et du courant de court-circuit

La figure 4.9 montre des variations de la tension du circuit ouvert et du courant de court-circuit. Le courant et la tension sont fortement affectés par le rayonnement solaire et de la température des cellules du PV, selon les équations 4.46 et 4.47. Le courant électrique enregistre une augmentation importante à la mi-journée en raison du fort rayonnement solaire, tandis que la tension est légèrement affectée par l'augmentation la température de la cellule. Une cohérence entre les résultats numériques et expérimentaux est observé, où les RMSD du courant de court-circuit et de la tension ouverte sont respectivement 2.65% et 1.75%. On constate que nos résultats sont très appréciables par rapport à celles trouvés par Slimani et al. [67] qui donnent des valeurs de RMSD du courant de court-circuit et la tension ouverte de 12.94 % et 2.06% respectivement.

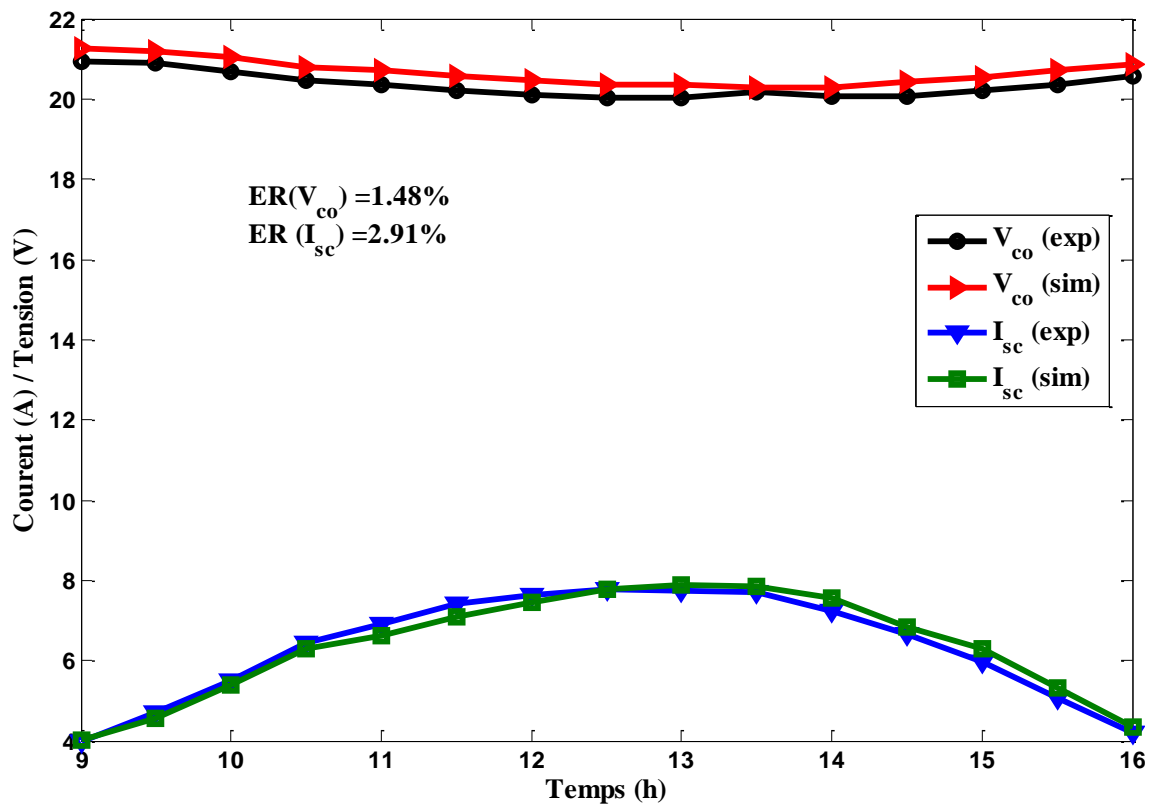


Figure 4. 9: Variation de courant pour court-circuit et tension de circuit ouvert

4.4.7 Courant et tension de la charge au point de puissance maximale

La figure 4.10 montre la variation du courant et de la tension de la charge au point de puissance maximale. On note que la même forme de courbe du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert est observée (voir figure 4.10). Ces résultats sont en bon accord avec les données expérimentales présentées par Kasaeian et al. [80]. Le RMSD obtenu du circuit de courant et la tension de charge au point de puissance maximale sont respectivement de 3.44% et 4.86 %.

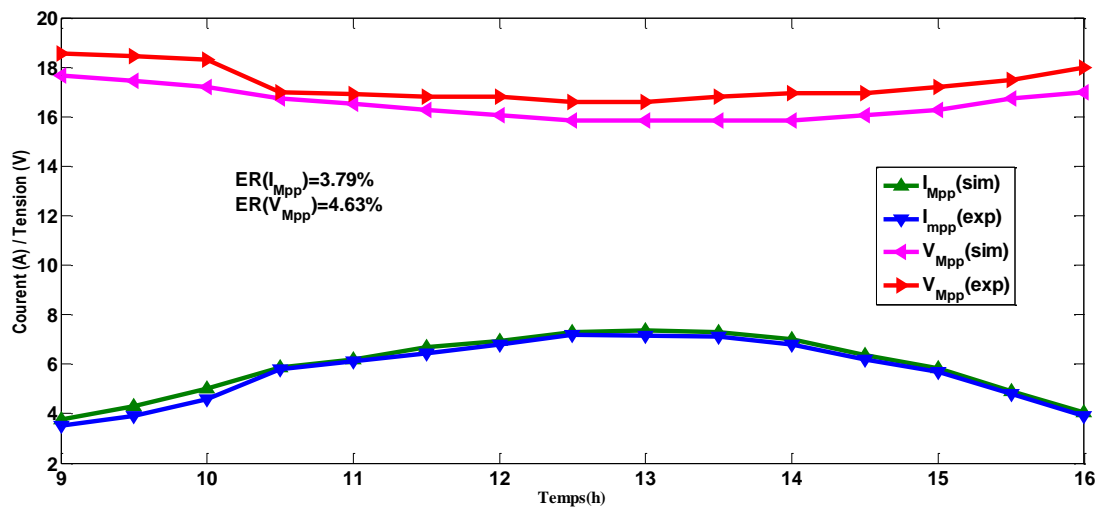


Figure 4. 10 : Variation du courant et de la tension de la charge au point de puissance maximale

4.4.8 Rendement de système PVT

4.4.8.1 Rendement de électrique

La figure 4.11 montre que les premières et les dernières heures de la journée ont des rendements électriques les plus élevés pour les systèmes PVT et PV, tandis que pendant de la période de midi ces rendements diminuent en raison de la température ambiante élevée qui affecte les cellules photovoltaïques. La comparaison des deux systèmes PV et PVT montre que le rendement électrique est améliorée par l'effet du canal d'air. Cet effet s'explique par le refroidissement de la surface arrière du panneau qui provoque une augmentation de 3.75% du rendement électrique.

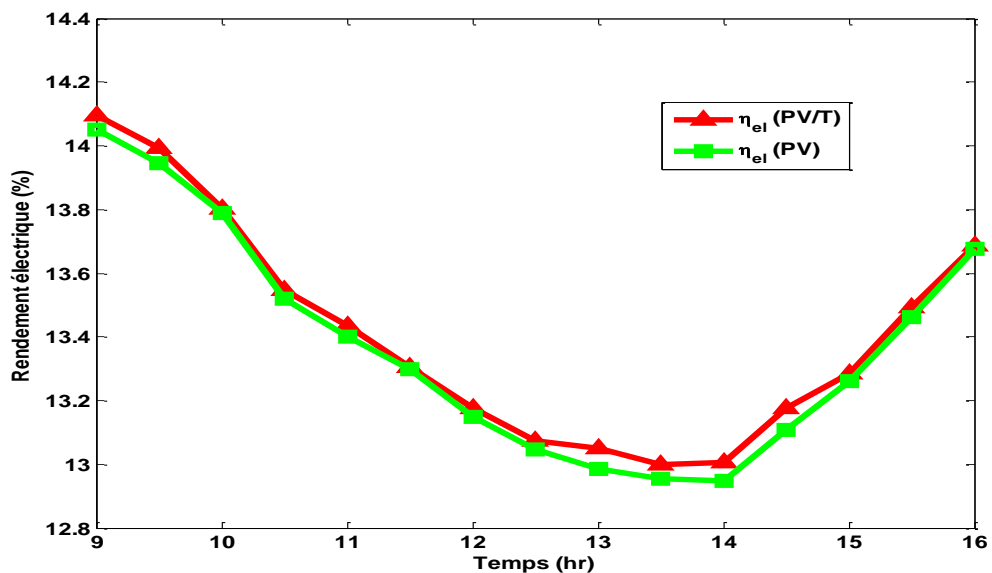


Figure 4. 11 Comparaison entre le rendement électrique des systèmes PV et PV/T.

4.4.8.2 Rendement thermique

Sur la figure 4.12, le rendement thermique le plus élevé est enregistré de 10 h 30 à 14 h 30 avec une valeur maximale de 34%. La croissance du rendement thermique est associée à une augmentation de la différence entre les températures d'entrée et de sortie d'air (selon l'équation 4.48). Ces résultats sont très significatifs en comparaison avec ceux obtenus (pour une journée d'hiver) par Amori et al. [101] où le rendement thermique du système PV/T avec plaque absorbante est compris entre 1.24% et 19.42%. En général, les différences entre les valeurs numériques et empiriques sont acceptables, où le RSMD est de 7.53%.

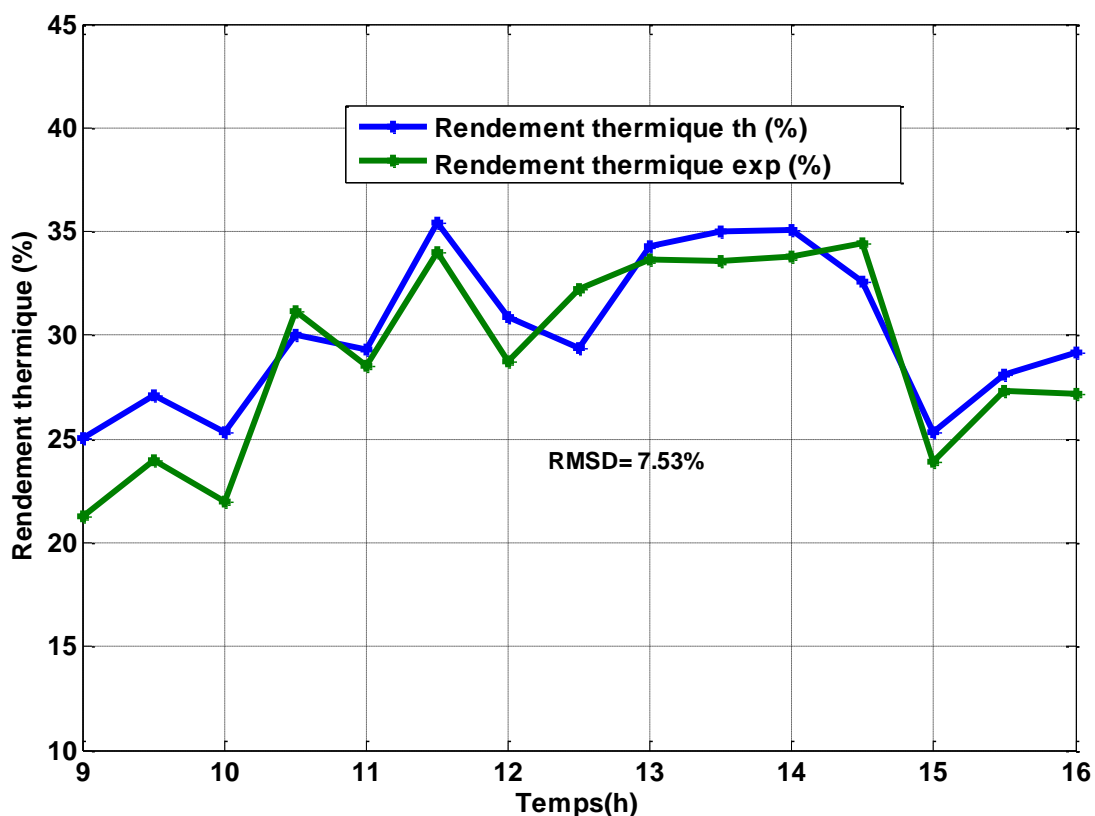


Figure 4. 12 : Valeurs simulées et expérimentales de rendement thermique

4.4.8.3 Rendement globale

La figure 4.13 montre la variation du rendement globale pour chaque demi-heure, sa valeur moyenne est d'environ 58.5% avec un RSMD de 4%. En outre, il peut être mis en correspondance avec les résultats de la figure 4.12 ; le rendement global se caractérise par ailleurs par un rendement thermique supérieur à l'électrique. Nos résultats numériques et expérimentaux sont plus proches de celles obtenus par Amori et al. [102].

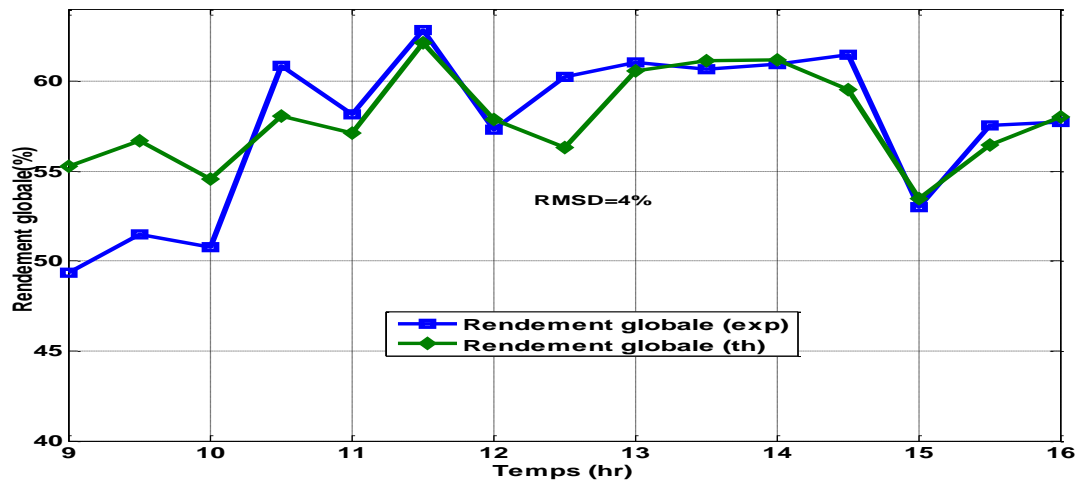


Figure 4. 13 : le rendement globale du système PV / T.

