

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

UNIVERSITE D'OUM EL BOUAGHI
FACULTE DES SCIENCES EXACTES, DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA
VIE
DEPARTEMENT DE SCIENCES DE LA MATIERE



N° d'ordre:.....
Série:

THESE

**PRESENTEE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT EN
SCIENCES EN PHYSIQUE ENERGETIQUE**

Option : PHOTOVOLTAIQUE

THEME

**Contribution à la conception et modélisation d'un
capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à
base de cellules solaires en couches minces**

Présentée par : M^{me} MENASSEL Née HALOUI HAFSIA

Devant le jury :

<u>Présidente:</u>	C. AZIZI	Prof. Univ Oum el Bouaghi
<u>Rapporteur:</u>	M. ZAABAT	Prof. Univ Oum el Bouaghi
<u>Co-rapporteur :</u>	K. TOUAFEK	D. R. U.R.A.E.R Ghardaia
<u>Examineurs :</u>	M. DRAIDI	MCA. Univ Oum el Bouaghi
	Y. SAIDI	Prof. Univ Constantine
	M.S. BENBOUZA	MCA. Univ Batna

Dédicaces

Cette thèse est dédiée

A ma mère source d'amour et tendresse

A mon mari pour sa patience pendant le temps requis pour cette thèse

A mes perles : Islem, Chaima et Asma.

REMERCIEMENTS

Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mes encadreurs, Pr. **Mourad ZAABAT** enseignant à l'université Larbi Ben M'hidi Oum El-Bouaghi et Docteur **khaled TOUAFEK** (Directeur de recherche à l'URAER Ghardaïa), pour avoir accepté de diriger mes travaux, et pour leur support, conseil, et motivation durant tout le projet.

Je remercie vivement :

Madame AZIZI Cherifa; Prof. Université Larbi Ben M'hidi Oum el Bouaghi.

Madame SAIDI Yasmina; Prof. Université Constantine 1.

Monsieur DRAIDI Mourad; Maitre de conférence (A).Université Larbi Ben M'hidi Oum el Bouaghi.

Monsieur BENBOUZA Mohamed salah; Maitre de conférence (A).Université Batna.

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

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

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

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

Table des matières

Dédicace

Remerciements

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Introduction Générale..... 1

Chapitre I

L'énergie solaire

I.1. Introduction..... 3

I.2. Le soleil..... 3

I.3. Le rayonnement solaire..... 6

I.4. Le spectre solaire 7

I.5. Interaction rayonnement-matière 7

I.6. L'effet photovoltaïque 9

I.6.1. Principe et historique 9

I.6.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque..... 10

I.6.3. Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques organiques..... 16

I.6.4. Mécanismes physiques en jeu dans les cellules photovoltaïques organiques..... 19

I.6.4.1. Absorption d'un photon 19

I.6.4.2. Diffusion de l'exciton 20

I.6.4.3. Dissociation de l'exciton..... 20

I.6.4.4. Transport des porteurs de charge 22

I.6.4.5. Collecte des porteurs de charge 22

I.6.4.6. Collecte des électrons 22

I.6.4.7. Collecte des trous.....	23
I.6.5. Le fonctionnement d'un système photovoltaïque.....	23
I.6.6. Modèles mathématiques des cellules solaires en couches minces.....	24
I.6.6.1. Modèle à une diode.....	24
I.6.6.2. Modèle à deux diodes.....	26
I.6.7. Technologie des matériaux à couches minces pour la génération de l'électricité solaire.....	27
I.7. Conclusion.....	36

Chapitre II

Etat de l'art sur les cellules solaires

II.1. Introduction.....	37
II.2. Classification des cellules solaires.....	38
II.2.1. La cellule photovoltaïque au silicium.....	39
II.2.1.1. Le silicium monocristallin.....	40
II.2.1.2. Le silicium polycristallin.....	40
II.2.1.3. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque au silicium.....	41
II.2.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base de silicium amorphe (a-Si).....	42
II.2.2.1. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques à base de silicium amorphe.....	43
II.2.2.1.1. La cellule photovoltaïque à simple jonction.....	43
II.2.2.1.2. La cellule photovoltaïque à double jonction ou Tandem.....	43
II.2.2.1.3. La cellule photovoltaïque triple et multi jonction.....	44
II.2.3. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés binaires.....	45
II.2.3.1. Les différents composés binaires utilisés dans les cellules photovoltaïques.....	46
II.2.3.2. Exemples des cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés binaires.....	47
II.2.3.2.1. Cellule solaire GaAs / GaAlAs.....	47
II.2.3.2.1.1. Structure.....	47
II.2.3.2.1.2. Cellule solaire tandem.....	48

II.2.3.2.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base de CdTe	49
II.2.3.2.2.1. Structure.....	50
II.2.3.2.2.2. L'hétérojonction CdS-CdTe	50
II.2.4. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés ternaires	51
II.2.4.1. Les différents composés ternaires utilisés dans les cellules solaires en couches minces.....	52
II.2.4.2. Exemples des cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés ternaires	52
II.2.4.2.1. Cellules solaires en couches minces à base de cuivre indium sélénium (CuInSe ₂)	52
II.2.4.2.2. La structure de la cellule photovoltaïque à base de CuInSe ₂	54
II.2.5. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés quaternaires	56
II.2.5.1. Les différents composés quaternaires utilisés dans les cellules photovoltaïques en couches minces.....	56
II.2.5.2. Exemples des cellules solaires en couches minces à base des composés quaternaires	56
II.2.5.2.1. Les cellules solaires à couches minces à base de Cu (In, Ga) Se ₂	56
II.2.5.2.1.1. Structure de dispositif des piles solaires de CIGSe ₂	57
II.2.5.2.2. Les cellules solaires à couches minces à base de Cu ₂ ZnSnS ₄	62
II.2.5.2.2.1. La cellule solaire Cu(In)Se ₂ /Cu ₂ ZnSnS ₄	62
II.2.5.2.2.2. Avantages de CZTS	63
II.2.5.2.2.3. La cellule photovoltaïque à base des Composés Cu ₂ -II-IV-S ₄	64
II.2.5.2.2.4. Différents composants de la cellule.....	65
II.2.6. Les cellules photovoltaïques à base des matériaux organiques	66
II.2.6.1. Les matériaux utilisés	67
A. Les polymères conjugués	67
B. Les petites molécules.....	68
II.2.6.2. Structure des cellules photovoltaïques organiques.....	70
II.2.6.2.1. Structure monocouche (de type Schottky).....	70

II.2.6.2.2. Structure bicouche (de type jonction pn).....	71
II.2.6.2.3. Hétérojonction en volume « blend Hétérojonction ».....	72
II.2.6.2.4. La structure tandem	73
II.3. Conclusion	74

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïques Thermiques)

III.1. Introduction	75
III.2. Définitions.....	75
III.3. Description des capteurs solaires photovoltaïques.....	75
III.3.1. Le panneau photovoltaïque	75
III.3.2. Le système photovoltaïque.....	77
III.3.3. Présentation des capteurs solaires thermiques	77
III.4. Historique	79
III.5. Différents types de PVT.....	80
III.5.1. Les capteurs solaires PV/T à air	80
III.5.2. Les capteurs solaires hybrides PV/T à eau.....	91
III.5.3. Capteurs PVT de concentration.....	99
III.5.4. Capteurs PVT à base de cellules en couches minces	101
III.6. Conclusion.....	103

Chapitre IV

Conception et modélisation du module PVT à base des cellules solaires en couches minces

IV.1. Introduction.....	104
IV.2. PVT à base de matériaux binaires.....	106
IV.2.1. Structure du capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à base des matériaux binaires	106
IV.2.2. Modélisation d'un capteur hybride thermique photovoltaïque (PVT) à base de CdTe	107
IV.2.2.1. Bilans thermiques des différents constituants du capteur hybride PV/T à base de CdTe.....	110

IV.2.2.2. Performances thermiques et électriques du capteur hybride à base de CdTe .	116
IV.2.1.3. Résolution numérique du système	118
IV.2.1.3.1. Méthode de Range-Kutta :	118
IV.2.1.3.2. Traitement informatique	119
IV.2.1.3.3. Organigramme	120
IV.2.1.4. Résultats et interprétations	122
IV.2.3. Les Capteurs Hybrides Photovoltaïques et Thermiques (PVT) à base de GaAs ...	125
IV.2.3.1. Résultats obtenus.....	127
IV.3. PVT à base de matériaux ternaires.....	129
IV.3.1. Les cellules solaires en couches minces à base de Cuivre Indium Sélénium (CuInSe ₂) pour les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT)	129
IV.3.1.1. Structure du capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à base de CuInSe ₂	132
IV.3.1.2. Résultats obtenus.....	133
IV.4. PVT à base de matériaux quaternaires	136
IV.4.1. Etude comparative des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques à base de cellules solaires en couches minces	136
IV.4.1.1. Présentation des capteurs PVT à base des cellules en couches minces par le logiciel ANSYS.....	136
IV.4.1.2. Résultats et interprétations	138
IV.4.1.2.1. Modèle numérique	138
IV.4.1.2.2. Analyse des capteurs PVT à base des cellules en couches minces par le logiciel ANSYS.....	141
IV.5. Conclusion	154
Conclusion générale	156
Références	160

Résumé



LISTE DES FIGURES

Chapitre I : L'énergie solaire

Figure 1.1	Schéma descriptif de l'incidence solaire sur la terre.....	4
Figure 1.2	Rayonnements AM0, AM1 et AM1.5.....	5
Figure 1.3	Le rayonnement solaire.....	6
Figure 1.4	Le spectre solaire.....	7
Figure 1.5	Diagrammes des longueurs d'onde absorbées par les semi-conducteurs.....	8
Figure 1.6	Principe de l'effet photovoltaïque dans la cellule solaire en silicium.....	9
Figure 1.7	Effet photovoltaïque dans une plaquette de silicium.....	10
Figure 1.8	Semiconducteurs de type p et n et position du niveau de Fermi E_F . Les charges associées aux donneurs (type n) et aux accepteurs (type p) sont représentées sur la figure.....	11
Figure 1.9	Schéma de principe et diagramme de bande d'une jonction p-n à l'équilibre.....	12
Figure 1.10	Caractéristique I-V d'une jonction p-n à l'obscurité.....	12
Figure 1.11	Principe d'un dispositif photovoltaïque : 1 : courant d'obscurité, 2 : photocourant.....	13
Figure 1.12	Caractéristique J-V d'une cellule solaire de surface $S = 0,1 \text{ cm}^2$ à l'obscurité (trait pointillé) et sous illumination (trait plein), et représentation de la puissance (par unité de surface) en fonction de la tension.....	14
Figure 1.13	Spectre solaire AM 1.5.....	15
Figure 1.14	cellule solaire organique en structure sandwich.....	16
Figure 1.15	Vue en coupe : - D'une cellule hétérojonction (L : LUMO, H : HOMO, D : Donneur et A : Accepteur). - D'une cellule homo jonction (BC : Bande de conduction, BV : Bande de valence et E_F : Energie de niveau de Fermi).....	17
Figure 1.16	Représentation simplifiée des mécanismes physiques mis en jeu dans les cellules photovoltaïques organiques.....	19

Figure 1.17	Illustration de la différence entre un exciton de type Wannier (gauche) et un exciton de type Frenkel (droite).....	20
Figure 1.18	Schéma de bande du mélange accepteur-donneur avec la différence $LUMO_d-LUMO_a$ notée $\Delta\phi$	21
Figure 1.19	Schéma de fonctionnement d'un système photovoltaïque.....	23
Figure 1.20	Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode.....	24
Figure 1.21	Schéma équivalent d'une cellule PV, Modèle à deux diodes.....	26
Figure 1.22	Caractéristiques I(V) d'un module de silicium monocristallin.....	29
Figure 1.23	Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H single.....	30
Figure 1.24	Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H tripple.....	31
Figure 1.25	Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H tandem.....	32
Figure 1.26	Caractéristiques I(V) d'un module de CdTe.....	33
Figure 1.27	Caractéristiques I(V) d'un module de CIS.....	34

Chapitre II : Etat de l'art sur les cellules solaires

Figure 2.1	Répartition des matériaux sur le marché mondial du photovoltaïque.....	39
Figure 2.2	une cellule photovoltaïque monocristalline.....	40
Figure 2.3	Une cellule photovoltaïque poly-cristalline.....	41
Figure 2.4	Composition d'une cellule photovoltaïque au silicium.....	42
Figure 2.5	Cellule photovoltaïque en silicium amorphe.....	42
Figure 2.6	La structure d'une cellule à simple jonction.....	43
Figure 2.7	La structure d'une cellule tandem (double jonction).....	44
Figure 2.8	La structure d'une cellule triple jonction avec un diagramme des bandes d'énergie équivalent.....	45
Figure 2.9	Structure de la cellule solaire GaAs(n) /GaAs(p) avec fenêtre GaAlAs(n).	48
Figure 2.10	Cellule solaire Tandem à deux jonctions.....	49
Figure 2.11	Structure d'une cellule solaire à base de CdS/CdTe.....	50
Figure 2.12	Schéma des bandes dans l'hétérojonction CdS-CdTe.....	51
Figure 2.13	Structure complète d'une cellule solaire de structure P-N à base de $CuInSe_2$	54

Figure 2.14	Ordre de couche d'une pile solaire en couche mince standard de ZnO/CdS/Cu (In, Ga) Se ₂	58
Figure 2.15	Schéma simplifié de composants d'une cellule photovoltaïque en couches minces.....	66
Figure 2.16	Schéma de composants d'une cellule photovoltaïque en couches minces.	66
Figure 2.17	Exemples de polymères conjugués couramment utilisés dans les cellules photovoltaïques organiques (à droite les dérivés).....	68
Figure 2.18	Exemple de petites molécules conjuguées couramment utilisées dans les cellules photovoltaïques organiques.....	70
Figure 2.19	Structure d'une cellule PV monocouche.	71
Figure 2.20	Schéma de bande d'une jonction PN (gauche) et structure d'un dispositif type à jonction PN.....	71
Figure 2.21	Structure d'un dispositif type à hétérojonction.....	72
Figure 2.22	Exemple de structure d'une cellule tandem.....	73

Chapitre III : Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT)

(Photovoltaïques Thermiques)

Figure 3.1	Principe de fonctionnement du générateur photovoltaïque.....	76
Figure 3.2	Schéma de principe d'un panneau PV connecté au réseau.....	77
Figure 3.3	Schéma de principe d'un capteur solaire thermique plan.....	78
Figure 3.4	Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV.....	80
Figure 3.5	Schéma du capteur solaire hybride PVT à air.....	81
Figure 3.6	Les prototypes I, II, III, IV de capteur solaire PVT à air.....	82
Figure 3.7	Schéma d'intégration de composants solaires à la façade Sud d'un bâtiment.....	83
Figure 3.8	Capteurs solaires combinés intégrés à la toiture du Brockhill Environment Center.....	85
Figure 3.9	Banc d'essai du capteur solaire hybride PVT à air.....	86
Figure 3.10	Coupe du capteur solaire PV/T hybride à air à ailettes.....	88
Figure 3.11	Quelques exemples de modifications du capteur solaire PV/T hybride à air	89
Figure 3.12	Diagramme schématique de double collecteur d'air du passage (PV/T) avec ailerons.....	91
Figure 3.13	Coupe transversale du composant hybride à eau.....	91
Figure 3.14	Capteur solaire PV/T hybride à deux fluides et à fonctions superposées...	93

Figure 3.15	Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor.....	93
Figure 3.16	Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau.....	94
Figure 3.17	Coupe transversale du capteur solaire PV/T hybride à eau.....	95
Figure 3.18	Le capteur solaire PV/T hybride à eau.....	96
Figure 3.19	Premier et second prototypes construits.....	97
Figure 3.20	Section du capteur solaire hybride à eau étudié.....	98
Figure 3.21	Capteurs PVT de concentration.....	101

Chapitre IV : Conception et modélisation du module PVT à base des cellules solaires en couches minces

Figure 4.1	La structure du capteur PVT.....	106
Figure 4.2	La structure de la cellule solaire à base de CdTe.....	108
Figure 4.3	La structure du capteur PVT à base de CdTe.....	109
Figure 4.4	Une coupe du capteur PVT étudié.....	110
Figure 4.5	La variation des températures de chaque couche d'un PVT à base de CdTe.....	122
Figure 4.6	La variation des températures de chaque couche d'un PVT à base de Si.....	123
Figure 4.7	La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de CdTe et Si.....	124
Figure 4.8	La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de CdTe et Si.....	125
Figure 4.9	La variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.....	127
Figure 4.10	La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.....	128
Figure 4.11	La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.....	129
Figure 4.12	Evolution du rendement optimal d'absorption pour les semi-conducteurs usuels, en homo-jonction en fonction de la bande interdite dans les conditions d'illumination AM 1,5.....	131
Figure 4.13	La structure du capteur PVT à base de CIS.....	132
Figure 4.14	La variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de CIS et Si.....	133

Figure 4.15	La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de CIS et Si.....	134
Figure 4.16	La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de CIS et Si.....	135
Figure 4.17	Présentation du système de composants dans Ansys Software.15.....	136
Figure 4.18	Conditions aux limites du système.....	137
Figure 4.19	Information Maillage pour le cas CFX.....	137
Figure 4.20	La variation de la température de sortie du fluide de refroidissement des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), le tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et du cuivre, indium, gallium diséléniure (CIGS).....	138
Figure 4.21	La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS).....	139
Figure 4.22	La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS).....	140
Figure 4.23	Evolution de la température de la couche du verre à base de CdTe.....	141
Figure 4.24	Evolution de la température de la couche du cuivre à base de CdTe.....	142
Figure 4.25	Evolution de la température du fluide à base de CdTe.....	143
Figure 4.26	Evolution de la température de la couche du verre à base de CIS.....	144
Figure 4.27	Evolution de la température de la couche du cuivre à base de CIS.....	145
Figure 4.28	Evolution de la température du fluide du capteur à base de CIS.....	146
Figure 4.29	Evolution de la température de la couche du verre à base de CIGS.....	147
Figure 4.30	Evolution de la température de la couche du cuivre à base de CIGS.....	148
Figure 4.31	Evolution de la température du fluide à base de CIGS.....	149
Figure 4.32	Distribution de la température du système en 3D.....	150
Figure 4.33	Evolution de la température de la couche du verre des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.....	151
Figure 4.34	Evolution de la température de la couche du cuivre des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.....	152

Figure 4.35	Evolution de température du fluide des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.....	153
--------------------	---	-----

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I : L'énergie solaire

Tableau 1.1	Les paramètres expérimentaux indiquent dans l'équation (12) de certains semi-conducteurs [25-27].....	28
--------------------	---	----

Chapitre II : Etat de l'art sur les cellules solaires

Tableau 2.1	Les caractéristique de la couche antireflet MgF_2/ZnS [41].....	48
Tableau 2.2	Les caractéristiques structurales, optiques et le rendement de chaque couche mince.....	53
Tableau 2.3	les avantages et les inconvénients de la cellule solaire à base de CIS.....	63

Chapitre IV : Conception et modélisation du module PVT à base des cellules solaires en couches minces

Tableau 4.1	Les conditions utilisées dans la simulation pour les capteurs PVT à base de CdTe et Si.....	121
--------------------	---	-----

LISTE DES SYMBOLES

Q_{sun}	L'énergie thermique fournie par le rayonnement solaire, [W].
Q_{rad}	Les pertes thermiques par rayonnement entre le verre du capteur hybride et le milieu extérieur, [W].
Q_{conv}	Les pertes thermiques par convection entre le verre du capteur hybride et le milieu extérieur, [W].
Q_{cond}	Les pertes thermiques par conduction entre couches du capteur hybride, [W].
G	Rayonnement directe totale absorbée par la cellule solaire, [W/m^2].
α_{cel}	Coefficient d'absorptivité de la cellule solaire à base du CdTe.
σ	Constante de Stefan- Boltzmann, [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}^4$].
ε_v	Emissivité du verre.
A_v	Surface du verre, [m^2].
T_v	Température du verre du capteur hybride, [$^{\circ}\text{K}$].
T_a	Température ambiante, [$^{\circ}\text{K}$].
T_{cel}	Température de cellule, [$^{\circ}\text{K}$].
A_c	Surface du capteur PVT, [m^2].
G	Eclairement global, [W/m^2].
C	Chaleur spécifique, [$\text{J}/\text{kg.K}$].
F	Efficacité de l'ailette.
D_{int}	Diamètre intérieur du tube, [m].
M	Masse, [kg].
D_{ext}	Diamètre extérieur du tube, [m].
\dot{m}	Débit massique, [kg/s].
T_{fe}	La température d'entrée du fluide [$^{\circ}\text{K}$].
T_{fs}	La température de sortie du fluide [$^{\circ}\text{K}$].
h_{cond}	Coefficient d'échange par conduction, [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$].
h_{conv}	Coefficient d'échange par convection, [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$].
$h_{\text{r,v-a}}$	Coefficient d'échange par rayonnement, [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$].
F_R	Facteur d'extraction de la chaleur du collecteur.
$h_{\text{c-a}}$	Coefficient d'échange par convection avec l'ambient, [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$].
$U_{\text{p-a}}$	Coefficient des pertes de chaleur.

W	Distance entre deux tubes, [m].
λ	Conductivité thermique, [W/m.K].
ρ	Masse volumique, [kg/m ³].
τ_{verre}	Transmittivité du verre.
μ	Viscosité dynamique de l'eau, [kg/m.s].
δ	Epaisseur, [m].
η	Rendement, [%].
$T\alpha$	Transmittivité - absorptivité du rayonnement par le capteur.
Si	Silicium monocristallin.
CIGS	Cuivre Indium Gallium Sélénium.
CIS	Cuivre Indium Sélénium.
CdTe	Tellurure de cadmium.
a-Si	Silicium amorphe.
GaAs	Arsenure de gallium.
X	La largeur du capteur, [m].

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La demande sans cesse croissante d'utilisation d'énergie photovoltaïque suscite une recherche permanente de cellules moins chères et plus efficaces. Actuellement, deux principales filières permettent l'élaboration des modules et des cellules photovoltaïques : la filière du silicium massif et la filière des matériaux en couches minces. La filière du silicium massif représente de nos jours 75% de la production mondiale de systèmes photovoltaïques.

La chaleur est le problème majeur qu'on rencontre dans les applications de conversion photovoltaïque. En effet, le rendement électrique dépend directement de la température de la cellule solaire et son échauffement va diminuer ce rendement. Si on réussit à évacuer cette chaleur, on peut garder la température de la cellule à des niveaux acceptables. On obtient alors ce qu'on appelle le capteur hybride photovoltaïque thermique PVT. Ce capteur produit en même temps de l'électricité et de la chaleur. En refroidissant les cellules par un fluide (air ou liquide) on obtient une énergie calorifique qui peut être utilisée pour chauffer de l'eau ou de l'air.

Le capteur hybride PVT est une solution au problème de l'échauffement des cellules solaires et plusieurs travaux existent sur sa modélisation et son application. La grande partie de ces études et réalisations concerne les cellules à base de silicium mono ou poly cristallin, et très peu d'études existent sur les applications des cellules en couches minces pour la réalisation de ces capteurs hybrides et ceci malgré leur disponibilité et leurs faibles coûts de fabrications.

L'objectif de notre travail est d'étudier et de modéliser le capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces. Puis la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches et d'étudier son rendement électrique et thermique et enfin comparer ces performances avec d'autres capteurs hybrides en silicium monocristallin.

Pour cela, le travail présenté dans cette thèse sera divisé en quatre chapitres et une conclusion générale, et le manuscrit sera organisé comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension de l'énergie solaire, dont on a défini différentes notions telle que : le soleil, le rayonnement solaire, le spectre solaire, l'interaction rayonnement matière et l'effet photovoltaïque, les cellules solaires organiques et inorganique. Puis on a identifié les modèles

mathématiques des cellules solaires en couches minces (modèle à une diode et modèle à deux diodes) et l'effet de l'éclairement et la température de la cellule sur les caractéristiques I(V) pour différents modules en couches minces.

Dans le second chapitre, nous avons défini les différents types des cellules photovoltaïques, telle que : les cellules solaires en couches minces à base des matériaux binaires, ternaires et quaternaires (a-Si, CdTe, CIS et CIGS), ainsi que les cellules photovoltaïques à base des matériaux organiques (les polymères conjugués, les petites molécules).

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

La modélisation numérique des différents capteurs PVT à base des cellules solaires en couches minces (binaires, ternaires et quaternaires) est l'objet du quatrième chapitre. En effet nous avons en premier lieu modélisé les différents capteurs PVT à base des cellules solaires en couches minces : silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et de cuivre indium gallium Sélénium (CIGS), et en deuxième lieu, de les comparer avec celle du capteur PVT à base de silicium monocristallin.

Chapitre I

L'énergie solaire

I.1. Introduction

Le soleil est une source abondante et écologique d'énergie renouvelable. Aujourd'hui, nous captions l'énergie solaire pour chauffer les maisons et l'eau, et pour produire de l'électricité au moyen de trois différentes méthodes et technologie : l'énergie solaire passive, l'énergie solaire active et l'énergie photovoltaïque.

Le terme « passive » renvoie aux techniques utilisées pour capter l'énergie. Ces techniques misent sur la conception des immeubles et le type de matériaux utilisés pour les construire. La conception solaire passive ne date pas d'hier. Il y a cent ans, des familles peignaient des réservoirs noirs et les plaçaient au soleil pour chauffer leur eau. Les surfaces noires absorbaient la chaleur qui été transférée du métal des réservoirs à l'eau. Cette méthode est toujours utilisée dans les pays chauds.

Aujourd'hui, la conception solaire passive utilise les éléments fondamentaux d'un immeuble, les murs, la toiture et les fenêtres, pour contrôler la quantité d'énergie solaire absorbée ou perdue.

Le système d'énergie solaire active utilise des capteurs solaires pour capter l'énergie du soleil et produire de l'électricité afin d'alimenter des pompes et des ventilateurs qui distribuent de l'eau et de l'air chaud.

Les technologies le plus répandues utilisent de l'air et de l'eau pour chauffer des maisons, des bureaux, des usines et des immeubles d'habitations.

I.2. Le soleil

Le soleil est pratiquement la première et l'unique source de chaleur dispensée à la terre. La radiation issue de ce réacteur thermonucléaire est une onde électromagnétique qui se propage avec ou sans milieu matériel à la vitesse de la lumière. Le soleil libère continuellement une énorme quantité d'énergie rayonnante dans le système solaire ; en moyenne, 1367 watts atteignent chaque mètre carré de la couche atmosphérique externe. En traversant les différentes couches de l'atmosphère, une partie de l'énergie solaire s'atténue : certaines longueurs d'onde du spectre solaire sont absorbées par des composants comme la couche d'ozone (absorption des rayons de l'UV jusqu'au visible) ou comme la vapeur d'eau qui possède plusieurs raies dans le visible et dans l'infrarouge. Donc la constante solaire est réduite à cause des différentes atténuations pour atteindre la valeur de 1000Wm^{-2} au niveau de la mer. En effet la terre reçoit une fraction minuscule de cette énergie. Pourtant, la quantité d'énergie solaire qui atteint la surface de la terre en une heure est plus importante que la quantité totale d'énergie consommée

Chapitre I

L'énergie solaire

par la population mondiale en une année. Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} qui répond, elle-même, à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Où E_{ph} représente la quantité d'énergie, λ la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière.

Pour tenir compte de la longueur effective parcourue à travers l'atmosphère terrestre traversée par le rayonnement solaire direct, la notion d'air masse (AMx) est introduite (**Figure 1.1**). Elle correspond à la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. La masse d'air est exprimée comme un multiple du parcours traversé en un point au niveau de la mer, le soleil étant directement à l'aplomb [1,3].

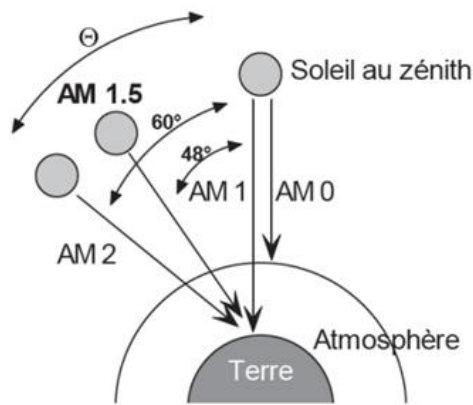


Figure 1.1 : Schéma descriptif de l'incidence solaire sur la terre [1].

On introduit le nombre d'air masse défini par :

$$AM \approx \frac{1}{\sin \theta} \quad (\text{I-2})$$

Où l'angle θ est l'élévation solaire, c'est-à-dire l'angle en radian entre le rayonnement et le plan horizontal. Le spectre solaire AM0, correspond à une masse d'air nulle pour un éclairage solaire au-delà de l'atmosphère à incidence normale. Pour un ciel clair avec le soleil à l'aplomb, on a le rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). L'éclairage solaire arrivant sur la terre avec un angle de 48° est de 1000 W/m^2 (soit 100 mW/cm^2) avec une masse d'air AM1 [2,3].

Le spectre solaire AM 1.5 est composé de 3~4% de lumière ultraviolette (<390 nm), de 45% de lumière visible (390-750 nm) et de 52% de lumière infrarouge [Proche IR (750-1400 nm) =38 % et IR lointain (>1400 nm) =14%] (**Figure 1.2**).

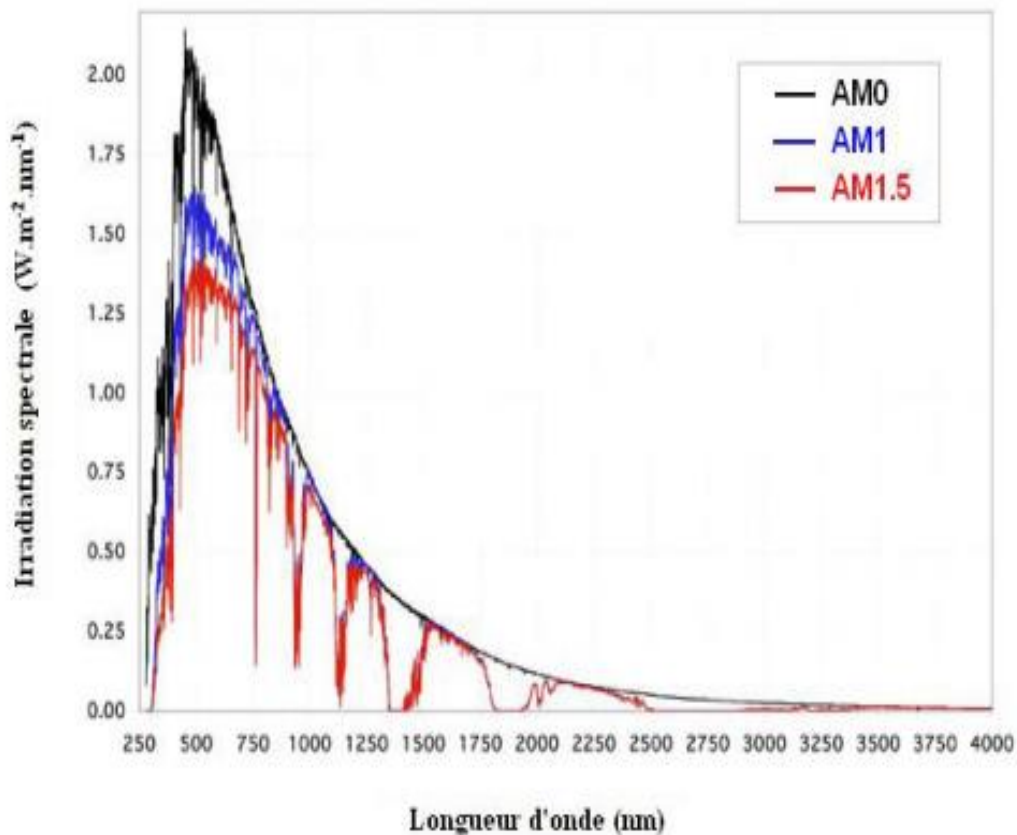


Figure 1.2: Rayonnements AM0, AM1 et AM1.5 [2].

La puissance de la lumière du soleil incidente sur la terre est 125.000 TW [3]. C'est 10.000 fois plus de ce que nous utilisons actuellement. L'eau et le soleil sont les sources de la vie. En plus le soleil est une source inépuisable. Du moment que les sources fossiles sont épuisables, pourquoi ne pas profiter d'avantage du soleil pour remplacer ces dernières ?

Il existe mille et une façons d'utiliser l'énergie solaire. Sa conversion en énergie électrique est celle que nous allons aborder. Les cellules solaires effectuent cette conversion par effet photovoltaïque.

L'une des plus belles inventions du XXe siècle est presque passée inaperçue : il s'agit de la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité. Par l'étendue de ces applications et la diversité des services rendus par de petites sources autonomes d'électricité, le module solaire photovoltaïque n'a pas fini de nous étonner [4].

I.3. Le rayonnement solaire

Le soleil, corps chaud à une température de plus de 6000°K, émet une énergie sous forme d'un rayonnement électromagnétique. En raison de la température élevée du soleil, le rayonnement est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil avec une intensité de 1367W/m² à la surface supérieure de l'atmosphère (constante solaire), constitue un spectre continu allant de l'ultraviolet à l'infrarouge en passant par le visible où il renferme le maximum d'énergie. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit diverses influences (Diffusion par les molécules, les aérosols et absorption par les gaz atmosphériques...etc.). Le rayonnement solaire qui arrive finalement au sol avec une intensité réduite (1000W/m² au niveau de la mer) avec une bande spectrale répartie de la manière suivante : UV=5%, Visible=40%, IR=55% à cause des différentes atténuations atmosphériques et il se subdivise en trois composantes : diffuse, directe et réfléchi par le sol [3, 5] (Figure 1.3).

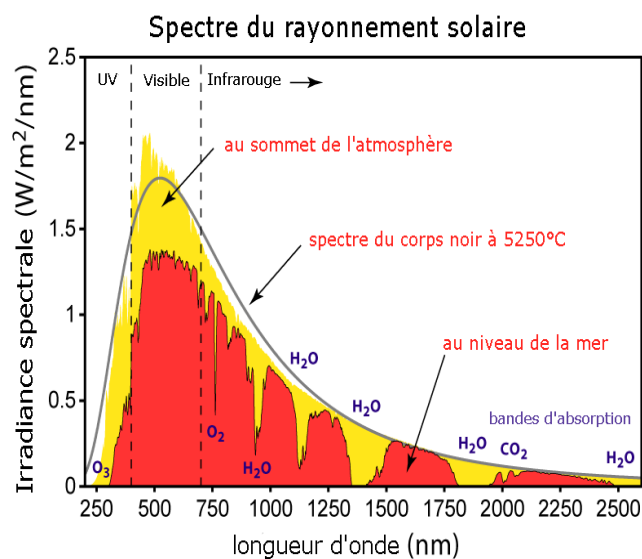


Figure 1.3 : Le rayonnement solaire.

I.4. Le spectre solaire

Le spectre solaire est la distribution spectrale (en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence) du rayonnement électromagnétique émis par le soleil, depuis les rayonnements radio jusqu'aux rayons X.

Le rayonnement ultraviolet est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde plus courte que le visible (<380 nanomètres) et plus longue que les rayons X.

Le rayonnement visible est un rayonnement électromagnétique stimulant le nerf optique humain, de longueur d'ondes comprises approximativement entre 380 nm et 780 nm.

Le rayonnement infrarouge est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde comprise entre 780 nm et 1 mm (**Figure 1.4**).

Le rayonnement solaire global est le rayonnement émis par le soleil incident sur une surface donnée.

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné, et provenant d'un petit angle solide centré sur le disque solaire.

Le rayonnement diffus est le rayonnement solaire global à l'exception du rayonnement direct. Il comprend la plus grande partie du rayonnement diffusé par l'atmosphère ainsi qu'une partie du rayonnement réfléchi par le sol, suivant l'inclinaison de la surface réceptrice [3,5].

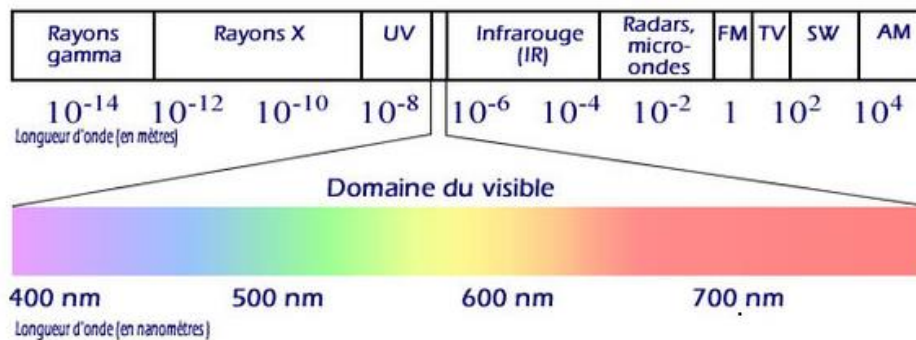


Figure 1.4 : Le spectre solaire.

I.5. Interaction rayonnement-matière

Les effets d'un rayonnement sur un atome désignent l'ensemble des interactions rayonnement-matière. On utilise les rayonnements pour analyser les atomes de manière indirecte en observant la manière dont ils perturbent un rayonnement incident, permettant ainsi de caractériser la structure de la matière (cristal) par les méthodes de diffraction, ou bien caractériser les énergies de liaisons de la matière par les méthodes spectrométriques qui donnent

le spectre d'absorption et de réémission [6]. Donc l'interaction de la lumière (onde électromagnétique) avec la matière (électrons du matériau) peut expliquer clairement les propriétés optiques d'un matériau.

Cette diversité repose sur les propriétés optiques des semi-conducteurs c.à.d. leurs façons d'agir face à une excitation électromagnétique soit par absorption ou émission ou même réflexion une fraction spectrale du flux lumineux peut être absorbée par le matériau selon son coefficient d'absorption $a(\lambda)$. Pour les semi-conducteurs, ce coefficient est caractérisé par une fenêtre de transparence limitée du côté des courtes longueurs d'onde par un seuil d'absorption.

Si ce seuil est dans l'infrarouge, le semi-conducteur absorbe la lumière visible et il est dit opaque. Par contre, si la longueur d'onde du seuil atteint le visible, le semi-conducteur est alors transparent en prenant une couleur allant du rouge au jaune si le seuil diminue [7].

Si le seuil est dans l'ultraviolet, le cristal est totalement transparent pour le visible et apparaît sans couleur propre comme dans le cas du verre ou du diamant.

Les atomes, dans la nature, présentent des transitions dont les énergies correspondent à des longueurs d'onde visible ce qui permet d'envisager leur utilisation pour les transitions optiques.

La Figure 1.5 montre cette diversité où les semi-conducteurs occupent diverses plages d'ondes allant de l'infrarouge à l'ultra-violet et représente une partie des différents semi-conducteurs selon la longueur d'onde et la bande de gap [8].

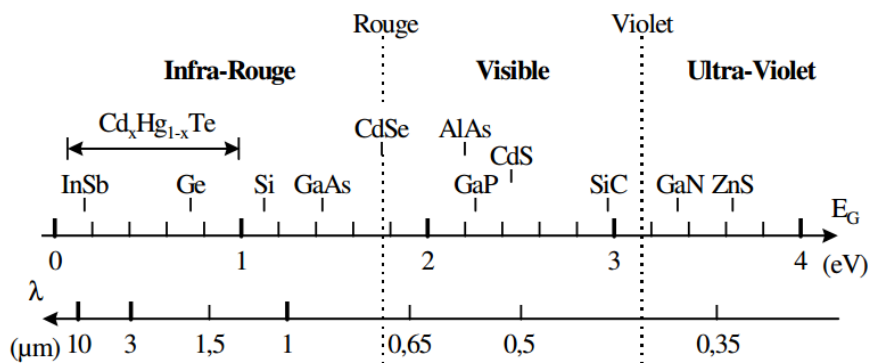


Figure 1.5 : Diagramme des longueurs d'onde absorbées par les semi-conducteurs [8].

I.6. L'effet photovoltaïque

I.6.1. Principe et historique

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839 [9], mais il faudra attendre près d'un siècle pour que ce phénomène physique soit utilisé. Les premiers panneaux photovoltaïques ont été réalisés dans les années 1950 pour équiper les satellites.

L'électricité photovoltaïque, qui est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'électrification rurale, est obtenue par transformation directe de l'énergie lumineuse à travers un matériau semi-conducteur appelé cellule photovoltaïque ou photopile (**Figure 1.6**).

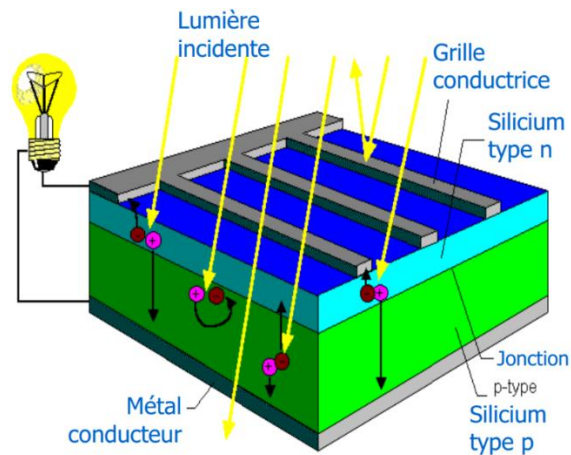


Figure 1.6 : Principe de l'effet photovoltaïque dans la cellule solaire en silicium.

Effet photovoltaïque c'est l'effet par lequel l'énergie lumineuse est directement transformée en énergie électrique dans un semi-conducteur. En général, une cellule photovoltaïque est une plaquette de silicium (semi-conducteur) dopée dans sa partie supérieure au bore (coté P) et dans sa partie inférieure au phosphore (coté N).

Au voisinage de cette jonction P-N, un champ électrique maintient la séparation des charges électriques. Lorsqu'un photon vient frapper la cellule, il arrache des électrons par effet photoélectriques et crée un pair électron - trou. L'électron a suffisamment d'énergie pour franchir la jonction et il est collecté du côté N. Un courant électrique est créé (**Figure 1.7**).

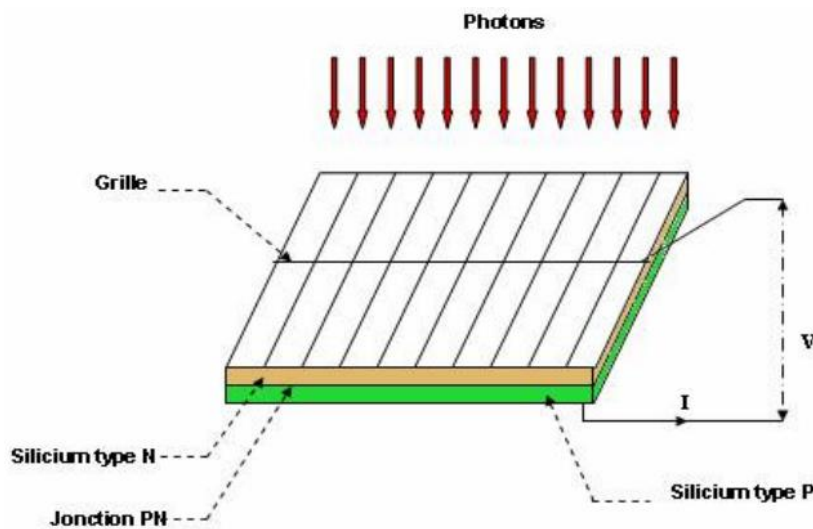


Figure 1.7 : Effet photovoltaïque dans une plaquette de silicium.

Un ensemble de cellules forment les modules solaires dont la fabrication a été multipliée par 8 sur la dernière décennie et dont le coût a baissé de 50 % en 5 ans. Actuellement, le rendement de ces cellules ne dépasse pas 15 %. Des recherches sont effectuées sur d'autres matériaux, comme le diséléniure de cuivre et d'indium ou le tellure de cadmium.

Le paramètre prépondérant dans le choix d'un semi-conducteur (SC) inorganique pour la conversion photovoltaïque est donc la largeur du gap. Loferski a donné en 1956 la courbe de rendement théorique en fonction du gap des matériaux [10]. Selon le matériau, on réalise une homojonction, c'est-à-dire une jonction p-n d'un même semi-conducteur (Silicium, ou Germanium) à caractère p (conduction majoritaire de trous) ou n (conduction majoritaire d'électrons), ou une hétérojonction à partir de deux matériaux différents (les composés binaires arséniure de gallium GaAs, le tellure de cadmium CdTe, les composés ternaires CIS, GaAlAs, et les composés quaternaires CIGS...) [11].

I.6.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Les cellules solaires inorganiques sont basées sur la technologie des semi-conducteurs et la jonction p-n. Un semi-conducteur (SC) est un matériau présentant une bande interdite (E_g) de quelques eV entre la bande de valence et la bande de conduction, avec le niveau de Fermi dans la bande interdite. La position du niveau de Fermi est fonction de la concentration des porteurs de charges. Le semi-conducteur est de type n lorsque les électrons sont les porteurs de charge majoritaires, dans ce cas, le niveau de Fermi se situe près de la bande de conduction. Il est de type p lorsque ce sont les trous, dans ce cas le niveau de Fermi est proche de la bande de

valence. La **Figure 1.8** présente la position du niveau de Fermi E_F pour les deux types de semi-conducteurs.

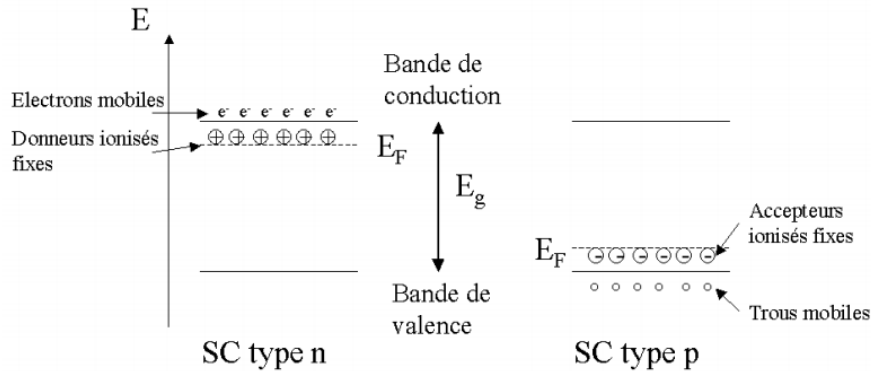


Figure 1.8 : Semi-conducteurs de type p et n et position du niveau de Fermi E_F . Les charges associées aux donneurs (type n) et aux accepteurs (type p) sont représentées sur la Figure.

L'assemblage de deux semi-conducteurs de types différents forme la jonction p-n. Il existe deux types de jonctions : lorsque les deux semi-conducteurs sont issus de deux matériaux différents, on parle d'hétérojonction, lorsque la jonction p-n est formée d'un seul matériau comportant des zones avec des dopages différents p et n, on parle alors d'homojonction (ex : homojonction Si). Lors du contact entre les zones p et n, les porteurs majoritaires de chacune diffusent à travers la surface de contact, il se crée une zone chargée positivement du côté du semiconducteur n et une zone chargée négativement du côté du semi-conducteur de type p.

Cette zone de transition est appelée zone de charge d'espace (ZCE). Le gradient de concentration des porteurs majoritaires induit la présence d'un champ électrique permanent dans cette ZCE à l'équilibre. Les niveaux de Fermi des deux zones s'égalisent, ce qui provoque une courbure du diagramme de bande, introduisant une barrière de potentiel V_e à l'interface. Le principe de la jonction p-n est présenté en **Figure 1.9**.

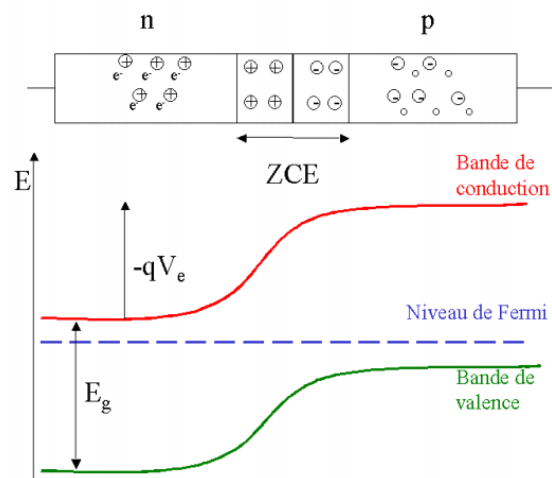


Figure 1.9 : Schéma de principe et diagramme de bande d'une jonction p-n à l'équilibre.

Lorsque la jonction est en polarisation directe, la barrière de potentiel diminue jusqu'à une valeur à laquelle les électrons dans la bande de conduction peuvent transiter du semi-conducteur de type n vers le semi-conducteur de type p. Lorsque la jonction est polarisée en inverse, la barrière de potentiel augmente et inhibe le passage des électrons. La caractéristique courant-tension (I-V) d'une jonction p-n à l'obscurité est donc celle d'une diode (**Figure 1.10**).

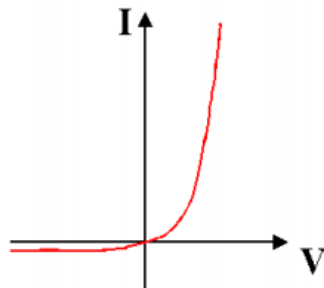


Figure 1.10 : Caractéristique I-V d'une jonction p-n à l'obscurité.

Sous illumination, un semi-conducteur absorbe les photons incidents lorsque leur énergie est plus grande que celle de la bande interdite (E_g). Il y a formation de paires électrons-trous. Sans jonction p-n, ces électrons-trous se recombinent. La présence du champ électrique E dans la ZCE permet aux charges de se séparer : l'excès d'électrons diffuse vers le côté n, et l'excès de trous diffuse vers le côté p. Un photocourant de porteurs minoritaires apparaît donc, opposé au courant de porteurs majoritaires déjà présent à l'obscurité (cf. **Figure 1.11**). La ZCE est assez fine, de 100 à 300 nm. Cependant, comme l'électron peut se déplacer sur une longueur de diffusion L_n pendant sa durée de vie, les électrons collectés correspondent

à ceux qui ont pu diffuser jusqu'à la ZCE. Ainsi les absorbeurs des cellules solaires ont souvent une épaisseur proche ou inférieure à la longueur de diffusion de leurs porteurs.

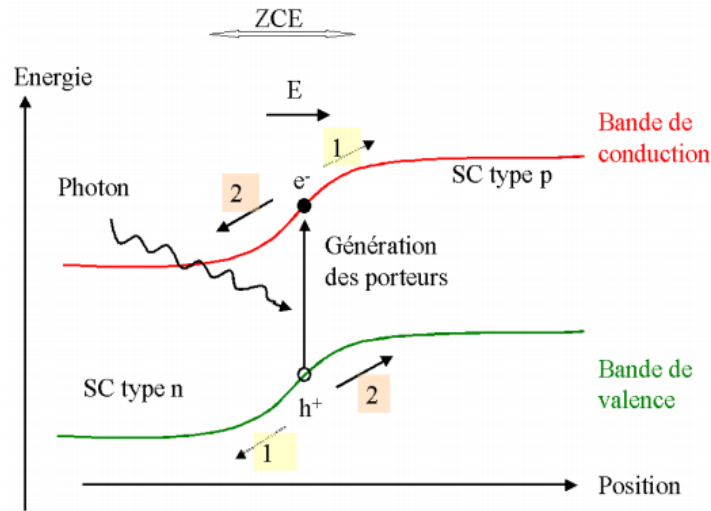


Figure 1.11 : Principe d'un dispositif photovoltaïque :
1 : courant d'obscurité, 2 : photocourant.

A l'obscurité, la caractéristique courant-tension (I-V) d'une diode idéale est régie par l'équation de Shockley :

$$I = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right) \quad (\text{I-3})$$

Où I_0 est le courant de saturation, n le facteur d'idéalité, k est la constante de Boltzmann, T la température en degrés Kelvin et q la charge de l'électron. C'est la courbe qui est présentée dans la **Figure 1.11**.

Sous illumination, un photocourant I_{ph} s'opposant au courant d'obscurité est généré ($I_{ph} < 0$) de la façon suivante :

$$I = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right) - I_{ph} \quad (\text{I-4})$$

Le courant I est en général rapporté à une surface : la densité de courant J s'exprime en $\text{mA} \cdot \text{cm}^{-2}$.

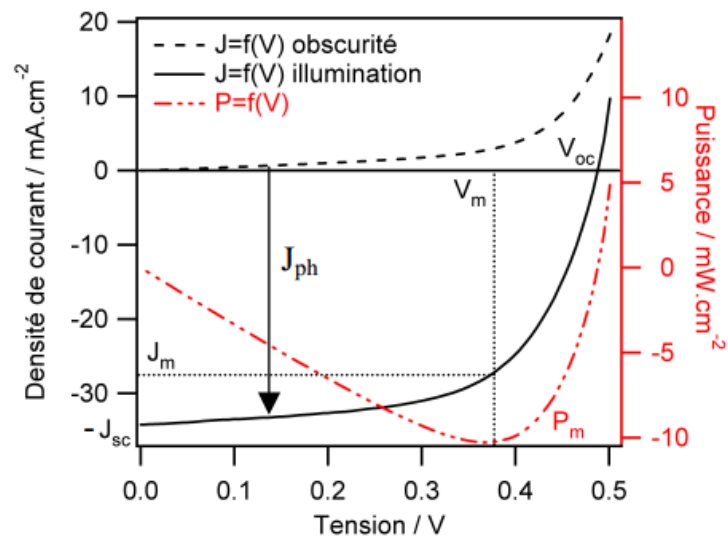


Figure 1.12 : Caractéristique J-V d'une cellule solaire de surface $S = 0,1 \text{ cm}^2$ à l'obscurité (trait pointillé) et sous illumination (trait plein), et représentation de la puissance (par unité desurface) en fonction de la tension.

La **Figure 1.12** présente les caractéristiques J-V d'une cellule réelle à l'obscurité et sous illumination. Il existe une zone dans laquelle la puissance $P = I \times V$ est négative, ce qui est caractéristique d'un comportement moteur. On parle de cellule solaire.

La caractéristique I-V permet de calculer le rendement de conversion η de la cellule solaire, qui est le rapport entre la puissance électrique maximale produite P_m (en valeur absolue) et la puissance incidente reçue par la cellule P_{inc} .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} \quad (\text{I-5})$$

On définit I_m et V_m qui sont les courants et tensions au point de puissance maximale. I_{sc} est la valeur absolue du courant de court-circuit et V_{oc} la tension de circuit ouvert de la cellule solaire (cf. **Figure 1.12**).

A partir de ces valeurs, le facteur de forme FF est défini :

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (\text{I-6})$$

Pour une diode idéale, la puissance serait $I_{sc} \times V_{oc}$ (courbe « carrée » abrupte). Le FF représente donc le rapport entre la diode réelle et une diode idéale.

Chapitre I

L'énergie solaire

Alors le rendement de conversion η est exprimé par :

$$\eta = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{P_{inc}} \quad (I-7)$$

Par convention, la puissance incidente est fixée à 1000 W/m^2 avec une distribution spectrale correspondant au spectre AM 1.5, représenté sur la **Figure 1.13**.

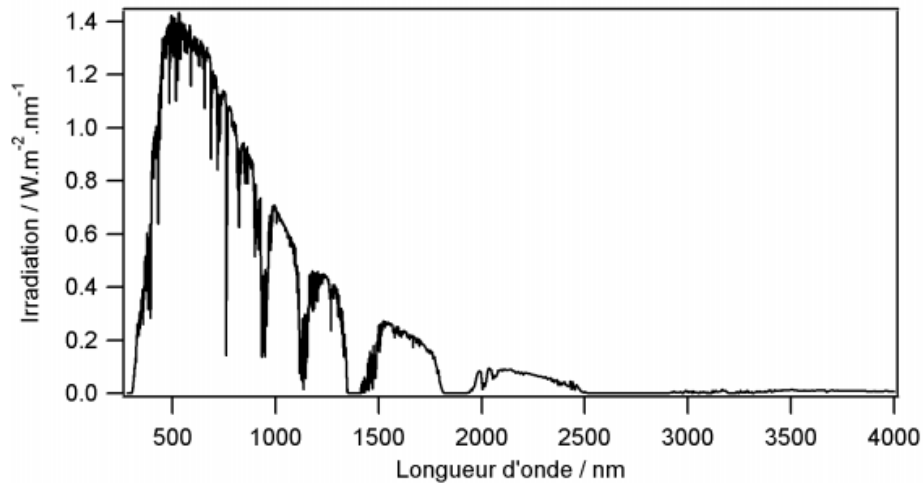


Figure 1.13 : Spectre solaire AM 1.5 [12]

Ce dernier correspond au spectre solaire au niveau de la mer ayant traversé 1,5 épaisseurs d'atmosphère standard, c'est à dire avec un soleil possédant une inclinaison de $41,8^\circ$ par rapport à l'horizon (cela correspond au cas courant à des latitudes moyennes).

