



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

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCCEN

# THÈSE LMD

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

**DOCTORAT**

Spécialité: *Energies Renouvelables*

Par :

**Mme CHADEL Meriem**

Sur le thème

---

**Modélisation et simulation de la production  
photovoltaïque, de la cellule au système. Optimisation du  
fonctionnement des installations photovoltaïques et des  
performances des nouvelles cellules CZTSSe**

---

Soutenue publiquement le .../.../... à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr CHABANE-SARI Nesr eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr BENYOUCEF Boumediene	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr AILLERIE Michel	Professeur	Université de Lorraine	Co-Directeur de thèse
Mme GHELLAI Nassera	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur
Mr YASSA Nour Eddine	Professeur	CDER. Alger	Examineur
Mme BENSMINE Souhila	M. C. A	Université de Tlemcen	Examineur

*Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables (URMER)  
Université Abou-Bekr-Belkaid BP 119, 13000 Tlemcen – Algérie*

## REMERCIEMENTS

Ainsi s'achève mon parcours étudiant. Déjà ! Enfin ! Six années de thèse, 27 années pour arriver jusqu'ici. Alors forcément, ça fait pas mal de personne à remercier.

Mes premiers remerciements vont bien sûr à ma mère, à la liberté qu'elle m'a toujours donnée, aux valeurs fondamentales qu'elle a su m'apprendre, à sa joie de vivre et à son courage ; à ma sœur, jumelle, dont je suis si fière, à chaque membre de ma famille pour leur affection et leur éternel soutien. Merci également Mohammed, mon grand amour, pour son soutien inébranlable. J'ai conscience de la chance d'avoir une famille exceptionnelle, qui a su constituer un socle solide à l'ensemble de mes projets.

Dans l'ordre chronologique, je souhaiterais ensuite remercier les nombreux enseignants, passionnants et passionnés, qui m'ont donné le goût d'apprendre : **Mr Kara Zaitri, Mr Kara ouazan, Mme Bensmain, Mme Rahmoun**, et surtout ceux sans qui je n'aurai jamais eu le déclic pour la Physique: **Mr Berrayah, Mr Mechernan, Mme Zidan**.

Plus tard, au moment où j'envisageai de changer d'orientation, j'ai eu la chance d'être « initiée » au photovoltaïque par **Monsieur Boumediene Benyoucef** à qui je dois d'avoir persévéré quelques années supplémentaires dans le domaine et, qui m'a permis par l'intermédiaire de faire mes premiers pas dans la recherche dans une équipe d'expérience humaine et scientifique inoubliable, qui m'a définitivement convaincue d'entreprendre une thèse. Je tiens donc à remercier vivement l'ensemble de ces personnes d'avoir accompagné mes premiers pas dans le photovoltaïque.

Mes prochains remerciements vont évidemment à l'ensemble de l'équipe « énergie renouvelable » de l'URMER. Un immense merci à **Monsieur Boumediene Benyoucef**, mon directeur de thèse, pour m'avoir accueilli au sein de ce groupe, m'avoir fait partager son savoir et son savoir-faire, pour la relecture minutieuse de ce mémoire et pour la confiance qu'il m'a accordée tout au long de cette thèse.

Un grand merci également à **Monsieur Aillerie** pour avoir co-encadré mes travaux de recherche avec discernement, humour et également pour sa confiance malgré mes quelques erreurs de parcours bien involontaires. Merci beaucoup d'avoir m'accueillir dans son équipe du laboratoire LMOPS, Université de Lorraine. J'aimerais aussi remercier **Monsieur Jean Pierre Charles** pour son aide et sa patience.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à : **Mr Pierre Petit, Mr Sidi Ould Saad Hamady, et Mr Nicolas Fressengeas** pour leurs accueils, conseils et aides pendant mon séjour à Metz.

Je remercie cordialement tous mes collègues à l'URMER et LMOPS pour leurs encouragements et aides apportées dans la réalisation de cette thèse.

Je tiens à remercier vivement **Monsieur CHABANE-SARI Nesr Eddine**, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il m'a accordé en présidant le jury de la soutenance.

Je tiens également à remercier **Madame GHELLAI Nassera**, Professeur de l'université de Tlemcen, qui a bien voulu participer au jury en tant qu'examinateur.

Je suis reconnaissant au **Monsieur YASSA Nour Eddine**, Directeur de CDER, qui a accepté d'examiner ma thèse.

Je remercie également **Madame BENSMACHINE Souhila**, pour son acceptation m'invitation et sa participation au jury en tant qu'un examinateur.

A ma princesse Chahira

## RESUME

Le travail présenté dans cette thèse porte sur deux axes: 1- la modélisation des performances d'une cellule solaire à base de CZTSSe optimisant les différents paramètres fonctionnels et particulièrement le profil de gap de la couche absorbante, puis, 2- le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques. Dans la première partie, nous avons présenté le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes et connectés au réseau que nous avons réalisé en simulation et expérimentalement. Dans la deuxième partie, nous avons étudié les effets de l'ajustement des couches et du rapport  $S/(S+Se)$  sur les performances des cellules solaires basées sur CZTSSe afin d'en optimiser le fonctionnement.

**Mots clé** : Modélisation, Matériaux photovoltaïques, CZTSSe, CdS, ZnS et Systèmes et installations photovoltaïques.

## LISTE DES FIGURES

Figure I. 1 Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM .....	22
Figure I. 2 : Le spectre de rayonnement solaire sur la surface de terre et au-delà de l'atmosphère. ....	22
Figure I. 3 : Mécanisme d'absorption d'un photon dans un semi-conducteur : $h\nu > E_g$ .....	23
Figure I. 4 : Jonction p-n dans une cellule photovoltaïque. ....	24
Figure I. 5 : Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque à jonction PN .....	25
Figure I. 6: Circuit équivalent d'une cellule solaire.....	26
Figure I. 7 : Différents régimes selon la puissance d'éclairnement. ....	29
Figure I. 8 : Evolution de la caractéristique I(V) du module BP-160716C en fonction de l'irradiation.....	31
Figure I. 9 : Evolution de la caractéristique J(V) en fonction de la température. ....	32
Figure I. 10: Développement du rendement des cellules photovoltaïques (pour différents filières) [9].....	33
Figure I. 11: Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium amorphe .....	36
Figure I. 12: Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe (NREL).....	36
Figure I. 13: Structure d'une cellule photovoltaïque au CIGS. (NREL).....	37
Figure I. 14: Cellule photovoltaïque organique « HeliaFilm » .....	38
Figure I. 15: cellule photovoltaïque en tandem silicium/pérovskite .....	39
Figure I. 16: système PV connecté au réseau électrique .....	40
Figure I. 17: Systèmes photovoltaïques autonomes .....	41
Figure I. 18: système de pompage solaire. ....	42
Figure I. 19: systèmes photovoltaïques hybrides .....	43
Figure II. 1 : la chaîne énergétique des constituants qui composent un générateur PV isolé. .	47
Figure II. 2: Association $\alpha$ cellules en séries et $\beta$ cellules en Parallèles.....	49
Figure II. 3: Caractéristique courant-tension des cellules solaires connectées en série-parallèle .....	50
Figure II. 4: Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série. ....	50
Figure II. 5: Caractéristiques courant-tension des cellules solaires montées en parallèle .....	51
Figure II. 6: Assemblage en série des modules photovoltaïques .....	52
Figure II. 7: Assemblage en parallèle des modules photovoltaïques .....	53
Figure II. 8: Assemblage en série-parallèle des modules photovoltaïques .....	54
Figure II. 9: Agencement d'une installation PV raccordée au réseau.....	56
Figure II. 10: Composants d'un onduleur connecté au réseau. ....	57
Figure II. 11: Onduleur à deux trackers. ....	58
Figure II. 12: Principe d'algorithme de deux méthodes de Hill climbing et P&O .....	59
Figure II. 13: Schéma de l'installation solaire du LMOPS : deux variantes de l'architecture à onduleur centrale.....	61

Figure III. 1 : Panneau PV BP SOLAR.....	66
Figure III. 2: Source lumineuse halogène .....	66
Figure III. 3: Pyranomètre .....	67
Figure III. 4: Distribution spectrale du soleil et du banc constitué de 6 lampes halogène mesuré en utilisant un détecteur de spectre K-MAC.....	68
Figure III. 5: Circuit de mesure utilisé pour le test standard du panneau PV. ....	71
Figure III. 6: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 25 ° C.....	72
Figure III. 7: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 35 ° C.....	72
Figure III. 8: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 45 ° C.....	73
Figure III. 9: Comportement du courant de court-circuit ( $J_{SC}=I_{SC}$ ) en fonction de l'éclairement à différentes températures.....	74
Figure III. 10: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à 770 W/m <sup>2</sup> .....	76
Figure III. 11: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à 850 W/m <sup>2</sup> .....	76
Figure III. 12: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à 955 W/m <sup>2</sup> .....	77
Figure III. 13: Variation de la tension en circuit ouvert en fonction de la température pour différentes intensités de rayonnement. ....	78
Figure IV. 1 : Le schéma équivalent d'un système PV raccordées au réseau.....	83
Figure IV. 2: Diagramme de principe du logiciel PVSyst. ....	84
Figure IV. 3: Position de Tlemcen sur la carte de l'Algérie. ....	85
Figure IV. 4 : L'énergie annuelle sortie du système. ....	86
Figure IV. 5: Orientation du champ PV .....	87
Figure IV. 6: Caractéristiques J(V) sous diverses intensités d'irradiation.....	88
Figure IV. 7: Caractéristiques P(V) sous diverses intensités d'irradiation .....	88
Figure IV. 8:L'énergie effective sortie du champ. ....	90
Figure IV. 9: L'énergie injectée dans le réseau durant l'année.....	91
Figure V. 1 : L'évolution de l'efficacité de conversion des cellules solaires CZTSSe.....	97
Figure V. 2: Les familles de semi-conducteurs dont le CZTSSe est issu .....	98
Figure V. 3: Structures cristallines du Cu <sub>2</sub> ZnSn(S, Se) <sub>4</sub> . ....	99
Figure V. 4 : Diagramme ternaire du CZTS pur.....	101
Figure V. 5: Diagramme ternaire représentant la composition en Cu, Sn et Zn.....	101
Figure V. 6: la variation de E <sub>g</sub> en fonction de taux de composition (x=S/(S+ Se)). ....	103
Figure V. 7: Principaux types de gradients de bande interdite rencontrés dans les couches de CIGS : a) Bandes plates, b) Simple gradient, c) Double gradient avec présence d'un notch. ....	104

Figure V. 8: Calcul de l'énergie de formation des défauts en fonction de l'énergie de Fermi pour un CZTSSe riche en Cu et Zn. ....	106
Figure V. 9: Principaux mécanismes de recombinaison dans un semi-conducteur : SRH, radiatives et Auger. ....	109
Figure V. 10: Le diagramme de stabilité du potentiel chimique calculé du CZTS pur. ....	111
Figure V. 11 : Transmission optique des films minces de CZTSSe. ....	113
Figure VI. 1 : La cellule référence considérée dans ce travail proposée par Wang .....	124
Figure VI. 2 : La page fenêtre de programme SCAPS.....	129
Figure VI. 3 : Caractéristiques J(V) des cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec des épaisseurs de ZnO et des couches tampons de 0,2 $\mu\text{m}$ et 0,05 $\mu\text{m}$ respectivement et un rapport de composition $x = 0,3$ .....	134
Figure VI. 4: Effets de l'épaisseur de la couche TCO sur les performances de la cellule solaire CZTSSe avec une épaisseur de 2 $\mu\text{m}$ de la couche absorbante et un rapport de composition $x = 0,3$ .....	135
Figure VI. 5: Effets de l'épaisseur de la couche absorbante sur la performance de la cellule solaire CZTSSe non dégradée avec une épaisseur de 0,05 $\mu\text{m}$ de la couche de ZnO et rapport de composition $x = 0,3$ .....	138
Figure VI. 6: Effets de la largeur de la bande interdite de la couche absorbante sur la performance de la cellule solaire CZTSSe non dégradée avec une épaisseur de 0,05 $\mu\text{m}$ de la couche de ZnO. ....	140
Figure VI. 7: le rapport de composition et le profil d'intervalle de bande correspondant en fonction de la profondeur dans la couche d'absorbeur. ....	143
Figure VI. 8: Diagramme de bande de la cellule PV. (X = 0 correspondant à l'interface tampon / absorbeur).....	144
Figure VI. 9 : les caractéristiques J-V des structures de cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec une couche de gradient-CZTSSe .....	145
Figure VI. 10: Performances des cellules solaires gradient-CZTSSe lorsque la valeur d'épaisseur de la couche absorbeur X varie de 0,5 $\mu\text{m}$ à 4 $\mu\text{m}$ .....	147
Figure VI. 11: La meilleure performance de ces structures obtenue dans des cellules ayant l'épaisseur de seuil pour la couche absorbante. ....	149

## LISTE DES TABLEAUX

Table II. 1: Productivité des 2 architectures de l'installation expérimentale du laboratoire entre Mars 2013 et Mars 2015.....	61
Table III. 1: Irradiation solaire moyenne mensuelle. ....	65
Table III. 2 : Caractéristique de panneau BP SOLAR. ....	70
Table III. 3: Efficacité du panneau photovoltaïque à intensité fixe égale à 955 W/m <sup>2</sup> .....	79
Table III. 4: Efficacité du panneau photovoltaïque à une température égale à 25 °C.....	79
Table IV. 1: L'irradiation et la température mensuelle moyenne sur le site de Tlemcen. ....	85
Table IV. 2 : Caractéristiques de l'onduleur. ....	89
Table V. 1: Paramètres de réseau des matériaux de CZTS et CZTSSe. ....	100
Table V. 2: les propriétés électriques de composés CZTS et CZTSe. ....	112
Table V. 3 : Les principaux procédés de fabrication de cellules solaires à base d'absorbeurs CZTSSe. ....	115
Table VI. 1 : Paramètres utilisés dans cette simulation.....	128
Table VI. 2: Les performances des structures de cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec une couche gradient-CZTSSe .....	145
Table VI. 3 : Performances optimales des cellules gradient-CZTSSe obtenues avec des épaisseurs d'absorbeur et des couches tampons de 1,1 µm et 0,05 µm, respectivement.....	149
Table VI. 4: Performances des cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe pour une épaisseur de 1,1 µm de la couche absorbante et divers profils de band gap. ....	150

## TABLE DES MATIERES

Remerciments .....	1
Résumé .....	3
Liste des Figures .....	4
Liste des Tableaux .....	7
Table des matières .....	8
Introduction générale.....	13
Chapitre I : le photovoltaïque : technologie, modeles et systemes .....	20
I.1. Introduction .....	20
I.2. Effet photovoltaïque et jonction p-n.....	20
I.2.1. Spectre solaire .....	21
I.2.2. Le Fonctionnement d'une cellule solaire.....	23
I.3. Modélisation d'une cellule photovoltaïque .....	25
I.3.1 Circuit équivalent d'une cellule solaire .....	26
I.4. Paramètres électriques d'une cellule solaire .....	27
I.4.1. Le courant de court-circuit $J_{Sc}$ .....	27
I.4.2. La tension de circuit ouvert $V_{OC}$ .....	28
I.4.3. Le facteur de forme FF .....	29
I.4.4. Le rendement et l'efficacité quantique de conversion.....	29
I.5. Facteur limitant le rendement.....	30
I.5.1. Influence de l'irradiation et la température .....	30
I.5.2. L'énergie de photon incident .....	32
I.6. Technologie des panneaux solaires .....	33
I.6.1. La filière Silicium .....	34
I.6.2. La filière Couches Minces .....	35
I.6.3. Solutions organiques, la prochaine génération .....	37

I.7.	Les applications des systèmes photovoltaïques .....	39
I.7.1.	Les systèmes raccordées au réseau .....	39
I.7.2.	Les systèmes isolés et autonomes.....	40
I.7.3.	Système de pompage solaire photovoltaïque.....	41
I.7.4.	Les systèmes photovoltaïques hybrides.....	42
	Références du chapitre I.....	44
	chapitre II : Les installations photovoltaïques.....	46
II.1.	Introduction .....	46
II.2.	Dimensionnement d'un système PV autonome: .....	46
II.2.1.	Modélisation du générateur PV .....	47
A.	Champ Photovoltaïque .....	48
B.	Interconnexion des cellules photovoltaïques.....	48
C.	Interconnexion des modules photovoltaïques .....	52
II.2.2.	Dimensionnement des batteries.....	54
II.2.3.	Système de régulation.....	55
II.2.4.	Système de conversion .....	55
II.3.	Installations PV raccordées au réseau.....	56
II.3.1.	Onduleur de réinjection réseau .....	56
II.3.2.	Organes de sécurité et de raccordement .....	59
II.3.3.	Exemples de deux variantes de l'architecture à onduleur central : la station PV expérimentale au LMOPS : comparaison de la production .....	60
	Références du chapitre II.....	63
	Chapitre III : Les performances d'un panneau solaire autonome .....	64
III.1.	Introduction.....	64
III.2.	Potentiel solaire.....	64
III.3.	Caractéristiques spectrales des différents éléments.....	67

III.4.	Le panneau BP Solar utilisé pour cette étude .....	70
III.5.	Caractéristiques J(V) d'un panneau PV sous éclairage artificiel ...	70
III.5.1.	<i>Influence de la distribution spectrale de la lumière sur les performances d'un panneau photovoltaïque</i> .....	71
III.5.2.	<i>Influence de la température sur les performances d'un panneau photovoltaïque</i> .....	75
III.5.3.	<i>Influence des paramètres externes sur l'efficacité d'un panneau photovoltaïque</i> .....	78
III.6.	Conclusion .....	80
	Références du chapitre III .....	81
	Chapitre IV: Etude d'un système photovoltaïque raccordé au réseau et simulé par le code PVSyst .....	82
IV.1.	Introduction.....	82
IV.2.	Le code de simulation PVsyst.....	83
IV.3.	Récupération des données météorologiques .....	84
IV.4.	Orientation du champ de panneaux .....	86
IV.5.	Caractéristiques J(V) et P(V) du module photovoltaïque.....	87
IV.6.	Choix de l'onduleur .....	89
IV.7.	Energie produite par le système photovoltaïque.....	90
IV.8.	Conclusion .....	91
	Références du chapitre IV .....	93
	Chapitre V : Physique et applications du CZTSSe : état de l'art .....	94
V.1	Introduction .....	94
V.2	L'histoire de la cellule solaire CZTSSe .....	95
V.3	Définition des semi-conducteurs composés CZTSSe .....	97
V.4	Description de structure cristalline de CZTSSe.....	98

V.5	Propriétés électroniques de CZTSSe.....	101
V.5.1.	Structure de bandes de CZTSSe .....	102
V.5.2.	Composé de type CZTSSe.....	102
V.5.3.	Les défauts et dopage CZTSSe.....	105
V.5.4.	Longueur de diffusion.....	107
V.5.5.	Mécanisme de recombinaison.....	108
V.5.6.	Domaines de stabilité de CZTSSe .....	110
V.5.7.	Les propriétés électriques des composés CZTSSe .....	111
V.6	Les propriétés optiques .....	112
V.7	Synthèse technologique de CZTSSe .....	114
V.8	Conclusion.....	115
	Références du chapitre V.....	117
	Chapitre VI : Modélisation et optimisation des propriétés fonctionnelles d'une cellule CZTSSe .....	122
VI.1	Introduction.....	122
VI.2	Structure de la cellule solaire CZTSSe.....	122
VI.2.1.	Etude de la structure et paramètres des différentes couches de la cellule .....	123
A.	La couche absorbante. Cas de la couche CZTSSe : .....	124
B.	La couche tampon. Cas de la couche en CdS.....	125
C.	La couche tampon. Cas de la couche en ZnS .....	126
D.	La couche conductrice à base d'oxyde transparent.....	127
E.	Les grilles métalliques .....	127
VI.2.2.	Méthodologie utilisée dans l'optimisation des paramètres.....	128
VI.2.3.	Approche et méthodes pour une cellule graduée.....	130
VI.3	Etude des cellules solaires CZTSSe non-gradué .....	133

VI.3.1. Optimisation de l'épaisseur de la couche TCO.....	135
VI.3.2. Influence des paramètres physiques et fonctionnels de la couche absorbeur sur les performances d'une cellule.....	137
A. Influence de l'épaisseur de la couche absorbeur sur les performances de la cellule CZTSSe .....	137
B. Influence du rapport $S/(S+Se)$ de la couche absorbeur sur les performances de la cellule CZTSSe.....	139
VI.4 Etude des cellules solaires CZTSSe graduée.....	141
VI.4.1. Intégration d'une couche d'absorbeur à gradient de composition....	141
VI.4.2. Influence de l'épaisseur de la couche absorbante sur les performances de la cellule graduée.....	146
VI.5 Conclusion .....	151
Références du chapitre VI .....	152
Conclusion générale .....	157
Prespective.....	160
PUBLICATIONS INTERNATIONALES .....	161
COMMUNICATION INTERNATIONALES .....	162

## INTRODUCTION GENERALE

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. D'après l'Agence Internationale de l'Energie, AIE, plus de 20% des habitants de notre planète n'ont pas accès à l'énergie et parmi eux 80% se trouvent en zone rurale éloignés des réseaux de distribution électrique<sup>1</sup>. En particulier et selon le Programme algérien de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique (PENREE) de 2012, l'Algérie vise une puissance installée d'origine renouvelable de 22 000 MW d'ici 2030<sup>2</sup>. Pour 2015, le rapport annuel de l'AIE sur le solaire mentionne l'Algérie, annonçant qu'elle a installé 270 MWc au cours de l'année, portant sa puissance solaire totale à 300 MWc<sup>2</sup>, mais celui de GWEC (Global Wind Energy Council) sur l'éolien ne mentionne pas l'Algérie<sup>3</sup>.

Il existe trois approches techniques de base pour acheminer de l'électricité vers des endroits éloignés<sup>4</sup>. La première option consistant simplement à étendre le réseau électrique national. Les zones rurales sont généralement situées loin du réseau national, le coût élevé de l'extension des lignes de transmission rend alors généralement ces projets irréalisables. Le terrain de nombreuses régions rurales augmente également considérablement les coûts d'expansion.

La deuxième approche est alors celle des systèmes domestiques (EHS). Ces petits systèmes d'alimentation sont conçus pour alimenter les ménages individuels ou les petits bâtiments et fournir une solution facilement accessible, relativement peu coûteuse et simple à entretenir.

---

<sup>1</sup> <http://www.iea.org/weo/>

<sup>2</sup> [www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable](http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable)

<sup>3</sup> [www.gwec.net/wp-content/.../GWEC\\_PRstats2016\\_EN\\_WEB](http://www.gwec.net/wp-content/.../GWEC_PRstats2016_EN_WEB)

<sup>4</sup> Rural electrification with renewable energy. technologies, quality standards and business models". Alliance for rural electrification.

La troisième approche est basée sur les mini-réseaux, appelée isolés, qui peuvent fournir la production d'électricité à un niveau local, en utilisant des réseaux de distribution à l'échelle du village. Les mini-réseaux fournissent une capacité à la fois aux appareils et usages ménagers et aux entreprises locales et ont le potentiel de devenir l'une des approches technologiques les plus puissantes pour l'électrification rurale permettant un développement accéléré.

La technologie photovoltaïque (PV) est l'une des principales technologies des énergies renouvelables qui a été adoptée au Maghreb, en Afrique et plus généralement à l'échelle mondiale afin de répondre aux besoins de base en électricité des zones rurales qui sont isolées des réseaux nationaux d'électricité. Le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits, ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. Toutefois, des progrès restent encore à réaliser en vue de l'amélioration des rendements de conversions énergétiques et de l'exploitation optimale des systèmes PV, et de nombreuses équipes de recherche de par le monde continuent à travailler aussi bien sur les systèmes que sur les matériaux dans le domaine du solaire PV.

Le marché du photovoltaïque (PV) est de nos jours essentiellement basé sur la technologie silicium constituant la première génération de cellules et modules<sup>5</sup>. Plus de 90 % des panneaux PV actuellement commercialisés sont basés sur cette première génération de cellules solaires, pour plusieurs raisons :

- Le silicium est un matériau longuement étudié et bien connu, notamment grâce à sa grande disponibilité, au développement des techniques de caractérisation des semi-conducteurs et du également à l'énorme demande de dispositifs et systèmes utilisant la technologie microélectronique à base de ce matériau,

---

<sup>5</sup> JAGER-WALDAU, Arnulf. PV status report. European Commission, DG Joint Research Centre. 2009.

- Le silicium représente 25,7 % de la croûte terrestre, ce qui fait de lui un des éléments les plus abondants sur Terre permettant d'assurer son approvisionnement pour du très long terme,
- Les cellules en silicium présentent une qualité matériau uniforme, simplifiant la compréhension et l'amélioration des dispositifs, ayant permis l'obtention de hauts rendements de conversion relativement stables, même après encapsulation,
- La technologie utilisée pour la fabrication des cellules nécessite des procédés de tirage et de fabrication relativement peu complexes mais surtout actuellement parfaitement maîtrisés, et la production peut être facilement augmentée de par la structure modulaire de l'équipement de production.

Cependant, les coûts de fabrication des cellules basées sur le silicium cristallin sont élevés, principalement car une grande partie de ce silicium est perdu lors du sciage des lingots. De plus, le faible coefficient d'absorption optique de ce matériau limite la réduction de l'épaisseur des cellules.

Le coût élevé du silicium cristallin, qui représente près de 50 % du prix de revient du module final, et son efficacité quantique de conversion relativement faible et surtout définitivement limité, ont poussés les industriels à chercher d'autres matériaux, utilisés en moindre grande quantité et/ou moins coûteux, pour produire les cellules solaires<sup>6</sup>. Des techniques de synthèse alternatives à la technique de croissance habituelle qu'est la technique de tirage de Czochralski, comme par exemple la co-évaporation et l'électrodéposition, ont également été favorisées. L'intérêt de ces nouvelles techniques est qu'elles permettent de diminuer de façon significative les températures de synthèse nécessaires et ne nécessitent pas de découpe car la croissance est faite sous forme de couches minces.

---

<sup>6</sup> HEZEL, Rudolf. Solar cell and method for production thereof. U.S. Patent Application No 10/486,821, 30 sept. 2004.

Les technologies de seconde génération les plus prometteuses sont basées sur le silicium amorphe et microcristallin, le tellure de cadmium (CdTe) et la famille des chalcopyrites  $\text{Cu}(\text{In}_x, \text{Ga}_{1-x})(\text{S}_y, \text{Se}_{1-y})_2$  (CIGSSe),  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}_x, \text{Se}_{1-x})_4$  (CZTSSe) ...etc. Ces matériaux sont utilisés sous forme de couche mince déposée sur un substrat (verre sodé, céramique, polyamide, etc.) ce qui non seulement permet de réduire les coûts du module final, mais également d'élargir la gamme d'applications des cellules solaires, en développant les substrats flexibles par exemple.

La technologie photovoltaïque en couches minces représente plus de 10% de cette part du volume et devrait augmenter dans les dix prochaines années<sup>7</sup>. Malgré les bons résultats de cette technologie et la confiance croissante, certains inconvénients concernant les matériaux utilisés sont mis en évidence. En effet, certains des matériaux étudiés sont coûteux ou toxiques: l'arsenic, le cadmium, le gallium, le germanium, l'indium et le tellure. De plus, parmi eux, certains sont peu abondant ou difficile à extraire et leur approvisionnement et disponibilité ne sont absolument pas garantis à moyen ou long termes.

Parmi les technologies de seconde génération celle à base de matériau CZTSSe est un candidat prometteur pour les cellules solaires à couches minces à faible coût et haute efficacité. Comparée aux autres technologies, celle à base de CZTSSe présente l'avantage de ne contenir aucun élément chimique critique. Cet aspect clé lié à ses propriétés optiques permet de prévoir une technologie photovoltaïque couche mince évolutive à plusieurs GW / an<sup>8</sup>.

De nombreux groupes de recherche ont mis l'accent sur l'élaboration de ces matériaux au cours des dernières années, en utilisant différentes techniques. Les meilleures performances actuelles (fin 2017) pour les cellules solaires basées sur CZTSSe sont obtenues chez IBM Watson (USA) avec une efficacité de

---

<sup>7</sup> <http://www.photovoltaique.info/Les-technologies-de-cellules.html>

<sup>8</sup> H. Katagiri, et al. Ito, T. Motohiro, Solar cell without environmental pollution by using CZTS thin films, Proceedings of Photovoltaic Energy Conversion Conference Vol. 3 (2003).

conversion de puissance de 12,6%<sup>9</sup>. Mais, les progrès sont conséquents et des nouveaux records d'efficacité quantique de conversion sont annoncés régulièrement.

La recherche d'un compromis entre les hautes performances et les faibles coûts de traitement CZTSSe a récemment attiré l'attention de la communauté scientifique. Néanmoins, afin de devenir très intéressant pour la production au niveau industriel, les performances des cellules solaires CZTSSe doivent être améliorées.

Dans la deuxième partie de ce manuscrit, différentes façons d'améliorer les cellules solaires CZTSSe sont considérées puis étudiées. Le but de ce travail est premièrement de mieux comprendre, afin de l'optimiser le mécanisme de synthèse des couches minces. Dans un deuxième temps, d'étudier l'influence de différents paramètres, comme la valeur et le profil de la bande interdite de l'absorbeur et de la couche tampon, leurs épaisseurs et leurs dopages.

Nous présentons ci-dessous, une brève description de la structure de ce manuscrit de thèse avec une description introductive des principaux objectifs et contenus des différents chapitres.

Au premier chapitre, nous présentons et décrivons la technologie photovoltaïque en couche mince permettant de situer le contexte général de notre étude. Ceci nous permet de pouvoir décrire, immédiatement dans ce premier chapitre, le principe de fonctionnement de système PV, ses caractéristiques et les différentes technologies de panneau solaire sont représentés.

Dans le chapitre 2, profitant maintenant des connaissances pointues des cellules photovoltaïques, nous abordons une problématique plus système. En effet, nous décrivons les différentes architectures des systèmes de production PV, autonomes et raccordés au réseau, avec une description des différents composants des systèmes et leurs rôles.

---

<sup>9</sup> W. Wang, et al. Adv. Mater., doi: 10.1002/aenm.201301465

Dans le troisième chapitre, nous présentons une comparaison entre la caractérisation expérimentale d'un panneau solaire illuminé par des lampes artificielles et la simulation de même panneau sous des conditions de fonctionnement standard de température et rayonnement. Par ailleurs, les performances et la fiabilité du panneau solaire ont été analysées en considérant la variation du rayonnement à différentes températures permettant de former les vraies conditions de fonctionnement.

Le chapitre 4 est consacré à la simulation et optimisation d'un système photovoltaïque raccordées au réseau national basant sur les données météorologique de site de Tlemcen.

Le chapitre 5 illustre l'état de l'art de la technologie des couches minces CZTSSe. La description de la physique des cellules solaires est réalisée ici ce qui nous permet de discuter les perspectives possibles d'évolution de l'efficacité quantique et autres paramètres fonctionnels liés aux différentes technologies de cellules à base de couches minces. Dans la dernière partie fondamentale de ce chapitre, nous faisons ensuite une description détaillée des cellules à base de la technologie CZTSSe en considérant ses différents paramètres fonctionnels physiques et électriques.