4.4.8.4 Rendement exergetique

La figure 4.14 montre les variations horaires du rendement exergetique qui se situe entre 14% et 15.2%. Le rapport RMSD est de 3.2% qui est très coherent avec les résultats de travaux de Joshi et al. [93].

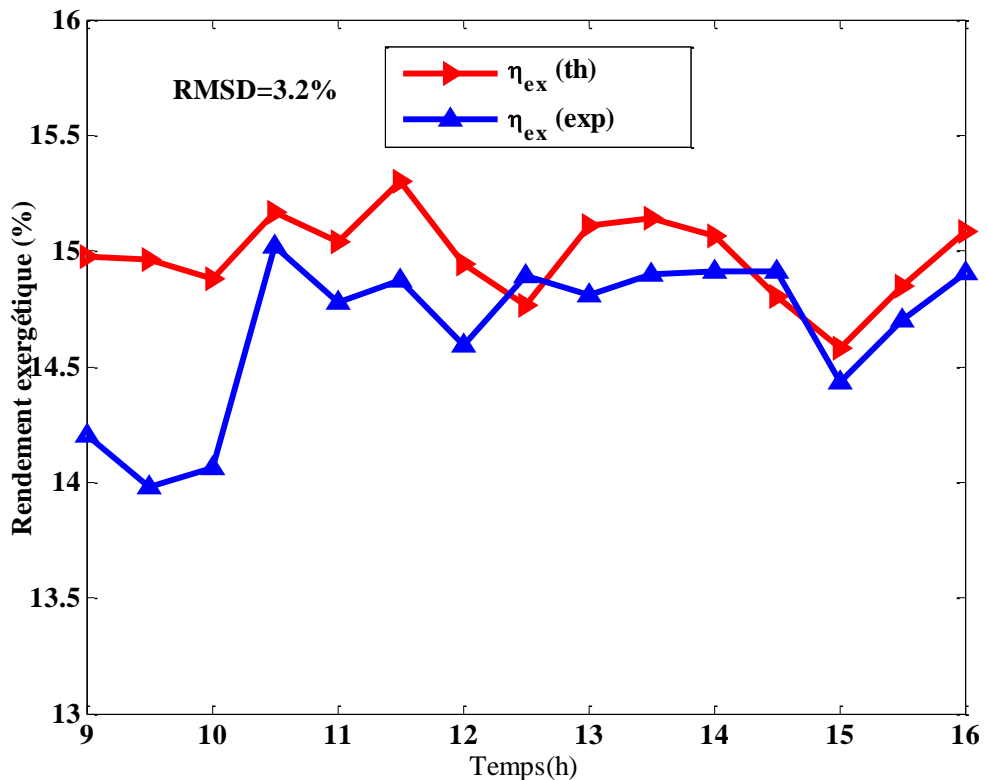


Figure 4. 14 : le rendement exergetique du système PV / T

4.4.9 Puissance électrique

Comme est montré sur la figure 4.15, pendant les heures ensoleillées, on peut observer que la variation de la puissance électrique de système PVT est liée à l'intensité du rayonnement solaire, sa valeur maximale (121 W) est atteinte à 13 h 00. Les puissances

électriques de système PVT est plus grand que celles du module PV, avec un taux d'augmentation de 3.75%.

4.4.10 Puissance thermique

Sur la figure 4.16, on observe de grandes différences entre les deux résultats (puissance thermique numérique et expérimentale) pour les tests du début de la journée. Ces différences sont dues à l'écart de 3 °C entre la température de sortie numérique et expérimentale (voir figure 4.8). De plus, cette température est affectée par la faible intensité du rayonnement solaire aux premières heures de la journée (voir figure 4.4). En général, l'écart entre les résultats numériques et expérimentaux est acceptable, où le RMSD est de 8.85%. De plus, le rayonnement solaire et la température de sortie ont un impact significatif sur la puissance thermique qui a un niveau maximal de 377.5 W. Ce résultat indique que la majeure partie de l'irradiation solaire est convertie en énergie thermique.

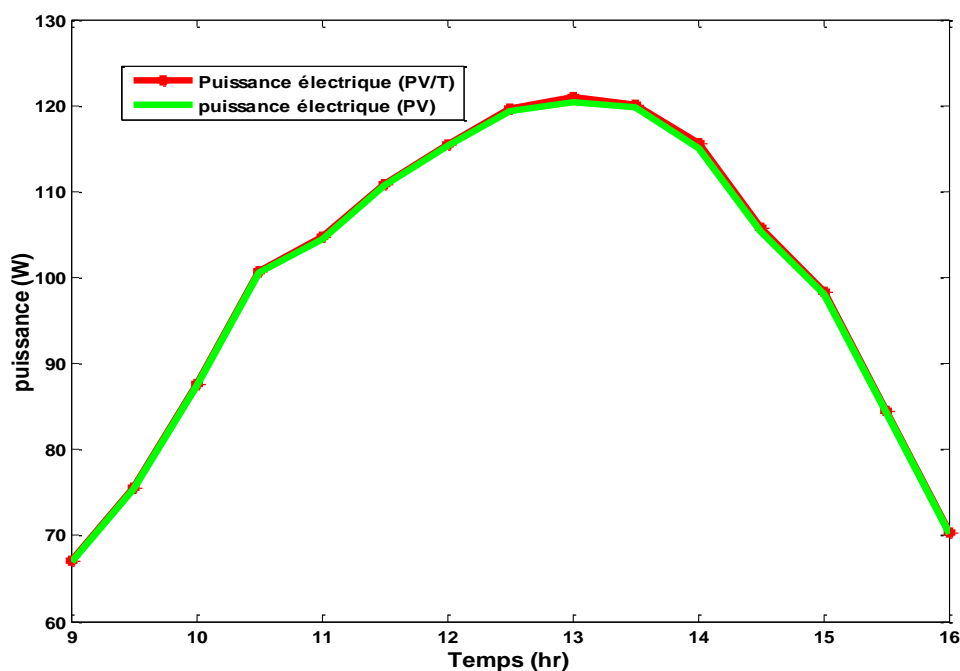


Figure 4. 15 : Comparaison entre les puissances électriques de PV et de PV/T

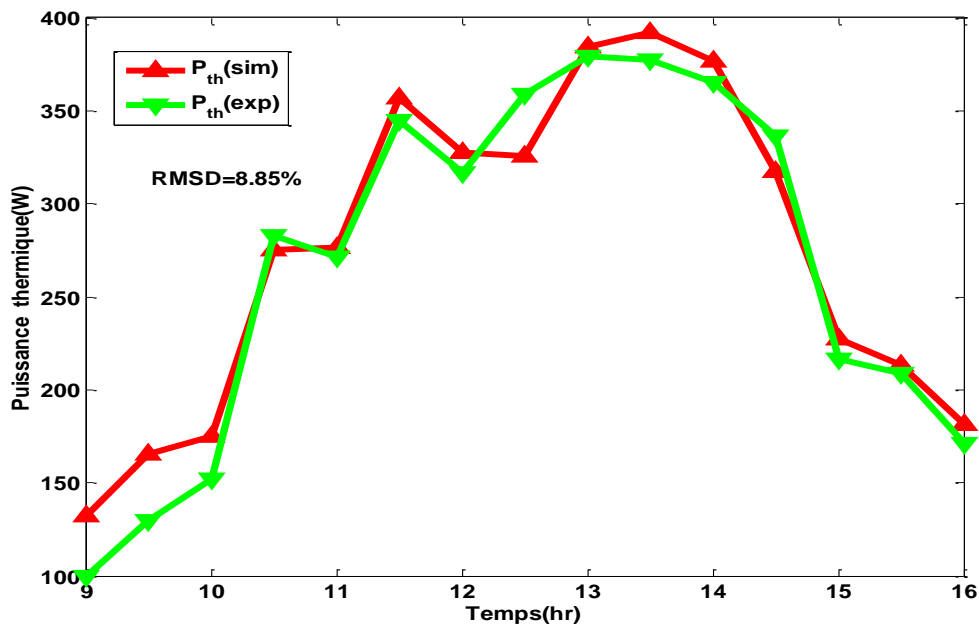


Figure 4. 16 : Variation de puissance thermique du système PV/T

4.4.11 Exergie thermique

La figure 4.17 montre la variation de l'exergie thermique. On note que la même forme de courbe d'énergie thermique est observée (voir figure 4.15). Ces résultats sont en bon accord avec les données expérimentales présentées par Joshi et al. [93]. La valeur RMSD obtenue de l'exergie thermique atteint 15.22%.

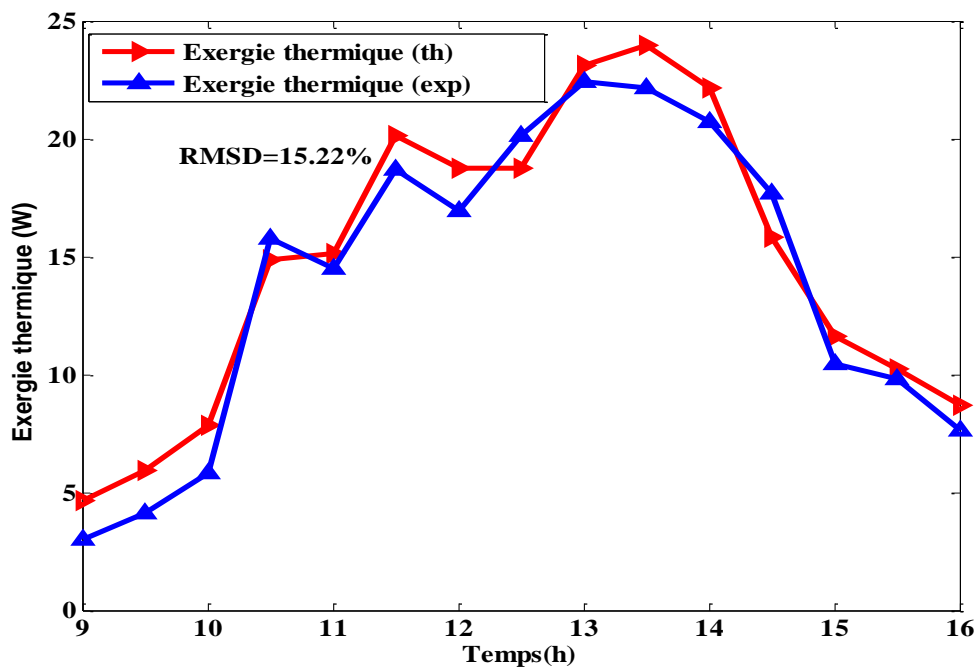


Figure 4. 17 : Variations de l'exergie thermique

4.4.12 Rendements quotidiennes

La figure 4.18 montre la moyenne des valeurs quotidiennes des rendements thermique, électrique et énergétique global, elles atteignent respectivement 30%, 13.02 et 58%.

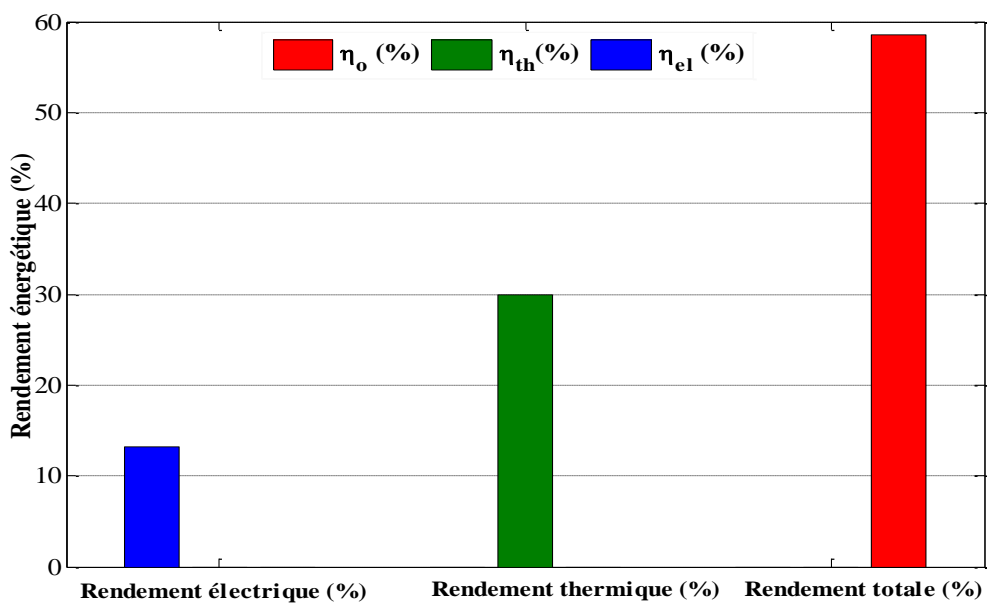


Figure 4. 18 : Moyenne quotidienne des rendements thermique, électrique et énergétique global.