I.6.3. Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques organiques

Une cellule solaire organique est une structure sandwich (**Figure 1.14**) constituée d'une couche active organique qui absorbe la lumière et deux électrodes. La lumière pénètre l'anode qui est un oxyde conducteur transparent (l'ITO est le plus utilisé) sur un substrat transparent (verre ou couche barrière plastique souple). Puis elle est absorbée par la couche active, dont une paire électron-trou (qui constitue un exciton) est créée par l'excitation bande à bande d'un électron (de la bande de valence vers la bande de conduction), il convient alors de séparer les deux charges de cette paire et de les acheminer vers leur électrode respective, le trou vers l'anode et l'électron vers la cathode. Pour assurer cette séparation il est donc nécessaire d'avoir recours à un champ électrique interne au dispositif, qui puisse composer l'interaction coulombienne de la paire électron-trou. Ce champ électrique interne est disponible à la zone de charge d'espace créée soit à l'interface d'un contact métal semi-conducteur, et l'effet photovoltaïque est limité à la surface du semi-conducteur (il s'agit alors d'une diode Schottky), soit à l'interface d'une jonction pn, et l'on obtient un effet photovoltaïque dans le volume du semi-conducteur. Nous nous intéressons plus particulièrement à cette deuxième option [13].

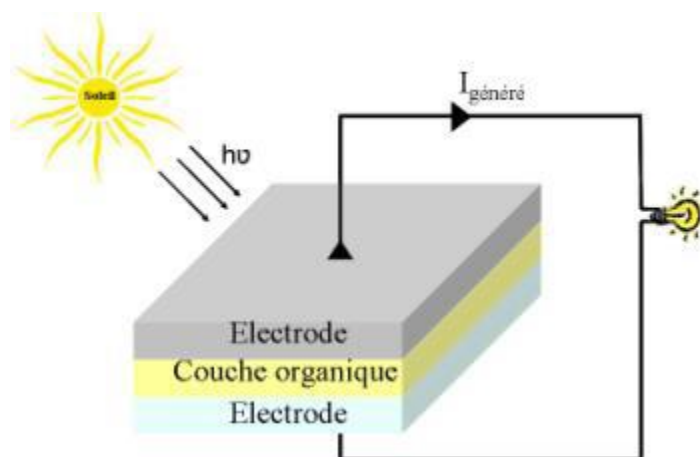


Figure 1.14 : cellule solaire organique en structure sandwich.

Un semi-conducteur organique est un composé organique, sous la forme d'un film moléculaire ou polymère, qui montre des propriétés similaires aux semi-conducteurs inorganiques. Ces propriétés sont la conduction par les électrons et les trous, ainsi que la présence d'une bande (HOMO) (pour « Highest Occupied Molecular Orbital ») qui est l'homologue de la bande de valence pour les SC inorganiques, et d'une bande (LUMO) (pour « lowest unoccupied Molecular Orbital »), l'homologue de la bande de conduction des SC

inorganiques, et d'une bande interdite. Ces matériaux ont donné naissance à l'électronique organique, ou électronique plastique par organique, on entend que les molécules utilisées sont à base de carbone. On dit organique par opposition aux semi-conducteurs inorganiques comme le silicium ou l'arséniure de galium par exemple. Les semi-conducteurs organiques offrent plusieurs avantages comme légèreté, flexibilité, facilité de fabrication et l'auto-assemblage et jetable, mais cette technologie présente cependant une limitation due au temps de vie cela est dû à la sensibilité des matériaux organiques vis-à-vis de l'humidité et de l'oxygène, et parfois à la durée de vie des matériaux eux même.

Au préalable quelques précisions s'imposent sur la définition d'une jonction pn dans le cas des cellules solaires organiques. Dans la plupart des cas ces cellules solaires sont fabriquées à partir de matériaux non dopés. Pris isolement et dans le cas idéal (en l'absence de toute impureté). Ces matériaux ne sont ni de type n, ni de type p. Bien que leur dopage soit possible, il est très difficile d'obtenir une jonction pn avec un seul de ces matériaux. Il est toutefois possible d'obtenir cette jonction par la juxtaposition de deux matériaux différents.

Il s'agit dans ce cas d'une hétérojonction, ou l'un des matériaux est « donneur » d'électrons et l'autre est « accepteur » d'électrons. Une telle appellation ne peut s'établir qu'en comparant les niveaux d'énergie d'un matériau par rapport à l'autre. Une jonction donneur –accepteur est représentée (**Figure 1.15**).

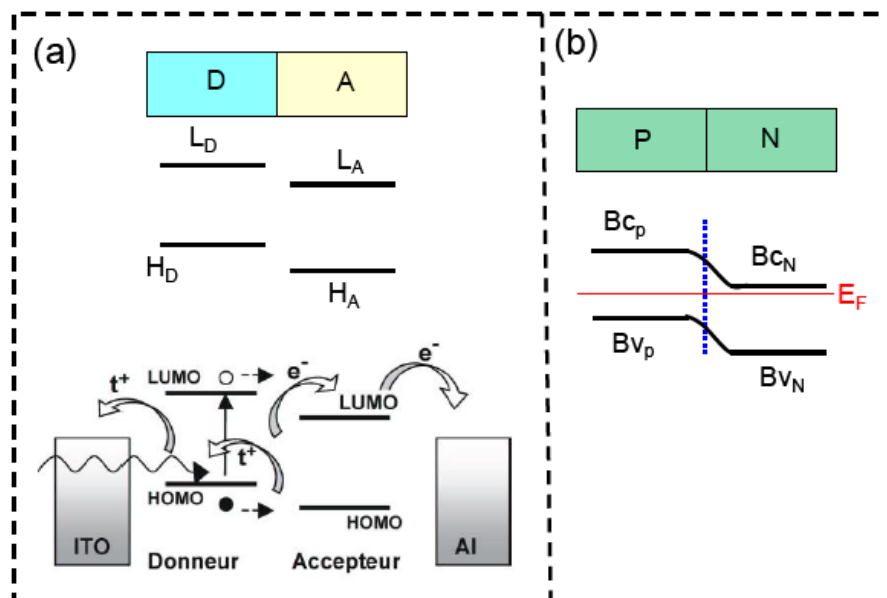


Figure 1.15 : Vue en coupe :

- D'une cellule hétérojonction (L : LUMO, H : HOMO, D : Donneur et A : Accepteur).
- D'une cellule homo jonction (BC : Bande de conduction, BV : Bande de valence et EF : Energie de niveau de Fermi).

Chapitre I

L'énergie solaire

Le matériau donneur a un niveau LUMO (lowest unoccupied molecular orbital), ce qui correspond au bas de la bande de conduction à un niveau d'énergie potentiel plus élevé que le matériau accepteur. Lors de la juxtaposition de ces deux matériaux, un électron dans la bande LUMO du matériau donneur, à proximité de l'interface migra préférentiellement vers le matériau accepteur dont la bande LUMO est un potentiel inférieur.

Réciproquement, le matériau accepteur a un niveau HOMO (Highest occupied molecular orbital), ce qui correspond au haut de la bande de valence à un niveau d'énergie potentiel plus bas que le matériau donneur.

Lors de la juxtaposition de ces deux matériaux, un trou dans la bande HOMO du matériau accepteur, à proximité de l'interface, migra préférentiellement vers le matériau donneur dont la bande HOMO est à un potentiel supérieur. Il en résulte la création d'une charge d'espace similaire à celle que l'on rencontre dans une homo jonction pn.

En comparant cette hétérojonction avec l'homo jonction, il apparaît que l'accepteur d'électron agit comme un semi-conducteur de type n, et le donneur d'électron comme un semi-conducteur de type p. Du point de vue de la physique, la formation de la jonction pn est explicable de la même manière que pour les semi-conducteurs inorganiques : les matériaux (donneur et accepteur) étant considérés comme intrinsèques, leur niveau de fermi respectifs se trouvent au milieu de la bande d'énergie interdite. La mise en contact des deux matériaux conduira donc à un alignement des niveaux de fermi avec création d'une charge d'espace à l'interface.

I.6.4. Mécanismes physiques en jeu dans les cellules photovoltaïques organiques

Les mécanismes mis en jeu dans les cellules photovoltaïques organiques sont résumés sur la **Figure 1.16** [14].

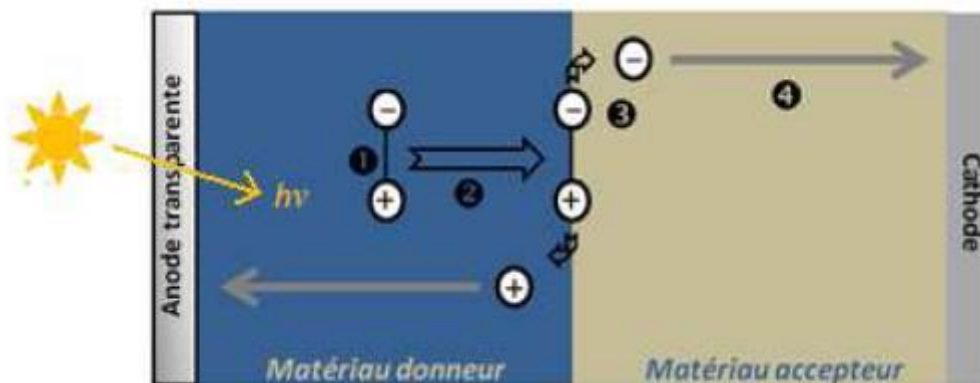


Figure 1.16 : Représentation simplifiée des mécanismes physiques mis en jeu dans les cellules photovoltaïques organiques.

I.6.4.1. Absorption d'un photon

Lors du passage de la lumière dans la couche active de la cellule photovoltaïque, un photon peut être absorbé par cette couche pour produire une paire électron-trou nommée exciton.

La création de cet exciton correspond à la transition d'un électron de la HOMO d'une molécule vers sa LUMO, transition permise par l'apport en énergie du photon absorbé. Dans cet état excité, la molécule possède donc un électron dans sa LUMO et un trou (une lacune électronique) dans sa HOMO, ce qui maintient la neutralité de l'ensemble de la molécule.

Les excitons peuvent être de deux types. S'ils sont localisés sur une seule molécule, ils sont nommés excitons de Frenkel [15] si au contraire, ils sont délocalisés sur plusieurs unités moléculaires on parle alors d'excitons de type Mott-Wannier [16] (dans le cas des matériaux organiques, ces excitons sont presque toujours de type Frenkel) (**Figure 1.17**) [17].

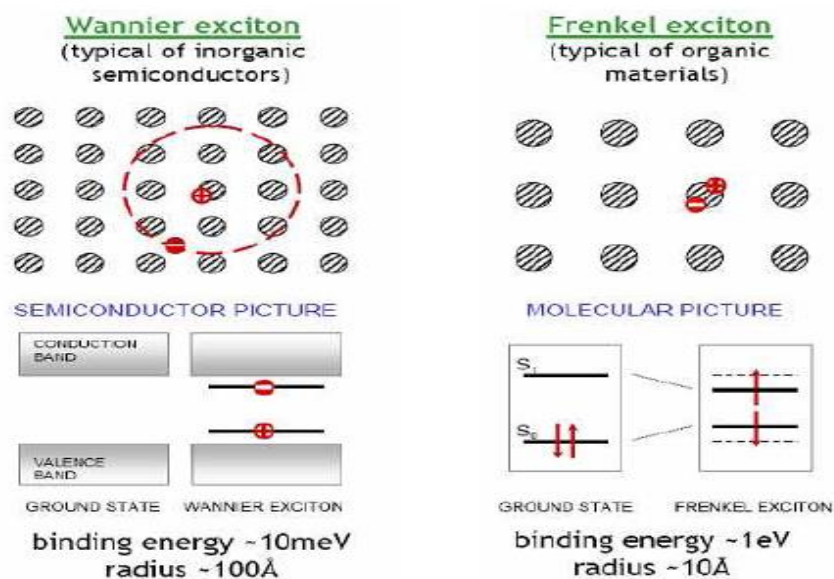


Figure 1.17 : Illustration de la différence entre un exciton de type Wannier (gauche) et un exciton de type Frenkel (droite).

I.6.4.2. Diffusion de l'exciton

La permittivité diélectrique des matériaux organiques est largement inférieure à celle des matériaux inorganiques. Ceci entraîna une dissociation de la paire électron-trou improbable, l'énergie de liaison de l'exciton, comprise entre 0,1 et 1,4 eV la probabilité de recombinaison dans les matériaux organiques est donc extrêmement importante.

Il faut donc que les excitons atteignent un site de dissociation si l'on veut espérer séparer les porteurs de charges puis les collecter cette capacité à atteindre un site de dissociation est caractérisée par la longueur de diffusion de l'exciton L_d . La distance entre le lieu de création d'un exciton et son lieu de dissociation ne doit pas dépasser L_d car il y'aurait alors recombinaison.

L_d : varie d'un matériau à l'autre et est comprise entre 5 et 20 nm dans les matériaux organiques [18,19]. On observe néanmoins pour les matériaux de types pérylènes ou phtalocyanines des distances pouvant atteindre 300 nm [20, 21].

I.6.4.3. Dissociation de l'exciton

On a donc vu que les matériaux organiques se prêtent mal à la dissociation des excitons et donc à la génération de porteurs de charges libres susceptibles de participer à la génération d'énergie photovoltaïque.

Ce problème peut néanmoins être résolu en utilisant deux composés avec des niveaux énergétiques HOMO/LUMO différents.

La différence des niveaux énergétiques à l'interface entre les deux composés entraîne la formation d'un champ électrique fort capable d'assurer la dissociation des porteurs de charges.

Le facteur déterminant l'efficacité de la dissociation est la différence d'énergie entre le niveau LUMO du donneur d'électrons et le niveau LUMO de l'accepteur d'électrons (**Figure 1.18**).

Si la différence entre ces deux niveaux n'est pas d'au moins 0,2 eV, la dissociation est peu probable. En revanche, au-delà de cette valeur, le transfert de charge s'effectue normalement et l'exciton est dissocié.

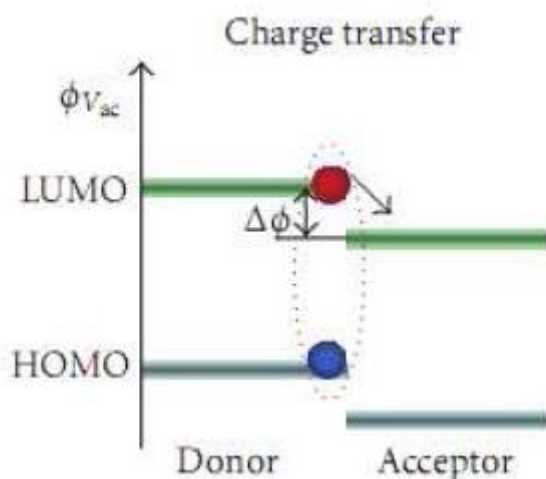


Figure 1.18 : Schéma de bande du mélange accepteur-donneur avec la différence $LUMO_d - LUMO_a$ notée $\Delta\phi$

En effet, une fois à l'interface, l'exciton (créé ici dans le matériau donneur d'électron) se dissocie car :

- Le trou se trouve sur le niveau HOMO du donneur, il est énergétiquement très défavorable pour lui d'aller sur un niveau plus bas comme celui de l'accepteur d'électron.
- L'électron se trouve sur le niveau LUMO du donneur mais diffuse sur la LUMO de l'accepteur d'électron plus basse ce qui est énergétiquement plus favorable.
- Le trou se situe alors dans le matériau donneur d'électrons et l'électron dans le matériau accepteur d'électrons. Les deux porteurs de charges sont donc libres l'un de l'autre.

I.6.4.4. Transport des porteurs de charge

Le transport des porteurs de charge jusqu'aux électrodes est assuré par le donneur d'électrons pour les trous et par l'accepteur d'électrons pour les électrons [22]. Différencier ainsi les matrices de transports permet d'éviter les phénomènes de recombinaison.

Dans le cas des diodes de type Schottky, ou un seul matériau sert de transporteur, ces phénomènes de recombinaison sont extrêmement importants et entraînent des performances médiocres.

La mobilité des trous dans le matériau donneur d'électron et la mobilité des électrons dans le matériau accepteur d'électron doivent être les plus grandes possibles afin d'assurer le transport des porteurs de charge au mieux.

Elles doivent également être proches afin d'assurer une bonne balance des charges. Une plus grande organisation moléculaire est souvent facteur de bonnes mobilités, mais les impuretés, en jouant le rôle de piège (centre de recombinaison) peuvent aussi influencer sur ces valeurs de façon négative [23].

I.6.4.5. Collecte des porteurs de charge

Le choix des électrodes chargées de collecter les porteurs de charge est primordial pour obtenir de bonnes performances photovoltaïques. En effet, les travaux de sortie de ces électrodes doivent permettre un contact ohmique pour les électrons à l'interface accepteur /cathode et pour les trous à l'interface donneur/anode, ces électrodes doivent être plus bloquantes pour les porteurs de charges opposés à ceux qu'elles doivent collecter (électron pour l'anode et trou pour la cathode).

La structure même des cellules photovoltaïques organiques impose qu'une des deux électrodes soit transparente pour pouvoir laisser la lumière jusqu'à la couche active. Or les matériaux qui se prêtent le mieux à la collecte des charges sont les métaux : leur conductivité est élevée, ils sont faciles d'accès, facilement déposables par évaporation sous vide et donnent accès à toute une gamme de travaux de sortie.

I.6.4.6. Collecte des électrons

Aluminium, l'argent ou encore le calcium ont des travaux de sortie faibles (4,28 ; 4,26 ; 2,87 eV respectivement) ce qui les désignent comme collecteurs d'électrons, mais si les métaux sont les candidats tous désignés pour jouer le rôle de collecteurs de charges, ils présentent en outre l'inconvénient d'être opaques si l'on veut des conductivités suffisantes, rendant la réalisation d'électrodes transparentes efficaces très difficile à réaliser.

I.6.4.7. Collecte des trous

L'ITO (oxyde d'indium et d'étain) est un oxyde métallique qui, en plus de conduire le courant, offre la propriété d'être relativement transparente à partir 350 nm. Son travail de sortie (4,9eV) en fait, de plus un excellent candidat pour collecter les trous.

I.6.5. Le fonctionnement d'un système photovoltaïque

Le module photovoltaïque est composé de plusieurs photopiles produisant environ 0.5 Volt connectées entre elles afin de fournir au récepteur extérieur une tension et une puissance adéquate. Ces ensembles de photopiles sont ensuite encapsulés dans des modules étanches qui les préservent de l'humidité et des chocs.

Les modules sont ensuite interconnectés afin de constituer un champ de panneaux solaires dont l'importance est dictée par la puissance appelée par les différentes applications et leur temps d'utilisation (**Figure 1.19**).

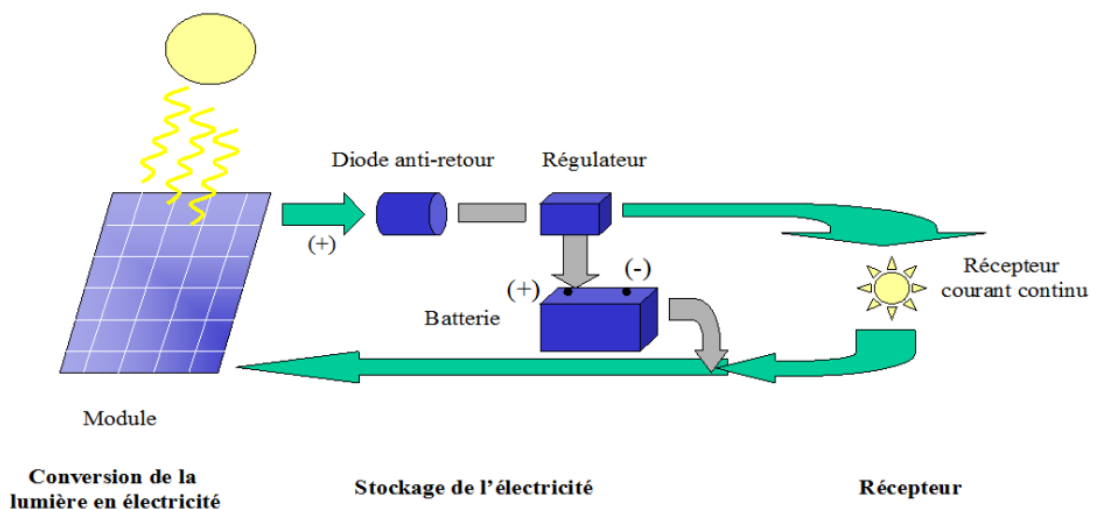


Figure 1.19 : Schéma de fonctionnement d'un système photovoltaïque.

Nous verrons dans un autre paragraphe les règles qui régissent le bon dimensionnement des systèmes photovoltaïques.

La batterie est très utile en raison de non concomitance entre la période d'ensoleillement et la période de consommation d'électricité. Il est en effet indispensable dans ce cas de stocker l'énergie produite afin de la restituer lors des journées sans ensoleillement ou la nuit. Ce stockage est effectué le plus souvent au moyen de batteries au plomb dont le nombre est fixé par les applications et le nombre de jour d'autonomie désiré.

Le régulateur permet d'effectuer une régulation de la charge et de la décharge. Il protège ainsi les batteries des surcharges et des décharges excessives et prolonge ainsi la durée de vie de la batterie qui peut alors dépasser 5 à 7 ans.

Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans la batterie jusqu'à ce que la limite de charge de la batterie soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, la batterie fournit la quantité d'électricité supplémentaire nécessaire pour faire fonctionner les applications (la nuit, elle fournit donc la totalité de l'électricité) jusqu'à ce que la limite de décharge de la batterie soit atteinte.

I.6.6. Modèles mathématiques des cellules solaires en couches minces

De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

On présentera deux modèles :

- Modèle à une diode.
- Modèle à deux diodes.

I.6.6.1. Modèle à une diode

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle «standard» à une diode, établi par Shokley pour une seule cellule PV, est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle [24] (Figure 1.20).

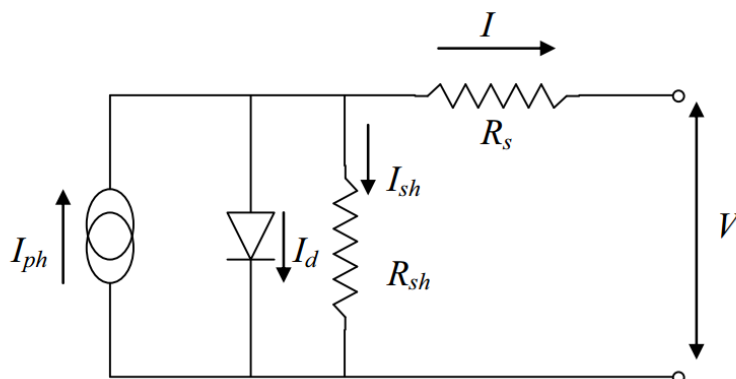


Figure 1.20 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode.

Chapitre I

L'énergie solaire

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation :

$$I = -I_{ph} + \frac{V - R_s I}{R_{sh}} + I_s \left[\exp \left\{ \frac{q(V - R_s I)}{AkT} \right\} - 1 \right] \quad (\text{I-8})$$

Où :

I : Courant fourni par la cellule [A].

V : Tension à la borne de la cellule [V].

I_{ph} : Photocourant [A], proportionnel à l'irradiance ϕ , avec correction selon T.

I_s : Courant de saturation de la diode [A], dépendant de la température [A].

R_s : Résistance série [Ω].

R_{sh} : Résistance shunt (ou parallèle) [Ω].

q : Charge de l'électron = $1,602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb.

k : Constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/°K.

A : Facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2.

T : Température effective de la cellule [Kelvin].

Il faut noter que ces deux résistances sont liées à la technologie d'élaboration des électrodes. Il faut minimiser R_s de telle sorte que R_{sh} soit très important.

Le photocourant I_{ph} varie avec l'irradiance, il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence:

$$I_{ph} = \frac{\Phi}{\Phi_{ref}} \cdot [I_{phref} + \mu_{Ics} \cdot (T - T_{ref})] \quad (\text{I-9})$$

Où :

Φ et Φ_{ref} : Irradiance effective et de référence [W/m^2].

T et T_{ref} : Température effective et de référence [°K].

μ_{Ics} : coefficient de température du photocourant (ou courant de court-circuit), il est souvent donné par le fabricant, il est en général positif mais très faible.

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression:

$$I_s = I_{sref} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \cdot \exp\left[\left(\frac{q \cdot E_g}{A \cdot k}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right] \quad (I-10)$$

Où :

E_g : Energie de Gap de la cellule. (Silicium cristallin $E_g = 1,12$ eV, Silicium amorphe $E_g = 1,7$ eV, CIS = 1,03 eV, CdTe = 1,5 eV).

Les conditions de référence Φ et Φ_{ref} sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle (V_{co} , I_{co} , V_{max} , I_{max}), se sont soit les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions, 1000 W/m², 25°C, spectre AM1,5), soit des valeurs issues d'une mesure du module.

I.6.6.2. Modèle à deux diodes

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans le cas de la **Figure 1.21** [25].

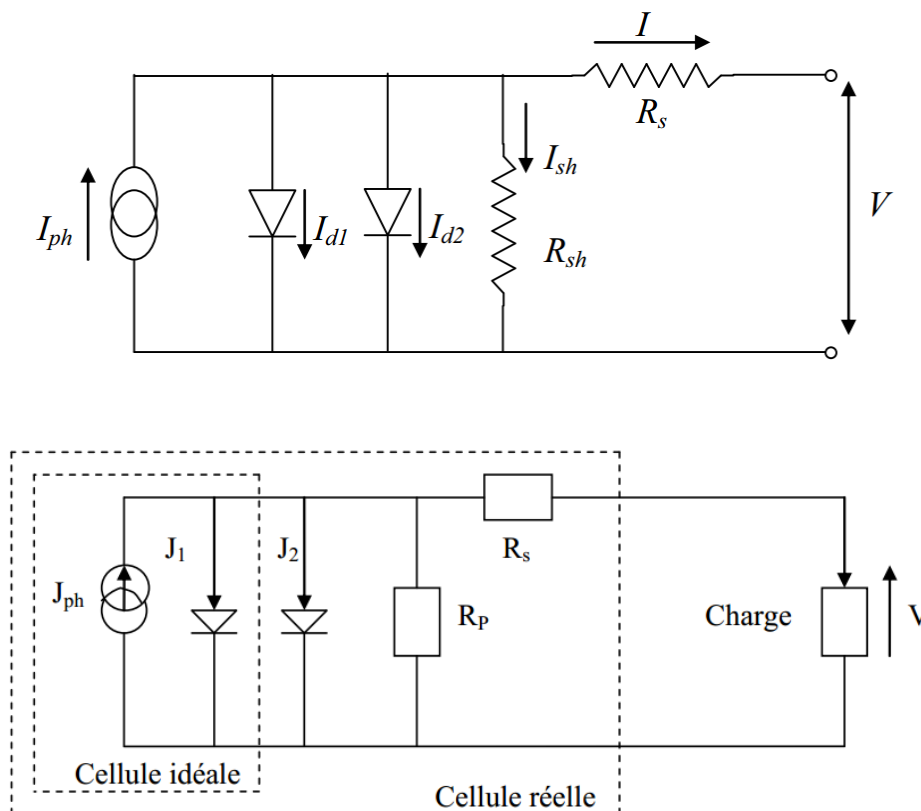


Figure 1.21 : Schéma équivalent d'une cellule PV, Modèle à deux diodes.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation :

$$I = -I_{ph} + \frac{V-R_s I}{R_{sh}} + I_{s1} \left[\exp \left\{ \frac{q(V-R_s I)}{AkT} \right\} - 1 \right] + I_{s2} \left[\exp \left\{ \frac{q(V-R_s I)}{2AkT} \right\} - 1 \right] \quad (\text{I-11})$$

I.6.7. Technologie des matériaux à couches minces pour la génération de l'électricité solaire

Pour l'étude de la technologie des matériaux à couches minces pour la génération de l'électricité solaire, nous avons présenté le modèle électrique à une diode pour différents modules à couches minces (a-Si:H single (simple jonction), a-Si:H tandem (double jonction), a-Si:H tripple (triple jonction), CdTe et CIS) à différentes conditions d'ensoleillement et de température. Nous avons appliqué le modèle standard à une diode aux différents modules photovoltaïques en couches minces (a-Si:H single, a-Si:H tripple, a-Si:H tandem, CdTe et CIS). Nous avons simulé les caractéristiques I(V) pour une large plage de variation de l'éclairement reçu par le panneau photovoltaïque (entre 200 et 1000W/m²) pour une température constante (25°C) de la cellule, et pour une large plage de variation de température de cellule (de 25°C à 70°C) pour un éclairement fixe (1000W/m²). Les résultats sont représentés sur les **Figures : 1.22, 1.23, 1.24, 1.25, 1.26, 1.27**).

L'étude de l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) pour différents modules photovoltaïques montre que l'augmentation de l'éclairement se traduit par un déplacement de la caractéristique I=f(V) suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique.

Pour l'influence de la température sur la caractéristique I(V) de la cellule pour un éclairement fixe. Si la température de la cellule augmente, la photo courant I_{ph} augmente également, ceci est dû principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Les résultats expérimentaux montrent que les bandes interdites de la plupart des semi-conducteurs diminuent légèrement lorsque la température augmente. La dépendance en température de la bande interdite a été déterminée expérimentalement par l'expression suivante [26] :

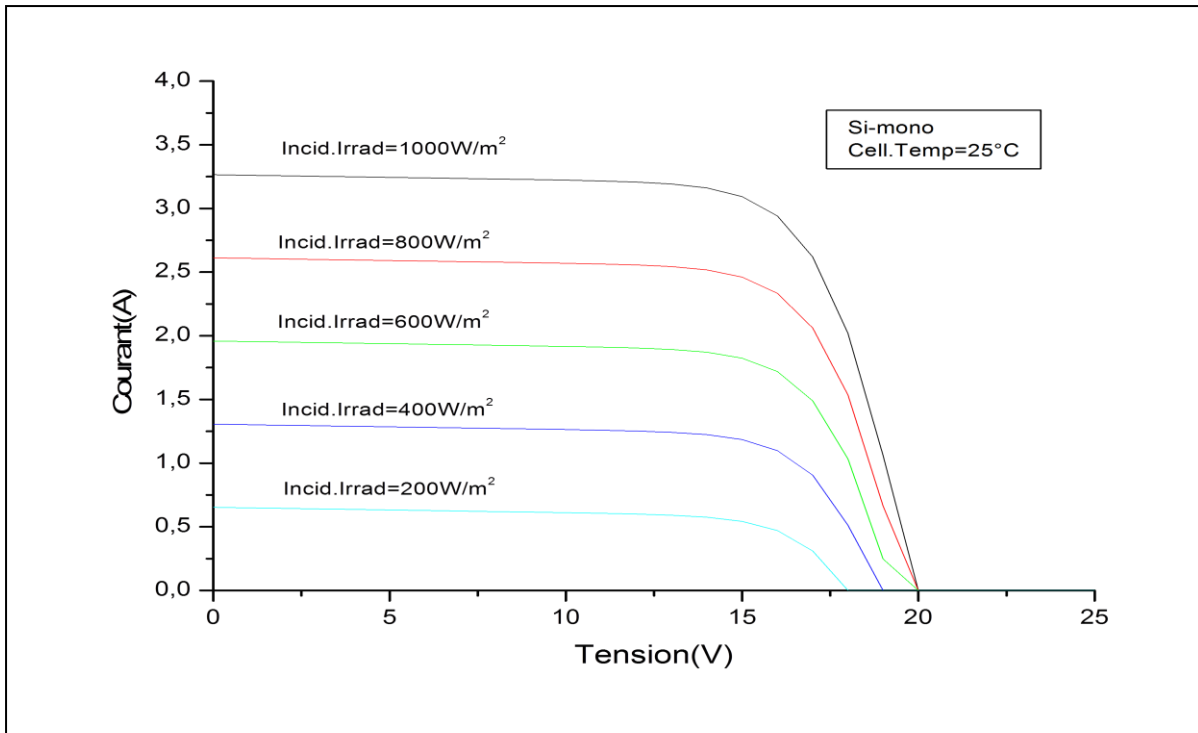
$$E_g(T) \approx E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T+\beta} \quad (\text{I-12})$$

Où $E_g(0)$, a et b sont des paramètres expérimentaux. Ces paramètres sont représentés pour quelques semi-conducteurs dans le **tableau 1.1** ci-dessous [27-28].

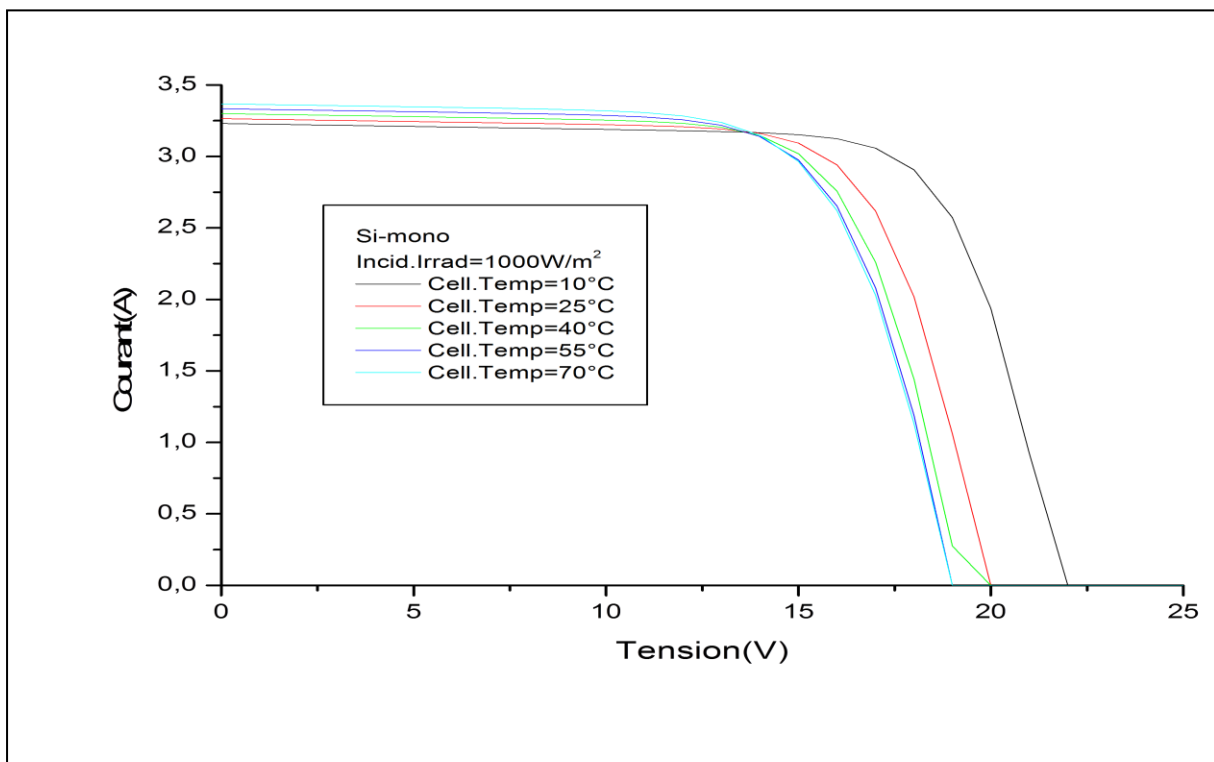
Tableau 1.1. Les paramètres expérimentaux de l'équation (I-12) de certains semi-conducteurs [26-28] :

Semi-conducteur	$E_g(0)$ (eV)	α (eV/K)	β (K)
GaAs	1.519	$5.4e^{-4}$	204
Si	1.169	$4.9 e^{-4}$	655
Ge	0.7437	$4.77 e^{-4}$	235
InP	1.42	$4.906 e^{-4}$	327
4H-SiC(c)	3.263	$6.5 e^{-4}$	1300
GaN(c)	3.47	$7.7 e^{-4}$	600

Le courant direct de la jonction augmente aussi mais beaucoup plus vite et entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert. Les résultats obtenus (les **Figures : 1.22, 1.23, 1.24, 1.25, 1.26, 1.27**) montrent que dans les conditions standards (un éclairement de 1000W/m^2 et une température de cellule de 25°C) le courant de court-circuit atteint sa valeur maximale (2,96A) pour le CdTe et (2,36A) pour le (a-Si:H triple), par contre, il atteint des valeurs minimales pour le a-Si:H single (0,94A) et pour le CIS (0,61A) et pour le a-Si:H tandem (1,28A). Par comparaison, on voit que le CdTe c'est le matériau le plus proche que le silicium monocristallin qui a une valeur maximale du courant de court-circuit (3,26A).



-a-

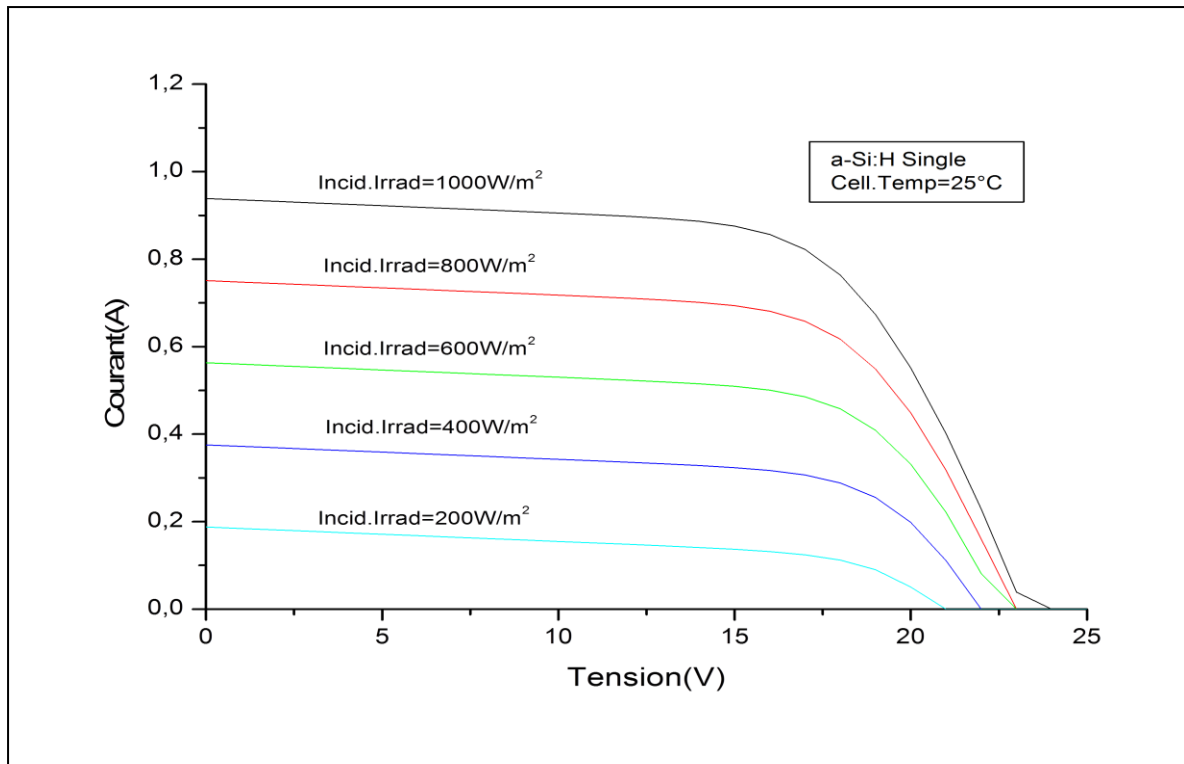


-b-

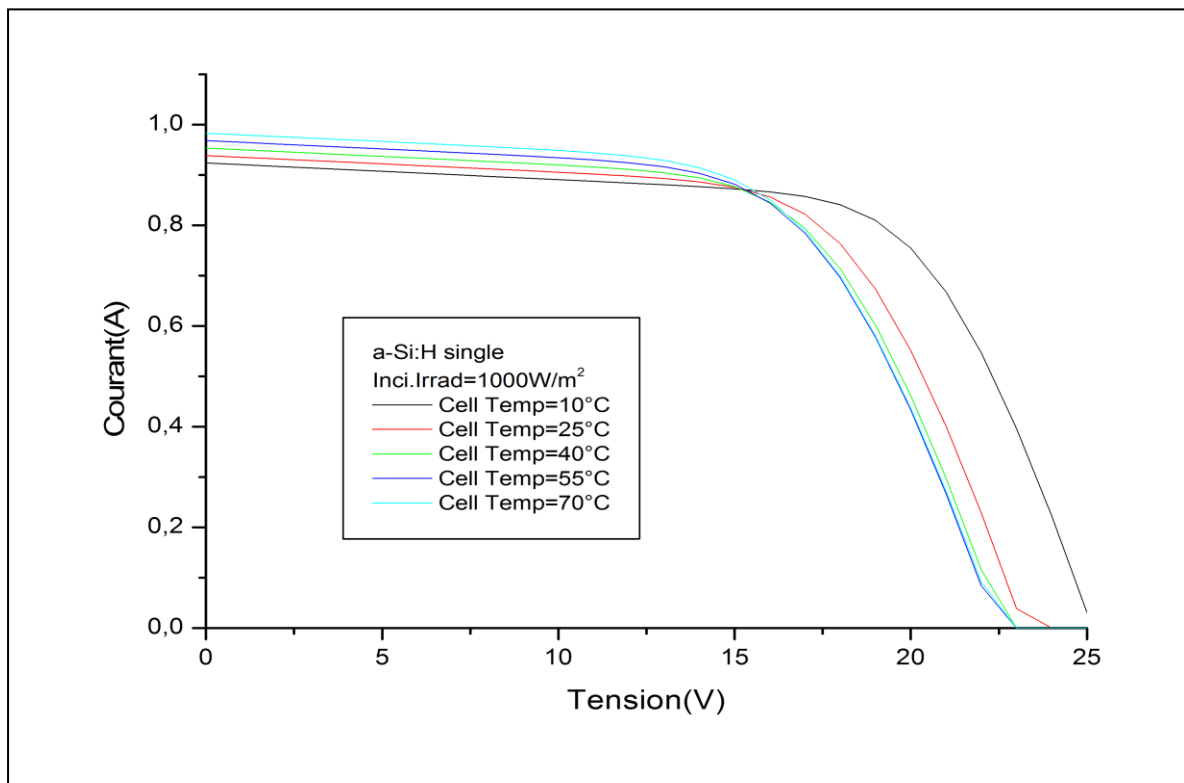
Figure 1.22 : Caractéristiques I(V) d'un module de silicium monocristallin.

-a- Effet de l'éclairement.

-b- Effet de la température.



-c-

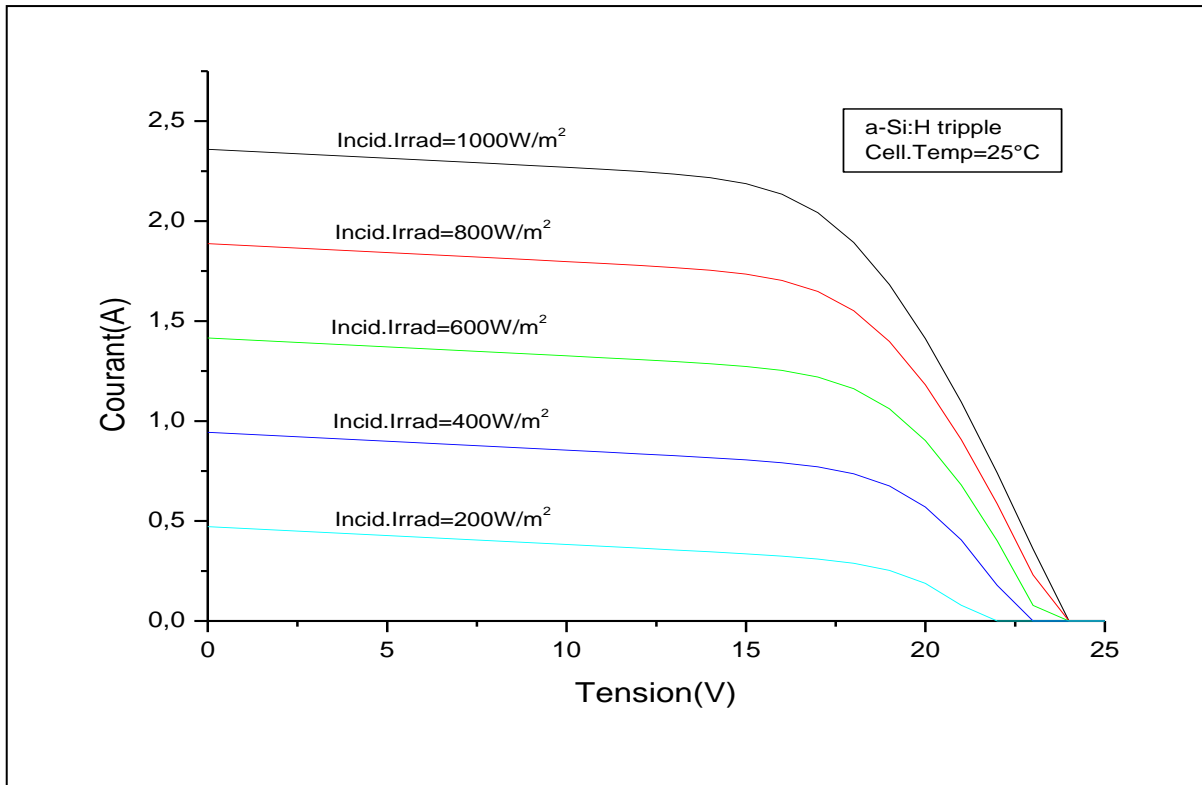


-d-

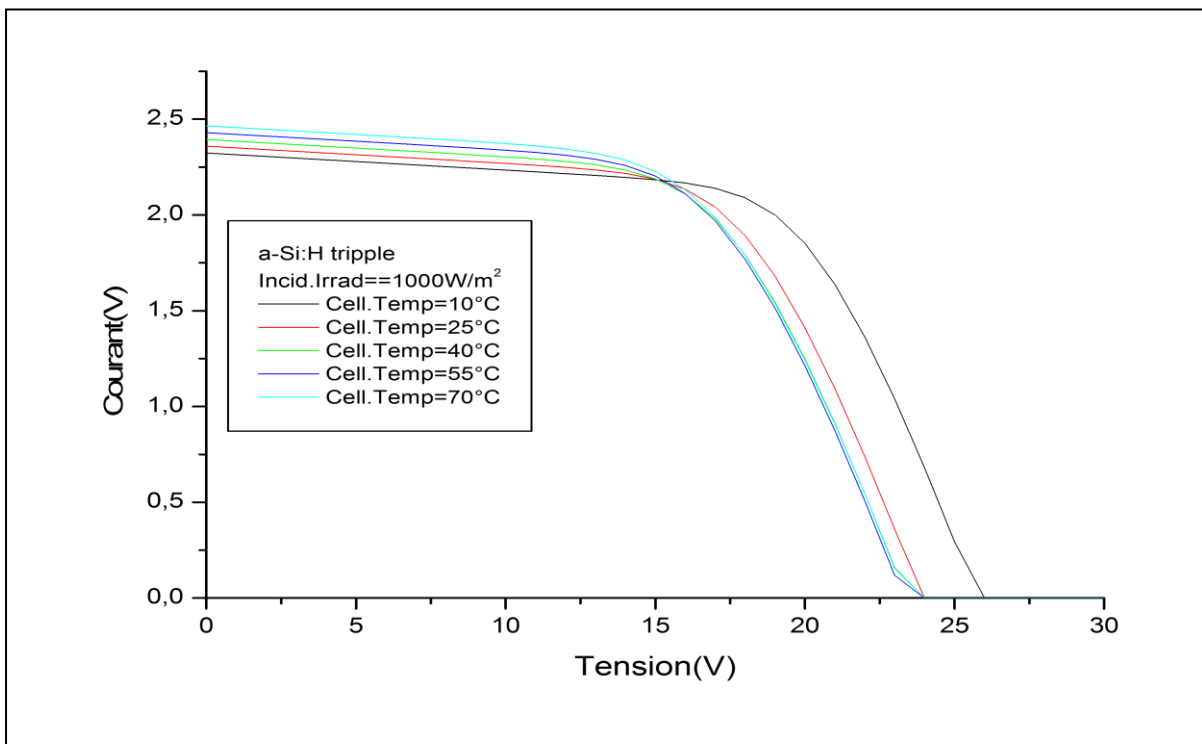
Figure 1.23 : Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H single.

-c- Effet de l'éclairement.

-d- Effet de la température.



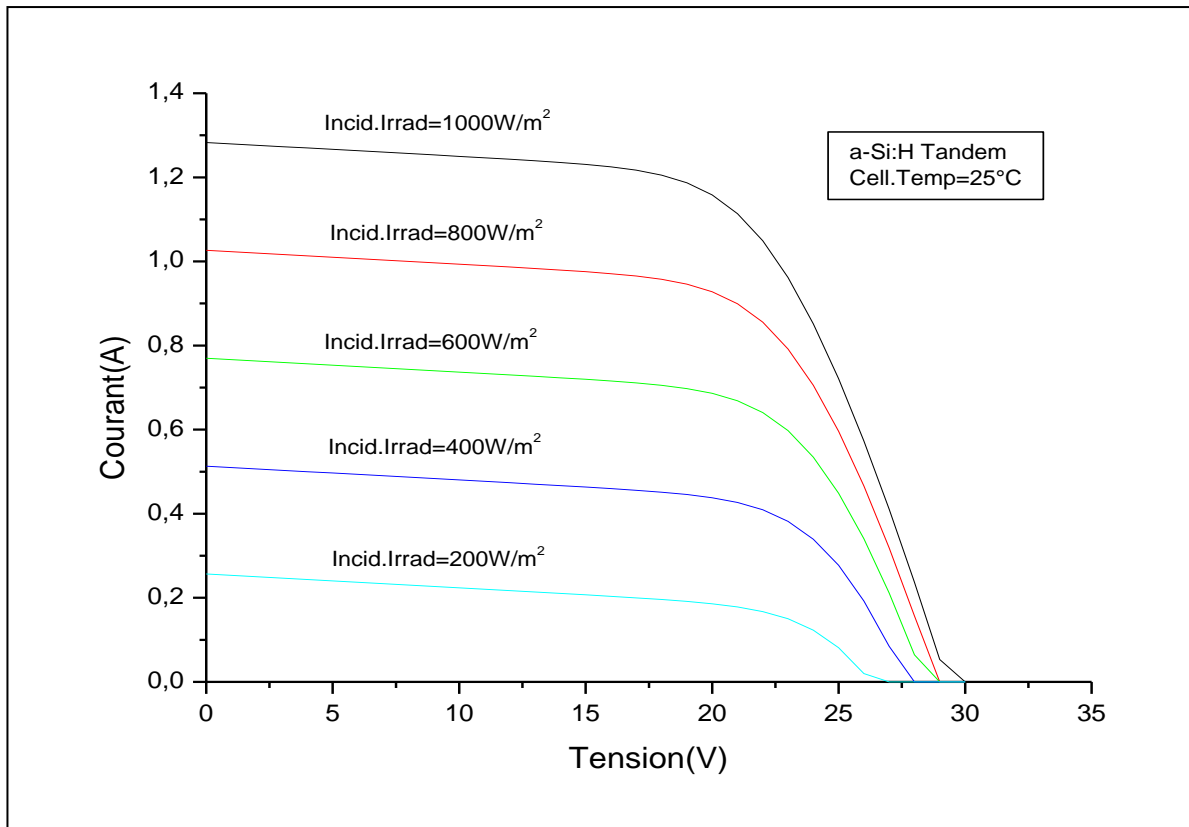
-e-



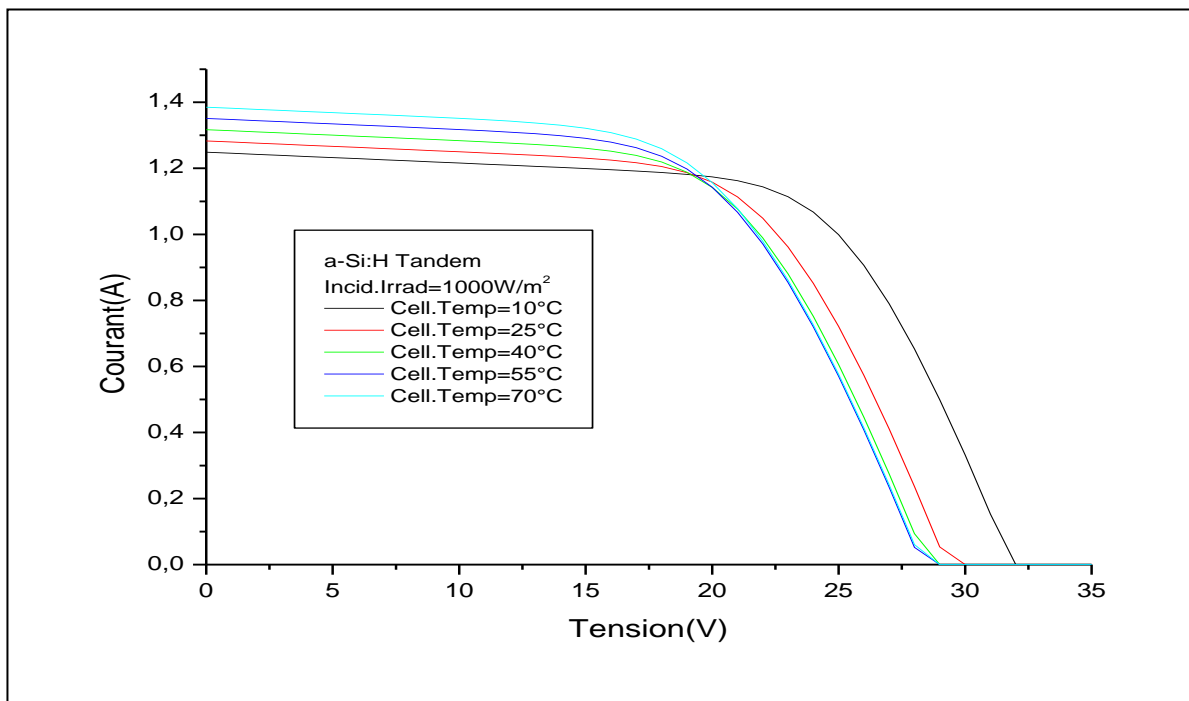
-f-

Figure 1.24 : Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H tripple.

- e- Effet de l'éclairement.
- f- Effet de la température.



-g-



-h-

Figure 1.25 : Caractéristiques I(V) d'un module a-Si:H tandem.

-g- Effet de l'éclairement.

-h- Effet de la température.