Enfin, dans le chapitre 6, nous exposons la méthodologie d'évaluation des caractéristiques de panneaux solaires pour différents types et paramètres fonctionnels de la couche tampon. Sur la base de la méthodologie présentée, nous caractérisons l'influence des concentrations en soufre [S] et sélénium [Se], et plus exactement l'influence du ratio  $[S]/([S]+[Se])$  sur les performances des cellules solaires basées sur CZTSSe. Ce travail a été réalisé en simulation grâce au simulateur de capacitance de cellules solaires (SCAPS) et nos résultats ont été validés par une comparaison avec les données constructeurs et les résultats de la littérature. Un résultat important de ce travail a été la détermination de la composition optimale en soufre et sélénium de la couche tampon permettant une efficacité quantique de conversion maximale lorsque les autres paramètres de la cellule sont considérés comme prédéfinis voire constants. Pour cela, nous avons

déterminé les performances et caractéristiques de la cellule lorsque la couche tampon possède un ratio de composition constant, étudié à différentes valeurs et lorsque ce ratio est variable dans la profondeur de la couche créant un gap variable, élargissant ainsi le spectre d'absorption de la cellule. Tout au long de ce travail de thèse, et donc reporté tout au long de ce chapitre, nos résultats ont été comparés à ceux provenant des fiches techniques des cellules commerciales et aux résultats de la littérature.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et simulation des résultats.

# **CHAPITRE I :**

## **LE PHOTOVOLTAÏQUE : TECHNOLOGIE, MODELES ET SYSTEMES**

### **I.1. Introduction**

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable dont les stocks s'épuisent. Les énergies renouvelables proviennent de deux grandes sources naturelles : le soleil (à l'origine du cycle de l'eau, des marées, du vent et de la croissance des végétaux) et la Terre (qui dégage de la chaleur). Surnommées « énergies propres » ou « énergies vertes », leur exploitation engendre très peu déchets et d'émissions polluantes.

L'énergie électrique provenant de sources renouvelables, en particulier le rayonnement solaire et le vent, est considérée de nos jours comme une alternative vitale dans les systèmes d'énergie électrique. Les moyens de conversions photovoltaïques et éoliens sont parfaitement maîtrisés et offrent la possibilité d'une contribution significative à la production d'électricité. En effet, les systèmes photovoltaïques et éoliens ont connu un grand essor ces derniers temps et sont devenus de plus en plus accessibles en terme de technologies, d'efficacité et de couts.

Une première partie de ce chapitre est consacrée à la conversion photovoltaïque, où nous présenterons le principe de fonctionnement, les paramètres essentiels caractérisant une cellule solaire et sa caractéristique J-V. Ensuite, le rayonnement solaire sera défini par rapport à ses principales caractéristiques et ses normes.

### **I.2. Effet photovoltaïque et jonction p-n**

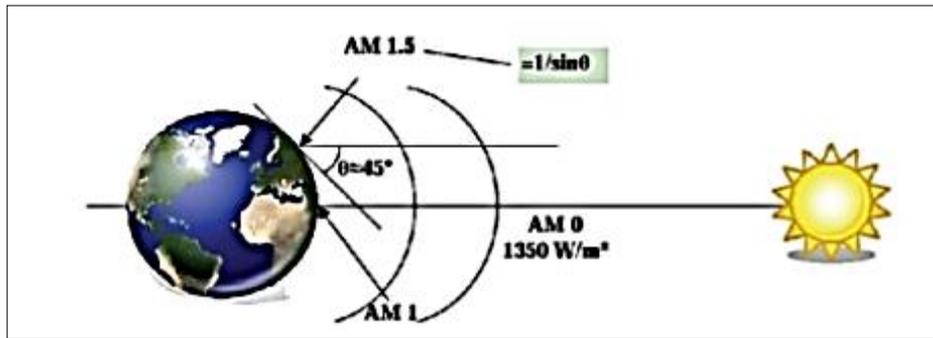
L'énergie solaire est une ressource considérée comme inépuisable à l'échelle humaine et fait partie des énergies renouvelables. Actuellement, il existe deux voies d'utilisation de l'énergie solaire qui transforment directement le rayonnement en chaleur ou en électricité, respectivement le solaire thermique et

le solaire photovoltaïque. Le photovoltaïque est la technologie qui convertit l'énergie du spectre solaire en courant électrique direct à partir de matériaux semi-conducteurs. Cette conversion appelée « l'effet photoélectrique » a été découverte dès 1839 par Edmond Becquerel. En 1913, William Coblentz à dépose le premier brevet pour une cellule solaire qui malheureusement ne pourra jamais fonctionner. En 1916, Robert Millikan sera le premier à produire de l'électricité avec une cellule solaire, mais pendant les quarante années suivantes, personne ne fera beaucoup de progrès en énergie solaire car les cellules photovoltaïques ont un trop mauvais rendement pour transformer la lumière du soleil en énergie. Le phénomène reste encore une découverte anecdotique. Ce n'est qu'en 1954 qu'apparut la première cellule photovoltaïque à haut rendement 6% [1].

### **I.2.1. Spectre solaire**

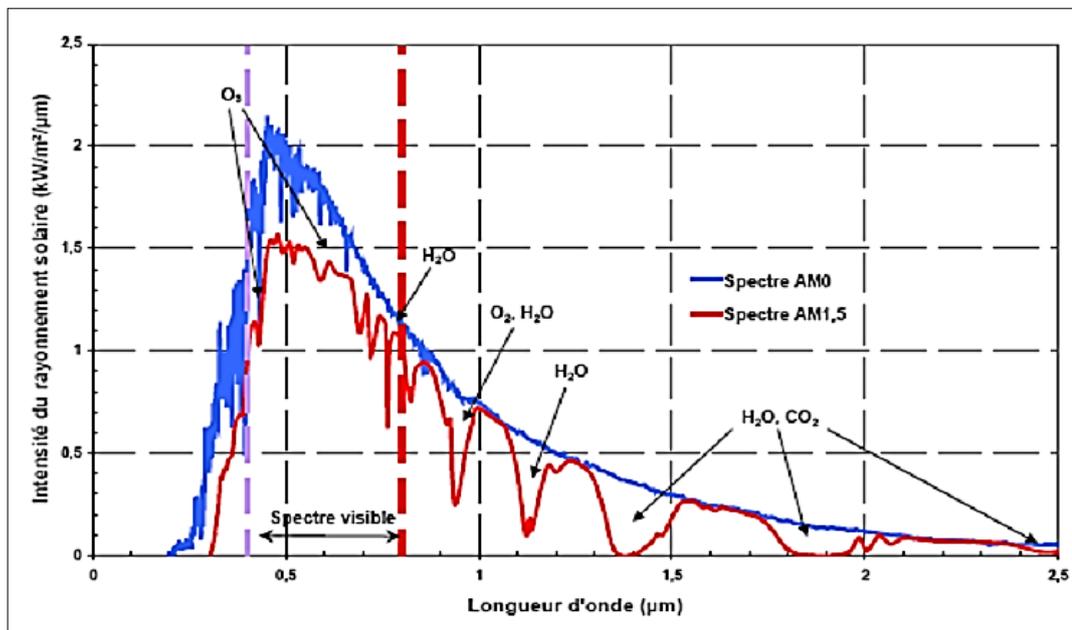
Le spectre électromagnétique émis par le soleil est équivalent à celui d'un corps noir à la température de 5800 K. La puissance de ce rayonnement par unité de surface, l'irradiation, arrivant sur la Terre est de  $1366 \text{ W.m}^{-2}$ . Cependant, le spectre électromagnétique traverse plusieurs couches atmosphériques avant d'atteindre la surface de la Terre et l'atmosphère terrestre ne laisse passer que le visible avec un peu d'infrarouge IR et d'ultraviolet UV. Ces couches sont composées de différents gaz, comme l'ozone ou le dioxyde de carbone qui absorbent une partie du rayonnement. La puissance exploitable sur Terre est donc plus faible et dépend de l'épaisseur d'atmosphère traversée. La distance traversée par le rayonnement solaire dans l'atmosphère est appelée masse d'air AM. Elle est fonction de l'angle d'incidence  $\theta$  par rapport au zénith. Elle vaut :

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (\text{I.1})$$



**Figure I. 1 Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM [2]**

C'est le spectre AM1.5 qui correspond au rayonnement solaire traversant une masse d'air de 1,5, avec un angle  $\theta$  par rapport au zénith. Le spectre AM1.5 est représenté sur la figure I.2.



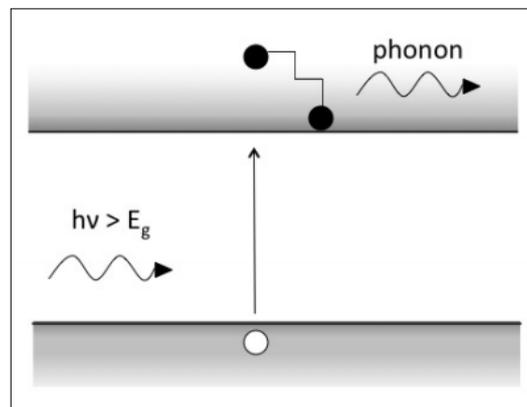
**Figure I. 2 : Le spectre de rayonnement solaire sur la surface de terre et au-delà de l'atmosphère. [2]**

Le terme global signifie que le spectre tient compte du rayonnement direct et du rayonnement diffus. Le rayonnement direct est celui qui provient directement du soleil. Le rayonnement diffus est celui qui provient de la diffusion de la lumière du soleil sur les particules constituant l'atmosphère dans toutes les directions autres que celle du soleil. L'irradiation exploitable dépend donc de la position où l'on se trouve

par rapport à l'incidence des rayons du soleil. L'irradiation du spectre AM1.5 est de  $1000 \text{ W.m}^{-2}$

### I.2.2. Le Fonctionnement d'une cellule solaire

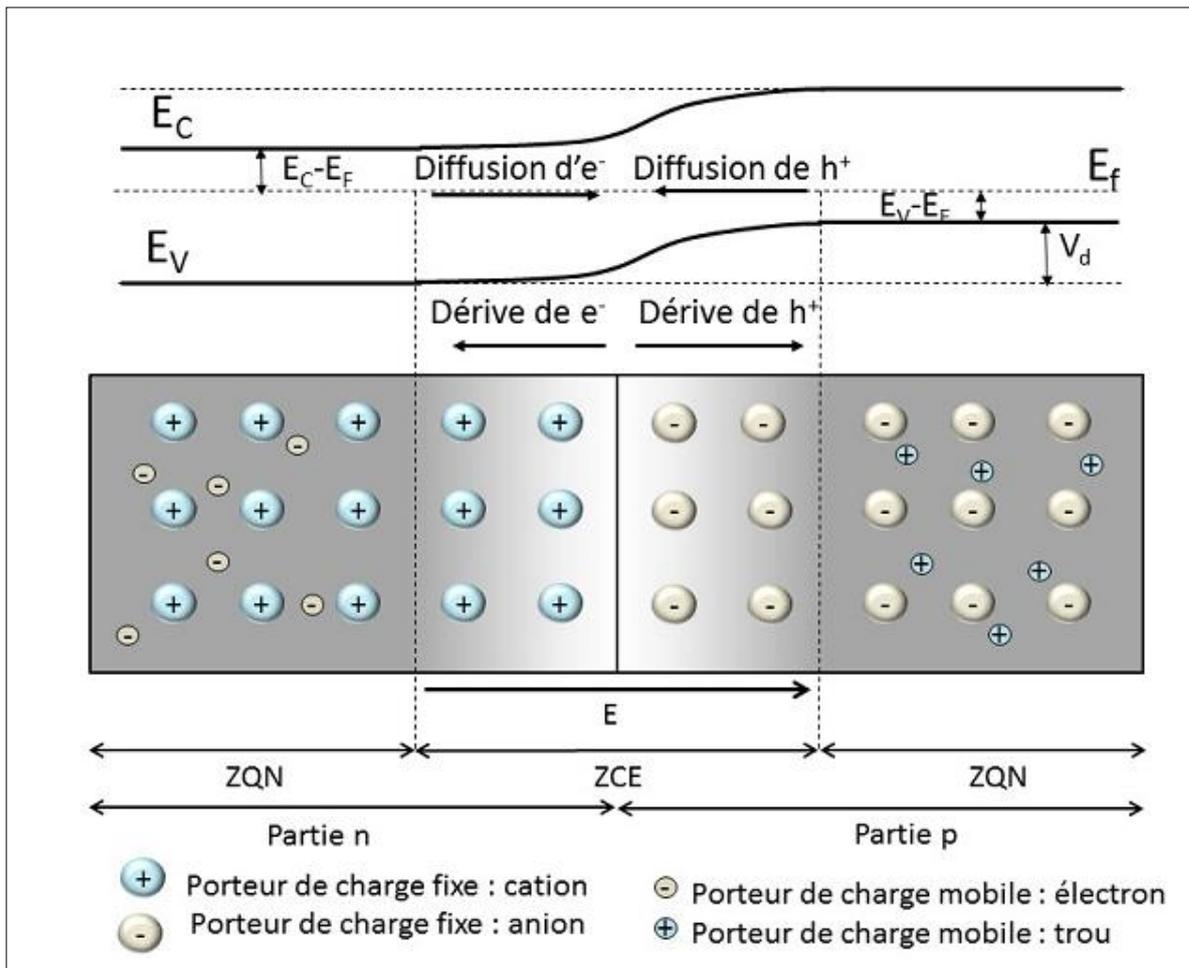
Lorsqu'un semi-conducteur est illuminé avec un rayonnement de longueur d'onde appropriée (l'énergie des photons doit être au moins égale à celle du gap énergétique du matériau), l'énergie des photons absorbés permet des transitions électroniques depuis la bande de valence vers la bande de conduction du semi-conducteur, générant ainsi des paires électron-trou, qui peuvent contribuer au transport du courant (photoconductivité) par le matériau lorsqu'on le polarise [3].



**Figure I. 3 : Mécanisme d'absorption d'un photon dans un semi-conducteur :  $h\nu > E_g$**

Les cellules photovoltaïques semi-conductrices sont composées de deux couches de semi-conducteur, une couche dopée n et une dopée p formant une jonction p-n [4] comme illustré dans la figure I.4. Lorsque les deux parties de la jonction p-n sont constituées du même matériau, la jonction est une homojonction. Lorsque la partie n et la partie p sont constituées de matériaux différents, la jonction est appelée hétérojonction. Les porteurs de charge majoritaires diffusent dans la jonction où leur concentration est la plus faible. Dans la partie n, les électrons diffusent vers la partie p, et les trous diffusent vers la partie n. Il en résulte une zone proche de l'interface qui est constituée de charges fixes et désertée en porteurs de charge. Cette zone est appelée zone de déplétion, ou encore Zone de Charge d'Espace (ZCE). Dans la ZCE, la neutralité électrique n'est plus respectée et il se crée un champ électrique. Ce dernier

s'oppose à la diffusion des électrons et des trous en accélérant les électrons dans une direction contraire à  $\vec{E}$  et accélère les trous dans la direction de  $\vec{E}$ . Ce phénomène est appelé dérive. Quand il est atteint, une différence de potentiel  $V_d$  est formée dans la jonction. L'ensemble de la jonction PN ainsi que les phénomènes décrits sont représentés sur la figure I.4.



**Figure I. 4 : Jonction p-n dans une cellule photovoltaïque.**

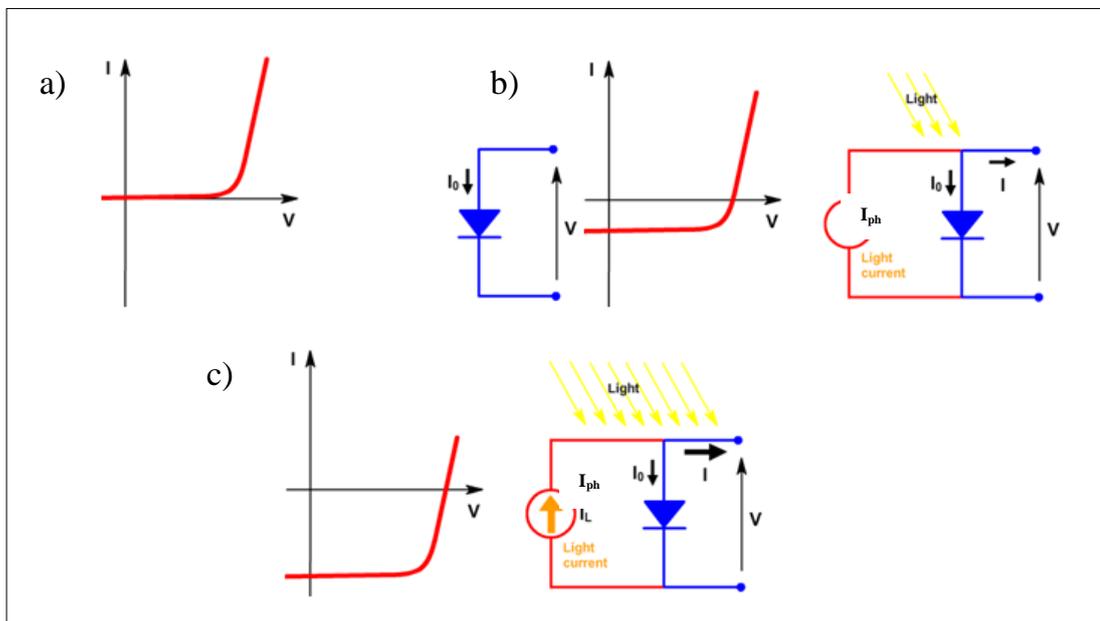
La figure I.4 représente schématiquement le principe de fonctionnement d'une cellule solaire qu'il est basé sur une jonction p-n.

La cellule photovoltaïque est constituée de la jonction PN à laquelle sont ajoutées des électrodes aux extrémités. Elles permettent de récolter les charges photo-générées qui sont séparées par le champ électrique. Hors de la zone de déplétion et en supposant la jonction est à son état d'équilibre, la neutralité électrique est respectée. Les zones de part et d'autre de la ZCE sont appelées

Zones Quasi-Neutres (ZQN). Les porteurs de charge libres se déplacent par diffusion dans les ZQN. Ainsi, au bout du temps  $\tau$ , si ces charges ne sont pas collectées, elles se recombinent. La longueur de diffusion d'une charge est définie comme étant la distance qu'elle parcourt pendant sa durée de vie  $\tau$  avant de se recombiner. Les charges photo-générées dans les ZQN sont collectées uniquement lorsqu'elles sont générées à une distance inférieure à leur longueur de diffusion par rapport à la jonction PN.

### I.3. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule solaire Photovoltaïque est une diode électronique PN d'une relative grande surface qui, exposée à la lumière, génère une tension électrique. Alors, la courbe  $I(V)$  d'une cellule solaire est la superposition de la courbe  $I(V)$  de la diode dans l'obscurité avec le courant généré par la lumière [5, 6]. La figure I.5 présente l'effet de la lumière sur les caractéristiques  $I(V)$  d'une cellule solaire et le schéma équivalent d'une cellule solaire.



**Figure I. 5 : Schéma équivalent de la cellule photovoltaïque à jonction PN**

La figure I.5 a) présente la courbe  $I(V)$  d'une cellule solaire à l'obscurité. Cette cellule a les mêmes caractéristiques qu'une diode. Dans la figure b) la caractéristique  $I(V)$  de la cellule solaire évolue sous illumination avec un

décalage vertical transformant la diode en générateur de puissance. Cette puissance augmente avec la quantité de rayonnement reçu (figure c).

L'équation caractérisant la courbe de variation courant-tension  $I(V)$  est donnée par [6]:

$$I = J_{ph} - J_d = J = J_{ph} - J_0 \left( \exp \left( \frac{qV}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (I.2)$$

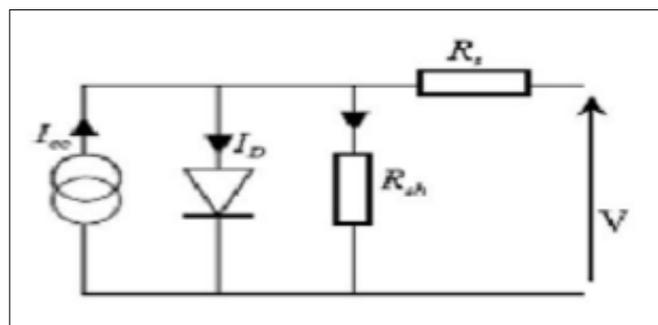
Avec :

$$J_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left( J_{phref} - \mu_{cc} (T_c - T_{cref}) \right) \quad (I.3)$$

Tels que  $J_{ph}$  est le photo-courant, il est lié à la température de la cellule ( $T_c$ ) et à condition de référence ( $T_{cref}$ ), l'éclairement ( $G$ ), le coefficient de sensibilité à la température ( $\mu_{cc}$ ) et au courant photonique mesuré aux conditions de référence  $J_{phref}$ , et  $J_d$  est le courant d'obscurité de la diode [5, 6] .

### I.3.1 Circuit équivalent d'une cellule solaire

Le schéma de base équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque suit le modèle à une diode. Il est illustré sur la figure I.6 [8, 9]. Il complète le schéma précédent en introduisant deux résistances  $R_{sh}$  et  $R_s$  qui modélisent les défauts de la cellule.



**Figure I. 6:Circuit équivalent d'une cellule solaire**

En particulier, la résistance série est due à la résistivité de différentes couches de la cellule et elle doit être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule [9]. La résistance shunt, est relative quant à elle à la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut de

fabrication plutôt qu'à une mauvaise conception de cellules solaires [9]. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température endommage l'émetteur. Cette valeur devra être la plus élevée possible.

Le fonctionnement du circuit en générateur peut être formalisé par un système d'équations résultant des lois de Kirchhoff [6].

$$I = J_{ph} - J_0 \left( \exp \left( \frac{V + J.R_S}{V_t.n} \right) - 1 \right) - \frac{V + J.R_S}{R_{Sh}} \quad (I.4)$$

Avec 
$$V_t = \frac{k.T}{q}$$

$n$  : Facteur de qualité de la diode.

$k$  : Constante de Boltzman.

$T$  : Température en Klevin.

$q$  : Charge de l'électron.

$J_0$  est le courant de saturation de diode qui dépend de la température. Il est donné par la relation suivante:

$$J_0 = C_0 . T_c^3 . \exp \left( \frac{-E_g}{n.V_t} \right) \quad (I.5)$$

$C_0$  : Constant, pour une cellule de 100 cm<sup>2</sup> sa valeur compris entre 150 et 180 A.K<sup>-3</sup>.

#### **I.4. PARAMETRES ELECTRIQUES D'UNE CELLULE SOLAIRE**

Les paramètres des cellules photovoltaïques extraits des caractéristiques courant- tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. C'est paramètres sont définies comme suit [10]:

##### **I.4.1. Le courant de court-circuit $J_{sc}$**

Le courant de court-circuit est le courant à travers la cellule solaire lorsque le potentiel à travers la cellule solaire est nul (c.-à-d. Lorsque la cellule solaire est en court-circuit). C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la

surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue. Il dépend donc de la quantité des paires électron-trou créés  $G$  et qui traverse la jonction sans recombinaison entre les longueurs de diffusion des électrons et trous ( $L_n$  et  $L_p$ ) respectivement [11]. La relation de courant de court-circuit  $J_{SC}$  est donnée par la formule suivante:

$$J_{SC} = qG(L_n + L_p) \quad (I.6)$$

#### I.4.2. La tension de circuit ouvert $V_{OC}$

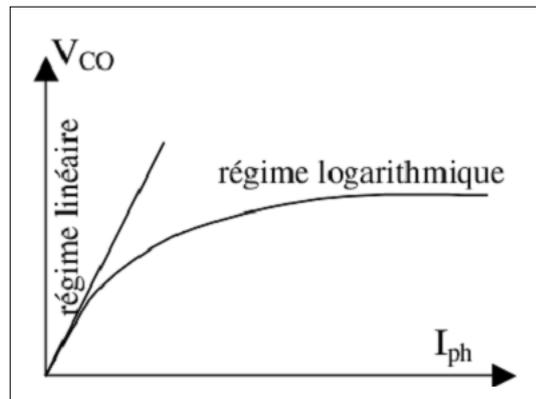
La tension en circuit ouvert,  $V_{OC}$ , est la tension maximale disponible à partir d'une cellule solaire, ce qui se produit à zéro courant. La tension en circuit ouvert correspond à la quantité de polarisation vers l'avant sur la cellule solaire en raison de la polarisation de la jonction cellulaire solaire avec le courant généré par la lumière [12]. Dans le cas idéal, elle est déterminée à partir de l'équation de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque par l'expression:

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{J_{Ph}}{J_0} + 1 \right) \quad (I.7)$$

Dans le cas réel, la tension en circuit ouvert est calculée numériquement à partir de l'équation du modèle à deux diodes de la caractéristique courant-tension en posant  $J=0$ , ce qui permet de prendre en considération les facteurs de qualité des diodes et le courant de saturation pour chaque région de la cellule.

A partir de l'équation (I.7) on peut distinguer deux régimes suivant le degré d'éclairement.

- Régime de faibles flux lumineux : dans ce cas,  $J_{Ph} \ll J_0$ , ce qui permet d'écrire  $\ln \left( \frac{J_{Ph}}{J_0} + 1 \right) \approx \frac{J_{Ph}}{J_0}$ , d'où  $V_{OC} = \frac{kT}{q} \left( \frac{J_{Ph}}{J_0} \right)$  : c'est la zone de comportement linéaire de la cellule.
- Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que :  $J_{Ph} \gg J_0$ , soit  $\frac{J_{Ph}}{J_0} \gg 1$ , d'où :  $V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{J_{Ph}}{J_0} \right)$  : c'est la zone de comportement logarithmique.



**Figure I. 7 : Différents régimes selon la puissance d'éclairement.**

#### **I.4.3. Le facteur de forme FF**

Le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert sont respectivement le courant et la tension maximum d'une cellule solaire. Cependant, dans ces deux points de fonctionnement, la puissance de la cellule solaire est nulle. Le facteur de forme, FF, est un paramètre qui détermine la puissance maximale d'une cellule solaire et met en évidence son vieillissement. Le facteur de forme est défini comme le rapport de la puissance maximale de la cellule solaire au produit de  $V_{OC}$  et  $I_{SC}$ . Graphiquement, le FF est une mesure du "quadrature" de la cellule solaire et est également la zone du plus grand rectangle qui correspond à la courbe IV.

$$FF = \frac{P_M}{I_{sc}V_{OC}} = \frac{J_M V_M}{I_{sc}V_{OC}} \quad (I.8)$$

#### **I.4.4. Le rendement et l'efficacité quantique de conversion**

Le rendement et l'efficacité quantique de conversion sont les paramètres les plus couramment utilisés pour comparer les performances d'une cellule solaire à une autre. Le rendement est défini comme la fraction de la puissance incidente qui est convertie en électricité. En plus de refléter la performance de la cellule solaire elle-même, l'efficacité dépend du spectre et de l'intensité de la lumière solaire incidente et de la température de la cellule solaire. Par conséquent, les conditions dans lesquelles l'efficacité est mesurée doivent être soigneusement contrôlées afin de comparer les performances d'un appareil à l'autre.

L'efficacité d'une cellule solaire est défini comme suit:

$$\eta = \frac{P_M}{P_0} = \frac{FF * J_{SC} * V_{OC}}{P_0} \quad (I.9)$$

$P_M$  est l'énergie maximale délivrée par la cellule et  $P_0$  est l'énergie lumineuse incidente

L'efficacité quantique est le rapport entre le nombre d'électron dans le circuit externe et le nombre de photons incident. Lorsque les photons perdus par réflexion (à la fenêtre de la cellule) et les photons perdus par transmission à travers toute l'épaisseur de la cellule (à cause de l'absorption incomplète) ne sont pas pris en compte, cette s'appelle alors le rendement quantique interne, IQE (Internal Quantum Efficiency). Dans le cas contraire, ce paramètre s'appelle le rendement quantique externe, EQE (External Quantum Efficiency).

Le rendement quantique externe est défini comme suit :

$$EQE(\lambda) = \frac{J_{SC}(\lambda)}{\varphi(\lambda)} * \frac{hc}{e\lambda} \quad (I.10)$$

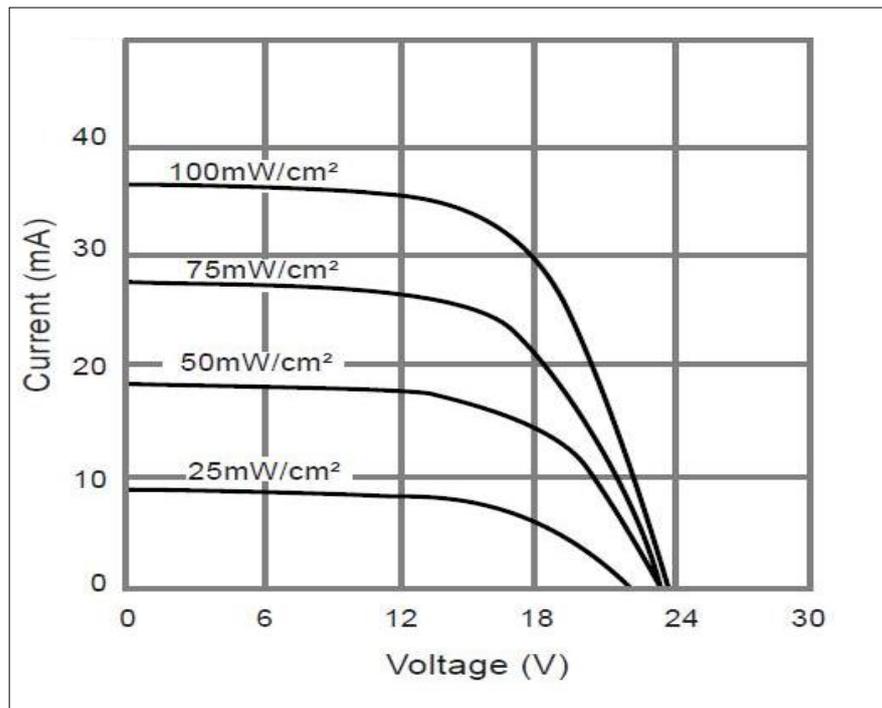
Où  $h$  est la constante de Planck,  $c$  la vitesse de la lumière et  $e$  la charge de l'électron.

## I.5. Facteur limitant le rendement

### I.5.1. Influence de l'irradiation et la température

#### L'irradiation

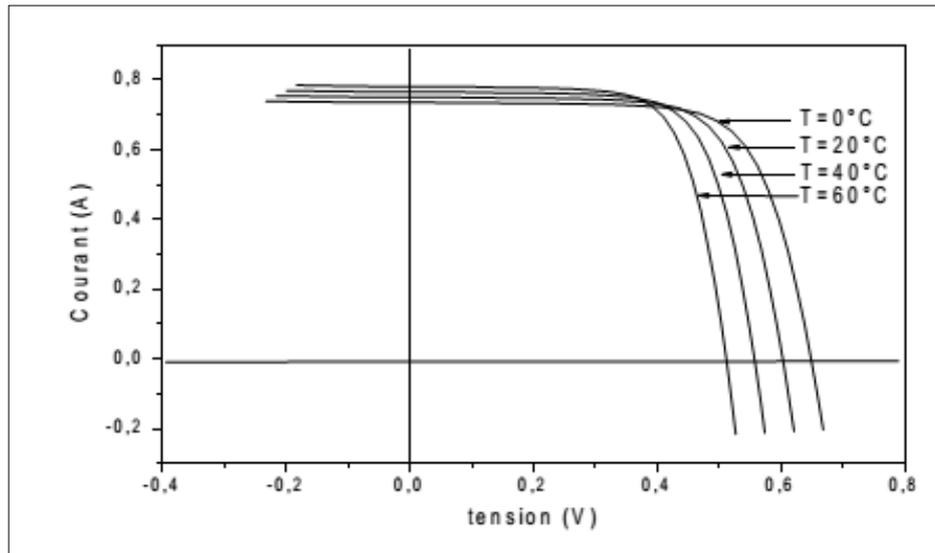
L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. D'après la figure I.8, la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque change avec l'irradiation pour une température ambiante constante : Nous remarquons que la tension de circuit ouvert,  $V_{OC}$ , ne varie que très peu en fonction de l'irradiation, contrairement au courant de court-circuit  $J_{SC}$  qui augmente fortement avec l'irradiation [13], [14].