4.4.13 Production quotidienne d'énergie

Ainsi que sur la figure 4.19 les valeurs de la production quotidienne d'énergie électrique, thermique et totale sont de 0.76 kWh, 2.1 kWh et 2.86 kWh respectivement. Ces résultats sont très proches des données présentées par Tiwari et al. [81]. Sur le plan économique, les systèmes PVT présentent un dispositif attractif de production d'énergie pour les zones rurales et urbaines. Ils ont des rendements exergetiques et énergetiques plus élevés, mais certaines difficultés limitent leur installation dans un bâtiment multi-étages. Un coût abordable (0.1009 USD par kWh) de leur production d'énergie, il est très proche du coût énergetique du réseau conventionnel [103]. Ce coût peut diminuer progressivement en fonction de la baisse du prix du PV qui représente la part élevée de l'investissement du système PV / T où les coûts d'exploitation et de maintenance sont négligeables.

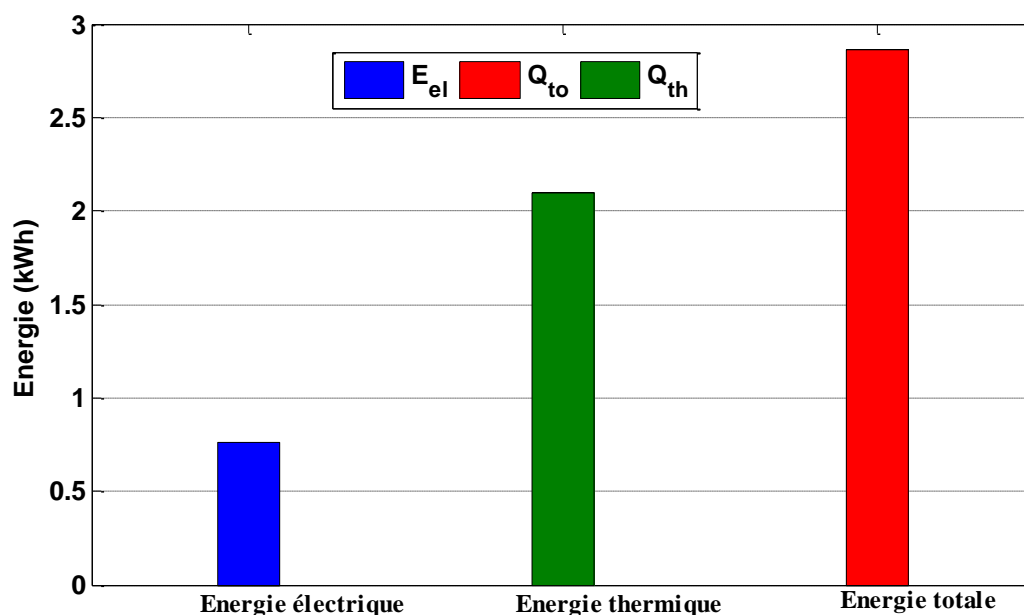


Figure 4. 19 : Prédiction de la production quotidienne d'énergie électrique, thermique et totale

4.4.14 Effet de la conception sur le rendement totale

L'heure de midi (12 h 00) est choisie comme référence pour examiner les performances du système PV/T. Les valeurs expérimentales de la température ambiante, du rayonnement solaire et de la vitesse de l'air sont sélectionnées pour améliorer le

rendement global du système pour différentes profondeurs de canal d'air et différentes longueurs d'extension de verre, comme le montrent les figures 4.20 et 4.21 respectivement. Sur la figure 4. 20, le rendement global augmente jusqu'à 66.83% correspondant à 1.6 m en tant que longueur de plaque de verre, puis diminue progressivement. Ce résultat est en bon accord avec les travaux de Tiwari et al. [87], où ils ont obtenu un rendement global maximal de 66.05% à 3 m de la longueur du panneau solaire. Cette extension de la plaque de verre au panneau solaire conduit à une augmentation nette de 5% du rendement global. Dans la figure 4. 21, l'effet de l'augmentation de la profondeur du canal contribue à la réduction du rendement globale. En effet, l'investigation est réalisée pour un incrément de 5 cm sur la profondeur du canal. Les profondeurs intéressantes sont les valeurs extrêmes (5 cm et 40 cm) correspondant aux rendements de 61.48% et 55.3% respectivement. Ces résultats sont en bon accord avec les travaux de Kasaeian et al. [80]

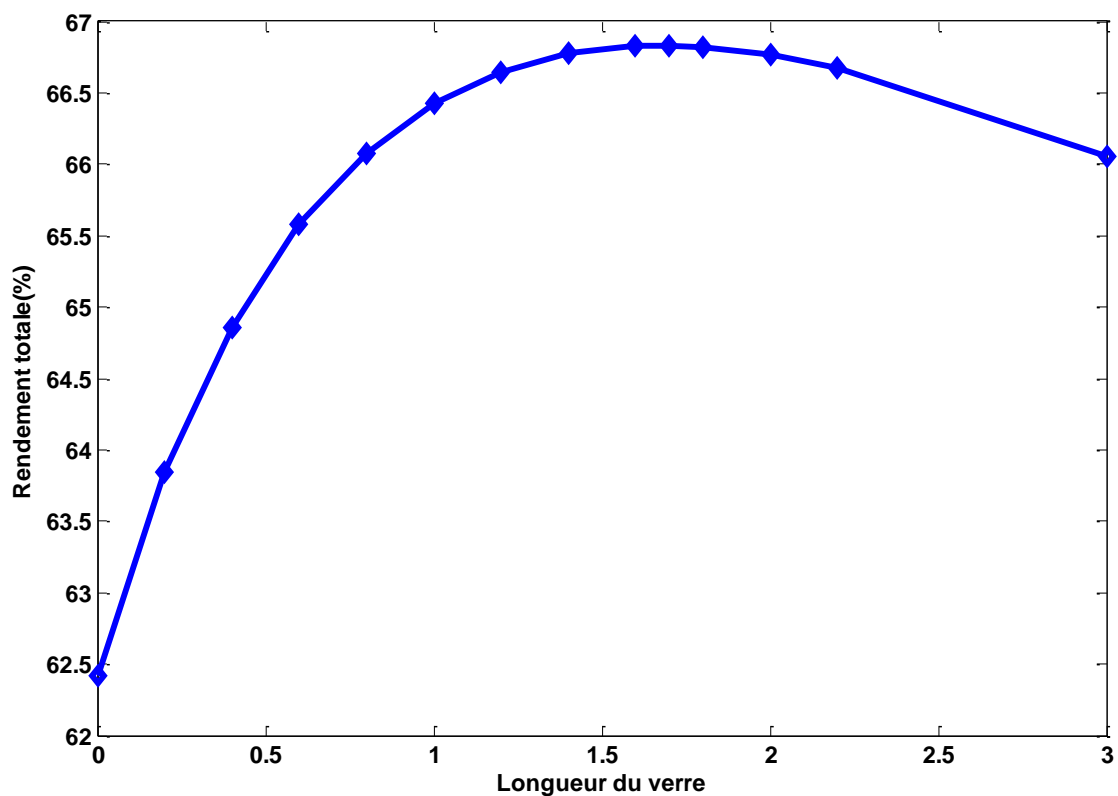


Figure 4. 20 : Variation du rendement globale avec différentes longueurs de canal du système PV /T

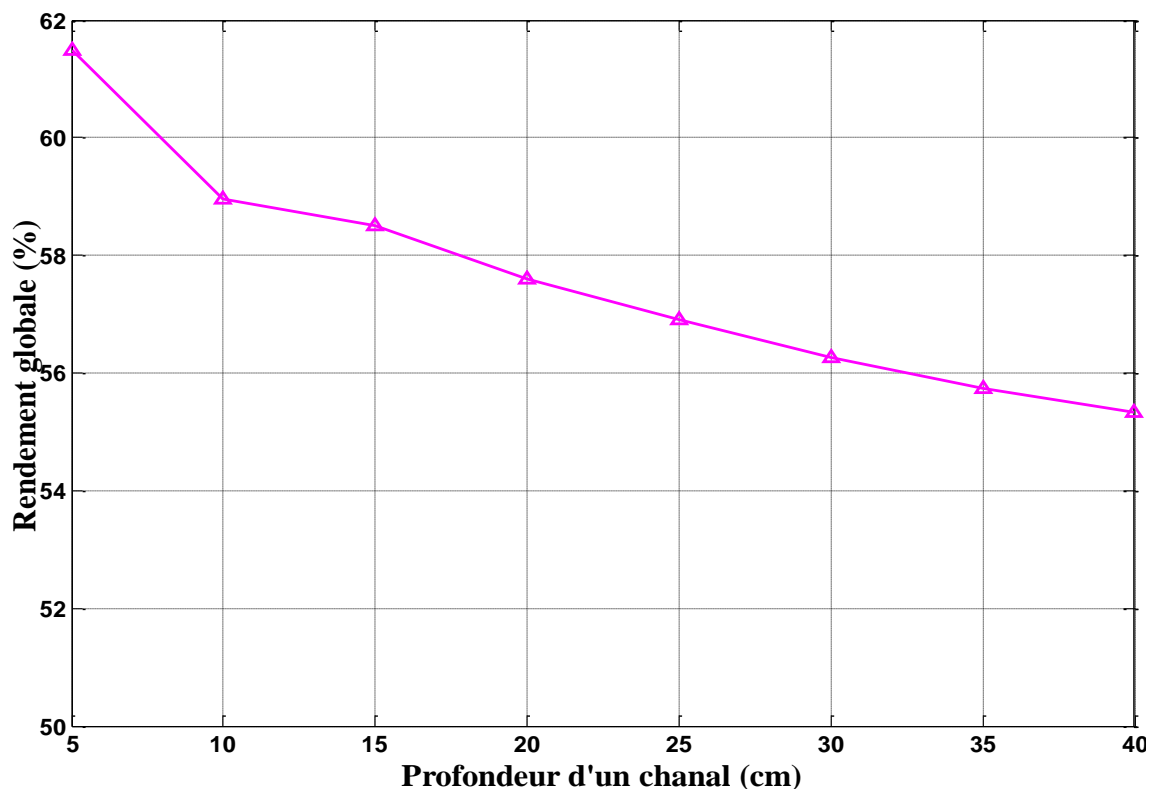


Figure 4. 21 : Variation du rendement globale avec différentes profondeurs de canal du système PVT.

4.4.15 Validation du modèle

Les résultats de simulation numérique obtenus par le présent modèle mathématique de PV / T sont comparés à d'autres résultats de simulation numérique. Les erreurs relatives absolues moyennes (ER) de la température de la cellule solaire, de la température de l'air de sortie, de la tension en circuit ouvert, de la puissance électrique et du courant de court-circuit sont calculées. Le tableau 4.2 résume ces erreurs obtenues, elles sont en bonne concordance avec les données présentées par Slimani et al. [67].

Tableau 4. 2: Comparaison de l'erreur absolue moyenne du mode PV / T

Paramètre	slimani et al. [67]	Présent travail
	Er (%)	Er (%)
Température des cellules solaires	3.4	1.45
Température de l'air de sortie	3.98	4.27
Courant de court-circuit	8.68	2.91
Tension en circuit ouvert	1.75	1.47
Energie électrique	10	3.2

4.5 Conclusions

Dans ce chapitre, le renforcement de la récupération de chaleur par l'amélioration de la conception d'un système PV / T est examiné. Une investigation expérimentale est

réalisé pour le collecteur PV / T fonctionnant avec un flux d'air naturel qui passe par un canal incliné ($31^{\circ}.93'$). Les résultats numériques sont en bon accord avec les données expérimentales où les valeurs RMSD se situent dans les limites acceptables entre 1.75 % et 16.25%. L'intégration d'une plaque d'aluminium noire à l'intérieur de la partie thermique supérieure a un effet significatif sur l'augmentation de la température c.-à-d. L'amélioration du rendement. En particules, les éléments suivants sont notés:

- La différence de température entre la partie supérieure du capteur et son fond varie en fonction des rayons solaires incidents. Pour 10 cm de profondeur de canal, la surface de l'absorbeur atteint une température maximale de 70°C et la température de la surface arrière du panneau atteint 53°C , ce qui a une contribution significative à la production d'énergie thermique.
- À 10 cm de profondeur du canal, la puissance électrique produite atteint une valeur maximale de 119 W et elle n'est pas sensiblement changée en faisant varier la profondeur du canal, tandis que la puissance thermique atteint leurs valeurs maximales de 377.5 W, et elle diminue en fonction de l'augmentation de la profondeur du canal.
- Le rendement exergetique se situe entre 14% et 15.2%.
- Pour le rendement énergétique, les résultats les plus importants sont pour une profondeur de canal de 10 cm où les rendements électrique et thermique sont respectivement de 14.2% et 35%. L'extension du verre de 1.6 m donne une nette amélioration de 5% du rendement global du capteur. La réduction de la profondeur du canal contribue à augmenter le rendement énergétique global là où la plus petite profondeur (5 cm) donne le rendement le plus élevé.

Chapitre 5

*Applications du système
PVT au chauffage d'une
résidence*

5.1 Introduction :

Le secteur résidentiel mondial consomme 16% à 50% de bilan total d'énergie [104]. En Algérie, ce secteur présente 33% de la valeur totale d'énergie consommé. Les facteurs qui ont conduit à l'augmentation de la demande d'énergie sont la croissance démographique, l'augmentation du nombre d'appareils électroménagers, tels que les appareils de chauffage et de refroidissement. Cependant, la qualité des bâtiments a un grand potentiel d'économie d'énergie.

Le photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) a commencé à prendre de l'importance à la fin des années 1990. Il a été considéré comme une technologie intéressante pour l'intégration dans les bâtiments. He et al. [105] ont utilisé la technologie des capteurs hybrides photovoltaïques et thermiques (PVT) utilisant l'eau comme fluide caloporteur comme solution pour améliorer la performance énergétique. A. Mercaldo et al. [106] ont présenté une analyse des enjeux architecturaux et des développements technologiques qui influent sur le confort thermique. Le système BIPVT apparaît comme une nouvelle technologie passionnante car il fusionne les systèmes photovoltaïques et thermiques, fournissant simultanément l'énergie électrique et thermique [107]. Le système intègre la toiture, le photovoltaïque, le thermique et l'isolation en un seul produit. En raison du partage des ressources telles que les matériaux et leurs fonctions dans l'intégration, le système BIPVT devient moins cher que celle ayant quatre produits distincts. De plus, ce système est installé par une seule équipe en même temps, ce qui réduit le coût.