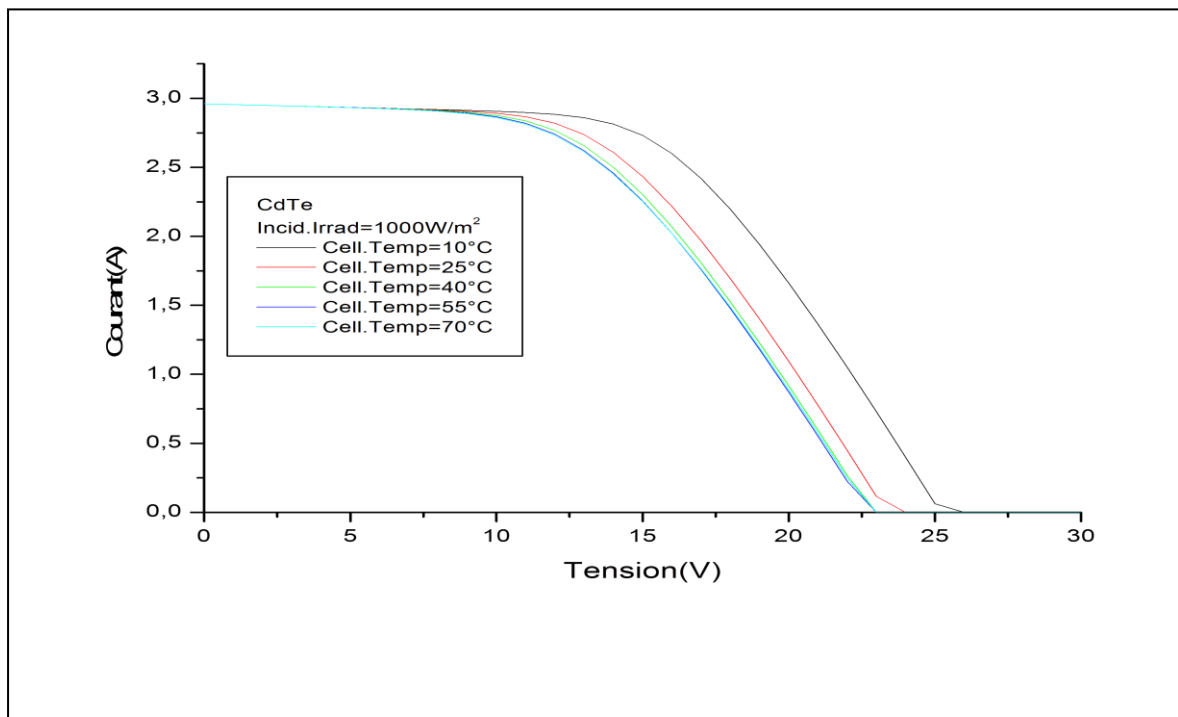
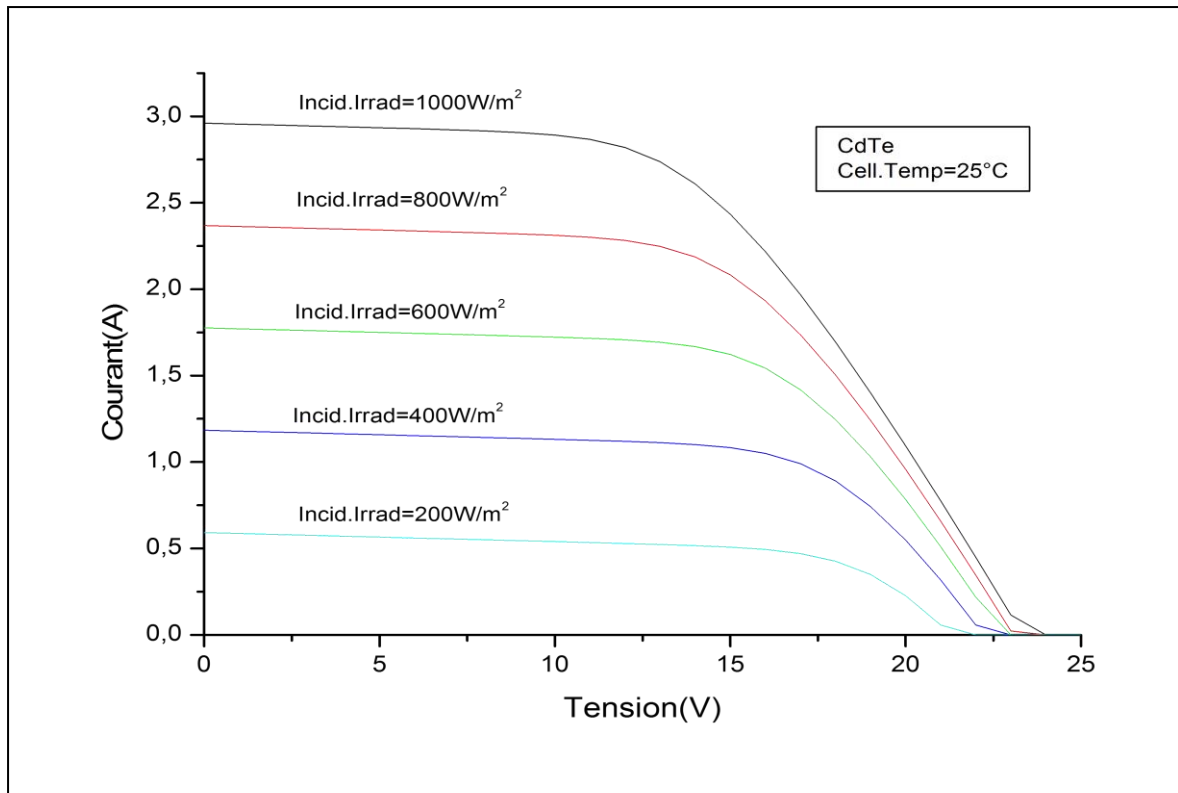
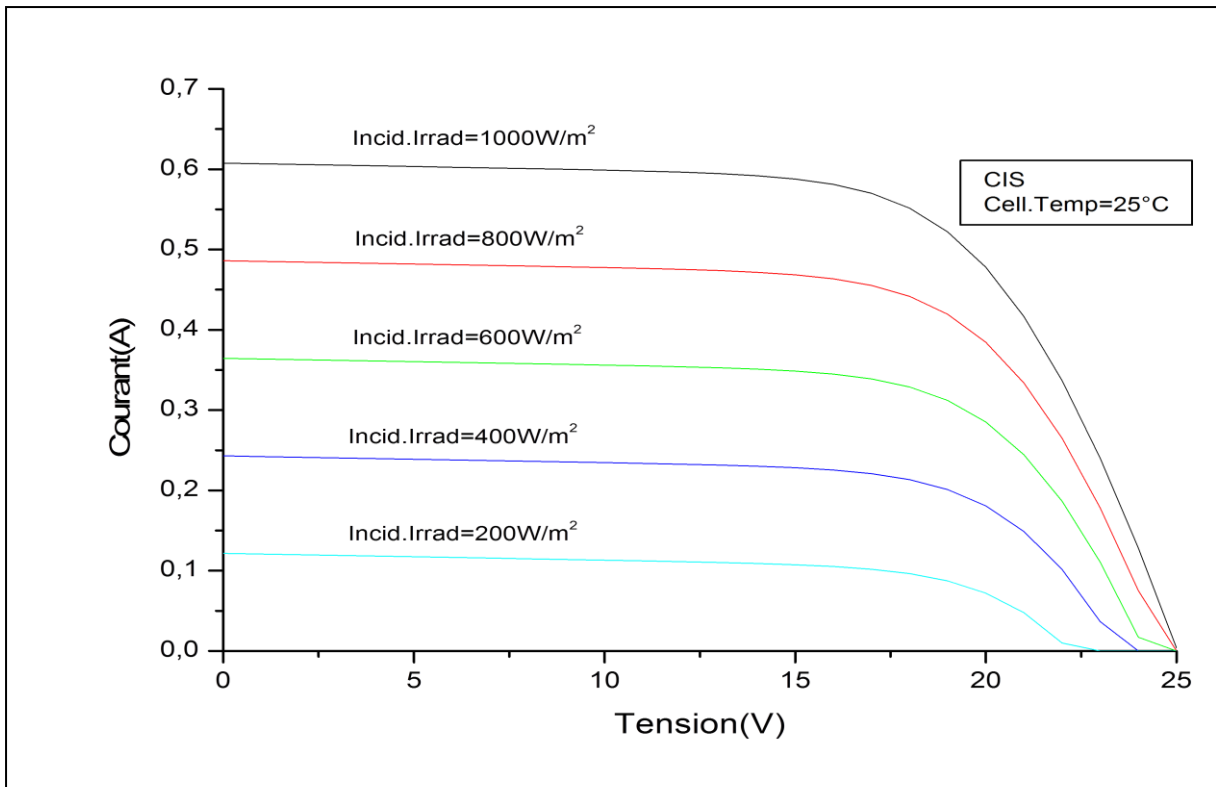
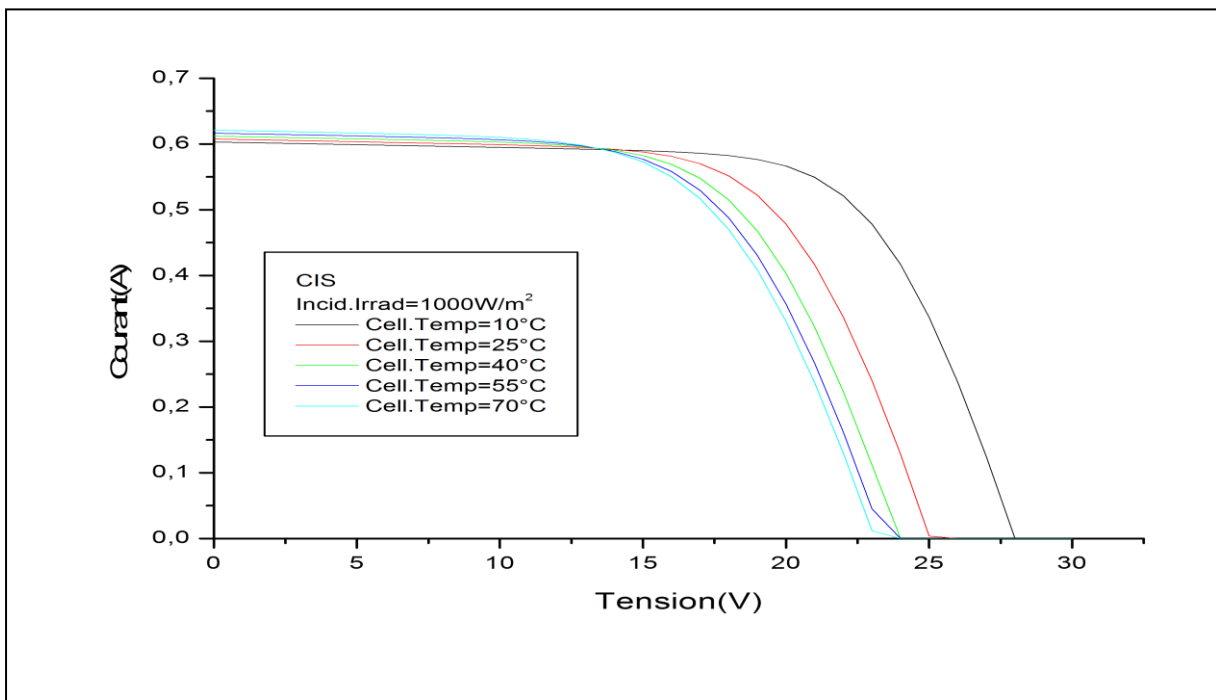


Figure 1.26 : Caractéristiques I(V) d'un module de CdTe.

- i- Effet de l'éclairement.
- j- Effet de la température.



-k-



-l-

Figure 1.27 : Caractéristiques I(V) d'un module de CIS.

-k- Effet de l'éclairement.

-l- Effet de la température.

Chapitre I

L'énergie solaire

Pour l'étude de la technologie des matériaux à couches minces pour la génération de l'électricité solaire, nous avons présenté le modèle électrique à une diode pour différents modules à couches minces (a-Si:H single, a-Si:H triple, a-Si:H tandem, CdTe et CIS) à différentes conditions d'ensoleillement et de température. Dans les conditions standards, on voit que le CdTe est le matériau le plus proche que le silicium monocristallin qui a une valeur maximale du courant de court-circuit (3,26A).

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension de l'énergie solaire, dont on a défini différentes notions telles que : le soleil, le rayonnement solaire, le spectre solaire, l'interaction rayonnement matière et l'effet photovoltaïque. Nous avons donné une explication sur le principe de fonctionnement de la cellule solaire organique et inorganique, et on a identifié les modèles mathématiques des cellules solaires en couches minces (modèle à une diode et modèle à deux diodes) et l'effet de l'éclairement et la température de la cellule sur les caractéristiques $I(V)$ pour différents modules en couches minces.

Chapitre II

Etat de l'art sur les cellules solaires

II.1. Introduction

La demande sans cesse croissante d'utilisation d'énergie photovoltaïque suscite une recherche permanente de cellules moins chères et plus efficaces. Actuellement, deux principales filières permettent l'élaboration des modules et des cellules photovoltaïques : la filière du silicium massif et la filière des matériaux en couches minces [29], [30]. La filière du silicium massif représente de nos jours 75% de la production mondiale de systèmes photovoltaïques. Dans la technologie actuellement retenue, les cellules sont fabriquées à partir de plaquettes de silicium mono ou polycristallin de 10 cm de côté et de 250 à 500 μ m d'épaisseur : les wafers. Ceux-ci sont obtenus par sciage d'un lingot de silicium massif ultra pur lui-même élaboré par un procédé de fusion et cristallisation d'une charge de silicium provenant des déchets de l'industrie électronique. Ces wafers subissent ensuite une série d'opérations permettant l'élaboration de la cellule à savoir : la préparation de la surface par attaque basique, la formation de la jonction n-p par diffusion thermique de phosphore, la passivation des défauts cristallographiques, métallisation de la face arrière, le dépôt d'une couche antireflet et enfin la mise en place d'une grille de collecte sur la face avant [31]. Le rendement des cellules obtenues atteint de nos jours un maximum de 24,4% en laboratoire et de 12% à 16% au niveau des modules commercialisés. Néanmoins, la technologie actuelle souffre d'un problème d'approvisionnement en matière première et du prix élevé des cellules et modules produits. En effet, l'approvisionnement à partir des rebuts de l'industrie électronique ne suffit plus à satisfaire les besoins croissants du marché du photovoltaïque, et son prix élevé se répercute de façon significative sur le prix final des modules photovoltaïques. De plus, le prix de ces modules est fortement lié au nombre élevé d'étapes retenues pour la fabrication de la cellule photovoltaïque, qui engendrent une forte consommation énergétique. Ces problèmes d'approvisionnement et de consommation d'énergie ont conduit de nombreuses équipes de recherche et d'industrie à s'engager dans le développement d'une nouvelle voie de production de cellules photovoltaïques : les couches minces. Actuellement, cette filière représente 25% de la production mondiale de modules solaires. Parmi ceux-ci, les modules à base de silicium amorphe, de tellure de cadmium (CdTe), le cuivre indium sélénium (CIS) et le diséléniure d'indium gallium cuivre (CIGS) ont déjà atteint le stade de production préindustrielle. Particulièrement, les cellules photovoltaïques à base de couches minces de silicium cristallin, de par sa stabilité chimique dans le temps et son rendement théorique élevé, s'avère être une solution prometteuse qui fait l'objet de nombreux travaux de recherche.

II.2. Classification des cellules solaires

Plusieurs matériaux solaires ont été exploités dans la conversion photovoltaïque à cause de leurs propriétés optoélectroniques. L'évolution de la technologie des semi-conducteurs a permis de synthétiser de nouveaux matériaux tels que les semi-conducteurs binaires, ternaires et quaternaires ainsi que les matériaux organiques. Ces composés ayant des avantages différents [32].

Certes, la première cellule utilisée dans le solaire était à base de silicium. La technologie de ce matériau a évolué rapidement et le silicium peut se trouver sous trois formes : mono cristallin, poly cristallin et amorphe. La fabrication du silicium mono cristallin est très coûteuse [33]. Les meilleures performances de cellules peuvent atteindre un rendement de 15% dans l'industrie et un rendement de 20% en laboratoire.

Les matériaux solaire composés d'un seul élément sont peu nombreux tel que le silicium (Si) et le Germanium (Ge). Les composés binaires sont plus nombreux tels que le GaAs, GaSb, CdTe et InP. Actuellement, nous trouvons les composés ternaires dans le photovoltaïque, à titre d'exemple, AlGaAs, InGaP. La technologie des matériaux solaires ne s'est pas arrêtée aux composés ternaires, nous trouvons maintenant des composés constitués de quatre éléments, ce sont les composés quaternaires tels que InGaAsP.

Le spectre solaire est très large, les cellules solaires à un seul matériau ne peuvent pas l'exploiter convenablement. Les tandems solaires tels qu'AlGaAs/Si, GaAs/Ge, CdS/CdTe, InGaP/GaAs et le GaAs/GaSb, permettent une amélioration [34].

Les différents matériaux sont fabriqués par plusieurs méthodes telles que MOCVD (Metal Organic Chemical Vapor-Phase Deposition), MBE (Molecular Beam Epitaxy), HMBE (Hydrogen-assisted Molecular Beam), la méthode SPRAY, ainsi que les deux méthodes de fabrication du silicium (wafer), Czochralski (CZ) et zone flottante (FZ).

La fabrication des matériaux solaires est suivie par un traitement thermique. L'évolution de la technologie du solaire a amélioré la qualité optoélectronique de ces matériaux, notamment du silicium poly-cristallin, sa qualité approche de plus en plus à celle du silicium monocristallin. Notons que la qualité des matériaux solaire est liée fortement aux conditions de fabrication.

La recherche sur les cellules solaires organiques présente un engouement important, car elles présentent des propriétés très intéressantes notamment dans leur flexibilité et la possibilité d'être réalisées avec de grandes surfaces. Cependant leur stabilité et leur rendement doivent être considérablement améliorés par rapport à leur état actuel. Un rendement nominal voisin de

10 % sera l'objectif à atteindre pour les années qui viennent. La stabilité et la durée de vie des cellules solaires organiques à base de polymères conjugués sont aussi des paramètres à considérer pour qualifier ces cellules.

II.2.1. La cellule photovoltaïque au silicium

Les cellules photovoltaïques traditionnelles sont faites de plaques de silicium massif d'environ 150 mm de diamètre et 300 microns d'épaisseur, prises en sandwich entre deux plaques de verre. De telles cellules ont plusieurs inconvénients : elles utilisent beaucoup de silicium, le procédé de fabrication exige une température de plus de 1000°C et la croissance des cristaux de silicium est très lente. Bien que les cellules solaires réalisées à base de silicium atteignent des rendements de l'ordre de 15%, leur coût de fabrication important (40-50% du coût d'un module fini) et leur poids élevé sont des obstacles à leur utilisation massive, ce qui a conduit l'industrie à se retourner vers des matériaux moins coûteux et de procédés plus simples.

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques (99%) comme le montre la **Figure 2.1**. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin [35].

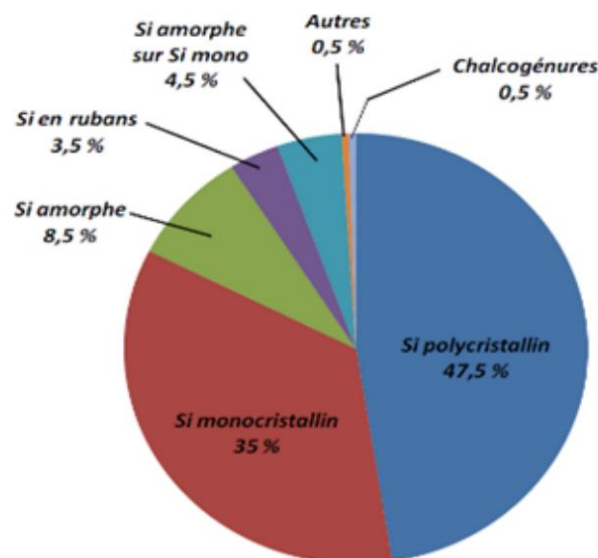


Figure 2.1 : Répartition des matériaux sur le marché mondial du photovoltaïque.

II.2.1.1. Le silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme, intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque (**Figure 2.2**).

Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son cout élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium polycristallin.

La filière du silicium monocristallin qui regroupe les cellules produites à partir de silicium tiré puis découpé en plaquette circulaire très fine (épaisseur de 200 à 350 μm , pour une surface allant de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ à $15 \times 15 \text{ cm}^2$).

Généralement elle est destinée essentiellement pour les applications spatiales et militaires ainsi que pour les réseaux de télécommunication...etc., où l'on recherche le rendement et la très haute fiabilité.



Figure 2.2 : une cellule photovoltaïque monocristalline.

II.2.1.2. Le silicium polycristallin

Le silicium polycristallin est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. Elle représente près de 50% du marché (**Figure 2.3**). Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 11 et 15% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles que les cellules monocristallines.

Les cellules sont réalisées à partir des déchets de l'industrie électronique sous forme de lingots carrés refroidis axialement découpés en plaquettes minces et débarrassés de leurs défauts recombinaisons par diffusion de phosphore ou d'aluminium.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée : 30 ans.



Figure 2.3 : Une cellule photovoltaïque poly-cristalline.

II.2.1.3. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque au silicium

Bien que différentes structures soient envisageables pour l'élaboration des cellules photovoltaïques, des parties similaires sont présentes dans chaque composant. La structure d'une cellule photovoltaïque au silicium avec contacts sur les deux faces est présentée sur la **Figure 2.4 [36]**.

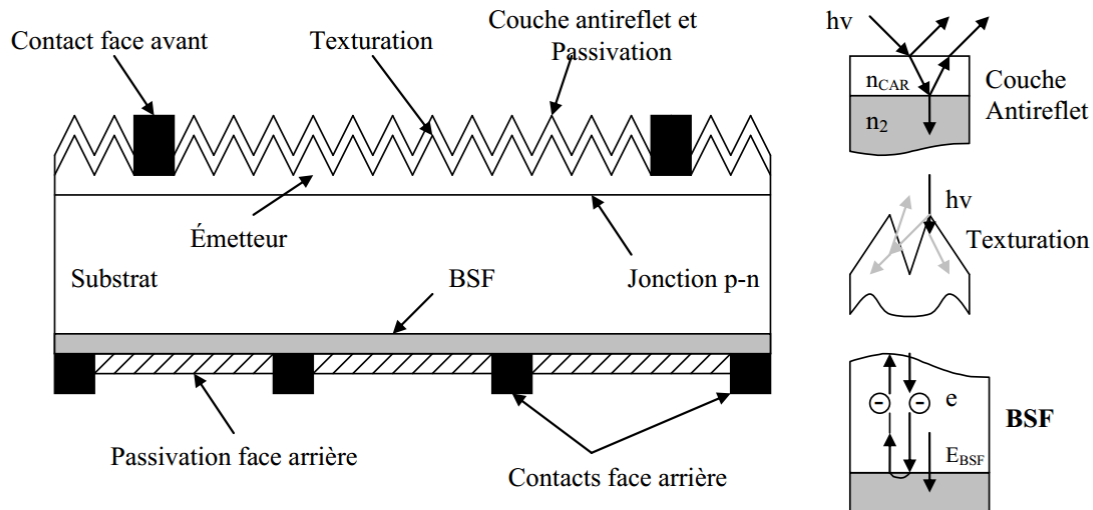


Figure 2.4 : Composition d'une cellule photovoltaïque au silicium.

II.2.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base de silicium amorphe (a-Si)

La technologie à couche mince désigne un type de cellule obtenu par diffusion d'une couche mince sur un substrat de verre. Dans cette technologie, le principe est d'appliquer le semi-conducteur sous forme de "spray" sur un support. Le semi-conducteur est ainsi économisé car il n'est pas, comme pour les cellules au silicium cristallin, scié dans la masse. Cette méthode de fabrication devrait permettre dans l'avenir de réduire significativement les coûts de production des cellules PV.

Ces cellules sont composées d'un support en verre ou en matière synthétique sur le quel est déposée une fine couche de silicium [37] (l'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans un cristal) (figure 2.5), processus ne nécessitant que très peu d'énergie. Bien que le rendement de telles cellules soit plus bas que celui des cellules cristallines (de l'ordre de 5 à 10%), ce qui est dû à la faible mobilité des porteurs de charge au sein de ces matériaux. Des cellules amorphes avec des rendements excédent les 8% ont été réalisées [38]. Ce type de cellules trouve ses applications principales dans de petits appareils tels les calculettes, les montres, etc.



Figure 2.5 : Cellule photovoltaïque en silicium amorphe.

II.2.2.1. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques à base de silicium amorphe

II.2.2.1.1. La cellule photovoltaïque à simple jonction

La cellule au silicium amorphe dite à simple jonction délivre le rendement le plus faible parmi les technologies au silicium amorphe, de 5 à 9%, mais aussi les prix le plus intéressants, de l'ordre de 1EUR/W. Par ailleurs, elle constitue l'assemblage le plus simple qui soit capable de donner un matériau photovoltaïque : l'empilement d'une couche ultrafine ($0,008\mu\text{m}$) dopée positivement (P), d'une couche non dopée ou couche intrinsèque (i) ($0,5$ à $1\mu\text{m}$) et d'une couche dopée négativement (n) ($0,02\mu\text{m}$). Par conséquent, l'empilement s'appelle jonction p-i-n (**Figure 2.6**).

Ce type de module est fabriqué par la plupart des constructeurs de la filière amorphe. En France, seuls deux constructeurs existent, Solems et Free Energy. Ils produisent des modules de faible puissance pour des petites applications, mais de 20W en général.

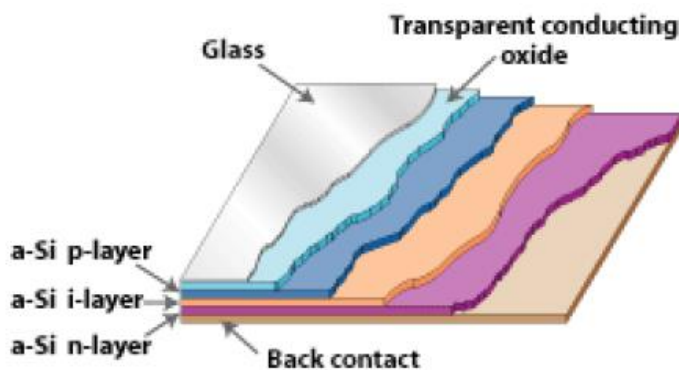


Figure 2.6 : La structure d'une cellule à simple jonction.

II.2.2.1.2. La cellule photovoltaïque à double jonction ou Tandem

Il existe plusieurs types de cellule à double jonction, appelées aussi cellule tandem, elles ont un rendement meilleur que les jonctions simples, pouvant aller jusqu'à 10, voire 12%. Pour le prix, il n'y a presque pas de différence avec la technologie simple jonction. Ainsi, les panneaux doubles jonctions les moins chères coûteront environ 1EUR/W.

Le principe de base ici est la combinaison des propriétés optiques de deux semi-conducteurs différents. Un exemple courant est l'assemblage silicium cristallin sur silicium amorphe. La bande cristalline va absorber la lumière la plus intense, mais laissera passer le rayonnement diffus. Celui-ci sera récupéré par la deuxième couche qui, elle est adaptée à ce type de rayonnement.

Le terme tandem pourra également désigner des triples assemblages, on d'autres types de double jonction. L'idée reste toutefois la même : conjuguer les propriétés de différents types de semi-conducteurs dans le but de capter au final, plus de lumière (Le but est d'augmenter l'absorption de la lumière en faisant des jonctions multiples avec des matériaux à gap décroissant qui vont chacun absorber une partie du spectre solaire) (**Figure 2.7**).

Au même titre que pour la filière simple jonction, ces modules sont fabriqués par la plupart des constructeurs du secteur touchant au silicium couches minces.

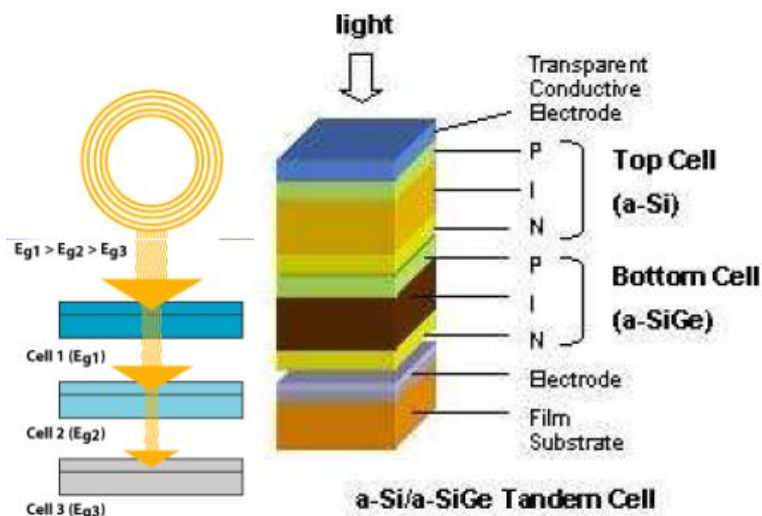


Figure 2.7 : La structure d'une cellule tandem (double jonction).

II.2.2.1.3. La cellule photovoltaïque triple et multi jonction

La triple ou multijonction (plus de trois couches), obéit au même principe que les modules photovoltaïques tandem : différents alliages semi-conducteurs sont assemblés pour capter un plus large spectre lumineux. Le rendement en est amélioré : variant de 6 à 13%. Mais le prix aussi est plus élevé, entre 2 et 3 EUR/W environ en 2009. Le prix du laminé triple jonction dépend fortement du degré d'imperméabilité. Ainsi, le coût du module varie beaucoup en fonction de l'étanchéité choisie par le client.

Le record de performance de 13% stabilisés est détenu par Unisolar qui développe la technologie depuis 1990. Le constructeur américain propose des modèles constitués de trois alliages en couches minces : une première tranche de silicium amorphe est couplée avec deux couches de silicium –germanium à teneur d'hydrogène variable. L'effet obtenu est tel que la première bande captera plus de lumière bleue, la seconde aura l'avantage d'influence dans le vert et enfin, la dernière couche absorbera la lumière rouge (**Figure 2.8**). Cette disposition des

couches par couleur permet à la technologie triple jonction de produire autant d'électricité que les panneaux cristallins, malgré le fait que ces derniers ont un bien meilleur rendement.

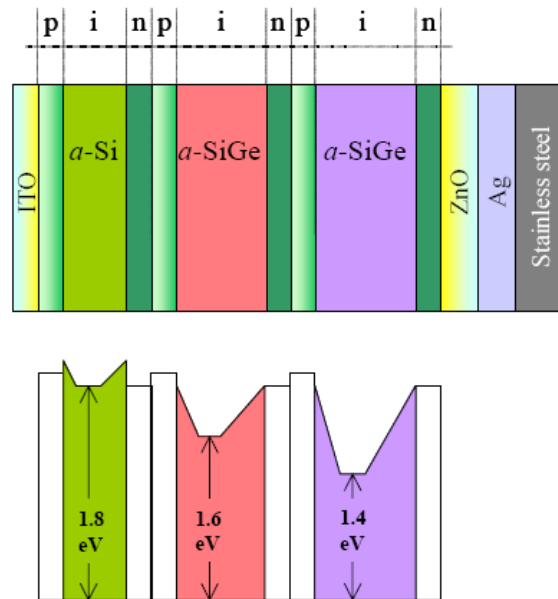


Figure 2.8 : La structure d'une cellule triple jonction avec un diagramme des bandes d'énergie équivalent.

Aujourd'hui, parce qu'ils s'adaptent bien aux contraintes physiques d'une installation solaire (ombres, lumière diffuse, chaleur, inclinaison non optimale). Les modules triples – jonction sont principalement destinés à l'intégration au bâti. Mais, pour l'instant, ce sont surtout les professionnels qui les utilisent. En effet, la technologie reste encore très peu connue du grand public. Enfin, c'est en faisant appel à ce genre de technologie que les instituts de recherche, comme le NREL (laboratoire de recherche sur les énergies renouvelables aux Etats-Unis) ont pu mettre au point les panneaux les plus performants, avec des rendements pouvant atteindre 41,6% (couplage de semi-conducteurs rares comme GaInP, GaInAs...). Mais, étant donné leur coût ils ne sont utilisés que pour des applications aérospatiales (satellites artificiels et station en orbite).

II.2.3. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés binaires

Parmi tous les composés binaires possibles, tous n'ont pas le même intérêt potentiel. L'étude de leurs propriétés, et en particulier de la structure de bandes montre que les éléments les plus légers donnent des composés dont laquelle la bande interdite est large et indirecte, et dans laquelle la masse effective des électrons est élevée.

Les composés contenant du bore, de l'aluminium ou de l'azote entrent dans cette catégorie ; ils sont en général peu d'intérêt pour l'électronique rapide [39], qui demande des semi-conducteurs à forte mobilité de porteurs comme l'optoélectronique où une structure de bande directe est nécessaire pour que les transitions optiques soient efficaces [40].

A l'autre extrémité, les éléments lourds comme le thallium ou le bismuth donnent des composés à base de Gallium (GaAs, GaSb) ou d'indium (InP, InAs, InSb) dont les propriétés sont les plus intéressantes.

Un semi-conducteur III-V est un semi-conducteur composite fabriqué à partir d'un ou plusieurs éléments de la colonne III du tableau périodique des éléments (bore, aluminium, gallium, indium,...) et d'un ou plusieurs éléments de la colonne V ou pnicogènes (azote, phosphore, arsenic, antimoine,...), ces matériaux sont utilisés principalement dans les cellules photovoltaïques dont l'AlN, le GaN et InN possèdent respectivement des énergies de bande interdites de 6,2 eV, 3,4 eV, et ~0,7 eV.

II.2.3.1. Les différents composés binaires utilisés dans les cellules photovoltaïques

- Sulfure d'étain (SnS).
- Sulfure de cuivre (Cu₂S).
- Oxyde de cuivre (Cu₂O).
- Carbure de cuivre (CuC).
- Tellurure de cadmium (CdTe).
- Sélénium de cadmium (CdSe).
- Phosphure de zinc (ZnP).
- Silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H).
- Dyecoated TiO₂.
- Nitrures de bore (BN).
- Nitrure de Gallium (GaN).
- Phosphure de gallium (GaP).
- Arséniure de gallium (GaAs).
- Nitrure d'indium (InN).
- Phosphure d'indium (InP).
- Arséniure d'indium (InAs).
- Antimoine de gallium (GaSb).
- Antimoine d'indium (InSb).
- Nitrure d'aluminium (AlN).

- Nitrure de gallium (GaN).
- NCx.
- Sulfure de cadmium (CdS).
- Sulfure de plomb (PbS).
- Sulfure de fer (FeS₂).
- Phosphure d'aluminium (AlP).
- Arséniure d'aluminium (AlAs).
- Antimoniure d'aluminium (AlSb).
- Phosphure de bore (BP).

II.2.3.2. Exemples des cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés binaires

II.2.3.2.1. Cellule solaire GaAs / GaAlAs

Les dispositifs photovoltaïques récents tendent à convertir convenablement le maximum de l'énergie lumineuse en électricité et réduire efficacement les pertes électriques et optiques, et optimiser les propriétés des surfaces. Les structures photovoltaïques liées aux exigences technologiques et industrielles, doivent se rapprocher d'une cellule idéale et minimiser les pertes dans les contacts ohmiques, de la réflexion et la recombinaison (amélioration de la qualité cristalline). Dans cette optique, la technologie photovoltaïque a vu plusieurs variantes au niveau des structures solaires ces dernières années grâce aux méthodes d'élaboration et aux techniques de dépôt et du traitement thermique.

II.2.3.2.1.1. Structure

La structure adaptée est composée essentiellement d'une cellule n-p à base de GaAs de type **p**, sur laquelle est déposée une couche fenêtre GaAlAs de type **n**.

Entre le substrat et la cellule on a inséré une couche BSF (Back Surface Field) dopée **p+**, qui a pour rôle de la création d'un champ électrique retardé en face arrière, qui permet d'abaisser la valeur effective de la vitesse de recombinaison et par conséquent d'améliorer les caractéristiques électriques de la cellule, **Figure 2.9**.

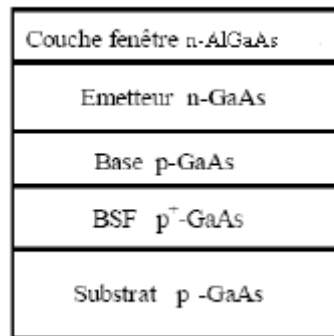


Figure 2.9 : Structure de la cellule solaire GaAs(n) /GaAs(p) avec fenêtre GaAlAs(n).

Les couches fenêtres ayant une fraction molaire élevée souffrent du problème d'oxydation. Cependant, pour assurer un bon contact métallique sur cette couche, deux options différentes ont été développés [41]. L'une consiste à ouvrir une fenêtre dans la couche Ga(1-x)Al(x)As et le contact métallique est effectué directement sur le GaAs. La deuxième option la plus réussie consiste à déposer une couche GaAs fortement dopée sur la fenêtre et seulement sous les grilles métalliques, alors que la couche antireflet couvre le reste de la surface ; cette couche est dite «cap layer ».

Le souci d'avoir une meilleure absorption des photons, nécessite le dépôt d'une couche ARC, puis la texturisation de la surface avant de cette couche en formant des pyramides avec un angle optimale de 54.74° qui est compris dans l'intervalle ($54-72^\circ$) des meilleurs angles d'incidence.

En ce qui concerne la couche antireflet, on utilise généralement une double couche MgF_2/ZnS . La couche antireflet MgF_2/ZnS réduit la réflexion à moins de 2%.

Les caractéristiques de ces couches sont présentées dans le tableau suivant :

Couche	Epaisseur	Indice de réfraction
MgF_2	110nm	1,38
ZnS	55nm	2,3

Tableau 2.1 : Les caractéristiques de la couche antireflet MgF_2/ZnS [42].

II.2.3.2.1.2. Cellule solaire tandem

Les cellules solaires à une seule jonction ne permettent pas d'exploiter convenablement le spectre solaire, le spectre solaire est très large, et comme plusieurs matériaux solaires ayant une faible absorption dans le bleu et dans l'infrarouge ; il faut empiler plusieurs cellules dans l'ordre décroissant du gap, voir la **Figure 2.10** [42]. La réponse spectrale dans les tandems s'élargit le long du spectre de l'infrarouge vers le bleu et même le violet. La tension de circuit ouvert V_{co} des tandems solaires atteint des valeurs très optimisés, par exemple le tandem à trois

jonctions de InGaP/GaAs/Ge a une tension de 2,1V, il peut exploiter de 300 vers 1900 nm, citons quelques tandems qui offrent des rendements élevés, AlGaAs/GaAs, GaAs/Ge, AlGaAs/Si et InP/InGaAs [42,43].

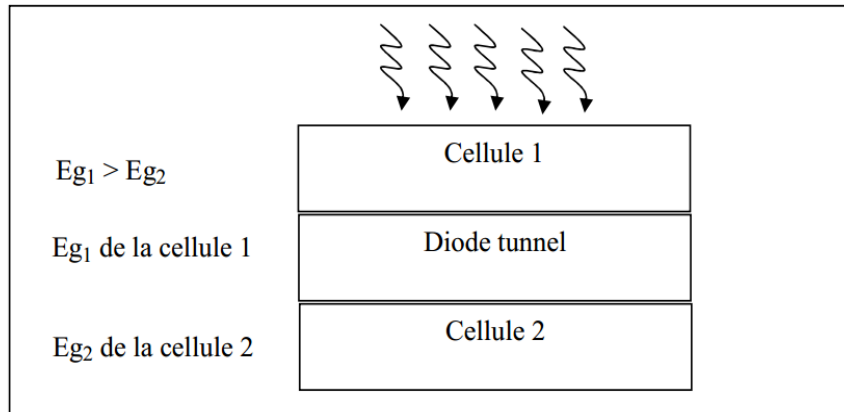


Figure 2.10 : Cellule solaire Tandem à deux jonctions [60].

II.2.3.2.2. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base de CdTe

Du fait de ses propriétés optiques optimales, c'est-à-dire une bande interdite de l'ordre de 1,5eV et une grande absorption dans tout le spectre solaire, cette filière a été l'une des premières étudiées en 1960. Les premières hétérojonctions CdTe/CdS/SnO₂/Verre, en couches minces, sont apparues en 1964 et le premier module CdS/CdTe en 1972 [44]. Jusqu'à une date récente, il était admis que la filière au CdS/CdTe représentait l'approche la plus prometteuse pour les cellules de nouvelle génération. CdTe paraissait être un matériau idéal pour les cellules solaires en films minces pour au moins trois raisons :

- le gap d'énergie est de type direct : ainsi le coefficient d'absorption est élevé ($> 10^5 \text{ cm}^{-1}$ dans le visible) et la couche absorbante ne nécessite pas plus de quelques micromètres pour absorber 90% du spectre solaire, autorisant par conséquent l'utilisation de matériaux relativement purs dont la longueur de diffusion des porteurs minoritaires ne dépasse pas quelques micromètres.
- La valeur du gap $E_g=1,45\text{eV}$ est idéale pour la conversion photovoltaïque du spectre solaire.
- De nombreuses méthodes existent pour déposer CdTe avec une vitesse de dépôt très élevée tout en gardant une qualité raisonnable.

II.2.3.2.2.1. Structure

La **Figure 2.11** montre la structure de la cellule solaire la plus courante. Elle est constituée d'une hétérojonction n-CdS/p-CdTe. Le CdS du type N est déposé sur le verre couvert d'une couche d'OTC (oxyde transparent conducteur) tel qu' In_2O_3 ou SnO_2 .

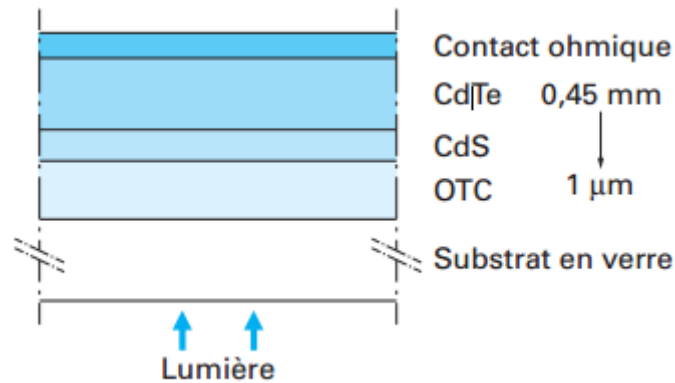


Figure 2.11 : Structure d'une cellule solaire à base de CdS/CdTe [45].

II.2.3.2.2.2. L'hétérojonction CdS-CdTe

Comme le montre la **Figure 2.12**, la plupart des cellules au CdTe utilisent en superstrat une couche de CdS de type n, dont le gap très élevé, de 2.4eV, lui permet d'agir comme fenêtre d'entrée de la lumière et comme barrière de potentiel (hétérojonction CdS-CdTe). En tant que partenaire de type n du CdTe de type p, le CdS a été utilisé dès 1970 dans les premières cellules solaires. La couche fenêtre a en général une épaisseur de quelques dixièmes de micromètres.

Le procédé de fabrication nécessite qu'au moins une étape se fasse à plus de 400°C, qu'il s'agisse du dépôt de CdTe ou du recuit postérieur indispensable. Au-dessus de 450°C, le composé est un solide extrêmement stable [45]. En effet, la matière condense de façon stœchiométrique tant que le substrat est maintenu au-dessus de cette température.

Dans ce procédé de haute température, les films sont en général naturellement de type p avec une concentration de porteurs p inférieure à 10^{15}cm^{-3} provenant d'un léger manque de Cd. Il est remarquable que CdS et CdTe puissent être déposés en utilisant les mêmes techniques. La dernière étape est la formation de l'électrode arrière.

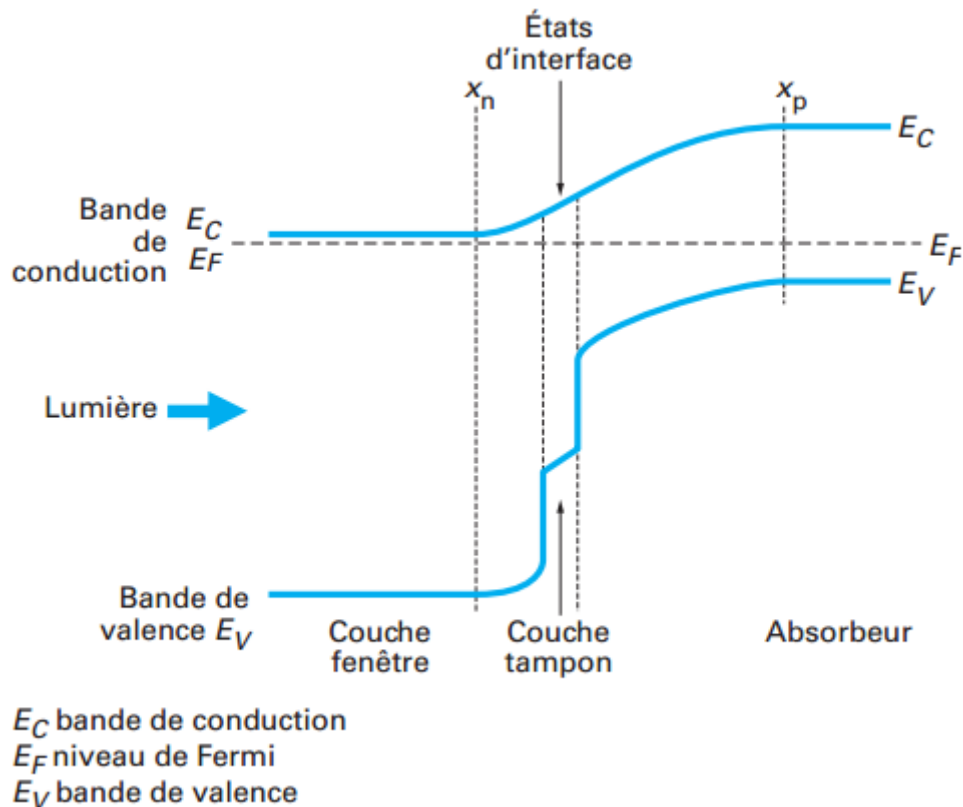


Figure 2.12 : Schéma des bandes dans l'hétérojonction CdS-CdTe [46].

Sous illumination, les porteurs sont surtout générés dans la zone de charge d'espace du CdTe de type p. Donc la collecte des porteurs se fait par le champ plutôt que par la diffusion. Comme il n'y a presque pas de zone de charge d'espace dans le CdS qui est fortement dopé et puisque la durée de vie des porteurs minoritaires y est très courte, la couche CdS est en fait une couche morte du point de vue photovoltaïque. Il est souhaitable de minimiser son épaisseur pour réduire les pertes d'absorption optique.

II.2.4. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés ternaires

L'intérêt pratique des semi-conducteurs III-V est encore considérablement renforcé par la possibilité de réaliser des alliages par substitution partielle de l'un des éléments par un autre élément de la même colonne. On sait par exemple obtenir des alliages ternaires qui sont identifiés de la façon suivante :

Ternaires : s'il y a substitution de 2 atomes sur l'un des sous réseaux, soit $AxA'(1-x)B$. Exemple $GaxIn(1-x)P$, lorsque la composition exacte importe peu, on écrit tout court GaInP .

II.2.4.1. Les différents composés ternaires utilisés dans les cellules solaires en couches minces

- Cuivre Indium disulphide(CuInS).
- Cuivre Indium sélénium (CuInSe).
- Cuivre Indium sélénium (CuZnS).
- Sélénium de Zinc Cadmium (CdZnSe).
- Cadmium Telluride manganèse (CdMnTe).
- Bismuth Sulfure Antimoine (BiSbS).
- Cuivre Bismuth sulfure (CuBiS).
- Cuivre Alluminiumtelluride(CuAlTe).
- Cuivre gallium sélénium (CuGaSe).
- Argent Indium sulfure (AgInS).
- Plomb Calcium sulfure (PbCaS).
- Argent gallium sulfure (AgGaS).
- Gallium Indium phosphore (GaInP).
- Gallium Indium Antimoine (GaInSb).
- Cadmium Telluride de Zinc (CdZnTe).
- Arséniure de gallium-aluminium (AlGaAs, $Al_xGa_{1-x}As$).
- Arséniure de gallium-indium (InGaAs, $In_xGa_{1-x}As$).
- Phosphure de gallium-indium (InGaP, $InGa_{1-x}P$).
- Nitrure de gallium-indium (InGaN).

II.2.4.2. Exemples des cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés ternaires

II.2.4.2.1. Cellules solaires en couches minces à base de cuivre indium sélénium (CuInSe₂)

L'émergence des cellules solaires, basées sur les matériaux à structures chalcopyrites, a fait suite à la réalisation de détecteurs photovoltaïques CuInSe₂/CdS par S. Wagner et coll. de Bell Téléphone en 1974-1975. S. Wagner et coll. avaient rapporté la préparation d'hétérojonctions p-n CuInSe₂/CdS à partir d'un monocristal CuInSe₂, dont la conductivité est de type p, sur lequel une couche mince de CdS de 5-10 nm d'épaisseur avait été déposée. La réponse photovoltaïque de ces détecteurs pour une lumière incidente à travers «la fenêtre» CdS donnait lieu à de très hauts rendements quantiques (>>70%) uniformes entre 0,55 et 1,25 μm. Ces hétérojonctions avaient des rendements solaires de l'ordre de 5%. Les composés ternaires chalcopyrites qui peuvent jouer le rôle d'absorbeur sont principalement CuGaSe₂, CuInS₂, Cu(InAl)Se₂ et Cu(InGa)Se₂.

Matériau	a(nm)	c(nm)	Eg(eV)	Rendement
CuGaSe ₂	0,560	1,099	1,67	8,3
CuInS ₂	0,551	1,106	1,53	11,4
CuInS ₂	0,575	1,145	1,16	16,9
CuInSe ₂	0,577	1,155	1,02	15,4
Cu(InGa)Se ₂	0,572	1,143	1,12	18,8

Tableau 2.2 : Les caractéristiques structurales, optiques et le rendement de chaque couche mince.

Du fait de leurs grands coefficients d'absorption optique, une épaisseur de 1,5 à 2 μm est suffisante pour absorber la partie utile du spectre solaire (contre 100 mm pour le silicium). Les deux principales méthodes de préparation de la couche absorbante de modules à hauts rendements sont la coévaporation et le dépôt séquentiel des différents constituants (ou des métaux précurseurs) suivi d'un recuit (sous atmosphère de chalcogène). Cependant, d'autres techniques sont aussi utilisées telle que la méthode de dépôt par voie électrochimique, procédé de faible coût, qui permet le dépôt des différents composants de la cellule solaire avec des rendements prometteurs. Le matériau le plus prometteur semble être le CIS. Cependant, sa faible bande interdite (1,02 eV) limite la tension de circuit ouvert et donc le rendement de la photopile.

Aussi, les travaux sur les cellules solaires à base de CIS portent aujourd'hui sur des alliages quaternaires Cu(InGa)Se₂ (CIGS). On introduit le Ga, qui se substitue partiellement à In, de façon à élargir sensiblement la bande interdite [46-47].

Pourquoi l'ajout du CdS ?

Les raisons pour le choix fréquent du CdS dans les cellules solaires ne peuvent pas être immédiatement apparentes. C'est pour cela qu'on doit l'expliquer avant de passer aux détails.

- 1) La bande interdite (gap) la valeur de la bande gap du CdS est 2.42 eV, ce qui correspond à une longueur d'onde de 0.52 μm . Cela veut dire que la charge du spectre solaire est transmise tout à fait librement donc ceci le rend convenable comme une " couche fenêtre" au-dessus de l'absorbeur dans lequel la photo génération se crée où les porteurs minoritaires prennent place.
- 2) Les CdS ont une très haute résistivité, mais quand ils sont déposés en couche mince par sublimation ou vaporisation élémentaire, un manque dans le dépôt de la couche de soufre implique l'obtention d'un semi-conducteur de type N.

Aussi, on peut agir sur l'épaisseur pour avoir une résistivité d'une valeur appropriée pour la cellule solaire.

En plus, il est facile d'introduire un dopant afin d'avoir une résistivité efficace.

3) Contacts C'est une matière simple pour prendre des contacts ohmiques des films CdS [48].

II.2.4.2.2. La structure de la cellule photovoltaïque à base de CuInSe₂

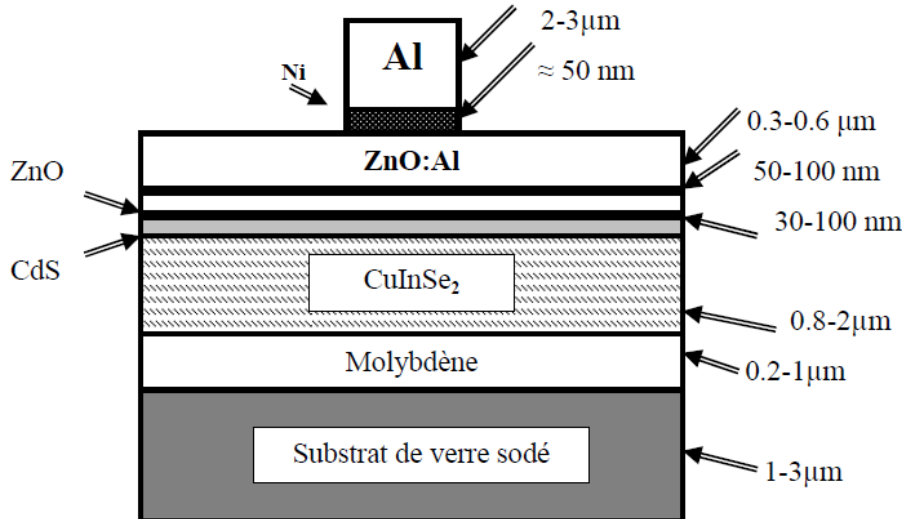


Figure 2.13 : Structure complète d'une cellule solaire de structure P-N à base de CuInSe₂.

Comme nous pouvons le voir sur la **Figure 2.13** ci-dessus (cas du CIS), il existe six éléments principaux dans la photopile en couches minces, à savoir :

- Le substrat : le plus utilisé est le verre sodé ; on peut aussi utiliser des substrats flexibles (type Upolex) ou métalliques.
- Un contact ohmique inférieur : souvent le Molybdène.
- Une couche absorbante : dans le cas présenté, le CIS, de type p.
- Une couche tampon : souvent le CdS ou bien le ZnS, de type n. c'est à cette interface que se situe la jonction p-n.
- Un oxyde transparent conducteur (OTC) : ITO, ZnO.
- Un contact ohmique supérieur (grille métallique) : Ni-Al.

A ceci est parfois ajoutée une couche anti-réflexion (MgF₂). Ces matériaux ne sont bien évidemment pas choisis au hasard et doivent posséder des propriétés physico-chimiques bien particulières que nous allons voir maintenant.

a) La couche absorbante

Une couche absorbante doit être constituée d'un matériau à grand coefficient d'absorption dans le domaine du visible, il est donc préférable que celui-ci ait une bande interdite directe, dont la valeur soit de l'ordre de (0.95-1.05) eV. Sa conductivité doit être de l'ordre de $1-10^{-2} (\Omega.cm)^{-1}$. Sa conductivité est de type p.

b) La couche tampon

La couche tampon est une couche située entre la couche absorbante et la couche d'oxyde transparent conducteur (OTC). Si un contact couche absorbante/OTC est directement réalisé, une jonction photovoltaïque peut exister mais son rendement sera limité par :

- l'inadaptation des bandes interdites
- les courants de fuite dus à la présence de zones désordonnées aux joints de grains De ce fait il est préférable d'introduire une fine couche, dite couche tampon, entre ces deux composés afin d'optimiser les performances de la cellule. Cette couche doit avoir les propriétés suivantes :
- une bande interdite intermédiaire permettant une transition «souple » entre celle du semi-conducteur et celle de l'OTC, soit une valeur comprise entre 2,4 et 3,2 eV.
- une conductivité de type n pour former la jonction avec la couche absorbante qui est, elle, de type p; de plus, afin d'éviter les effets de fuites de courant, sa conductivité doit être plus faible que celle de la couche absorbante, soit de l'ordre de $10^{-3} \Omega^{-1} \cdot \text{cm}^{-1}$.
- elle doit être morphologiquement très homogène pour éviter tout effet de court-circuit au niveau des joints de grains.

c) La couche d'oxyde transparent conducteur (OTC)

Celle-ci doit être simultanément transparente et conductrice. Dans le domaine du spectre solaire la transmission des couches doit être supérieure à 80%. La conductivité de ces mêmes couches doit être supérieure $10^{-3} (\Omega \text{ cm})^{-1}$. De telles propriétés sont obtenues en utilisant des couches minces de SnO_2 , In_2O_3 , de leur alliage ITO et de ZnO . Leur transparence est liée à la valeur de leur bande interdite tandis que leurs propriétés électriques dépendent de la composition des couches et d'un éventuel dopage. On dépose généralement une première couche non dopée de ZnO puis une couche dopée de $\text{ZnO}:\text{Al}$ ou de ITO. En effet, la couche de ZnO intrinsèque, donc non-conductrice, évite tout courant de fuite entre la couche absorbante et le contact supérieur. Il a été montré que cette couche pouvait être évitée si l'on déposait une couche tampon plus épaisse, CdS par exemple [49].

d) Le coefficient de réflexion

Pour réduire le coefficient de réflexion de la première face de la cellule, il est préférable de la recouvrir par une couche transparente et conductrice (TCO), ce qui permet son utilisation comme contact électrique en avant de la cellule.

Deux méthodes sont utilisées pour obtenir une couche anti-reflet [50] :

- Dépôt chimique en phase vapeur (CVD) d'une couche SiO_2 ou SixNy .

- Dépôt par la méthode de Spray.

II.2.5. Les cellules photovoltaïques en couches minces à base des composés quaternaires

Les composés quaternaires indiquant les matériaux qui se composent de quatre éléments et qui se trouvent de la forme suivante :

Quaternaires 1+3 s'il y a substitution de 3 atomes sur l'un des sous réseaux soit $A_xA'_yA''(1-x-y)B$ exemple $GaxInyAl(1-x-y)As$.

Quaternaires 2+2 s'il y a substitution de 2 atomes sur chacun des deux sous réseaux soit $A_xA'(1-x)B_yB'(1-y)$. exemple $GaxIn(1-x)PyAs(1-y)$. Naturellement, selon le cas, la solution solide est ternaire ou quaternaire.

II.2.5.1. Les différents composés quaternaires utilisés dans les cellules photovoltaïques en couches minces

- Cuivre Zinc sulfure d'étain (Cu_2ZnSnS_4).
- Diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS).
- $Cu(In, Ga)Se_2$.
- Argent antimoine sulfo séléniure ($AgSb(S_xSe_{1-x})_2$).