**Figure I. 8 : Evolution de la caractéristique I(V) du module BP-160716C en fonction de l'irradiation.**

### La température

Les caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque dépendent de la température de la cellule, en particulier de la surface exposée [15]. La figure I.9 montre l'évolution du courant et de la tension en fonction de la température, les autres conditions extérieures restant fixes. On remarque dans la figure I.9, que la tension en circuit ouvert diminue avec la température en raison de la dépendance à la température de  $J_0$  et une légère augmentation sur le courant de court-circuit,  $J_{sc}$ .



**Figure I. 9 : Evolution de la caractéristique J(V) en fonction de la température.**

### **I.5.2. L'énergie de photon incident**

Si chaque photon incident permettait d'injecter un électron dans le circuit électrique, les dispositifs photovoltaïques seraient très efficaces. En pratique, plusieurs facteurs limitent le rendement de cette photo-conversion [16].

L'énergie d'un photon (E), en joules (j), dépend de la longueur d'onde du rayonnement,  $\lambda$ , et la fréquence de la lumière,  $\nu$ , par la relation:

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I.11})$$

Où

$h = 6.624 \cdot 10^{-34}$  J.s est la constante de Planck.

$C = 3 \cdot 10^8$  m/s est la vitesse de la lumière.

1 joule =  $6.24150636309 \cdot 10^{18}$  eV (électronvolts).

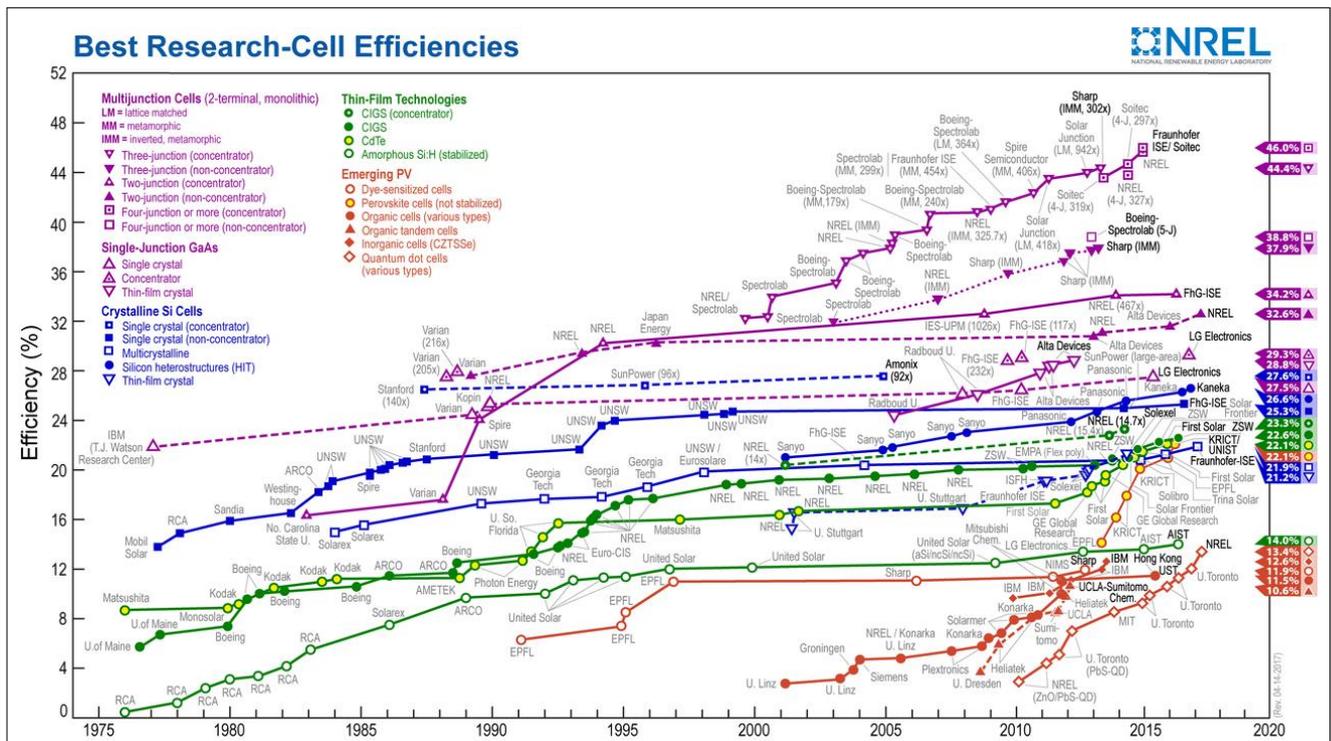
Pour un matériau semi-conducteur, on appelle  $E_g$  l'énergie de gap nécessaire pour faire passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction.

La première limitation vient de la longueur d'onde du rayonnement incident, qui doit être assez faible pour que l'énergie des photons soit supérieure à celle du gap et puisse être absorbée [3].

L'équation I.11 indique que plus la longueur d'onde est courte, plus le photon est énergétique. Ainsi, un photon dans l'ultra-violet possède plus d'énergie qu'un photon dans la lumière visible, et les photons des rayons gamma sont encore plus énergétiques. Et si le photon est trop énergétique, l'électron arraché perdra son énergie excédentaire pour venir au niveau de valence.

## I.6. Technologie des panneaux solaires

Afin d'avoir une vision globale de ces technologies du point de vue de l'évolution de leur rendement en fonction des améliorations apportées, la figure I.10 illustre une comparaison des principales familles et de leur progression passée et actuelle. Le choix d'une technologie relève d'un compromis entre rendement énergétique, encombrement associé et coût.



**Figure I. 10: Développement du rendement des cellules photovoltaïques (pour différents filières) [9].**

D'après la figure I.10, provenant du laboratoire National Renewable Energy Laboratory effectuant une étude annuelle des performances des cellules, il est possible de distinguer plusieurs grandes familles de cellules photovoltaïques

selon les technologies utilisées. La première génération, est celle de la filière historique autour du silicium cristallin qui existe depuis plusieurs dizaines d'années et qui est représentée en bleu dans la figure I.10. La deuxième génération regroupe les technologies dites « couches minces » avec des simples ou multiples jonctions. Elles sont représentées en vert et en violet dans la figure I.10. Pour celles représentée en vert, le principe est la déposition d'une fine couche de silicium amorphe ou d'autres semi-conducteurs sur un substrat, en verre par exemple. Leur rendement est encore inférieur à celui des cellules cristallines mais tend à s'améliorer pour un coût inférieur. Pour celles représentées en violet, des structures mono ou multi jonctions de semi-conducteurs cristallins sont créés afin d'augmenter la couverture du spectre solaire par la cellule. Les rendements sont supérieurs au rendement des cellules silicium mais pour un cout très élevé. Toutes ces dernières filières sont à l'heure actuelle en début d'industrialisation. La dernière génération en est, quand à elle encore au stade de la recherche. Elle est représentée en orange dans la figure I.10. Elle explore principalement la voie des nanomatériaux et des solutions organiques en visant de hauts rendements et des coûts de production de plus en plus bas.

### **I.6.1. La filière Silicium**

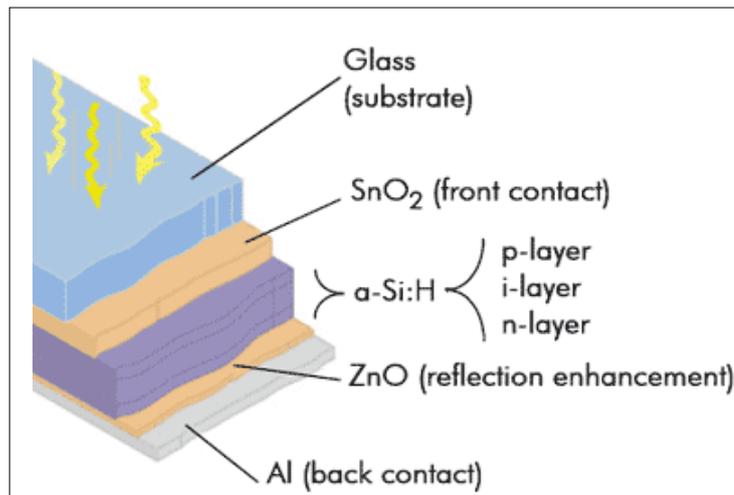
Actuellement c'est la plus utilisée. Nous pouvons constater dans la figure I.10 que l'efficacité des cellules de cette famille n'augmente pas ou très peu depuis environ vingt ans, car limité par le spectre d'absorption peu étendu du silicium, se limitant au visible et au proche infra-rouge. Néanmoins, elle est de loin la plus mature des technologies offrant le meilleur rapport prix/rendement. On peut distinguer diverses technologies de modules selon la synthèse du matériau silicium. L'élément du silicium est le plus abondant dans la croute terrestre après l'oxygène, il a l'avantage de pouvoir être produit à partir d'une ressource naturelle quasi inépuisable, la silice, un composant de granit, des sables et des grès [17].

La première cellule solaire au silicium a été fabriquée en 1954 aux laboratoires Bell aux Etats-Unis avec un rendement de 6% [18]. Cette filière à base de silicium cristallin comprend le monocristallin et le multi-cristallin.

### **I.6.2. La filière Couches Minces**

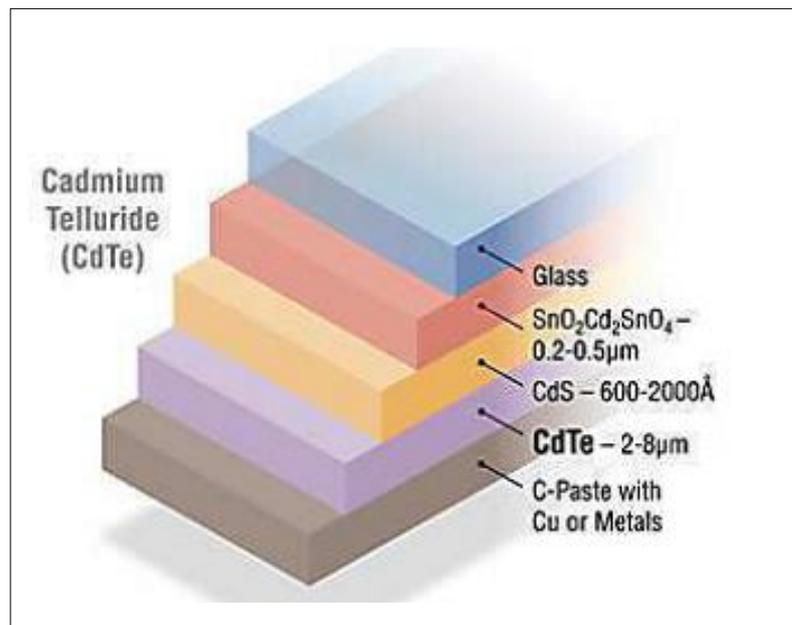
Les principales filières couches minces sont celles utilisant le silicium amorphe utilisé depuis de longues années, dans les montres et calculatrices notamment, le CdTe (hétéro jonction Cadmium Telluride, Sulfure de Cadmium), le CIS ou CIGS (hétéro jonction de diséléniure cuivre indium/ sulfure de cadmium et de gallium). Dans cette présentation, nous nous limiterons à la présentation des cellules mono-jonctions sachant que les cellules multi-jonctions reproduisent le même fonctionnement à diverses interfaces de couches pour absorber une plus large part du rayonnement solaire. Néanmoins, ces technologies sont très complexes et sont utilisées de nos jours que pour des niches applicatives spécifiques comme le solaire à concentration principalement utilisé dans les engins spatiaux. Les filières couches minces reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, par exemple :

Le silicium Amorphe (a-Si): L'utilisation de silicium à l'état amorphe remonte au début des années 70 (figure I.11). Son utilisation en couches minces limitant les coûts forme actuellement des générateurs à moindre coût concurrençant les filières précédentes.



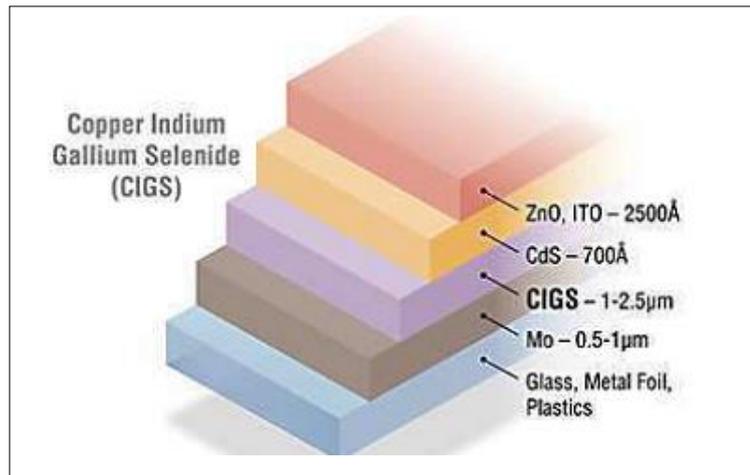
**Figure I. 11: Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium amorphe**

Le Tellure de Cadmium (CdTe): Ces composés poly cristallin sont déposés sur substrat de verre. Les premières cellules ont été développées en 1972. Le rendement de conversion obtenu pour cette filière est nettement plus satisfaisant. Cependant la limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium.



**Figure I. 12: Structure d'une cellule photovoltaïque au CdTe (NREL)**

Le Cuivre Indium Sélénium (CIS ou CIGS): Cette filière plus complexe à maîtriser présente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% de rendement en laboratoire) [19]. Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grande quantité [19].



**Figure I. 13: Structure d'une cellule photovoltaïque au CIGS. (NREL)**

De plus, leur rendement est le plus élevé à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couches minces. Le rendement record de 22.3 % a été atteint le 8 décembre 2015 par une cellule solaire d'environ 0,5 cm<sup>2</sup> de Solar Frontier-Japon [20].

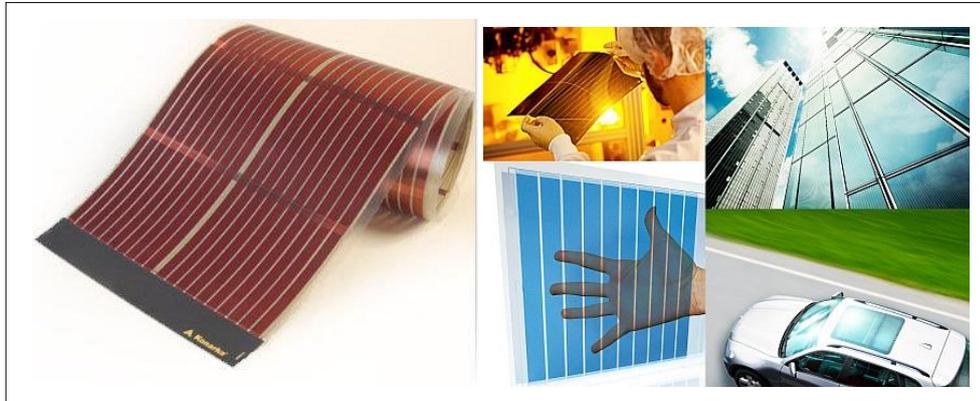
Les cellules en CIGS résistent mieux à l'échauffement que les cellules au silicium cristallin, mais moins bien que les cellules au CdTe [21]. En plus, elles captent un peu mieux la lumière en début et en fin de journée (quelques pour cent), comme toutes les couches minces.

Les cellules CIGS peuvent être construites sur des supports en plastique, en verre de silicate sodocalcique de 1 à 3 mm d'épaisseur, ou sur des feuilles métalliques.

### **I.6.3. Solutions organiques, la prochaine génération**

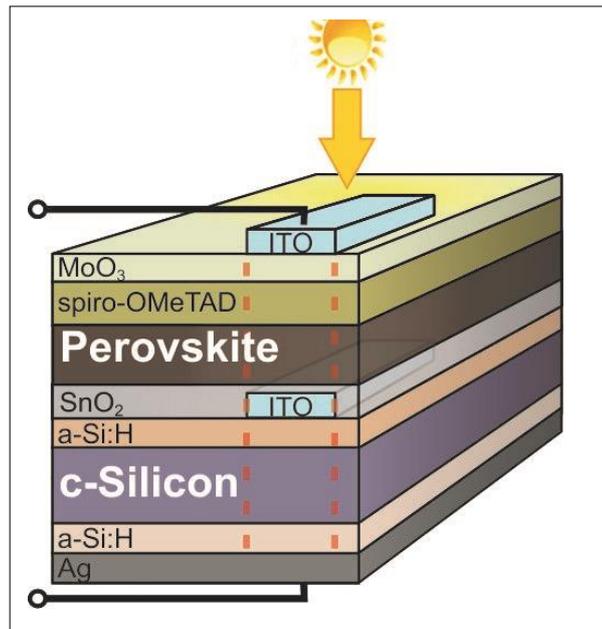
Le but est développé une nouvelle génération de cellules beaucoup plus légères et performantes en utilisant des polymères et des matériaux organiques. Le principe est de remplacer les composés minéraux constituant la cellule photovoltaïque par des polymères ou des molécules organiques [22]. L'objectif est aujourd'hui d'accroître les rendements en améliorant l'efficacité de l'absorption de la lumière et en jouant sur l'architecture des cellules. Les cellules organiques du futur seront transparentes, flexibles et particulièrement minces. Installées sur les toits, les façades ou même les fenêtres, elles produiront le

courant nécessaire à la consommation électrique des bâtiments [23]. Adaptées aux téléphones portables et aux objets nomades, elles en fourniront l'alimentation électrique.



**Figure I. 14: Cellule photovoltaïque organique « HeliaFilm »**

La filière pérovskites : C'est un nouveau type des cellules photovoltaïques. Elle n'est pas encore sortie des laboratoires. La pérovskite est une structure cristalline calquée sur celle du titanate de calcium  $\text{CaTiO}_3$  [24]. Ses qualités photovoltaïques, la capacité d'absorption des photons 10 fois supérieure au silicium, la bonne séparation des charges électriques et leur mobilité, sont le fruit d'une découverte très récente [25]. Cette découverte revient à deux experts du domaine : Michael Graetzel, de l'École polytechnique de Lausanne, et Henry Snaith, de l'université d'Oxford. L'université de Toin au Japon a inventé la première cellule photovoltaïque avec un rendement de 3,8 % en 2009 [26]. Et le record mondial de cette filière a été obtenu par l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Mais le grand défi pour les cellules solaires pérovskite est la stabilité à long terme et la présence de plomb dans sa molécule.

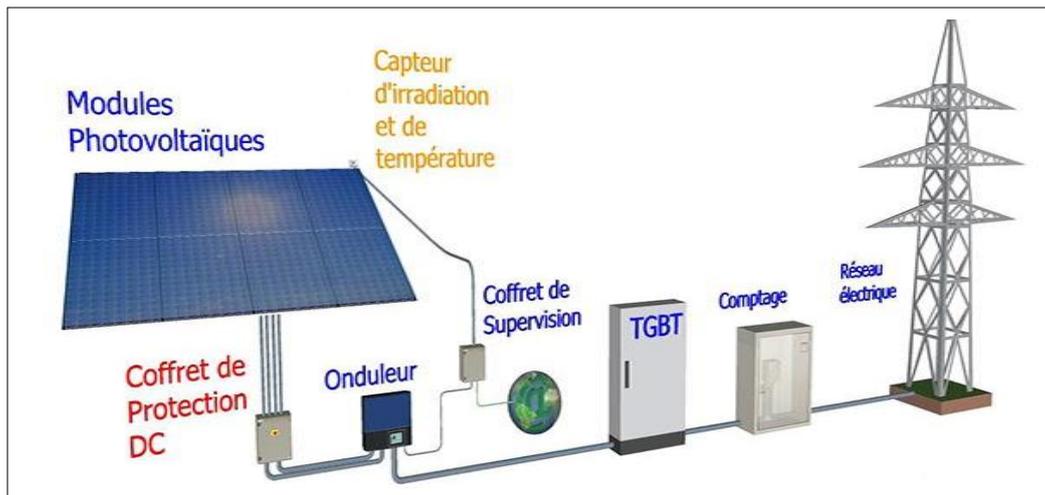


**Figure I. 15: cellule photovoltaïque en tandem silicium/pérovskite**

## **I.7. Les applications des systèmes photovoltaïques**

### **I.7.1. Les systèmes raccordés au réseau**

La figure I.16 représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les générateurs PV est directement réinjecté sur le réseau électrique. La consommation des charges locales de l'habitat est assurée par le réseau électrique lui-même. Le réseau est utilisé en appoint de la production PV [27]. Actuellement, il est interdit d'utiliser un élément de stockage de l'énergie dans ce type de systèmes.



**Figure I. 16: système PV connecté au réseau électrique**

Le contexte énergétique actuel fait que l'énergie photovoltaïque n'est pas concurrentielle face au prix de vente de l'électricité sur le réseau (quand celui-ci est présent). C'est pourquoi, face aux réglementations sur la réduction des émissions des gaz à effet de serre du protocole de Kyoto et de l'accord de Copenhague et à la réduction des ressources en énergie fossile [28], de nombreux pays ont mis en place des mesures économiques pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables, dont le photovoltaïque. La mesure la plus courante de chacun des pays consiste à imposer au gestionnaire du réseau des tarifs d'achat incitatifs de l'énergie PV de sorte que celle-ci devienne concurrentielle par effet d'échelle. D'autres mesures consistent à subventionner directement le particulier sur le coût de l'investissement.

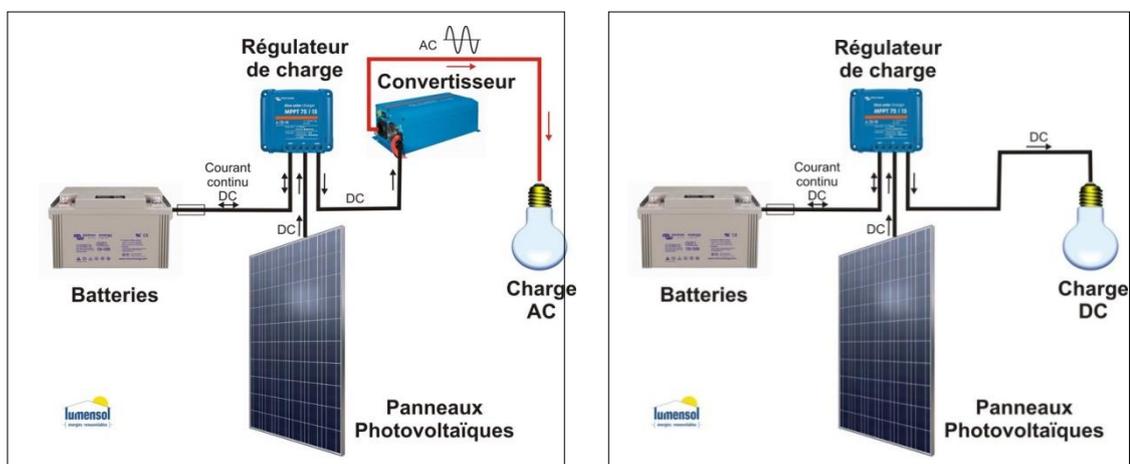
Mais si l'énergie photovoltaïque doit se développer de façon durable dans le futur, seuls l'augmentation de rendement de conversion et simultanément la baisse des coûts des générateurs photovoltaïques dès leur conception pourront pérenniser cette filière.

### **I.7.2. Les systèmes isolés et autonomes**

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter une ou plusieurs applications situées dans une zone isolée par rapport à un réseau électrique existant (mobiliers urbains, habitat ou village en sites isolés, problématique ilienne, systèmes embarqués et portables) [29]. Comme l'indique la figure I.17 représentant un

exemple de système PV autonome, la présence d'un système de stockage est obligatoire pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours en cas d'absence potentielle de la production d'électricité. Pour la chaîne électrique plusieurs configurations de conversion sont possibles pour garantir l'autonomie souhaitée en fonction des contraintes de l'habitat. Ainsi les charges appliquées seront soit alternatives (actuellement le plus utilisé dans les installations) soit continues impliquant la présence de convertisseurs soit continu/alternatif ou continu/continu.

Les éléments de stockage représentent une part relativement importante du coût de l'installation et les conditions de fonctionnement doivent être bien spécifiées lors de la conception d'un système photovoltaïque autonome. Par conséquent, il existe aujourd'hui des systèmes de gestion de l'énergie qui tendent à optimiser la durée de vie du système de stockage et d'en limiter les coûts de fonctionnement et de maintenance. Cependant, il reste encore des efforts à faire pour que la durée de vie des éléments de stockage avoisine celle des installations photovoltaïques de 25 ans environ.

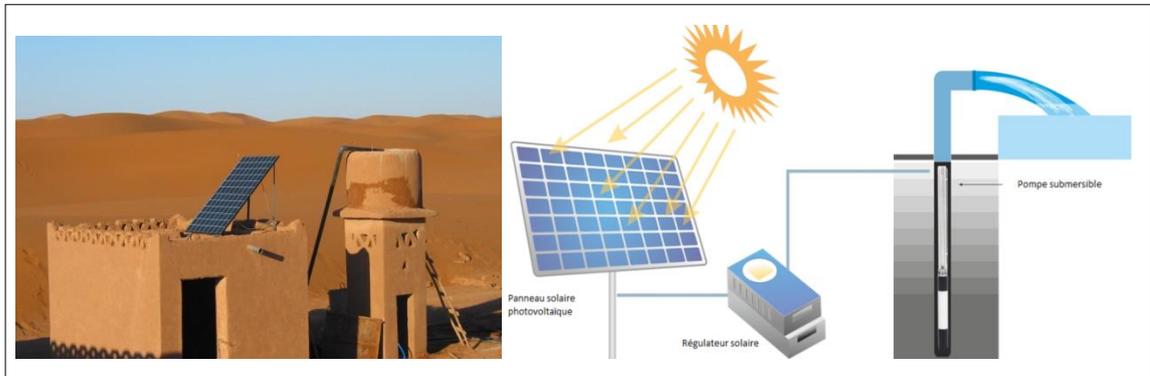


**Figure I. 17: Systèmes photovoltaïques autonomes**

### **I.7.3. Système de pompage solaire photovoltaïque**

Beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau [30]. Ces problèmes sont spécialement accentués dans zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides est une

question vitale pour les populations. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème. Le pompage solaire photovoltaïque (PV) représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent.



**Figure I. 18: système de pompage solaire.**

La seule différence entre un système de pompage solaire et un système de pompage classique est l'utilisation de panneaux photovoltaïques, du convertisseur et de sa pompe.

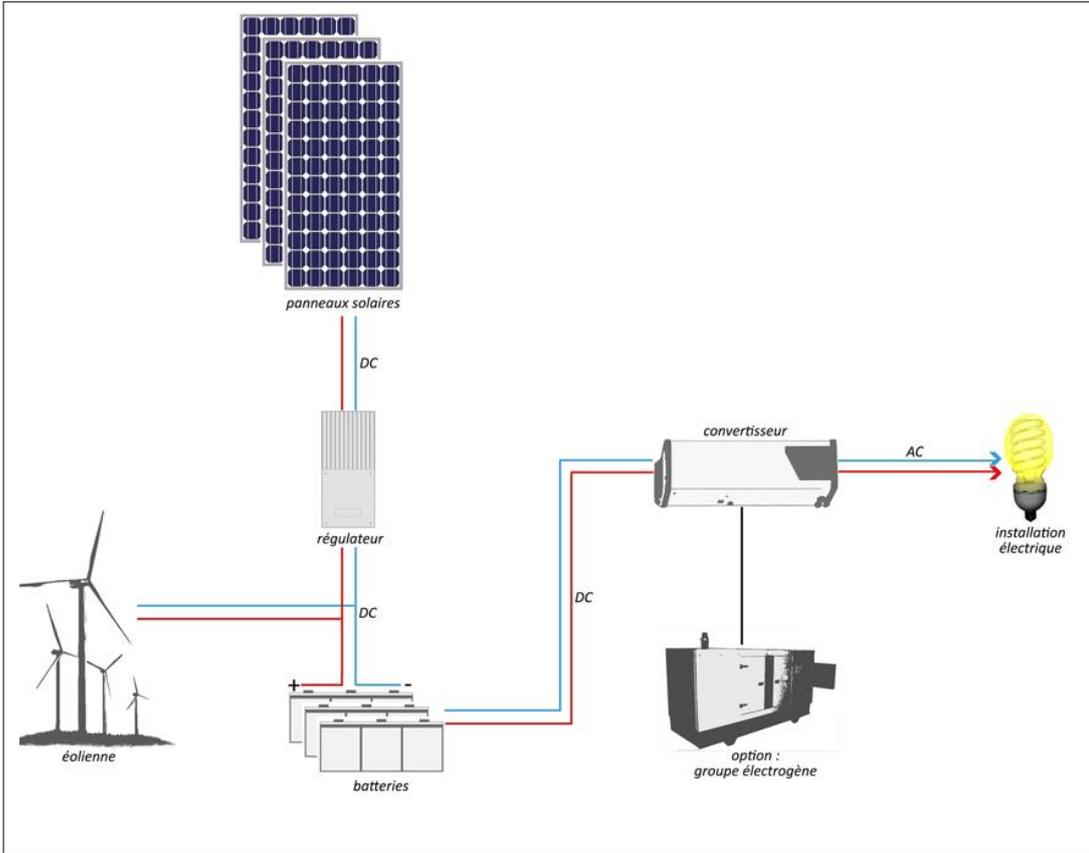
#### **I.7.4. Les systèmes photovoltaïques hybrides**

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur: éolienne, groupe électrogène, système hydroélectrique... et même parfois le réseau public d'électricité [31].

En général un système de batteries stocke l'énergie et permet ainsi de ne pas perdre l'énergie des sources aléatoires telles que le solaire ou l'éolien.

La difficulté de ce type de système est d'équilibrer les différentes sources d'énergie de façon à toutes les optimiser, étant entendu que les sources thermiques (gazoil, gaz...) et le réseau public, sont toujours les appoints de dernier recours [32].

Aujourd'hui des systèmes à grande échelle intègrent une gestion fine des systèmes photovoltaïques, on parle souvent de "smart-grid" c'est à dire des réseaux au sein desquels une régulation intelligente et coordonnée assure l'optimisation des différentes sources d'énergie.