5.2 Description de la résidence

La figure 5.1 montre un schéma d'une maison située à la ville d'Ouargla qui se situe à 31° 58' N et 5° 20' E, et ces dimensions sont (longueur*largeur* hauteur = 9500 * 8000 * 3000 mm³). La maison contient uniquement sur le côté nord une porte et deux fenêtres avec des dimensions de 1000*2200 mm² et 1000*1000mm² respectivement (voir la figure 5. 1)

Les structures des murs extérieur de la maison se composent des deux rangés de briques avec des couches d'enduit en ciment et séparés au milieu avec une lame d'air (voir la figure 5. 2).

Dans la région de Ouargla, pendant la période hivernale, la consommation électrique maximale d'une maison individuelle est de l'ordre de 4.2 kW. Ce niveau

puissance nécessite une alimentation électrique avec 32 panneaux PV de 150 Wc comme puissance unitaire.

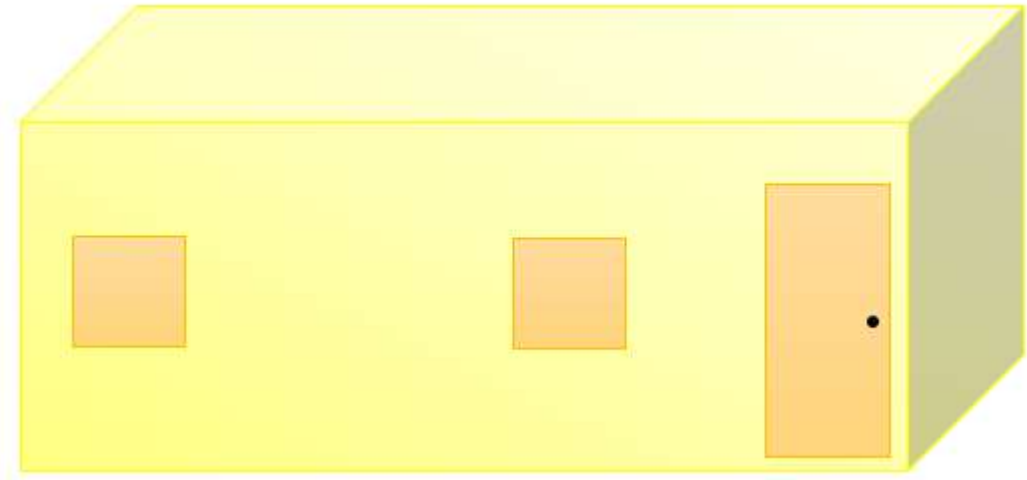


Figure 5. 1: Schéma de la résidence

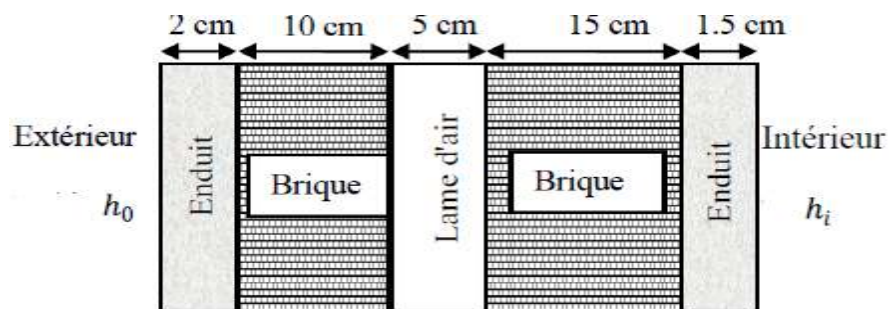


Figure 5. 2 : Structure du mur extérieur

5.3 Chauffage de la résidence :

La figure 5.3 montre un schéma de la maison décrit ci-dessus avec un toit conçu en système BIPVT. Le toit est orienté au sud et incliné à un angle de 31° par rapport à l'horizontale. L'équipement est composé de 32 systèmes BIPVT répartis sur quatre rangées ayant chacun huit systèmes BIPVT couvrant une superficie de 31.73 m^2 et est capable de produire un total de 4.8 kWc. En se basant sur les travaux antérieurs, 32 panneaux PV sont largement suffisants pour chauffer cette résidence. A cet effet, le verre d'extension est inutile pour le renforcement des panneaux photovoltaïques. Pour faciliter l'acheminement d'air chaud, l'ensemble est muni d'une soufflante d'un débit de 0.6 kg/s . Le tableau 5. 1 donne les spécifications détaillées la résidence et les paramètres de conception du système BIPVT et la figure 5.4 montre leurs connexions en séries.

Tableau 5. 1: Les paramètres de conception de la résidence

Paramètre	Valeur
Longueur de chaque système BIPVT	1480 mm
Largeur de chaque système BIPVT	670 mm
Puissance nominale d'un système BIPVT	150W
Hauteur de la paroi latérale	mur sud 5717.5 mm, mur nord 3000mm
Profondeur du conduit	250 mm
Inclinaison des systèmes PV/T	31.9°C
Débit d'air	0.6 Kg/s
Conductivité thermique de ciment (λ_{ci})	1.4 W/m. K
Conductivité thermique de Plâtre (λ_{pl})	0.35W/m. K
Conductivité thermique de brique (λ_{pl})	0.48W/m. K
Conductivité thermique de l'espace d'air (λ_{es})	0.31 W/m. K

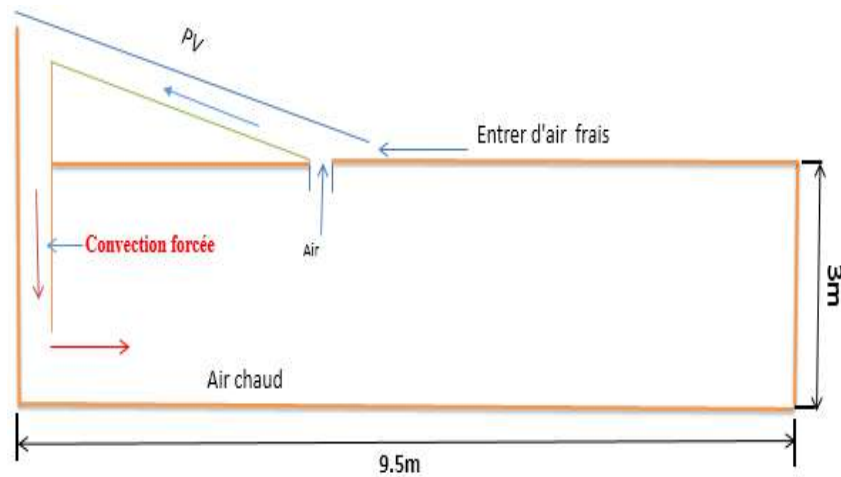


Figure 5. 3 : Vue latérale d'une maison partiellement couverte par les systèmes BIPVT.

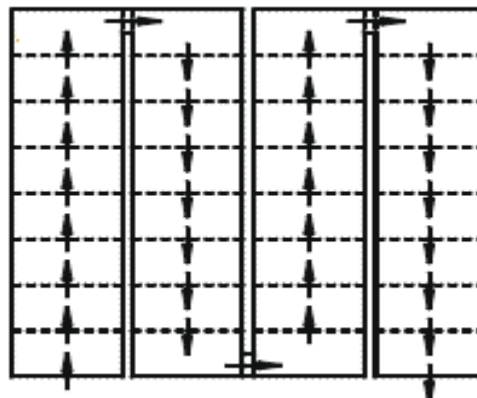


Figure 5. 4 : Connexion en série des rangées de système BIPVT

5.3.1 Puissance thermique globale

La puissance électrique horaire des systèmes BIPVT est donnée par :

$$E_{out} = \eta_{el} \times bL \times n_{pv} \times G(t) \quad (5.1)$$

La puissance thermique globale quotidienne du système BIPVT peut être calculée par :

$$Q_{quotidienne} = \sum_{j=1}^N \frac{(\eta_{el})_j [G(t)]_j \times n_{pv} \times bL}{c_f} + \sum_{j=1}^N (Q_u)_j \quad (5.2)$$

Le cumul de la puissance thermique globale quotidienne pendant un an donnera la puissance thermique globale annuelle. Le rendement thermique global du système BIPVT peut être calculé en divisant la puissance thermique globale par le gain thermique global de l'énergie solaire. Donc, ce rendement s'écrit,

$$\eta_{TH} = \frac{Q_{quotidienne} + \sum_{j=1}^N (Q_u)_j}{\sum_{j=1}^N [G(t)]_j \times bL \times n_{pv}} \quad (5.3)$$

5.3.2 Exergie nette produite

En présence d'une différence de températures entre l'air chaud sortant du système BIPVT comme source de chaleur et l'air atmosphérique comme dissipateur de chaleur, l'énergie thermique peut être transformée en travail. L'ampleur de l'énergie thermique transformable au travail est limitée par le rendement de Carnot. Ainsi, à partir de la quantité instantanée de chaleur Q_u produite par le système BIPVT, l'exergie thermique instantanée [108] est :

$$Exergie thermique = Q_u \times \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{airout}}\right) \quad (5.4)$$

Par conséquent, le gain d'exergie net du système BIPVT est la somme du gain électrique et de l'exergie thermique instantanée.

$$Gain net d'exergie = E_{out} + Q_u \times \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{airout}}\right) \quad (5.5)$$

5.4 Modélisation thermique

Afin d'écrire l'équation du bilan énergétique du système BIPVT, les hypothèses suivantes sont formulées:

1. Le système est en état quasi-stationnaire.
2. La chaleur spécifique de l'air ne varie pas avec l'augmentation de sa température c'est-à-dire qu'il reste constant.
3. La transmissivité de l'acétate d'éthylène vinylique (EVA) est environ 100%.
4. Les températures du couvercle en verre, des cellules solaires, du tedlar, du conduit et l'isolation ne varie que dans le sens de l'écoulement de l'air.

5. La perte de chaleur à travers les côtés latéraux du système est négligeable.
6. Pour le mode de fonctionnant forcé, et afin de rationaliser le flux, ce dernier est considéré uniforme le long du conduit.

5.5 Chaleur utile

Le bilan énergétique du module PV du système BIPVT pour la surface élémentaire "b dx" est donné par Agrawal B et al. [77]. La température de la cellule photovoltaïque :

$$T_c = \left[\frac{h_T T_{bs} + U_T T_a + G(t)(\alpha\tau)_{eff}}{U_T + h_T} \right] \quad (5.6)$$

La température de la surface arrière est :

$$T_{bs} = \left[\frac{h_{air} T_{air} + U_{tT} T_a + G(t)(\alpha\tau)_{eff}}{U_{tT} + h_{air}} \right] \quad (5.7)$$

La température de l'air sortie de système BIPVT s'écrit :

$$T_{air\,sortie} = \left[\frac{U_{bb} T_r + U_{tair} T_a + h_{p1} h_{p2} G(t)(\alpha\tau)_{eff}}{U_L} \right] \times \left(1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \right) + T_{chambre} e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \quad (5.8)$$

La température moyenne de l'air circulant dans le conduit du Le système BIPVT est donné par :

$$\bar{T}_{air} = \left[\frac{U_{bb} T_r + U_{tair} T_a + h_{p1} h_{p2} G(t)(\alpha\tau)_{eff}}{U_L} \right] \times \left(1 - \frac{1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}}}{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \right) + T_r \frac{1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}}}{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \quad (5.9)$$

Le taux d'énergie thermique utile obtenu pour la ligne n_{PV} du BIPVT systèmes est donné par :

$$Q_u = n_{PV} \dot{m}_{air} C_{air} (T_{air\,sortie} - T_{chambre}) \quad (5.10)$$

La température de l'air chambre ($T_{chambre}$) est donnée par :

$$T_{chambre} = \frac{f(t)}{a} (1 - e^{-at}) + T_{chambre_i} e^{-at} \quad (5.11)$$

$$a = \frac{1}{\dot{m}_r C_{air}} \left[\left\{ (UA)_t + 0.33 N_0 V \right\} - \left\{ n_{PV} \dot{m}_{air} C_{air} \left(\frac{U_{bb}}{U_L} - 1 \right) \times \left(1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \right) \right\} - U_{bb} \left\{ \frac{U_{bb}}{U_L} \left(1 - \frac{1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}}}{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} \right) + \frac{1 - e^{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}}}{\frac{-bU_L - L}{\dot{m}_{air} C_{air}}} - 1 \right\} A_{roof} \right] \quad (5.12)$$

Où

$$f(t) = \frac{1}{\dot{m}_r c_{air}} \left[(UA)_t + 0.33 N_0 V \right] T_a + \left\{ n_{PV} \dot{m}_{air} c_{air} \left[\frac{U_{tair} T_a + h_{p1} h_{p2} G(t) (\alpha\tau)_{eff}}{U_L} \right] \left(1 - e^{-\frac{-b U_L}{\dot{m}_{air} c_{air} L}} \right) \right\} + U_{bb} \left\{ \frac{U_{tair} T_a + h_{p1} h_{p2} G(t) (\alpha\tau)_{eff}}{U_L} \right\} \left(1 - \frac{1 - e^{-\frac{-b U_L}{\dot{m}_{air} c_{air} L}}}{\frac{-b U_L}{\dot{m}_{air} c_{air} L}} \right) A_{roof} \quad (5.13)$$

Où les coefficients $(h_{p1}, h_{p2}, U_{bb}, U_{tair}, U_L, (UA)_t, (\alpha\tau)_{eff})$ sont définis à l'annexe A.