II.2.5.2. Exemples des cellules solaires en couches minces à base des composés quaternaires

II.2.5.2.1. Les cellules solaires à couches minces à base de $Cu(In, Ga)Se_2$

Le début de la production à plusieurs endroits fournit un nouveau défi pour la recherche sur ce matériau. Cependant, ces accomplissements récents sont basés sur une longue histoire de recherche et de développement technologique. $CuInSe_2$ a été synthétisé pour la première fois par Hahn en 1953. En 1974, ce matériau a été proposé comme matériau photovoltaïque avec une efficacité de conversion de puissance de 12% pour une pile solaire monocristalline.

Dans les années 1983-84, Boeing Corp a obtenu des rendements au-dessus de 10% des films polycristallins minces obtenus à partir d'un processus de Co-évaporation de trois sources. En 1987 Arco Solaire a réalisé un rendement de 14.1%, record de longue durée (10 ans) pour une cellule en couche mince. Avant Arco Solaire, les industries solaires de Siemens (maintenant Shell solaire), avaient entamé l'étape de production industrielle. Les premiers modules publicitaires solaires de $Cu(In,Ga)Se_2$ étaient disponibles en 1998 [51].

La technologie CIGS présente actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies à couches minces inorganiques avec des cellules pouvant dépasser les 20% en laboratoire [52] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire

le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux [53].

Des progrès considérables ont été accomplis dans le développement de cellules solaires chalcopyrites au cours des dernières années. Une cellule à base de composés chalcopyrites quaternaires du type $\text{Cu}(\text{Ga},\text{In})\text{Se}_2$ a atteint un rendement de 19.9 % au NREL[26]. Les principales améliorations sont venues de l'élargissement de la bande interdite du CuInSe_2 par l'utilisation d'alliages du type CuGaSe_2 (diséléniure de cuivre et de gallium : CGS) et CuInSe_2 . Il est, en outre, tout à fait envisageable de faire des cellules tandem de type CIS/CGS dont les gaps respectifs sont de 1eV et de 1,6eV.

La caractérisation plus précise des défauts impliqués peut être effectuée par des méthodes spectroscopiques (luminescence, admittance électrique) ou par l'analyse des caractéristiques des dispositifs (I-V en fonction de la température, réponses spectrales).

II.2.5.2.1.1. Structure de dispositif des piles solaires de CIGSe_2

L'ordre complet de couche d'une pile solaire de l'hétérojonction de $\text{ZnO}/\text{CdS}/\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ est montré sur la **Figure 2.14**. Le dispositif se compose typiquement d'une couche épaisse de $1\mu\text{m}$ de Mo déposée sur un substrat de verre à chaux sodée comme contact arrière pour la pile solaire. Le $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ est déposé sur l'électrode arrière de Mo comme matériau photovoltaïque absorbeur. Cette couche d'absorbeur a une épaisseur de 1-2 μm .

L'hétérojonction est alors accomplie par le dépôt de bain chimique (chemical bath deposition : CBD) de CdS (en général 50nm profondément) et par le dépôt de pulvérisation d'une couche (intrinsèque) nominale non dopée intrinsèque de ZnO (habituellement d'épaisseur 50-70 nanomètres), puis une couche fortement dopée de ZnO. Car ZnO qui a une énergie de gap de 3.2 eV est transparent pour la partie principale du spectre solaire qui est donc noté comme couche de fenêtre de pile solaire [53].

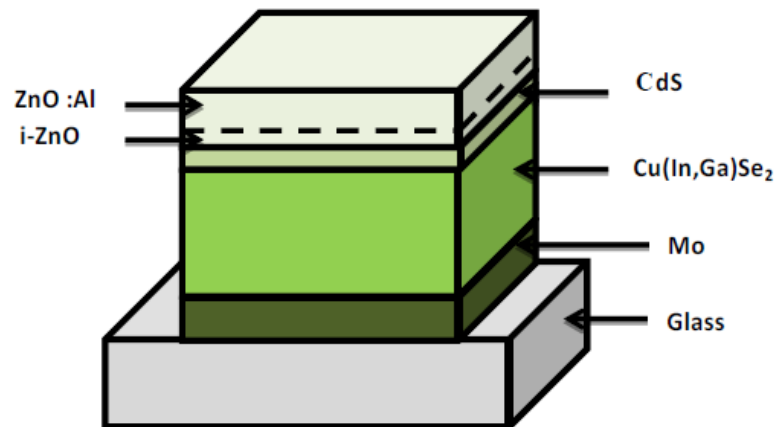


Figure 2.14 : Ordre de couche d'une pile solaire en couche mince standard de ZnO/CdS/Cu (In, Ga) Se₂

a. Le substrat

Le substrat le plus largement répandu pour les piles solaires de CIGS est le verre à chaux sodée (en anglais : Soda Lime Glass SLG). Le verre à chaux sodée à prix réduit est un alcali contenant le substrat dont le sodium répand dans la couche CIS pendant la formation de semi-conducteur et améliore la croissance de grain et la performance de cellules.

Le substrat à chaux sodée agit en tant qu'une source de sodium pour la couche mince CIS et le contact arrière de molybdène.

L'effet électronique le plus important de l'incorporation de Na dans des films de CIGS est une diminution de la résistivité jusqu'à deux ordres de grandeur.

Bien que le verre soit le substrat le plus généralement utilisé, récemment un certain effort a été fait pour développer les piles solaires flexibles sur le polyimide, les feuilles métalliques et les substrats d'acier inoxydable. Les rendements les plus élevés de 12.8% et de 17.6% ont été obtenus pour des cellules de CIGS sur le polyamide et les feuilles métalliques, respectivement [55].

b. Contact arrière

Le matériau de contact arrière est un métal sur le fond de l'absorbeur, dont le rôle est de collecter les transporteurs de l'absorbeur et les livrer à la charge externe.

Dans les cellules standard, les exigences du matériau de contact arrière sont d'avoir une faible résistivité, de ne pas entraver le flux de porteurs majoritaires, les trous, et dans les cellules CIGS, pour permettre la diffusion de Na à partir du substrat semi-conducteur.

Jusqu'ici, les meilleures cellules ont été produites avec du molybdène comme contact arrière.

Le matériau de contact arrière devient plus important et plus intéressant lorsque les cellules deviennent plus minces, parce que le profil de production de porteurs se déplace plus près de lui.

Les conditions de base pour un matériau de contact arrière autre qu'être conductrices sont :

- Qu'il devrait former un contact ohmique avec la couche CIGS,
- Qu'ils ont un bas taux de recombinaison pour des porteurs minoritaires,
- Qu'ils montrent de l'inertie aux étapes de transformation suivantes et,
- Qu'ils ont de préférence une réflectivité légèrement élevée.

Le molybdène Mo est jusqu'ici le meilleur matériau de contact arrière pour les piles solaires de CIGS parce qu'il satisfait la plupart des conditions mentionnées ci-dessus.

La recombinaison au contact arrière peut devenir une issue critique dans la performance de cellules. La recombinaison de contact arrière devient dominante dès que la longueur de diffusion deviendra égale ou plus grande que l'épaisseur de l'absorbeur.

L'épaisseur du contact arrière Mo est habituellement $1\mu\text{m}$ et généralement déposée par la pulvérisation. Les propriétés du film comme la résistivité et l'adhérence électriques au substrat se sont avérées dépendantes des paramètres de dépôt. Les films déposés à une pression plus élevée présente une résistivité plus élevée mais ont la bonne adhérence au substrat. Les films déposés à de basses pressions ont la basse résistivité mais l'adhérence faible au substrat.

Par conséquent, une bicouche de Mo est employée pour avoir la basse résistivité et la bonne adhérence.

De nos jours, la croissance du contact arrière de Mo par la pulvérisation ou l'évaporation de faisceau d'e est la plus généralement utilisée pour les piles solaires de CIGS [55].

c. Couche absorbeur CIGS

Les propriétés des matériaux Cu(In,Ga)Se_2 (CIGS) ont été déjà traitées dans le chapitre précédent. Nous indiquons ici certains détails de traitement et des propriétés de film de différents groupes de recherche. Il est probable que des améliorations du courant de court-circuit (I_{CC}) et du facteur de forme (FF) puissent être réalisées par conception améliorée des dispositifs. En revanche, les améliorations de V_{CO} peuvent exiger des modifications des matériaux des cellules photovoltaïques.

Il y a différents paramètres dans le traitement qui peut affecter la nature des films qui sont développés. Il a été constaté que le rapport de flux du métal affecte la croissance des grains de films minces CIGS.

D'un point de vue électrique, les grains de joints sont préjudiciables à la performance des cellules solaires de deux façons :

- Ils agissent comme des pièges pour la recombinaison de photoélectrons générés avec des trous. Ce qui a été identifié comme un mécanisme de perte importante de dispositifs photovoltaïques poly-cristallins en général et en particulier le dispositif photovoltaïque à base de CIGS.
- Ils contribuent à la formation d'une charge de surface positive, située aux limites des grains. Il en résulte une charge positive dans une région de déplétion et une barrière de potentiel pour les électrons dans le voisinage des joints de grains. Ainsi, le dopage effectif de type p de la couche CIGS est diminué.

D'un autre côté, une réduction de l'utilisation des matériaux est particulièrement importante pour l'indium et le gallium. Ceci devrait permettre une baisse significative des coûts de production. Effectivement, à travers une diminution très importante de la quantité d'indium, peu abondant et donc relativement coûteux, ainsi qu'à travers la réduction du temps de réalisation de la cellule, le coût de réalisation est diminué. Le temps de dépôt de la couche de CIGS pourrait également être réduit pour des couches CIGS plus minces, qui seront directement produites avec des coûts inférieurs [55].

L'épaisseur standard des couches Cu (In, Ga) Se₂(CIGS) dans les cellules solaires à couche mince CIGS est actuellement de 1,5µm à 2µm. Si cette épaisseur pouvait être réduite, sans, ou seulement avec une perte de performance minimale, les coûts de production pourraient être diminués. Cependant, la réduction de l'épaisseur de la couche absorbante est associée à un certain nombre de problèmes.

Plusieurs études ont été effectuées pour voir l'influence de la réduction de l'épaisseur de CIGS sur les performances de la cellule solaire. Dans une étude menée par Lundburg et al [26], lorsque l'épaisseur de la couche d'absorbeur a été réduite, les appareils électriques sont devenus court-circuités. Shafarman et al [56] ont rapporté une augmentation de la conductance shunt quand l'épaisseur a été réduite.

Un autre problème potentiel lorsque l'épaisseur de la CIGS est réduite, c'est que les transporteurs seront générés plus près du contact arrière et ont une probabilité plus élevée de recombinaisons.

En outre, les films plus minces CIGS ont des grains plus petits et donc relativement plus grande surface de joints de grains qui pourrait également être la raison de pertes de recombinaison [57]. Lundburg et Al ont également observé une augmentation de recombinaison

près de l'interface des couches minces de CIGS et ont attribué ce phénomène à la recombinaison tunnel améliorée [57].

Dans le même contexte, une corrélation entre le rendement quantique et le coefficient d'absorption pour des épaisseurs variables du film CIGS a été analysée. Pour les couches CIGS minces (0,8 μm), l'absorption a été légèrement inférieure qu'une couche épaisse (1,8 μm), mais le rendement quantique a diminué de façon significative pour les longueurs d'onde élevée. Cela indique que la formation des porteurs est élevée dans la couche de CIGS quand celle-ci est épaisse. Cependant, en raison d'une recombinaison plus importante des électrons générés au voisinage du contact arrière pour les longueurs d'onde élevées, le rendement quantique diminue quand les couches CIGS sont minces. L'absorption calculée pour les films CIGS de 0,36 μm est beaucoup plus faible que l'absorption dans les couches CIGS plus épaisses [55].

La densité du courant de court-circuit a diminué d'environ 4mA/cm² lorsque l'épaisseur de CIGS a été réduite de 1,8 à 0,9 μm . Pour les couches d'absorbeur de moins de 0,8 μm , une diminution plus prononcée a été observée. Il a été observé que si l'épaisseur de CIGS est réduite de plus de dix fois pour la couche la plus mince de CIGS, le courant de court-circuit diminue de moitié de sa valeur initiale [55].

D'après ces différentes études, nous concluons que l'épaisseur de l'absorbeur CIGS ne doit pas être très réduite. L'épaisseur idéale est d'environ 1.5 μm à 3 μm .

d. Couche tampon de Sulfure de Cadmium CdS

Des composés de semi-conducteurs avec conductivité de type-n et énergie de gap entre 2.0eV et 3.6eV ont été utilisés comme couche tampon pour les piles solaires de CIGS. Cependant, le sulfure de cadmium CdS reste la couche tampon la plus largement utilisée, car il a donné des cellules à haute efficacité.

Dans des dispositifs de rendement élevé, le dépôt chimique de bain (CBD) a été employé pour fabriquer des couches de CdS. Le dépôt CBD de CdS fournit une surface polycristalline approximative d'absorbeur avec une épaisseur de film de 10nm.

La couche CdS est une protection contre les dommages et les réactions chimiques résultant du procédé suivant de dépôt de ZnO.

Le bain chimique élimine l'oxyde normal de la surface de film et rétablit, ainsi, les états extérieurs chargés positivement. Cependant, le processus de CBD pour le dépôt CdS a un bas rendement et pose également la difficulté en termes de génération et de disposition des déchets dangereux.

Comme alternative aux CdS, divers matériaux ont montré des résultats prometteurs : Il s'agit des couches de CBD-ZnS, de MOCVD-ZnSe, d'ALD ZnSe, de CBD-ZnSe, de PVD-ZnIn₂Se₄, de ZnMgO Co-pulvérisé et d'ALD-In₂Se₃.

e. Contact avant d'Oxyde de Zinc ZnO

Le contact avant d'une pile solaire doit être transparent et conducteur. Différents oxydes conducteurs transparents (TCO) ont été expérimentés et l'oxyde de zinc (ZnO) dopé d'aluminium (ZnO:Al) est le plus généralement utilisé. L'oxyde de zinc a une large bande de gap de 3.3eV et a de bonnes propriétés électriques et optiques (une transmission de 90% dans la gamme de 400-1000nm et une résistivité de $9.10^{-4} \Omega \cdot \text{cm}$).

Les piles solaires de CIGS utilisent plus fréquemment, ZnO dopé d'Al. Une combinaison d'une qualité intrinsèque (i-ZnO) et d'une couche de ZnO dopée est généralement employée, car cette double couche rapporte des rendements uniformément plus élevés.

Il a été constaté que des paramètres de cellules, en particulier, le facteur de forme (FF) varie avec l'épaisseur des couches intrinsèques de ZnO. Le rendement le plus élevé a été réalisé avec une couche d'i-ZnO d'épaisseur environ 70nm.

D'autre part, quand la couche d'i-ZnO est très épaisse, la performance de cellules s'est dégradée en raison de l'augmentation de la résistance en série. Par conséquent une épaisseur optimale de la couche d'i-ZnO est nécessaire pour une meilleure performance de la pile solaire.

Plusieurs techniques de dépôt telles que la pyrolyse de jet, la CVD, et la pulvérisation ont été utilisées avec succès pour fabriquer des films de ZnO. La pulvérisation a été la technique la plus utilisée pour sa production.

Le dopage de la couche de conduction de ZnO est réalisé par des éléments du groupe III, en particulier l'aluminium. Toutefois les investigations montrent que le bore est une bonne solution, car il rapporte une mobilité élevée des porteurs de charge et une transmission plus élevée dans la région spectrale de longue longueur d'onde, provoquant des courants plus élevés.

En outre, pour les cellules à haute efficacité, la température de dépôt de TCO devrait être inférieure à 150°C afin d'éviter l'inter-diffusion nuisible à travers l'interface de CdS/CIGS.

II.2.5.2.2. Les cellules solaires à couches minces à base de Cu₂ZnSnS₄

II.2.5.2.2.1. La cellule solaire Cu(In)Se₂/Cu₂ZnSnS₄

Une cellule CIS (Di Séléniure de Cuivre Indium) est composée d'un monocristal CuInSe₂ de conductivité de type p sur lequel une couche mince de CdS de 5-10 µm d'épaisseur est déposée. Les cellules CIS donne de bons rendements mais la faible valeur de sa bande

interdite (1.02eV) limite toutefois ce rendement. Ces cellules CIS peuvent être améliorées par les cellules CIGS (Cu (In, Ga) Se₂) [54].

Le Tableau ci-dessous illustre les avantages et les inconvénients de la cellule solaire à base de CIS.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Ajustement du gap en adaptant le rapport atomique In/Ga ⇒ optimisation de l'absorption des spectres lumineux. - Le CIS a le meilleur coefficient d'absorption dans le domaine visible 99% des photons, incidents sont absorbés dans le premier micron du matériau d'où la faible épaisseur de la couche de CIS (1,5-2 μm). -rendement : 19.2% [31] - Leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couches minces : 12%. 	<ul style="list-style-type: none"> -Procédé de fabrication plus coûteux parmi les couches minces à cause de l'utilisation des métaux rares comme l'indium. - Le Sélénium est toxique. -Le recyclage de ces matériaux.

Tableau 2.3 : les avantages et les inconvénients de la cellule solaire à base de CIS.

Pour développer des cellules solaires sans les contaminants de l'environnement tout en réduisant le coût de fabrication de cellules solaires, le film mince à base de Cu₂ZnSnS₄(CZTS) comme absorbeur est très prometteur. Ce film semi-conducteur peut être obtenue en remplaçant la moitié des atomes d'indium dans CuInS₂chalcopyrite par le zinc, et en remplaçant l'autre moitié avec de l'étain [60]. Le film CZTS possède de prometteuses propriétés optiques ; énergie bande interdite d'environ 1,5 eV et un fort coefficient d'absorption, de l'ordre de 10⁴cm⁻¹[61]. Ce qui signifie la grande possibilité de sa production commerciale. Comme absorbeur, le film CZTS ne contient ni métaux rares, ni substances toxiques, en combinant ce film avec couche tampon Cd-libre, nous pouvons nous attendre à l'avenir des cellules solaires à couches minces non toxique dans un proche avenir [62].

II.2.5.2.2.2. Avantages de CZTS

- un gap de 1,5 eV [60].
- l'indice de réfraction est de 2,07 [61].
- Le coefficient d'absorption et de la photoconductivité et de l'ordre de 10⁴cm⁻¹[62].

- des éléments constitutifs de CIGS sont chers (In et Ga) et toxiques (Se). En revanche CZTS est un matériau semi-conducteur comprenant à base d'éléments abondants et donc à faible coût et non-toxiques [63].

- une efficacité de conversion énergétique est de 6.77% [64].

II.2.5.2.2.3. La cellule photovoltaïque à base des Composés $\text{Cu}_2\text{-II-IV-S}_4$

CZTS ($\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$) est le semi-conducteur composé I₂-II-IV-VI₄quaternaire, qui se compose de matériaux abondants, est un nouveau type d'un absorbeur pour les cellules solaires à couches minces. Ce film semi-conducteur peut être obtenu en remplaçant la moitié des atomes d'indium dans CuInS_2 chalcopyrite par du zinc, l'autre moitié avec de l'étain et la substitution du sélénium avec le soufre. Les composants de CZTS sont abondants dans la croûte terrestre (Cu: 50 ppm, Zn: 75 ppm, Sn: 2,2 ppm, S: 260 ppm) et ils possèdent une toxicité extrêmement faible. De l'autre côté, dans le cas du composé CIS, le contenu de l'indium et de sélénium dans la croûte terrestre est de 0,05 ppm ou moins [65]. Telle que 30 tonnes d'indium est nécessaire pour produire 1 GW de puissance électrique [66].

La technologie à base de CZTS utilise des matériaux qui permettent d'éviter les métaux lourds et sont facilement disponibles à un coût moindre. En vertu de ces matériaux, l'objectif est de créer la prochaine génération de la technologie solaire qui abaisse le coût de production d'électricité, l'énergie solaire permettant de devenir une alternative aux sources d'énergie omniprésente à base de carbone.

En 1988, Ito et Nakazawa ont signalé, pour la première fois, l'effet photovoltaïque dans l'hétérojonction qui se compose de cadmium-étain-oxyde de film conducteur transparent et CZTS film mince sur un substrat en acier inoxydable [67]. En 1997, Friedlmeier et al. [39] ont fabriqués des films minces CZTS par évaporation thermique. Pour l'hétérojonction de ce film et le CdS / ZnO couche fenêtre optique, ils ont signalé que la plus haute efficacité de conversion est de 2,3%. En 1999, l'équipe de Katagiri [68] a rapporté une amélioration du rendement de conversion jusqu'à 2,63%. En 2003, Seol et Al. [62] ont préparés par pulvérisation magnétron RF des films minces CZTS et ils ont indiqué que l'indice de réfraction est de 2,07, le coefficient d'absorption était d'environ 10^4cm^{-1} , et que l'énergie de gap a été d'environ 1,51eV avec une efficacité de conversion de 5,45% [69]. En 2007 la valeur atteinte par [70] est de 5.74 %, puis en 2008 augmentée par [44] jusqu'à 6,7%. Récemment, le résultat annoncé en 2010 par IBM [72] est de 9,6%.

II.2.5.2.2.4. Différents composants de la cellule

Une cellule photovoltaïque en couches minces à base des composés $\text{Cu}_2\text{-II-IV-VI}$, comme le montre les **Figure 2.15** et **2.16** ; elle se compose de :

Un substrat : Le plus utilisé est une couche de verre sodé, ainsi que des substrats flexibles type Upolex) ou métalliques sont utilisés, d'épaisseur allant de 1 à 3 mm.

- Un contact ohmique inférieur : constitué d'une fine couche de molybdène (Mo) d'environ 0.2-1 μm .

- Une couche absorbante souvent est un semi-conducteur de type p et d'une épaisseur de 1 à 2 μm . Cette couche doit être caractérisée par :

1. Un grand coefficient d'absorption dans le domaine du visible ($\text{CZTS} - 10^4\text{cm}^{-1}$ [62]).
2. Une bande interdite directe d'une largeur de l'ordre de 1.1-1.7 eV (CZTS -1.5 eV [60]).
3. Une conductivité de l'ordre de $1\cdot 10^{-2}(\Omega\cdot\text{cm})^{-1}$ [69].

Une couche tampon : Si une jonction semi-conducteur absorbant/oxyde transparent conducteur est réalisée, une jonction photovoltaïque peut exister mais son rendement sera limité par l'inadaptation des bandes interdites et les courants de fuites dus à la présence de zones désordonnées aux joints de grains. De ce fait, il est préférable d'introduire une fine couche (10-50 nm), dite couche tampon (ou fenêtre optique), entre ces deux composés pour optimiser les performances de la cellule. Cette fenêtre doit être caractérisée par :

1. Un gap d'une valeur comprise entre 2.4 et 3.2 eV permettant une transition souple entre la bande interdite de la couche absorbante et celle de la couche d'oxyde transparent conducteur.
2. Une conductivité de type n de l'ordre de $10^{-3}(\Omega\text{cm})^{-1}$ plus faible que celle de la couche absorbante pour former la jonction avec la couche absorbante.
3. Une morphologie très homogène afin d'éviter tout effet de court-circuit au niveau des joints de grains. Parmi les couches tampon qui répondent à ces critères nous citons : CdS...

Une couche d'oxyde transparent conducteur (OTC)

Constituée d'un matériau transparent et conducteur avec une conductivité supérieure à $10^3(\Omega\text{cm})^{-1}$. De telles propriétés sont obtenues en utilisant des couches minces formées de matériaux binaires de SnO_2 et In_2O_3 , connue sous le nom ITO plus de ZnO . Leur transparence est liée à la valeur de leur bande interdite tandis que leurs propriétés électriques dépendent de la composition des couches [73]. Nous notons que la couche ITO qui est conductrice remplacera le contact ohmique supérieur.

Un contact ohmique supérieur (grille métallique)

Généralement, c'est une couche d'environ 50 nm de Ni suivi d'une couche d'Al d'environ 2 à 3 μm et parfois une couche antireflet (MgF_2) est ajoutée.

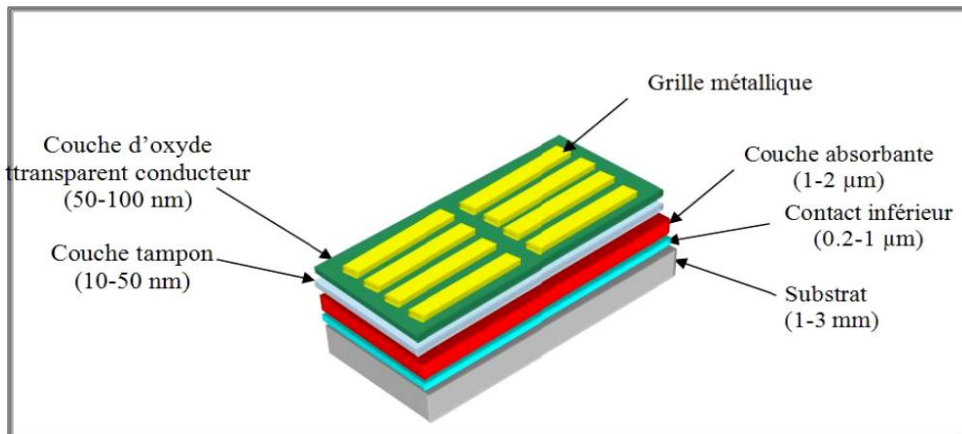


Figure 2.15 : Schéma simplifié de composants d'une cellule photovoltaïque en couches minces [54].

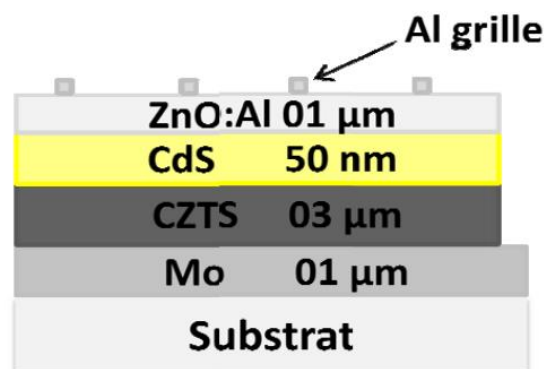


Figure 2.16 : Schéma de composants d'une cellule photovoltaïque en couches minces.

II.2.6. Les cellules photovoltaïques à base des matériaux organiques

Au-delà de l'amélioration des performances en termes de rendement et de fiabilité des dispositifs photovoltaïques, le véritable enjeu est de réduire de façon significative le coût du kilowattheure produit. Les matériaux organiques plastiques ou polymères, faciles à mettre en œuvre, sont en passe de s'imposer à côté du silicium pour la fabrication des cellules solaires, même si des verrous technologiques restent à lever.

Si le marché des cellules photovoltaïques est aujourd'hui dominé à plus de 90% par le silicium cristallin, les composites organiques, encore au stade de l'étude de la faisabilité d'introduction sur le marché en termes de rendement et de fiabilité, sont appelés à s'imposer là où les technologies du silicium sont ou seront mal positionnées. Les organiques, autrement dit

les plastiques, moins onéreux, apparaît en effet de plus en plus comme une voie d'avenir complémentaire, séduisante et crédible.

Dégradables, les polymères garantissent une technologie propre dans un contexte de développement durable. Faciles à manipuler, leur choix comme matériau de base permettrait aux industriels de n'avoir recours pour l'ensemble de l'ingénierie de la cellule qu'à une seule et même technologie peu coûteuse, car proche des techniques éprouvées de l'imprimerie. Autre avantage : ces plastiques permettraient également d'étendre l'offre à des produits souples ou de conformations diverses (tuiles de bâtiments par exemple), donnant accès à des marchés inaccessibles aux technologies classiques, notamment par leur intégration à des systèmes multifonctionnels.

L'effet photovoltaïque a observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques. Les cellules organiques offrent l'avantage de pouvoir être déposées en grande surface, à grande vitesse, par des techniques d'impression classique. Elles ouvrent également la voie à l'application légère, nomade et souple. Enfin, grâce à des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes [74].

II.2.6.1. Les matériaux utilisés

Les matériaux organiques sont généralement classés en deux catégories selon la valeur de leur masse moléculaire [75] :

A. Les polymères conjugués

La majorité des polymères conjugués sont des donneurs d'électrons. Dans la famille des polymères conjugués, on distingue trois familles principales (**Figure 2.17**) [76, 77, 78, 79,80] :

- Les poly (p-phenylenevinylene) (PPV) dont les dérivés les plus connus sont le poly [2-methoxy-5-(2'-ethyl-hexyloxy)-1,4-phenylene vinylene](MEH-PPV) et le poly [2-methoxy-5-(3',7'-dimethyloctyloxy)-1-4-phenylene vinylene](MDMO-PPV).

- Les polythiophènes (PT) résultant de la polymérisation des thiophènes et qui sont des hétérocycles de soufre. Les dérivés les plus connus sont le poly (3-hexylthiophene) (P3HT) et le poly (α -sexithiophene).

Chapitre II

Etat de l'art sur les cellules solaires

- Les polyfluorènes parmi lesquels le poly [2,7-(9,9-dioctyl-fluorene)-alt-5,5-(4,8,7,8-benzothiadiazole)] (PFDTBT) est un dérivé.

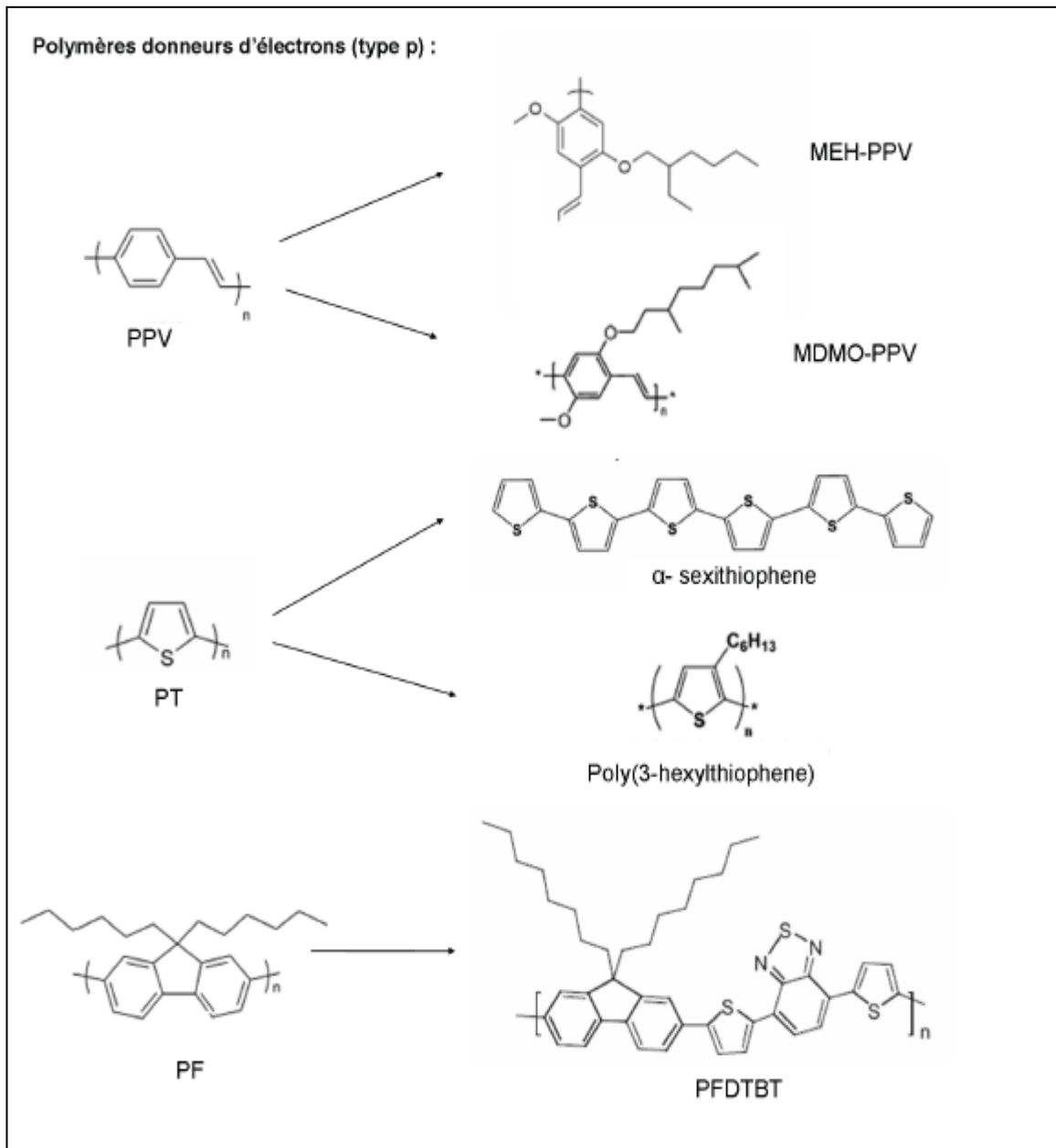


Figure 2.17 : Exemples de polymères conjugués couramment utilisés dans les cellules photovoltaïques organiques (à droite les dérivés).

B. Les petites molécules

Les petites molécules se caractérisent par leur faible masse moléculaire qui ne dépasse pas quelques milliers d'unités de masse atomique. Les petites molécules sont généralement déposées par évaporation thermique. Il existe peu de matériaux accepteurs d'électrons utilisables dans les cellules photovoltaïques organiques. Cela s'explique par le fait que ces

matériaux contribuent à la fois à la dissociation des excitons et au transport des charges électriques [76,81].

Les semi-conducteurs accepteurs d'électrons doivent donc posséder à la fois :

- Une mobilité des électrons élevée.
- Une affinité électrique (χ_A) plus élevée que celle du semi-conducteur donneur : $\chi_{\text{accepteur}} > \chi_{\text{donneur}}$.
- Une affinité électronique (χ_A) très proche du travail de sortie de la cathode (W_{cathode}) :

$$\chi_A \cong W_{\text{cathode}}$$

Les matériaux qui répondent positivement à ces critères sont les suivants :

- La molécule de C_{60} appelée fullerène qui est composée de 60 atomes de carbone et dont la forme sphérique est proche de celle d'un ballon de football. Le C_{60} a été découvert par H.Kroto, R.Smalley et R.Curl ce qui leur a valu le prix Nobel de chimie en 1996. La recherche sur le C_{60} est également à l'origine de la découverte des nanotubes de carbone.
- Le PCBM qui est un dérivé du fullerène dont la structure chimique a été modifiée pour le rendre soluble.
- Le pérylène qui est un noyau aromatique d'hydrocarbures de formule chimique $C_{20}H_{12}$. Les dérivés les plus utilisés dans les cellules photovoltaïques organiques sont : le N,N'-Diméthyl-3,4,9,10 pérylène et e- tricarboxylic diimide (PTCDI) qui est un dérivé du pérylène avec deux atomes d'azotes, deux atomes d'oxygènes et deux groupes méthyles (CH_3) et le pérylène - 3,4,9,10-tetra carboxylic- dianhydride (PTCDA) qui est un dérivé du pérylène avec six atomes d'oxygène.

Les petites molécules donneuses d'électrons sont beaucoup plus nombreuses que les molécules accepteuses d'électrons. On distingue le pentacène (P5) qui est une chaîne aromatique d'hydrocarbures composée de cinq noyaux benzéniques et les phtalocyanines de métal (MPC) qui sont composées de quatre groupes isoindoles (C_8H_7) liées par huit atomes d'azote qui forment une chaîne conjuguée avec un atome de métal au centre.

La structure moléculaire des petites molécules les plus utilisées dans les cellules photovoltaïques est donnée sur la **Figure 2.18** [76].

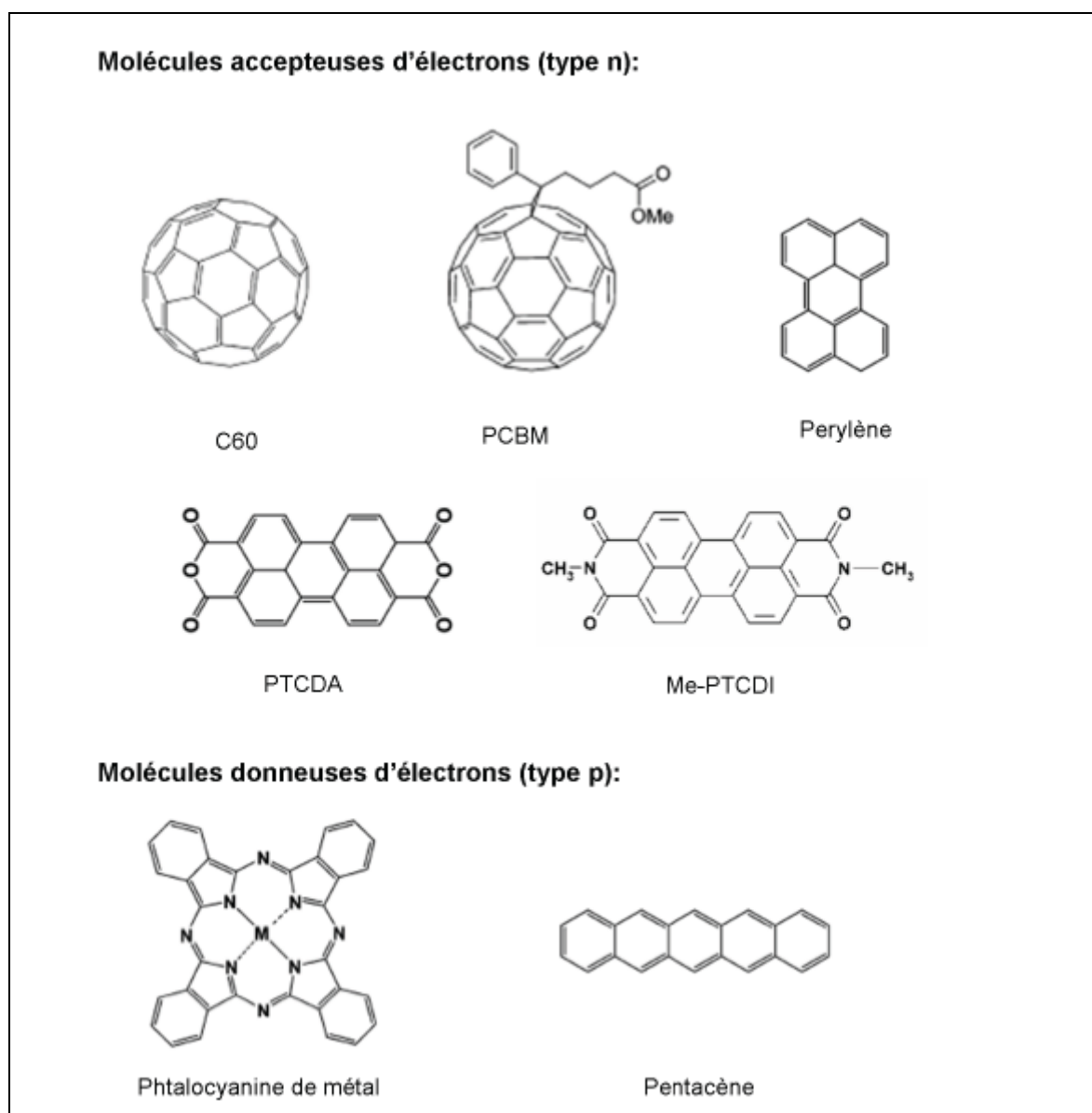


Figure 2.18 : Exemple de petites molécules conjuguées couramment utilisées dans les cellules photovoltaïques organiques.

II.2.6.2. Structure des cellules photovoltaïques organiques

II.2.6.2.1. Structure monocouche (de type Schottky)

C'est la plus simple des cellules photovoltaïques organiques (**Figure 2.19**) [82]. Il s'agit d'une simple couche de polymère semi-conducteur déposée entre deux électrodes, une électrode offre un contact ohmique avec le polymère, tan disque le second doit offrir des propriétés rectifiant.

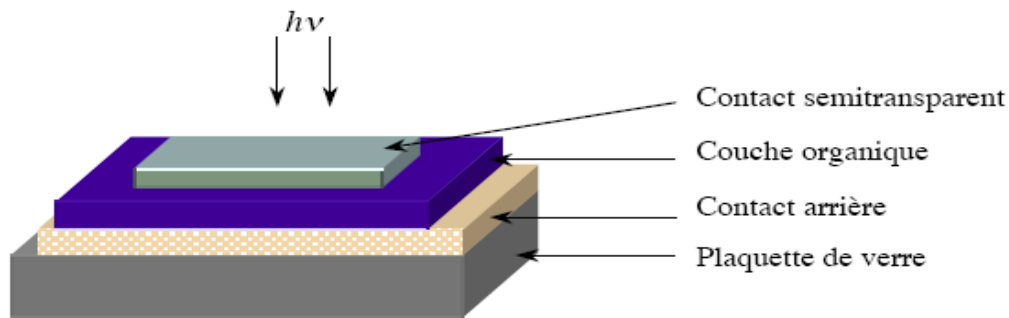


Figure 2.19 : structure d'une cellule PV monocouche.

C'est le champ électrique généré à la surface bloquante qui permet la dissociation des excitons en formant une barrière de potentiel. Différents polymères ont ainsi été testés sans résultat probant (rendement inférieur à 0,1%) [83,84].

L'exciton créé doit pouvoir rejoindre l'interface métal/organique rectifiant, ce qui signifie que l'épaisseur de la couche ne doit pas dépasser la longueur de diffusion de l'exciton. Celle-ci étant comprise entre 5 et 20 nm dans les polymères semi-conducteurs ces cellules présentent en général des absorptions très limitées. Les mobilités des porteurs sont généralement faibles dans de tels matériaux ce qui a tendance à augmenter la valeur de la résistance série.

Enfin, l'hétérogénéité de la distribution des porteurs de charges et leur accumulation à l'interface nuit aux performances globales des cellules [85,86].

II.2.6.2.2. Structure bicouche (de type jonction pn)

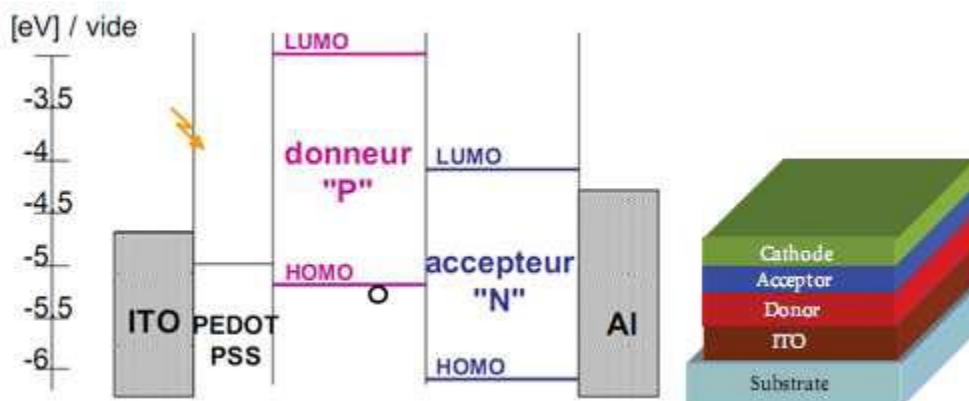


Figure 2.20 : Schéma de bande d'une jonction PN (gauche) et structure d'un dispositif type à jonction PN.

Cette structure utilise deux matériaux semi-conducteurs organiques [74]. L'un d'entre eux est un accepteur d'électrons tandis que l'autre est un donneur d'électrons avec des niveaux (HOMO) et (LUMO) adaptés au transfert et au transport de charges. Ces deux couches

organiques sont mises en contact entre deux électrodes présentant des contacts ohmiques à l'interface avec les matériaux organiques. L'anode est en contact avec le donneur d'électrons et la cathode avec l'accepteur d'électrons (**Figure 2.20**).

L'exciton sera dissocié par le champ électrique présent à l'interface entre les deux semi-conducteurs. On peut donc espérer doubler l'épaisseur de la couche active par rapport à une jonction Schottky, améliorant ainsi l'absorption des photons.

II.2.6.2.3. Hétérojonction en volume « blend Hétérojonction »

Face aux difficultés rencontrées par les polymères semi-conducteurs organiques dans le cas des jonctions pn, il fut envisagé de mélanger physiquement le donneur et l'accepteur d'électrons, menant ainsi à une hétérojonction pn en volume (**Figure 2.21**) [74].

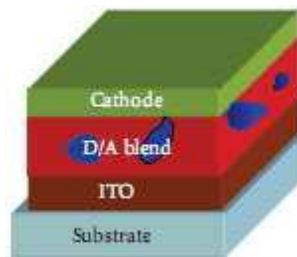


Figure 2.21 : Structure d'un dispositif type à hétérojonction.

Cette structure présente l'avantage, si la morphologie du film est bien maîtrisée, d'offrir une suite de dissociation à tous les excitons créés. En effet, en utilisant des nano domaines d'accepteur et de donneur de l'ordre de la longueur de diffusion de l'exciton, celui-ci trouve toujours une interface avant de recombiner.

II.2.6.2.4. La structure tandem

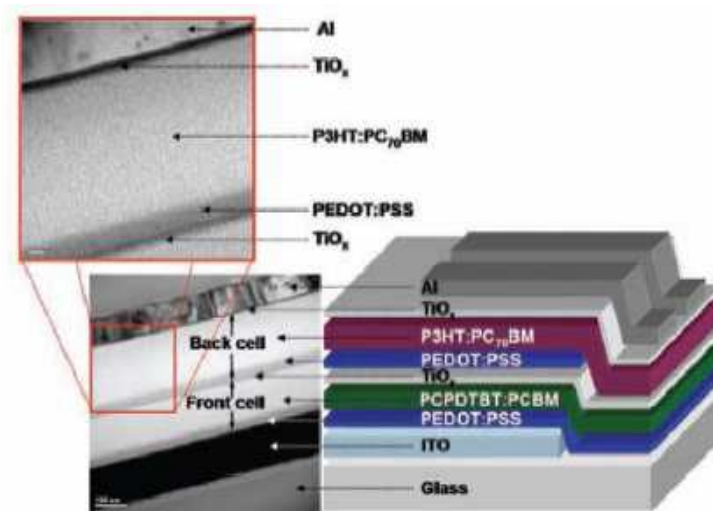


Figure 2.22 : Exemple de structure d'une cellule tandem.

L'absorption d'une plus grande partie du spectre solaire est une des conditions sine qua none de l'amélioration des performances des cellules photovoltaïques organiques.

Afin de répondre à ce besoin, de nouvelles structures dites « tandem » ont été étudiées depuis 2006. Il s'agit de l'empilement de deux cellules d'une sur l'autre. Ces deux cellules sont mises en série grâce à une couche de recombinaison des porteurs de charges (Figure 2.22) [70]. La tension de circuit ouvert du dispositif est donc la somme des tensions de circuit ouvert des cellules si elles étaient prises seules. Et le courant de court-circuit est plus faible des deux cellules [87,88].

Cette structure offre l'avantage de pouvoir utiliser deux matériaux dont les bandes interdites (et donc les spectres d'absorption) diffèrent. Le dispositif est donc capable d'absorber la somme des deux spectres d'absorption. Les couches actives peuvent être composées de mélanges polymère /fullerène ou de petites molécules. On peut par ailleurs différents types de matériau dans les deux couches, ce qui donne une grande latitude quant à la fabrication de la cellule.

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre, on a défini les différents types des cellules photovoltaïques, telles que : les cellules solaires en couches minces à base des matériaux binaires, ternaires et quaternaires (a-Si, CdTe, CIS et CIGS), ainsi que les cellules photovoltaïques à base des matériaux organiques (les polymères conjugués, les petites molécules).

Chapitre III

Etude bibliographique sur les
capteurs hybrides (PVT)
(Photovoltaïque Thermique)

III.1. Introduction

Nous présentons dans ce chapitre une synthèse sur les différentes conceptions et les résultats bibliographiques sur les capteurs solaires hybrides (PVT). Il existe principalement deux types de capteurs hybrides PVT. Le type liquide et le type air, la différence entre les deux étant le caloporteur qui peut être du liquide ou de l'air, ainsi que différents types des capteurs hybrides photovoltaïques et thermiques (PVT) à base des cellules en couches minces ont été développés.

III.2. Définitions

La plus grande partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules solaires n'est pas convertie en électricité et accroît leur température, entraînant ainsi une baisse de leur rendement électrique. Les capteurs solaires PV/T hybrides sont des systèmes utilisant des panneaux PV comme absorbeur thermique. Par récupération d'une partie de la chaleur dissipée par les panneaux PV à l'aide d'un fluide caloporteur, ces capteurs solaires hybrides permettent la production simultanée d'énergies thermique et électrique. Ils associent ainsi un capteur solaire photovoltaïque intégré ou non au bâti et un capteur solaire thermique. Dans ce paragraphe, sont définis le concept de composant hybride étudié ainsi que les principaux paramètres intervenant dans cette étude en vue d'en faciliter la compréhension. Nous passons pour cela brièvement en revue les caractéristiques des systèmes photovoltaïques et des capteurs solaires plans.

III.3. Description des capteurs solaires photovoltaïques

III.3.1. Le panneau photovoltaïque

Les panneaux solaires sont constitués de l'assemblage en série et en parallèle de plusieurs modules photovoltaïques. Ces modules sont composés de la connexion en série d'un certain nombre de cellules solaires.

La cellule photovoltaïque (ou cellule solaire) est l'élément de base de l'effet photovoltaïque (ou conversion par photopiles) permettant de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Ce phénomène implique la production et le transport de charges négatives et positives sous l'effet de la lumière dans un matériau semi-conducteur (qui est la plupart du temps, le silicium). En heurtant la surface de ce matériau, les photons transfèrent leur énergie aux électrons contenus dans la matière dopée négativement et positivement (jonction p-n). Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant

électrique continu (CC) I qui est recueilli par des fils métalliques très fins micro-soudés en surface [89] (Figure 3.1).

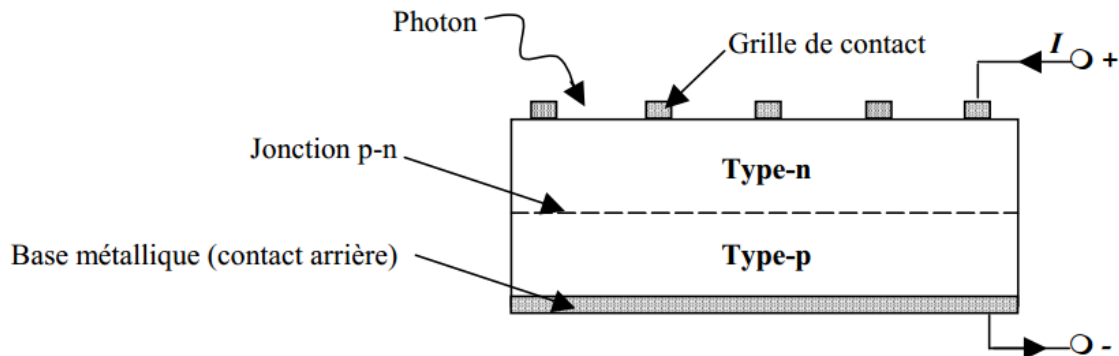


Figure 3.1 : Principe de fonctionnement du générateur photovoltaïque [70]

Deux principaux types de cellules au silicium se distinguent : les cellules cristallines (c-Si) et les cellules amorphes (a-Si). Les cellules en silicium cristallin sont les plus commercialisées et comprennent les cellules mono-cristallines offrant un bon rendement électrique situé entre 10 et 17% et les cellules poly-cristallines ayant un rendement électrique compris entre 11 et 15%. Les cellules mono-cristallines offrent un meilleur rendement électrique mais font appel à une méthode de production plus complexe et donc coûteuse. En effet, l'obtention d'un cristal pur nécessite un procédé de fabrication consommant moins d'énergie. Elles ont ainsi un coût de production plus faible malgré leur rendement légèrement inférieur à celui des cellules mono-cristallines.

Quant aux cellules PV en silicium amorphe, elles ont notamment été utilisées pour le développement de capteurs solaires PV/T à eau (dont celui développé dans le cadre du PRI 6.2 [2]) en raison de la faible sensibilité de leur rendement électrique à leur température de fonctionnement. Cependant, le rendement électrique de ces technologies amorphes reste faible et est compris entre 4 et 7%, bien qu'elles soient moins coûteuses que les précédentes. Elles sont adaptées aux installations solaires PV/T hybrides à grande superficie car la faiblesse du rendement électrique est compensée par un bon rendement thermique [91].

En dehors des cellules PV à base de silicium, il existe des cellules en Cadmium Telluride (CdS-CdTe), en Diséléniure Cuivre Indium (CIS) ou en matériaux organiques dont le rendement est faible, malgré leur coût plus bas par rapport aux cellules en silicium cristallin. Des cellules solaires en Arséniure de Gallium (GaAs) généralement adaptées à des applications spatiales, sont de même commercialisées. Mais, elles peuvent être employées pour des applications

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

terrestres à grande échelle. Malgré leur cout très élevé, elles présentent un haut rendement électrique (supérieure à 30%). Cependant, elles contiennent un matériau potentiellement toxique, l'arséniure. Enfin, en 2001, environ 80% des cellules solaires produites dans le monde sont en silicium cristallin. 13.23% des cellules sont en silicium amorphe, 0.39% en Cadmium et 0.18% en Diséléniure [92].

Les panneaux PV peuvent être de plus, inclus dans un système photovoltaïque permettant la production et le stockage de l'énergie électrique si nécessaire [93].

III.3.2. Le système photovoltaïque

Ce type de système peut comprendre en dehors du panneau PV, une batterie d'accumulateur permettant le stockage de l'énergie électrique produite, un système de régulation de charge permettant la gestion de la batterie, et éventuellement un onduleur permettant la conversion du courant continu en alternatif.

Le système PV peut être connecté directement au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur permettant la conversion du courant continu en alternatif.

Le système PV peut être connecté directement au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur (**Figure 3.2**) tel que dans le cas du capteur solaire PV/T à air monté in situ à la société TENESOL et étudié au cours de ce travail de thèse (projet ADEME-PUCA).

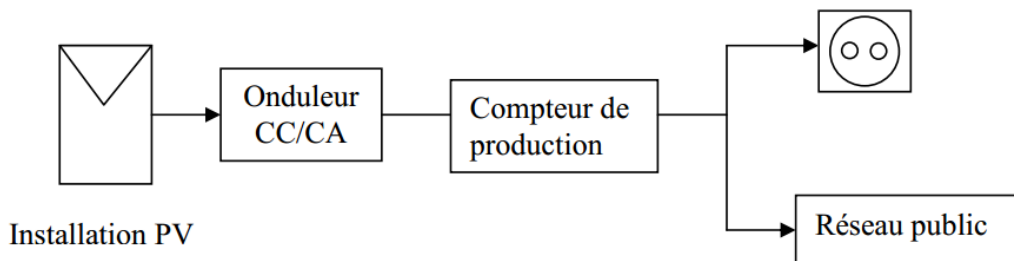


Figure 3.2 : Schéma de principe d'un panneau PV connecté au réseau

III.3.3. Présentation des capteurs solaires thermiques

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

l'ensemble [94]. L'énergie solaire récupérée par le capteur solaire et transformée en énergie thermique est cédée au fluide caloporteur (air ou eau) (**Figure 3.3**).

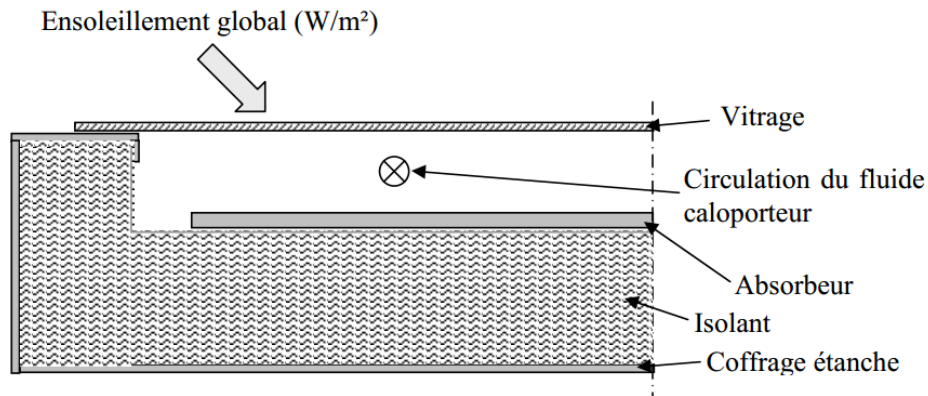


Figure 3.3 : Schéma de principe d'un capteur solaire thermique plan

Cette énergie thermique peut être transférée vers un réservoir de stockage d'énergie ou utilisée directement. Ce transfert se fait soit par circulation naturelle, soit par circulation forcée du fluide. Les principaux types de capteurs solaires indépendamment du fluide caloporteur, sont les capteurs solaires à concentration qui ne sont pas pris en compte dans le cadre de ce travail, et les capteurs solaires thermiques plans. Ces capteurs solaires plans se distinguent par leur fonction, leur forme géométrique ou leur température d'application.