**Figure I. 19: systèmes photovoltaïques hybrides**

## REFERENCES DU CHAPITRE I

- [1] R. Fillon, « Etude des propriétés électroniques de couches minces de CZTSSe », Grenoble Alpes, 2016.
- [2] S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.
- [3] C. LEROUGE, « Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis ». SCIENCES PHYSIQUES ETATS-UNIS, Nanoscience, Microélectronique, Matériaux, 2006.
- [4] N. Richet, Les cellules photovoltaïques en silicium: théorie et fabrication. EDP Sciences, 2017.
- [5] S. Astier, Conversion photovoltaïque: du rayonnement solaire à la cellule. Ed. Techniques Ingénieur, 2013.
- [6] D. Laplace et I. Youm, « Modélisation d'une cellule photovoltaïque II: Détermination des paramètres à partir de la caractéristique courant-tension à l'obscurité », Sol. Cells, vol. 14, n° 2, p. 179–186, 1985.
- [7] W. De Soto, S. A. Klein, et W. A. Beckman, « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », Sol. Energy, vol. 80, n° 1, p. 78–88, 2006.
- [8] N. Benaouda, R. Aiouaz, et M. Abersi, « Réponses spectrales et des caractéristiques I-V des cellules solaires au silicium », Rev. Energ. Renouvelables ICRES-07 Tlemcen, p. 145–150, 2007.
- [9] A. Benyoucef, « Développement de surfaces à base de dioxyde de titane par PVD pour une application aux cellules solaires », Université de Franche-Comté, 2008.
- [10] Q. Bricaud, « Nouveaux polymères  $\pi$ -conjugués pour la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », Université d'Angers, 2008.
- [11] W. C. Benmoussa, S. Amara, et A. Zerga, « Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin », Rev. Energ. Renouvelables ICRES-07, p. 301–306, 2007.
- [12] M. Chadel, M. M. Bouzaki, A. Chadel, P. Petit, J. P. Sawicki, M. Aillerie, et B. Benyoucef, « Influence of the spectral distribution of light on the characteristics of photovoltaic panel. Comparison between simulation and experimental », dans AIP Conference Proceedings, vol. 1814, p. 020054, 2017.
- [13] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J. P. Sawicki, A. Jaafar, C. Salame, et J. P. Charles, « Comparison of two common maximum power point trackers by simulating of PV generators ». Energy Procedia, vol. 6, p. 678–687, 2011.
- [14] X. Cai, S. Zeng, X. Li, J. Zhang, S. Lin, A. Lin et B. Zhang. « Effect of light intensity and temperature on the performance of GaN-based pin solar cells », dans Electrical and Control Engineering (ICECE). IEEE, p. 1535–1537, 2011.
- [15] N. B. Mortazavi Amiri, « Relations entre motifs structuraux et dynamique de réseau dans les cristaux mixtes Cu-Zn-Sn-Se: études premiers principes », Université de Lorraine, 2013.
- [16] S. Martinuzzi, « Les cellules solaires au silicium cristallin », Reflets Phys., n° 5, p. 8–12, 2007.

- [17] P. Papet, « Nouveaux concepts pour la réalisation de cellules photovoltaïques à contacts interdigités sur substrats minces en silicium cristallin », INSA de Lyon, 2007.
- [18] C. Roger, « Développement de cellules photovoltaïques à base de CIGS sur substrats métalliques. », Université Grenoble Alpes, 2013.
- [19] M. M. BOUZAKI, « Conception et modélisation des performances des cellules photovoltaïques en vue d'une projection de production photovoltaïque en Algérie », Université Aboubeker Belkaid de Tlemcen.
- [20] C. Asma, B. Boumdienne, et C. Meriem, « Numerical analysis of the effect graded Zn (O, S) on the performance of the graded CIGS based solar cells by SCAPS-1D. », *Int. J. Nanoelectron. Mater.*, vol. 9, n° 2, 2016.
- [21] P. Destruel et I. Seguy, « Les cellules photovoltaïques organiques », *Reflète Phys.*, n° 6, p. 16–18, 2007.
- [22] « [www.prnewswire.com/news-releases/heliatek-etablit-un-nouveau-record-de-rendement-avec-des-cellules-photovoltaïques-organiques-a-132-568000051.html](http://www.prnewswire.com/news-releases/heliatek-etablit-un-nouveau-record-de-rendement-avec-des-cellules-photovoltaïques-organiques-a-132-568000051.html).
- [23] P. Audebert, E. Deleporte, J. Even, C. Katan, et F. Odobel, « Cellules photovoltaïques organiques et hybrides: évolutions récentes et naissance d'une nouvelle filière pérovskite », *Actual. Chim.*, vol. 397, n° juin-juillet 2015, p. 56–62, 2015.
- [24] D. Lincot, S. Collin, J. Even, et J.-P. Kleider, « Silicium, couches minces, pérovskites, photonique: de nouvelles avancées de la recherche sur les cellules photovoltaïques. Un bon signe pour la COP 21 », *Photoniques*, n° 78, p. 23–27, 2015.
- [25] B. Jean-Christian. « Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques », Thèse de doctorat, Angers. 2016.
- [26] S. Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion », Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010.
- [26] H. Casella, A. Delbosc, et C. De Perthuis, « Cancun: L'an un de l'après Copenhague », *Etude Clim.*, n° 24, 2010.
- [27] V. Boitier et C. Alonso, « Dimensionnement d'un système photovoltaïque ». 2005.
- [28] L. MERAD, M. CHADEL, et B. Benyoucef, « Système de Pompée d'Eau Potable par Energie Solaire (Tlemcen et Adrar) ». Éditions universitaires européennes, 2013.
- [29] A. CHADEL, « Modélisation et optimisation d'un système hybride photovoltaïque-éolien de puissance moyenne en vue d'alimenter une petite communauté. ». Thèse de Master, 2012.
- [30] Y. Thiaux, « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides-Evaluation de la technologie Li-ion », École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2010.

## **CHAPITRE II :**

### **LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES**

#### **II.1. Introduction**

Une des difficultés majeures de la production d'électricité à l'aide d'un système PV est son caractère aléatoire. En effet, beaucoup de paramètres tels que l'irradiation, la température, la situation géographique, l'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires, peuvent influencer sur l'énergie produite par un panneau PV. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries accumulateurs (ou d'autre moyens de stockage), soit en la renvoyant sur le réseau de distribution électrique.

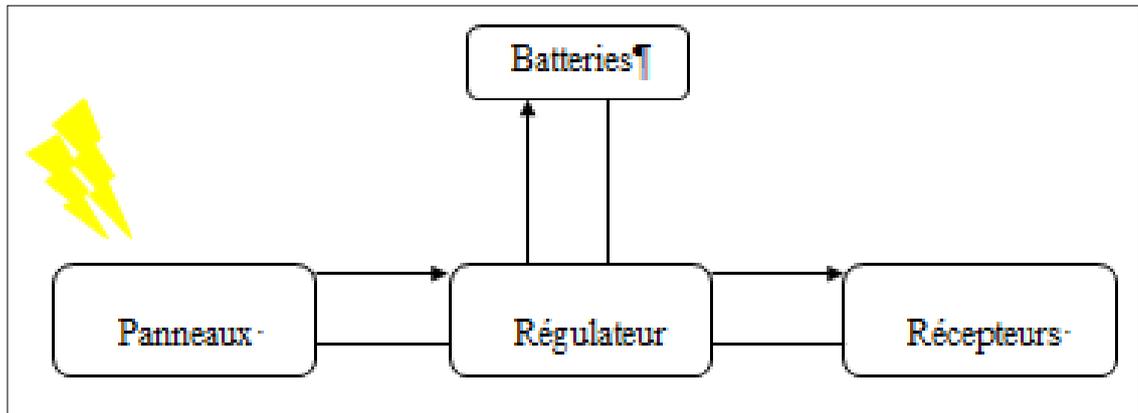
Les installations autonomes sont avantageuses d'un point de vue technique et financier en absence du réseau électrique ou si le réseau n'est pas facile d'accès [1]. Dans les pays dits développées, les installations PV sont, en majorité, raccordées au réseau public de distribution afin d'y injecter la totalité de l'électricité produite en temps réel. Il est toutefois possible d'être raccordé selon un principe de vente du surplus. Dans ce cas, la production est prioritairement consommée sur place.

#### **II.2. Dimensionnement d'un système PV autonome:**

Une installation PV en site isolé est composée de quatre éléments principaux :

- Le panneau solaire, dont le rôle est de délivrer l'énergie à la charge, ainsi qu'à la batterie ;
- La batterie, dont le rôle est de stocker l'énergie et de la restituer lorsque l'ensoleillement est insuffisant ;
- Le régulateur, dont le rôle est de réguler la charge et la décharge de la batterie ;
- L'onduleur, dont le rôle est d'assurer la conversion continu-alternatif. Il permet d'alimenter les récepteurs en courant alternatif à partir du courant continu.

Le schéma simplifié du système est représenté dans la figure II.1.



**Figure II. 1 : la chaîne énergétique des constituants qui composent un générateur PV isolé.**

### **II.2.1. Modélisation du générateur PV**

Par définition, la puissance d'un panneau PV traduit la puissance électrique maximale restituée par le panneau quand celui-ci est exposé à un ensoleillement de 1000W/m<sup>2</sup>.

Toute l'énergie fournie aux récepteurs de l'installation est d'origine exclusivement PV puisque les batteries fournissent de façon différée une énergie emmagasinée elle-même d'origine PV. Cette analyse du fonctionnement d'une centrale solaire isolée amène à formaliser les transferts d'énergie sous l'aspect du schéma décrit par la figure II.1.

L'énergie produite par les panneaux PV doit compenser l'énergie consommée par les récepteurs de l'installation PV. On peut diviser l'énergie demandé par l'installation par l'irradiation journalière dont bénéficier les panneaux. Cependant, il ne faut pas oublier que le matériels intercalés entre les panneaux PV et les récepteurs se caractérisent par des rendements qui justifient la formule suivante pour dimensionner la puissance de panneau PV :

$$P_{PV} = \frac{E_{installation}}{Q * \eta_{matériels}} \quad (II.1)$$

Tel que  $P_{PV}$  est la puissance globale des panneaux PV en kW,  $E_{installation}$  est l'énergie journalière consommé par l'installation en kWh,  $Q$  est l'irradiation

journalière en kW/m<sup>2</sup> pour le mois de l'année le plus critique et  $\eta_{\text{matériels}}$  est le rendement des matériels de la chaîne énergétique.

### **A. Champ Photovoltaïque**

La puissance disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque est très faible. Il est nécessaire d'interconnecter un grand nombre de cellules dans le module solaire pour obtenir des panneaux de puissance compatible avec le matériel électrique usuel. En fonction des besoins, les cellules solaires pourront être connectées en série ou en parallèle ou les deux. L'assemblage de plusieurs modules interconnectés en série, additionnant les tensions et ou parallèle additionnant les courants, donne ainsi une puissance élevée. Le choix spécifique des interconnexions des cellules définit une topologie particulière de champ photovoltaïque. [2- 3]. Ces différentes topologies seront discutés dans la suite de ce chapitre. Néanmoins, le groupement de cellules cité ci-dessus obéit à des règles strictes à respecter [4] :

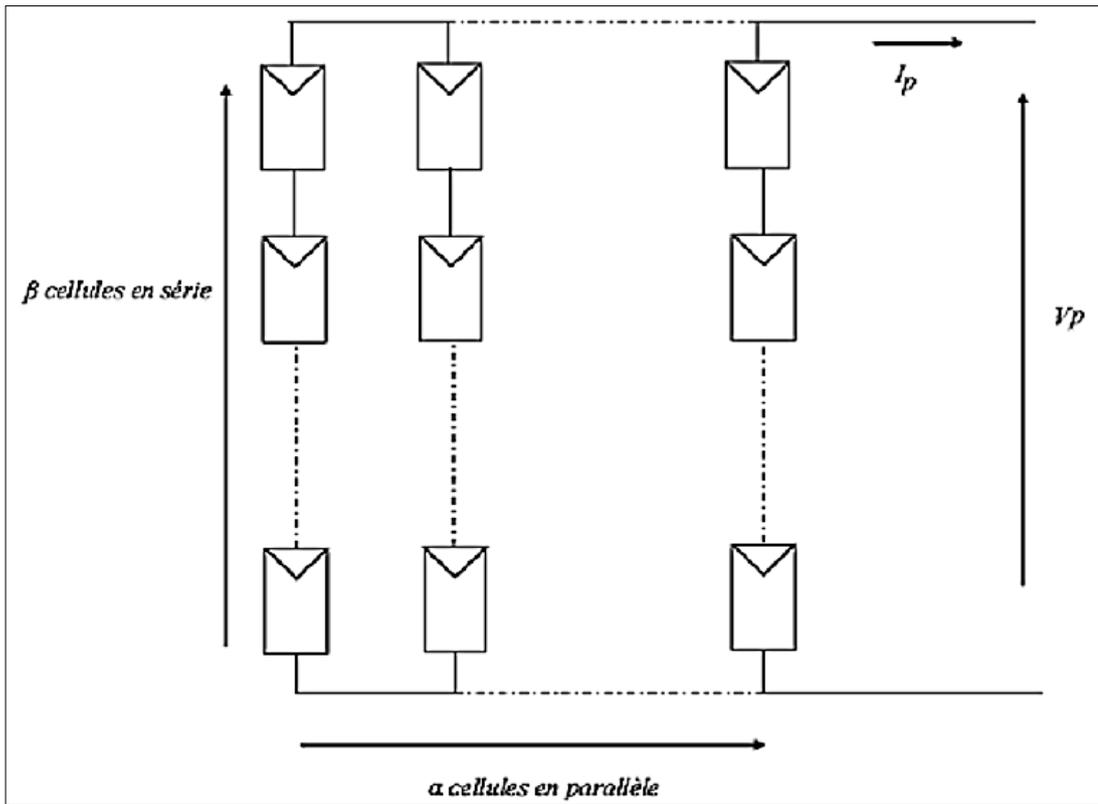
- Il ne faut connecter en série que des cellules ayant le même courant de court-circuit  $I_{ph}$
- Il ne faut connecter en parallèle que des cellules ayant la même tension de circuit ouvert  $V_{OC}$ .

### **B. Interconnexion des cellules photovoltaïques**

Si les paramètres électriques des cellules associées sont dispersés et si les règles précédentes ne sont pas respectées, certaines de ces photopiles vont se comporter en récepteur, en polarisation directe ou inverse. Elle entraîne une élévation de la température de ces photopiles et peut entraîner la détérioration du module entier. Pour éviter ce problème, on procède souvent à [3- 4] :

- Un tri de cellules avant l'encapsulation des modules PV.
- Un emplacement des modules PV évitant les masques naturels ou artificiels provocants de l'ombre.
- Une protection du réseau PV par l'association de diodes.

### B.1. Assemblage en série-parallel des cellules photovoltaïques

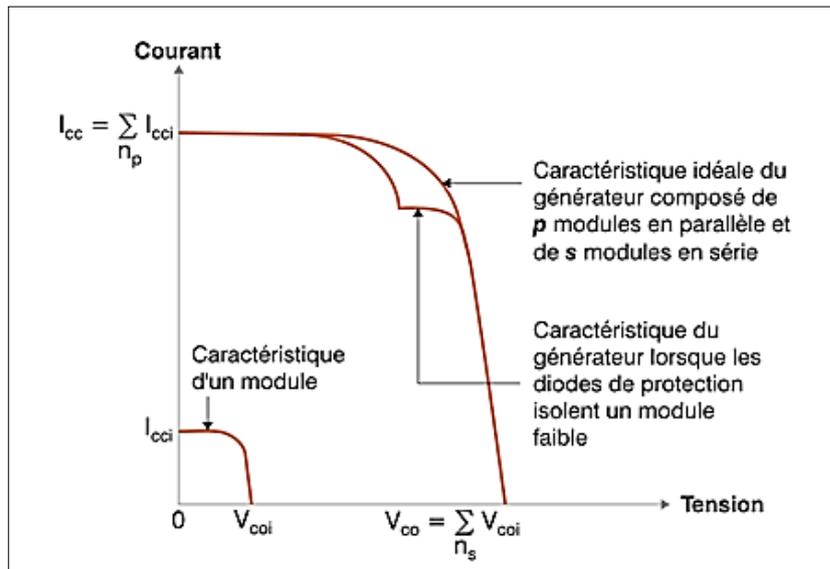


**Figure II. 2: Association  $\alpha$  cellules en séries et  $\beta$ cellules en Parallèles**

L'équation relative à un groupement mixte formé par la mise en série de  $\alpha$  cellules et  $\beta$  en Parallèle est la suivante:

$$\begin{cases} V_p = \sum_{i=1}^{\beta} V_i \\ I_p = \sum_{j=1}^{\alpha} I_j \\ P_p = \alpha \cdot \beta \cdot P \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

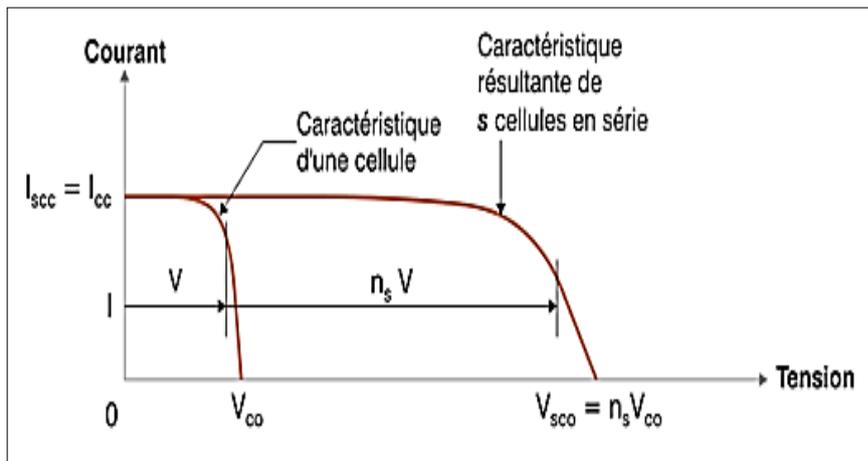
Où  $V_p$ ,  $I_p$  et  $P_p$  représente respectivement la tension, le courant et la puissance fournie par le panneau. La figure suivante montre que la caractéristique courant de la tension est identique que celle d'une cellule PV.



**Figure II. 3: Caractéristique courant-tension des cellules solaires connectées en série-parallel**

**B.2. L'avantage d'une connexion série**

La connexion en série est la connexion dans lequel les composants sont raccordés le long d'un trajet unique, de sorte que le même courant circule à travers tous les composants. Dans un circuit en série, le courant à travers chacun des composants est le même, et la tension aux bornes des composants est la somme des tensions partielles pour les composants individuels [5, 6 et 7].



**Figure II. 4: Caractéristiques courant-tension des cellules solaires connectées en série.**

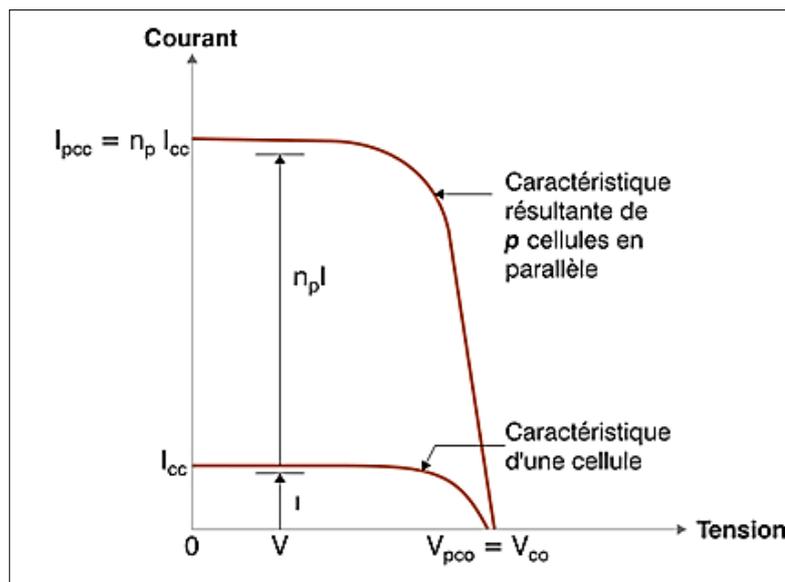
A cet égard, la cellule la plus faible détermine la qualité, ce qui signifie que le courant de module PV est égale et dépend de la valeur actuelle de la cellule solaire la plus faible de la chaîne. Si une cellule solaire est ombrée, par exemple par des poteaux électriques, des fils, des arbres, des feuilles, la poussière, les

fientes d'oiseaux, la tension aux bornes de la cellule modifie la direction de polarisation et une telle cellule devient un fardeau pour l'autre.

### B.3. L'avantage d'une connexion parallèle

Afin d'augmenter le courant, les cellules photovoltaïques sont connectées en parallèle. Avec cette combinaison, la valeur du courant est la somme algébrique du courant de toutes les cellules solaires.

Dans une connexion parallèle, dans le cas d'ombrage, seule la cellule photovoltaïque peut également devenir un fardeau pour les autres. Cependant, en plaçant une diode série dans chaque branche contenant un certain nombre de cellules connectées en série prévenir cet effet. Dans le cas de l'ombre de l'une des cellules solaires, la diode série est bloqué, la branche n'est pas endommagé, mais elle ne produit pas d'énergie [8, 9].



**Figure II. 5: Caractéristiques courant-tension des cellules solaires montées en parallèle**

Afin de protéger le module photovoltaïque contre les dommages, la saleté, l'influence de l'environnement et d'atteindre la rigidité mécanique, les cellules photovoltaïques combinés sont soumis à la stratification. Le procédé de plastification dépend du type de cellule solaire et au procédé de leur technologie de production [7, 8 et 9].

## C. Interconnexion des modules photovoltaïques

Pour obtenir des puissances supérieures, il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Pour certaines applications (individuelles), il est possible d'utiliser un à plusieurs modules de quelques dizaines de cellules (Puissance crête 40 W, 50 W ou 60 W). Pour des utilisations plus importantes, les générateurs photovoltaïques sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines voire quelques milliers) [4].

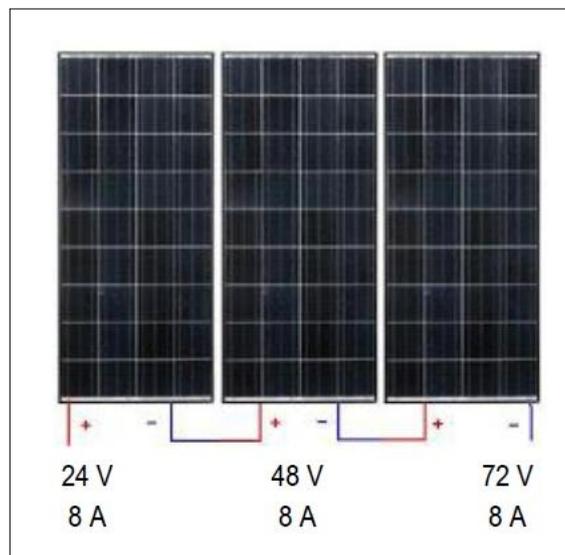
### C.1. Assemblage en série des modules photovoltaïques

La tension aux bornes de l'assemblage est égale à la somme des tensions délivrées par chacun des modules tandis que le courant transitant est le même [10]:

$$V = \sum V_n \quad (\text{II.3})$$

$V$  (Volt) : Tension aux bornes de l'assemblage ( $n$  modules en série)

$V_n$  (Volt) : Tension aux bornes de chaque module solaire.



**Figure II. 6: Assemblage en série des modules photovoltaïques**

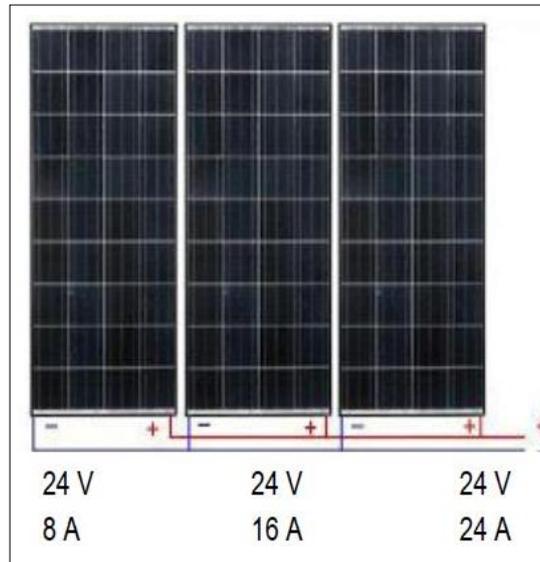
### C.2. Assemblage en parallèle des modules photovoltaïques

Dans ce cas de montage en parallèle, le courant de l'ensemble sera égal à la somme des courants produits par chacun des modules, par contre la tension de l'assemblage est égale à la tension délivrée par chaque module.

$$I = \sum I_n \quad (\text{II.4})$$

$I$  (Ampère) : Courant circulant dans l'assemblage ( $n$  modules en Parallèle).

$I_n$  (Ampère) : Courant produit par chaque module solaire.

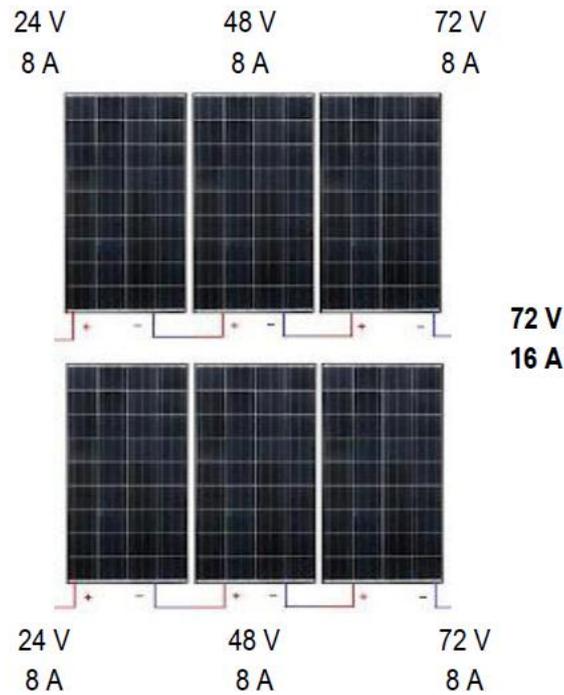


**Figure II. 7: Assemblage en parallèle des modules photovoltaïques**

### C.3. Assemblage en série-parallèle des modules photovoltaïques

Les modules solaires sont montés en série pour atteindre la tension du système photovoltaïque désirée ensuite ces chaînes de modules sont connectées en parallèle pour augmenter le courant jusqu'à la valeur désirée [10].





**Figure II. 8: Assemblage en série-parallèle des modules photovoltaïques**

### II.2.2. Dimensionnement des batteries.

La fonction première des batteries est de se substituer aux panneaux PV pour fournir l'énergie nécessaire aux récepteurs en l'absence d'ensoleillement (nuit, jour pluvieux ou très faiblement ensoleillé). Ces phases qui peuvent durer plusieurs jours consécutifs vont permettre de définir l'autonomie des batteries. En première approche, l'énergie disponible dans les batteries va devoir couvrir les besoins énergétiques de l'installation pendant plusieurs jours :

$$C_{batteries}(Ah) = E_{journalier}(Wh) * nombre\ de\ jours \quad (II.5)$$

Cette première approche sous-entend que l'on s'autorise une pleine décharge des batteries. Dans la réalité, on veille à ne pas dépasser le taux de décharge profonde (Td) autorisé par le fabricant des batteries. Cette observation permet de corriger la formule précédente qui devient :

$$C_{batteries}(Ah) = \frac{E_{journalier}(Wh) * nombre\ de\ jours}{Td} \quad (II.6)$$

Où Td peut valoir jusqu'à 80% pour des batteries pour applications solaires.

De plus, il faut prendre en compte le rendement de l'onduleur qui justifie de surdimensionner quelque peu les batteries et la tension nominale des batteries pour aboutir à la capacité nécessaire des batteries exprimée en Ah :

$$C_{batteries}(Ah) = \frac{E_{journalier}(Wh) * nombre\ de\ jours}{Td * \eta_{onduleur} * U_{batteries}} \quad (II.7)$$

### II.2.3. Système de régulation

Dans un système PV autonome, le régulateur représente en général moins de 5% du coût de système [11], ce qui tout d'abord laisse penser que ce composant n'est pas important. Au contraire sa fonction est primordiale et ses qualités vont profondément influencer le coût final de l'énergie produite. En effet, la batterie est l'un des éléments les plus fragiles d'un système PV, la qualité de son contrôle et son entretien influence grandement sa durée de vie et donc le prix du KWh final.

La fonction principale du système de régulation est avant tout de contrôler l'état de la batterie. Il permet la charge complète de celle-ci en éliminant tout risque de surcharge, et interrompt l'alimentation des charges si l'état de charge de la batterie devient inférieur au seuil de déclenchement de la sécurité anti décharge profonde, prolongeant ainsi la durée de vie de la batterie [5].

En effet, lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète.

### II.2.4. Système de conversion

Le système de conversion constitué de convertisseurs sert à transformer la tension constituée fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. On distingue donc deux types de convertisseurs.

### II.3. Installations PV raccordées au réseau

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de satisfaire les besoins du consommateur. En revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur : les systèmes raccordés au réseau n'ont donc pas besoin de batterie d'accumulateur.

D'une manière très simple, un générateur PV raccordé au réseau, figure II.9 comprend les éléments suivant [12]:

- Le champ photovoltaïque
- L'onduleur de réinjection réseau.
- Les organes des sécurités et de raccordement.
- Le système de comptage de l'énergie soutirée réinjectée au réseau.

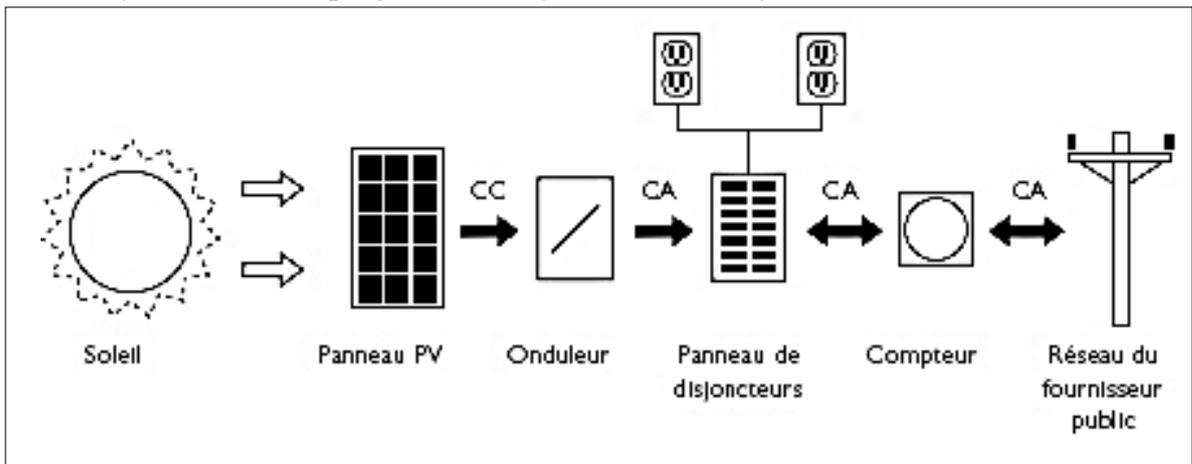


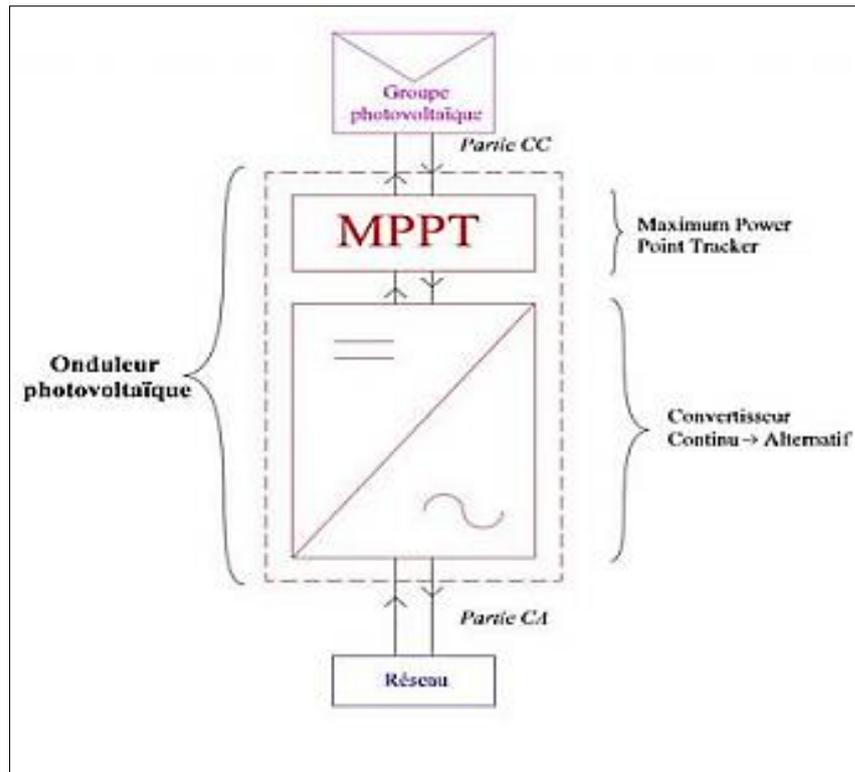
Figure II. 9: Agencement d'une installation PV raccordée au réseau.