5.6 Besoins énergétiques de chauffage:

Les besoins thermiques des bâtiments qui sont dus essentiellement aux déperditions à travers les murs, la toiture, des fenêtres, le sous-sol et par l'infiltration [109]. Dans cette étude, seules les pertes de chaleur à travers les murs externes sont considérées. Afin de fournir de l'air chaud circulant à une température de confort de 22 °C, l'énergie nécessaire pour chauffer une maison est calculée par la relation suivante :

$$Q = (22 - T_{amb}) [U_{Mur} * S_{Mur} + U_{Toit} * S_{Toit} + (U_{bb} + U_{tT}) * S_{Toit_{PV}}] \quad (5.14)$$

Où U_{Mur} et U_{Toit} représentent les coefficients de transfert de chaleur pour les murs et le toit, ces de coefficients sont définis à l'annexe B.

5.7 Méthodologie

Pour un système BIPVT individuel, l'approche utilisée pour calculer les températures de l'air de sortie est basée sur les relations de transfert de chaleur. L'air de sortie d'un système BIPVT dans un canal d'air est utilisé comme entrée pour le système BIPVT suivant. Pour le système BIPVT, l'air d'admission est le mélange de l'air circulant dans la chambre et de l'air ambiant frais. L'air entre avec un débit massique constant de 0.6 kg/s est réparti d'une façon égale sur quatre rangées, donc, la vitesse de l'air résultante à l'intérieur de conduit est de 1.5 m/s. La méthodologie suivante est utilisée sur le logiciel «Matlab 14» pour évaluer les performances et calculer la chaleur utile pour le système BIPVT. A un débit massique et une vitesse de l'air constants, les paramètres de système sont :

- La température de l'air de la chambre ($T_{chambre}$) est calculée à l'aide de l'équation. (5.11) en prenant les spécifications du bâtiment et les paramètres de tableau 5.1 respectivement. Les résultats sont présentés sur la figure 5.5 qui montre la variation horaire de la température ambiante à débit massique constant et à vitesse de l'air constante.
- La température de l'air de sortie (T_{airout}) circulant dans le conduit est calculée à l'aide de l'équation. (5.8). La température moyenne $\overline{T_{air}}$ de l'air circulant dans le

conduit et la température de la surface arrière du panneau photovoltaïque (T_{bs}) sont calculées à l'aide des équations. (5.9) et (5.7), respectivement. La température de la cellule solaire (T_c) est obtenue en substituant la valeur de T_{sa} dans l'équation (5.6). Les résultats présentés sur la figure 5.5 (a) et (b) montrent les variations horaires des températures T_c , T_{bs} et T_{airout} pour le système BIPVT et la température de la chambre dans la maison avec PVT et autre maison sans PVT. La maison sans PVT est prise d'un climat similaire à celle de Ouargla (ville de Ghardaïa). [110].

- Le rendement réelle de la cellule est obtenue en remplaçant la température de la cellule solaire (T_c). Les variations horaires de rendement électrique et d'efficacité totale sont présentées sur la figure 5.6 (a) et (b)
- Le rendement thermique global est déterminé à partir de l'équation. (5.3) où le gain thermique global annuel est divisé par rayonnement solaire. La variation mensuelle du rendement thermique global est représentée sur les figures 5.6 (a) et (b).
- L'énergie thermique utile est calculée en substituant les valeurs des températures de sortie d'air et de l'air ambiant en équation. (5.10). Le gain d'exergie net est déterminé en substituant les valeurs de la puissance électrique et de l'énergie thermique utile dans équation. (5.11).

5.8 Résultats et discussions

5.8.1 Rayonnement solaire et la température ambiante

Les conditions climatiques, y compris le rayonnement solaire et la température ambiante au 12 Février 2019, sont représentées sur la figure 5. 5. Sur cette figure, les variations quotidiennes de l'intensité solaire de 9 h à 16 h sont indiquées pour l'angle d'inclinaison de 31.92° (Latitude de la ville d'Ouargla). La valeur de l'intensité solaire à midi, entre 12 h et 13h, est légèrement modifiée, tandis que dans les premières heures ou tardivement, elle varie considérablement. La valeur maximale de l'intensité solaire est comprise entre 702 et 734 W/m^2 et la température ambiante varie entre 5.4 et 17.4°C pendant la journée.

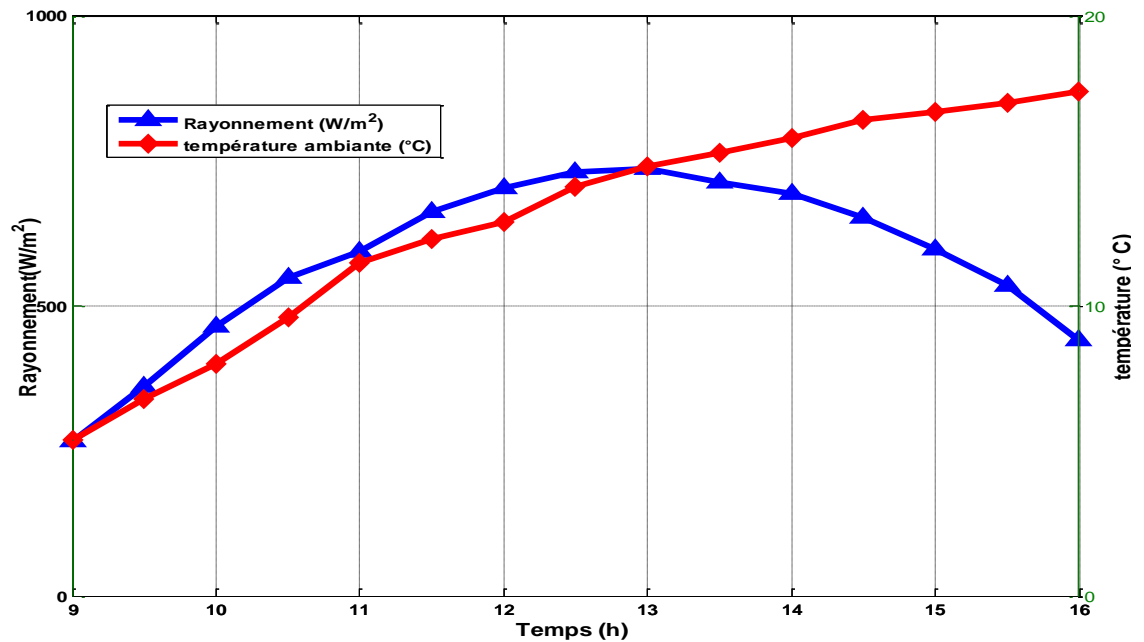


Figure 5. 5 : Variation des rayonnements solaire et température ambiante (au 12/02/2019)

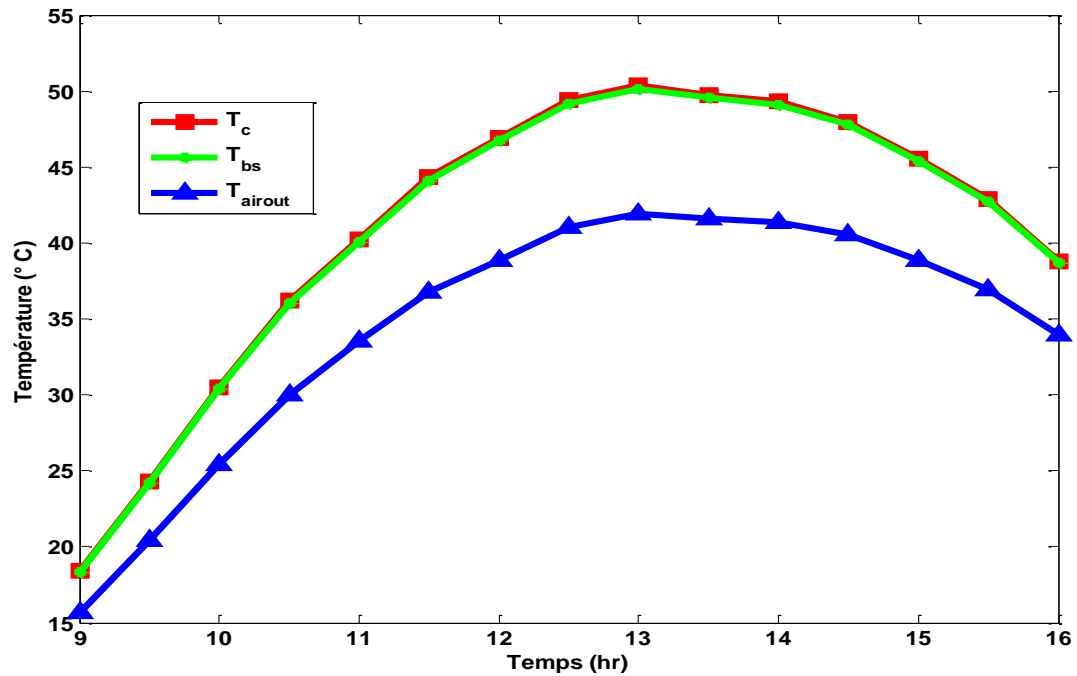
5.8.2 Températures des systèmes BIPVT

La figure 5. 6 (a) montre la variation horaire des températures de la cellule solaire, de la surface arrière, de la sortie d'air et de l'intérieur des chambres. Les températures de la cellule solaire et de la surface arrière du module sont presque les mêmes parce que les cellules solaires sont très fines (0.3 mm) et la conductivité thermique du tedlar est faible. La figure 5. 6 (b) montre la chaleur de la surface arrière est évacuée par l'air circulant dans le conduit. L'équation (5.8) est utilisée pour déterminer la variation horaire de la température de sortie de l'air du conduit. L'air chaud entrant dans la chambre provoque l'augmentation de sa température. L'équation (5.11) est utilisée pour calculer la variation horaire de la température de la chambre. A partir de 10:00, le système PVT fournit une forte chaleur, avec une température de chambre atteignant 23°C, cela présente un niveau de température d'air plus confortable que celle d'une maison sans système PVT ($T=17.5^{\circ}\text{C}$) [110]. Quand la température dépasse le niveau confort (22 °C), la soufflante d'air s'arrête automatiquement, et elle redémarre quand la température s'abaisse au dessus le niveau de confort.

L'augmentation de la température de la chambre dépend de la conductivité thermique des murs, des portes et des fenêtres, de l'infiltration et la capacité thermique d'air. Pour maintenir une température ambiante plus élevée, il faut avoir une infiltration plus faible. Les chiffres montrent que la valeur maximale de la température de la chambre est de 35 °C, une infiltration très faible de l'air est faite pour le rendre adapté au chauffage des

locaux. Le gain thermique utile augmente la température intérieure à un point tel que la chambre devient inapproprié pour le confort des occupants et ne peut être utilisé qu'une source de chaleur pour les procédés industriels.

(a)



(b)

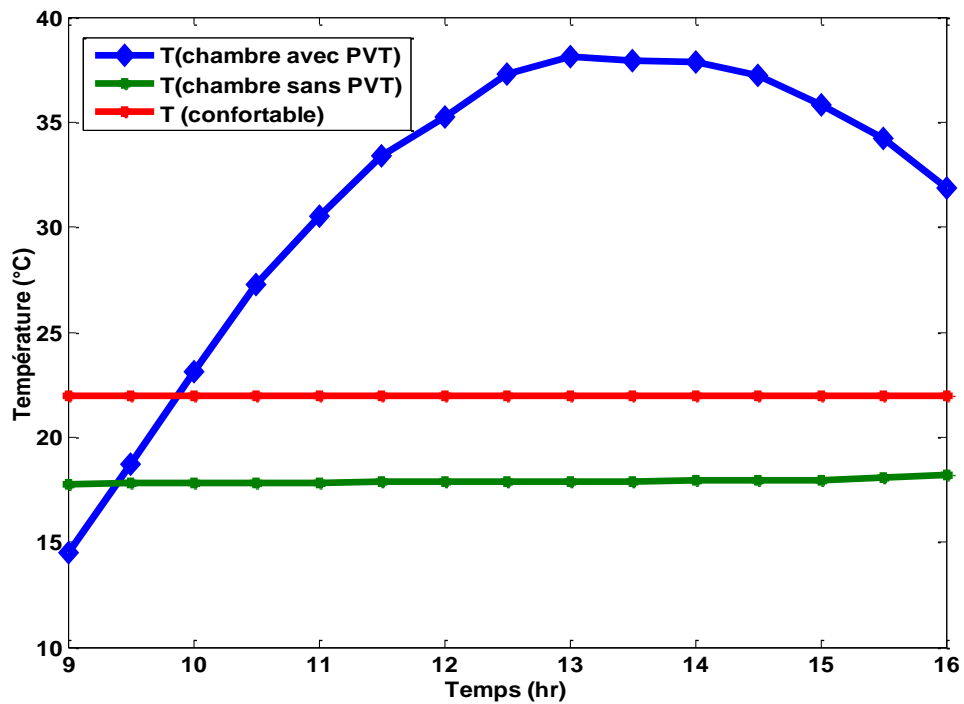


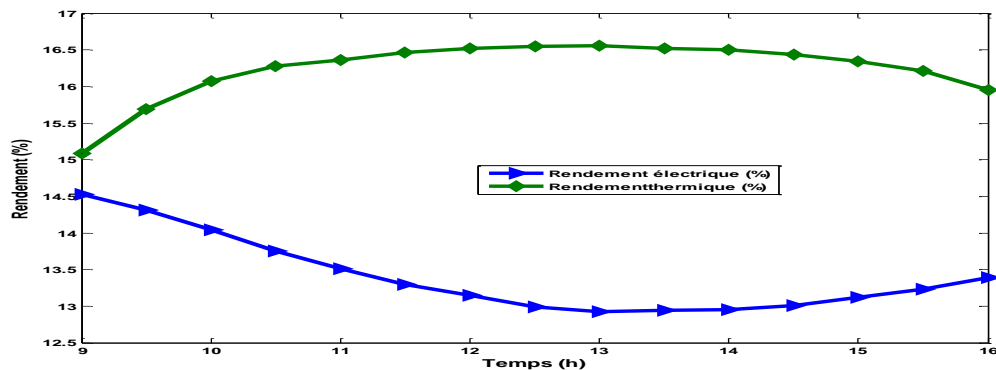
Figure 5. 6 (a) : Evolution des températures du confort, moyenne de la chambre avec PV/T et sans PV/T. (b) : Evolution des températures moyennes T_{airout} , T_c , et T_{bs} .