Il existe ainsi les capteurs solaires plans vitrés convenant mieux à des applications à température modérée (comprise entre 30 et 70°C) tels que le chauffage de l'eau sanitaire, des piscines d'intérieur et le chauffage des bâtiments. De même, se distinguent les capteurs solaires plans sans vitrage convenant à des applications à basse température (inférieure à 30°C), telles que le chauffage des piscines d'extérieur et d'intérieur. De plus, se rencontrent les capteurs solaires sous vide (ou caloducs) qui sont parmi les types de capteurs solaires les plus efficaces mais aussi les plus coûteux. Ces capteurs solaires conviennent mieux à des applications à hautes températures pour lesquelles la température demandée atteint 50 à 95°C (couplage au froid solaire). Ils sont particulièrement employés pour le chauffage de l'eau des résidences, des bâtiments commerciaux, ainsi que celui des piscines d'intérieur.

Pour finir, le paragraphe suivant montre un état de l'art sur les composants PV/T hybrides issus d'un couplage plus ou moins évolué entre les filières solaires PV et techniques décrites précédemment.

III.4. Historique

La recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80. En 2005, Zondag [95] propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides en se basant sur le rapport du projet européen PV-Catapult [96]. Parmi les premières études recensées par Zondag [95], certaines mettent l'accent sur l'évolution de la configuration géométrique des composants et d'autres méthodes de modélisation.

Ainsi, Wolf [97] en 1976, effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur.

Par la suite, l'étude réalisée par Kern et Russelen 1978 donne les principes de base des capteurs solaires employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Hendrie, en 1982 [98] développe un modèle théorique de système PV/T hybride en se basant sur des corrélations liées à des capteurs solaires standards. En 1981, Raghuraman [99] présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air. Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman [100] développent des logiciels de simulation permettant la prévision des performances des systèmes PV/T hybrides à air, et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermiques et électriques de ces composants solaires. En 1986, Lalovic et al [101] proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV.

Divers études expérimentales et théoriques ont été réalisées ensuite, en vue du développement des systèmes PV/T hybrides [102].

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

D'autres recherches ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants en améliorant les conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation du composant...) ou en proposant des configurations géométriques innovantes. Ainsi, elles se basent sur la modification des dimensions ou des propriétés des matériaux de construction (isolant thermique, absorbeur, cellules PV...) ou des fluides caloporteurs (air, eau glycolée...).

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire voire éliminer les pertes thermiques extérieures du capteur solaire hybride.

III.5. Différents types de PVT

III.5.1. Les capteurs solaires PV/T à air

Plusieurs instituts et centres de recherches dans le monde ont étudié les capteurs hybrides. Les capteurs hybrides utilisant de l'air ont été évalués expérimentalement, analytiquement et économiquement.

Sandberg et Moshfegh [103] [104] proposent l'étude théorique et expérimentale des phénomènes thermiques et aérodynamiques au sein d'une lame d'air (Figure 3.4) permettant la ventilation naturelle en sous-face d'une façade photovoltaïque et d'une toiture comportant des panneaux PV.

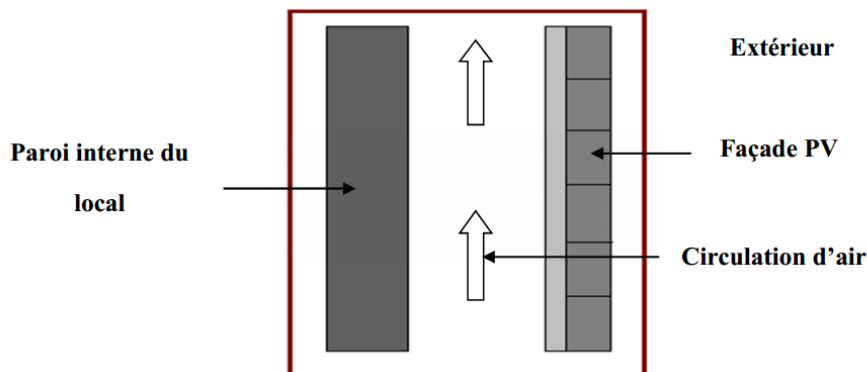


Figure 3.4 : Coupe de la lame d'air en sous-face des panneaux PV.

Les études paramétriques menées par ces auteurs [103] ont montré que les dimensions et la position des modules PV le long de la lame, ont une forte influence sur le comportement thermique et aérodynamique du système.

En 1999, Garg et Adhikari [105] proposent un programme de modélisation d'un capteur solaire PV/T hybride à air permettant d'en prédire les productivités thermiques et électriques. Le rendement des panneaux PV est calculé à partir d'une fonction linéaire décroissante.

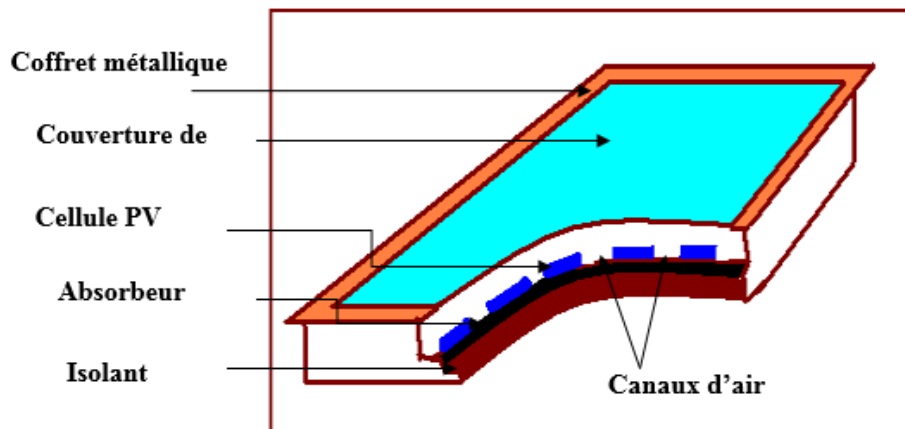


Figure 3.5: Schéma du capteur solaire hybride PVT à air.

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente, d'un absorbeur peint en noir et d'un support arrière bien isolé (**Figure 3.5**). Les cellules PV sont collées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive choisie pour ses bonnes propriétés de conduction thermique et d'isolation électrique.

Hegazy [106] compare en 2000, les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires PV/T hybrides à air qui sont différenciés par le mode de refroidissement (mécanique) des panneaux PV, à savoir au-dessus (prototype I), en dessous (prototype II), de part et d'autre (prototype II) de l'absorbeur, et par double circulation d'air (prototype IV) (**Figure 3.6**).

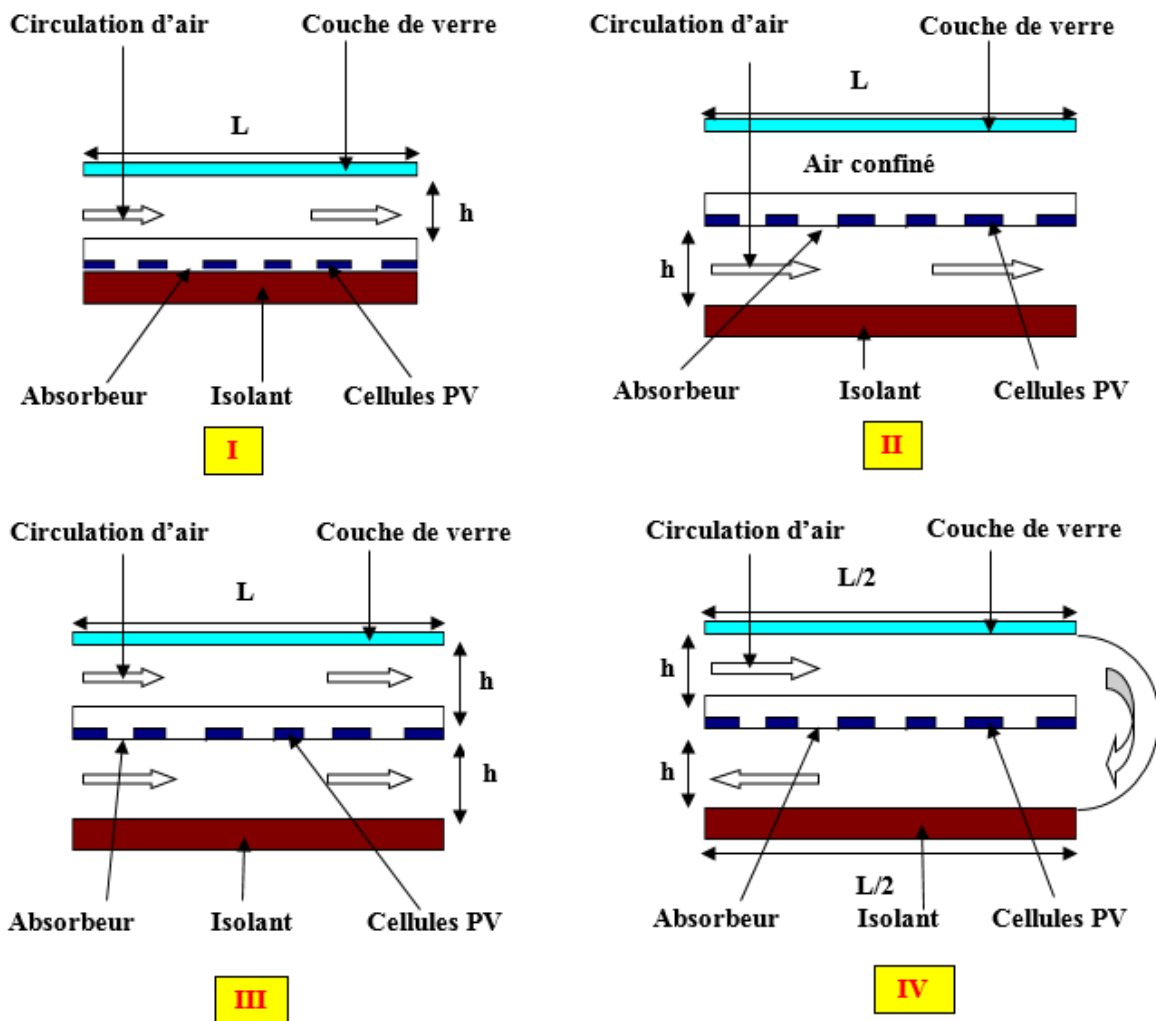


Figure 3.6: Les prototypes I, II, III, IV de capteur solaire PVT à air.

Chacun de ces capteurs est vitré et a une longueur de 9m et une largeur de 1m. L'épaisseur de la lame d'air a été choisie en fonction d'un critère d'optimisation proposé par Hegazy [107] [108] pour divers débits massiques, à savoir :

$$\left(\frac{h}{L}\right)_{\text{optimum}} = 2.5 * 10^{-3} \quad \text{(III-1)}$$

Avec ici, h la hauteur de la lame d'air et L la longueur du canal traversé par le flux turbulent d'air. Le panneau PV est composé de 20 modules constitués chacun de 36 cellules PV en silicium cristallin montées en série. Il couvre 62.8% de la surface de l'absorbeur qui est de 9 m². La tension nominale aux bornes d'un module PV est 16.5 V, soit une puissance nominale de 50 Wc. Le modèle stationnaire réalisé pour chacun de ces composants est unidirectionnel.

Hegazy [106] souligne que les performances d'un capteur solaire PV/T hybride à air dépendent de la température maximale d'air en sortie, des rendements thermiques et électriques, et de l'énergie électrique nette disponible après soustraction de l'énergie nécessaire au fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. La simulation réalisée pour une journée ensoleillée a montré que l'accroissement du débit massique de ventilation améliore comme attendu, le rendement thermique. Le prototype I (Figure 3.6) a le plus faible rendement global alors que le prototype III semble donner les meilleures performances pour un fort ensoleillement et peut être aisément assemblé en usine. Les résultats obtenus ont montré de plus, que pour de faibles débits massiques de ventilation, l'utilisation d'un absorbeur sélectif est inappropriée pour ce type de capteur solaire car elle réduit la production d'énergie électrique.

Puis, en 2003, Mei et Al [109] présentent le modèle dynamique d'un capteur solaire PV/T à air intégré à la façade d'un bâtiment. Cette étude s'inscrit dans le prolongement d'un projet européen précédent [110] visant l'intégration des systèmes photovoltaïques au bâti (ventilation naturelle sur les deux faces de panneaux PV intégrés à la façade et à la toiture de la bibliothèque publique Mataro (Espagne) en 1997 par la société Teulades Multi-Funcional (TFM)). La façade sud du bâtiment considéré par Mei et Al [109] comporte de haut en bas, des capteurs solaires à air, des panneaux PV connectés en série et séparés d'un double vitrage intérieur par une lame d'air de 14 cm, et une paroi en briques. Les modules PV sont composés de cellules poly-cristallines encapsulées entre deux couches de verre. Les autres façades sont composées de béton cellulaire et de bardages métalliques. L'air est aspiré à la base de la lame d'air située à l'arrière des panneaux PV (Figure 3.7).

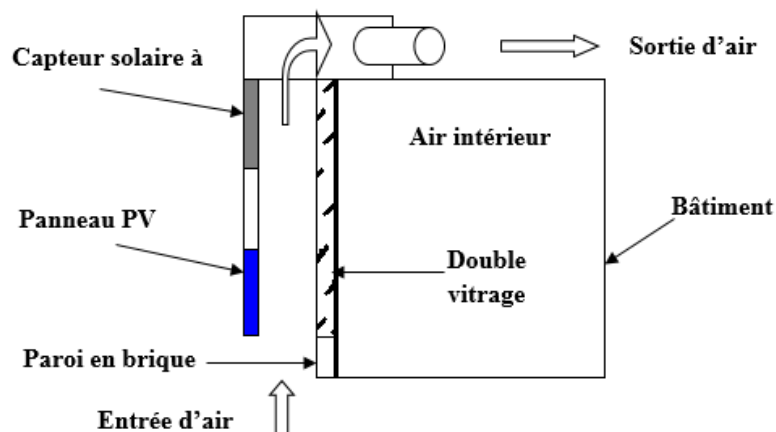


Figure 3.7 : Schéma d'intégration de composants solaires à la façade Sud d'un bâtiment [99].

Le modèle unidirectionnel de la façade a été validé à partir de mesures expérimentales réalisées in situ. Les besoins en chauffage et en rafraîchissement d'un bâtiment avec et sans intégration de capteur solaire à air ont été comparés. De plus, l'influence des conditions météorologiques sur les performances de ces bâtiments a été évaluée sur divers sites en Europe. Les résultats présentés ont montré que le capteur solaire à air ventilé couvre 12 % des charges de chauffage dans les sites localisés plus au nord (tel que Stuttgart). Il faut malgré tout moduler ces résultats car les besoins de chauffage sont très différents suivant les sites.

Durant le même période, Cartmell et Al [111] réalisent une étude similaire sur le centre Environnemental Brockhill (BHEC) situé au sud de Leicester en Grande-Bretagne en vue de le rendre autonome du point de vue énergétique. Pour cela, ce bâtiment a été équipé d'installations utilisant des énergies renouvelables dont un capteur solaire PV ventilé, un capteur solaire à air et un capteur solaire à eau. Le capteur solaire PV monté sur la toiture du bâtiment inclinée à 35°, est combiné au capteur solaire à air (**Figure 3.8**). Le panneau PV est composé de 20 modules d'une surface totale de 37 m². Le capteur solaire à air de 12.5 m² de surface comporte une lame d'air isolée et un absorbeur noir muni d'ailettes afin d'accroître les transferts thermiques par convection entre l'absorbeur et l'air. L'air circule mécaniquement tout d'abord à l'intérieur du capteur solaire PV entre un isolant arrière et le panneau PV, puis dans le capteur solaire à air avant d'être injecté dans le local.

Dans le cas où les besoins en chauffage du bâtiment sont nuls, cet air est dirigé vers un échangeur de chaleur en vue d'une production d'eau chaude sanitaire. Ce système combiné a été construit et installé par la société Grammer Solarlift-Technik GmbH. Les simulations ont été effectuées à l'aide de quelques logiciels (dont TRNSYS) ayant permis la réalisation de sous-programmes de calcul de la productivité (thermique et électrique) du système combiné. Il est constaté que ce système couvre 64.4 % des besoins en eau chaude sanitaire du bâtiment (contre 26.5 % avec le capteur solaire thermique à eau) et 35% des besoins en chauffage pendant la période froide.



Figure 3.8 : Capteurs solaires combinés intégrés à la toiture du Brockshill Environment Center.

La différence entre cette analyse et celle effectuée par Mei et Al [109] réside dans le fait que dans l'étude de Cartmell et Al [111], les interactions entre les capteurs solaires et le bâtiment sont négligeables compte tenu de l'épaisse couche d'isolant les séparant.

Plus tard, en 2005, Tiwari et Al [112] présentent l'étude théorique et expérimentale en régime permanent d'un capteur solaire PV/T à air ventilé naturellement ou mécaniquement.

Ce capteur solaire est constitué de deux modules PV de 0.61m^2 de surface chacun, connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Le module PV est composé de cellules photovoltaïques collées entre elles par l'intermédiaire d'une couche d'EVA et protégées par une couche de verre. Ce composant a été intégré à un banc d'essais en acier inclinable et monté à New Delhi, en Inde (**Figure 3.9**). Des ventilateurs disposés à l'entrée de la lame d'air située entre le Tedlar et une couche isolante en bois permettent la ventilation forcée des modules PV en face arrière. L'énergie électrique produite est stockée dans une batterie électrique. Cette analyse a montré que la récupération complémentaire de l'énergie thermique produite permet une amélioration du rendement global du système PV/T à air d'environ 18 %.



Figure 3.9 : Banc d'essai du capteur solaire hybride PVT à air [112].

En 2007, Tiwari et Sodha [113] proposent l'étude paramétrique comparative de quatre types de capteurs solaires à air proches du système présenté précédemment.

Ces systèmes se différencient par la présence ou non d'un vitrage et d'un support en Tedlar. Les modèles thermiques réalisés ont été validés expérimentalement sur le banc d'essais monté à New Delhi. Les résultats obtenus ont montré que le composant à air vitré sans Tedlar est le plus performant et présente l'accroissement de rendement global (thermique et électrique) le plus élevé. Ce système vitré peut être utilisé pour diverses applications telles que le chauffage des locaux et l'éclairage.

Les capteurs solaires à air non vitrés avec et sans Tedlar donnent des températures des cellules PV équivalentes. Enfin, le constat est fait que pour une longueur de capteur solaire donnée, la connexion en série de modules PV de plus petite surface permet une nette amélioration du rendement global du capteur solaire.

Plus tard, en Novembre 2007, Joshi et Tiwari [114] présentent l'étude des rendements énergétique et exergetique [115] du capteur solaire hybride PV/T à air sans vitrage et comportant une couche de Tedlar. Les résultats validés expérimentalement indiquent que le rendement énergétique du capteur solaire varie de 55 % à 65 %. Le rendement électrique de ce capteur solaire est compris entre 14 % et 15 %.

En 2006, Vokas et al [116] ont mené l'étude théorique d'un capteur solaire PV/T hybride à air en mettant l'accent sur ses performances thermiques. Le capteur solaire consiste en un

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

capteur solaire thermique sur lequel est collé un panneau PV. Le modèle réalisé est basé sur celui d'un capteur solaire plan et sur les travaux de Duffie et Beckman [117]. Le rendement thermique de ce capteur solaire PV/T hybride à air (de 1.32 m^2 de surface) a été comparé à ceux d'un capteur solaire thermique à air standard (de 1.32 m^2 de surface) et à ceux d'un capteur solaire thermique à air à absorbeur sélectif (de 2 m^2). Dans le cas où la température d'entrée d'air dans le capteur solaire est égale à la température de l'air ambiant, Les résultats obtenus montrent que le capteur solaire PV/T hybride à air a un rendement thermique inférieur à 9 % à celui du capteur solaire thermique standard (dont le rendement est de 70 %). Le capteur solaire à absorbeur sélectif a le rendement thermique le plus élevé (75 % environ). Cependant, l'avantage du capteur solaire hybride est qu'il peut produire outre une quantité importante d'énergie thermique, de l'énergie électrique sur une surface équivalente à celle du capteur solaire standard (soit 1.32 m^2) et sur une surface inférieure à celle du capteur solaire à absorbeur sélectif (2 m^2).

De même, Vokas et al montrent que la part des besoins en chauffage couverte par une surface de 30 m^2 de ce système PV/T hybride à air est de 47.79 % en moyenne, à Athènes. Le capteur solaire standard peut couvrir 54.26 % des besoins en chauffage dans la même ville.

Cependant, la différence entre ces valeurs n'étant que d'environ 6.65 %, les performances du capteur solaire hybride peuvent être considérées satisfaisantes.

Enfin, des autres études paramétriques montrent que la localisation géographique la surface de captation ont une forte influence sur la productivité du composant hybride.

En 2007, Othman et al [118] mènent l'étude théorique et expérimentale des productivités thermiques et électriques d'un capteur solaire PV/T hybride à air à double circulation d'air.

Le composant est constitué de deux lames dans lesquelles l'air circule successivement. La première lame d'une hauteur de 16.5 cm est comprise entre une couche de verre en face avant et les modules PV. La seconde lame d'air dont l'épaisseur est comprise entre 30 et 120 cm, se situe en sous-face des modules PV. La face arrière des modules est munie d'ailettes verticales n'étant pas en contact avec la plaque arrière du capteur solaire. Ces ailettes permettent d'accroître les transferts thermiques convectifs entre l'air et les modules PV (**Figure 3.10**). La surface totale couverte par les cellules PV en silicium monocristallin est de 0.38 m^2 .

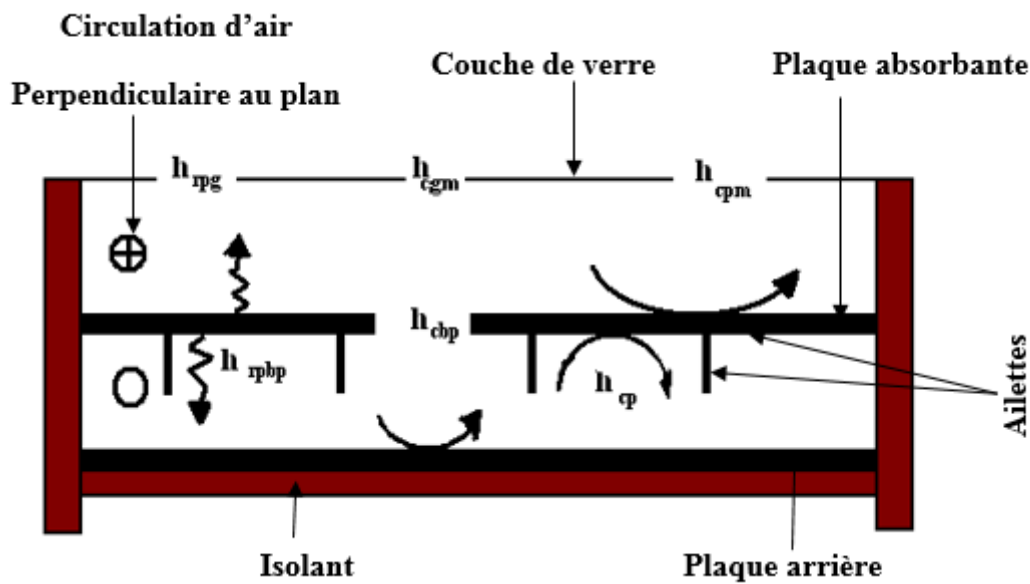


Figure 3.10 : Coupe du capteur solaire PV/T hybride à air à ailettes [118].

Othman et al [118] développent un modèle thermique unidirectionnel en régime permanent de ce composant hybride. La confrontation des données de la simulation réalisée par la suite avec les résultats d'une étude expérimentale effectuée in situ a permis de noter que l'emploi des ailettes permet d'améliorer à la fois le rendement thermique et les performances électriques du composant hybride.

En 2007, Trip Anagnostopoulos [119] réalise à l'Université de Patras, l'étude de capteurs solaires PV/T hybrides dont le fluide caloporteur est soit de l'air soit de l'eau, et pouvant être intégrés au bâti. L'objectif de ces travaux était de réduire la température de fonctionnement des modules PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous-face du composant. Pour cela, la configuration d'un capteur PV/T à air a été modifiée à moindre coût. Des études paramétriques menées sur système PV/T à air ont montré qu'une faible épaisseur de lame d'air améliore les transferts thermiques mais réduit le débit massique de ventilation de la lame, d'où une réduction du rendement thermique du système. Pour pallier ce problème en optimisant les transferts de chaleur convectifs et radiatifs, la solution proposée est d'accroître la surface d'échange entre l'air et les modules PV. Pour cela, des configurations intégrant des plaques nervurées ou planes, des tubes soudés à l'absorbeur ou des ailettes au sein de la lame d'air ont été envisagées (Figure 3.11).

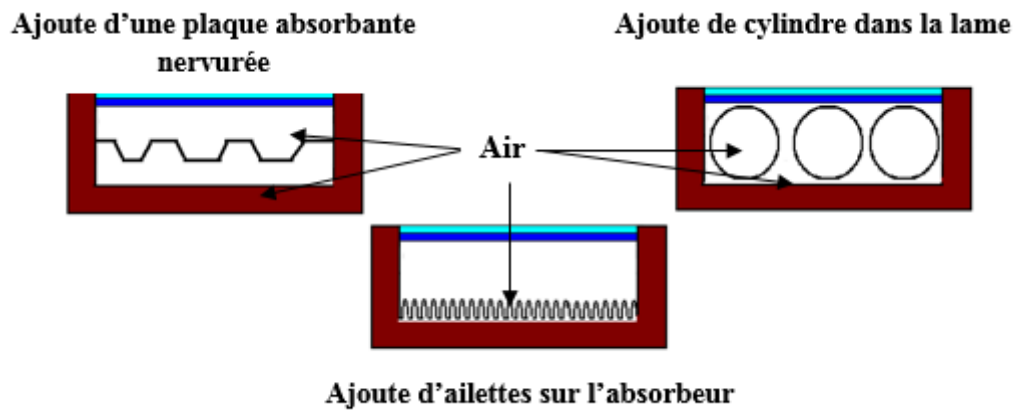


Figure 3.11 : Quelques exemples de modifications du capteur solaire PV/T hybride à air [119].

Ainsi, divers projets de recherche ont été menés sur l'intégration des capteurs solaires PV au bâti et sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air. Certains ont abouti à une mise sur le marché du composant. Un recensement des dispositifs ayant été étudiés et commercialisés [98] est présenté en 2005. Parmi ces composants dont le mode de ventilation varie, ont été recensés, par exemple, les systèmes PV intégrés à la façade du bâtiment Scheidegger (ventilation naturelle en sous-face des modules PV) par la société Atlantis Energy, en 1993.

Nous pouvons de même citer les modules PV intégrés à la façade du bâtiment Yellow House à Alborg en 2000 par la société Esbensen consulting (ventilation naturelle des deux faces des modules PV). Des capteurs solaires PV ont en outre été intégrés à la ferme Aerni en 2001 par la société Atlantis Energy (ventilation en sous-face des modules PV), au bâtiment ECO-canteen du Centre de Recherche de la société Fiat en 2003 et au centre d'entraînement professionnel de Casargo par la compagnie Secco Sistemi, en 2005.

En ce qui concerne les capteurs solaires PV/T hybrides à air recensés, le nombre de dispositif est très réduit. Cependant, Zondag et al [96] notent que le taux de commercialisation de ces capteurs solaires est très élevé par rapport aux autres types de systèmes plus complexes du point de vue technologique. Ainsi, citons le cas de l'entreprise Grammer Solar ayant commercialisé un capteur solaire PV/T hybride à air suite à divers tests. Cette société a réalisé, en outre un composant hybride à air pouvant être intégré à des habitations isolées.

De même, la compagnie Conserval Engineering construit un capteur solaire PV/T à air composé de panneaux PV collés à la surface de panneaux perforés nommés PV Solarwall [120] dans le but d'accroître la production électrique des modules PV en les ventilant.

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

Diverses configurations de ce composant à absorbeur perforé ont été testées in situ [120].

La société AidtMilj produit de plus, un capteur solaire PV/T à air devant contribuer à la ventilation de villas autonomes. En outre, Cythelia développe trois prototypes de capteurs solaires hybrides PV/T à air qui n'ont pas été commercialisés.

En 2003, l'OPAC (Office Public d'Aménagement et de Construction) de Paris est le premier bailleur social ayant décidé de moderniser ses installations de chauffage, permettant ainsi la réduction de 5 % de la consommation d'énergie de ses immeubles chauffés collectivement. Dans ce sens, pour les 637 logements du groupe Plantes Jean Moulin dans le 14^{ème} arrondissement de Paris, 1020 m² de panneaux solaires ont été mis en place et permettent la couverture de 40 % des besoins en eau chaude sanitaire [121].

En 2008 une simulation d'un système photovoltaïque-thermique hybride de chauffage à air (de PVT) pour régénérer le gel déshydratant dans une salle de climatisation est étudiée par Y. Sukamongkol et Al, Il conclue que le modèle développé de simulation peut prévoir l'exécution d'un système thermique photovoltaïque hybride de chauffage à air pour le déshydratant de régénérer dans une salle de climatisation. Le PVT de chauffage à air peut être employé pour fournir d'air chaud, qui est environ 50°C, pour se mélanger à ceux de l'unité de condensation du dispositif de climatisation pour régénérer le déshydratant saturé. En outre, l'efficacité de PVT est haute jusqu'à 66% tandis que l'énergie électrique produite de 6.52 MJ peut être employée pour alimenter le dispositif électrique dans le système [122].

Les résultats trouvés dans les travaux précités ont été très encourageants et ils ont trouvé des rendements thermiques de 70% avec refroidissement par du liquide et 60% pour un refroidissement par air. Les publications récentes sur les capteurs PV/T présentent des systèmes basés sur le stockage de chaleur latente qui pourra être utilisée dans les immeubles et pour produire de l'eau chaude, ont été développés par K. Touafek et Al (2009), étude thermique d'un capteur PVT à air recouvert destiné au chauffage d'habitation [123], un modèle mathématique de capteur thermique photovoltaïque d'air de double passage avec des ailerons par Ebrahim M et Al (2009) [124]. Et la **Figure 3.12** représente le diagramme schématique de double capteur d'air du passage (PV/T) avec des ailerons.

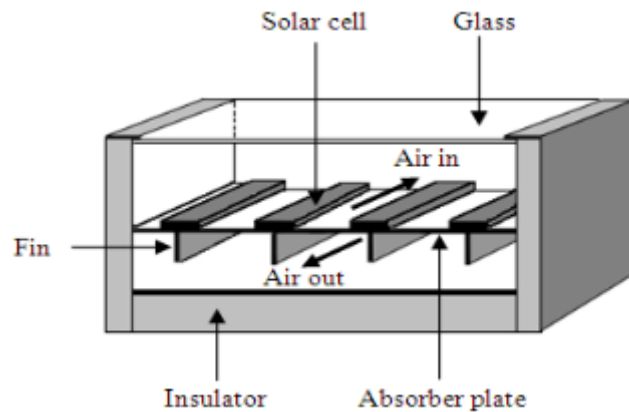


Figure 3.12 : Diagramme schématique de double collecteur d'air du passage (PV/T) avec ailerons.

Ebrahim M Ali Alfegi et autres ont étudié l'effet des débits sur l'exécution du passage simple à ailettes, réchauffeurs solaires thermiques photovoltaïques d'air de double conduit (2009) [125].

Ce domaine étant vaste, la liste de composants que nous avons présentée est réduite mais, elle permet de définir les principales caractéristiques des composants solaires PV/T à air et PV intégrés rencontrés dans la littérature.

Dans le cas des capteurs solaires PV/T hybrides à eau, la même démarche a été appliquée.

III.5.2. Les capteurs solaires hybrides PV/T à eau

En 1997, Fujisawa et Tani [126] ont conçu et construit un capteur solaire hybride PV/T à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au Japon.

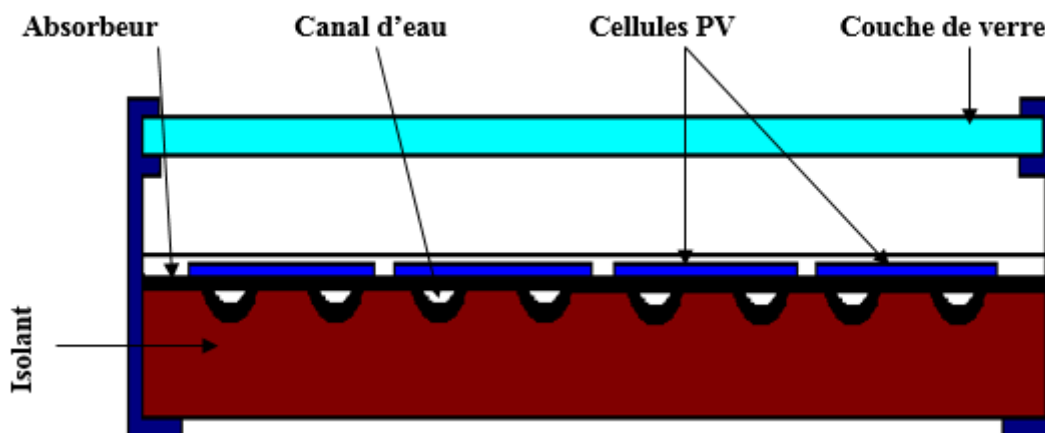


Figure 3.13 : Coupe transversale du composant hybride à eau.

Ils étudient ainsi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitré à liquide caloporteur et à absorbeur plan en aluminium non sélectif, et de modules PV en silicium monocristallin (rendement électrique de 13%) (**Figure 3.13**). Ce capteur solaire a une longueur de 1.3 m et une largeur de 0.5 m. Cette analyse a consisté en l'évaluation des performances énergétiques du composant étudié. Ainsi, une étude expérimentale in situ a été menée sur ce capteur solaire vitré et sur un capteur solaire similaire mais sans vitrage en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques annuelles. Les résultats obtenus ont été confrontés à ceux d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire thermique. Il est noté que le capteur solaire hybride vitré produit autant d'énergie que le capteur solaire thermique. Le capteur solaire hybride non vitré produit le moins d'énergie thermique mais offre la plus grande quantité d'énergie électrique. Le capteur solaire PV a une surface de 0.48m^2 et le capteur solaire thermique plan a une surface de 0.61m^2 . Quant aux capteurs solaires hybrides, ils ont une surface de panneaux PV de 0.48m^2 et une surface d'absorbeur de 0.61m^2 . Il est montré qu'en ce qui concerne le gain total d'énergie (thermique et électrique), le système le plus performant est le capteur solaire hybride vitré qui a une production totale de 615 kWh/an, suivi du capteur solaire thermique plan (575 kWh/an), du capteur solaire hybride non vitré (480 kWh/an) et enfin du capteur solaire (72.6 kWh/an).

Cependant, la production d'énergie électrique du capteur solaire hybride non vitré est supérieure de 8% à celle du capteur solaire PV. En effet, l'absence de vitrage permet la réduction des pertes thermiques par réflexion et une baisse du niveau de température de fonctionnement des modules PV [127].

De plus, la ventilation des modules PV en face arrière au niveau du composant PV/T hybride non vitré permet une réduction de la température de fonctionnement des modules PV par rapport au capteur solaire PV isolé.

Quant au capteur solaire PV/T hybride vitré, il produit presque autant d'énergies thermique et électrique que le capteur solaire PV et le capteur solaire thermique plan réunis. En 2001, Trip Anagnostopoulos [102] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluides caloporteurs disposés de manière superposée. Trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique (à air ou à eau).

Le système le plus performant schématisé sur la **Figure 3.14** comporte un absorbeur soudé à des tubes en cuivre situé en face avant du composant, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la paroi inférieure de la lame d'air.

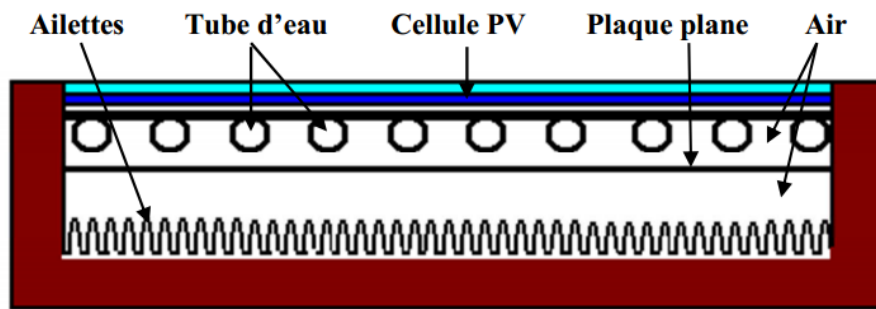


Figure 3.14 : Capteur solaire PV/T hybride à deux fluides et à fonctions superposées.

Des cellules PV en silicium poly-cristallin ont été utilisées assurant un bon rendement et ayant un coût plus réduit que les cellules PV en silicium monocristallin. Cependant, des cellules en silicium monocristallin et amorphe peuvent être employées.

En 2002, un capteur solaire PV/T hybride vitré est étudié par Sandnes et Rekstad [128]. Ce système est composé de cellules PV en silicium monocristallin collées sur un absorbeur en plastique noir polyphénylèneoxyde par l'intermédiaire de 0.5 mm d'adhésif à base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau en sous-face (Figure 3.15).

L'eau circule par l'intermédiaire de la force de gravité. Le panneau PV est constitué de 6 rangées de 5 cellules PV en série de 1.5 Wc chacune et a une surface de 0.32 m². Précisons que ce capteur solaire thermique a été construit par la société Solar Nor As, l'université d'Oslo et la société General Electric Plastics. L'analyse de ce prototype a consisté en la conception, en la modélisation du composant et en une étude expérimentale en vue d'évaluer ses performances thermique et électrique, et les interactions entre la production thermique en eau et la production électrique. Pour cela, des modèles analytiques existants ont été modifiés en vue de les adapter à ce système hybride. La température de l'absorbeur croît dans la direction d'écoulement du fluide caloporteur, soit du haut vers le bas du capteur solaire.

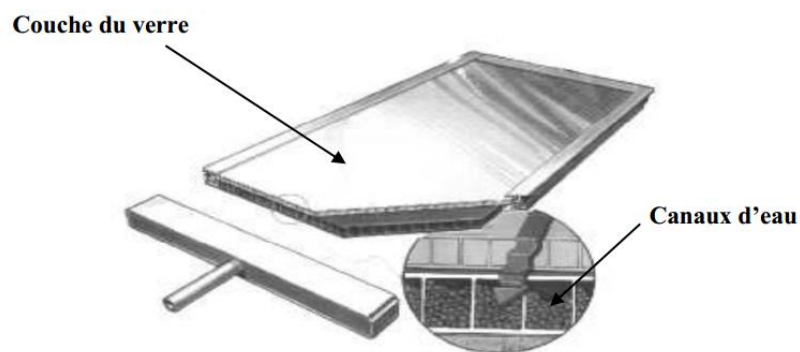


Figure 3.15 : Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau SolarNor [128].

Les résultats de la simulation pour la journée du 3 Novembre 2007 ont montré que ce capteur solaire hybride vitré a une production électrique journalière de 339.3Wh. De plus, en ajoutant une couche de verre supplémentaire en face avant du composant afin de réduire les pertes thermiques, la production électrique journalière se réduit à 296.2 Wh.

En 2003, un capteur solaire PV/T hybride à eau est étudié en régime dynamique par Chow [129] qui en réalise un modèle adapté aux simulations thermiques en régime transitoire. Il s'appuie pour cela, sur les travaux de Bergene et Lovvik [130] qui présentent en 1995, la modélisation d'une configuration similaire de capteur solaire PV/T hybride à eau. Ce modèle thermique se base sur la méthode des volumes finis et permet le calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Le composant est constitué d'une couche de verre séparée d'un panneau PV par une lame d'air confinée (Figure 3.16). Le panneau PV est fixé à un absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive composé d'EVA (éthylène acétate de vinyl) et de Tedlar. Cet absorbeur se présente sous forme d'ailette soudée à des tubes de circulation d'eau parallèles, régulièrement espacés et connectés aux deux extrémités par des tubes de jonction. Cette disposition permet d'uniformiser le débit d'eau dans chacun des tubes. Les côtés et le fond du capteur solaire sont isolés.

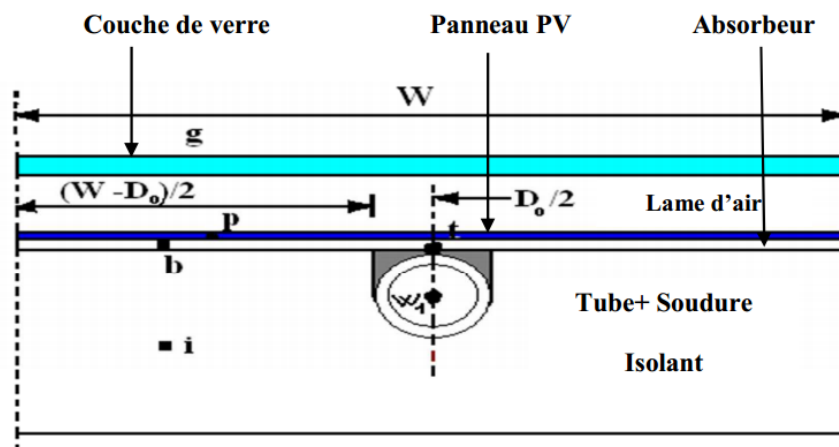


Figure 3.16 : Coupe du capteur solaire PV/T hybride à eau [129].

Des études paramétriques sont réalisées en faisant varier les coefficients de transfert par conduction entre l'absorbeur et le tube, et entre l'absorbeur et le panneau PV. Il montre ainsi que le capteur solaire comportant un contact idéal entre l'absorbeur et le tube et entre l'absorbeur et les panneaux PV donne le rendement global le plus élevé, soit 70 %. Dans le cas où ces coefficients de transfert thermique sont faibles, le rendement descend à 60 %. Les

diverses simulations réalisées ont montré que le modèle basé sur la représentation de chaque couche par un seul nœud de température est convenable pour l'étude des capteurs solaires de configuration similaire.

En 2006, en vue d'améliorer les transferts de chaleur entre les panneaux PV et l'absorbeur d'un capteur solaire hybride, Ji et al proposent l'analyse d'une combinaison de six prototypes de capteurs solaires PV/T à absorbeur en aluminium séparé d'un isolant en mousse de polyuréthane par des canaux d'eau disposés en sous-face. Entre les panneaux PV et une couverture de verre se trouve une lame d'air de 25 mm (**Figure 3.17**). Ces capteurs solaires étaient disposés en trois rangées en parallèle de deux capteurs solaires en série. Ces prototypes intégrés à un bâtiment ont chacun une surface de 1.173 m² et sont couplés à un ballon de stockage de 420 litres de volume. Chaque panneau PV est exposé de 72 cellules PV en silicium poly-cristallin.

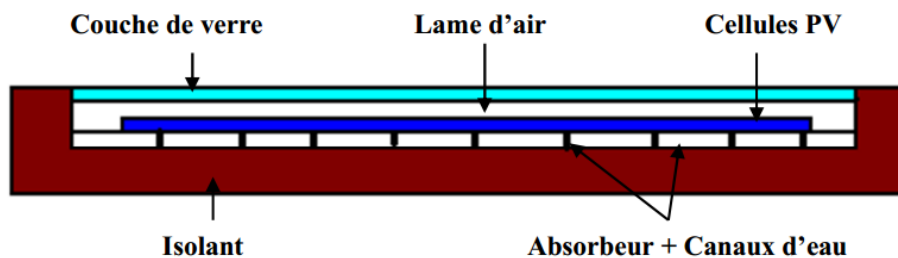


Figure 3.17 : Coupe transversale du capteur solaire PV/T hybride à eau [129].

Des tests réalisés en situ ont permis de valider le modèle développé. Le modèle thermique dynamique réalisé est basé sur une analogie électrique et tient compte des transferts thermiques dans le ballon de stockage. Les pertes thermiques latérales du capteur solaire sont prises en compte dans le bilan thermique. Les résultats obtenus ont indiqué qu'une conception adaptée de la lame d'air permet de réduire la température de fonctionnement des panneaux PV de 15 °C. De plus, ils ont montré que l'augmentation du débit de circulation de l'eau améliore le refroidissement des modules PV. Cependant, Ji et Al constatent qu'il existe un débit massique critique au-delà duquel le rendement thermique se dégrade.

En 2007, Fraisse et Al [128] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Macon. Le système est composé de cellules mono et poly-cristallines (**Figure 3.18**).



Figure 3.18 : Le capteur solaire PV/T hybride à eau [90].

Ils démontrent qu'en présence d'un vitrage le rendement électrique annuel du système hybride combiné est de 6.8 %, ce qui est inférieur de 28 % au rendement d'un capteur solaire PV non intégré (9.4 %). Ils expliquent cette baisse de rendement électrique par un accroissement de la température de fonctionnement des panneaux PV (pouvant être supérieure à 100 °C) dû à la couverture de verre. Par contre, en absence de vitrage le rendement électrique est de 10 %, ce qui est supérieure de 6 % à celui du capteur solaire PV non intégré.

La forte augmentation de la température des modules PV en été, empêche l'utilisation de l'EVA comme adhésif des panneaux PV dans un composant vitré. De plus, Fraisse et Al [127] notent que dans ce type de configuration, l'utilisation de cellules amorphes est la plus adaptée car elles sont moins sensibles aux variations de températures. Cependant, les rendements électriques obtenus sont faibles étant donné le bas rendement électrique des cellules PV amorphes (à savoir, 4 à 7 %) et les pertes thermiques liées au vitrage.

Récemment, en 2007, Chow et al [131] présentent la modélisation et l'étude comparative des performances d'un capteur solaire PV/T hybride à eau, d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire à eau. Deux prototypes de capteurs solaires hybrides ont été construits, le premier ayant été modélisé en 2006 [132].



Figure 3.19 : Premier et second prototypes construits [131].

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement [131]. C'est un capteur solaire vitré composé d'un panneau PV en silicium cristallin collé à un absorbeur métallique (**Figure 3.19**). Des tubes de circulation d'eau sont soudés à l'arrière de cet absorbeur. Le système est couplé à un ballon de stockage horizontal. Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen en eau de ce capteur solaire PV/T hybride à eau est de 38.1 % et celui du capteur solaire à eau, de 43.2 %. De plus, la comparaison du capteur solaire hybride avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement avec de l'eau comme fluide caloporteur permet de réduire la température de fonctionnement des modules PV. Dans ce sens, la production d'énergie électrique annuelle du capteur solaire hybride est supérieure de 2.2 % à celle du capteur solaire PV.

Chowet al [133] ont poursuivi cette étude des capteurs solaires hybrides PV/T à eau à travers l'intégration d'un système à la façade d'un bâtiment et l'étude expérimentale de ses performances thermiques et électriques. Le rendement thermique a été estimé à 38.9 % à basse température et le rendement électrique à 8.56 %.

En 2007, Kalogirou et Trip Anagnostopoulos [134] poursuivent une étude précédente menée sur les capteurs solaires PV/T hybrides à air [120] en analysant cette fois, le comportement des capteurs solaires PV/T hybrides à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium poly-cristallin ou des cellules amorphes, sur trois sites. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m².

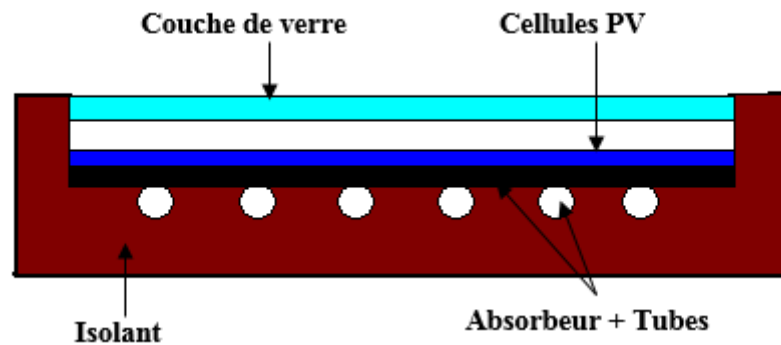


Figure 3.20 : Section du capteur solaire hybride à eau étudié [134].

Le capteur solaire hybride a été isolé en face arrière par une couche de 5 cm de polyuréthane (**Figure 3.20**). Les résultats de simulations réalisées à partir du logiciel TRNSYS montrent que la production électrique d'un capteur solaire PV est supérieure de 25 % à celle du composant hybride. Mais, le système hybride permet de couvrir une grande partie des besoins en énergie thermique des bâtiments considérés. L'évaluation de l'aspect économique de ces systèmes a montré qu'ils sont avantageux en particulier pour les sites bien ensoleillés. Le constat a été fait que les systèmes hybrides à eau constitués de modules PV sans protection thermique en face avant, ont d'importantes pertes thermiques entraînant ainsi un faible niveau de température de fonctionnement du système. Une couverture de verre peut ainsi être ajoutée en face avant pour y remédier, bien que les absorptions et réflexions supplémentaires inhérentes du rayonnement solaire entraînent une baisse du rendement électrique.

La recherche sur les capteurs solaires hybrides à liquide caloporteur est en constante évolution, ainsi la liste des systèmes proposés précédemment n'est pas exhaustive. Au niveau du marché, la recherche bibliographique effectuée en particulier dans le rapport de synthèse EU-Project PV – Catapult sur les composants hybrides [96] nous a permis de constater que peu de capteurs solaires de type liquide ont été commercialisés, jusqu'à présent.

Nous pouvons citer le capteur solaire PV/T à eau non vitré commercialisé par la société Millenium Electric. De plus, la société ECN propose le capteur solaire PV/T vitré PVTWINS. C'est le produit d'une collaboration entre ECN, ZEN Solar et Shell Solar and Renewable Energy Systems (RES), en Angleterre.

De 1996 à 1997, Solarwatt conduit un projet visant à produire un capteur solaire PV/T à eau. Cependant, le système n'ayant pas passé le test de résistance aux conditions climatiques faute d'une bonne isolation électrique des modules PV lors d'une démonstration en Allemagne, le concept fut abandonné.

Plus tard, les entreprises SDA, Sunearth Unisolar mènent de 1997 à 2003 un projet intitulé PV BONUS consistant à combiner un capteur solaire PV laminé Unisolar à un capteur solaire thermique Sunearth. Mais, les nombreuses difficultés techniques rencontrées dues principalement à l'incompatibilité mécanique des matériaux de construction, ont empêché l'aboutissement du projet. La compagnie Power light conduit de 1997 à 2003, le projet PV BONUS dans lequel a été développé un système composé d'un capteur solaire PV laminé flexible Unisolar collé sur un absorbeur flexible EPDM. Cependant, suite à des décollements des modules PV, la commercialisation a été repoussée. En 1999, ICEC développe et teste un composant PV/T à liquide caloporteur mais, la mise en vente du produit n'a pas été effectuée. En Juillet 2004, dans le cadre du projet de Recherche Intégré PRI6.2 [90] et d'un soutien ADEME, un prototype de capteur solaire PV/T à eau a été développé en partenariat avec Clipsol, le LOCIE et le CETHIL (**Figure 3.18**).

En 2008 K. Touafek et Al ont étudié la distribution de la température dans les différentes couches du capteur hybride. Ils ont établi par simulation numérique le comportement thermique de ce capteur PVT, ainsi que la cartographie de température pour cinq configurations : la première configuration représente le capteur photovoltaïque isolé thermiquement et non recouvert. La deuxième configuration était le capteur photovoltaïque isolé thermiquement, et sur lequel une vitre supplémentaire a été déposée. La troisième configuration était l'installation d'un échangeur de chaleur, constitué d'une plaque en cuivre et d'un serpentin en tubes de cuivre, au-dessous du module photovoltaïque. Ils supposent l'état stationnaire, c'est-à-dire que le fluide s'écoule à l'intérieur de la tubulure et qu'il n'y a pas de circulation pendant la durée de la simulation. Tandis que dans la quatrième configuration, ils ont ajouté une vitre supplémentaire au-dessus du capteur. Et enfin ils ont déposé une seconde vitre au-dessus du capteur hybride, représentant ainsi la cinquième configuration. Les résultats de la simulation sur le comportement thermique du capteur solaire PVT y sont présentés et discutés [135].

III.5.3. Capteurs PVT de concentration

Le capteur PVT à concentration veut dire la concentration du rayonnement solaire sur un capteur hybride PVT.

Garg et Adhikari (1999) ont démontré l'utilisation de plusieurs CPCs (capteur de concentration parabolique) tronqués dans un module simple de PVT. Ils ont constaté que leur capteur pour le chauffage à air, avec un taux de concentration de 3, a eu comme conséquence de meilleures efficacités une fois intégré dans un système. Un système semblable a été

Chapitre III

Étude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

également démontré par Othman et al (2005). Cependant, ou Garg et Adhikari ont employé un passage simple pour chauffer l'air, ils ont utilisé un double passage avec une surface à ailettes arrière dans leur système. Le but de la surface à ailettes était d'améliorer le transfert thermique sur le visage arrière du module PV [136].

Le système de Trip Anagnostopoulos et al (2002) (un système de chauffage à air) est peut-être l'incarnation la plus simple d'un concentrateur de PVT. Comme mentionné, ceci a utilisé un réflecteur plat pour diriger le rayonnement solaire supplémentaire sur un capteur PVT. Cependant, la concentration du rayonnement solaire peut également être réalisée avec les objectifs paraboliques composés les réflecteurs des concentrations (CPC), linéaires ou circulaires de Fresnel ou avec des plaques paraboliques. Un arrangement typique d'un capteur PVT de CPC est montré sur la **Figure 3.21**.

Comme mentionné, la concentration par les réflecteurs linéaires de Fresnel est également possible. Rosell et Al (2005) ont démontré un système basé sur cette méthode qui a eu un rapport de concentration de 11. Ils pouvaient obtenir une efficacité thermique maximum approximativement de 60 % de leur système sans la charge électrique. D'ailleurs, ils ont identifié le fait qu'une des résistances thermiques principales dans leur capteur PVT était celle entre la cellule PV et le plat d'amortisseur sur lesquels il a été collé [137].

Une autre variation sur la ligne focalisant des collecteurs PVT est les GERCURES (concentrant le système de la chaleur et d'alimentation) ; actuellement en service à une des résistances à l'université nationale australienne (ANU). Ce système, discuté par Coventry (2005), utilise un réflecteur parabolique de cuvette avec un module de PVT monté à son foyer. Le système a un taux de concentration de 37 et a un maximum rapport efficacité combinée de 69%.

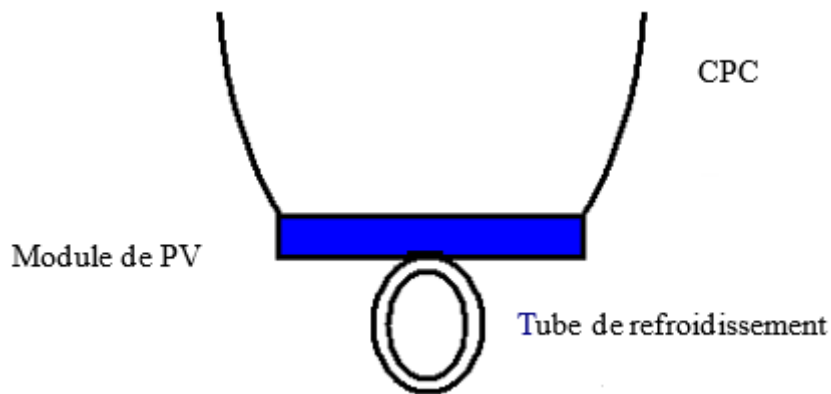


Figure 3.21: Capteurs PVT de concentration.

Coventry a noté que le système ait eu une efficacité thermique inférieure que ceux rapportés dans d'autres études, les pertes de chaleur du système de GERCURES où beaucoup inférieur, en raison de son plus petit secteur de chauffage. Coventry a également noté que les imperfections dans la forme de concentrateur ont eu comme conséquence l'illumination non uniforme affectant de ce fait l'exécution électrique.

Kribus et Al (2006) ont discuté la conception d'un système hybride PVT en utilisant un concentrateur parabolique de petite taille. A la différence des systèmes discutés plus tôt, leur conception de système pouvait fournir le chauffage à très hautes températures. Ils proposent que de tels systèmes puissent être employés dans des applications résidentielles pour conduire les systèmes de refroidissement à absorption.

III.5.4. Capteurs PVT à base de cellules en couches minces

Parmi les nombreuses technologies possibles en couches minces, les plus prometteurs sont ceux à base de semi-conducteurs composés, en particulier : le silicium amorphe (a-Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS) [138]. De nombreux auteurs ont adopté différents sujets de PV et des capteurs thermiques, tels qu'en en 2011 GN Tiwari, RK Mishra et S. C Solanki ont présenté un examen des différents modules photovoltaïques (c-Si, p-Si, r-Si, a-Si, CdTe, CIGS) et leurs applications électriques et thermiques telles que le chauffage thermique, le séchage, l'éclairage de jour, etc..., en plus de la production d'énergie, alors l'économie sera en sa faveur pour planificateur d'énergie et le système de PVT sera plus durable pour la production d'énergie décentralisée et la récolte [48]. En 2013 R. K Mishra et G. N Tiwari ont essayé d'évaluer et de comparer les matrices d'énergie d'un collecteur photovoltaïque thermique hybride à eau (HPVT) en mode de

Chapitre III

Etude bibliographique sur les capteurs hybrides (PVT) (Photovoltaïque Thermique)

température de collecte constante avec cinq types différents de modules photovoltaïques à savoir : mono et poly silicium amorphe de silicium cristallin (couche mince), CdTe et CIGS. Ils obtiennent que le silicium mono cristallin soit la meilleure alternative pour la production d'énergie électrique et thermique [139].