#### II.3.1. Onduleur de réinjection réseau

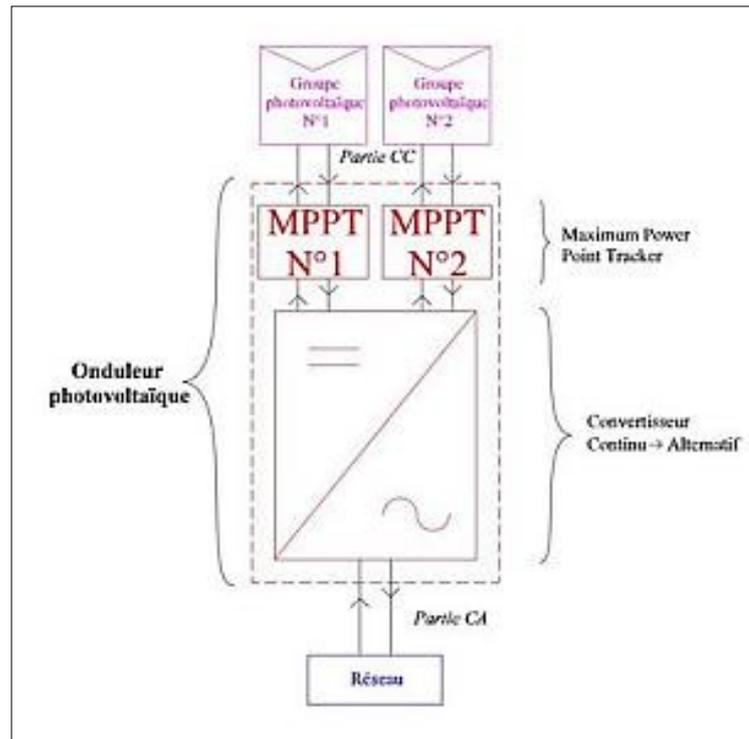
Le rôle de l'onduleur de réinjection réseau est de transformer le courant DC fourni par champ PV en un courant AC ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif fourni par le réseau électrique.

Ce type d'onduleurs incorporent une mesure du point de fonctionnement maximal des panneaux MPPT et quelques caractéristiques communes comme une déconnexion automatique en cas d'absence de réseau, une production minimale d'harmoniques et une précision élevée de la fréquence [2, 12].

Dans une installation photovoltaïque, le point MPPT évolue constamment à cause de la variation de la luminosité extérieure. L'onduleur aura en charge de suivre (tracker) ce point. Le système et son programme associé suivant ce point forment le MPPT pour Maximum Power Point Tracker. Ainsi, la capacité d'un tracker à poursuivre le point de puissance maximale tout-au-long de la journée est un point important de la performance d'une installation photovoltaïque.



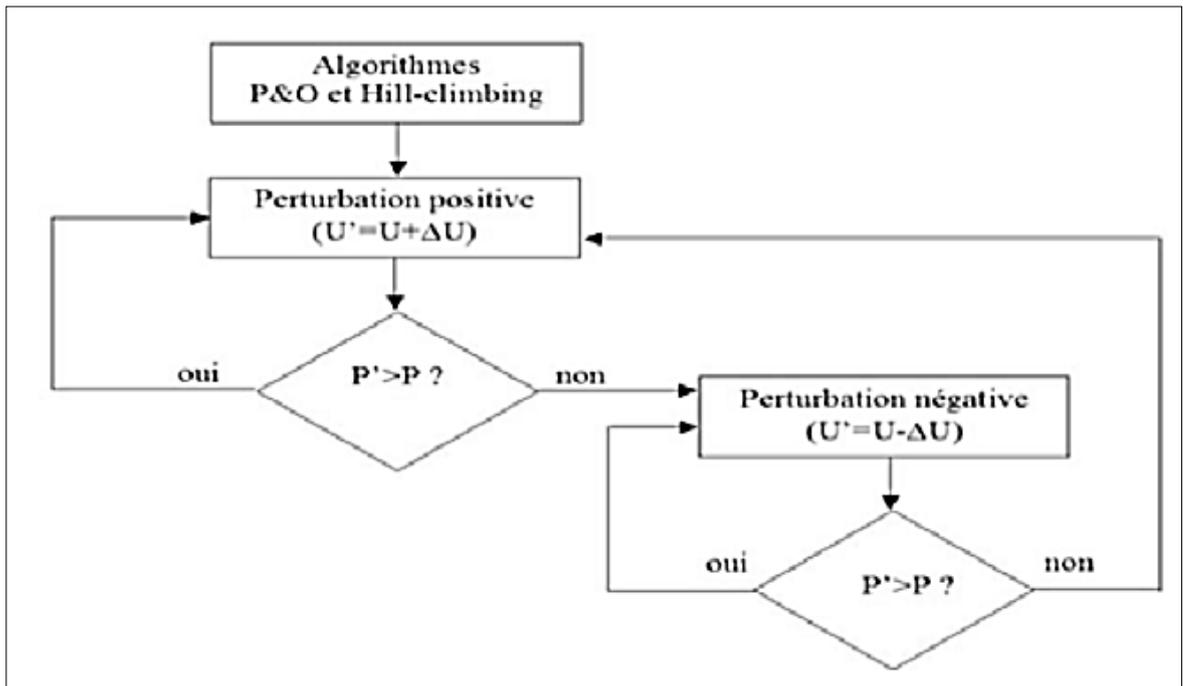
**Figure II. 10: Composants d'un onduleur connecté au réseau.**



**Figure II. 11: Onduleur à deux trackers.**

Aujourd'hui, tous les fabricants intègrent de série au moins un MPPT sur leurs onduleurs. Certains onduleurs présentent plusieurs MPPT. Il est alors plus intéressant d'un point de vue de performance de l'installation photovoltaïque d'utiliser les deux trackers. La multiplicité des MPPT se justifie seulement lorsque le champ photovoltaïque est soumis à l'ombrage, et il est parfois pertinent de prévoir un système MPPT par module.

Des algorithmes de recherche de point de puissance maximale ont été développés et ont permis d'augmenter de manière considérable le rendement des installations photovoltaïques. Parmi les algorithmes les plus utilisés pour la recherche du point de fonctionnement maximal, on peut citer : Hill Climbing et P&O (Perturb and Observe). Ces deux dernières sont basées sur le contrôle de la puissance instantanée délivrée par le champ photovoltaïque en fonction de la variation de la tension continue aux bornes du générateur PV.



**Figure II. 12: Principe d’algorithme de deux méthodes de Hill climbing et P&O**

### II.3.2. Organes de sécurité et de raccordement

Les organes de sécurité et de raccordement assurent des fonctions de protection vis-à-vis de l'utilisateur, de l'installation PV et du réseau. Elles se déclinent sous trois formes :

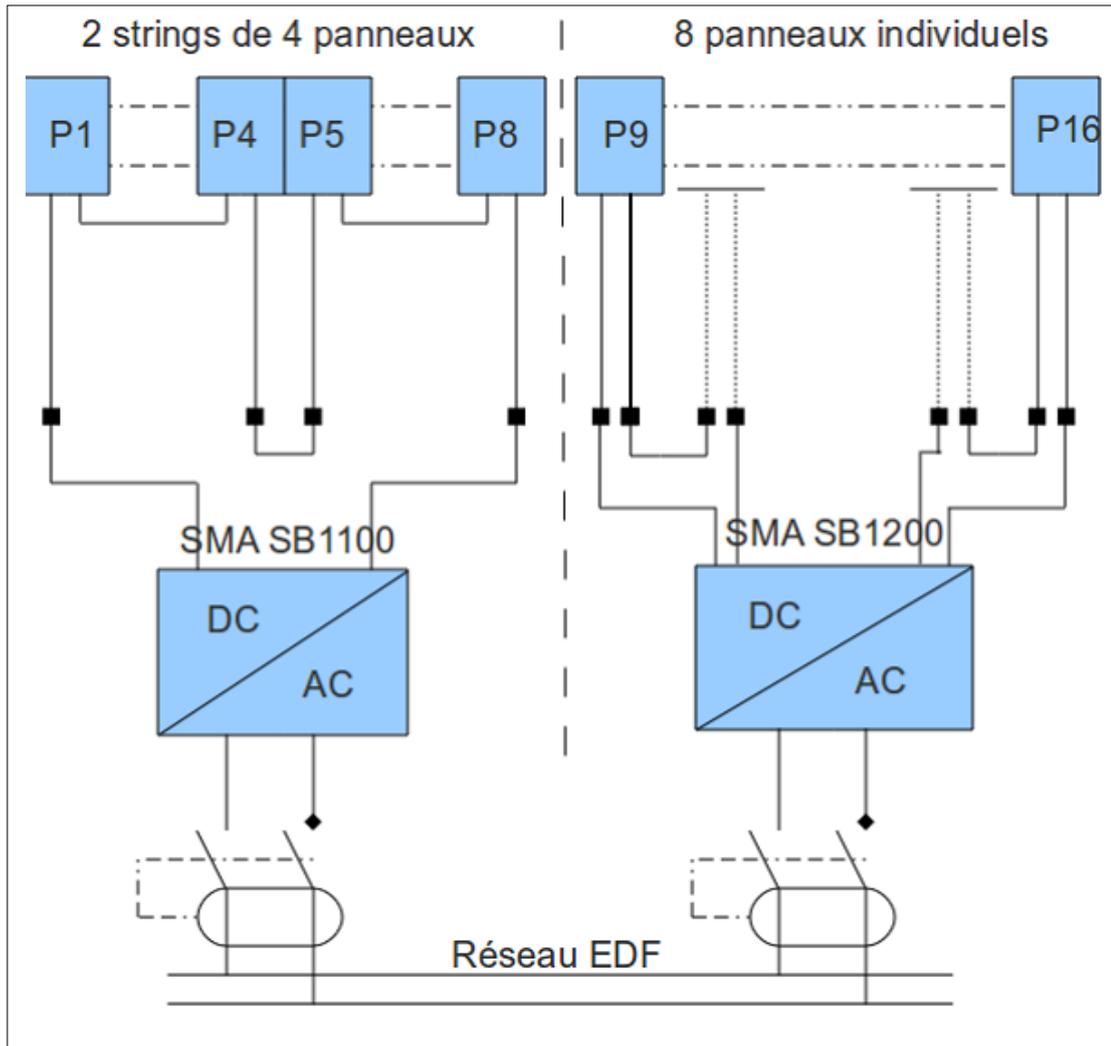
- La protection de découplage dont l'objectif est de ne pas laisser sous tension un ouvrage en défaut. Elle permet ainsi de déconnecter l'installation PV du réseau électrique lorsqu'un problème technique survient.
- La protection contre la foudre dont l'objectif est de protéger autant que possible le générateur PV des impacts directs (impacts sur la construction) et induits (impacts au sol, surtension véhiculée par le réseau électrique) de la foudre.
- La mise à la terre dont l'objectif est de protéger les personnes et les équipements, d'accroître la fiabilité des équipements et de réduire les risques de détérioration en cas de choc de foudre.

### **II.3.3. Exemples de deux variantes de l'architecture à onduleur central : la station PV expérimentale au LMOPS : comparaison de la production**

La station PV expérimentale au laboratoire LMOPS est constituée de 16 modules PV formé de deux groupes d'installation, chacune en architecture à onduleur central. Les 16 panneaux sont alignés sur une même ligne et reçoivent le même ensoleillement. Le premier comprend 2 rangées de 4 panneaux ramenés au tableau par 4 câbles de 6 mm<sup>2</sup>. Il est ainsi loisible de les câbler sur l'onduleur en 2 rangées parallèle, ou en une seule rangée de 8 panneaux si on les relie tous en série. Le second se différencie de la première par le fait que les panneaux sont tous ramenés aux tableaux individuellement, ce qui permet un câblage configurable à volonté sans avoir à intervenir au niveau des panneaux eux-mêmes. Où le groupe de 8 panneaux individuels est également connecté à un onduleur central SMA-SB1200.

Signalons un point important également, à savoir que chaque onduleur peut accueillir 2 séries de panneaux, ce qui ouvre encore un certain nombre de perspectives. D'un point de vue plus «pédagogique», il est rendu possible d'effectuer des tests sur les panneaux solaires de manière individuelle, ce qui est intéressant pour les problèmes d'ombrages évoqués précédemment.

Le schéma de l'installation est donné en figure II.13. Il a été prévu à la conception un câblage particulier permettant d'effectuer différents tests sur les panneaux et sur les onduleurs. Ces derniers sont raccordés au réseau sans dispositif de comptage d'énergie.



**Figure II. 13: Schéma de l'installation solaire du LMOPS : deux variantes de l'architecture à onduleur central.**

L'idée d'interconnecter les modules en string de 4 avant de les relier à l'onduleur central permet d'atteindre la tension nominale d'entrée des onduleurs même en période de basse production, due à un faible ensoleillement par exemple et de cette façon, de pouvoir injecter de l'énergie au réseau même dans ce cas. Un relevé quotidien des deux productions sur une période de deux ans confirme une meilleure performance pour l'architecture en string de 4 : table II.1

Table II. 1: Productivité des 2 architectures de l'installation expérimentale du laboratoire entre Mars 2013 et Mars 2015.

Onduleur/Architecture	SB1100-2 strings de 4 panneaux	SB1200- 8 panneaux individuels
-----------------------	--------------------------------	--------------------------------

<b>Nombre totale d'heures d'injection</b>	17 314 heures	17 338 heures
<b>Energie injectée cumulée</b>	5 844 kWh	5 568 kWh

Cette disposition permet le test sur les panneaux individuellement, mais également des câblages de différentes configurations. Actuellement l'installation est câblée suivant le mode du schéma de la figure II. 13. Ce simple changement de câblage, indépendamment des améliorations attendues par l'intégration de nos convertisseurs DC-DC, nous a déjà permis de tirer quelques conclusions sur les rendements des deux configurations : il est plus avantageux de faire fonctionner l'installation en câblant deux rangées de panneaux en parallèle que de les brancher tous en série. Sur le schéma de la figure II. 13 l'onduleur de droite comprenant les «8 panneaux individuels» fournit sous certaines conditions d'éclairément qui restent à définir, 10%d'énergie supplémentaire par rapport à l'autre.

Une analyse des causes des dispersions permet d'identifier plusieurs points critiques :

- Le premier onduleur (SMA SB 1100) est relié au string de 8 panneaux reçoit une tension de  $8 \times 40V$ , soit une tension à vide de 320VDC environ.

- Le second groupe de 8 panneaux est câblé en 2x4 panneaux, sous la forme donc de 2 strings faisant chacun  $4 \times 40V$  ce qui donne une tension de 160VDC.

- Le deuxième onduleur (SMA SB 1200) reçoit donc sur chacune de ses deux entrées 160VDC.

## REFERENCES DU CHAPITRE II

- [1] K. Rauma, « Aspects industriels de la gestion de tension et la capacité d'accueil de la génération photovoltaïque dans les réseaux basse tension ». Thèse de doctorat. Grenoble Alpes. 2016
- [2] A. Labouret, et M. Villos. «Energie solaire photovoltaïque », 4<sup>ème</sup> édition. Dunod, 2009.
- [3] S. Vighetti. « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion ». Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010
- [4] S. Brigand. « Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque ». Complément, 2008.
- [5] M. Pacesila, S.G. Burcea, S.E Colesc. «Analysis of renewable energies in European Union». Renewable and Sustainable Energy Reviews 56,156–170, 2016
- [6] A. Zegaoui, M. Aillerie, P. Petit, J.P. Sawicki, A. Jaafar, C. Salame, J.P. Charles, «Comparison of Two Common Maximum Power Point Trackers by Simulating of PV Generators». Energy Procedia 6, 678–687, 2011.
- [7] S. K Sahoo, «Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in India: A review», Renewable and Sustainable Energy Reviews 59, 927–939, 2016.
- [8] M. Chegaar, A. Hamzaoui, A. Namoda, P. Petit, M. Aillerie, A. Herguth «Effect of illumination intensity on solar cells parameters». Energy Procedia, 36, 722 – 729, 2013.
- [9] L.J. Hu, Y.J. Fu, «Establishment of Output Models and Constraints Analysis for Independent Wind/PV/Storage System». Journal of Power and Energy Engineering, 106-111, 2014.
- [10] T. Nguyen, P. Petit, J.-P. Sawicki, M. Aillerie, J.-P. Charles, «DC Power-line Communication based Network Architecture for HVDC Distribution of a Renewable Energy System». Energy Procedia 50, 147-154, 2014.
- [11] A. Zegaoui, «Optimisation de la puissance d'un générateur PV connecté au réseau ». Phd thesis, Université de Lorraine, 2012.
- [12] S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat. Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.

## **CHAPITRE III :**

### **LES PERFORMANCES D'UN PANNEAU SOLAIRE AUTONOME**

#### **III.1. Introduction**

Dans cette partie, nous analysons l'efficacité énergétique fournie par un kit photovoltaïque autonome basé sur des données météorologiques d'un site dans le centre d'Europe, en France, Université de Lorraine, IUT de Thionville-Yutz, aux coordonnées Longitude 6.10° : Latitude 49.21° et Altitude 160m. Le but de cette étude est donc d'analyser et de comparais la capacité d'un panneau PV sous un rayonnement artificiel et naturel.

#### **III.2. Potentiel solaire**

Le fonctionnement d'un générateur PV isolé vérifie deux séquences distinctes caractérisées par des transferts d'énergie différents. Pendant la journée et lors d'une phase d'ensoleillement, les modules PV vont à la fois charger des batteries assurant le stockage et alimenter les récepteurs par l'intermédiaire d'un onduleur. Pendant la nuit ou pendant une phase de faible ensoleillement, ce sont les batteries qui vont restituer aux récepteurs l'énergie emmagasinée via le même onduleur.

Le point commun à ces deux séquences est que l'énergie initiale utilisée trouve son origine dans l'énergie solaire captée par les modules PV. Aussi, il importe d'avoir connaissance du gisement solaire disponible dont la quantité fluctue selon les mois de l'année afin de dimensionner au mieux la puissance des panneaux PV nécessaires, permettant une alimentation d'une installation donnée.

Pour connaître avec précision l'irradiation solaire d'un lieu au fil des mois d'une année, on peut consulter les données relevées par une station météorologique locale. Il est également possible de s'informer par le biais d'internet dont de nombreux sites mettent à disposition ces mêmes données. Le site internet de la Commission Européenne donne des données similaires avec la possibilité, par l'option « Interactive Maps » de choisir avec précision le lieu dont on souhaite connaître les valeurs mensuelles de l'irradiation solaire reçue.

L'irradiation solaire annuelle globale horizontale (IGH) en France est en moyenne de 1 274 kWh/m<sup>2</sup>. Nous nous sommes intéressés à l'ensoleillement reçu par le site accueillant l'IUT de Thionville-Yutz sur la commune de Yutz parce que l'étude de cette partie a été effectuée dans ce site ou le laboratoire LMOPS possède une antenne. Par consultation de site internet [1], la moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale pour chacun des douze mois de l'année est donnée dans la table III.1.

Table III. 1: Irradiation solaire moyenne mensuelle.

Mois	Jav	Fev	Mar	Avr	Mai	Jui	Jul	Aot	Spt	Oct	Nov	Déc
<b>H<sub>m</sub></b> kWh/m <sup>2</sup>	23.7	41.6	90.6	134	156	170	170	142	103	60.7	27.2	18.6

Avec H<sub>m</sub>, la somme moyenne d'irradiation globale par mètre carré reçue par les modules d'un système donné.

D'après la Table III.1, l'irradiation mensuelle moyenne est importante sur la période avril-septembre, maximale en juin-juillet et minimale de novembre à février ; l'irradiation de juillet (170 kWh/m<sup>2</sup>) est 9.13 fois supérieure à celle de décembre (18.6 kWh/m<sup>2</sup>).

Dans notre étude, nous avons mesuré les caractéristiques J(V) d'un panneau solaire à base de silicium poly-cristallin (Figure III.1) exposé au soleil mais les résultats ont fourni des valeurs inférieures à celles indiquées dans la Table III.1, masi également des valeurs que nous ne pouvons garantir constante tout au long d'une campagne de mesure. Ces constats peuvent facilement se justifier par le fait que l'ombrage et la lumière diffuse ne peuvent pas être contrôlés. Afin de mieux maîtriser les paramètres d'ensoleillement et pour obtenir des résultats fiables, nous avons décidé d'effectuer ces mesures en salle (indoor) avec un éclairage artificiel reproduisant au plus près le rayonnement solaire. Pour cela, nous avons utilisé une source d'éclairage composées de six lampes halogène (Figure III.2). L'irradiation totale diffuse a été mesurée sur une surface horizontale à l'aide d'un pyranomètre (Figure III.3).



**Figure III. 1 : Panneau PV BP SOLAR**



**Figure III. 2: Source lumineuse halogène**



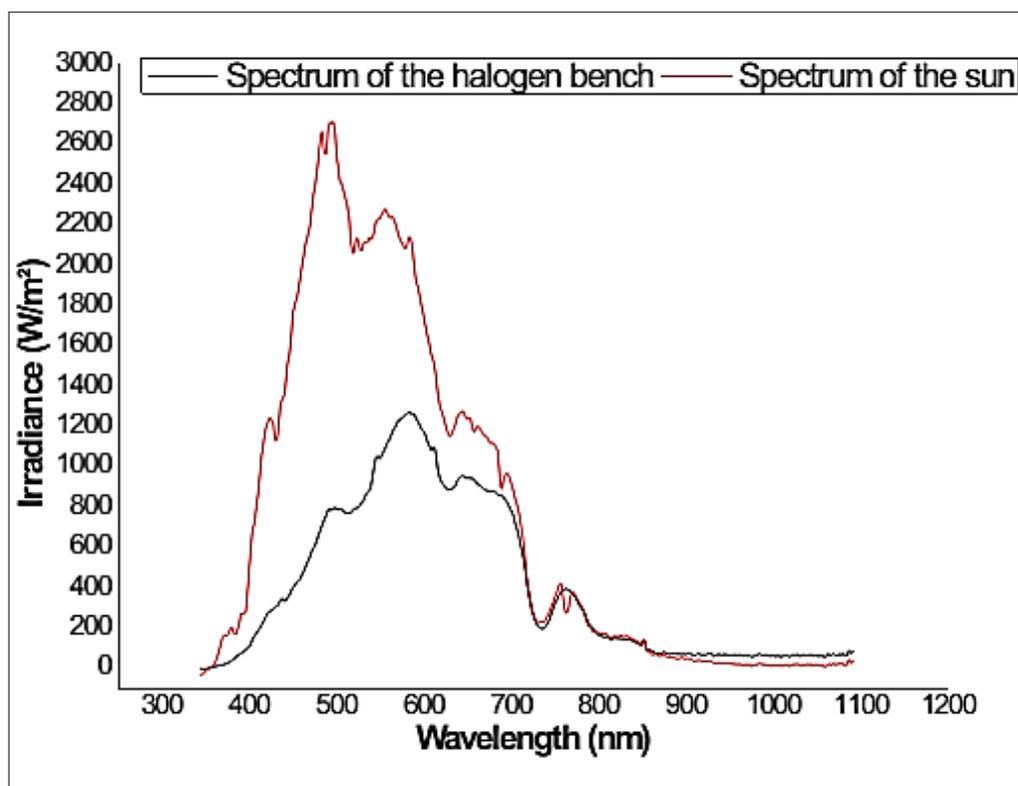
**Figure III. 3: Pyranomètre**

### **III.3. Caractéristiques spectrales des différents éléments.**

A partir de bases théoriques et bibliographiques, nous rappelons que le spectre solaire est diffusé dans 7% des ultraviolets, 47% du visible et 46% de la lumière infrarouge [2- 3]. L'atmosphère de la Terre agit comme un filtre et laisse passer seulement une partie du spectre arrivant au niveau du sol. Outre l'absorption naturelle dans les différentes couches de l'atmosphère, la latitude du lieu d'observation, les conditions météorologiques (saison, météo) et les gaz présents dans l'atmosphère constituent des obstacles supplémentaires augmentant la diffusion et l'absorption de la lumière, limitant ainsi son intensité incidente finale et disponible au niveau du sol [3- 4]. L'enregistrement de l'irradiation solaire à différentes longueurs d'onde à l'aide d'un spectromètre dédié permet de représenter la distribution spectrale de l'illumination solaire. La distribution spectrale de l'irradiation solaire considérée dans la présente étude a été enregistrée dans un site de l'Europe centrale (49.25 est de latitude et la longitude est de 7.04) et est représenté sur la figure III.4.

Le principe de la lampe halogène est de rendre incandescent un filament porteur de lumière de gaz halogéné tungstène [5] très fin à basse pression. Le gaz composé à la fois d'iode et/ou de brome est principalement utilisé dans des lampes halogènes à haute puissance électrique d'alimentation provoquant une forte irradiation. Ces lampes produisent une lumière légèrement rougeâtre liée bien évidemment au profil spectral de cette source, qui montre ainsi qu'il y a plus

d'émission de radiations rouges, voire infra-rouge que de radiations dans les longueurs d'onde bleues. Sur le chemin fait pour les rayons solaires, le rayonnement de la lampe est principalement atténué par le gaz lui-même avec des pics d'atténuation correspondant aux pics d'absorption du gaz lui-même. La distribution spectrale de l'irradiation de la lampe halogène considérée dans la présente étude est également représentée dans la même figure que celle de l'énergie solaire, Figure III.4, afin d'obtenir une comparaison directe. Ces mesures ont été effectuées au laboratoire LMOPS de l'IUT à une température ambiante.



**Figure III. 4: Distribution spectrale du soleil et du banc constitué de 6 lampes halogène mesuré en utilisant un détecteur de spectre K-MAC.**

Du fait que le profil d'un spectre change avec la température, le spectre de cette source halogène a été mesuré dans des conditions de fonctionnement continu et stabilisé après avoir atteint sa puissance lumineuse maximale émise. En effet, Selon la loi de Wien, la longueur d'onde correspondant au maximum  $\lambda_{\max}$  est inversement proportionnelle à la température (T) du corps, équation III.1 [6]:

$$\lambda_{max} = 2.9 * 10^{-3} / T \quad (III.1)$$

Dans la Figure III.4, nous pouvons observer la grande différence entre les deux spectres, avec des lampes halogènes émettant beaucoup moins de rayonnement dans les régions bleues, vertes et jaunes, de 370-650 nm, que le spectre solaire. Dans la région spectrale proche IR, au-dessus de 650 nm, il n'y a pas de différence remarquable entre les deux spectres, allant même au même comportement proche de l'intensité nulle pour les longueurs d'onde supérieures. L'intensité maximale dans le profil spectral atteint environ 500 nm pour le rayonnement solaire mais passe au rouge autour de 600 nm dans le spectre des halogènes.

Enfin, comme le spectre des ampoules halogène est largement différent de celui du soleil, avec un décalage un peu plus grand vers le rouge, les performances du panneau photovoltaïque testé dans la source artificielle standard couramment utilisées expérimentalement, doivent être considérées soigneusement et précisément modélisées afin de déduire la performance du panneau dans de vraies conditions de fonctionnement sous éclairage naturel.

Dans ce but, nous allons concentrer nos travaux sur la détermination et la modélisation de l'influence de la distribution spectrale du rayonnement incident sur les performances du panneau photovoltaïque.

Dans une première partie, nous commençons par la présentation des différents caractéristiques J-V du panneau photovoltaïque illuminé par le banc composé par les six lampes halogènes comme décrit précédemment. Avec l'aide du logiciel de simulation PVSYST et en tenant compte des données météorologiques disponibles pour le site considéré, nous analysons les caractéristiques et l'influence des divers paramètres, tels que la température et l'irradiation, sur les caractéristiques J-V du panneau.

### III.4. Le panneau BP Solar utilisé pour cette étude

Le panneau BP SOLAR est composé de 36 cellules de silicium poly-cristallin pour une superficie de 0.451m<sup>2</sup> et une puissance fournie de 50Wp dans les conditions standard de fonctionnement (25°C et 1000W/m<sup>2</sup>). Ses caractéristiques fonctionnelles, courant, tension et puissance, extraites de la fiche technique sont présentées dans la Table III.2.

Table III. 2 : Caractéristique de panneau BP SOLAR.

Type	Silicium poly-cristallin
Nombre de cellules	72
P <sub>MPP</sub> (W)	50
V <sub>MPP</sub> (V)	17.5
J <sub>MPP</sub> (A)	2.9
V <sub>OC</sub> (V)	21.8
J <sub>SC</sub> (A)	3.17
R <sub>S</sub> (Ohm)	300
R <sub>P</sub> (Ohm)	0.42

Le calcul la puissance produite par le panneau PV sur un mois pour le mois présentant des conditions d'éclairement les plus défavorables (en Wh/m<sup>2</sup>/jour) est donné par

$$P=50*0.775=38.75\text{Wh/J}$$

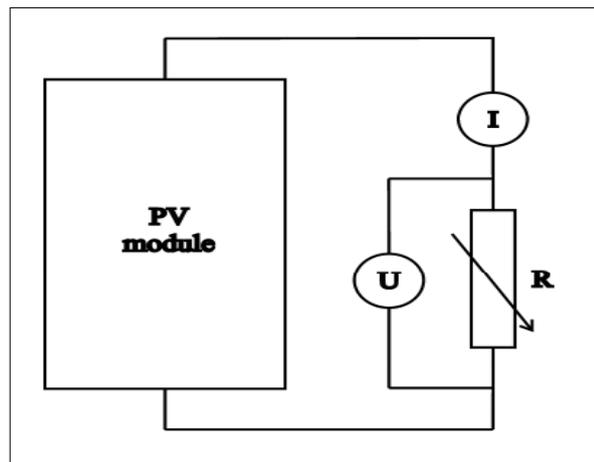
Cette production doit être stockée dans une batterie. Réellement une puissance produite par le panneau sera moins de 20% où vienne de la sortie de la batterie (80%) donc :

$$38.75\text{Wh/J}- 20\%= 31\text{Wh/J}$$

### III.5. Caractéristiques J(V) d'un panneau PV sous éclairage artificiel

Dans notre approche expérimentale, le banc de lampes halogène a une puissance électrique de 6 kW générant in irradiation constante que nous avons utilisée pour l'éclairement du panneau photovoltaïque. Afin de modifier l'intensité du rayonnement nous avons changé la distance entre la source

lumineuse et le panneau. A chaque point de mesure, le pyranomètre a été utilisé à la position du panneau afin de mesurer l'intensité du rayonnement inscidente à la surface du panneau. La figure III.5 montre le schéma de la configuration expérimentale utilisée pour déterminer les performances du panneau PV. La charge resistive variable nous permet de tracer la caractéristique  $J(V)$  et d'extraire ainsi les caractéristiques du panneau pour différentes intensité d'illumination.