5.8.3 Rendement du Système BIPVT

La figure 5.7 (a) a montré que les valeurs minimales du rendement de la cellule et du rendement thermique sont 13% et 15% respectivement. La figure 5.7 (b) montre également que la valeur maximale du rendement thermique globale est de 55.4%.

Le rendement de la cellule augmente avec la diminution de l'intensité solaire. En effet, à une intensité plus élevée, la température de la cellule solaire augmente, ce qui réduit le rendement de la cellule et augmente la perte thermique. Comme cette perte thermique est utilisée pour chauffer l'air dans le conduit, le rendement thermique du système s'améliore.

(a)



(b)

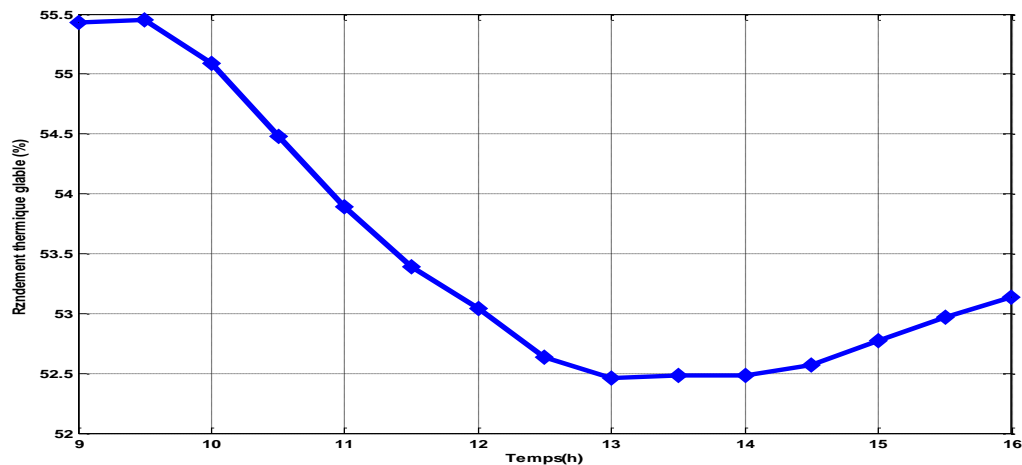


Figure 5.7 : (a) Variation horaire du rendement des cellules solaires et du rendement thermique, (b) Variation horaire du rendement thermique globale

5.8.4 Production des systèmes BIPVT et besoin en chauffage

L'énergie électrique, l'exergie nette, et l'énergie thermique utile sont obtenues à partir des équations. (5.1), (5.5) et (5.10), respectivement. La figure 5.8 montre l'énergie électrique maximale, l'énergie thermique et l'exergie nette qui atteignent respectivement de 2kWh, 2.5kWh et 4.5kWh.

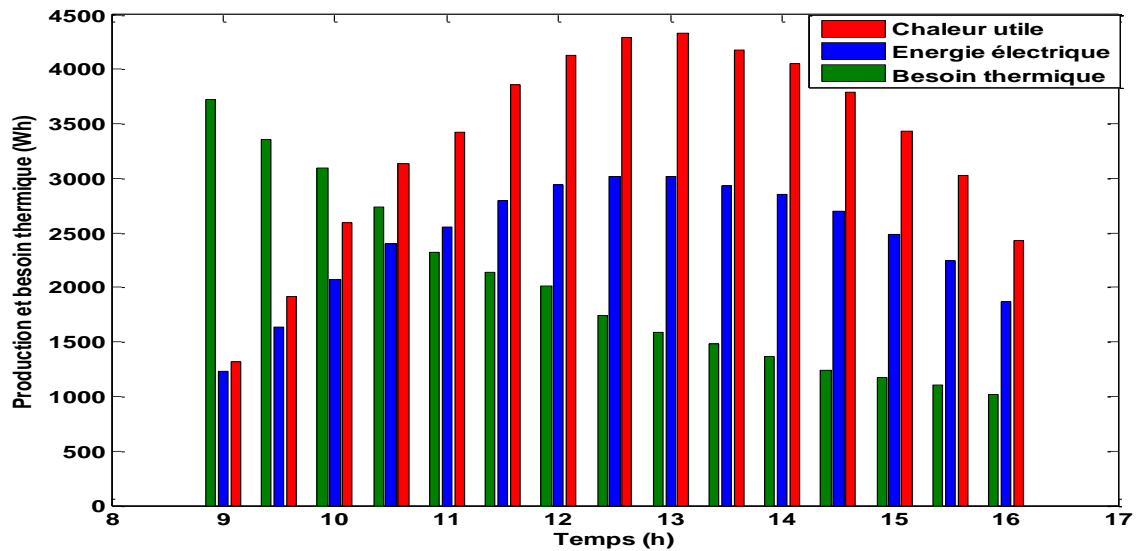


Figure 5. 8 : Variation horaire de production d'énergie (électrique, chaleur utile) et besoin thermique

5.8.5 Production quotidienne

La figure 5. 9 montre les prévisions de la production quotidienne des énergies électriques, exergies et thermiques utile qui sont de 19.06 kWh, 20.58 kWh et 25.69 kWh respectivement. Ces résultats sont très proches des données présentées par Agrawal et al. [77], mais la différence dans notre cas le besoin thermique est limité à 16.29 kWh

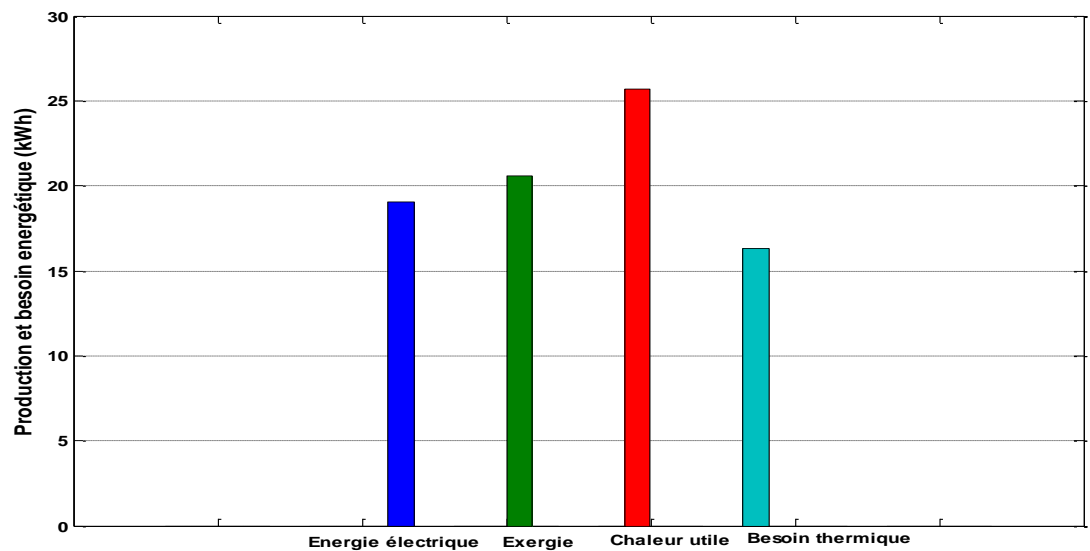


Figure 5. 9: Prévisions de la production quotidienne des énergies (électrique, thermique et exergie) et besoin thermique

5.9 Conclusion

L'analyse des performances d'un système BIPVT dans les conditions climatiques très froides de l'hiver de la ville d'Ouargla. Le système produit des énergies électriques et thermiques quotidienne de 19.06 kWh et 25.69 kW h avec un rendement thermique global moyen de 53.7%. L'exergie nette de systèmes BIPVT atteint 20.58 kWh. Puisque le système produit de l'énergie que pendant la journée, il est très utile pour la réduction de la demande de pointe sur le réseau.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le soleil présente un gisement considérable qui peut offrir une énergie inépuisable et propre à l'humanité pour couvrir ces besoins durant des millions d'années. Cet énorme potentiel doit être exploité convenablement pour tirer ces profits en utilisant des dispositifs innovants tels que les collecteurs solaires. En premier temps, dans cette conclusion, on rappelle les principaux apports des chapitres constitutifs de cette thèse.

Dans le premier chapitre, on a abordé le contexte énergétique mondial et algérien, la hausse de la demande énergétique mondiale, la pénurie d'approvisionnement en énergie fossile et le changement climatique frappant en force notre planète qui sont des réalités indéniables ces dernières décennies. L'introduction de mesures claires en faveur d'une plus grande sobriété énergétique dans nos communautés devient impérative dans ce contexte énergétique. La majorité des secteurs d'activité consomment beaucoup d'énergie, en particulier, le secteur résidentiel se trouve au premier rang. L'intégration des sources d'énergies renouvelables pour surmonter ce défi est vitale, et qui nous aide à maintenir une citation durable.

Dans le deuxième chapitre, les travaux de recherches précédents sont traités dans la synthèse bibliographique, il a été observé qu'au début, des systèmes PVT de type non concentré utilisant de l'eau et de l'air ont été développés. Plus tard, des systèmes PVT concentrés, l'utilisation de nano fluides, PCM, caloduc, pompe à chaleur, etc. ont été signalés. Sur la base des applications finales, des systèmes BIPVT muraux et montés sur le toit pour le chauffage des locaux ont été développés. L'utilisation de systèmes PVT de type eau pour le dessalement et le chauffage de l'eau domestique a également été démontrée par de nombreux chercheurs. Certains aspects importants des systèmes PVT sont abordés :

- Pour extraire la chaleur de la surface arrière du module PV, canal d'eau ci-dessous, les modules PV sont les plus efficaces.
- Les systèmes PVT de type eau peuvent être appliqués aux systèmes de chauffage d'eau domestique à plaques plates conventionnelles, au préchauffage de l'eau pour le dessalement, au préchauffage de l'eau pour les processus industriels. Cependant, la congélation de l'eau (dans la région froide) peut limiter leur utilisation

Conclusion générale

En général, les rendements électrique et thermique des systèmes PVT de type concentré sont respectivement de 8 à 11% et de 40 à 60%. Certains aspects importants du CPVT sont discutés :

- Dans la catégorie des faibles concentrations, les collecteurs à creux paraboliques sont largement utilisés pour le CPVT.
- Les systèmes CPVT nécessitent deux axes suivis pour de meilleures performances.

Dans le troisième chapitre, on a réalisé des travaux expérimentaux sur un prototype de système PV/T. L'angle d'inclinaison de ce système est $31^{\circ}.92$, ce système est refroidi par un flux d'air sous un régime à convection naturelle, avec enregistrement des valeurs (températures, rayonnement solaire, courant et tension électrique).

En effet, ces tests ont illustré des bonnes puissances thermiques et électriques de collecteur. De même, l'étude des profils de température du collecteur a montré que la séparation thermique du capteur solaire PV / T à air peut être facilement réalisée grâce à une bonne isolation des parois internes. Le collecteur des performances électriques de sont fortement dépendantes du rayonnement solaire direct.

Dans le quatrième chapitre, une simulation numérique est réalisée pour le système PV/T à air. Les équations de bilan énergétique sont utilisées dans le modelé mathématique, et les résultats numériques ont été calculés par le logiciel MATLAB, et qui sont présentés comme suit :

- La différence de températures entre la partie supérieure du capteur et son fond varie en fonction des rayons solaires incidents. Pour 10 cm de profondeur de canal, la surface de l'absorbeur atteint une température maximale de 70°C et la température de la surface arrière du panneau atteint 53°C , ce qui a une contribution significative à la production d'énergie thermique.
- À 10 cm de profondeur du canal, la puissance électrique produite atteint une valeur maximale de 119 W et elle n'est pas sensiblement modifiée en faisant varier la profondeur du canal, tandis que la puissance thermique atteint leurs valeurs maximales de 377.5 W, et elle diminue en fonction de la profondeur du canal monté.
- L'efficacité exergetique se situe entre 14% et 15.2%.
- Pour l'efficacité énergétique, les résultats les plus importants sont pour une profondeur de canal de 10 cm où les rendements électrique et thermique sont

Conclusion générale

respectivement de 14.2% et 35%. L'extension du verre de 1.6 m donnent une nette amélioration de 5% du rendement global du capteur. La réduction de la profondeur du canal contribue à augmenter l'efficacité énergétique globale là où la plus petite profondeur (5 cm) donne le rendement le plus élevé.

En fin le cinquième chapitre traite une tentative sur l'analyse d'un système thermique photovoltaïque intégré au toit d'une maison individuelle située dans un climat aride. Le système est conçu pour prédire les températures des panneaux solaires, de l'air des conduits et le confort de l'habitat en hiver. Un analyse énergétique et exergetique est également effectué pour un débit massique de 0.6 kg/s. Durant la période journalière ensoleillée, ce système thermique photovoltaïque intégré au bâtiment produit respectivement 19.06 et 25.6 kWh d'énergie électrique et thermique. Quant à l'exigence thermique est de 16 kWh. Notant que le couvert de la demande d'énergie thermique durant la nuit est assuré par le gaz naturel.