De la même manière les systèmes avec différentes technologies, en 2014 GN Tiwari et Ankita Gaur également discutent l'application de la (HPVT), il obtient que le module PV avec exposition d'écoulement de l'eau la température du module inférieur à celui sans débit d'eau menant à une plus grande efficacité électrique efficacité électrique moyenne de PV module avec et sans écoulement a été trouvé 7,36% et 6,85% [140].

Les cellules solaires en couches minces sont une approche prometteuse pour le photovoltaïque terrestre et l'espace et après une grande variété de choix en termes de conception et de fabrication du dispositif [141].

III.6. Conclusion

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

Pour l'application dans les capteurs hybrides, différents types des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à base de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïques ont été développés tels que les semi-conducteurs binaires, ternaires et quaternaires ainsi que les matériaux organiques.

Dans ce travail l'effort est dirigé la modélisation et la réalisation un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces. Puis la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches et d'étudier son rendement électrique et thermique et enfin comparer ces performances avec d'autres capteurs hybride en silicium monocristallin.

Chapitre IV

Conception et modélisation du
capteur PVT à base des cellules
solaires en couches minces

IV.1. Introduction

Il y a quelques années, les panneaux photovoltaïques au silicium avaient des rendements de l'ordre de 10 à 18%, ce qui les rendait peu intéressants car pas assez rentable (trop coûteux pour un rendement de conversion énergétique trop faible). Mais depuis peu, la technologie en couches minces apparaît pour le but d'augmenter le rendement et de réduire le coût. Pour l'application dans les capteurs hybrides, différents types de capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à base de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïques ont été développés tels que les semi-conducteurs binaires, ternaires et quaternaires ainsi que les matériaux organiques.

L'objectif de ce chapitre est de modéliser les différents types de capteurs PVT à base des cellules solaires en couches minces (binaires, ternaires et quaternaires) et de les comparer avec celle du capteur PVT à base de silicium monocristallin.

Le tellure de cadmium (CdTe) est l'un des matériaux binaires les plus appropriés pour une utilisation dans les structures photovoltaïques en couches minces, ce matériau peut produire un rendement élevé de l'ordre de 20% et est également connue par une structure de bandes à gap direct d'une valeur de 1,45 eV et un coefficient d'absorption très élevé ($> 10^5 \text{ cm}^{-1}$ dans le visible). Dans ce travail nous présentons la modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces de CdTe, puis, nous avons fait la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches à travers l'élaboration d'un bilan thermique qui fait intervenir les échanges thermiques entre les différents composants du capteur et d'étudier son rendement électrique et thermique et enfin comparer ces performances avec celle-ci d'un capteur PVT à base de silicium monocristallin.

Pour l'application dans les capteurs hybrides (PVT), différents types de capteurs hybridés photovoltaïques thermiques (PVT) à base de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïques en couches minces ont été développés tels que les semi-conducteurs binaires. Parmi ces semi-conducteurs ceux qui ont un gap direct puisqu'ils absorbent mieux la lumière comme les semi-conducteurs III-V tel que le GaAs et les semi-conducteurs III-VI comme le CdTe.

Pour ce but, nous avons les choisis pour l'application dans les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à cause de leur haut rendement électrique de l'ordre de 20,4% pour le CdTe et 28% pour le GaAs.

Les composés ternaires chalcopyrites qui peuvent jouer le rôle d'absorbeur dans les cellules solaires en couches minces sont principalement le CuGaSe_2 , le CuInS_2 , le CuAlSe_2 et le CuInSe_2 . Du fait de leurs grands coefficients d'absorption optique, une épaisseur de 1,5-2 μm est suffisante pour absorber la partie utile du spectre solaire. Le matériau le plus prometteur semble être le CuInSe_2 , une efficacité de 18,8% est obtenue par les cellules solaires à base de ce matériau. Cependant, sa faible bande interdite (1,04eV) limite la tension du circuit ouvert et donc le rendement de la photopile.

Dans ce travail nous présentons l'application de ce matériau dans les capteurs hybrides Photovoltaïques Thermiques (PVT). Par la détermination de son rendement électrique et thermique à travers l'élaboration d'un bilan thermique qui fait intervenir les échanges thermiques entre les différents composants du capteur et enfin comparer ces performances avec celle-ci d'un capteur PVT à base de silicium monocristallin.

Les capteurs photovoltaïques ont prouvé une grande efficacité dans la conversion de l'énergie solaire ; Cependant, différents PV et capteurs thermiques hybrides étant attirés de nombreux chercheurs. Tout au long de cette tentative, un PVT à base de cellules solaires à couches minces à base de différentes technologies (binaires, ternaires et quaternaires matériaux) a été mis en étude et fiabilité. Dans ce travail, les différentes générations ont été discutées. Les équations de bilan énergétique pour les différentes configurations ont été décrites. Les expressions analytiques pour l'efficacité électrique et thermique ont été calculées par une simulation Matlab (1D) et ANSYS Software (3D).

IV.2. PVT à base de matériaux binaires

IV.2.1. Structure du capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à base des matériaux binaires

Dans ce travail nous avons fait une modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces à base des matériaux binaires, il se compose de trois éléments essentiels, à savoir (**Figure 4.1**) :

- Le module photovoltaïque, qui a pour rôle la conversion des rayons solaires en une énergie électrique et se compose de trois couches : la première est une couche de verre, dont la face avant est exposée au rayonnement, la seconde couche qui contient les cellules photovoltaïques et la troisième couche représente le cuivre qui a été utilisé comme métal de contact arrière.
- Une tuyauterie en cuivre sous forme de radiateur ou de serpentín, où circule un fluide caloporteur qui a pour rôle d'évacuer la chaleur.
- Enfin, pour minimiser les pertes calorifiques du système, il faut isoler ses parois par une ou plusieurs couches d'isolation.

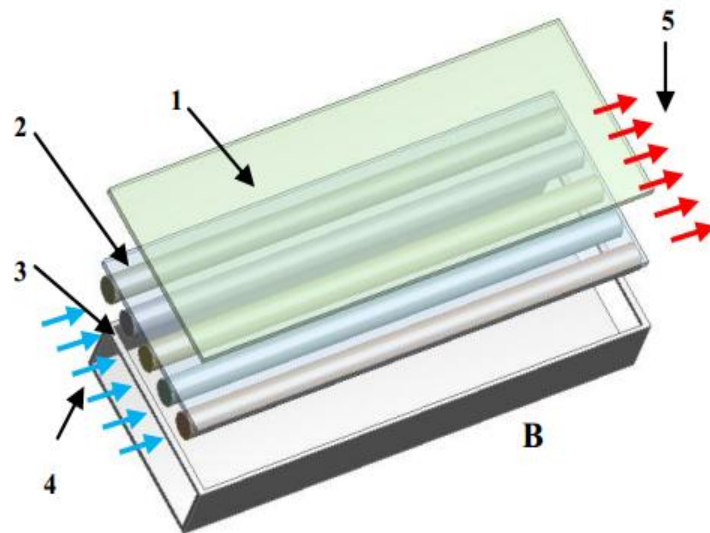


Figure 4.1 : La structure du capteur PVT.

- 1- Module photovoltaïque.
- 2- Cuivre.
- 3- Isolation.
- 4- Entrée du fluide.
- 5- Sortie du fluide.

IV.2.2. Modélisation d'un capteur hybride thermique photovoltaïque (PVT) à base de CdTe

Un travail important de recherche et de développement sur le photovoltaïque / thermique (PVT) la technologie hybride a été fait depuis 30 ans. Différents types de capteurs solaires thermique et de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïque sont été développés pour l'énergie solaire efficace d'utilisation. La conversion de l'énergie solaire en électricité et en chaleur avec un seul appareil (appelé collecteur hybride photovoltaïque thermique (PV/T)) est un bon avancement de la demande future d'énergie [142].

Les cellules solaires en couches minces de tellure de cadmium(CdTe) sont la base d'une technologie importante avec le grand impact commercial sur la production d'énergie solaire. Modules en couches minces monolithiques de grande surface montrent une stabilité à long terme, le rendement concurrentiel, et la capacité pour attirer les investissements en capital échelle de la production [143].

Les cellules solaires à couches minces basés sur le tellure de cadmium (CdTe) en polycristallin atteint des rendements de l'ordre de 16,5% [144] et de l'ordre de 10,9% à l'échelle du laboratoire [145]. CdTe est l'un des matériaux les plus approprié pour les applications photovoltaïques. CdTe a un gap direct ($E_g \approx 1.5\text{eV}$ à température ambiante), quelques microns d'épaisseur(en moins $2\mu\text{m}$) [146] de la couche de CdTe absorbent plus de 90% de la lumière incidente avec une énergie supérieure à la bande interdite photonique [147]. Le rendement maximal théorique correspondant à cette largeur de bande est environ 27%. À ce jour, les cellules solaires à base de CdTe ont été déposées successivement par une variété de techniques [148].

La cellule représentée sur la **Figure 4.2** c'est la cellule de base pour notre capteur PVT. Cette cellule de référence a montré un rendement de conversion très élevé ($V_{oc} = 0.895\text{V}$, $J_{sc} = 25.10\text{mA/cm}^2$, et $FF = 0,75$) avec une épaisseur de CdTe de $5\mu\text{m}$, l'épaisseur de la couche de CdS est de 60 nm, et l'épaisseur des couches de Zn_2SnO et SnO_2 sont 200nm et 100 nm respectivement, le Cu a été utilisé comme métal de contact arrière.

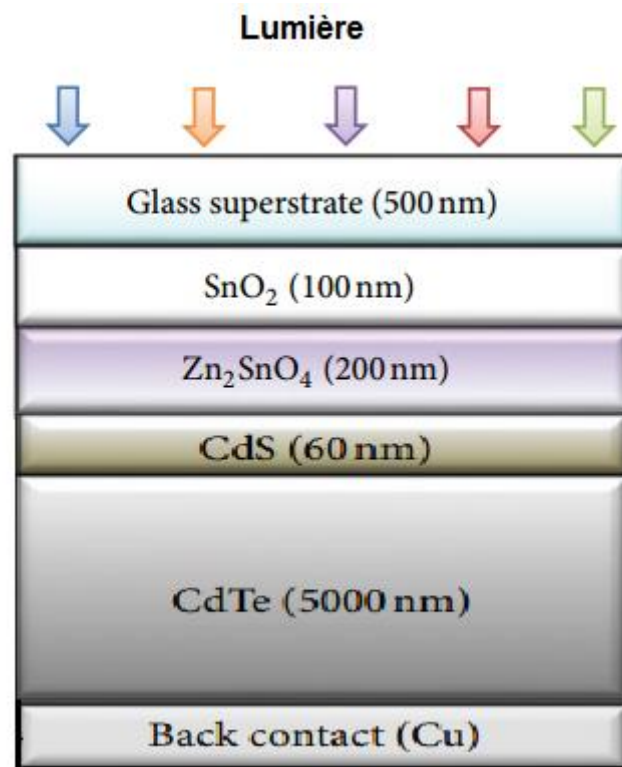


Figure 4.2 : La structure de la cellule solaire à base de CdTe [149].

Le capteur étudié est représenté sur la **Figure 4.3**, il se compose de trois éléments essentiels, à savoir :

- Le module photovoltaïque, qui a pour rôle la conversion des rayons solaires en une énergie électrique et se compose de trois couches : la première est une couche de verre, dont la face avant est exposée au rayonnement, la seconde couche qui contient les cellules photovoltaïques à base du CdTe et la troisième couche représente le cuivre qui a été utilisé comme métal de contact arrière.
- Une tuyauterie en cuivre sous forme de radiateur ou de serpentin, où circule un fluide caloporteur qui a pour rôle d'évacuer la chaleur.
- Enfin, pour minimiser les pertes calorifiques du système, il faut isoler ses parois par une ou plusieurs couches d'isolation.

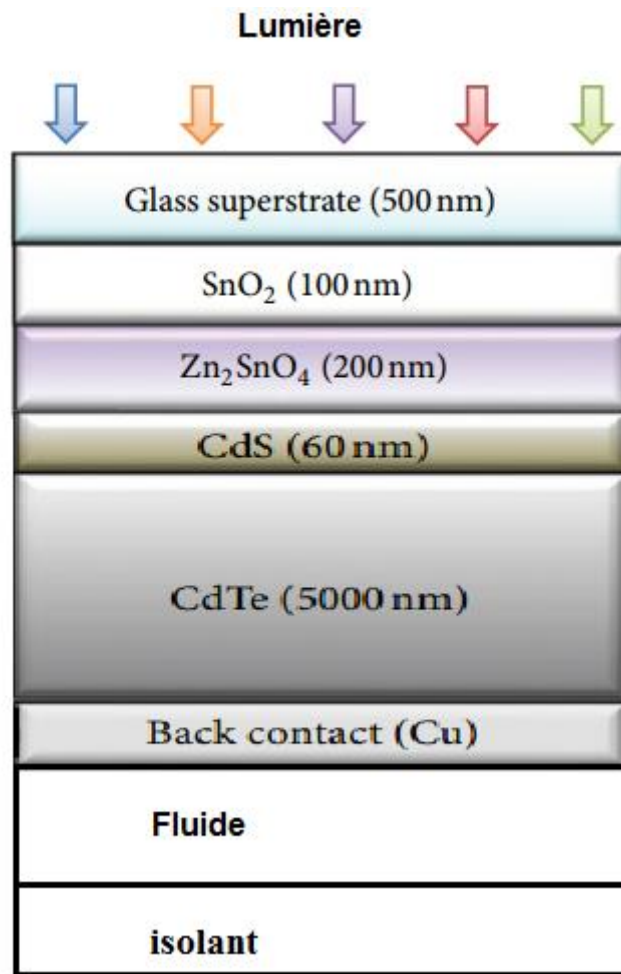


Figure 4.3 : La structure du capteur PVT à base de CdTe.

IV.2.2.1. Bilans thermiques des différents constituants du capteur hybride PV/T à base de CdTe

Le capteur étudié est représenté sur la **Figure 4.4** avec la représentation des températures des différentes couches :

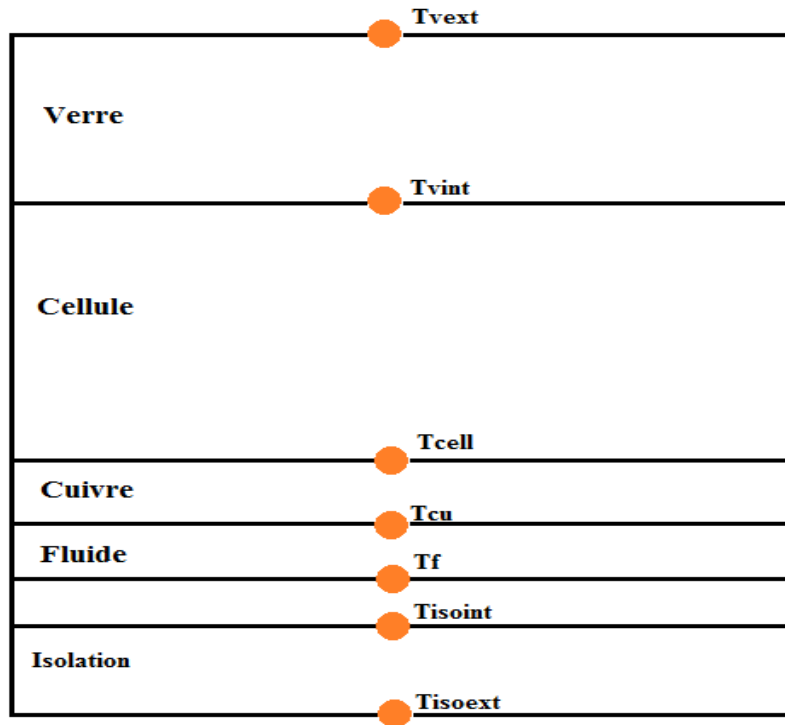


Figure 4.4 : Une coupe du capteur PVT étudié.

L'énergie thermique fournie par le rayonnement solaire est donnée comme suit [150] :

$$Q_{\text{sun}} = A_{\text{verre}} G \tau_{\text{verre}} \alpha_{\text{cel}} \quad (\text{IV} - 1)$$

A_{verre} : Surface du verre (m^2).

G : Rayonnement directe totale absorbée par la cellule solaire (W/m^2).

τ_{verre} : Transmittivité du verre.

α_{cel} : Coefficient d'absorptivité de la cellule solaire à base du CdTe.

Puisque le verre est opaque par rapport aux rayonnements émis par les cellules, la surface du verre devient une surface émettrice, les pertes thermiques par le rayonnement entre le verre du capteur hybride et le milieu extérieur sont exprimées comme suit :

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

$$Q_{r,v-a} = \varepsilon_v \sigma (T_v^4 - T_{ciel}^4) = h_{r,v-a} (T_v - T_{ciel}) \quad (IV-2)$$

$h_{r,v-a}$: Le coefficient d'échange par rayonnement, il est donné par la relation suivante :

$$h_{r,v-a} = \varepsilon_v \sigma (T_v^2 + T_{ciel}^2) (T_v - T_{ciel}) \quad (IV-3)$$

Avec :

σ : Constante de Stefan- Boltzmann en (W/m^2K^4) .

ε_v : Emissivité du verre.

A_v : surface du verre en (m^2) .

$$T_{ciel} = 0,0552(T_a)^{1,5} \quad (IV - 4)$$

Nous avons exprimé les pertes thermiques par convection par l'équation de transfert de chaleur entre le verre du capteur hybride et le milieu extérieur comme suit :

$$Q_{conv v-a} = h_{c,a} A_v (T_v - T_a) \quad (IV - 5)$$

Avec :

T_v : Température du verre du capteur hybride ($^{\circ}K$).

T_a : Température ambiante ($^{\circ}K$).

$h_{c,a}$: coefficient de transfert convectif qui est en fonction de la vitesse du vent en (W/m^2K) , il est donné par l'expression suivante [137] :

$$h_{c,a} = 2,8 + 3,0V_{vent} \quad (IV - 6)$$

Pour la face extérieure du verre :

L'équation de l'énergie au niveau du verre ; face extérieure est comme suit :

$$M_v C_v \frac{dT_{vext}}{dt} = Q_{sun} - Q_{rad v-ciel} - Q_{conv v-a} - Q_{cond v} \quad (IV-7)$$

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

$$M_v C_v \frac{dT_{vext}}{dt} = A_{verre} \alpha_{verre} G - \sigma \epsilon_v A_{verre} (T_{vext}^4 - T_{ciel}^4) - h_{c,a} A_v (T_{vext} - T_a) - h_{condv} A_v (T_{vext} - T_{int}) \quad (IV - 8)$$

$$h_{condv} = \frac{\lambda_v}{\delta_v} \quad (IV - 9)$$

λ_v : La conductivité thermique du verre.

δ_v : L'épaisseur du verre.

Pour la face intérieure du verre :

L'équation de l'énergie au niveau du verre ; face intérieure est comme suit :

$$M_v C_v \frac{dT_{vint}}{dt} = Q_{sun} + Q_{condv} - Q_{condv-cel} \quad (IV - 10)$$

$$M_v C_v \frac{dT_{vint}}{dt} = A_{verre} G \tau_{verre} + h_{condv} A_v (T_{vext} - T_{vint}) - h_{condv-cel} A_v (T_{vint} - T_{cel}) \quad (IV - 11)$$

$$h_{condv-cel} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}} \quad (IV - 12)$$

λ_{cel} : Conductivité thermique de la cellule solaire à base de CdTe.

δ_{cel} : L'épaisseur de la cellule solaire.

Pour La cellule solaire :

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

$$M_{cel} C_{cel} \frac{dT_{cel}}{dt} = Q_{sun} + Q_{convv-cel} - Q_{condcel-cu} - Q_{ele} \quad (IV - 13)$$

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

$$M_{\text{cel}} C_{\text{cel}} \frac{dT_{\text{cel}}}{dt} = A_v G \tau_{\text{verre}} \alpha_{\text{cel}} + h_{\text{cond } v\text{-cel}} A_v (T_{\text{vint}} - T_{\text{cel}}) - h_{\text{cond } \text{cel-cu}} A_{\text{cel}} (T_{\text{cel}} - T_{\text{cu}}) - Q_{\text{ele}} \quad (\text{IV} - 14)$$

$$h_{\text{cond } \text{cel}} = \frac{\lambda_{\text{cel}}}{\delta_{\text{cel}}} \quad (\text{IV} - 15)$$

λ_{cel} : Conductivité thermique de la cellule solaire à base de CdTe.

δ_{cel} : L'épaisseur de la cellule solaire.

$$h_{\text{cond } \text{cel-cu}} = \frac{\lambda_{\text{cu}}}{\delta_{\text{cu}}} \quad (\text{IV} - 16)$$

λ_{cu} : Conductivité thermique de Cu.

δ_{cu} : L'épaisseur de Cu.

$$Q_{\text{ele}} = \frac{Q_{\text{sun}}}{\alpha_{\text{cel}}} \eta_{\text{ref}} \exp(\beta(T_{\text{cel}} - T_{\text{ref}})) \quad (\text{IV} - 17)$$

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

β : Le coefficient de température qui représente la relation entre le rendement de la cellule solaire et la température (environ 0.00035/°C %/°C pour le CdTe) [151].

Pour la couche de cuivre :

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

$$M_{\text{Cu}} C_{\text{Cu}} \frac{dT_{\text{Cu}}}{dt} = Q_{\text{cond } \text{cel-Cu}} - Q_{\text{cond } \text{Cu-tube}} - Q_{\text{cond } \text{Cu-iso}} \quad (\text{IV} - 18)$$

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

$$M_{Cu} C_{Cu} \frac{dT_{Cu}}{dt} = h_{cond\ cel-Cu} A_{Cu} (T_{cel} - T_{Cu}) - h_{cond\ Cu-tube} A_{Cu-tube} (T_{Cu} - T_{cel}) - h_{cond\ Cu-iso} A_{Cu-iso} (T_{Cu} - T_{iso\ int}) \quad (IV - 19)$$

La surface de contact entre le tube et la couche du cuivre c'est :

$$A_{Cu-tube} = A_{Cu} \left(\frac{W - D_{ext}}{W} \right) \quad (IV - 20)$$

La surface de contact entre la couche du cuivre et l'isolant, face intérieure est :

$$A_{Cu-iso} = A_{Cu} \left[1 - \left(\frac{W - D_{ext}}{W} \right) \right] \quad (IV - 21)$$

$$h_{cond\ Cu-tube} = \frac{1}{2 \left(\frac{\delta_{Cu}}{\lambda_{Cu}} + \frac{\left(\frac{D_{ext} - D_{int}}{2} \right)}{\lambda_{Cu}} \right)} \quad (IV - 22)$$

Le coefficient de transfert de chaleur par conduction entre la plaque absorbante et l'isolant, face extérieure est :

$$h_{cond\ Cu-iso} = \frac{2\lambda_{Cu}}{\delta_{Cu}} \quad (IV - 23)$$

Au niveau du tube :

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

$$M_t C_t \frac{dT_t}{dt} = Q_{cond\ Cu-tube} - Q_{conv\ tube-fluide} - Q_{cond\ tube-iso} \quad (IV - 24)$$

$$M_t C_t \frac{dT_t}{dt} = A_{Cu-tube} h_{cond\ Cu-tube} (T_{Cu} - T_t) - A_F h_{conv\ tube-fluide} (T_t - T_F) - A_{iso-tube} h_{cond\ tube-iso} (T_t - T_{iso}) \quad (IV - 25)$$

Nous avons considéré que la surface de contact entre le tube et l'isolant est :

$$A_{iso-tube} = \frac{D_{ext} \pi L}{2} \quad (IV - 26)$$

$$A_{fluide} = \left(\frac{D_{int}}{2} \right)^2 \pi \quad (IV - 27)$$

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

Le $h_{conv tube-fluide}$ est le coefficient de transfert de chaleur de convection entre le fluide et le mur de tube, pour l'écoulement de l'eau dans le tube :

$$h_{conv tube-fluide} = \frac{\lambda_{fluide} Nu}{D_h} \quad (IV - 28)$$

$$D_h = \frac{4A_{fluide}}{P} \quad (IV - 29)$$

P : est le périmètre du tube.

Pour le fluide caloporteur :

L'équation de l'énergie pour le fluide caloporteur est donnée comme suit :

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = Q_{conv tube-fluide} + Q_{th} \quad (IV - 30)$$

$$M_f C_f \frac{dT_f}{dt} = A_{fluide} h_{conv tube-fluide} (T_t - T_f) + Q_{th} \quad (IV - 31)$$

$$Q_{th} = nWF' (S - U_{pa} (T_f - T_a)) \quad (IV - 32)$$

$$S = \left(\tau_{verre} \alpha_{cellule} \left(\frac{\eta_{ref} A_{cellule}}{A_{capteur}} \right) \right) G \quad (IV - 33)$$

Pour la couche de l'isolant :

L'équation de l'énergie au niveau de l'isolant ; face intérieure est donnée par :

$$M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso int}}{dt} = Q_{cond Cu-iso} - Q_{cond iso} \quad (IV - 34)$$

$$\begin{aligned} M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso int}}{dt} &= A_{Cu-iso} h_{cond Cu-iso} (T_{Cu} - T_{iso int}) \\ &\quad - A_{iso} h_{cond iso} (T_{iso int} - T_{iso ext}) \end{aligned} \quad (IV - 35)$$

$$h_{cond\ iso} = \frac{\lambda_{iso}}{\delta_{iso}} \quad (IV - 36)$$

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

$$M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = Q_{cond\ tube-iso} + Q_{cond\ iso} - Q_{conv\ iso-a} \quad (IV - 37)$$

$$M_{iso} C_{iso} \frac{dT_{iso\ ext}}{dt} = A_{iso-tube} h_{cond\ tube-iso} (T_t - T_{iso\ ext}) + A_{iso} h_{cond\ iso} (T_{iso\ int} - T_{iso\ ext}) - A_{iso} h_{conv\ iso-a} (T_{iso\ ext} - T_a) \quad (IV - 38)$$

IV.2.2.2. Performances thermiques et électriques du capteur hybride à base de CdTe

Pour le calcul de l'énergie utile fournie par le capteur hybride, on utilise la même équation, que pour le cas d'un capteur thermique plan. Car en fait, une partie seulement du rayonnement solaire absorbé est convertie en énergie électrique, l'énergie thermique est donc :

$$Q_{th} = A_c F_R [\pi \alpha^* G - U_{p-a} (T_e - T_a)] \quad (IV - 39)$$

Où α^* , est le facteur d'absorptivité [150] exprimé par :

$$\alpha^* = \alpha - \eta_{PV} \quad (IV - 40)$$

Dans l'équation (39), le gain utile de la chaleur Q_{util} est représenté en fonction de la surface du capteur A_c , du facteur d'extraction de la chaleur F_R , du rayonnement solaire G , du coefficient de pertes de chaleur du capteur U_{p-a} , et de la différence de température entre la température de refroidissement T_e et la température ambiante T_a .

Le facteur d'extraction de la chaleur F_R , représente la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible, si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide, il peut être calculé comme suit :

$$F_R = \frac{\dot{m} C_f}{A_c U_{p-a}} \left[1 - \exp\left(-\frac{A_c U_{p-a} F'}{\dot{m} C_f}\right) \right] \quad (IV - 41)$$

Où

$$F' = \frac{\frac{1}{U_{p-a}}}{\frac{1}{W[U_{p-a}(D_{ext} + (W - D_{ext})F']]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_h h_{conv p-f}}} \quad (IV - 42)$$

Avec :

$$F = \frac{\tanh\left(m \frac{(W - D_{ext})}{2}\right)}{m \frac{(W - D_{ext})}{2}} \quad (IV - 43)$$

Cette équation détermine l'efficacité du secteur à ailette entre les tubes adjacents en tenant compte de l'influence du lancement de tube W et du diamètre extérieur de tube D_{ext} . Le coefficient global de pertes de chaleur U_{p-a} du capteur solaire hybride représente la somme des pertes vers l'avant du capteur U_{top} et vers l'extérieur du bord U_b .

Dans cette relation, on a supposé que le coefficient de pertes de chaleur vers l'avant U_{top} , pourrait être calculé en utilisant l'équation empirique de Klein comme donnée Ci-après, [152].

$$U_{top} = \frac{1}{\left\{ \frac{N}{\frac{c}{T_{pm}} \left(\frac{T_{pm} - T_a}{N - f} \right)^e + h_{conv v-a}} \right\} + \frac{\sigma(T_{pm} + T_a)(T_{pm}^2 - T_a^2)}{\frac{1}{(\varepsilon_p + 0.00591N h_{conv v-a}) + \frac{2N + f - 1 + 0.133\varepsilon_p - N}{\varepsilon_v}}} \quad (IV - 44)$$

$$c = (520 - 0.000051\beta^2) \quad (IV - 45)$$

$$f = (1 + 0.089h_{conv v-a} - 0.1166h_{conv v-a}\varepsilon_{Cu})(1 + 0.007866N) \quad (IV - 46)$$

$$e = 0.43 \left(1 - \frac{100}{T_{pm}} \right) \quad (IV - 47)$$

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

$$U_b = \frac{\lambda_{iso}}{\delta_{iso}} \quad (IV - 48)$$

L'énergie thermique peut être calculée aussi par la relation suivante :

$$Q_{th} = \dot{m}c_p(T_{fs} - T_{fe}) \quad (IV - 49)$$

Les rendements, respectivement thermique et électrique, du capteur hybride sont déterminés par les deux expressions suivantes :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{A_c G} \quad (IV - 50)$$

$$\eta_{ele} = \frac{Q_{ele}}{A_c G} \quad (IV - 51)$$

Q_{ele} : C'est l'énergie électrique délivrée par la cellule est donnée par la relation suivante :

$$Q_{ele} = \frac{Q_{sun}}{\alpha_{cel}} \eta_{ref} \exp(\beta(T_{cel} - T_{ref})) \quad (IV - 52)$$

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

IV.2.1.3. Résolution numérique du système

Le problème consiste à déterminer, en fonction des paramètres externes et des paramètres internes :

- Les températures aux niveaux de chaque couche du composant du capteur.
- L'efficacité globale thermique et électrique du capteur.

La résolution du système est effectuée par la méthode de RK4.

IV.2.1.3.1. Méthode de Range-Kutta :

La méthode de Runge-Kutta est une méthode d'analyse numérique d'approximation de solution d'équation différentielle cette méthode repose sur le principe de l'itération c'est-à-dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite.

Considérons le problème suivant :

$$T' = f(t, T), \quad T(T_0) = T_0$$

La méthode RK4 est donnée par l'équation suivante :

$$T_{n+1} = T_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

Où

$$k_1 = f(t_n, T_n)$$
$$k_2 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}k_1\right)$$

$$k_3 = f\left(t_n + \frac{h}{2}, T_n + \frac{h}{2}k_2\right)$$

$$k_4 = f(t_n + h, T_n + hk_3)$$

L'idée est que la valeur suivante (T_{n+1}) est approchée par la somme de la valeur actuelle (T_n) et du produit de la taille de l'intervalle (h) par la pente estimée.

Nous supposons connues, les températures des différents nœuds à l'instant initial, et avec l'algorithme de calcul (**organigramme**).

Nous obtenons un système d'équations, dont la résolution permet de calculer nos inconnues.

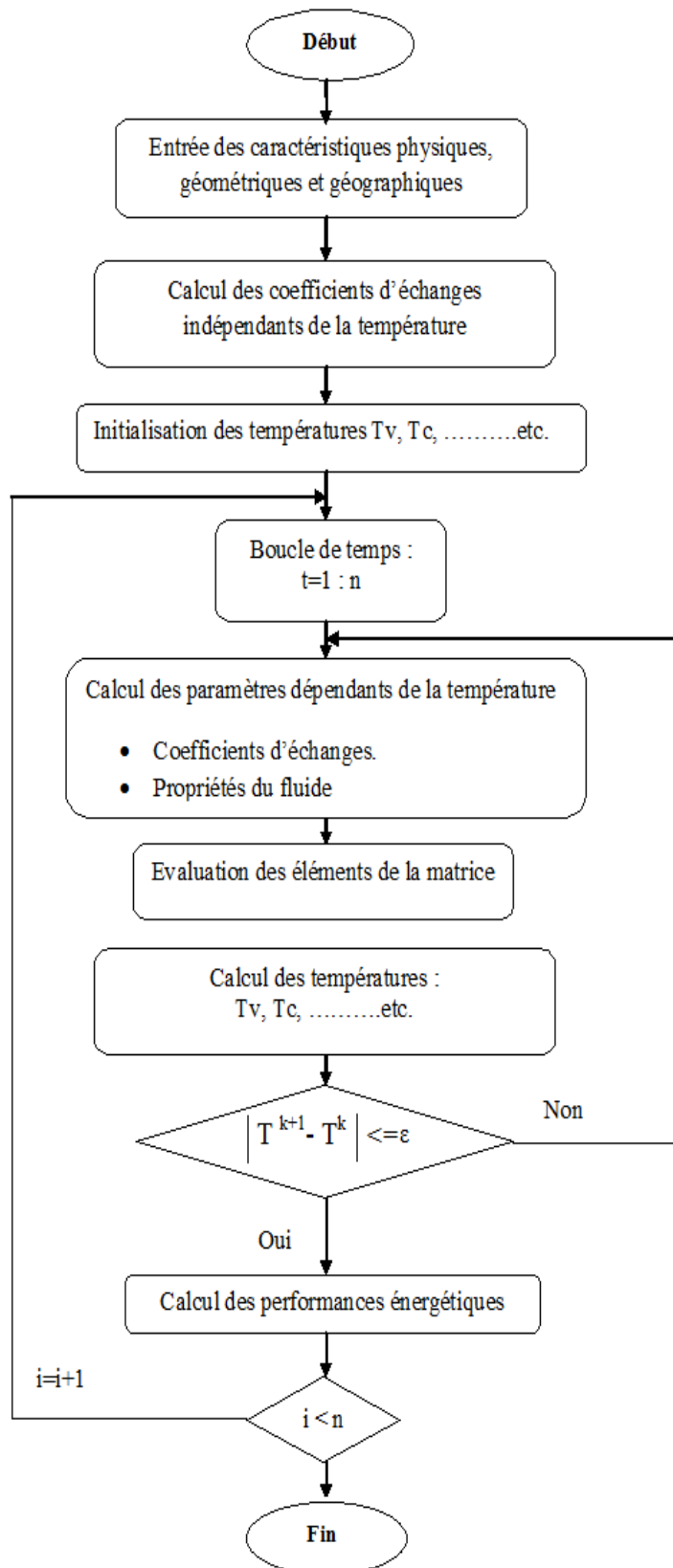
IV.2.1.3.2. Traitement informatique

Les diverses étapes de résolution sont les suivantes :

- Entrée des données et calcul des constantes.
- La température ambiante.
- Calcul le rayonnement solaire global.
- Calcul des différents échanges thermiques qui sont indépendants de la température à savoir :
 - 1) Les coefficients d'échange thermique par conduction à travers les composants du module PV, l'absorbeur, et l'isolant.
 - 2) Les coefficients d'échange thermique du au vent.
- Nous supposons au départ que chaque composant du capteur est à la température ambient T_a .
- Calcul de coefficient d'échange thermique par rayonnement entre :
 - La vitre (coté extérieur) et l'ambiance.
- Calcul de coefficient d'échange thermique par convection entre :
 - a. La vitre (coté extérieure) et l'ambiance.
 - b. Le tube et le fluide caloporteur.
- Calcul des coefficients d'échange thermique par conduction entre les différentes couches du PVT.
- L'exécution de l'algorithme de **RK4** d'itération.

Toutes ces étapes sont représentées dans l'organigramme qui suit. Le programme principal a été développé en **Matlab 6**.

IV.2.1.3.3. Organigramme



Paramètres de capteur solaire PV/T	Valeur
Rayonnement solaire, G_{ref}	1000W/m ²
Température ambiante, $T_{a,ref}$	298 K
Longueur de collecteur, L	1.29 m
Largeur de collecteur, H	0.33 m
La température des cellules aux conditions de références, $T_{cell,ref}$	298 K
Le rendement électrique aux conditions de références pour le Si, $\eta_{el,ref}$	0.15
Le rendement électrique aux conditions de références pour le CdTe, $\eta_{el,ref}$	0.204
L'épaisseur du verre, δ_g	0.003 m
La conductivité thermique du verre, λ_g	1 W/m K
Le coefficient de transmission du verre, τ_g	0.92
L'émissivité du verre, ε_g	0.88
Le coefficient d'absorption des cell, α_{Si}	0.75
Le coefficient d'absorption des cell, α_{CdTe}	0.90
L'épaisseur de la couche des cell, δ_{Si}	5x10 ⁻⁶ m
L'épaisseur de la couche des cell, δ_{CdTe}	5x10 ⁻⁶ m
La conductivité thermique des cell, λ_{Si}	131 W/m K
La conductivité thermique des cell, λ_{CdTe}	6,2 W/m K
Le coefficient d'absorption de tedlar, α_T	0.26
L'épaisseur de tedlar, δ_T	0.0002 m
La conductivité thermique de tedlar, λ_T	163 W/m K
L'émissivité de l'absorbeur, ε_p	0.4
L'épaisseur de l'absorbeur, δ_p	0.003 m
La conductivité thermique de l'absorbeur, λ_p	65 W/m K
L'épaisseur de l'isolation, δ_i	0.05 m
La conductivité thermique de l'isolation, λ_i	0.0035 W/m K
La vitesse du vent, V_w	1m/s
L'angle d'inclinaison du capteur, ϕ	35°

Tableau 4.1: Les conditions utilisées dans la simulation pour les capteurs PVT à base de CdTe et Si.

IV.2.1.4. Résultats et interprétations

Dans ce travail nous avons fait une modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces de CdTe et de le comparer avec un capteur Photovoltaïque Thermique à base de Si effectuées par A.Khelifa et Al [153], dont on fait la détermination des niveaux des températures de ces différentes couches de ces capteurs PVT par La résolution du système d'équations élaborés par un bilan thermique sous **Matlab** par la méthode de Range Kutta.

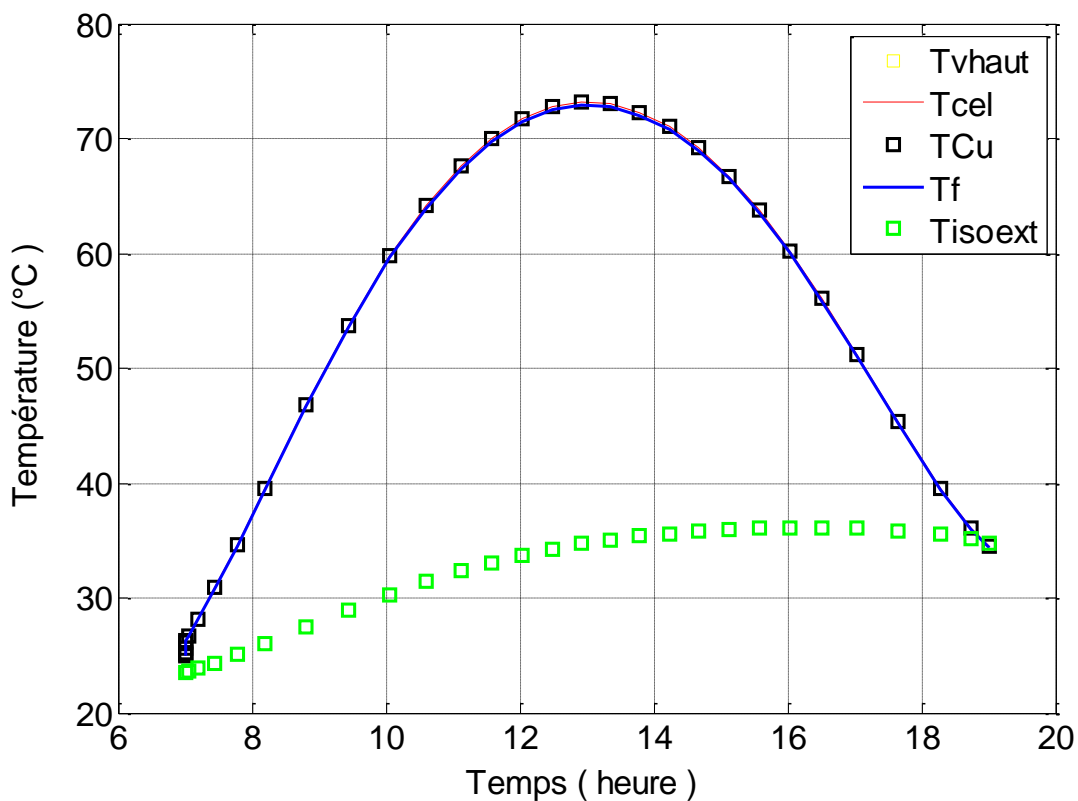


Figure 4.5 : La variation des températures de chaque couche d'un PVT à base de CdTe.

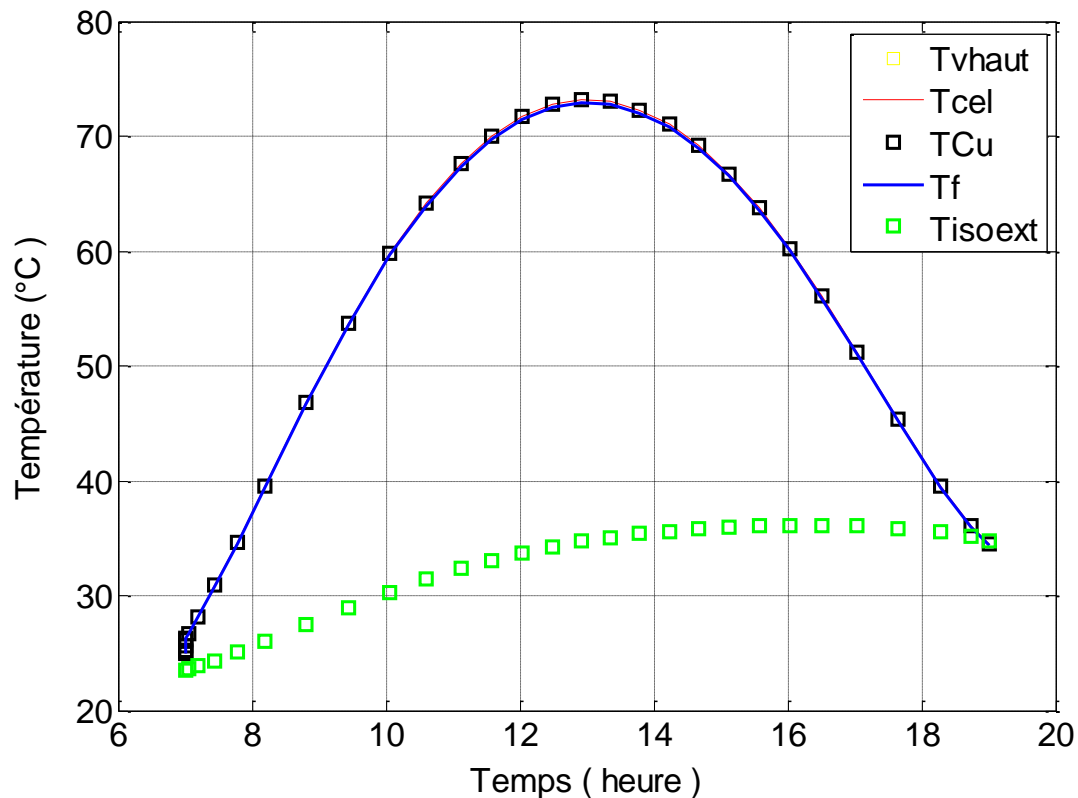


Figure 4.6 : La variation des températures de chaque couche d'un PVT à base de Si.

Les **figures 4.5** et **4.6** représentent la variation de température des différentes couches de notre capteur PVT à base de CdTe et Si monocristallin, la résolution du système d'équations régissant les transferts thermiques au sein du capteur hybride sont développée sous MATLAB, et nous a permis de calculer la variation de température de chacun de ses composants ; L'analyse des courbes obtenues montre que l'accroissement des températures des cellules PV et de l'absorbeur semble important lorsque le rayonnement croît. Elles sont pratiquement confondues, ces résultats soulignent la dépendance de la Température de cellule à celle de l'absorbeur.

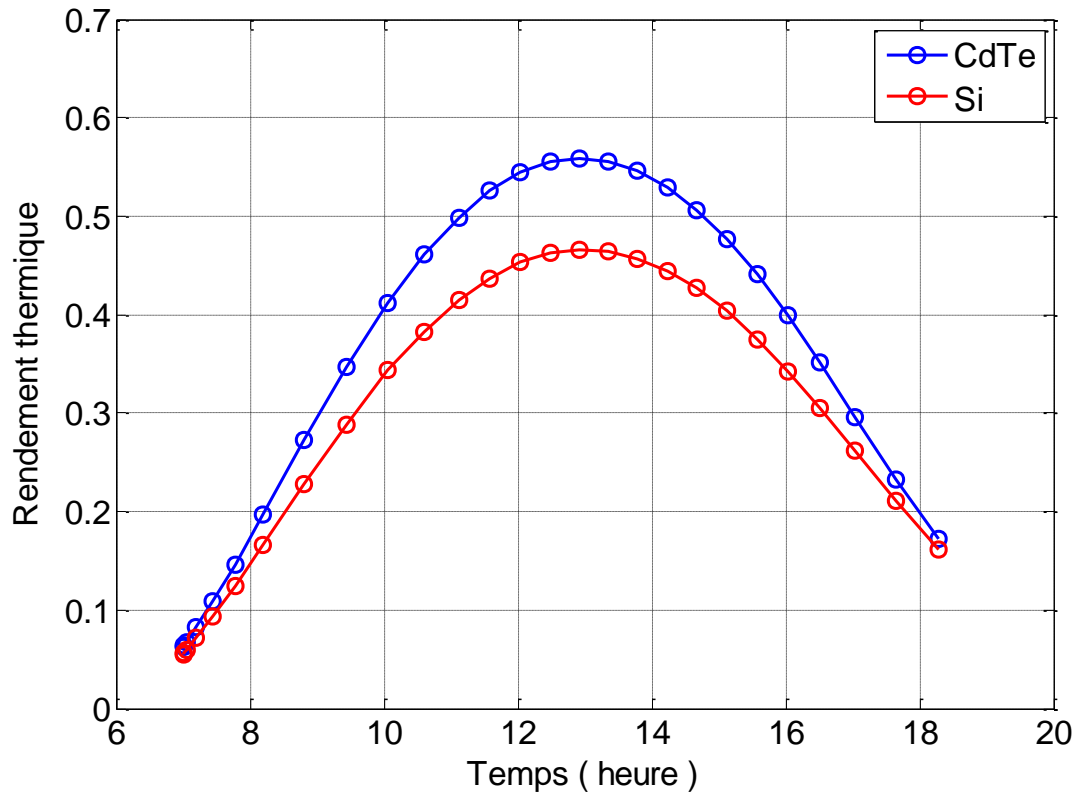


Figure 4.7 : La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de CdTe et Si.

La **Figure 4.7** représente la variation du rendement thermique avec le temps des capteurs PVT à base de CdTe et de Si respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^h et 14^h, dont il atteint une valeur maximale vers midi et diminue par la suite jusqu'à une valeur minimale à 19^h. Ceci veut dire que nous pouvons exploiter l'énergie thermique produite par notre capteur hybride pendant toute la journée.

On voit que le rendement thermique pour le CdTe atteint une valeur maximale de l'ordre de **56%** tandis que le rendement thermique pour le Si atteint une valeur maximale de **47%**.

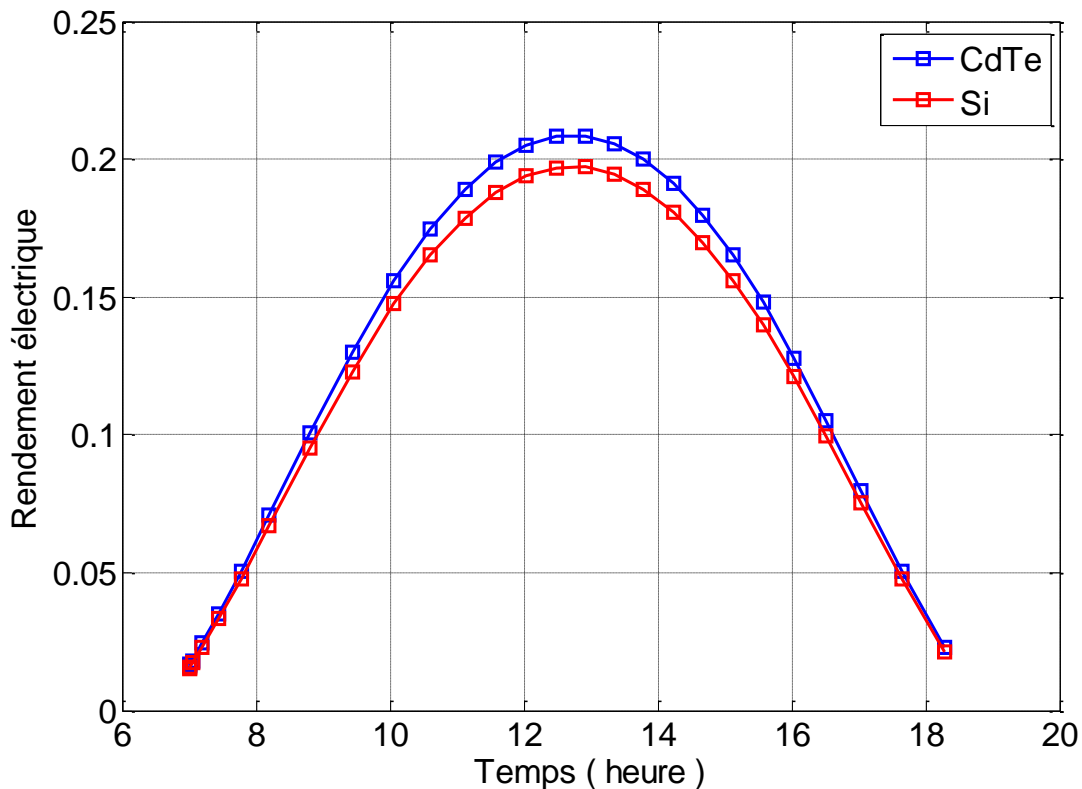


Figure 4.8 : La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de CdTe et Si.

La **Figure 4.8** représente la variation du rendement électrique avec le temps des capteurs PVT à base de CdTe et de Si respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^h et 14^h.

On voit que la valeur maximale du rendement électrique pour le CdTe (**20,85%**) est plus grande à la valeur pour un module (17%) publié par S.L Rugen – Hankey et Al [154] et à celle du Si (**19,71%**), puisque le CdTe a un gap direct et le Si a un gap indirect.

IV.2.3. Les Capteurs Hybrides Photovoltaïques et Thermiques (PVT) à base de GaAs

Une grande variété de matériaux est utilisée pour produire ces couches minces. Citons les métaux, alliages (possibilité de faire plusieurs alliages : binaires, ternaires, quaternaires), composés réfractaires (oxydes, nitrures, carbures), les composés intermétalliques et les polymères [155]. Depuis une dizaine d'années, des efforts considérables ont été accomplis dans le domaine de nouveaux matériaux synthétisés à bas coût pour être intégrer dans les cellules solaires à base de couches absorbantes CIS: $\text{CuIn}(\text{S},\text{Se})_2$, et GICS: $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})(\text{Se},\text{S})$ [156].

Parmi tous les composés binaires possibles, tous n'ont pas le même intérêt potentiel. L'étude de leurs propriétés, et en particulier de la structure de bandes montre que les éléments les plus légers donnent des composés dont laquelle la bande interdite est large et indirecte, et dans laquelle la masse effective des électrons est élevée [157], dont on trouve les semi-conducteurs III-V et II-VI sont des éléments essentiels pour le développement des composants hyperfréquences, optoélectroniques, circuits logiques et capteurs de gaz [158]. Ces semi-conducteurs ont un gap direct puisqu'ils absorbent mieux la lumière comme le GaAs pour les semi-conducteurs III-V et le CdTe pour les semi-conducteurs III-VI.

Durant les dernières années, les cellules solaires à base de l'arséniure de gallium ont été largement utilisées, plus particulièrement aux applications spatiales, et ce à cause de leur rendement élevé et leur faible dégradation face aux irradiations dans l'espace [159]. C'est ainsi que le rendement des cellules au GaAs a dépassé la première fois 20% vers la fin des années 70, quand Woodall et Hovel ont fabriqué des cellules aux hétérostructures avec un rendement de 22% [160]. De nos jours, ces cellules solaires ont atteint des rendements de l'ordre de 20-25% [161].

En raison de leur haute performance et la production de modules de grande surface, le tellure de cadmium en couches minces (CdTe) des cellules solaires ont actuellement détenu la deuxième plus grande part de marché après que les cellules solaires en silicium cristallin [162].

Par conséquent, le CdTe est un candidat idéal pour la conversion de l'énergie photovoltaïque avec un coefficient d'absorption élevé ($\sim 10^5 \text{ cm}^{-1}$) et un écart optique directe de bande (1,45 eV) adaptée de façon optimale au spectre solaire, et son efficacité théorique devrait être d'environ 29 % [163]. Au cours des dernières années, les technologies de préparation de cellules solaires au CdTe ont réalisé un développement rapide [164-165], et une variété de haute-efficacité des cellules solaires au CdTe ($> 10\%$) ont été fabriqués avec succès par plusieurs techniques, y compris la sublimation espacée à proximité [166], dépôt en phase vapeur de transport [167], pulvérisation magnétron [168] et l'impression d'écran [169]. À ce jour, First Solar Inc. a rapporté le meilleur rendement de 20,4% ($0,4778 \text{ cm}^2$) pour une petite zone CdTe cellule solaire et un rendement de module de 17,5% (7021 cm^2) par le processus de fabrication à haute température [170].

Pour ces raisons, nous choisissons l'application de ces deux matériaux dans les capteurs (PVT).

IV.2.3.1. Résultats obtenus

Dans ce travail, nous avons fait une modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base des matériaux binaires (GaAs et CdTe) pour une épaisseur de l'ordre de $5\mu\text{m}$ de la couche active de la cellule des deux matériaux, et les comparer avec le capteur de silicium monocristallin effectuées par A.Khelifa et Al [171], dont on a fait la détermination de la température de sortie du fluide caloporteur de ces capteurs PVT par la résolution du système d'équations élaborés par un bilan thermique sous **Matlab** par la méthode de Range Kutta.

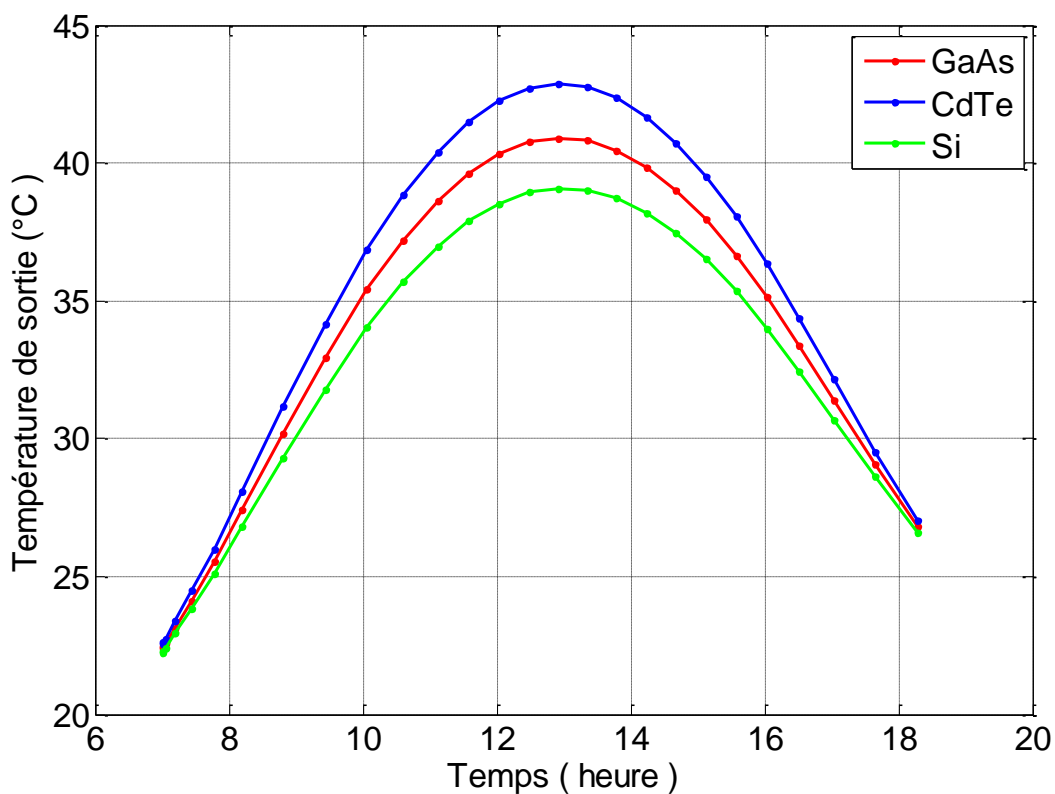


Figure 4.9 : La variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.