**Figure III. 5: Circuit de mesure utilisé pour le test standard du panneau PV.**

***III.5.1. Influence de la distribution spectrale de la lumière sur les performances d'un panneau photovoltaïque***

Dans cette section, nous avons fixé trois température ambiante, 25 °C, 35 °C et 45 °C, respectivement et pour chacun, nous avons étudié la caractéristique  $J(V)$  du panneau solaire éclairer avec différentes radiations d'intensité fournies, expérimentalement avec les lampes halogènes et nous avons comparé les résultats obtenus avec ceux déduits par simulation pour les rayonnements fournis par la lumière du soleil, considérant les radiations de ces deux types de sources, artificielle et naturelle suivant la distribution spectrale représentée sur la figure III.4.

Les caractéristiques  $J(V)$  résultantes sont reportées sur les figures III.6, III.7 et III.8 pour les 3 températures expérimentales,  $T = 25\text{ °C}$ ,  $T = 35\text{ °C}$  et  $T = 45\text{ °C}$ , respectivement.

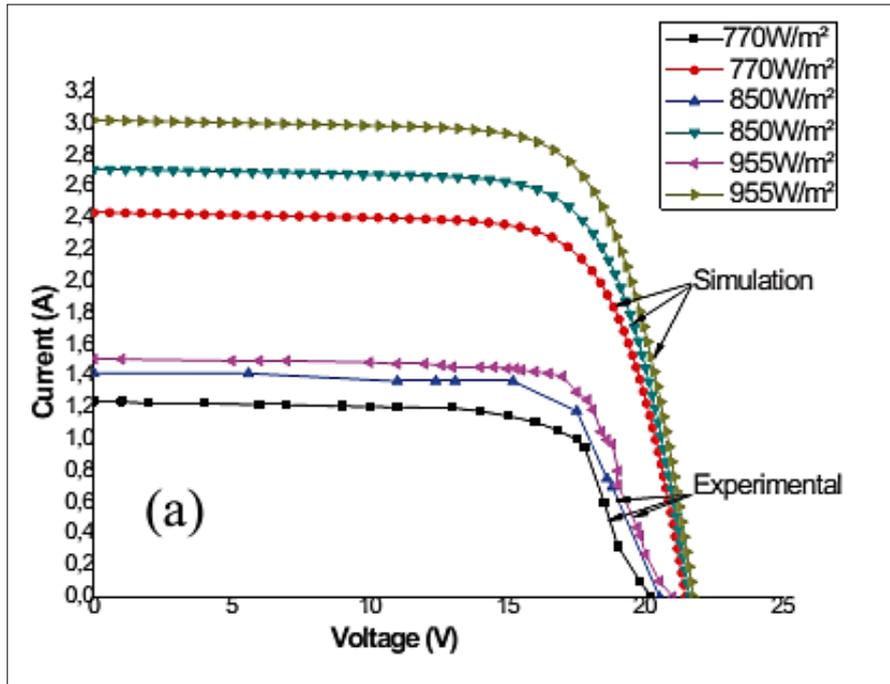


Figure III. 6: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 25 ° C

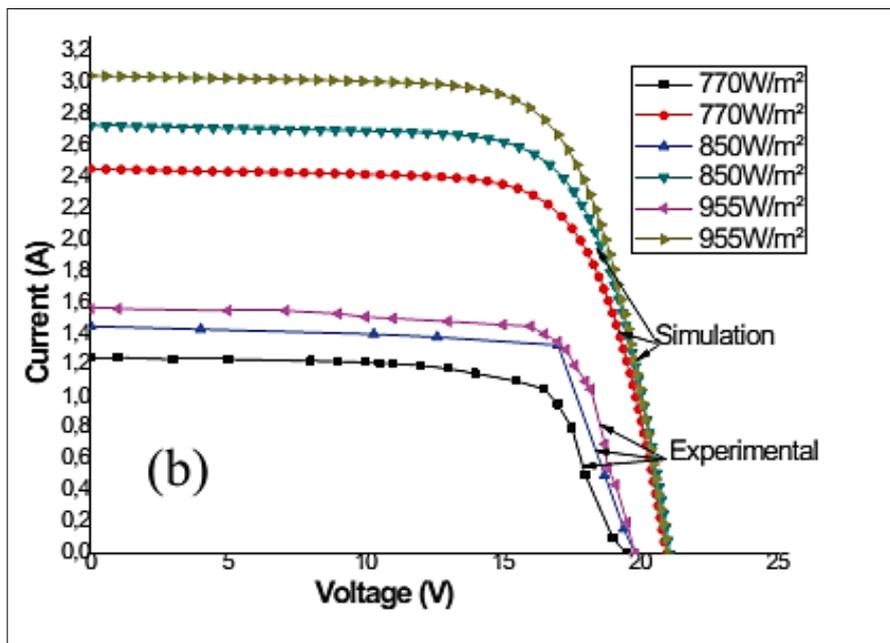
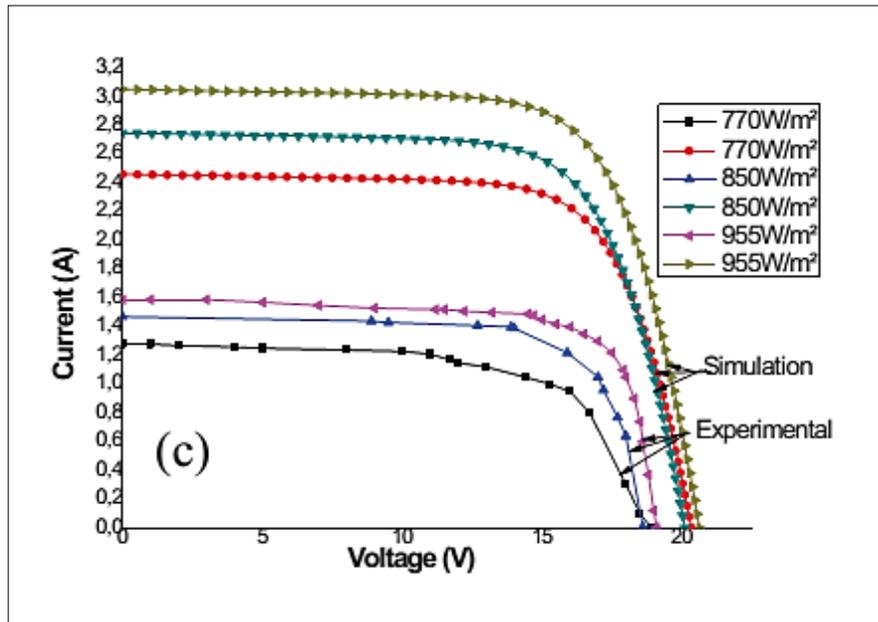


Figure III. 7: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 35 ° C



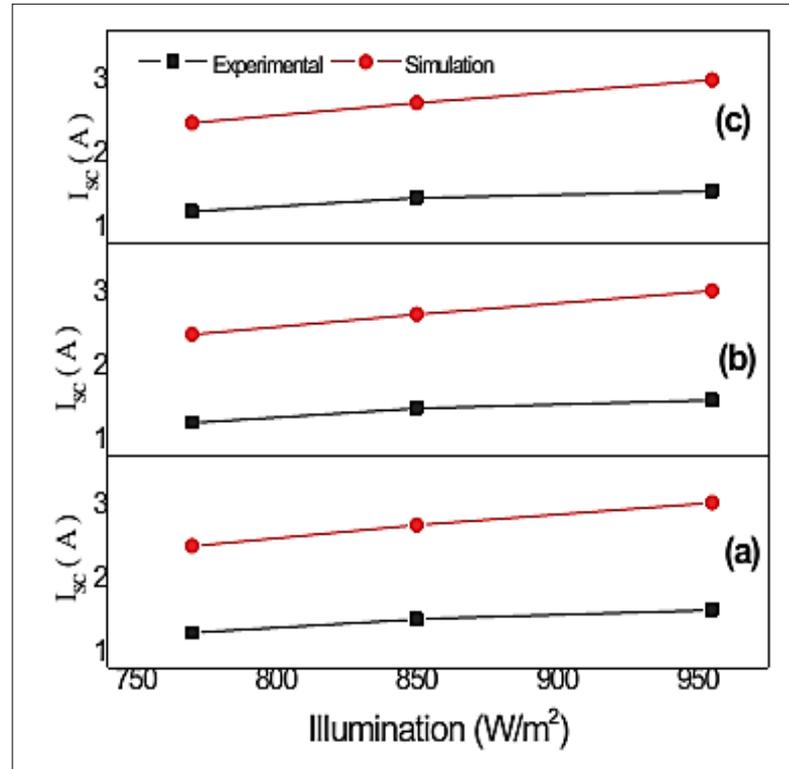
**Figure III. 8: Superposition des caractéristiques J-V du panneau PV en fonction de l'éclairement à une température fixée à 45 ° C**

Nous remarquons sur les Figures III.6, III.7, III.8 et III.9 que pour les deux types de rayonnement (lampes halogènes ou rayonnement solaire), contrairement aux valeurs de tension qui restent pratiquement constantes avec la variation du rayonnement, le courant de court-circuit augmente avec l'augmentation de l'intensité du rayonnement. Il est bien connu que cette amélioration a été attribuée à l'augmentation de la génération de paires électron-trou à la jonction de la cellule solaire, d'où une amélioration des performances du panneau solaire.

Toujours en ce qui concerne les courants, nous observons comme prévu que le courant fourni avec l'éclairage des lampes halogènes est plus petit que celui fourni par le panneau de l'éclairage dû à la différence d'intensité du spectre de rayonnement, plus faible pour les lampes halogènes que pour le soleil (voir Figure III.1); cette différence dans la distribution des spectres ayant une conséquence directe sur la quantité totale de paires électron-trou générées à la jonction de la cellule solaire.

Le comportement des différents paramètres fonctionnels du panneau en fonction des paramètres expérimentaux peuvent maintenant être déduit des caractéristiques J(V) des figures précédentes.

La figure III.9 montre la variation du courant de court-circuit ( $J_{SC}$ ) en fonction de l'éclairement incident dans la surface du panneau photovoltaïque à une température fixe est égale à 25 °C, 35 °C et 45 °C.



**Figure III. 9: Comportement du courant de court-circuit ( $J_{SC}=I_{SC}$ ) en fonction de l'éclairement à différent températures.**

Les différentes courbes  $J_{SC}$  en fonction de l'éclairement, Figure III.9. soulignent qu'il existe une relation proportionnelle entre  $J_{SC}$  et la distribution spectrale de la lumière. Une relation linéaire décrit le comportement  $J_{SC}$  avec illumination est donné par Bouzaki et al. dans Ref [7] :

$$I_{SC} = qG(L_n + L_p) \quad (III.2)$$

avec  $q$  la charge électrique égal à  $1.6 \cdot 10^{-19}$  eV,  $G$  est le taux de génération,  $L_n$  est la longueur de diffusion d'électron et  $L_p$  es la longueur de diffusion de trou. L'équation montre que  $J_{sc}$  dépend linéairement du taux de génération et de la longueur de diffusion, et donc confirme et explique clairement les résultats expérimentaux que nous avons obtenus.

Par ailleurs, concernant les tensions, nous remarquons dans ces caractéristiques  $J(V)$ , une légère dégradation de la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ) avec l'intensité de la lumière lorsque l'éclairement est assuré par les lampes halogènes, c'est-à-dire avec le panneau testé expérimentalement. Nous attribuons cette diminution à la dégradation des performances du panneau photovoltaïque en raison de l'effet de vieillissement de ce panneau (ce panneau est âgé de 4 ans). C'est une preuve de l'importance de la qualité de fabrication, de la cellule au panneau sur la durée de vie et influence sur l'efficacité dans le temps du module photovoltaïque.

### ***III.5.2. Influence de la température sur les performances d'un panneau photovoltaïque***

Dans cette section, nous avons considéré trois intensités de rayonnement d'illumination respectivement égales à  $770 \text{ W/m}^2$ ,  $850 \text{ W/m}^2$ ,  $955 \text{ W/m}^2$ , , fournies par les lampes halogènes à différentes distances du panneau et par simulation de la lumière du soleil. Pour chacune de ses intensités, nous avons étudié les caractéristiques  $J(V)$  du panneau solaire à différentes températures depuis l'ambiante, c'est à dire  $25^\circ\text{C}$  à  $45^\circ\text{C}$ . Les figures suivantes montrent la caractéristique  $J(V)$  d'un panneau en fonction des différentes températures d'environnement.

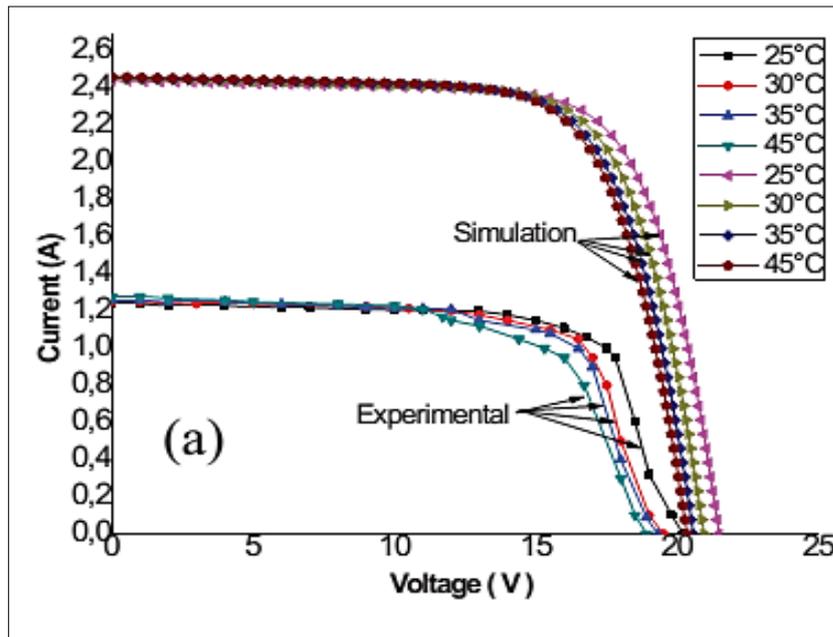


Figure III. 10: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à 770 W/m<sup>2</sup>

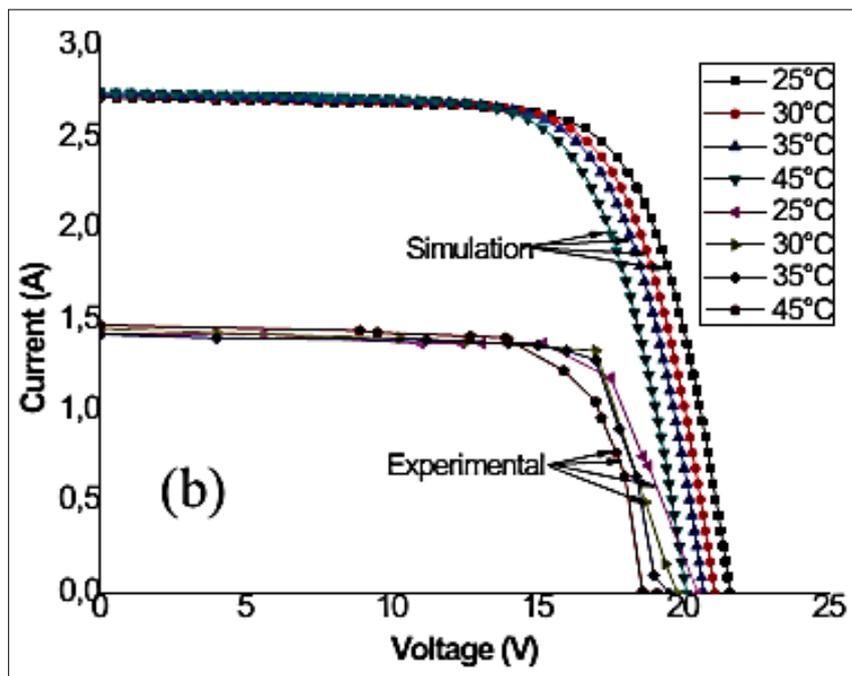
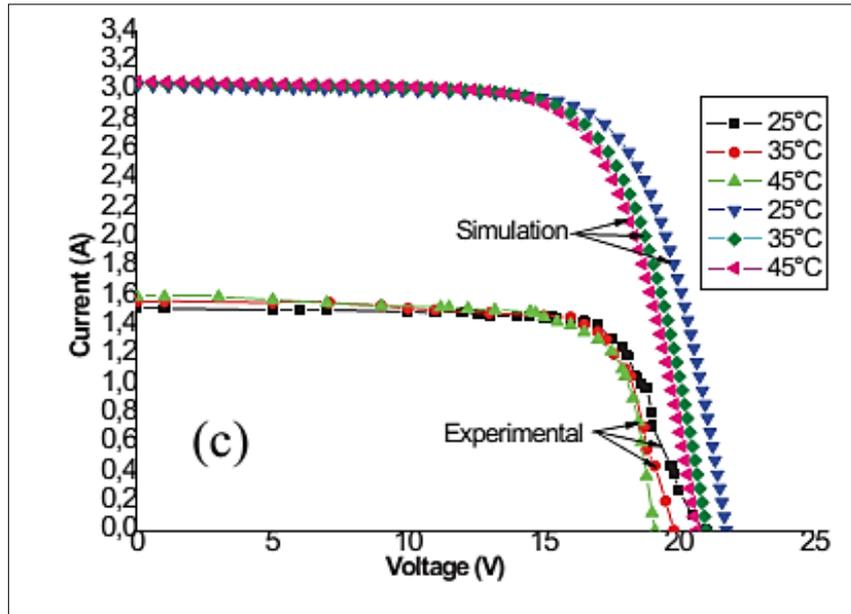


Figure III. 11: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à 850 W/m<sup>2</sup>

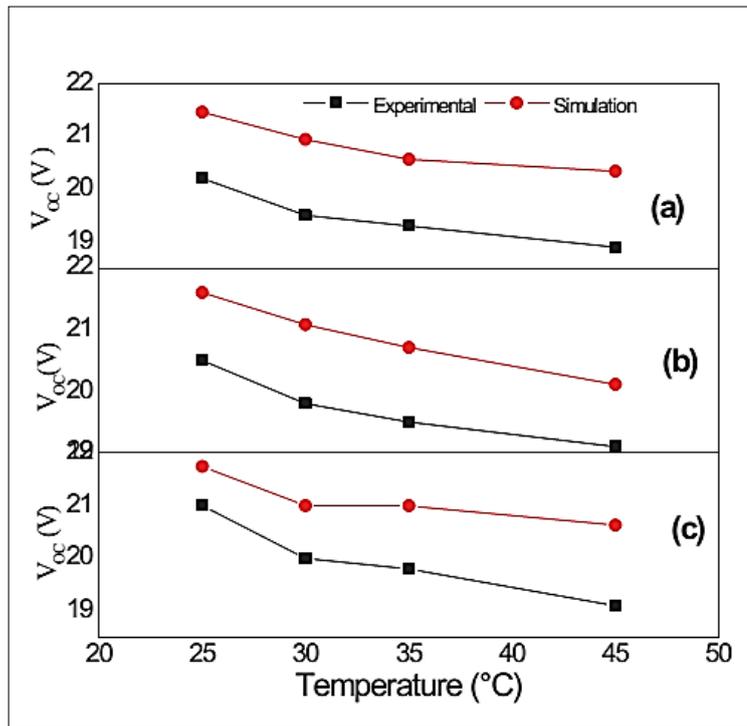


**Figure III. 12: Caractéristiques J(V) d'un panneau en fonction de différentes températures où l'intensité de rayonnement égale à  $955 \text{ W/m}^2$**

Les courbes expérimentales confirment que le courant de court-circuit reste quasi-constant que ce soit en éclairage naturel ou artificiel avec une légère diminution observée avec la variation de la température. Par contre et comme expliqué dans la section précédente,  $J_{sc}$  diminue lorsque le panneau est sous un éclairage artificiel par rapport aux valeurs obtenues avec l'illumination solaire, en lien direct avec l'amplitude de l'intensité lumineuse incidente sur le panneau.

Par contre, nous observons dans les Figures III.10, III.11, III.12 que  $V_{oc}$  diminue lorsque la température augmente. Ce phénomène est lié au fait que l'agitation thermique des porteurs de charge est importante au niveau atomique. En effet, une augmentation de la vibration électronique entraîne une augmentation du taux de recombinaison, et donc une diminution des valeurs de tension du panneau photovoltaïque.

Nous avons alors représenté dans la figure III.13 la tension en circuit ouvert en fonction de la température obtenues expérimentalement et par simulation pour un éclairage fixe égal à  $770 \text{ W/m}^2$ ,  $850 \text{ W/m}^2$ ,  $955 \text{ W/m}^2$ .



**Figure III. 13: Variation de la tension en circuit ouvert en fonction de la température pour différentes intensités de rayonnement.**

La relation entre  $V_{OC}$  et la température est décrite par Cai et al. dans Ref. [8] comme suit :

$$\frac{dV_{OC}}{dT} = - \left( V_{g0} - V_{OC} + \frac{\gamma kT}{q} \right) / T \quad (III.3)$$

avec  $V_{g0}$  la tension équivalente de la bande interdite de semi-conducteur à la température nulle absolue obtenue par une extrapolation linéaire.  $\gamma$  comprend des facteurs liés à la température déterminant la densité de courant de saturation inverse. Nous pouvons noter que l'équation indique clairement que le  $V_{OC}$  diminue presque linéairement avec l'augmentation de la température ce qui correspond bien aux observations que nous avons faites, reportées dans la figure III.13.

### **III.5.3. Influence des paramètres externes sur l'efficacité d'un panneau photovoltaïque**

Dans cette partie, nous analysons l'influence de la température et du rayonnement sur l'efficacité d'un panneau photovoltaïque. L'efficacité est le

rapport entre la puissance maximale ( $P_m$ ) et la puissance du rayonnement solaire qui atteint la cellule solaire. Les résultats sont donnés dans la table III.3.

Table III. 3: Efficacité du panneau photovoltaïque à intensité fixe égale à  $955 \text{ W/m}^2$

Température	Méthode	Rendement	Le rapport (sim/exp)
25°C	Experimentale	5.15%	53.3%
	Simulation	11.04%	
35°C	Experimentale	4.89%	53.9%
	Simulation	10.61%	
45°C	Experimentale	4.7%	53.6%
	Simulation	10.14%	

Dans la table III.3, nous remarquons que quelle que soit la température, la relation entre les efficacités expérimentales et théoriques est à un facteur égal proche de 53% que l'on peut considérer comme constant dans la marge des erreurs expérimentales estimées +/- 5% du fait des mesures de grandeurs électriques.

Dans un second temps, l'efficacité du panneau PV est évaluée en fonction de l'intensité du rayonnement à température fixe à 25 °C. Les résultats sont reportés dans la table III.4.

Table III. 4: Efficacité du panneau photovoltaïque à une température égale à 25 °C.

Illumination	Méthode	Rendement	Le rapport (sim/exp)
955W/m <sup>2</sup>	Experimentale	5.51%	50.3%
	Simulation	11.1%	
850 W/m <sup>2</sup>	Experimentale	5.43%	50.9%
	Simulation	11.06%	
770 W/m <sup>2</sup>	Experimentale	5.11%	51.8%
	Simulation	10.62%	

D'après le tableau III.4, nous remarquons également que ces facteurs obtenus entre les efficacités expérimentales et théoriques sont égaux à 51% aux erreurs expérimentales près. Ces rapports d'efficacité obtenus en considérant l'intensité du rayonnement sont comparables aux résultats rapportés dans la table III.3 lorsque l'on considère la variation de la température.

### **III.6. Conclusion**

Basée sur des résultats expérimentaux et l'analyse associée, cette étude a permis de formaliser la méthodologie de test d'un panneau PV standard sous lampe artificielle et de faire le lien avec la caractérisation possible d'un panneau sous rayonnement naturel. Dans cette contribution, les performances et la fiabilité du panneau solaire ont été analysées en considérant la variation de l'intensité d'irradiation pour différentes températures d'environnement permettant de considérer les conditions de fonctionnement réelles d'un panneau. En particulier, nous avons montré expérimentalement et par simulation que le courant  $J_{sc}$  évolue avec l'irradiation. Nous avons également montré expérimentalement et par simulation que la tension  $V_{OC}$  diminue avec l'irradiation. Ces résultats confirment nos propres résultats de simulation sous un éclairage solaire naturel et les résultats de la littérature.

### REFERENCES DU CHAPITRE III

[1] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europa>

[2] R. Gottschalg, D. G. Infiel, M. J. Kearney, «Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells ». Solar Energy materials and solar cells;79(4):527-537, 2003.

[3] M. Hankins, «Stand alone solar electric systems: the earth scan expert handbook for planning, design and installation». Routledge, 2010.

[4] P. Burgess, « Variation in light intensity at different latitudes and seasons, effects of cloud cover, and the amounts of direct and diffused light». In Forres, UK: Continuous Cover Forestry Group, 2009.

[5] H. Sabahi, A. A. Tofigh, I. M. Kakhki, H. Bungypoor-Fard, «Design, construction and performance test of an efficient large scale solar simulator for investigation of solar thermal collectors». Sustainable Energy Technologies and Assessments;15:35-41, 2016.

[6] Y. Dong. « Analyse spectrale des mécanismes de propagation et de dissipation de la turbulence dans les plasmas de vent solaire et de tokamaks ». Doctoral dissertation, Ecole Polytechnique, 2014.

[7] M. M. Bouzaki, M. Chadel, B. Benyoucef, P. Petit, M. Aillerie. «Simulation of the outdoor energy efficiency of an autonomous solar kit based on meteorological data for a site in Central Europa». AIP Conf. Publish;1758: 030049, 2016.

[8] X. Cai, S. Zeng, X. Li, J. Zhang, S. Lin, A. Lin, B. Zhang. « Effect of light intensity and temperature on the performance of GaN-based pin solar cells ». International Conference Electrical and Control Engineering;1535-1537, 2011.

## **CHAPITRE IV:**

# **ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDE AU RESEAU ET SIMULE PAR LE CODE PVSYST**

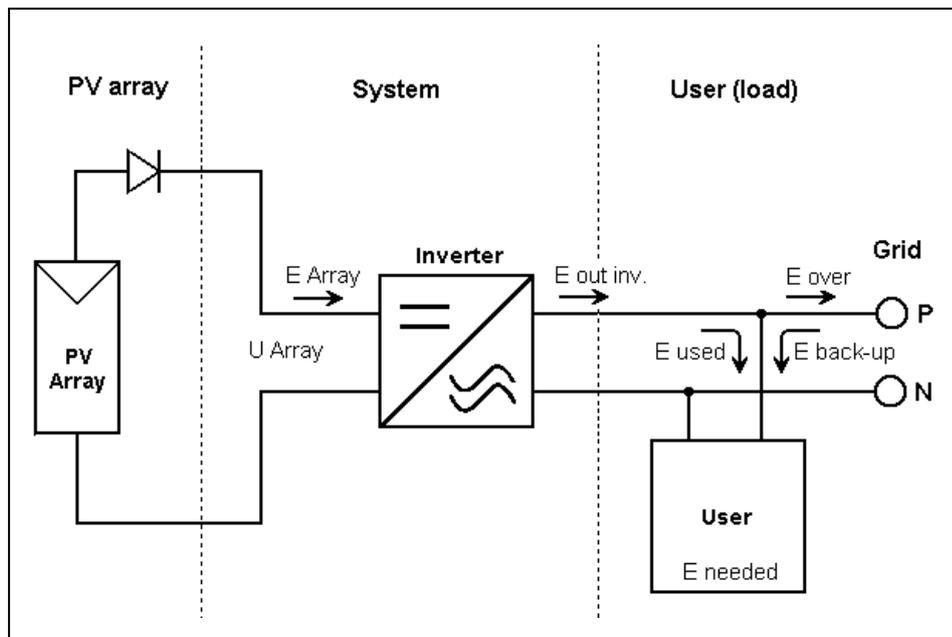
### **IV.1. Introduction**

Dans notre approche globale de la production d'énergie à partir d'une source photovoltaïque, il nous a paru important d'étudier de façon originale par simulation le comportement d'un système photovoltaïque raccordé à un réseau de distribution électrique.

Dans ce chapitre, nous allons dimensionner une centrale PV connectée au réseau au site de Tlemcen-Algérie à l'aide d'un code de dimensionnement PVSYST. PVSYST est un logiciel de dimensionnement des installations PV qui permet d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie.

Les résultats de cette étude qui sont présentés maintenant dans ce chapitre, ont été obtenus chronologiquement après l'optimisation de la source que nous avons présentée dans le chapitre précédent. Grâce à la maîtrise que nous avons acquise dans l'optimisation des paramètres de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque indépendamment de son mode de distribution de l'énergie produite, autonome ou connecté au réseau, nous pouvons maintenant pleinement analyser le système complet et connecté. Pour cette étude, basée sur de la simulation, il était important de considérer une situation expérimentale dans un cas concret et réel.

Nous avons alors considéré un panneau photovoltaïque standard largement commercialisé et également choisi d'effectuer l'étude quantitative d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau. Nous avons effectué l'analyse d'un tel système à l'aide du logiciel PVsyst. La figure IV. 1 montre le schéma équivalent.