Bibliographie

6 Bibliographie

1. Agence Internationale de l'énergie (AIE), 2014. *Perspectives énergétiques mondiales*.
2. Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE). 2014.
3. Hussein, A.K., Walunj, A., Kolsi, L. Applications of nanotechnology nanotechnology to enhance the performance of the direct absorption solar collectors. *J. Therm. Eng*, 2016, Vol. 2(1), 529-40.
4. Youcef-Ali, S., Desmons, J.Y. *Numerical and experimental study of a solar equipped with offset rectangular plate fin absorber plate*. *J. Renew. Energy*, 2006, Vol. 31, 2063-2076.
5. Liu, Y.D., Diaz, L.A., Suryanarayana, N.V. Heat transfer enhancement enhancement in air heating flat-plate solar collectors. *Transactions of ASME. J. Sol. Energy Eng*, 1984, Vol. 106, 363-385.
6. Boumaaraf, B., Boumaaraf, H., Slimani, M.E., Kebir, S.T., Aitcheikha, M.S., Touafek, K. Performance evaluation of a locally modified PV module to a PV/Tsolar collector under climatic conditions of semi-arid region. *Math. Comput. Simul*, 2020, Vol. 167, 135-154.
7. Juaidi, A., Montoya, F.G., Ibrik, I.H., Manzano-Agugliaro, F. *An overview of renewable energy potential in Palestine*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 943–960. 2016. 65, 943-960.
8. Toklu, E. *Overview of potential and utilization of renewable energy sources in Turkey*. *Renew. Energy*. 2013. 50, 456–463.
9. Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S.C.B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D.J., Allen, M.R. Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature*. 2009, Vol. 458, 1158–1162.
10. Koua, B.K., Koffi, P.M.E., Gbaha, P., Touré, S. [éd.] *Renew. Sustain. Energy Rev. Present status and overview of potential of renewable energy in Cote d'Ivoire*. 2015, Vol. 41, 907–914.
11. Khraief, N., Shahbaz, M., Mallick, H., Loganathan, N. Estimation of electricity demand function for Algeria: Revisit of time series analysis. . [éd.] *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018.
12. Haddad, B., Liazid, A., Ferreira, P. A multi-criteria approach to rank renewables for the Algerian electricity system. *Renew. [éd.] . Energy*. 2017, Vol. 107, 462–472.
13. Ministry of environment and renewable energies. [En ligne] 6 6 2018. <http://www.meer.gov.dz/ar/> .
14. Fathi, M., Abderrezek, M., Grana, P. Technical and economic assessment of cleaning protocol for photovoltaic power plants: Case of Algerian Sahara sites. [éd.] *Sol. Energy*. 2017, Vol. 147, 358-367.
15. AIE. *World Energy Outlook*. 2019.
16. Ministère de la transition écologique. *Chiffres clés de l'énergie*. 2019.

17. écologique, Ministère de la transition. *Chiffres clés de l'énergie*. 2020.
18. Statistical Review of World Energy . 2018.
19. GDP.Ibrahim Index of African Governance», 2018. 2018.
20. *Rapport sur la situation mondiale des énergies renouvelables*. 2018.
21. Bélaïd, F., Youssef, M. Environmental degradation, renewable and non-renewable electricity consumption, and economic growth: Assessing the evidence from Algeria. [éd.] *Energy Policy*. 2017, Vol. 102, 277-287.
22. Banque mondiale Algérie économie. 2019.
23. Statistical Review of World Energy. 2019.
24. Bouznit, M., Pablo-Romero, M. del P. CO2 emission and economic growth in Algeria. [éd.] *Energy Policy*. 2016, Vol. 96, 93-104.
25. Allegret, J.P., Benkhodja, M.T. External shocks and monetary policy in an oil exporting economy (Algeria). [éd.] *J. Policy Model*. 2015, Vol. 37, 652–667.
26. *Bilan Énergétique National [WWW Document], n.d. URL*.
27. MINISTERE DE L'ENERGIE. BILAN ENERGETIQUE NATIONAL. 2019.
28. Bouraiou, A., Neçaibia¹, A., Boutasseta, N., Mekhilef, S., Dabou, R., Ziane¹, A., Sahouane, N., Attoui, I., Mostefaoui, M., Touaba, O. Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria. 2020.
29. Rahmouni S, Settou N, Negrou B, Gouareh A. GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2016, Vol. 40, (44): 15244-15253.
30. Recioui B, Settou N, Khalfi A, Gouareh A, Rahmouni S, Ghedamsi R. Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria. [éd.] . *Transportation Research Part D*. 2016, Vol. 43, 145-157.
31. Bentouba S, Slimani A, Boucherit M S, Hamouda M. L'énergie renouvelable en Algérie et l'impact sur l'environnement. [éd.] *Journal of Scientific Research*. 2010, Vol. 1, 0.
32. A, Gouareh. *Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie. Thèse de doctorat* . s.l. : Université de Djillali Liabes de Sidi Bel Abbes, Algérie, 2017.
33. Gouareh A, Settou N, Khalfi A, Recioui B, Negrou B, Rahmouni S, Dokkar B. GIS based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO2 as working fluid in Algeria. [éd.] *International journal of hydrogen energy*. 2015, Vol. 40, 15244-15253.
34. Saiah, S.B.D., Stambouli, A.B. Prospective analysis for a long-term optimal energy mix planning in Algeria: Towards high electricity generation security in 2062. [éd.] *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2017, Vol. 73, 26-43.

35. Stambouli, A.B. Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives. [éd.] *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011, Vol. 15, 1169–1181.
36. National Office of Statistics (ONS). [En ligne] 15 7 2019.<http://www.ons.dz/IMG/pdf/Demographie>.
37. Ministry of Energy. [En ligne] 5 2 2018. <http://www.energy.gov.dz>.
38. <https://www.schoolmouv.fr/cours/le-changement-global-et-ses-effets/fiche-de-cours>.
39. Askari, M., Mirzaei, M.A., Mirhabibi, M. Types of Solar Cells and Application. [éd.] *American Journal of Optics and Photonics*. 2015, Vol. 3(5), 94-113.
40. Mohamed, O. *Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque*. 2018.
41. CEA. *L'énergie solaire*. 2015.
42. Equer, B. *Le Pompage Photovoltaïque Manuel de cours. énergie solaire photovoltaïque ellipses*. 1993.
43. Benlarbi, K. *Optimisation floue, Neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîné par différentes machines électriques : Machines à induction, machines synchrones à aimants permanents et machine à courant continu (Docto.* 2001.
44. Royer, J., & Schiller, E. J. *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens*. s.l. : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, C, 1998.
45. Adel, Soufi. *Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA*. s.l. : Université de Ouargla, 2012.
46. *Pompage photovoltaïque : guide à l'intention des ingénieurs et techniciens*. s.l. : Institut de L'énergie et de l'environnement de la francophonie, Université d'OTTAWA.
47. Chenni, R. Makhoul, M. *A detailed modeling method for photovoltaic cells*. s.l. : Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering Sciences, Mentouri University Route d'Ain El Bey, Constantine, Algeria, 2005.
48. Santbergen R, Rindt CCM, Zondag HA, Van Zolingen RJC. Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors. [éd.] *Sol Energy*. Vol. 84(5), 867-78.
49. He W, et al. Comparative experiment study on photovoltaic and thermal solar system under natural circulation of water. [éd.] *Appl Therm Eng.* 2011, Vol. 31, 3369-76.
50. Rommel, M, Henning H, Dupeyrat P, Me C. [éd.] *Sol Energy. Efficient single glazed flat plate photovoltaic thermal hybrid collector for domestic hot water system*. 2011, Vol. 85, 1457-68.
51. Charalambous, PG, et al. [éd.] *Sol Energy. Optimization of the photovoltaic thermal (PV/T) collector absorber*. 2011, Vol. 85, 871-80.

52. Bhattarai, S, Oh J, Euh S, Krishna G, Hyun D. Simulation and model validation of sheet and tube type photovoltaic thermal solar system and conventional solarcollecting system in transient states. [éd.] Sol Energy. 2012, Vol. 103, 184-93.
53. Huang C, Sung H, Yen K. Experimental study of photovoltaic / thermal (PV / T) hybrid system. [éd.] Int J Smart Grid Clean Energy. 2012, Vol. 2(2), 148-51.
54. Aste N., Del Pero C, Leonforte F, Manfren M. *Performance monitoring and modeling of an uncovered photovoltaic-thermal (PVT) water collector*. 2016. pp. 551-68. Vol. 135.
55. Li G, Pei G, Yang M, Ji J. Experiment investigation on electrical and thermal performances of a Semitransparent photovoltaic / thermal system with water cooling. [éd.] . Int J Photoenergy Vol 2014. Hindawi , 2014.
56. Nahar A, Hasanuzzaman M, Rahim NA. A three-dimensional comprehensive Numerical investigation of different operating parameters on the performance of a photovoltaic thermal system with Pancake collector. [éd.] J Sol Energy Eng. 2017, Vol. 139.
57. Gaur A, Christophe M. Numerical studies on thermal and electrical performance of a fully wetted absorber PVT collector with PCM as a storage medium. [éd.] Renew Energy. 2017, Vol. 109, 168-87.
58. Nahar A, Hasanuzzaman M, Rahim NA. Numerical and experimental investigation on the performance of a photovoltaic thermal collector with parallel plate flow channel under different operating conditions in Malaysia. [éd.] Sol Energy. 2017, Vol. 144, 517-28.
59. Khelifa A, Touafek K, Ben Moussa H, Tabet I. Modeling and detailed study of hybrid photovoltaic thermal (PV / T) solar collector. [éd.] Sol Energy. 2016, Vol. 135, 169-76.
60. La M, Kroyer T, Fortuin S, Wiese M, Hermann M. Development and modeling of highly-efficient PVT collectors with low-emissivity coatings. [éd.] Sol Energy. 2016, Vol. 130, 161-73.
61. Othman MY, Hamid SA, Tabook MAS, Sopian K, Roslan MH, Ibarahim Z. Performance analysis of PV / T Combi with water and air heating system: an experimental study. [éd.] Renew Energy. 2016, Vol. 86, 716-22.
62. Rahou M, Othman MY, Mat S, Ibrahim A. Performance study of a photovoltaic thermal system With an Oscillatory flow design. [éd.] J Sol Energy Eng. 2014, Vol. 136.
63. Fangliang Chen, Yin H. Fabrication and laboratory-based performance testing of a building-integrated photovoltaic-thermal roofing panel. [éd.] Appl Energy. 2016, Vol. 177, 271–84.
64. Boumaaraf, B., Boumaaraf, H., Slimani, M.E., Kebir, S.T., Aitcheikha, M.S., Touafek, K. Performance evaluation of a locally modified PV module to a PV/Tsolar collector under climatic conditions of semi-arid region. [éd.] Math. Comput. Simul. 2020, Vol. 167, 135-154.
65. Bambrook SM, Sproul AB. Maximising the energy output of a PVT air system. [éd.] Sol Energy. 2012, Vol. 86(6), 1857-71.
66. Agrawal S, Tiwari GN. Enviroeconomic analysis and energy matrices of glazed hybrid photovoltaic thermal module air collector. [éd.] Sol Energy. 2013, Vol. 92, 139-46.

67. Slimani M.E.A, Amirat, M., Kurucz, I., Bahria, S., Hamidat, A., Chaouch, W. A detailed thermal-electrical model of three photo-voltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: comparative study under Algiers climatic conditions. [éd.] *J. Energy Convers. Manag.* 2017, Vol. 133, 485-476.
68. Amoa A, et al. An innovative urban energy system constituted by a photovoltaic/ thermal hybrid solar installation: design, simulation and monitoring. [éd.] *Appl Energy*. 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07>.
69. Tonui J K, Tripanagnostopoulos Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. [éd.] *Sol Energy*. 2007, Vol. 81, 498–511.
70. Fan W, Kokogiannakis G, Ma Z, Cooper P. Development of a dynamic model for a hybrid photovoltaic thermal collector -solar air heater with fins. [éd.] *Renew Energy*. 2017, Vol. 101, 816–34.
71. Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. [éd.] *Sol Energy*. 2007, Vol. 81, 498-511.
72. Bambrook SM, Sproul AB. A solvable thermal circuit for modeling PVT air collectors. [éd.] *Sol Energy*. 2016, Vol. 138, 77-87.
73. Tiwari S, Bhatti J, Tiwari GN, Al-helal IM. Thermal modeling of photovoltaic / thermal (PVT) integrated greenhouse system for biogas heating. [éd.] *Sol Energy*. 2016, Vol. 136, 639–49.
74. Ooshaksaraei Poorya, Sopian K, Zaidi SH, Zulkifli R.PT. [éd.] *Renew Energy*. 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.043>.
75. Tingting Yang, Athienitis AK. Sciencedirect a study of design options for a building integrated photovoltaic / thermal (BIPV / T) system with glazed air collector and multiple inlets. [éd.] *Sol Energy*. 2014, Vol. 104, 82-92.
76. Mojiri A, Taylor R, Thomsen E, Rosengarten G. Spectral beam splitting for efficient conversion of solar energy — A review. [éd.] *Renew Sustain Energy Rev.* 2013, Vol. 28, 654–63.
77. Agrawal B, Tiwari GN. Optimizing the energy and exergy of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems under cold climatic conditions. [éd.] *Appl Energy*. 2010, Vol. 87(2), 417–26.
78. Gholampour M, Ameri M. Energy and exergy analyses of Photovoltaic/Thermal flat transpired collectors: experimental and theoretical study. [éd.] *Appl Energy*. 2016, Vol. 164, 837–56.
79. Hu J, Chen W, Yang D, Zhao B, Song H, Ge B. Energy performance of ETFE cushion roof integrated photovoltaic / thermal system on hot and cold days. [éd.] *Appl Energy*. 2016, Vol. 173, 40–51.
80. Kasaeian, A., Khanjari, Y., Golzari, S., Mahian, O., Wongwises, S. Effects of forced convection on the performance of a photovoltaic thermal system: an experimental study. [éd.] *J. Exp. Therm. Fluid Sci.* 2017, Vol. 85, 13-21.