La **Figure 4.9** présente la variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et de silicium monocristallin en fonction de temps, on observe que la température monte à partir d'une valeur initiale à $t=7^{\text{h}}$ de façon presque parabolique jusqu'à ses valeurs maximales entre 12^{h} et 14^{h} .

On voit aussi que la température de sortie du fluide caloporteur est plus importante pour les capteurs PVT à base de CdTe (43°C) et GaAs (41°C) par rapport au capteur PVT à base de Si (39°C), pour une température d'entrée fixé à 20°C du fluide caloporteur.

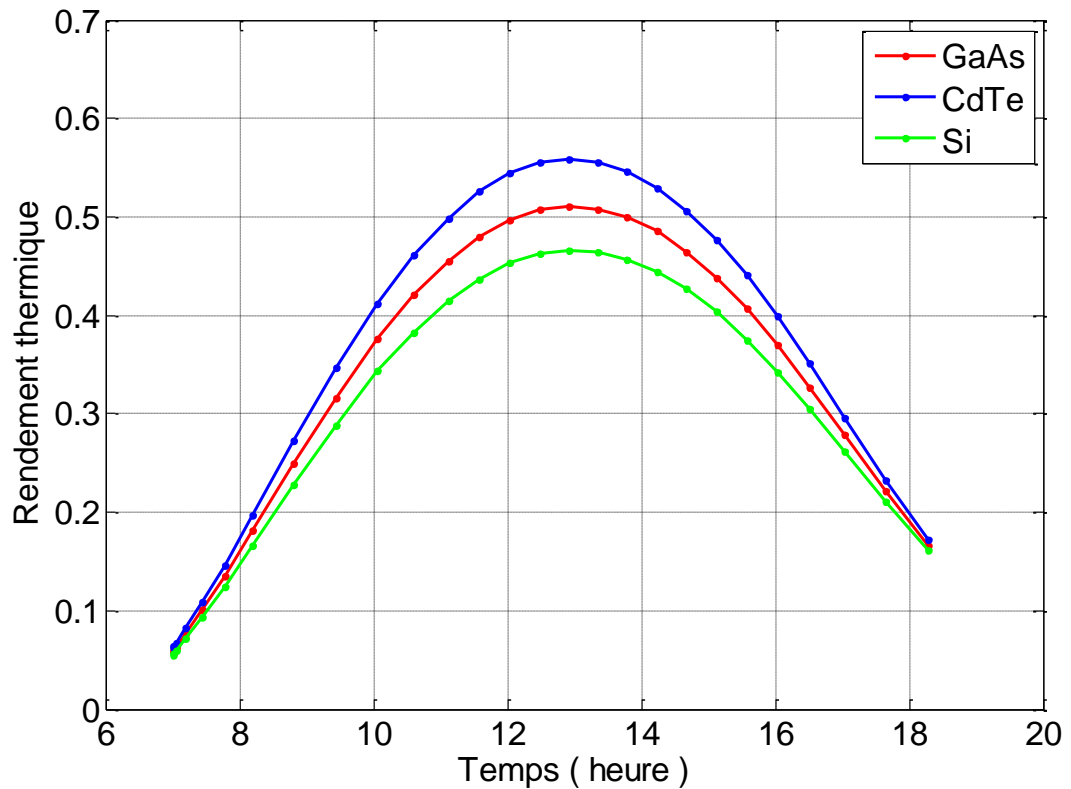


Figure 4.10 : La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.

La **Figure 4.10** représente la variation du rendement thermique avec le temps des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^{h} et 14^{h} , dont il atteint une valeur maximale vers midi et diminue par la suite jusqu'à une valeur minimale à 19^{h} . Ceci veut dire que nous pouvons exploiter l'énergie thermique produite par notre capteur hybride pendant toute la journée.

On voit que le rendement thermique atteint une valeur maximale de l'ordre de **56%** pour le CdTe et **51%** pour le GaAs, plus grande que la valeur obtenue par le capteur PVT à base de Si (**47%**).

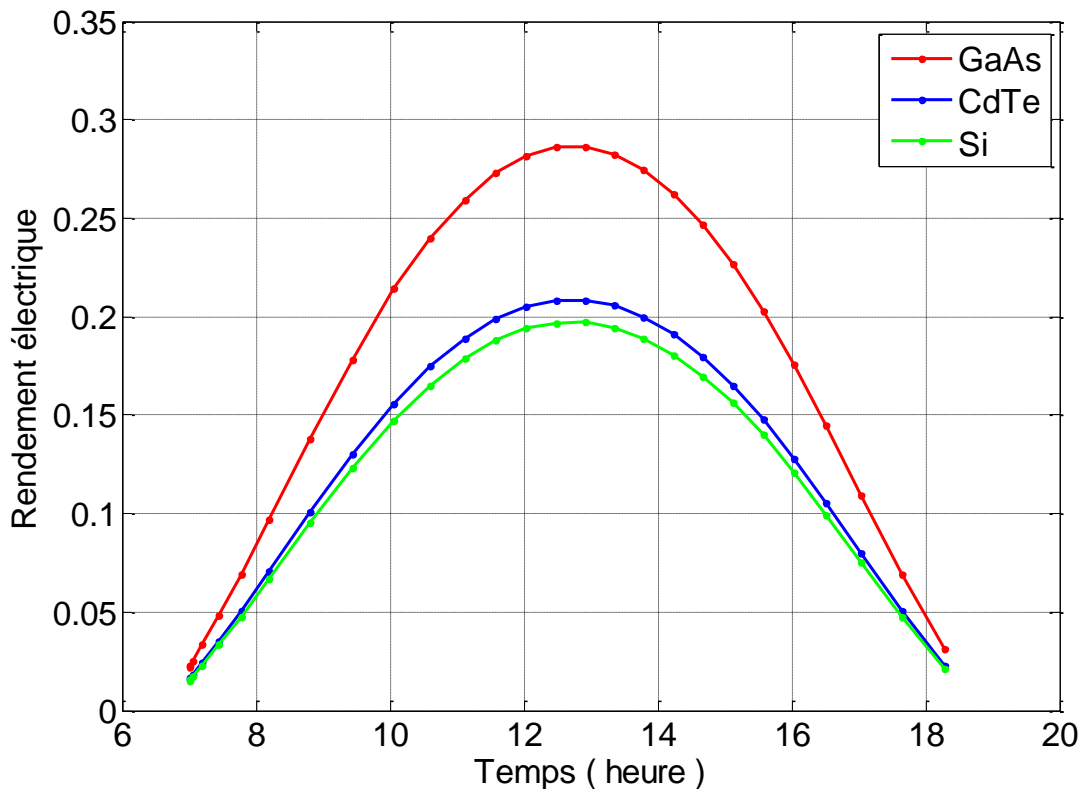


Figure 4.11 : La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et silicium monocristallin.

La **Figure 4.11** représente la variation du rendement électrique avec le temps des capteurs PVT à base de GaAs, CdTe et de Si respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^h et 14^h.

On voit que la valeur maximale du rendement électrique pour le GaAs (**28.62%**) est plus grande par rapport à celle du CdTe (**20,85%**) et à celle du Si (**19,71%**), puisque le GaAs et le CdTe ont un gap direct et le Si a un gap indirect.

IV.3. PVT à base de matériaux ternaires

IV.3.1. Les cellules solaires en couches minces à base de Cuivre Indium Sélénium (CuInSe₂) pour les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT)

Les cellules photovoltaïques (PV) peuvent absorber jusqu'à 80% du rayonnement solaire incident disponible dans le spectre solaire, cependant, seul un certain pourcentage de l'énergie incidente absorbée est converti en électricité en fonction de l'efficacité de conversion de la

technologie des cellules photovoltaïques. Le reste de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur qui s'accumule sur la surface des cellules provoquant des températures élevées.

L'augmentation de la température de cellules photovoltaïques est considérée comme l'un des problèmes les plus critiques qui influencent leur performance, provoquant une grave dégradation et de raccourcir la durée de vie des cellules. Par conséquent le refroidissement des modules photovoltaïques pendant le fonctionnement est essentiel et doit être une partie intégrante des systèmes PV particulier dans les zones ensoleillées [151]. Il y a eu aussi l'aide d'exploiter ce phénomène par la combinaison des systèmes photovoltaïques avec un système thermique pour former le capteur hybride PVT, qui va générer en même temps de l'électricité et de la chaleur.

Les matériaux utilisés dans les applications photovoltaïques peuvent être produit dans une large variété de formes cristallines et polycristallines, bien que les matériaux cristallins aient montré de très hauts rendements de conversion, mais leur coût de production reste encore relativement élevé. Plusieurs matériaux polycristallins ont gagné récemment de plus en plus d'attention à cause de leurs performances (**Figure 4.12**) [171], stabilité et leur faible coût de production.

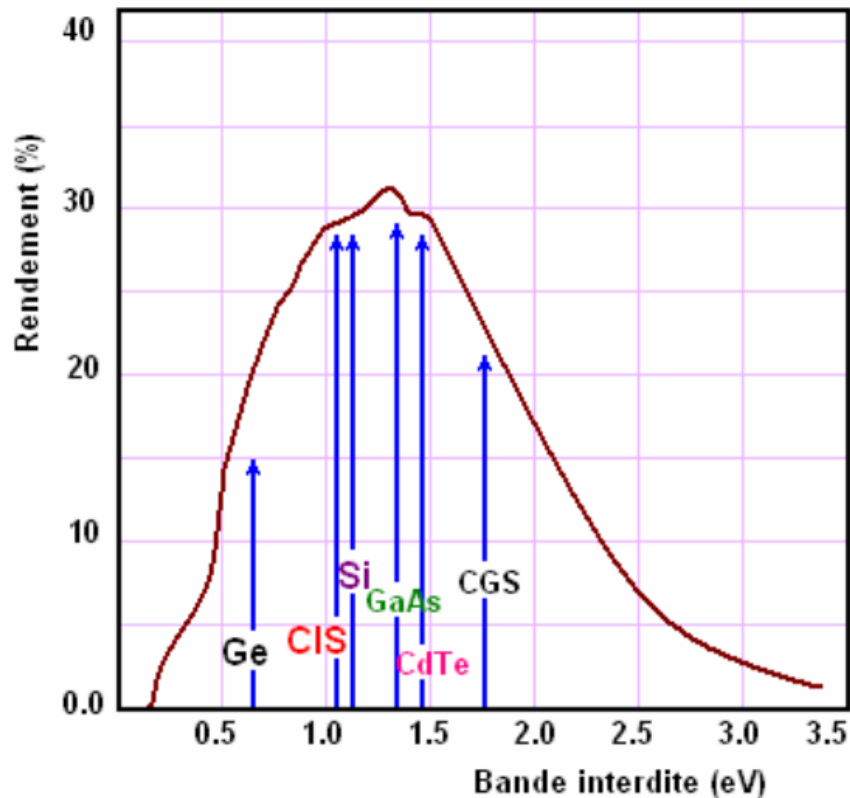


Figure 4.12 : Evolution du rendement optimal d'absorption pour les semi-conducteurs usuels, en momo-jonction en fonction de la bande interdite dans les conditions d'illumination AM 1,5.

Il y a quelques années, les panneaux photovoltaïques au silicium avaient des rendements de l'ordre de 10 à 18%, ce qui les rendait peu intéressants car pas assez rentable (trop coûteux pour un rendement de conversion énergétique trop faible). Mais depuis peu, la technologie en couches minces apparaît pour le but d'augmenter le rendement et de réduire le coût. Pour l'application dans les capteurs hybrides, différents types des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à base de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïques ont été développés [142] tels que les semi-conducteurs binaires, ternaires et quaternaires ainsi que les matériaux organiques [32]. Parmi les matériaux ternaires le Cuivre Indium Sélénium (CuInSe_2) est considéré comme l'un des choix les plus appropriés vu les bonnes propriétés optiques qu'il présente.

Malgré les plus hautes efficacités atteintes en matière de conversion photovoltaïque (> à 19 %) les cellules à base de CuInSe_2 sont toujours en amélioration et leurs propriétés électriques

ne sont pas complètement compris et font l'objet de beaucoup de sujets de recherche afin d'augmenter leurs performances.

IV.3.1.1. Structure du capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à base de CuInSe_2

Dans ce travail nous avons fait une modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces de CIS (**Figure 4.13**), il se compose de trois éléments essentiels, à savoir :

- Le module photovoltaïque, qui a pour rôle la conversion des rayons solaires en une énergie électrique et se compose de trois couches : la première est une couche de verre, dont la face avant est exposée au rayonnement, la seconde couche qui contient les cellules photovoltaïques à base du CIS et la troisième couche représente le cuivre qui a été utilisé comme métal de contact arrière.
- Une tuyauterie en cuivre sous forme de radiateur ou de serpentin, où circule un fluide caloporteur qui a pour rôle d'évacuer la chaleur.
- Enfin, pour minimiser les pertes calorifiques du système, il faut isoler ses parois par une ou plusieurs couches d'isolation.

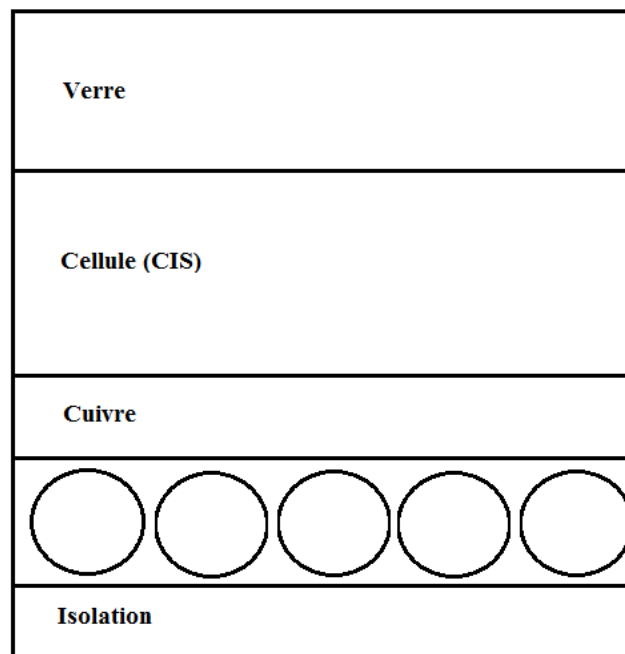


Figure 4.13 : La structure du capteur PVT à base de CIS.

IV.3.1.2. Résultats obtenus

Dans ce travail nous avons fait une modélisation d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces de CIS et de le comparer avec un capteur Photovoltaïque Thermique à base de Si effectuées par A.Khelifa et Al [153], dont on fait la détermination de la température de sortie du fluide caloporteur de ces capteurs PVT par La résolution du système d'équations élaborés par un bilan thermique sous **Matlab** par la méthode de Range Kutta.

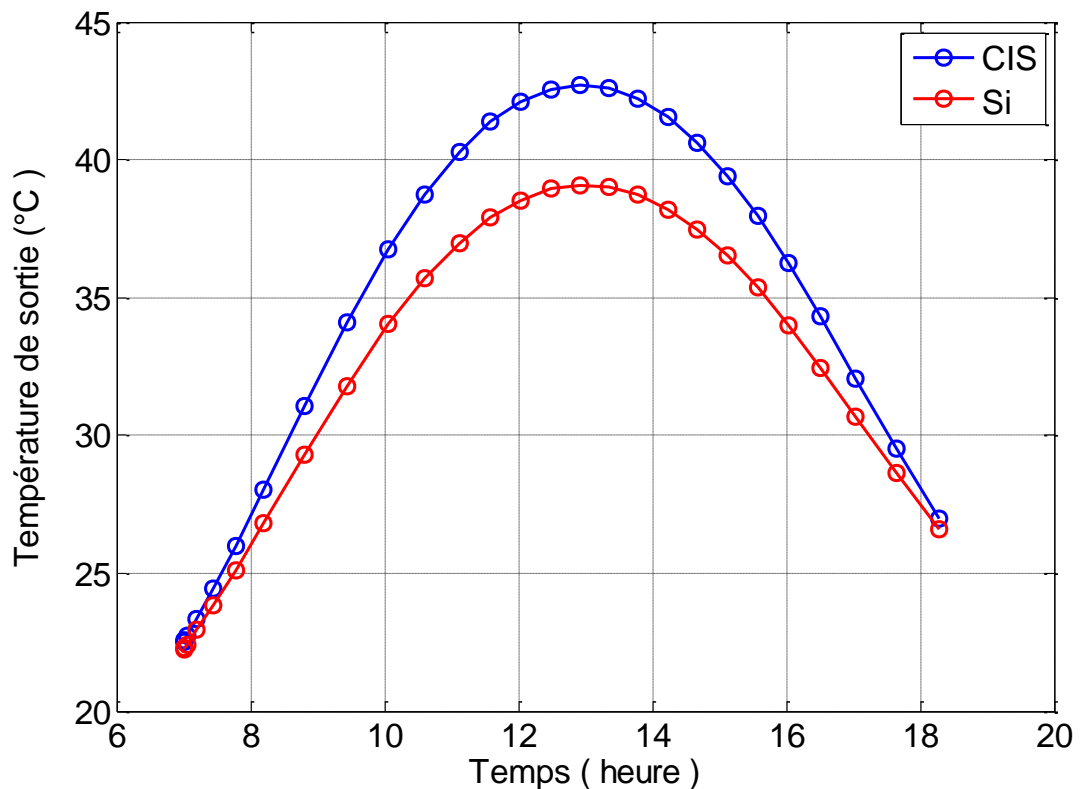


Figure 4.14 : La variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de CIS et Si.

La **Figure 4.14** présente la variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de CIS et Si en fonction de temps, on observe que la température monte à partir d'une valeur initiale à $t=7^h$ de façon presque parabolique jusqu'à ses valeurs maximales entre 12^h et 14^h .

On voit aussi que la température de sortie du fluide caloporteur est plus importante pour le capteur PVT à base de CIS (42°C) par rapport au capteur PVT à base de Si (39°C), pour une température d'entrée fixé à 20°C du fluide caloporteur.

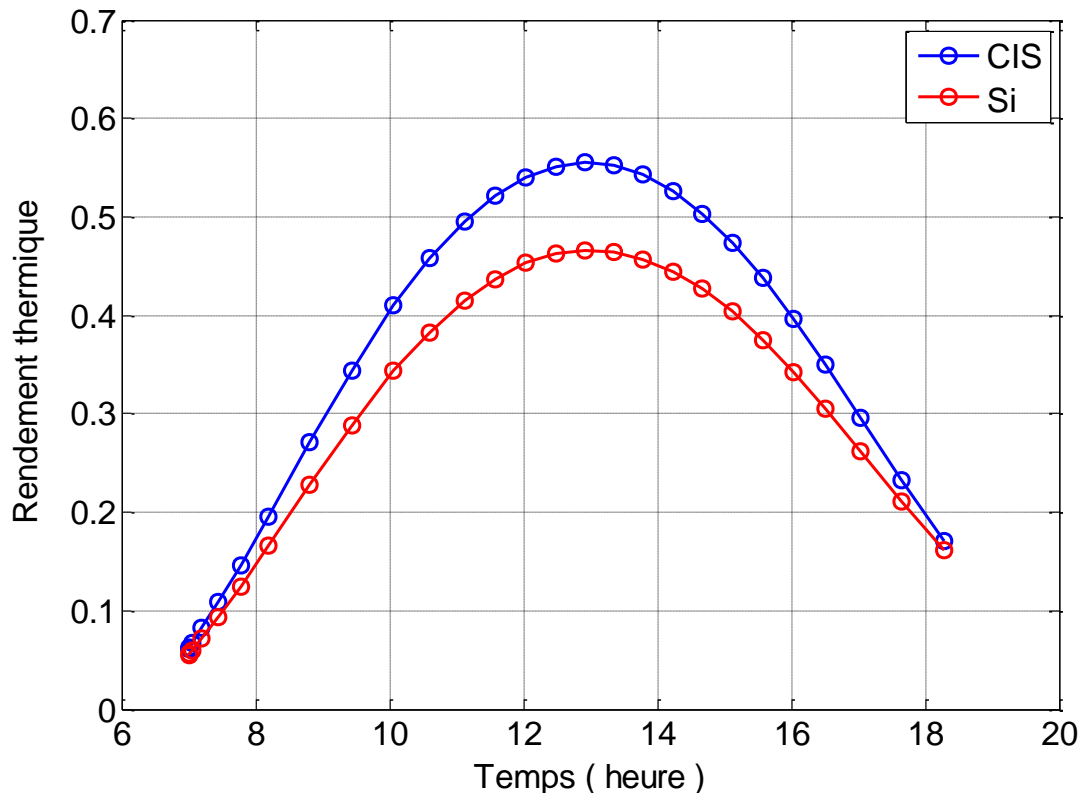


Figure 4.15 : La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de CIS et Si.

La **Figure 4.15** représente la variation du rendement thermique avec le temps des capteurs PVT à base de CIS et de Si respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^{h} et 14^{h} , dont il atteint une valeur maximale vers midi et diminue par la suite jusqu'à une valeur minimale à 19^{h} . Ceci veut dire que nous pouvons exploiter l'énergie thermique produite par notre capteur hybride pendant toute la journée.

On voit que le rendement thermique pour le CIS atteint une valeur maximale de l'ordre de **55%** tandis que le rendement thermique pour le Si atteint une valeur maximale de **47%**.

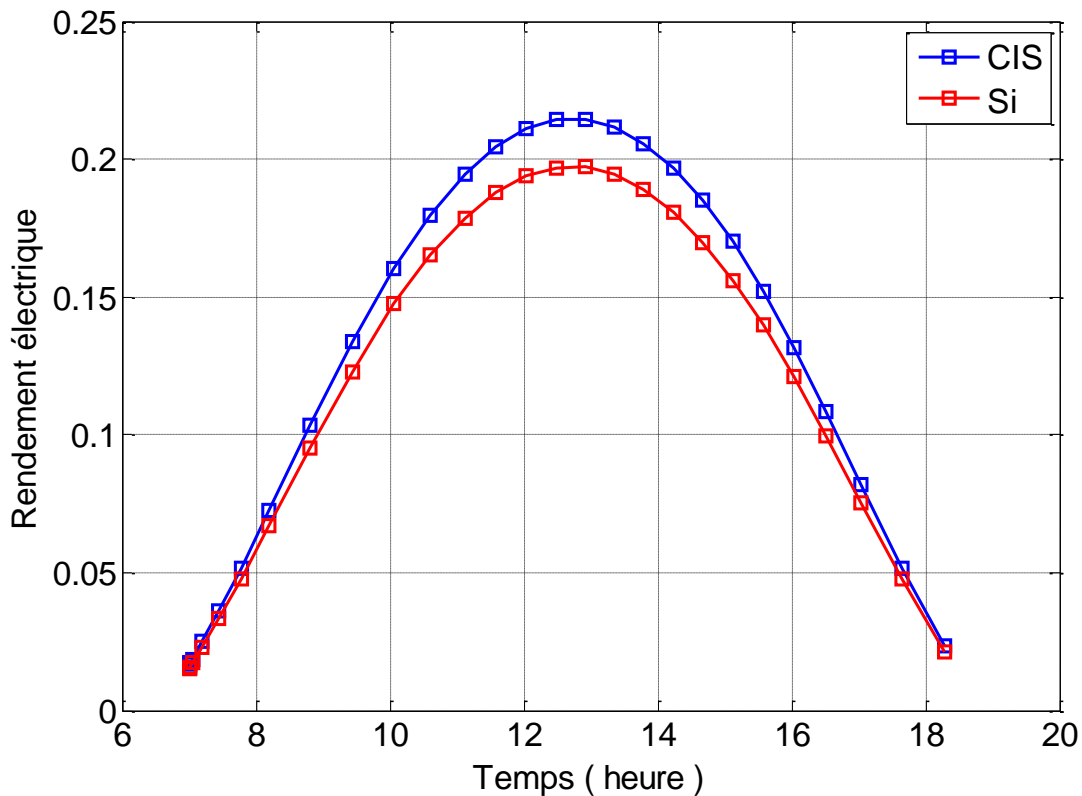


Figure 4.16 : La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de CIS et Si.

La **Figure 4.16** représente la variation du rendement électrique avec le temps des capteurs PVT à base de CIS et de Si respectivement dont l'allure est parabolique avec des valeurs maximales entre 12^h et 14^h.

On voit que la valeur maximale du rendement électrique pour le CIS (**21,47%**) est plus grande par rapport à celle du Si (**19,71%**), puisque le CIS a un gap direct et le Si a un gap indirect.

IV.4. PVT à base de matériaux quaternaires

IV.4.1. Etude comparative des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques à base de cellules solaires en couches minces

IV.4.1.1. Présentation des capteurs PVT à base des cellules en couches minces par le logiciel ANSYS

L'ANSYS Software (version 15.0) donne la possibilité de prédire la performance d'une conception où il est difficile d'effectuer des mesures précises. Il peut être utilisé pour créer des prototypes virtuels et d'évaluer ces conceptions avant de commettre au projet, de gagner du temps et de l'argent. Elle peut également être utilisée pour optimiser les paramètres du système et de trouver des améliorations possibles dans le système de fabrication sans interférer avec la productivité et le fonctionnement de l'appareil d'essai. Il permet de développer la géométrie du modèle des capteurs PVT à base des cellules en couches minces ; (voir la **Figure 4.17**).

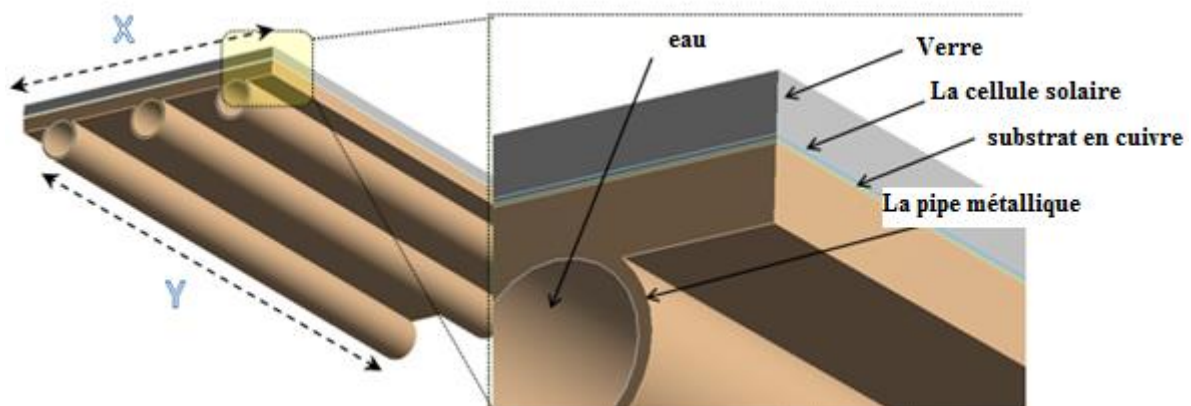


Figure 4.17 : Présentation du système de composants dans Ansys Software.15.

Les hypothèses considérées pour la simulation sont les suivantes :

1. L'eau est utilisée comme liquide de refroidissement.
2. Le problème est considéré comme 3D et l'état d'équilibre.
3. La surface extérieure du verre est exposée à un flux constant ayant solaire.
4. La température ambiante est considérée comme constante.
5. Pour du débit, nous avons utilisé la valeur de 0,02 kg / s.

La première simulation est réalisée sur une zone rectangulaire qui est formée de cellules photovoltaïques à l'extérieur et d'un tube feuille d'échangeur de chaleur et avec de l'eau comme

fluide caloporteur. Dans ce cas, la valeur de la température de la cellule solaire est réduite en raison du transfert de chaleur par convection entre eux et le fluide caloporteur.

La **Figure 4.18** représente les conditions aux limites du système de notre conception des capteurs PVT à base des cellules en couches minces.

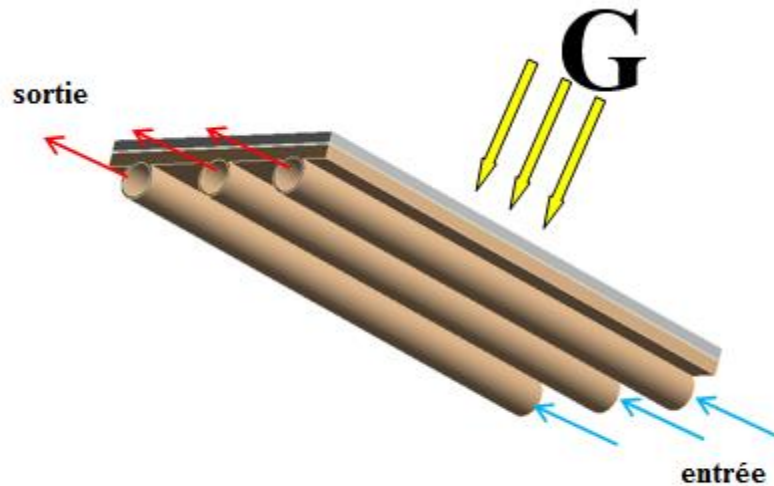


Figure 4.18 : Conditions aux limites du système.

La **Figure 4.19** représente l'information Maillage pour le cas CFX des capteurs PVT à base des cellules en couches minces.

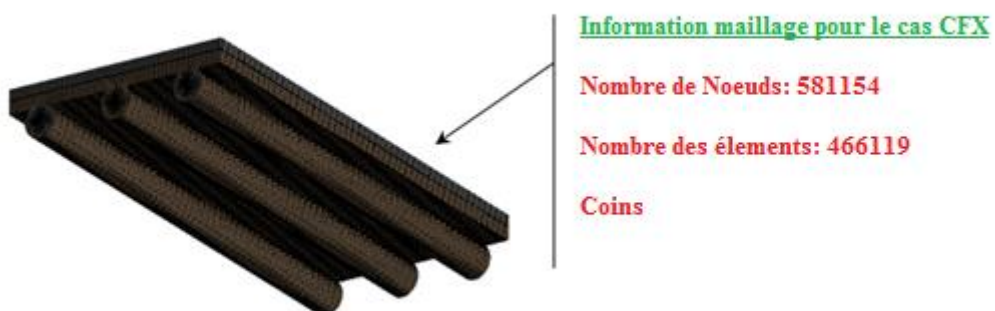


Figure 4.19 : Information maillage pour le cas CFX.

IV.4.1.2. Résultats et interprétations

IV.4.1.2.1. Modèle numérique

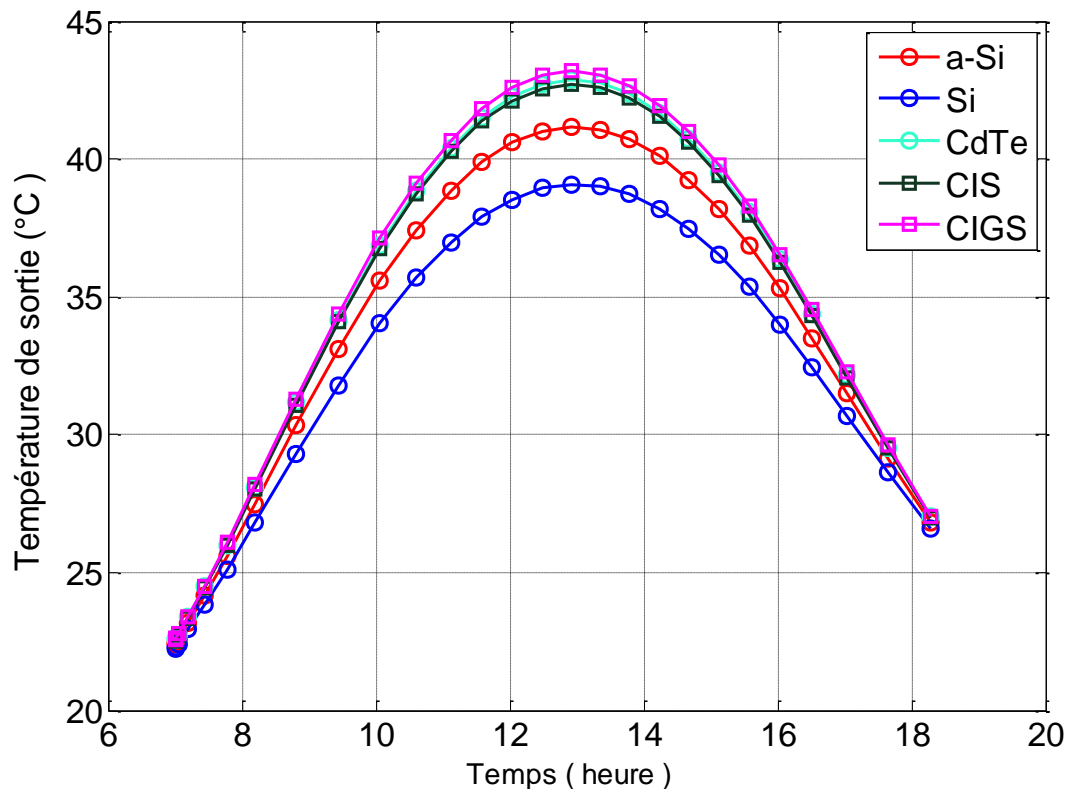


Figure 4.20: La variation de la température de sortie du fluide de refroidissement des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), le tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et du cuivre, indium, gallium diséléniure (CIGS).

La **Figure 4.20** montre la variation de la température de sortie du fluide caloporteur des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), le tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et du cuivre, indium, gallium diséléniure (CIGS) en fonction du temps.

On voit aussi que la température de sortie du fluide caloporteur est plus importante pour les capteurs PVT à base de CIGS (**43,2°C**), ainsi que pour le capteur PVT à base de CdTe (**43°C**) et le capteur PVT à base de CIS (**42°C**) et le capteur PVT à base de Si (**41°C**) par rapport au capteur PVT à base de Si (**39°C**), pour une température d'entrée fixé à **20°C** du fluide caloporteur.

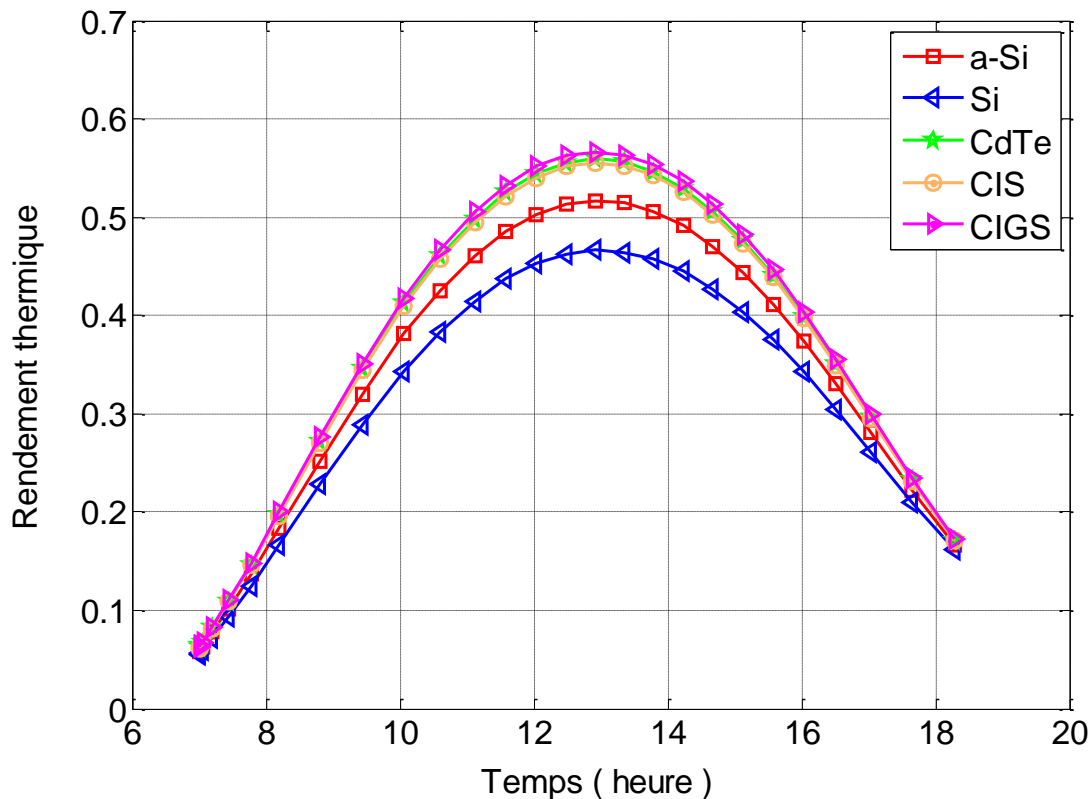


Figure 4.21 : La variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS).

La **Figure 4.21** montre la variation du rendement thermique des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), le tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et du cuivre, indium, gallium diséléniure (CIGS), respectivement, dont la forme est parabolique avec des valeurs maximales comprises entre 12^h et 14^h, qui atteint un maximum aux environs de midi et diminue ensuite jusqu'à une valeur minimale à 19^h. Cela signifie que nous pouvons utiliser l'énergie thermique produite par notre capteur hybride tout au long de la journée.

On voit que le rendement thermique pour le CIGS atteint une valeur maximale de l'ordre de **57%**, ainsi que pour le capteur PVT à base de CdTe (**56%**) et le capteur PVT à base de CIS (**55%**) et au capteur PVT à base de silicium amorphe (**52%**) par rapport au capteur PVT à base de silicium monocristallin (**47%**).

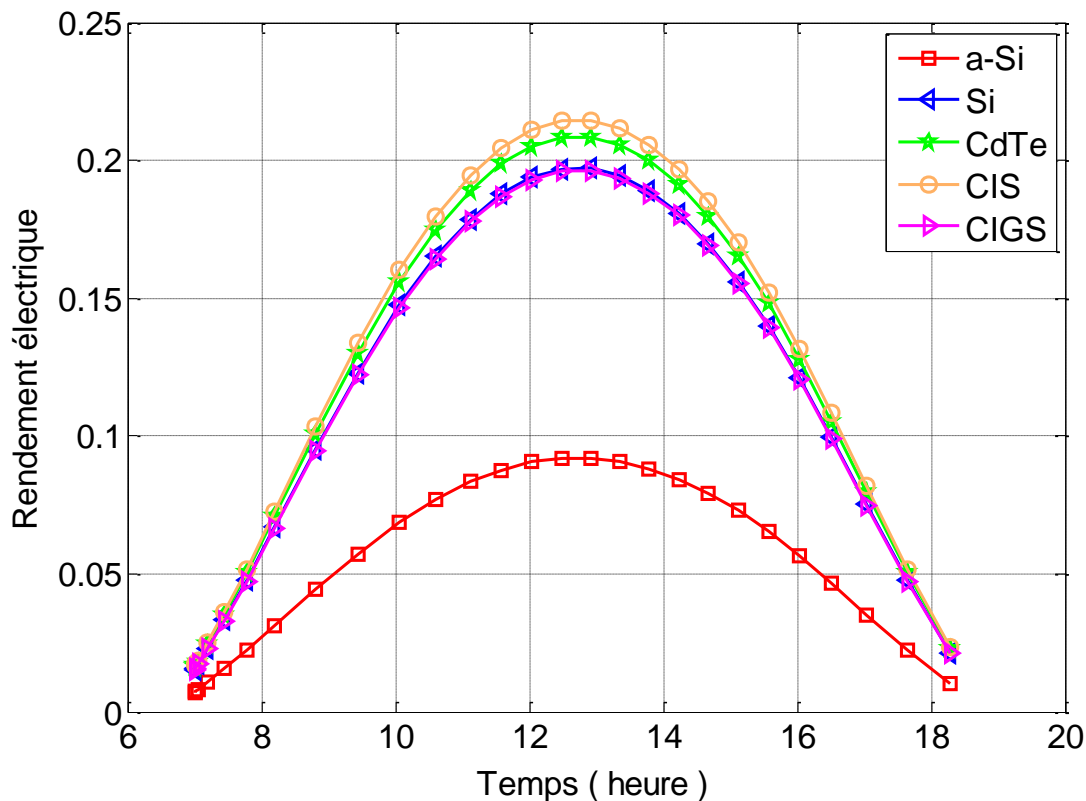


Figure 4.22: La variation du rendement électrique des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS).

La **Figure 4.22** montre la variation du rendement électrique avec le temps des capteurs PVT à base de silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS) respectivement, dont la forme est parabolique avec les valeurs maximales entre 12^h et 14^h.

Nous voyons que la valeur maximale du rendement électrique pour la CIS (**21,47%**) est plus grande par rapport à celle de CdTe (**20,85%**), Si (**19,71%**), CIGS (**19,53%**) et a-Si (**9,20%**).

IV.4.1.2.2. Analyse des capteurs PVT à base des cellules en couches minces par le logiciel ANSYS

La simulation des capteurs PVT basés sur les cellules solaires en couches minces (CdTe, CIS, CIGS) est réalisée par simulation Ansys en 3D. Les courbes obtenues pour la distribution de la température sont présentés par la suite.

Cas 1 : capteur PVT à base de CdTe

Les **Figures 4.23, 4.24, 4.25** représentent l'évolution de la température des différentes couches (couverture en verre, la couche de cuivre, fluide) du capteur à base de CdTe en fonction de la largeur du capteur (X) et la longueur du capteur (Y) dans le sens d'écoulement du fluide.

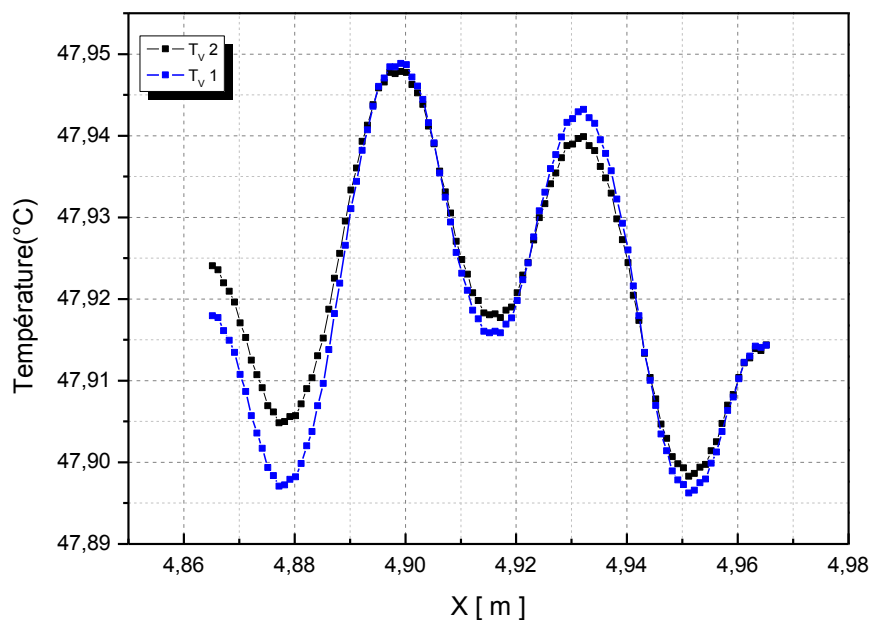


Figure 4.23: Evolution de la température de la couche du verre du capteur à base de CdTe.

La **Figure 4.23** montre que la température de la couche du verre du capteur PVT à base de CdTe atteint une valeur maximale (**47,95°C**) à $x=4,90m$, et une valeur minimale à $x=4,88m$ et $x=4,95m$.

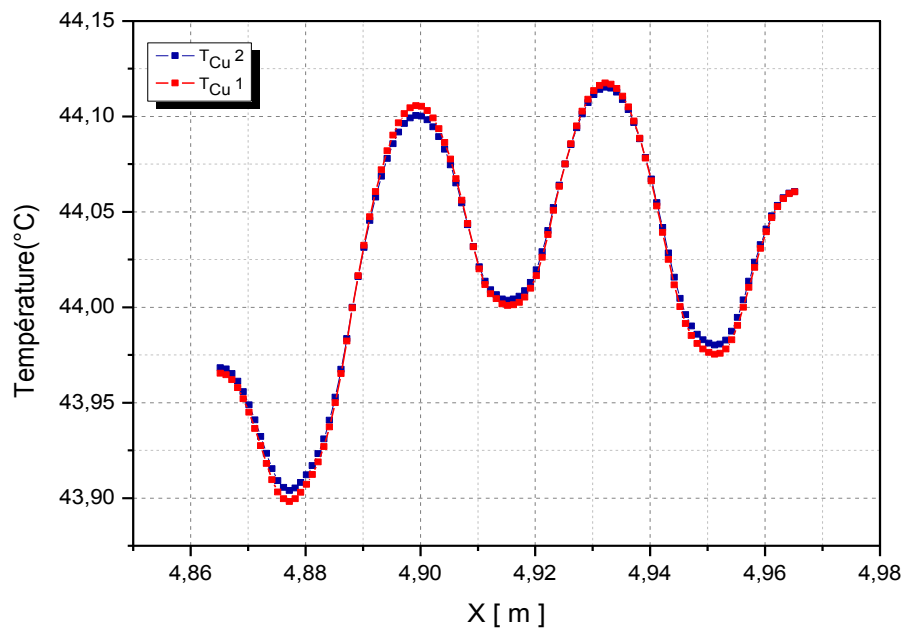


Figure 4.24: Evolution de la température de la couche du cuivre du capteur à base de CdTe.

La **Figure 4.24** montre que la température de la couche du cuivre du capteur PVT à base de CdTe atteint une valeur maximale (**44,12°C**) à $x=4,93m$, et une valeur minimale (**43,90°C**) à $x=4,88m$.

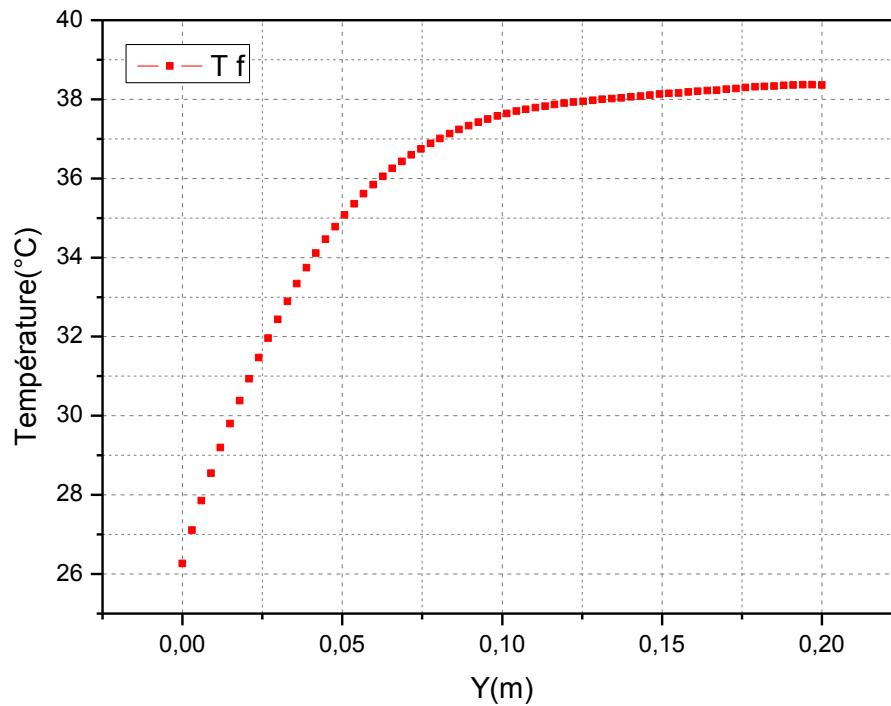


Figure 4.25: Evolution de la température du fluide du capteur à base de CdTe.

La température de sortie du fluide du capteur PVT à base de CdTe (**Figure 4.25**) atteint une valeur de **38,5°C**, pour une température d'entrée de **25°C**.

Cas 2 : capteur PVT à base de CIS

Les Figures 4.26, 4.27, 4.28 représentent l'évolution de la température des différentes couches (couverture en verre, couche de cuivre, fluide) du capteur PVT à base de CIS en fonction de la largeur du capteur (X) et la longueur du capteur (Y) dans le sens d'écoulement du fluide.

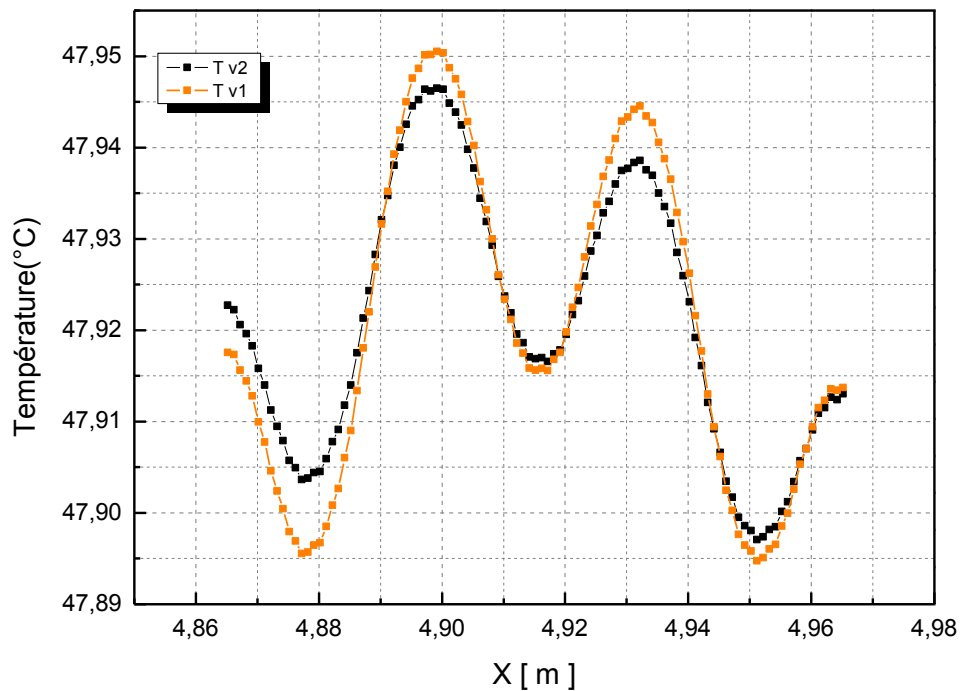


Figure 4.26: Evolution de la température de la couche du verre du capteur à base de CIS.

De même façon on remarque que la température de la couche du verre du capteur PVT à base de CIS (Figure 4.26) atteint une valeur maximale (47,95°C) à x=4,90m, et une valeur minimale à x=4,88m et x=4,95m.

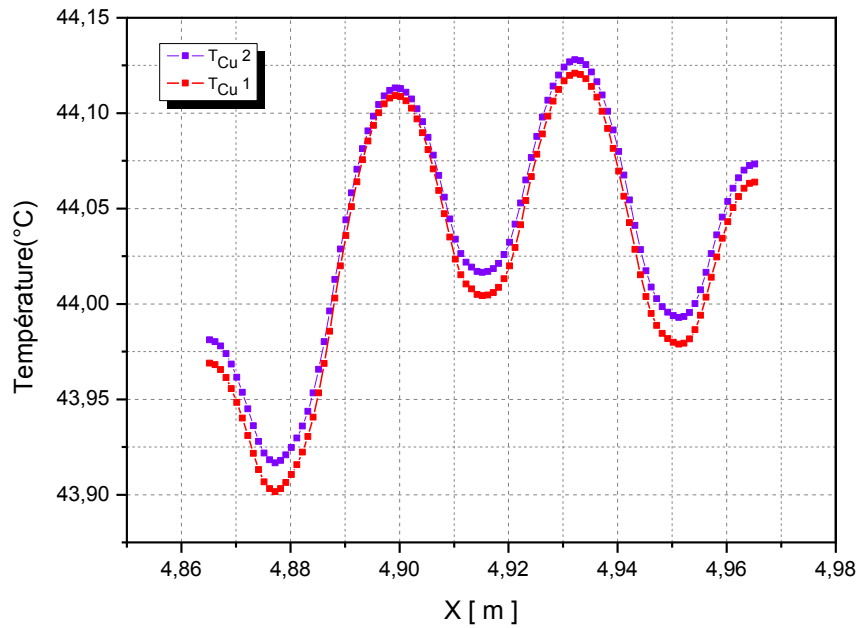


Figure 4.27: Evolution de la température de la couche du cuivre du capteur à base de CIS.

La température de la couche du cuivre du capteur PVT à base de CIS (**Figure 4.27**) atteint une valeur maximale (**44,125°C**) à $x=4,93m$, et une valeur minimale (**43,90°C**) à $x=4,88m$.

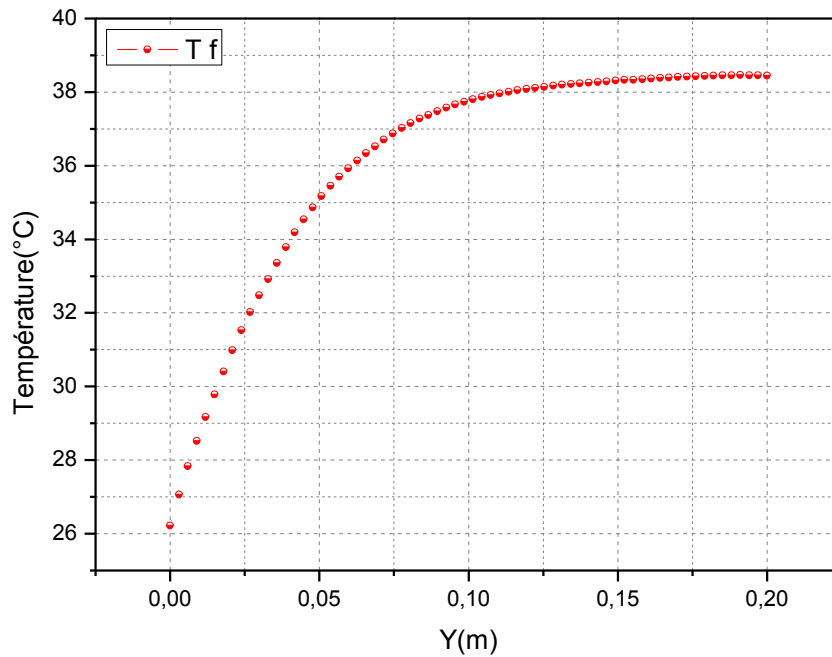


Figure 4.28: Evolution de la température du fluide du capteur à base de CIS.

La température de sortie du fluide du capteur PVT à base de CIS (**Figure 4.28**) atteint une valeur de $38,5^{\circ}\text{C}$, pour une température d'entrée de 25°C .

Cas 2 : capteur PVT à base de CIGS

Les **Figures 4.29, 4.30, 4.31** représentent l'évolution de la température des différentes couches (couverture en verre, couche de cuivre, fluide) du capteur PVT à base de CIGS en fonction de la largeur du capteur (X) et la longueur du capteur (Y) dans le sens d'écoulement du fluide.

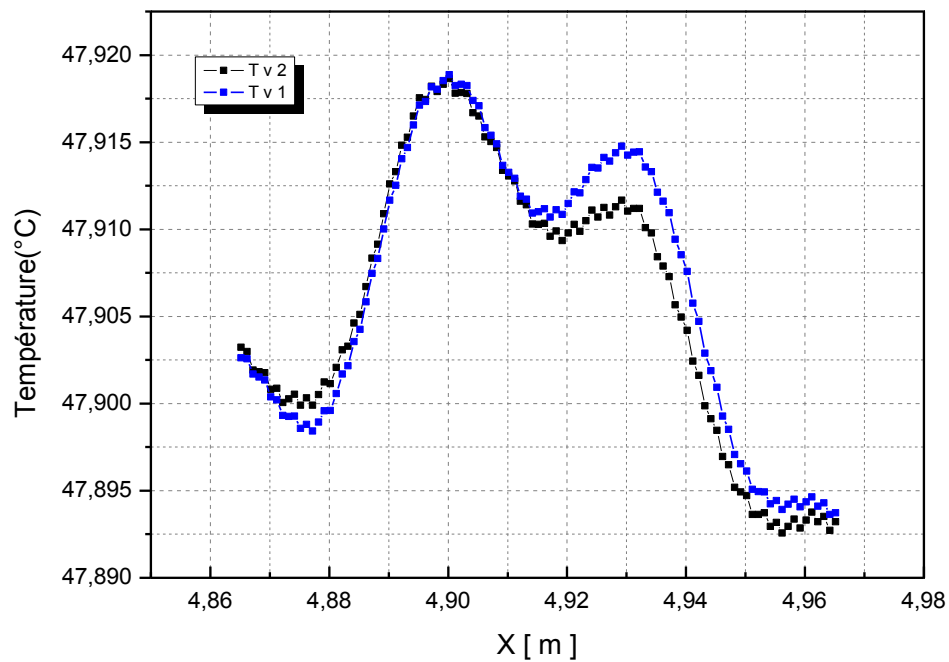


Figure 4.29 : Evolution de la température de la couche du verre du capteur à base de CIGS.