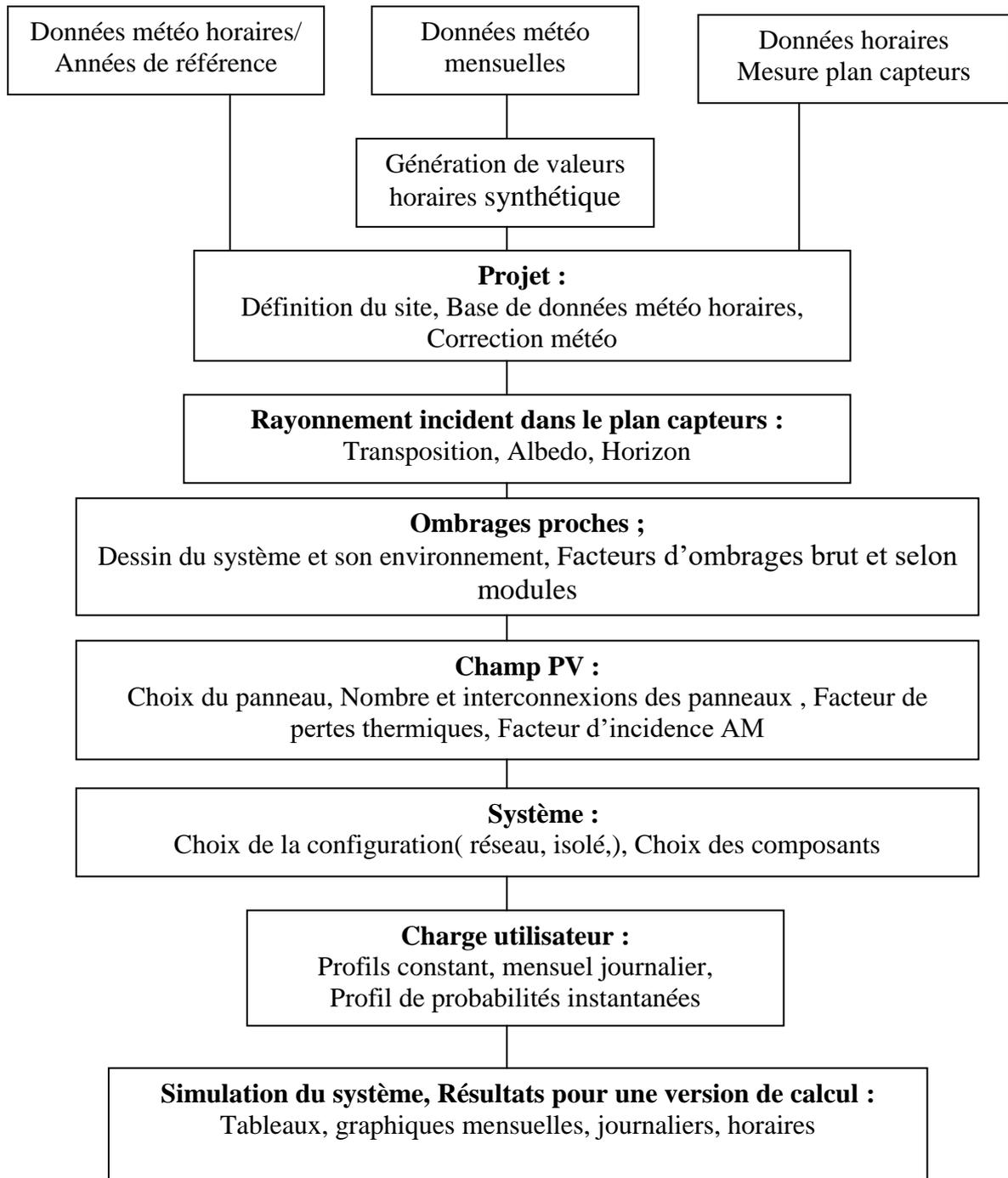


**Figure IV. 1 : Le schéma équivalent d'un système PV raccordées au réseau.**

#### **IV.2. Le code de simulation PVsyst**

Une des difficultés majeures de la production d'électricité à l'aide d'une centrale photovoltaïque est son caractère aléatoire et discontinu. En effet, en plus de l'alternance jour-nuit et donc de la discontinuité de la production photovoltaïque, beaucoup de paramètres tels que la météo, la situation géographique, l'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires peuvent, pour un système donné, fournir des résultats très différents.

Pour modéliser au mieux la production énergétique d'une centrale photovoltaïque en prenant en compte ces paramètres aléatoires et fluctuants avec une très grande amplitude, nous utiliserons le logiciel PVsyst. Le processus de simulation de PVsyst (figure IV.2) modélise le comportement du système et l'ensemble des perturbations pour chaque heure de fonctionnement, à partir des données d'entrée, c'est-à-dire de l'énergie disponible définie par la base météo [1].



**Figure IV. 2: Diagramme de principe du logiciel PVSyst. [1,2 et 3]**

### **IV.3. Récupération des données météorologiques**

Nous avons choisi comme site la Wilaya de Tlemcen. Elle se situe à l'ouest de l'Algérie (Figure IV.3). Les coordonnées géographiques de la ville de Tlemcen, au centre de la wilaya [4,5] sont Longitude  $1.315^\circ$  et Latitude  $34.87^\circ$ . L'irradiation mensuelle moyenne sur le site de Tlemcen [4,5] obtenu et considéré

comme paramètres d'entrée pour notre simulation avec PVSyst est donné par la table IV. 1.

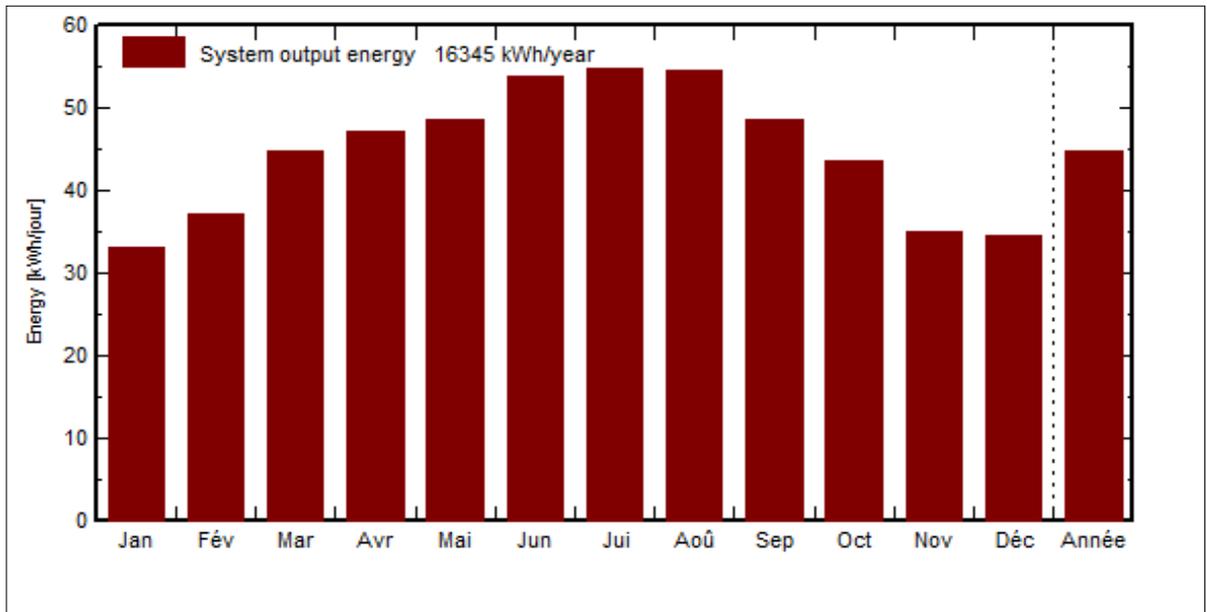


**Figure IV. 3: Position de Tlemcen sur la carte de l'Algérie.**

Table IV. 1: L'irradiation et la température mensuelle moyenne sur le site de Tlemcen.

Mois	Flux global (kWh/m <sup>2</sup> /jour)	Température (°C)
Janvier	2.71	9.4
Février	3.56	10.3
Mars	4.7	13.1
Avril	5.66	14.9
Mai	6.45	18.8
Juin	7.53	23.6
Juillet	7.54	26.5
Août	6.84	26.5
Septembre	5.38	22.6
Octobre	4.18	19
Novembre	2.97	13.5
Décembre	2.66	10.4

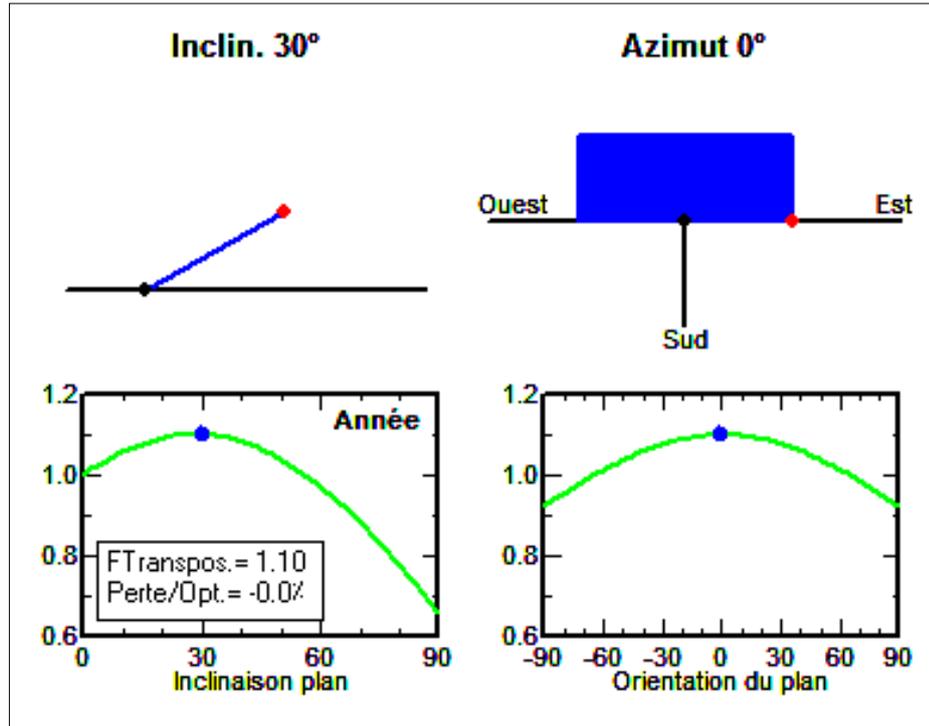
Bien que dans le dimensionnement d'une installation photovoltaïque, il soit nécessaire de considérer l'irradiation maximum. Les résultats de pré-dimensionnement donnent l'énergie cumulative annuelle de sortie du système égale à 16345 kWh/an, comme la montre la figure IV.4.



**Figure IV. 4 : L'énergie annuelle sortie du système.**

#### **IV.4. Orientation du champ de panneaux**

Afin de capter le maximum d'ensoleillement, l'orientation des panneaux solaires doit être optimale [6]. Pour notre cas, les panneaux sont posés sur des structures fixes avec une orientation plein sud et une inclinaison de  $30^\circ$  qui est une orientation proche de la valeur de la latitude et donc assurant une orientation des panneaux quasi-perpendiculaire aux rayons du soleil à 12h en heure universelle. Comme il est présenté dans la figure IV.5. Pour les besoins de la simulation, le programme établit une grille de facteurs d'ombrage selon la position (hauteur et azimut) du soleil. Nous avons rapporté sur un diagramme hauteur/azimut, les courbes d'iso-ombrage ce qui donne visuellement une bonne idée de la situation en fonction des périodes de l'année. Naturellement, pour notre étude nous avons choisi le système sans ombrage.



**Figure IV. 5: Orientation du champ PV**

#### **IV.5. Caractéristiques J(V) et P(V) du module photovoltaïque**

Dans un premier temps, des cellules solaires pour installations photovoltaïques sont assemblées en série et parallèle sous forme de panneaux photovoltaïques afin d'obtenir respectivement les niveaux de tension et de courant souhaités. Dans le cas du panneau photovoltaïque AC-150P Axitec (pour rappel : ces panneaux sont constitués par une seule rangée (string),  $n_p=1$  de  $n_s= 44$  cellules produisant un courant de court-circuit égal à  $J_{SC}=7.23A$ ). Le logiciel PVsyst donne les caractéristiques J(V) et P(V) à flux variable tels que montrés dans les figures IV.6 et IV.7, respectivement.

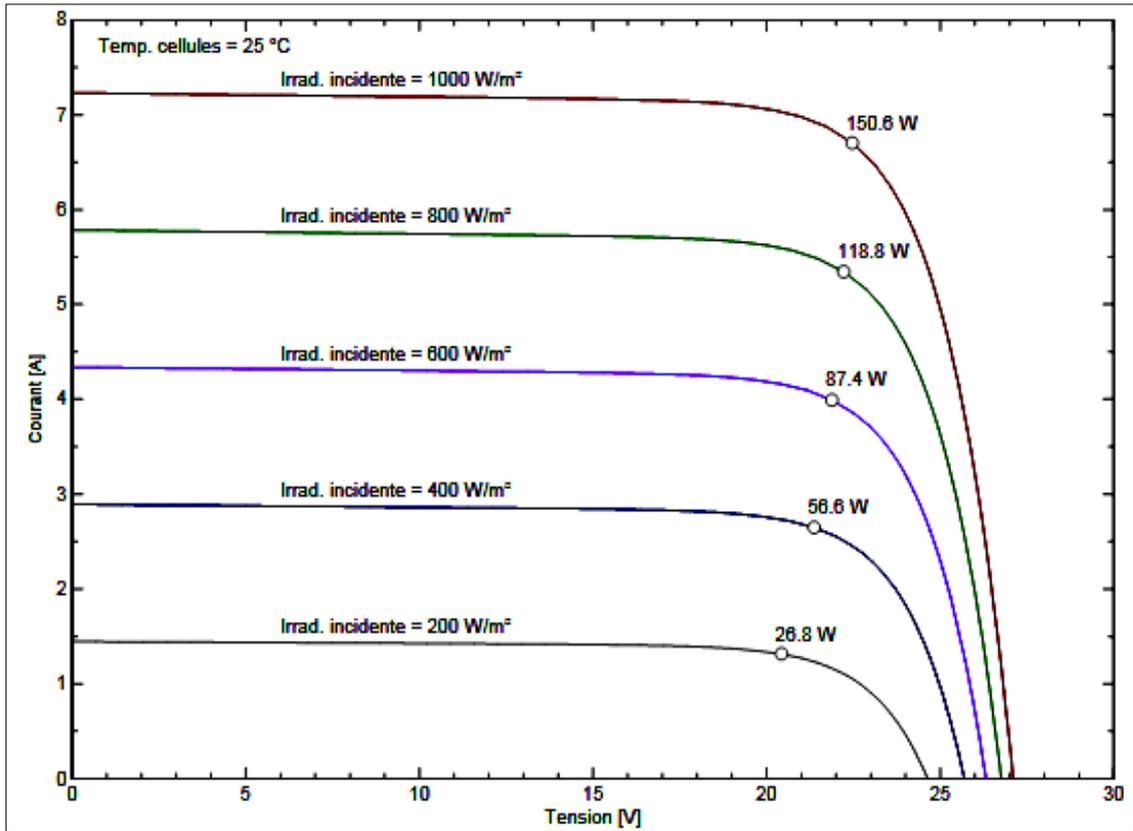


Figure IV. 6: Caractéristiques J(V) sous diverses intensités d'irradiation

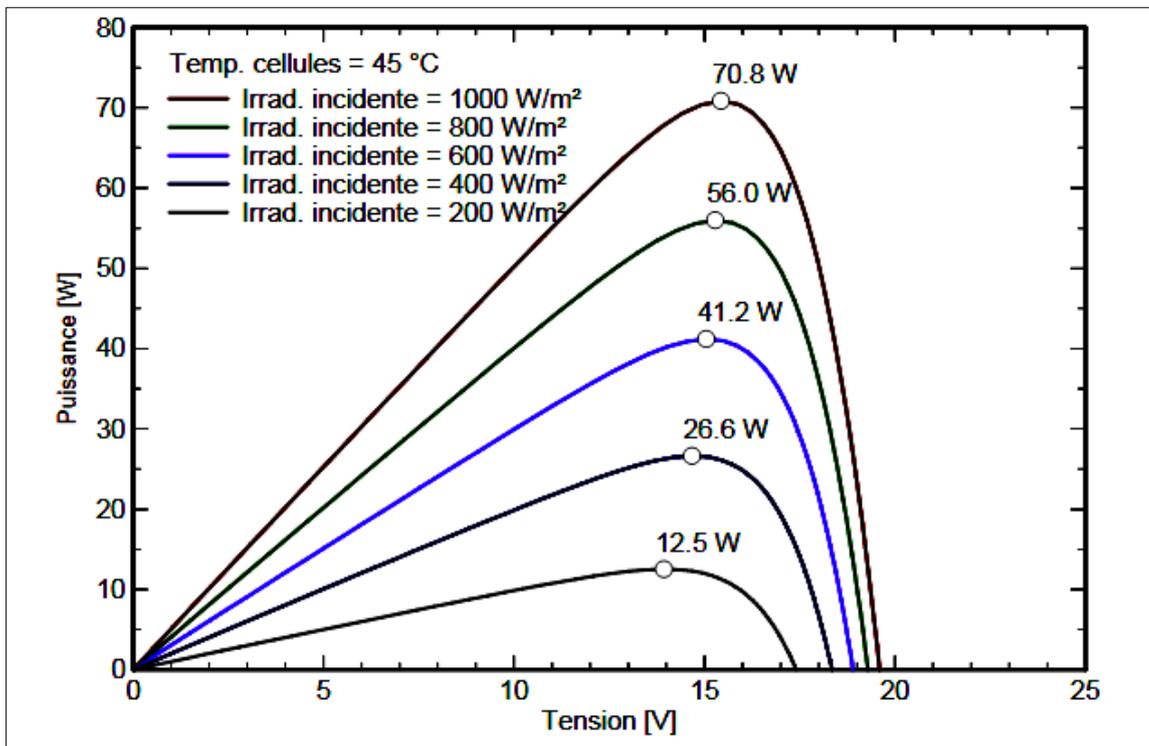


Figure IV. 7: Caractéristiques P(V) sous diverses intensités d'irradiation

#### IV.6. Choix de l'onduleur

Les qualités recherchées pour un onduleur est qu'il doit produire que très peu d'harmoniques additionnelles, il doit pouvoir s'accorder sur la fréquence du réseau et doit posséder une déconnexion automatique en cas de problème en amont [7], c'est à dire provenant de la source ou aval, c'est à dire provenant du réseau ou de la charge. Il doit respecter les normes en vigueur est tenir compte des exigences des compagnies d'électricité (surveillance de la tension et fréquence...etc.) [7,8].

Ces onduleurs génèrent leur signal alternatif en utilisant le réseau comme de signal de synchronisation généralement en utilisant le passage à zéro du réseau pour se synchroniser. Ils sont également généralement dotés d'un transformateur, afin d'établir une séparation galvanique avec le réseau bien que certains onduleurs soient conçus sans transformateur afin d'obtenir un rendement plus élevé [9].

Dans notre étude, le choix de l'onduleur a été fait de façon à optimiser et faciliter la maintenance assurant une grande homogénéité des équipements.

Afin de prévoir l'utilisation des onduleurs commerciaux à haut rendement, et avec un bon rapport qualité/prix, nous avons partitionné le champ photovoltaïque en sous-champ d'une puissance maximum de 4.9 kWh. Ceci nous a permis de choisir un onduleur de puissance nominale de 4.84 kW de référence PVMate 4600 MS. Ces caractéristiques sont fournies dans la table IV.2

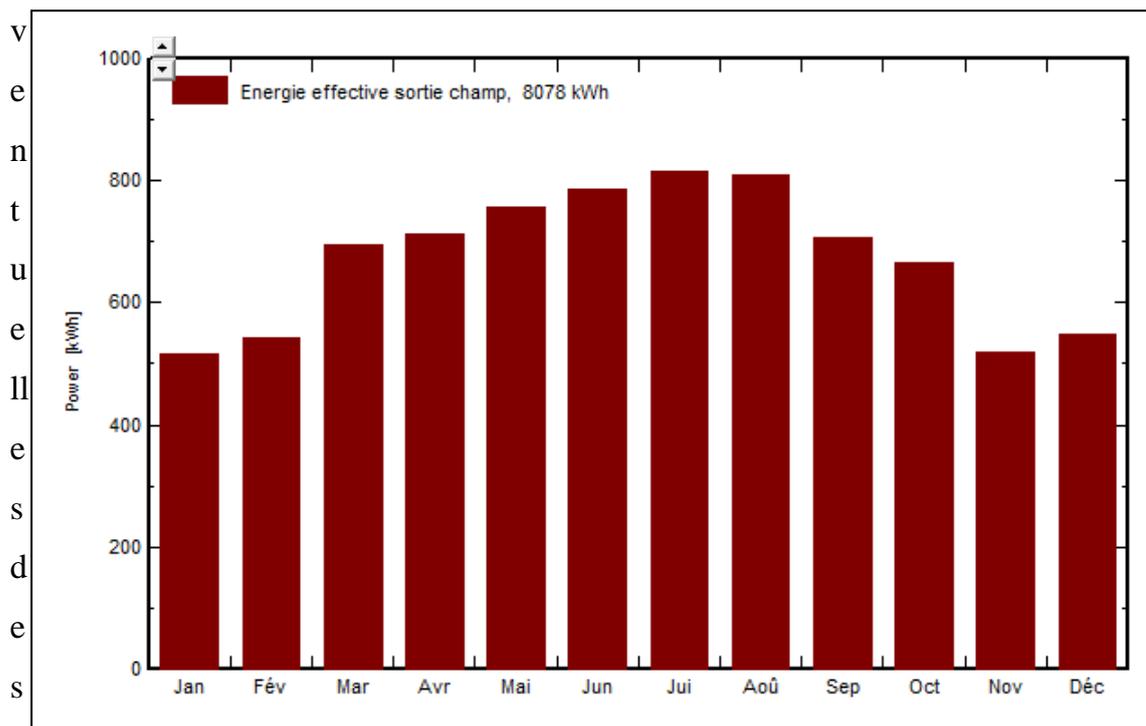
Table IV. 2 : Caractéristiques de l'onduleur.

Modèle de l'onduleur	PVMate 4600 MS
Tension MPP minimal	100
Tension MPP maximal	450
Puissance seuil	23
Monophasé	/
Efficacité maximale	96%

#### IV.7. Energie produite par le système photovoltaïque

Le système photovoltaïque proposé est composé principalement d'un onduleur de 3 MPPT, de 33 modules photovoltaïques sous une puissance nominale 5 kW<sub>c</sub>.

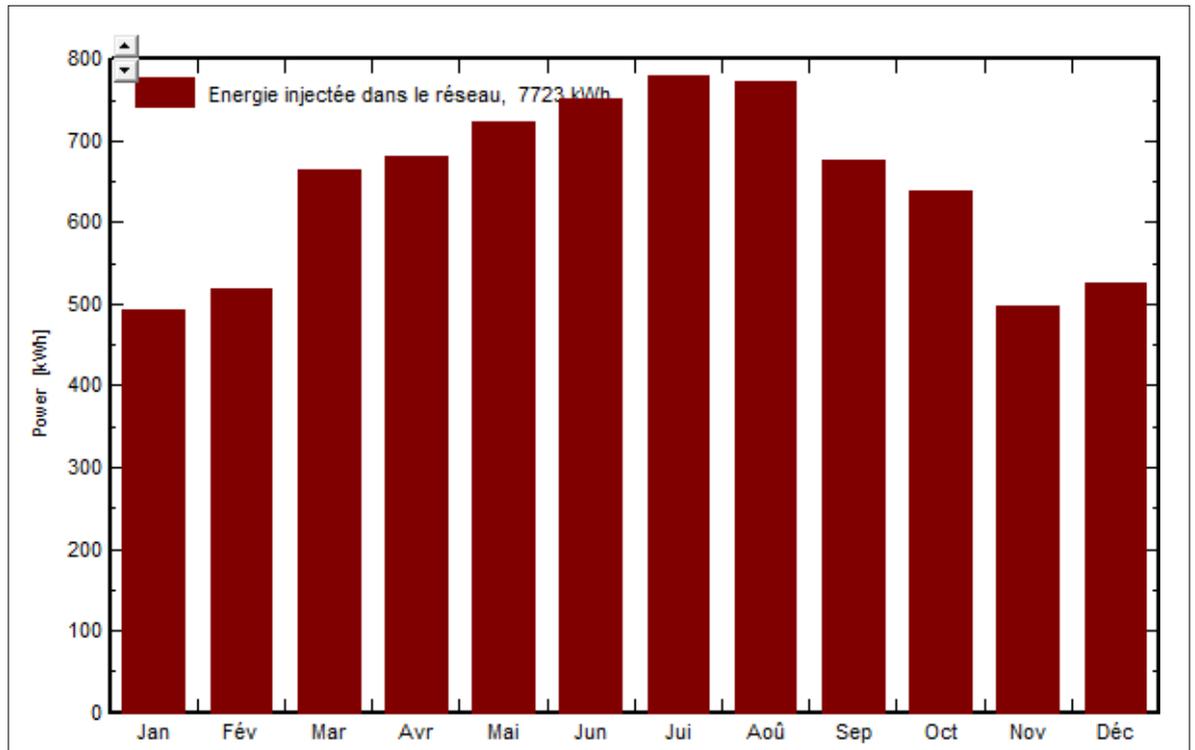
Dans cette simulation, nous nous intéressons particulièrement à l'optimisation de l'énergie produite par le système en considérant de possibles diminutions



perdes qui peuvent apparaître dans le processus de production.

**Figure IV. 8:L'énergie effective sortie du champ.**

D'après la figure IV.8, on remarque que l'énergie à la sortie de champs PV varie en fonction du temps et ceci est dû à la variation de l'éclairement (irradiation incidente) et aussi au changement de la température ambiante et par conséquence la température de la cellule. On peut noter que le maximum de l'énergie est produit pendant le mois de juillet (environ 800kWh) et le minimum correspond au mois de janvier (environ 500kWh) et ceci est dû à l'influence de l'irradiation incidente et la température ambiante.



**Figure IV. 9: L'énergie injectée dans le réseau durant l'année.**

Concernant l'énergie injectée dans le réseau, Figure. IV.9, la centrale dimensionnée va fournir une énergie moins que celle qui a été produite par le champ de panneaux PV. Cette réduction de l'énergie (due aux pertes dans l'onduleur et aussi du câblage) conduit à une perte dans la puissance injectée au réseau. Malgré ces pertes d'énergie, notre centrale PV produit une énergie importante surtout pendant l'été (750kWh en mois de juillet).

#### **IV.8. Conclusion**

Cette étude, nous a permis de simuler un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution national en prenant en compte tous les aspects liés à la situation géographique, et à la technologie du système avec principalement l'étude des pertes aux différents étages du générateur complet.

Nous avons présenté dans ce chapitre uniquement les résultats les plus pertinents et significatifs des études que nous avons effectuées dans cette simulation. En effet, nous avons réalisé plusieurs simulations avec différents systèmes. Celles-ci ont permis de faire une estimation de l'énergie qu'il est possible d'injecter dans le réseau et des éventuelles pertes qui apparaissent dans

le processus de génération et conversion. A partir de cette étude, il est alors possible d'envisager la rentabilité d'un tel système lorsqu'il est installé dans la wilaya de Tlemcen.

## REFERENCES DU CHAPITRE IV

- [1] A. Mermoud, et B. Wittmer, « PVSYST user's manual ». Satigny, Switzerland: PVSyst SA, 2014.
- [2] M. M. Bouzaki, « Etudes comparées et modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques en vue du dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques ». Thèse de doctorat, 2017.
- [3] M. Chadel, B. Benyoucef, M. Aillerie, « The Right Solution for a Photovoltaic Installation to a Remote Site ». In : 6th International Conference on Advanced Materials Research (ICAMR 2016): Key Engineering Materials. 2016.
- [4] M. Chadel, « Dimensionnement d'un système de pompage éolien d'eau potable pour les sites de Tlemcen et d'Adrar ». Thèse de Master, 2012.
- [5] A. Chadel. « Modélisation et optimisation d'un système hybride photovoltaïque-éolien de puissance moyenne en vue d'alimenter une petite communauté ». Thèse de Master, 2012.
- [6] P. Petit, A. Zegaoui, J. P. Sawicki, M. Aillerie, J. P. Charles, « New architecture for high efficiency DC-DC converter dedicated to photovoltaic conversion ». Energy Procedia, vol. 6, p. 688-694, 2011.
- [7] H. Mekerbeche, B. Azoui, M. Chabane, « Etude d'une puissance solaire photovoltaïque de 100kWc pour application dans une zone semi aride ». Master en maîtrise des énergies, 2012.
- [8] E. Gaddour, A. Sallem, D. Mouelhi, « Optimisation des Installations PV par l'Algorithme d'Optimisation par Essais Particulaires ».
- [9] D. Saheb-koussa, M. Belhame et K. Benferhat, « Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (Eolien photovoltaïque diesel) de production d'électricité sans interruption ». Afrique Science: Revue Internationale des Sciences et Technologie, vol. 5, no 1, 2009.

## **CHAPITRE V : PHYSIQUE ET APPLICATIONS DU CZTSSE : ETAT DE L'ART**

### **V.1 Introduction**

Le secteur des énergies renouvelables continue à susciter de la part des chercheurs un grand intérêt ; en particulier la technologie photovoltaïque ne cesse de croître grâce au développement de nouvelles techniques de fabrication et à l'amélioration de la conversion en efficacité des cellules solaires. Le coût élevé des cellules solaires est principalement dû à la technologie en couche épaisse des cellules consommant une grande quantité de matière et dû également aux processus de fabrication basés sur des techniques compliquées et très chères. Une des alternatives envisagées pour baisser le prix de revient d'une cellule est la cellule solaire en couches minces. Son principal avantage est la plus faible consommation de matériau. Le problème cependant avec cette technologie est que les premières cellules solaires en couches minces, celles des filières CdTe et CIGS sont faits d'éléments rares et toxiques (Te, Cd, Ga, In, Se) [1-3]. Face à cette problématique, des mesures devront être prises pour contrecarrer les inconvénients de la rareté et de la toxicité des composants afin de produire des cellules solaires à bas coût respectant l'environnement. Le matériau quaternaire à base de cuivre, zinc, étain et soufre, plus connu sous l'appellation CZTS est l'une de des pistes de progrès envisagées.

Parmi les matériaux de la famille CZST, nous nous sommes intéressé au CZTSSe ayant permis le développement de nouvelles cellules solaires depuis les années 1997 [3]. Néanmoins, les rendements de conversion des dispositifs photovoltaïques à base de CZTSSe reste faible en laboratoire. Mais, récemment, une équipe de scientifiques d'IBM a établi un nouveau record de rendement pour des cellules photovoltaïques en couche mince, tentant ainsi de relancer l'intérêt pour cette technologie [4]. Les derniers essais de cellule CZTSSe ont permis d'atteindre un niveau de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique de 12.6% en 2013 par Wang et son équipe.

Bien qu'une cellule de CZTSSe soit constituée d'au moins 6 matériaux différents, c'est principalement la compréhension et l'amélioration des propriétés du matériau absorbeur qui sont au cœur des progrès réalisés. L'utilisation de substrats métalliques à la place du verre constitue un véritable challenge additionnel.

C'est pour toutes ses raisons que nous avons développé ces études et que nous décrivons, dans ce chapitre, l'état actuel des connaissances dans le domaine des cellules à base de CZTSSe, ainsi que celui qui est propre aux dispositifs sur substrats métalliques.