81. Tiwari, S., Tiwari, G.N. Energy and exergy analysis of a mixedmode greenhouse-type solar dryer, integrated with partially covered N-PVT air collector. [éd.] J. Energy. 2017, Vol. 128, 183-195.
82. Sopian, K., Liu, H., Kakac, S., Veziroglu, T.N. Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems. [éd.] J. Energy Convers. Manag. 2000, Vol. 41, 353-365.
83. JS, Coventry. Performance of a concentrating photovoltaic / thermal solar collector. [éd.] Sol Energy. 2005, Vol. 78, 211-22.
84. Chaabane M, Charfi W, Mhiri H, Bournot P. Performance evaluation of concentrating solar photovoltaic and photovoltaic / thermal systems. [éd.] Sol Energy. 2013, Vol. 98, 315–21.
85. Proell M, Karrer H, Brabec CJ, Hauer A. Sciencedirect the influence of CPC reflector son the electrical incidence angle modifier of c-Si cells in a PVT hybrid collector. [éd.] Sol Energy. 2016, Vol. 126, 220-30.
86. Bernardo LR, et al. Performance evaluation of low concentrating photovoltaic/ thermal systems: a case study from Sweden. [éd.] Sol Energy. 2011, Vol. 185, 1499-510.
87. Widyolar Bennett K, et al. Design, simulation and experimental characterization of a novel parabolic trough hybrid solar photovoltaic/thermal (PV/T) collector. [éd.] Renew Energy. 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.014>.
88. Tiwari, A., Sodha, M.S., Chandra, A., Joshi, J.C. Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India. [éd.] J. Sol. Energy Mater. Solar Cells. 2006, Vol. 90, 175-189.
89. Khenfer, N., Dokkar, B., Messaoudi, M.T. Overall efficiency improvement of photovoltaic-thermal air collector: numerical and experimental investigation in the desert climate. [éd.] J. Sol. Energy. International Journal of Energy and Environmental Engineering, 2020, Vol. 11, 497-516.
90. Li, D., Li, Z., Zheng, Y., Liu, C., Hussein, A.K., Liu, X. Thermal performance of a PCM-filled double-glazing unit with different thermo physical parameters of PCM. [éd.] Sol. Energy. 2016, Vol. 133, 207–220.
91. Duffie, J.A., Beckman, W.A. *Solar engineering of thermal processes*. New York : Wiley, 1991. 2nd edn.
92. Joshi, A.S., Dincer, I., Reddy, B.V. Thermodynamic assessment of photovoltaic systems. [éd.] J. Sol. Energy. 2009, Vol. 38(8), 1139-1149.
93. Joshi, A.S., Tiwari, A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector. [éd.] J. Renew. Energy. 2007, Vol. 32, 2223-2241.
94. Sellami, R., Amirat, M., Mahrane, A., Slimani, M.E.A., Arbane, A., Chekrouni, R. Experimental and numerical study of a PV/T Thermal collector equipped with a PV-assisted air circulation system configuration suitable for building integration. [éd.] Energy Build. 2019, Vol. 190, 216-234.

95. *Overall efficiency of PV/T system traversed by natural convection airflow in hot climate.* Khenfer N, Dokkar B, Messaoudi, M.T. Tebessa : IEEE Xplore, 2019. Vol. 42. 978-1-7281-5356-8/19.
96. Soltani, S., Kasaeian, A., Sarrafha, H. An experimental investigation of a hybrid photovoltaic/thermoelectric system with nanofluid application. [éd.] Sol. Energy. 2017, Vol. 155, 1033-1043.
97. Amori, K.E., Abd-ALRaheem, M.A. Field study of various air based photovoltaic/thermal hybrid solar collectors. [éd.] J. Renew. Energy. 2014, Vol. 63, 402-414.
98. Chow, T.T. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. [éd.] J. Appl. Energy. 2010, Vol. 87(2), 365-379.
99. Jarimi, H., Abu Bakar, M.N., Othman, M., Hj Din, M. Bi-fluid photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector: experimental validation of a 2-D theoretical model. [éd.] Renew. Energy. 2016, Vol. 85, 1052-1067.
100. Aoues, K., Moummi, N., Zellouf, M., Benchabane, A. Thermal performance improvement of solar air flat plate collector: a theoretical analysis and an experimental study in Biskra. [éd.] Int.J. Ambient Energy. 2011, Vol. 32, 95-102.
101. Amori, K.E., Hussein, M., Al-Najjar, T. Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq. [éd.] J. Appl. Energy. 2012, Vol. 98, 384-395.
102. Amori, K.E., Abd-ALRaheem, M.A. Field study of various air based photovoltaic/thermal hybrid solar collectors. [éd.] J. Renew. Energy. 2014, Vol. 63, 402-414.
103. Agrawal, B., Tiwari, G.N. Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems. [éd.] Energy Build. 2010, Vol. 42 (9), 1472–1481 .
104. A, Ouahab. . *Modélisation des consommations d'énergie et des émissions de CO2 à long terme appliquée au secteur résidentiel algérien.* s.l. : Thèse doctorat. Université François-Rabelais de Tours, France., 2015.
105. He W, Chow TT, Ji J, Lu J, Pei G, Chan LS. Hybrid photovoltaic and thermal solar collector designed for natural circulation of water. Appl Energy , 2006, Vol. 83(3), 199-210.
106. Mercaldo LV, Addonizio ML, Noce MD, Veneri PD, Scognamiglio A, Privato C. Thin film silicon photovoltaics: architectural perspectives and technological. Appl Energy, Vol. 86(10), 1836-44.
107. Agrawal B, Tiwari GN. *Developments in environmental durability for photovoltaics.* s.l. : UK: Pira International Ltd, 2008.
108. Torío H, Angelotti A, Schmidt D. Exergy analysis of renewable energy-based climatisation systems for buildings: A critical view. Energy Build , 2009, Vol. 41(3), 248-71.
109. M, Ozel. Effect of wall orientation on the optimum insulation thickness by using a dynamic method. Applied Energy, 2011, Vol. 88, 2429-2435.

110. Bekkouche, S.M.A, Benouaz,T,Yaiche, M,R, Cherier, M.K, Hamdani, M, Chellali, F. Introduction to control of solar gain and internal temperatures by thermal. Energy and Buildings, 2011, Vol. 43, 2414-2421.

Annexe

Annexes

Annexe "A" chapitre4

Les formulations suivantes sont utilisées dans le modèle mathématique thermique du collecteur PV / T proposé.

Les expressions pour (A, B, C, D, E, F, K, S, R, W, N et Z) utilisé dans les équations (4. 30) – (4. 33) sont :

$$A = h_w + h_{c,p-in} \quad (A.1)$$

Où h_w est le coefficient de chaleur dû au vent, $h_{c,p-in}$ est l'isolant thermique

$$B = h_{v,air-p} + h_{c,p-in} + h_{r,p-g} \quad (A.2)$$

Où $h_{v,air-p}$ est le coefficient de transfert de chaleur par convection de la plaque au conduit d'air, $h_{r,p-g}$ est la plaque d'aluminium au coefficient de verre

$$C = h_{r,s-g} + h_w + h_{v,air-g} + h_{r,p-g}$$

où $h_{v,air-g}$ est le coefficient de transfert de chaleur par convection du verre au conduit d'air, $h_{r,s-g}$ est le coefficient du ciel au verre

$$D = h_{v,air-g} + h_{v,air-p}$$

$$E = \frac{C}{b_{ch} h_{v,air-g}} \quad (A.5)$$

où b_{ch} est la largeur du canal

$$F = \frac{h_{v,air-g}}{A h_{r,p-g}} \quad (A.6)$$

$$K = FAB + h_{v,air-p} - F h_{c,p-in}^2 \quad (A.7)$$

$$S = -E h_{v,air-p} - h_{r,p-g} \quad (A.8)$$

$$R = -EDK - SD - S A F h_{v,air-p} \quad (A.9)$$

$$W = -\dot{m} C_a (S + KE) \quad (A.10)$$

où \dot{m} est le débit massique, C_a est la capacité thermique spécifique de l'air

$$Z = \dot{m} c_a \frac{R}{W} \quad (A.11)$$

Annexe "B" chapitre 5

$$(\alpha\tau)_{eff} = \tau_G[\alpha_c\beta_c + \alpha_T(1 - \beta_c)] - \eta_c$$

$$U_T = \left(\frac{L_C}{\lambda_C} + \frac{1}{h_0}\right)^{-1}$$

$$h_T = \left(\frac{L_T}{\lambda_T}\right)^{-1}$$

$$h_{p1} = \frac{h_T}{U_T + h_T}$$

$$U_{tT} = \left(\frac{1}{h_T} + \frac{1}{U_T}\right)^{-1}$$

$$U_{bb} = \left(\frac{1}{h_{air}} + \frac{1}{h_r} + \frac{L_i}{\lambda_i}\right)^{-1}$$

$$h_{p2} = \frac{h_{air}}{U_{tT} + h_{air}}$$

$$U_{tair} = \left(\frac{1}{h_{air}} + \frac{1}{U_{tT}}\right)^{-1}$$

$$U_L = (U_{bb} + U_{tair})$$

$$(UA)_t = (UA)_{t_w} + (UA)_{t_{win}} + (UA)_{t_d}$$

$$(UA)_{t_d} = \frac{A_d}{\left(\frac{1}{h_0} + \frac{L_d}{K_d} + \frac{1}{h_r}\right)}$$

$$(UA)_{t_{win}} = \frac{A_{win}}{\left(\frac{1}{h_0} + \frac{L_{win}}{\lambda_{win}} + \frac{1}{h_r}\right)}$$

$$(UA)_{t_{wall}} = \frac{A_{wall}}{\left(\frac{1}{h_0} + \frac{L_w}{\lambda_w} + \frac{1}{h_r}\right)}$$

$$U_{Mur} = 1/\left(\frac{1}{h_i} + \sum_{j=1}^N \frac{e_j}{\lambda_j} + \frac{1}{h_0}\right)$$

Contribution au développement et expérimentation d'un collecteur hybride photovoltaïque-thermique dans La zone de Ouargla

Résumé : Dans la région d'Ouargla (Algérie), les champs photovoltaïques sont exposés à un climat chaud enregistrant des températures très élevées. Ce forte niveau de température provoque la chute du rendement des cellules PV ce qui nécessite l'intégration d'un système de refroidissement des cellules. Ainsi, que la chaleur dégagée peut être récupérée et utilisée comme source d'énergie. Afin de capter le maximum d'énergie, on opte à l'utilisation d'un collecteur solaire photovoltaïque-thermique. L'évaluation des performances de l'ensemble du système est effectuée expérimentalement en effectuant plusieurs variations des paramètres de fonctionnement et de la profondeur du canal d'air. Ce système photovoltaïque-thermique (PV / T) est modélisé par un ensemble d'équations des bilans énergétiques qui sont résolues numériquement à l'aide du logiciel Matlab. La racine carrée de l'écart moyen en pourcentage (RMSD) est comprise entre 1.75 % et 16.25 %. Pour une profondeur de canal de 10 cm, les rendements énergétique et exergétique atteignent leurs valeurs moyennes de 58.5% et 14.7%, respectivement. L'extension en verre de 1.6 m donne une nette amélioration de 5 % de l'efficacité énergétique globale. Une application de ce système est examinée sur une résidence standardisée. Des résultats très prometteuses sont obtenues tel que une autosuffisance en électricité et couverture de 30% des besoins de chauffage de cette maison.

Mots-clés : Système PV / T, Ecoulement d'air, Absorbeur à plaques, convection, Energie solaire, Modélisation, Matlab.

Contribution to the development and experimentation of a photovoltaic-thermal hybrid collector in the Ouargla area

Abstract: In Ouargla region (Algeria), photovoltaic fields (PV) suffer from hard climate conditions with high temperature levels. This temperature level causes a significant fall of PV cells efficiency, which requires an integrated cooling system. Thus, that the released heat can be recovered and used as a source of energy. In order to capture as much energy as possible, we opt for the use of a photovoltaic-thermal solar collector. The performance evaluation of the whole system is carried out experimentally by making several variations of the operating parameters and the depth of the air channel. This photovoltaic-thermal system (PV / T) is modeled by a set of energy balance equations, which are solved numerically using Matlab software. The root means square of percentage deviation (RMSD) is between 1.75% and 16.25%. For a channel depth of 10 cm, the energy and exergy efficiency reach their mean values of 58.5% and 14.7%, respectively. The glass extension of 1.6 m gives a net improvement of 5% in the overall energy efficiency. An application of this system is examined on a standard residence; it shows very promising results such as self-sufficiency in electricity and 30% as coverage of the house heating needs.

Keywords: PV / T system, Airflow, convection, Solar energy, Modeling, Matlab.

المساهمة في تطوير وتجريب مجمع هجين ضوئي حراري في منطقة ورقلة

الملخص: في منطقة ورقلة (الجزائر)، تتعرض الحقول الكهروضوئية لمناخ حار في درجات حرارة عالية جداً. يؤدي مستوى درجة الحرارة المرتفع هذا إلى انخفاض إنتاجية الخلايا الكهروضوئية، الأمر الذي يتطلب إضافة نظام تبريد الخلايا الشمسية. وبالتالي، يمكن استعادة الحرارة المنبعثة واستخدامها كمصدر للطاقة. من أجل الحصول على أكبر قدر ممكن من الطاقة، نختار استخدام مجمع الطاقة الشمسية الكهروضوئية الحرارية. نقيم أداء النظام بأكمله بشكل تجريبي من خلال التغيرات في المعاملات الفيزيائية وعمق القناة الهوائية. صممنا هذا النظام الكهروضوئي الحراري (PV / T) بمجموعة من معادلات الحصيلة الطاقوية التي تم حلها عددياً باستخدام برنامج الماتلاب. يتراوح الجذر التربيعي لنسبة الانحراف (RMSD) بين 1.75% و 16.25%. بالنسبة لعمق القناة البالغ 10 سم، تصل كفاءة الطاقة ونسبة ضياع الطاقة إلى القيم المتوسطة 58.5% و 14.7% على التوالي. يعطي امتداد الزجاج 1.6 م تحسناً واضحاً بنسبة 5% في الكفاءة الكلية للطاقة. كما طبقنا هذا النظام على مسكن منفرد، تحصلنا على نتائج واعدة تتمثل في الاكتفاء الذاتي من الكهرباء وتغطية 30% من احتياجات التدفئة لهذا المنزل.

كلمات مفتاحية: نظام PV / T، تدفق الهواء، الحمل الحراري، الطاقة الشمسية، النمذجة، ماتلاب.