La température de la couche du verre du capteur PVT à base de CIGS (**Figure 4.29**) atteint une valeur maximale (**47,919°C**) à $x=4,90m$, et une valeur minimale à $x=4,96m$.

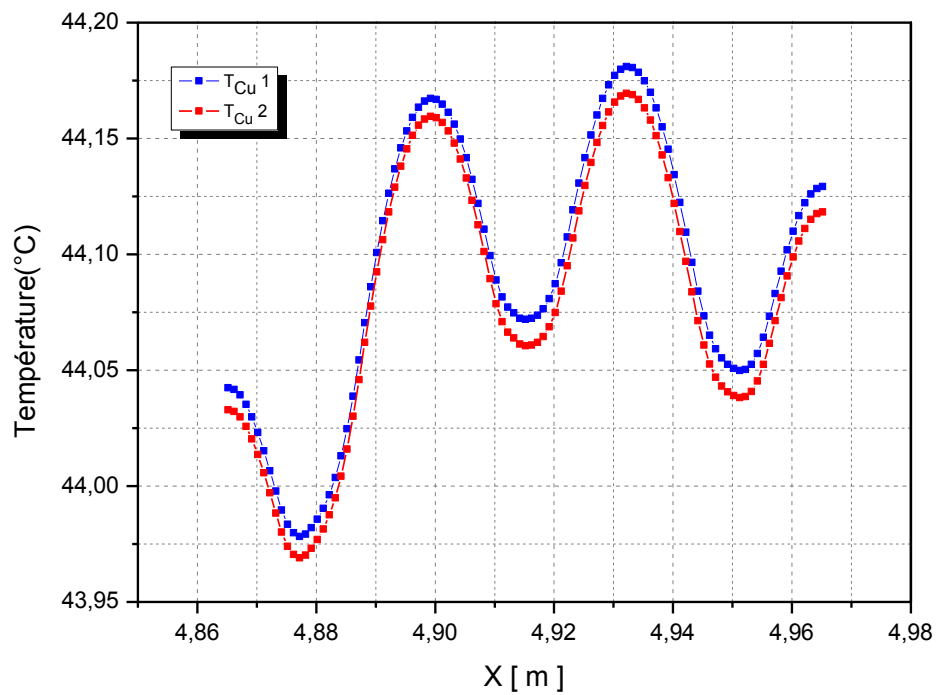


Figure 4.30: Evolution de la température de la couche du cuivre du capteur à base de CIGS.

La température de la couche du cuivre du capteur PVT à base de CIGS (**Figure 4.30**) atteint une valeur maximale (**44,175°C**) à $x=4,93m$, et une valeur minimale (**43,975°C**) à $x=4,88m$.

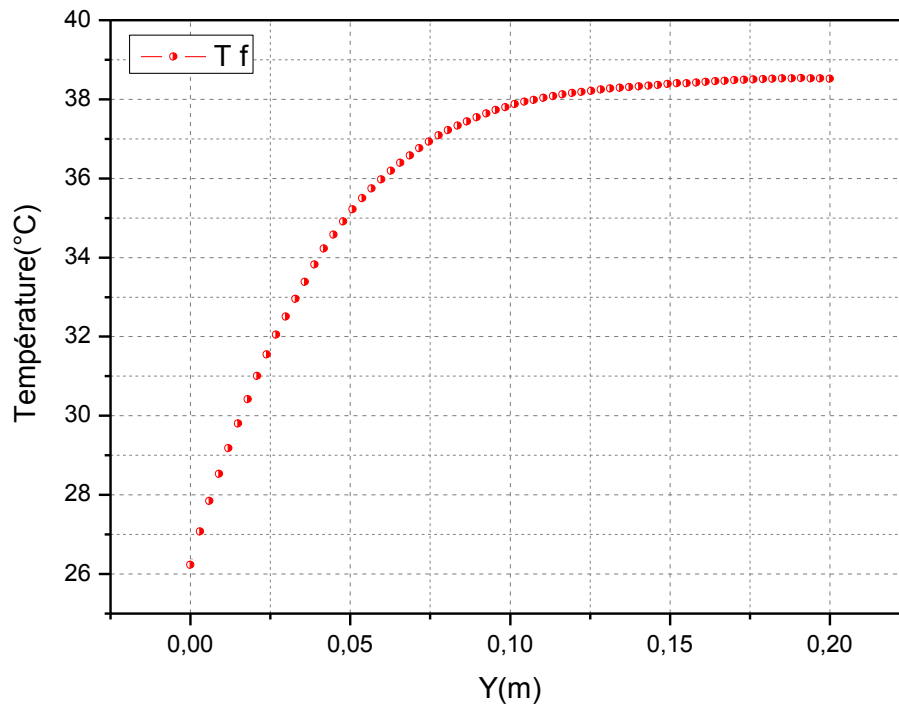


Figure 4.31: Evolution de la température du fluide du capteur à base de CIGS.

La température de sortie du fluide du capteur PVT à base de CIGS (**Figure 4.31**) atteint une valeur de **38,5°C**, pour une température d'entrée du fluide **25°C**.

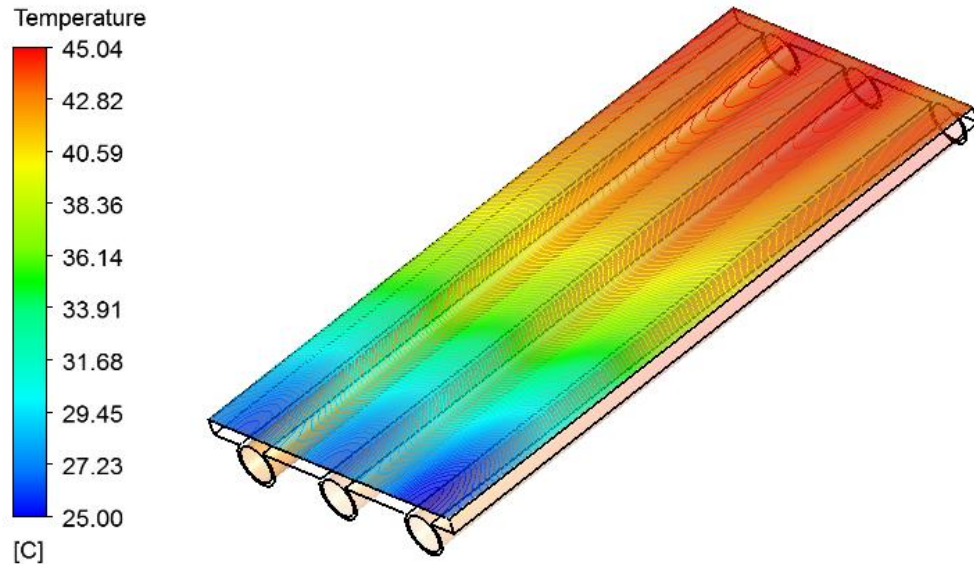


Figure 4.32: Distribution de la température du système en 3D.

Il y a également une augmentation de la température de la cellule (**Figure 4.32**) le long des capteurs PVT, c'est-à-dire dans le sens d'écoulement de fluide, elle atteint une valeur maximale égale à **45°C**.

Cas 4 : Comparaison entre les trois types des capteurs PVT

Les **Figures 4.33, 4.34, 4.35** représentent l'évolution de la température des différentes couches (couverture de verre, couche de cuivre, fluide) des capteurs photovoltaïques à base de CdTe, CIS,Si et CIGS en fonction de la largeur du capteur (X) et la longueur du capteur (Y) dans le sens d'écoulement du fluide.

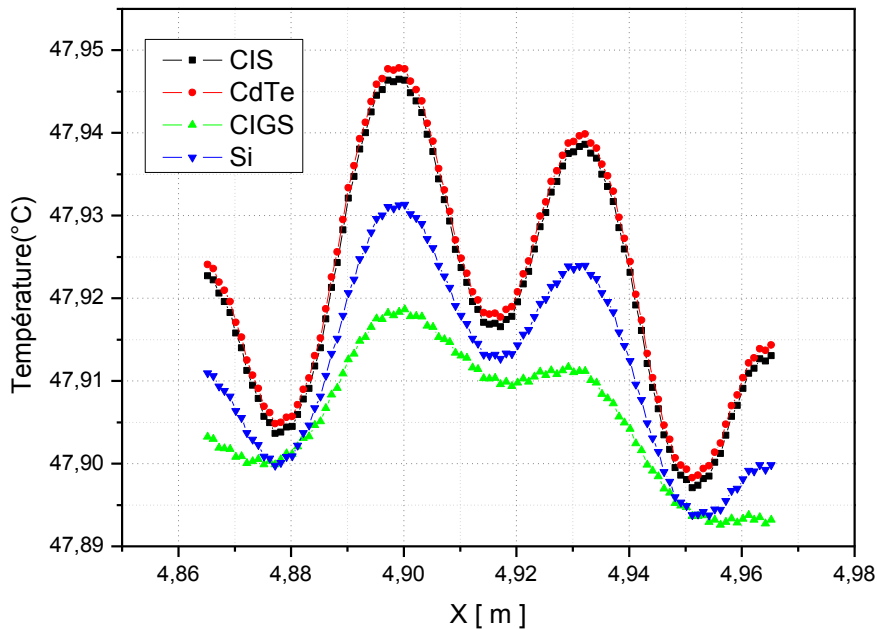


Figure 4.33: Evolution de la température de la couche du verre des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.

La **Figure 4.33** représente l'évolution de la température de la couche du verre des capteurs PVT à base des cellules en couches minces (CdTe, CIS, Si et CIGS) en fonction de la largeur du capteur, on remarque une légère variation de température pour les trois matériaux le long de l'axe X ; ceci s'explique par le transfert de chaleur qui est presque identique à travers la largeur de capteur qui est de 12cm. La valeur de température la plus significative est observée dans le capteur PVT à base CdTe et CIS suivi par celui à base de Si, tandis que celui qui est à base de CIGS, la valeur de température est la moins significative.

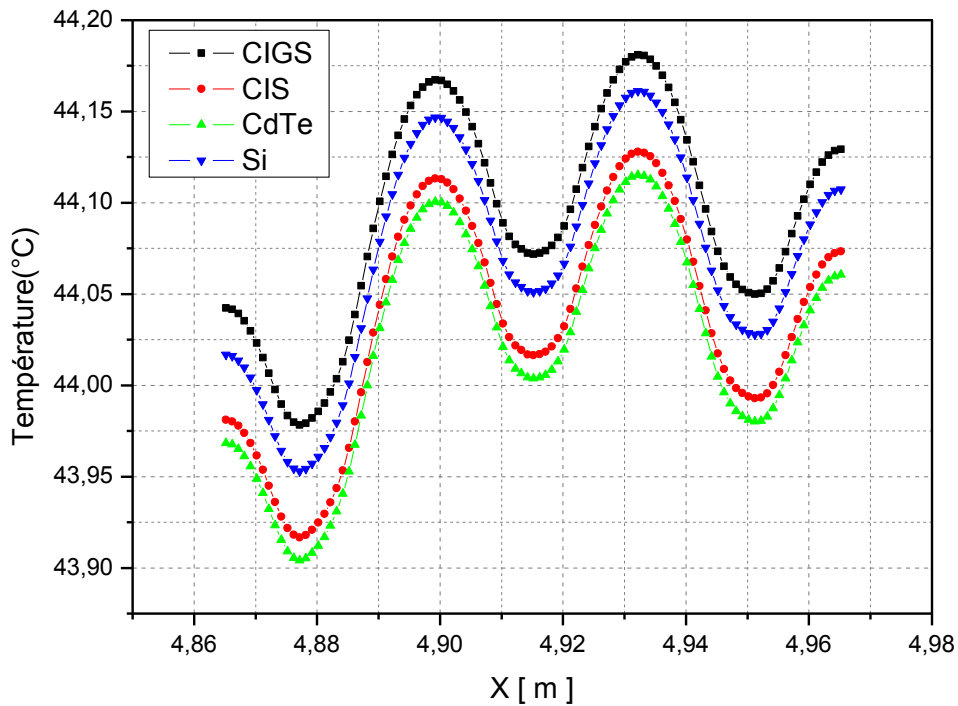


Figure 4.34: Evolution de la température de la couche du cuivre des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.

La **Figure 4.34** représente l'évolution de la température de la couche du cuivre des capteurs PVT à base des cellules en couches minces (CdTe, CIS, Si et CIGS) en fonction de la largeur du capteur, nous voyons une baisse de l'évolution de la température de CIGS et Si par rapport au CIS et CdTe.

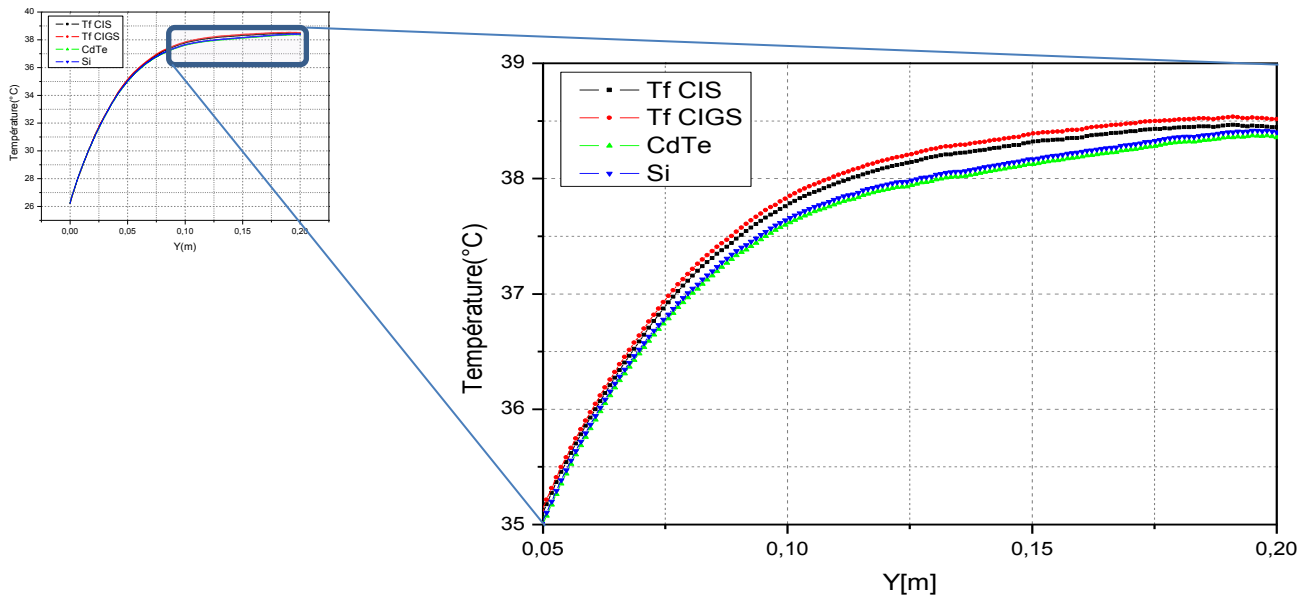


Figure 4.35: Evolution de la température du fluide des capteurs PVT à base de CdTe, CIS, Si et CIGS.

La variation de la température du fluide en fonction longueur du capteur (Y) (dans le sens d'écoulement du fluide) des capteurs PVT à base des cellules en couches minces est représentée par la (**Figure 4.35**), pour une entrée de fluide égale à de **25°C** on trouve à la sortie la valeur de **38,5°C**, c'est-à-dire un écart moins de **15°C**.

IV.5. Conclusion

Nous avons fait la modélisation d'un capteur photovoltaïque thermique à base de CdTe et de le comparer avec le capteur photovoltaïque thermique à base de Si.

Les résultats obtenus montrent la coïncidence des courbes de température (T_{vhaut} , T_{cel}) pour les différentes couches de notre capteur PVT puisque nous avons une cellule à couche mince.

Nous avons obtenu un rendement thermique égal à (**56%**) de notre capteur PVT à base de CdTe est plus grande à celle de capteur PVT à base de Si (**47%**).

De même façon on voit que notre capteur PVT à base de CdTe donne un rendement électrique de l'ordre de (**20,85%**) est meilleur que la valeur du rendement électrique obtenue par le capteur PVT à base de silicium monocristallin (Si) (**19,71%**).

Pour la modélisation d'un capteur photovoltaïque thermique à base des matériaux binaires : GaAs et CdTe pour une épaisseur de l'ordre de **5 μm** de la couche active de la cellule des deux matériaux, On voit que le rendement thermique pour le GaAs et le CdTe atteint une valeur maximale de l'ordre de **56%** pour le CdTe et **51%** pour le GaAs, plus grande que la valeur obtenue par le capteur PVT à base de Si (**47%**).

On voit que la valeur maximale du rendement électrique pour le GaAs (**28.62%**) est plus grande à celle du CdTe (**20,85%**) et aussi obtenue par le capteur PVT à base de Si (**19,71%**), puisque le GaAs et le CdTe ont un gap direct et le Si a un gap indirect.

On voit aussi que la température de sortie du fluide caloporteur est plus importante pour le capteur PVT à base de CdTe (**43°C**) et GaAs (**41°C**) par rapport au capteur PVT à base de Si (**39°C**), pour une température d'entrée fixé à **20°C** du fluide caloporteur.

Pour La modélisation d'un capteur photovoltaïque thermique à base de CIS, nous avons obtenu un rendement thermique égal à (**55%**) de notre capteur PVT à base de CIS est plus grande à celle de capteur PVT à base de Si (**47%**).

De même façon on voit que notre capteur PVT à base de CIS donne un rendement électrique de l'ordre de (**21,47%**) est plus proche de la valeur théorique de référence (**21%**) de la cellule de base de notre capteur PVT est meilleur que la valeur du rendement électrique obtenue par le capteur PVT à base de Si (**19,71%**).

La modélisation des capteurs photovoltaïques thermiques (PVT) basés sur des cellules solaires à couches minces : silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et de cuivre indium gallium Sélénium (CIGS).

Chapitre IV

Conception et modélisation du capteur PVT à base des cellules solaires en couches minces

Les résultats montrent que les courbes des rendements thermiques de CdTe, CIS et CIGS, dont il atteint une valeur maximale pour le CIGS de l'ordre de **57%**, ainsi que pour le capteur PVT à base de CdTe (**56%**) et le capteur PVT à base de CIS (**55%**) et au capteur PVT à base de silicium amorphe (**52%**) par rapport au capteur PVT à base de silicium monocristallin (**47%**).

Nous voyons que la valeur maximale du rendement électrique pour la CIS (**21,47%**) est plus grande par rapport à celle de CdTe (**20,85%**), Si (**19,71%**), CIGS (**19,53%**) et a-Si (**9,20%**).

On obtient que la température de refroidissement de sortie du liquide atteint une valeur maximale de l'ordre de **43,2°C** pour le capteur PVT à base de CIGS par rapport aux autres matériaux binaires et ternaires.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Une grande partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules photovoltaïques n'est pas convertie en électricité et provoque une augmentation de leur température et réduit en conséquence leur efficacité électrique. La température des capteurs photovoltaïques peut être abaissée par extraction de la chaleur à l'aide d'une circulation naturelle ou forcée adéquate d'un fluide. Cette chaleur extraite peut aussi être utilisée pour chauffer de l'eau ou transformée en une autre énergie.

Différents types des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à base de nouveaux matériaux pour les cellules photovoltaïques ont été développés tels que les semi-conducteurs binaires, ternaires et quaternaires ainsi que les matériaux organiques.

Le travail présenté dans cette thèse concerne la modélisation des différents capteurs PVT à base des cellules solaires en couches minces (binaires, ternaires et quaternaires) et de les comparer avec celle du capteur PVT à base de silicium monocristallin.

Nous avons obtenu un rendement thermique égal à (**56%**) de notre capteur PVT à base de CdTe est plus grande à celle de capteur PVT à base de Si (**47%**). De même façon on voit que notre capteur PVT à base de CdTe donne un rendement électrique de l'ordre de (**20,85%**) est plus proche de la valeur théorique (**20,4%**) est meilleur que la valeur du rendement électrique obtenue par le capteur PVT à base de silicium monocristallin (Si) (**19,71%**).

On voit que le rendement thermique pour le GaAs et le CdTe atteint une valeur maximale de l'ordre de **56%** pour le CdTe et **51%** pour le GaAs, plus grande que la valeur obtenue par le capteur PVT à base de Si (**47%**).

On voit que la valeur maximale du rendement électrique pour le GaAs (**28.62%**) est plus grande à celle du CdTe (**20,85%**) et aussi obtenue par le capteur PVT à base de Si (**19,71%**).

Pour la modélisation d'un capteur photovoltaïque thermique à base de CIS, nous avons obtenu un rendement thermique égal à (**55%**) de notre capteur PVT à base de CIS est plus grande à celle de capteur PVT à base de Si (**47%**).

De même façon on voit que notre capteur PVT à base de CIS donne un rendement électrique de l'ordre de (**21,47%**) est plus proche de la valeur théorique (**21%**) de la cellule de

base de notre capteur PVT est meilleur que la valeur du rendement électrique obtenue par le capteur PVT à base de Si (**19,71%**).

La modélisation des capteurs photovoltaïques thermiques (PVT) basés sur des cellules solaires à couches minces : silicium amorphe (a-Si), le silicium monocristallin (Si), Cadmium Telluride (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et de cuivre indium gallium Sélénium (CIGS). Les résultats montrent une coïncidence entre les courbes des rendements thermiques de CdTe, CIS et CIGS, dont il atteint une valeur maximale pour le CIGS de l'ordre de **57%**, ainsi que pour le capteur PVT à base de CdTe (**56%**) et le capteur PVT à base de CIS (**55%**) et au capteur PVT à base de silicium amorphe (**52%**) par rapport au capteur PVT à base de silicium monocristallin (**47%**).

Nous voyons que la valeur maximale du rendement électrique pour la CIS (**21,47%**) est plus grande par rapport à celle de CdTe (**20,85%**), Si (**19,71%**), CIGS (**19,53%**) et a-Si (**9,20%**).

On obtient que la température de refroidissement de sortie du fluide atteint une valeur de **43,2°C** pour les capteur PVT à base de CIGS par la simulation en 1D (par Matlab) et **38,5%** par la simulation en 3D (par ANSYS Software).

Cette thèse nous a permis d'étudier en détail le capteur hybride à base des cellules en couches minces, en déterminant ses performances thermiques et électriques. Les résultats obtenus permettent de penser que le capteur hybride PVT constitue une bonne alternative aux capteurs PVT alternatives à base de silicium monocristallin.

PERSPECTIVES

Comme perspectives à notre travail, on pense que les futures recherches intéressantes porteront sur : la réalisation pratique d'un prototype d'un capteur hybride Photovoltaïque Thermique à base de cellules en couches minces.

Ensuite, la généralisation de ce type de capteur à un système plus grand, permet l'utilisation de la cogénération pour l'approvisionnement de charges plus grande (comme l'habitat par exemple).

REFERENCES

RÉFÉRENCES

- [1] J. Metzdorf, S. Winter, T. Wittchen, *Metrologia*, 37, 573, 2000.
- [2] American Society for Testing and Materials (ASTM), G173-03, ISO 9845-1, 1992.
- [3] Anne Labouret, Michel Vilozz, *Energie Solaire Photovoltaïque*, 3^{ème} édition, Dunod, Paris, 2006.
- [4] Alain Ricaud, « Module photovoltaïques Filières Technologiques », Techniques de l'ingénieur D 3940, 2005.
- [5] Jack Bernard, *Energie solaire calcul et optimisation*, 2004, France.
- [6] Douglas C. Giancoli, « Physique générale : Ondes, optique et physique moderne », New Jersey, éditions de la Chenelière, Inc. (Montréal), 1989.
- [7] Lakhdar GACEM, « cristallogenèse et caractérisations du diphosphate $\text{Na}_2\text{ZnP}_2\text{O}_7$ pur et dopé de la solution solide de type pérovskite $\text{Na}_{(1-x)}\text{Ba}_x\text{Nb}_{(1-x)}\text{Ti}_x\text{O}_3$ », thèse de doctorat, faculté des sciences , université de Biskra, 2010.
- [8] A. Chovet, P. Masson, « Physique des semi-conducteurs », Cours universitaire, Ecole polytechnique, Université de Marseille, 2004.
- [9] Hegedus, S.S. and W.N. Shafarman, *Thin-film solar cells : Device measurements and analysis. Progress in Photovoltaics*, 2004. 12(2-3): p. 155-176.
- [10] Loferski J. J., Theoretical considerations governing the choice of the optimum semiconductor for photovoltaic solar energy conversion, *J. Appl. Phys.* 1956, 27, 777-784.
- [11] Leon Freris, David Infield, *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*, Dunod, Paris, 2009.
- [12] Unold, T. and L. Gütay, *Photoluminescence Analysis of Thin-Film Solar Cells*, in *Advanced Characterization Techniques for Thin Film Solar Cells*, D. Abou-Ras, T. Kirchartz, and U. Rau, Editors. 2011, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.: Weinheim, Germany. p. 151-175.
- [13] Mohamed Chakaron, *Evaluation de nouveaux concepts d'encapsulation de cellules solaires organiques pour l'amélioration de leur durée de vie*, thèse de doctorat, université de Limoges, Discipline : Electronique des hautes fréquences, photonique et systèmes, 2010.
- [14] Loïc Bailly, *Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface*, Thèse de doctorat, Ecole doctorale des sciences chimiques, université Bordeaux I, 2010.

- [15] J. Frenkel, *Physical Review* 38,309 (1931).
- [16] G.H.Wannier, *Physical Review* 52,191(1937).
- [17] K.Yamashita, Y.Harima, and H.Iwashima, *The journal of physical chemistry* 91, 3055-3059(1987).
- [18] A.K.Ghosh and T.Feng, *Journal of Applied Physics* 49, 5982-5989(1978).
- [19] V.Choong, Y.Park, Y.Gao, T.Wehrmeister, K.Mullen, B.R.Hsieh and C.W.Tang, *Applied Physics letters* 69, 1492-1494(1996).
- [20] H.R.Kerp and E.E.V Faossen, *Phys. Chem. Phys.* 1, 1761-1763 (1999).
- [21] M. Schott, *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences-Séries IV-Physics* 2000, 1,381.
- [22] M. Urien, G. Wantz, E. Clontet, L.Hirsch, P.Tardy.
- [23] E.Gautier, A.Lorin, J-M. Nunzi, A. Schalchli, J-J. Benattar, and D.Vital, *Applied Physics letters* 69, 1071-1073 (1996).
- [24] *Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin 07.*
- [25] Olivier GERGAUD, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*, Thèse de Doctorat de l'école Normale Supérieure de Cachan 9 décembre 2002.
- [26] Y. P. Varshni, "Temperature dependence of the energy gap in semiconductors", *Physica*, Vol. 34, pp. 149-154, 1967.
- [27] B. Monemar, "Fundamental energy gap of GaN from photoluminescence excitation spectra", *Phys. Rev. B*, Vol. 10, pp. 676, 1974.
- [28] S. M. Sze, "Physics of semiconductor devices", 2nd ed. Jhon Wiley and Sons, NY, 1981.
- [29] D.Lincot, *Matériaux pour la conversion photovoltaïque*, *L'actualité chimique*, pp. 144-149, mars 2002.
- [30] A.Goetzberger, C.Hebling, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol.62, pp.1-19, 2000.
- [31] A.Ricaud, *Photopiles solaires, de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*, Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1997.
- [32] José Maria Roman. *State of the art of III-V Solar cells. Fabrication technologies, Device designs and Application. Advanced photovoltaic cell design* (2004).
- [33] Mohamed Bouaouina. *Contribution à l'étude et à l'optimisation des performances des cellules solaires à base de GaAs et de Si. Mémoire de magister en physique énergétique. Université de Constantine* (2001).
- [34] L. M. Fraas, 30% efficient InGaP/GaAs/GaSbcell-interconnected-circuits of line-focus concentrator arrays. 16th European photovoltaic conference (2000).

- [35] Vighetti Stéphane « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion ». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [36] Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités, thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, France, 2005.
- [37] S.Laval, "Physique des semi-conducteurs III-V", Ecole d'été d'optoélectronique, 2002.
- [38] P.Pernet, Thèse de doctorat, Ecole polytechniques fédérale de Lausanne (2000).
- [39] B.V.Roedern, Proc of the NCPV and solar program Review Meeting (2003) 552.
- [40] H.Mathieu, Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques, Masson, Paris, 1996.
- [41] Antonio Luque, Compound Semiconductor Solar Cells, Adam Hilger, Bristol, UK.(1989).
- [42] L. Mayet, M. Gavand, D. Dutartre et A. Laugier, Elaboration par épitaxie en phase liquide isotherme de photopiles solaires performantes à hétéro structure graduelle GaAlAs/GaAs, J. Physique Lett. 45 (1984) L-873 - L-876.
- [43] M. Sehla, Thèse de Magister, Ines de S.B. Abbas, Algérie(1986).
- [44] Assia Bouraoui, « Elaboration et Caractérisation des Couches Minces CuInSe₂ par Electrodeposition », Thèse de doctorat, à l'Université Mentouri, Constantine, 2009.
- [45] Alain Ricaud, « Module Photovoltaïques, Filières Technologiques», Techniques de l'ingénieur D 3940, 2005.
- [46] Udai. Singha, William. Shafarman, Robert. Birkmire, "Surface sulfurization studies of Cu(InGa)Se₂ thin film", Solar Energy Materials & Solar Cells 90, 623–630 (2006).
- [47] M.ChLux-Steiner, A. Ennaoui, Ch. Fischer, A. Jaéger-Waldau, J. Klaer, R. Klenk, R. Koénenkamp, Th. Matthes, R. Scheer, S. Siebentritt, A. Weidinger, "Processes for chalcopyrite-based solar cells", Thin Solid Films, 535, 361-539 (2000).
- [48].A.Othmani, J.C.Plenet, E.Berstein, C.Bovier, J.Dumas, P.Riblet, P.Gilliot, R.Lévy, B.Grun, "Nanocrystals of CdS dispersed in a sol-gel silica glass optical properties", Journal of crystal growth, 144, 141-149 (1994).
- [49] Claes.G. Granqvist, "Transparent conductors as solar energy materials: A panoramic review", Solar Energy Materials & Solar Cells 91, 1529–1598 (2007).
- [50] Ben Mir. Abdelkader, Thèse de Magister, "Modélisation d'une cellule solaire en couche mince de structure p-i-n à base de (a-Si:H) ", Université de Ouargla (2000).
- [51] Tom Markvartet Luis Castaner, « SOLAR CELLS Material, Manufacture and Opération, First Edition 2005.

- [52] Philip Jackson, Dimitrios Hariskos, Erwin Lotter, Stefan Paetel, Roland Wuerz, Richard Menner, Wiltraud Wischmann, Michael Powalla, «New world record efficiency for Cu(In,Ga)Se₂ thin-film solar cells beyond 20%», Progress in photovoltaic, 2011.
- [53] Stéphane Petibon, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [54] I.Repins, M. Contreras, M. Romero, Y. Yan, W. Metzger, J. Li, S. Johnston, B. Egaas, C. De Hart, and J. Scharf, B.E. Mc Candless, R. Noufi. «Characterization of 19.9%-Efficient CIGS Absorbers» Conference Paper NREL/CP-520-42539, May 2008.
- [55] Vinodh Chandrasekaran, «Effect of heat treatments and reduced absorber layer thickness on Cu(In,Ga)Se₂ thin film solar cells», Thèse de doctorat, Université de south florida, 2005.
- [56] WN. Shafarman « Effect of reduced deposition temperature, time and thickness on Cu(In,Ga)Se₂ films and devices». Proceedings of the 26th IEEE PVSEC, Anaheim, 1997.
- [57] Olle Lundberg, Marika Bodegard, Jonas Malmstrom and Lars Stolt., “Influence of the Cu(In,Ga)Se₂ Thickness and Ga Grading on Solar Cell Performance” Prog. Photovolt: Res. Appl. 2003; 11:77–88.
- [58] <http://www.fruitymag.com/inconv%C3%A9nients-d%27avantages-50178.htm>.
- [59] I. Repins, M. A. Contreras, B. Egaas, C. DeHart, J. Scharf, C. L. Perkins, R. Noufi, "19.9%-Efficient ZnO/CdS/CuInGaSe₂ solar cell with 81.2% fill factor", Prog. Photovolt. Res. Appl. 16, pp. 235, (2008).
- [60] T. Todorov, K. Reuter and D. Mitzi, "High-efficiency solar cell with earth-abundant liquid processed solar cell", Advanced materials, 22, pp. 156-159, (2010).
- [61] J. S. Seol, S. Y. Lee, J. C. Lee, H. D. Nam, K. H. Kim, "Electrical and optical properties of Cu₂ZnSnS₄ thin films prepared by RF magnetron sputtering process", Sol. Energy Mater, Sol. Cells 75, pp. 155–162, (2003).
- [62] N. Kamoun, H. Bouzouita and B. Rezig, "Fabrication and characterization of Cu₂ZnSnS₄ thin films deposited by spray pyrolysis technique", Thin Solid Films 515, pp. 5949-5952, (2007).
- [63] K. Ito and T. Nakazawa, "Electrical and optical properties of stannite-type quaternary semiconductor thin films". Jpn. J. Appl. Phys. 27, pp. 2094-2097, (1988).
- [64] H. Katagiri, K. Jimbo, S. Yamada, T. Kamimura, W.S. Maw, T. Fukano, T. Ito, T. Motohiro, "Enhanced conversion efficiencies of Cu₂ZnSnS₄-based thin film solar cells by using preferential etching technique", Appl. Phys. Express 1 041201, pp. 2, (2008).

- [65] H.Wanga, J.Bell, "Thin film solar cells based on $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ absorber", Faculty of Built Environment and Engineering, Queensland University of Technology, Brisbane QLD 4001, Australia, (2011).
- [66] W. Thumm D. Freitag, L. Ballhorn, A. Behechti, K. Fischer, "Structural configuration and toxicity of chlorinated alkanes", Proc. World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion–1, Hawaii, pp. 262, (1994).
- [67] Th. M. Friedlmeier, N. Wieser, T. Walter, H. Dittrich and H. W. Schock, "Heterojunctions based on $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ and $\text{Cu}_2\text{ZnSnSe}_4$ thin films", in: Proceedings of the 14th European Conference of Photovoltaic Science and Engineering and Exhibition, Bedford, p.1242-1245, (1997).
- [68] H. Katagiri, K. Saitoh, T. Washio, H. Shinohara, T. Kurumadani and S. Miyajima, Technical Digest of the 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, pp. 647, (1999).
- [69] H. Katagiri, K. Jimbo, K. Moriya and K.Tsuchida, "Solar cell without environment pollution using CZTS thin film".Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Osaka, pp. 2874–2879 (2003).
- [70] F. Di. Benedetto, G. P. Bernardini, D. Borrini, W. Lottermoser, G. Tippelt, G. Amthauer, "57Fe and 119 Sn Moessbauer study on stannite ($\text{Cu}_2\text{FeSnS}_4$)–kesterite ($\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$) solid solution", Phys. Chem. Miner.31, pp. 683–690, (2005).
- [71] H. Katagiri, K. Jimbom, W.S. Maw, K. Oishi, M. Yamazaki, H. Araki, A. Takeuchi Development of CZTS-based thin film solar cells, Nagaoka National College of Technology,888 Nishikatakai, Nagaoka, Niigata 940-8532, Japan, pp.2455–2460, (2008).
- [72]http://www.semiconductor-today.com/news_items/2010/OCT/SOLARFRONTIER_191010.htm.
- [73] F.Ynineb, "Contribution à l'élaboration decouches minces d'Oxydes Transparents Conducteurs (TCO)", Thèse de magister, université Constantine, (2010).
- [74] Loïc Bailly, Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface, Thèse de doctorat, Ecole doctorale des sciences chimiques, université Bordeaux I, 2010.
- [75] Pierre Destruel et Isabelle Segny, les cellules photovoltaïques organiques, Technique de l'ingénieur, 2004.
- [76] Florent Monestier, Amélioration de l'absorption photonique dans les cellules photovoltaïques organiques, thèse de doctorat, université Paul Cézanne, 10 Avril 2008.
- [77] Farges (J.P), Organic conductors.Dekkaer(1994).
- [78] Gutmann (F) et Lyons (L.E), Organic semiconductors, John willey & sons, Inc (1966).

- [79] Chandrasekhar (P) - Conducting polymers, Fundamentals and applications, Kluwer academic publishers (1999).
- [80] Martin (R.E), Geneste (F) et Holmes (A.B), Synthesis of conjugated polymers for application in light- emitting diodes (PLEDS). C.R. Acad. Sci. Série IV, 1, 4,447-470(2000).
- [81] Peumans(P), Yakimov (A) et Forrest (SR), Small molecular weight organic thin film photodetectors and solar cells, J. APPL. Phys, 93,7,3693-3723 (2003).
- [82] M. OUKACHMIH, thèse doctorat ; les cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques discotiques. Université de Paul Sabatier, 2003.
- [83] S.Glenis, G.Horowitz, G.Tourillon et F.Garnier, Thinsolid films 1984, 111, 93.
- [84] W.Riss, S.Karf, V.Dyakonov, M.Meier et M.Schwoerer, Journal of Luminescence 1994, 60-61,906.
- [85] G.Gustafsson, O.Infanas, M. SundberfetC. Svensson, Synthetic Metals 1991, 41, 499.
- [86] F. J.EsselinketG. Hadziioannou, Synthetic Metals 1995, 75,209.
- [87] K.Kawano, N.Ito, T.Nishimori et J.Sakai, Applied.Physics letters 2006, 88,073514.
- [88] P.Peumans, A. Yakimou et S.R.Forrest, Journal of Applied Physics 2003,93, 3693.
- [89] LAUGIER A., Roger J. A. Les photopiles solaires : du matériau au dispositif, du dispositif aux applications. Paris, France : Technique et documentation, 1981, p 307.
- [90] Projet de Recherche Intégré 6.2. Intégration de capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques au bâti. Ed. Rapport final. Lyon, France, 2004, p 52.
- [91] TSELEPIS S., TRIPANAGONOSTOPOULOS Y. Economic analyses of hybrid photovoltaic/thermal solar systems and comparaison with standard PV modules. In: Proceedings of the international conference PV in Europe, 2002, Rome, Italie, pp. 856-859.
- [92] RADZIEMSKA E. Thermal performance of Si and GaAs based solar cells and modules: a review. Progress in Energy and Combustion Science, 2003, vol. 29, n°5, pp. 407-424.
- [93] EPIA, IEA-PVPS, EPVTP. Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities. Eds. Bruxelles, Belgique: EPIA, IEA-PVPS, EPVTP, 2006, p 32.
- [94] KALOGIROU S. A. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science, 2004, vol. 30, n°3, p : 231-295.
- [95] ZONDAG H. A. Flat-plat PV-Thermal collectors and systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2005.

- [96] ZONDAG H.A., BAKKER M., HELDEN W. G. J. Eds. PVT Roadmap-a European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology. Rapport Eu-Project PV-Catapult. 2005, p 87.
- [97] WOLF M. Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences. *Energy Conversion*, 1976, vol. 16, n° 1-2, pp. 76-90.
- [98] HENDRIE S. D. Photovoltaic / thermal collector development program. Rapport final. Etats-Unis: Massachusetts Institute of Technology, 1982.
- [99] RAGHURAMAN P. Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal, flat-plate collector performance. *Journal Solar Energy Engineering*, 1981, vol. 103, n°2, pp. 291-298.
- [100] COX C. H., RAGHURAMAN P. Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors. *Solar Energy*, 1985, vol. 35, n°3, pp. 227-241.
- [101] LALOVIC B., KISS Z., WEAKLIEM H.A, hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Solar Cells*, 1986, vol. 19, n°2, pp. 131-138.
- [102] TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. TZAVELLAS D., et al. Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In : Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference, 2001, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518.
- [103] SANDBERG M., MOSHFEGH B. Ventilated- solar roof air flow and heat transfer investigation. *Renewable Energy*, 1998, vol. 15, n° 1-4, pp. 287-292.
- [104] MOSHFEGH B., SANDBERG M. Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1998, vol. 2, n° 3, pp. 287-301.
- [105] GARG H. P., ADHIKARI R. S. System performance studies on a photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collector. *Renewable Energy*, 1999, vol. 16, n° 1-4, pp. 725-730.
- [106] HEGAZY A. A. Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and management*, 2000, vol. 41, n°8, pp. 861-881.
- [107] HEGAZY A. A. Technical note: Optimizing the thermohydraulic performance of flat plate solar air heaters operating with fixed/variable pumping power. *Renewable Energy*, 1999, vol. 18, n°2, pp. 283-304.
- [108] HEGAZY A. A. Performance of flat solar air heaters with optimum channel geometry for constant/variable flow operation. *Energy Conversion and management*, 2000, vol. 41, n°4, pp. 401-417.
- [109] MEI L., INFELD D., EICKER U., et al. Thermal modelling of a building with an integrated ventilated PV façade. *Energy and buildings*, 2003, vol. 35, pp. 605-617.

- [110] LLORET A., et al. Lessons learned in the electrical system design, installation and operation of the Mataro Public Library. In : Proceedings of the 14th European PV Solar Energy Conference, 1997, Barcelone, Espagne, pp. 1659-1664.
- [111] CARTMELL B.P., SHANKLAND N. J., FIALA D., et al. A multi-operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback. *Solar Energy*, 2004, vol. 76, pp. 45-53.
- [112] TIWARI A., SODHA M. S., et al. Performance evaluation of photovoltaic/thermal solar air collector for composite climate of india. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2006, vol. 90. N° 2, pp. 175-189.
- [113] TIWARI A., SODHA M. S., Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2007, vol. 91, n°1, pp. 17-28.
- [114] JOSHI A. S., TIWARI A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) air collector. *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, n°13, pp. 2223-2241.
- [115] HEPBASLI A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006.
- [116] VOKAS G., CHRISTANDONIS N., SKITTIDES F. Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach. *Solar Energy*, 2006, vol. 80, n°5, pp. 607-615.
- [117] DUFFIE J.A, BECKMAN W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2nd Ed. New York, Etats-Unis : Willey Intersciences, 1991, 919 p.
- [118] OTHMAN M. Y., YATIM B., SOPIAN K., et al. Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector. *Desalination*, 2007, vol. 209, n° 1-3, pp. 43-49.
- [119] TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems. *Solar energy*, 2007, vol. 81, n°9, pp. 1117-1131.
- [120] HOLLICK J. C. Solar cogeneration panels. *Renewable Energy*, 1998, vol 15, pp. 195-200.
- [121] ARENE. Energie Solaire [en ligne]. Disponible sur : <<http://www.areneidf.org/energies/solaire.html>> (consulté 18.12.2009).
- [122] Y. SUKAMONGKOL, S. CHUNGPABULPATANA, B. ET al. Simulation of a Hybrid Photovoltaic-Thermal (PV/T) Air Heating System for Regenerating Desiccant Gel in an

Air Conditioning Room ; Asian J. Energy Environ. Vol. 9, Issue 3 and 4, (2008), pp. 129-159.

- [123] K. TOUAFEK, M. HADDADI, A. MALEK, W. BENDAIKHA-TOUFEK, Etude thermique d'un capteur PVT à air recouvert destine au chauffage d'habitation ; SBEIDCO-1st International Conference on Sustainable Built Environment Infrastructures in Developing Countries ENSET Oran (Algeria)- October 12-14, 2009.
- [124] EBRAHIM M. ALI ALFEGI, KAMARUZZAMAN SOPIAN, MOHD YUSOF HJ OTHMAN AND BAHARUDIN BIN YATIM. Mathematical Model of Double Pass, Photovoltaic Thermal Air Collectoe with Fins ; American J. of Engineering and Applied Sciences 2 (4) : 703-709, 2009 ; ISSN 1941-7020.
- [125] EBRAHIM M. ALI ALFEGI. The Effect of Flow Rates on the Performance of Finned Single Pass, Double Duct Photovoltaic Thermal Solar Air Heaters ; European Journal of Scientific Research ISSN 1450-216X Vol.25 N°2 (2009), pp. 339-344.
- [126] FUJISAWA T., TANI T. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. Solar Energy Materials and Solar Cells, 1997, vol. 47, n° 1-4, pp. 135-148.
- [127] FRAISSE G., MENEZO C., JOHANNES K. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. Solar Energy, 2007, vol. 81, n° 11, pp. 1426-1438.
- [128] SANDBERG M., MOSHFEGH B. B. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades. Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. Building and Environment, 2002, vol. 37, n° 3, pp. 211-218.
- [129] CHOW T. T. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. Solar Energy, 2003, vol. 75, pp. 143-152.
- [130] BERGENE T., LOVVIK O. M. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. Solar Energy, 1995, vol. 55, n° 6, pp. 453-462.
- [131] CHOW T. T., HE W., JI J., et al. Performance evaluation of photovoltaic-thermosyphon system for subtropical climate application. Solar Energy, 2007, vol. 81, pp. 123-130.
- [132] CHOW T.T., HE W., JI J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. Solar Energy. Vol. 80, n° 3, 2006, pp. 298-306.
- [133] CHOW T.T., HE W., JI J. An experimental study of façade-integrated photovoltaic/water-heating system. Applied Thermal Engineering, 2007b, vol. 27, n°1, pp. 37-45.
- [134] KALOGIROU S. A., TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Industrial application of PVT solar energy systems. Applied Thermal Engineering, 2007, vol. 27, n° 8-9, pp. 1259-1270.

- [135] K. TOUAFEK, M. HADDADI, et al. Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique; *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N° 1(2008) 153-165.
- [136] I. Zeghib, ‘Etude et Réalisation d’un concentrateur solaire parabolique’, Mémoire de Magistère, université Mentouri – Constantine, 2005.
- [137] A. Khelifa, ‘Etude Numérique et Modélisation d’un Capteur Solaire Hybride Photovoltaïque Thermique (PVT)’, Mémoire de Magister, Université de Batna, 2011.
- [138] R. K Mishra and G. N Tiwari, Energy matrices analyses of hybrid photovoltaic thermal (HPVT) water collector with different PV technology, *Solar Energy* 91 (2013) 161-173.
- [139] G. N. Tiwari and Ankita Gaur, Photovoltaic thermal (PVT) systems and its applications, 2nd International Conference on Green Energy and Technology, September 2014.
- [140] G. N. Tiwari, R. K. Mishra and S. C Solanki, Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modeling, *Applied Energy* 88 (2011) 2287-2304.
- [141] K. L. Chopra, P. D. Paulson and Dutta, Thin-Film Solar Cells: An Overview, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2004; 12:69-92.
- [142] V.V. Tyagi et al, Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology, Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology Delhi, Hauz Khas, New Delhi 110016, India, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(2012) 1383-1398.
- [143] Brian E. Mc Candless et al, Cadmium Telluride solar cells, University of Delaware Newark, Delaware, USA.
- [144] X. Wu, J. C. Keane, R. G. Dhere, C. DeHart, A. Duda, T. A. Gessert, S. Asher, D. H. Levi and Sheldon, “16.5% Efficient CdS/CdTe Polycrystalline Thin-Film Solar Cell,” *Proceedings of the 17th E-PVSEC, München, October 2001*, pp. 995-1000.
- [145] D. Cunningham, K. Davies, L.Grammond, E. Mopas, M. O’Connor, M. Rubcich, M. Sadeghi, D. Skinner and T. Trumbly, “Large Area Apollo Module Performance and Reliability,” *Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Fairfield, 2000*, pp. 13-18. doi:10.1109/PVSC.2000.915743.
- [146] Matériau pour photovoltaïque, *MRS Bulletin* (October 1993), P: 18-67.
- [147] Wagah F. Mohammed, Omar Daoud, Munther Al-Tikriti, Power Conversion Enhancement of CdS/CdTe Solar Cell Interconnected with Tunnel Diode, *Circuits and Systems*, 2012, 3, P : 230-237.

- [148] R. Birkmire, "CdTe_{1-x}S_xAbsorber Layers for Thin-Film CdTe/CdS Solar Cells," 26th IEEE Photovoltaic's Specialists Conference(PVSC), Anaheim, Vol. 295, 1997, pp. 307-312.
- [149] M. A. Matin et al, Numerical analysis of novel back surface field for high efficiency ultrathin CdTe solar cells, Hindawi publishing corporation international journal of photoenergy, volume 2013.
- [150] K. Touafek, 'Etude d'un Capteur Solaire Hybride Photovoltaïque Thermique', Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2005.
- [151] Adham Makki et al, Advancements in hybrid photovoltaic systems for enhanced solar cells performance, Renewable and Sustainable Energy Reviews 41(2015) 658-684.
- [152] J.A. Duffie and W.A. Beckman, 'Solar Engineering of Thermal Processes', New York, Etats-Unis, Wiley-Interscience, 1980.
- [153] A. Khelifa, 'Contribution à la conception et Modélisation d'un Capteur Solaire Hybride Photovoltaïque Thermique (PVT)', thèse de doctorat, Université de Batna, 2017.
- [154] S. L. Rugen-Hankey & al, Improvement to thin film CdTe solar cells with controlled back surface oxidation, Solar Energy Materials & Solar Cells 136 (2015) 213-217.
- [155] Sana Hariech, Elaboration et caractérisation des couches minces de sulfure de cadmium (CdS) préparées par bain chimique (CBD), Mémoire de Magistère, université Mentouri – Constantine, 2009.
- [156] M. Adnane, Elaboration et Caractérisation des matériaux binaires Cu_xS et Ag₂S élaborés par la technique SILAR pour couche tampon de cellule solaire à base de couche absorbante CIS, Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°4 (2010) 625 – 632.
- [157] Benatmane Khaled, Etude de lasers à base de semi-conducteurs III-V, Mmoire de Magistère, université de Batna, 2011.
- [158] Mouet Toufik, Etude et caractérisation des structures MIS sur InP et des nanostructures à base de ZnO, Thèse de doctorat, université de Constantine, 2011.
- [159] S. Khelifi et A. Belghachi, Le Rôle de la Couche Fenêtre dans les Performances d'une Cellule Solaire GaAs, Rev. Energ. Ren. Vol.7 (2004)13-21.
- [160] M. E. Klausmeier-Brown, (1995) "Status, Prospects and Economics of Terrestrial Single Junction GaAs Concentrator Cells", in: "Solar Cells and their Applications", Wiley, New York.
- [161] K. Barnham, J. Barnes, G. Haarpainter, J. Nelson, M. Paxman, T. Foxon and J. Roberts, "Quantum-Well Solar Cells" , Materials Research Society Bulletin, Pittsburg, (1993), pp.51-55.

- [162] T. Aramoto, F. Adurodija, Y. Nishiyama, T. Arita, A. Hanafusa, K. Omura, A. Morita, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 75 (2003) 211–217.
- [163] A. de Vos, J.E. Parrot, P. Baruch, P.T. Landsberg, in: *Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1994, pp. 1315–1318.
- [164] J.D. Major, R.E. Treharne, L.J. Phillips, K. Durose, *Nature* 511 (2014) 334–337.
- [165] L. Kranz & al, *Nat. Commun.* 4(2013) 2306.
- [166] M.A. Flores Mendoza, R. Castanedo Pérez, G. Torres Delgado, J. Márquez Marín, A. Cruz Orea, O. Zelaya Angel, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 95 (2011) 2023–2027.
- [167] J.M. Kestner, S. McElvain, S. Kelly, T.R. Ohno, L.M. Woods, C.A. Wolden, *Energy Mater. Sol. Cells* 83 (2004) 55–65.
- [168] H. Hernández-Contreras, G. Contreras-Puente, J. Aguilar-Hernández, A. Morales-Acevedo, J. Vidal-Larramendi, O. Vigil-Galán, *Thin Solid Films* 403–404 (2002) 148–152.
- [169] H. Matsumoto, K. Kuribayashi, H. Uda, Y. Komatsu, A. Nakano, S. Ikegami, *Sol. Cells* 11 (1984) 367–373.
- [170] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, E.D. Dunlop, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 22 (2014) 701–710.
- [171] C.H. HENRY, *J. Appl. Phys. B*, 51, (1980), P. 4494.

المساهمة في تصميم ونمذجة اللاقط الشمسي الكهروضوئي الحراري الهجين ذو بنية مصنوعة على أساس الخلايا الشمسية ذات الشرائح الرقيقة

ملخص:

الغرض من هذه الدراسة هو نمذجة اللاقط الشمسي الهجين PVT ذو بنية مصنوعة على أساس الخلايا الشمسية ذات الشرائح الرقيقة، ومقارنته مع تلك المصنوعة من السيليكون الأحادي. طوال هذه المحاولة، إن اللاقط الشمسي الهجين PVT ذو بنية مصنوعة على أساس الخلايا الشمسية ذات الشرائح الرقيقة المصنوعة على أساس تقنيات مختلفة (المواد ذات التركيبة الثنائية، الثلاثية والرباعية) كانت مقرر دراسة واعتمادية. في هذا العمل، تمت مناقشة مختلف التركيبات. وقد وصفت معادلات توازن الطاقة للحصول على تكوينات مختلفة. تم حساب العبارات التحليلية للمردود الكهربائي والحراري باستعمال البرمجيات: Matlab (في النظام أحادي الأبعاد) و ANSYS (في النظام ثلاثي الأبعاد). وقد تبين أن المردود الحراري الذي حصل عليه باستعمال اللاقط الشمسي الهجين PVT ذو بنية مصنوعة على أساس مركب (CdTe)، مركب (CIS) ومركب (CIGS) أعلى من الذي حصل عليه باستعمال اللاقط الشمسي الهجين PVT المبني على أساس السيليكون والسيليكون غير المتبلور (a-Si)، بفارق من 47% إلى 57%، وأيضاً مع هذا النوع من اللاقط الشمسي الهجين نتحصل على درجة حرارة الخروج لسائل التبريد تصل إلى قيمة $43,2^{\circ}\text{C}$ أكبر من القيمة التي حصلت عليها باستعمال اللاقط الشمسي الهجين PVT المبني على أساس السيليكون والسيليكون غير متبلور.

الكلمات الدالة: اللاقط الشمسي، الكهروضوئي، الحراري، الشرائح الرقيقة، الخلايا العضوية، المردود، الدراسة تجريبية، نموذج.

Contributions to conception and modeling of a photovoltaic thermal hybrid solar collector based on thin films solar cells

Abstract :

The aim of this study is modeling different PVT collectors based on thin films solar cells and compared with that of the PVT collector based on monocrystalline silicon. Throughout this attempt, a PVT based on thin films solar cells based on different technologies (binary, ternary and quaternary materials) has been put in reliability study. In this work, different generations have been discussed. The energy balance equations for different configurations has been described. The analytical expressions for electrical and thermal efficiencies have been calculated through a Matlab simulation (1D) and ANSYS Software (3D). It has been averred that the obtained efficiency by the PVT collectors based on Cadmium Telluride (CdTe), Copper Indium Diselenide (CIS) and Copper Indium Gallium Diselenide (CIGS) is more important than once obtained by PVT collectors based on silicon and amorphous Silicon (a-Si), within a rate from **47%** to **57%**. Furthermore, with this kind of PVT, the output temperature of the coolant reach a value of **43,2°C** is higher than the value obtained by the PVT collectors based on silicon and amorphous silicon.

Keywords: Solar collector, Photovoltaic, Thermal, thin films, organic cells, Performance, Experimental study, Prototype.

Résumé :

Le but de cette étude est la modélisation des différents capteurs PVT à base des cellules solaires en couches minces et de les comparer avec celle du capteur PVT à base de silicium monocristallin. Tout au long de cette tentative, un PVT à base de cellules solaires à couches minces à base de différentes technologies (binaires, ternaires et quaternaires matériaux) a été mis en étude et fiabilité. Dans ce travail, les différentes générations ont été discutées. Les équations de bilan énergétique pour les différentes configurations ont été décrites. Les expressions analytiques pour l'efficacité électrique et thermique ont été calculées par une simulation Matlab (1D) et ANSYS Software (3D). Il a été avéré que le rendement obtenu par les capteurs PVT à base de tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS) est plus important que celle obtenu par les capteurs PVT à base de silicium et de silicium amorphe (a-Si), avec un taux de **47% à 57%**. Par ailleurs, avec ce genre de PVT, la température de sortie du liquide de refroidissement atteint une valeur de **43,2°C** est supérieure à la valeur obtenue par les capteurs PVT à base de silicium et du silicium amorphe.

Mots clés : Capteur solaire, Photovoltaïque, Thermique, Couches minces, cellules organiques, Rendement, Etude expérimentale, Prototype.