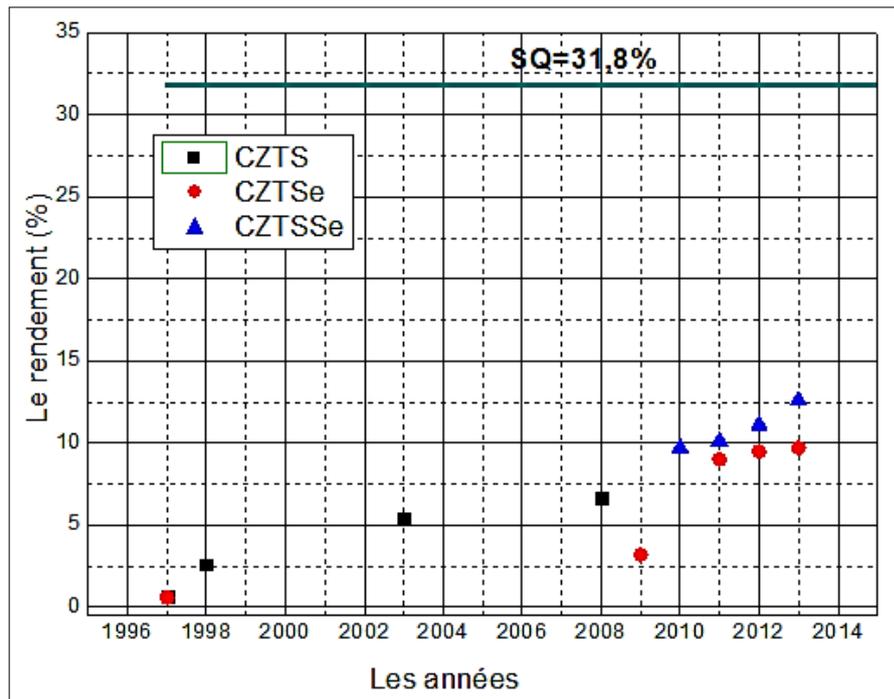
## **V.2 L'histoire de la cellule solaire CZTSSe**

La première cellule solaire CZTSSe a été réalisée en 1997 par Katagiri et al. [4]. Ils ont construit la première cellule solaire CZTS pure d'un rendement quantique égal à 0,66%. Dans cette première cellule, l'absorbeur CZTS avait été placé dans une hétérojonction avec le tampon CdS avec du Mo et ZnO: Al utilisé pour les contacts arrière et avant. L'absorbeur de CZTS avait été préparé par un procédé de sulfuration en deux étapes à partir de précurseurs de Cu / Sn / Zn déposés par électrolyse. Cette équipe de Katagiri a ensuite établi un nouveau record égal à 2,62% en 1998 [5]: il s'agit du premier résultat signalé pour la sulfuration en deux étapes avec des précurseurs déposés sous vide. De nouveaux enregistrements ont été établis à la suite de l'optimisation du procédé de sulfuration (un rendement de 5,4% en 2003) également réalisé par cette équipe [6]. En particulier, elle a découvert comment graver les oxydes métalliques restants sur la surface de l'absorbeur à la fin du processus de recuit ce qui a permis d'obtenir un rendement de 6,7% en 2008 [7]. En parallèle, en 1997, Friedlmeier et al. ont rapporté un rendement de 0,6% obtenu sur des films analogues de CZTSe de sélénure fabriqués sous vide [8]. En 2009, l'efficacité de la cellule CZTSe était passée à 3,2% grâce aux travaux de Zoppi et al. [9]. Cet enregistrement a été rendu possible car pour la première fois, des chalcogènes mélangés sont introduits dans l'alliage formant le composé CZTSSe. Par la suite, Mitzi et al. chez IBM ont rapporté un rendement de 9,7% de cellules solaires

CZTSSe en utilisant une approche de résolution de particules hybrides [10]. Les couches d'absorption de CZTSSe pour ces dispositifs ont été déposées en utilisant une approche en deux étapes où les précurseurs sont dissous dans de l'hydrazine et revêtus par centrifugation sur du verre mocassé suivi d'un recuit. En 2010, le groupe Agrawal de l'université Perdue (USA) a introduit pour la première fois du germanium dans l'alliage formant un nouveau matériau CZTSGe et conduisant à un rendement de 8,4% [11]. Dans les deux années qui ont suivi, soit en 2011-2012, Todorov et al. ont poussé le rendement à 10,1% et à 11,1% en utilisant la méthode des particules hybrides [12,13]. En 2012 Repins et al. ont établi un nouveau record pour CZTSe co-évaporé atteignant 9,5% [14]. En 2013, Kato et al. et Brammertz et al. ont atteint des rendements de 9,2% en co-pulvérisation et 9,7% en co-évaporation de CZTSe [15,16]. De nos jours, le record mondial d'efficacité pour les cellules solaires CZTSSe atteint 12,6% et a été réalisé par une équipe d'IBM Watson en 2013 [17].

Par ailleurs, il est à noter que la meilleure efficacité pour les cellules solaires à base de CZTSSe que l'on peut espérer atteindre correspond à la valeur théorique maximale égale à 32,8% telle que définie par la limite de Shockley-Queisser (SQ) [18]. Nous voyons ainsi qu'une marge de progrès est théoriquement possible pour atteindre cette valeur et que ceci peut fortement inciter à continuer à travailler sur ce type de matériau et cellule.

L'évolution de l'efficacité de conversion des cellules solaires CZTSSe est résumée à la figure V.1.



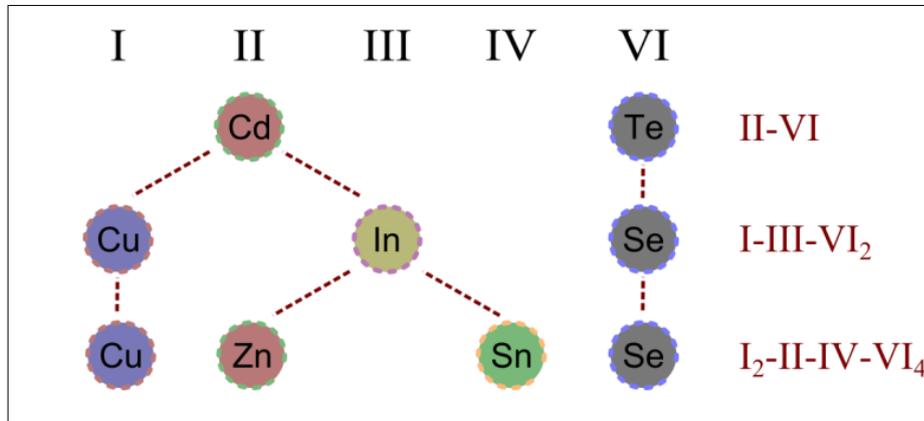
**Figure V. 1 : L'évolution de l'efficacité de conversion des cellules solaires CZTSSe**

### V.3 Définition des semi-conducteurs composés CZTSSe

Un semi-conducteur composé est un corps formé à partir des éléments chimiques différents et qui sont dans des groupes différents dans le tableau des éléments périodiques tel que défini par Mendeleïev.

Au cours de ces dernières années, de nombreuses recherches théorique ont été réalisées afin de prédire le mécanisme de formation et les propriétés physiques des matériaux semi-conducteurs composés, tels que les éléments binaires CdTe, et GaAs, les éléments ternaires CIS, les éléments quaternaires CIGS, CZTS, le CZTSe, etc... Les composés binaires comme CdTe adoptent une structure zinc blende cubique dans laquelle se trouvent deux cristaux cubiques inter-pénétrants centrés sur la face [19]. Les alliages semi-conducteurs ternaires I-III-VI<sub>2</sub> comme le CIS peuvent être construits en remplaçant l'atome du groupe II par deux atomes des groupes I et III [20]. En respectant toujours la règle des octets, il est possible de diviser le composé ternaire I-III-VI<sub>2</sub> en remplaçant deux atomes du groupe III par deux atomes respectivement des groupes II et IV, formant des semi-conducteurs I<sub>2</sub>-II-IV-VI<sub>4</sub>. Ainsi, la formation de composés I<sub>2</sub>-II-IV-VI<sub>4</sub>

comme CZTSSe peut être obtenue à partir d'un semi-conducteur II-VI par remplacement séquentiel de cations dans lesquels la règle d'octet et la charge totale reste neutre comme il est présenté dans la figure V.2.

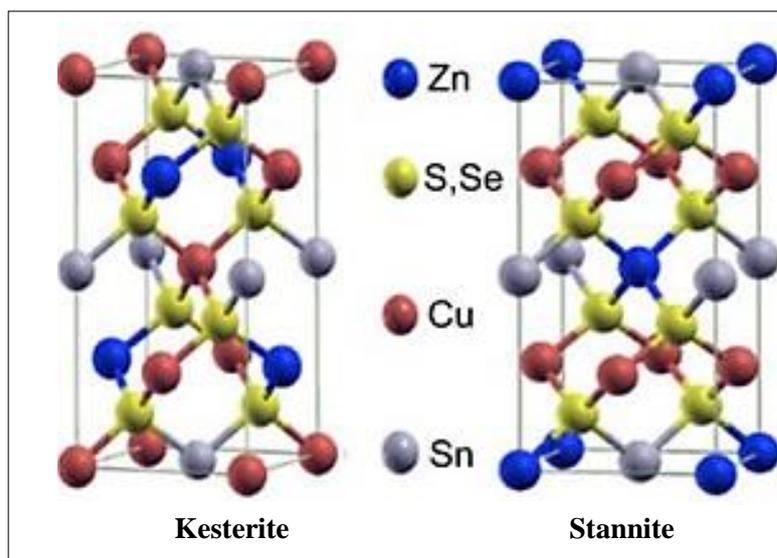


**Figure V. 2: Les familles de semi-conducteurs dont le CZTSSe est issu**

La composition des composés quaternaires dans un diagramme de phase peut être assez complexe à représenter. Puisque chaque élément peut en principe être modifié indépendamment des autres, il faut être très prudent quand on utilise des termes tels que «pauvres en Cu», «riches en Zn», etc..., qui sont communément employés pour décrire des films CZTSSe. Ces termes sont intelligibles lorsqu'une seule composante varie, mais lorsque deux ou plusieurs composants s'écartent de la stœchiométrie, la terminologie peut être trompeuse.

#### V.4 Description de structure cristalline de CZTSSe

CZTSSe cristallise dans une structure Kesterite (groupe d'espace  $\bar{I}4$ , ou Stannite (groupe d'espace  $\bar{I}42m$ ). Théoriquement, Kesterite et Stannite sont deux structures tétraogonales dérivées de la structure Sphalérite que l'on trouve en deux formes, stable et instable [20-22].



**Figure V. 3: Structures cristallines du  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}, \text{Se})_4$ .**

Les anions dans ses deux structures suivent un arrangement de type cubique compact où les cations occupent la moitié de sites tétraédrique. De ce fait, les deux structures sont liées mais de différents groupes d'espace selon l'ordre d'empilement des cations  $\text{Cu}^+$ ,  $\text{Zn}^{2+}$ , et  $\text{Sn}^{4+}$  (figure V.3). [23]

Dans la réalité, l'arrangement des atomes dans la structure Kesterite peut ne pas suivre cet ordre d'empilement, et dans cette structure certaines modifications peuvent donner naissance à d'autres groupes d'espaces,  $P\bar{4}2c$ ,  $P\bar{4}2_1c$  et  $P2$ . [24]

La structure Kesterite est celle que l'on retrouve le plus souvent et qui est utilisée dans sa forme stable. Néanmoins, un débat existe quant à la possibilité d'obtenir la phase Stannite notamment pour des échantillons non-stœchiométriques. Finalement, au cours de ce travail, nous allons nous intéresser particulièrement à la structure Kesterite parce qu'elle est la plus courante et la plus stable.

Les matériaux de CZTS et CZTSSe sont caractérisés par des paramètres de réseau présentés dans la Table V.1.

Table V. 1: Paramètres de réseau des matériaux de CZTS et CZTSSe.

Matériaux	CZTS		CZTSSe	
	Kesterite	Stannite	Kesterite	Stannite
a (Å)	5.450	5.429	5.735	5.712
c (Å)	10.867	10.934	11.424	11.492

Le fait que les chalcogènes (S, Se) ne soient pas des variables indépendantes, permet de représenter l'alliage dans un diagramme de phase ternaire. En effet, la quantité d'anions (chalcogènes) introduite dans l'alliage dépend de la quantité des cations et de leur valence: Cu, Sn et Zn. Dans la littérature CZTSSe, les rapports de pourcentage atomique  $\text{Cu}/\text{Zn} + \text{Sn}$  et  $\text{Zn}/\text{Sn}$  sont souvent utilisés pour représenter la composition des cations dans l'alliage. Les deux rapports sont égaux à un lorsque le matériau est stœchiométrique. Cependant, ces rapports ne sont pas indépendants et ne montrent donc pas clairement les écarts par rapport à la stœchiométrie dans un cas particulier.

Une analyse complète du système pseudo-ternaire  $\text{Cu}_2\text{X}-\text{ZnX}-\text{SnX}_2$  (où X pourrait être S ou Se) a été effectuée par Olekseyuk et al [25], qui présentaient un diagramme de phase pour le système à 400 ° C tels que reportés dans la figure II.4.

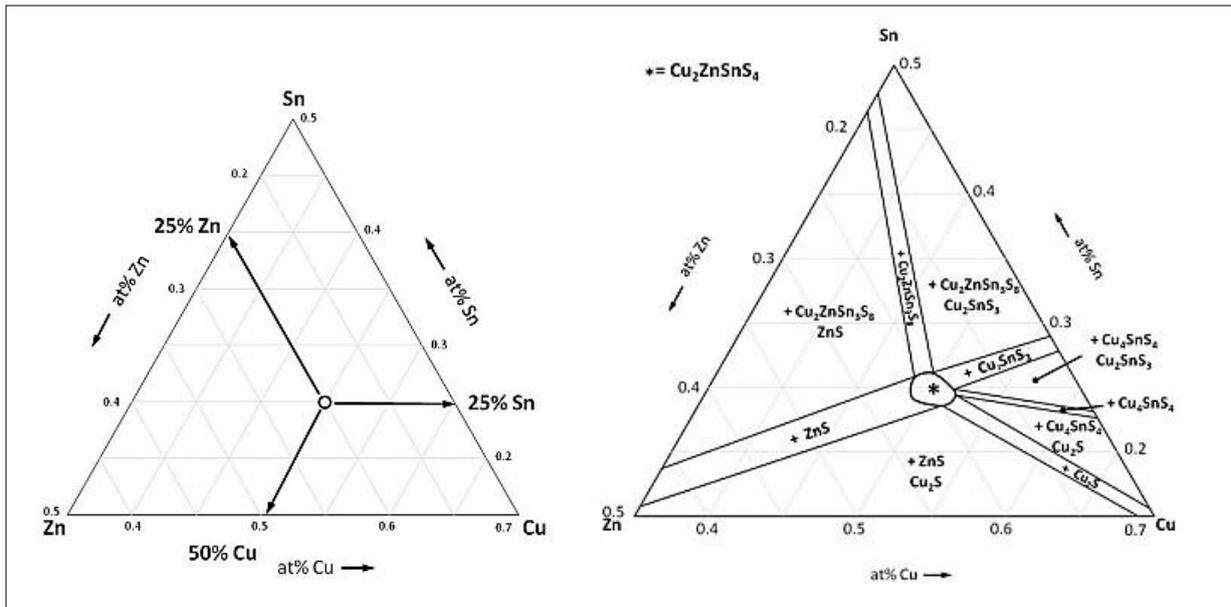


Figure V. 4 : Diagramme ternaire du CZTS pur

Figure V. 5: Diagramme ternaire représentant la composition en Cu, Sn et Zn

Sur la base des travaux menés par Olekseyuk *et al.* [25], en supposant que la proposition atomique du soufre est de 50%, Scragg *et al.* [26] a présenté un diagramme de phase ternaire, figure V.5, du système  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  qui représente l'équilibre à  $400^\circ\text{C}$ . Dans cette figure V.5, nous montrons que  $\text{Cu}_2\text{ZnSnX}_4$  en tant que phase unique n'est présent que dans une gamme de compositions assez étroite, qui est indiquée par un astérisque au centre de la courbe. Dans toutes les autres régions du diagramme de phase, il existe jusqu'à deux phases secondaires supplémentaires, toujours à côté de CZTSSe.

### V.5 Propriétés électroniques de CZTSSe

Le comportement électrique des couches minces poly-cristallines des semi-conducteurs dépend fortement des surfaces délimitant les grains constituant la couche, car, ces joints de grains sont des zones de grandes densités de défauts et d'impuretés. Ces zones forment des états énergétiques localisés dans la bande interdite, capables de capturer et d'immobiliser les porteurs de charge. Ainsi que, l'accumulation de ces porteurs fait apparaître des barrières de potentiel au niveau des joints de grains. Il a été montré que cet effet devient important si la taille des grains est de moins d'un micron [27].

### V.5.1. Structure de bandes de CZTSSe

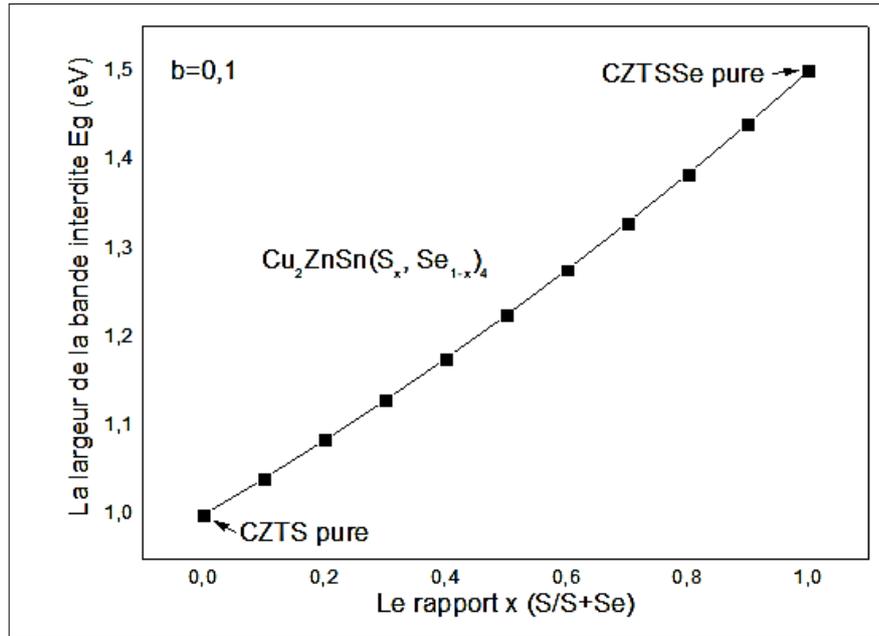
Le CZTSSe est un semi-conducteur à bande interdite directe. De plus, il possède un coefficient d'absorption élevé qui vaut  $10^4 \text{ cm}^{-1}$ . Ceci permet de réduire l'épaisseur du matériau et d'envisager la réalisation de cellules en couches minces d'épaisseur, pour la couche absorbante égale de l'ordre de 1-2  $\mu\text{m}$  [28]. Cette épaisseur de l'absorbeur est généralement suffisante pour absorber la majeure partie du rayonnement solaire incident. De plus, de par sa bande interdite directe, l'intérêt majeur de CZTSSe réside dans l'absorption et l'émission de la lumière d'une manière plus efficace que dans les matériaux à gap indirect comme le Silicium.

### V.5.2. Composé de type CZTSSe

Le système CZTSSe à l'avantage de permettre le réglage de la largeur de sa bande interdite grâce à la concentration des chalcogènes (S, Se) dans les alliages CZTSSe permettant de faire varier la largeur de la bande interdite de 1.5 eV pour un CZTS pure à 1 eV pour un CZTSe pur. De plus, avec un grand intérêt technologique, la largeur de la bande interdite du CZTSSe varie d'une manière quasi-linéaire avec le taux «  $x$  » de composition S/(S+Se). Cette dépendance est décrite par l'équation 1 avec dans cette équation,  $b$ , le paramètre de Bowing.

$$E_g(x) = (1 - x)E_{g_{\text{CZTSe}}} + xE_{g_{\text{CZTS}}} - bx(1 - x) \quad (\text{V.1})$$

Comme dans CZTSSe,  $b = 0.1$ , donc faible, il est raisonnable de considérer que  $E_g$  varie linéairement en fonction de  $x$ , comme il est montré dans la figure V.6

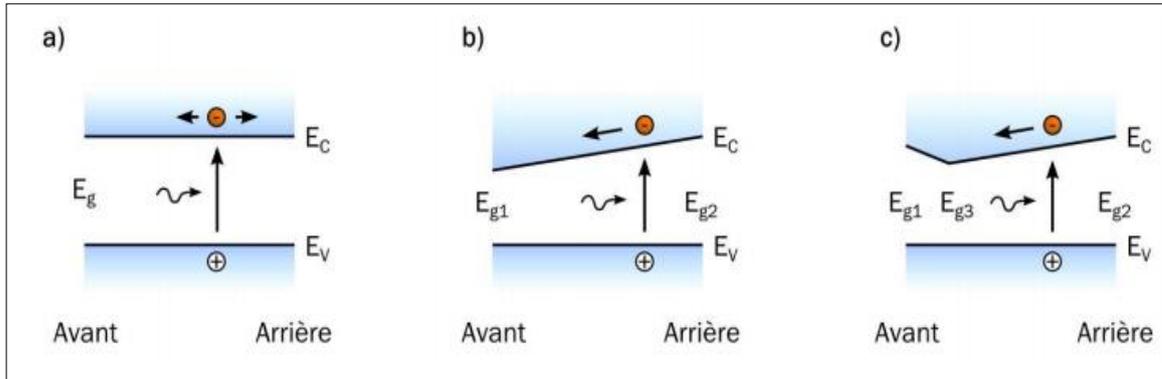


**Figure V. 6: la variation de  $E_g$  en fonction de taux de composition ( $x=S/(S+ Se)$ ).**

Il est à noter que d'un point de vue efficacité d'absorption des photons, il est préférable d'avoir une valeur de  $E_g$  réduite, ce qui permet d'élargir le spectre d'absorption vers les plus grandes longueurs d'onde. Il en résulte un courant plus important délivré par la cellule solaire. Cependant, c'est la valeur de  $E_g$  qui déterminera la tension maximale délivrée par la cellule [28].

Dans cette étude, nous tenons également à signaler que la technologie de modification de la concentration de la couche absorbante lors de la réalisation est actuellement bien maîtrisée et que la variation que les industriels peuvent créer n'est pas obligatoirement linéaire mais peut suivre un profil non-linéaire donné. De ce fait, la bande interdite directe des couches absorbant CZTSSe peut être changée linéairement ou en un profil gradient pour agrandir la bande d'absorption en ajustant le rapport  $S/(S+Se)$  dans CZTSSe. La présence d'un gradient de concentration en S et Se dans la couche d'absorbant permet donc d'obtenir une variation de la bande interdite dans l'épaisseur du matériau appelé Band gap grading. Il fait l'objet de nombreuses études dans le cas du CZTSSe car il peut être contrôlé dans les procédés usuels de dépôt [29]. La figure V.7 présente les 3

types de gradients de gap principalement rencontrés dans les cellules de CIGS qu'ils ont les mêmes caractéristiques que les cellules de CZTSSe.



**Figure V. 7: Principaux types de gradients de bande interdite rencontrés dans les couches de CIGS : a) Bandes plates, b) Simple gradient, c) Double gradient avec présence d'un notch [28].**

Dans le cas où aucun gradient n'est présent dans la cellule (a), la conduction des électrons n'est pas particulièrement influencée par la structure de bandes.

Dans le cas d'un gradient linéaire (b), le gap au contact arrière ( $E_{g2}$ ) est plus grand que le gap au contact avant ( $E_{g1}$ ). La différence de potentiel induite facilite ainsi le transport des électrons vers la zone de charge d'espace [30]. De plus, du fait de la présence d'un plus grand gap au contact arrière, les recombinaisons dans cette même zone sont réduites [31].

Le troisième profil de gap est appelé double gradient (c). Il est en effet composé d'une première zone allant du contact arrière  $E_{g2}$  jusqu'à une position communément appelée notch avec un gap minimum  $E_{g3}$  avant de ré-augmenter jusqu'à une valeur  $E_{g1}$  au niveau de la face avant. En référence à la face arrière, ce premier gradient, de  $E_{g3}$  à  $E_{g2}$ , présente les mêmes avantages que le profil simple avec une différence de potentiel et une plus grande largeur de gap au contact arrière. Dans la seconde partie de  $E_{g2}$  à  $E_{g1}$ , le gradient est inversé ce qui permet d'augmenter le gap effectif à l'hétérojonction et de limiter les recombinaisons à l'interface avec la couche de type n [32]. Ainsi, dans la configuration en double gradient, la valeur du gap minimum  $E_{g3}$  sera déterminante pour l'absorption des photons et dans la valeur du courant de court-

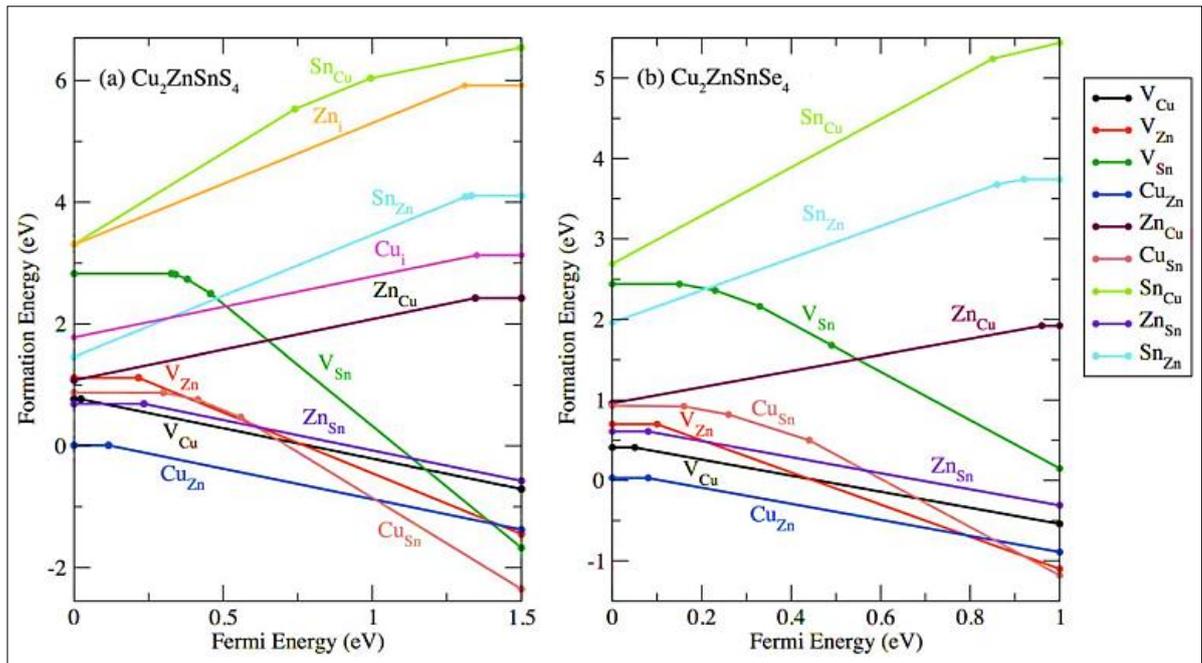
circuit  $J_{sc}$  et les valeurs des gaps maximums  $E_{g1}$  et  $E_{g2}$  influenceront la valeur de la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  [31].

Cependant, il a aussi été démontré qu'en présence de trop forts gradients, la position notch, c'est à dire, pour rappel la position du gap minimum peut aussi agir comme barrière aux électrons et comme source de recombinaisons [33] et nous voyons ainsi que l'optimisation des gradients de concentration fait donc partie des points clés pour atteindre de hauts rendements de conversion avec ce type de cellules solaires.

### **V.5.3. Les défauts et dopage CZTSSe**

Le CZTSSe est un semi-conducteur de type  $-p$  ce qui influe sur la présence et la concentration de défaut dans le matériau. En effet, l'énergie de formation de la majorité des défauts accepteurs est plus faible que celle de la majorité des défauts donneurs. Dans le CZTSSe, le défaut majoritaire responsable de la conductivité de type  $-p$ , est  $Cu_{Zn}$  [34].

Par ailleurs et dû au fait que le nombre d'atomes dans le CZTSSe est plus élevé que dans les composés binaires ou ternaires, CZTSSe a une gamme plus large de défauts possibles, liés en particulier aux conditions de croissance et des variations de la stœchiométrie [22,35]. La plupart de ces défauts sont des vacances atomiques structurales ou des défauts interstitiels. De ce fait, ils peuvent être situés en position peu profondes ou profondes dans le gap interdit, et leur concentration dépend de leur propre énergie de formation [22,36]. En particulier, les défauts de faible profondeur peuvent influencer les concentrations des porteurs minoritaires et majoritaires ainsi que la conductivité, alors que les défauts de profondeur peuvent agir comme centres de recombinaison pour les paires électron-trou photo-générées [37].



**Figure V. 8: Calcul de l'énergie de formation des défauts en fonction de l'énergie de Fermi pour un CZTSSe riche en Cu et Zn.[20]**

Les défauts les plus connus, avec leurs énergies de formation en fonction de la position dans la bande interdite, pour CZTS pur et CZTSe pur sont résumés sur la figure V.8. Les deux graphes de la figure V.8 pourraient expliquer pourquoi la conductivité d'un semi-conducteur de type  $-p$  est principalement due à  $\text{Cu}_{\text{Zn}}$ : son énergie de formation est inférieure à tous les autres défauts accepteurs  $V_{\text{Cu}}$ ,  $V_{\text{Zn}}$ ,  $\text{Zn}_{\text{Sn}}$ ,  $\text{Cu}_{\text{Sn}}$ , avec  $V$  indiquant une lacune (vacancy) bien qu'ils puissent être présents dans l'alliage [35,36]. A partir de cette analyse, il est possible d'expliquer la raison de la plus grande efficacité pour les cellules CZTSSe Cu-pauvre et Zn-riche [17,38]: En effet, cette composition permet l'augmentation des lacunes Cu peu profondes malgré l'anti-site  $\text{Cu}_{\text{Zn}}$ . De plus, l'énergie de formation élevée des défauts du donneur  $\text{Sn}_{\text{Cu}}$ ,  $\text{Sn}_{\text{Zn}}$ ,  $\text{Zn}_{\text{Cu}}$ ,  $\text{Cu}_{\text{i}}$ ,  $\text{Zn}_{\text{i}}$  explique pourquoi le dopage de type  $n$  de CZTSSe est très difficile.

Plus le CZTSSe est non stœchiométrique, plus les niveaux profonds provoqués par les défauts intrinsèques augmentent [38] et certains d'entre eux peuvent alors agir comme des pièges pour les porteurs libres, réduisant ainsi l'efficacité des dispositifs photovoltaïques [35,36]. De plus dans le matériau CZTS, la formation des défauts compensé  $[\text{Cu}_{\text{Zn}}^- + \text{Zn}_{\text{Cu}}^+]^0$  sans formation de domaines pauvre en Cu

contrairement à la formation des défauts  $[2V_{Cu}^- + In_{Cu}^{2+}]^0$  dans le matériau CIS n'induit pas une forte séparation des porteurs. Chen et al. [35] supposent que les complexes de défauts compensés par compensation de charge sont faciles à former dans CZTSSe. Ils peuvent passiver les niveaux de donneurs profonds améliorant la qualité de CZTSSe et donc l'efficacité des cellules solaires [35]. En particulier, la formation du cluster  $[V_{Cu}^- + Zn_{Cu}^+]^0$  avec les conditions riches en  $Zn^+$  et pauvres en Cu devrait être bénéfique pour la performance des cellules solaires CZTSSe. Néanmoins, élaborer du CZTSSe dans telles compositions chimiques risque d'entraîner la formation de phases secondaires, la plus probable étant une phase ZnS. [20,23]

#### V.5.4. Longueur de diffusion

Le transport des charges dans un semi-conducteur est habituellement, caractérisé par deux paramètres, la mobilité des trous (n) ou des électrons (p)  $\mu_{n,p}$ , et la durée de vie  $\tau_{n,p}$  des électrons (p) et des trous (n). La durée de vie des porteurs minoritaires dépend de l'efficacité de capture et de la densité des centres de recombinaison. Les relations de la longueur de diffusion pour les porteurs n et p avec ces paramètres s'écrivent:

$$L_n = \sqrt{D_n \tau_n} = \left(\frac{kT}{q}\right)^{\frac{1}{2}} (\tau_n \mu_n)^{\frac{1}{2}} \quad (V.2)$$

$$L_p = \sqrt{D_p \tau_p} = \left(\frac{kT}{q}\right)^{\frac{1}{2}} (\tau_p \mu_p)^{\frac{1}{2}} \quad (V.3)$$

$$\text{Où } D_{n,p} = \left(\frac{kT}{q}\right) \mu_{n,p}$$

La recombinaison directe est un processus rare dans le cas des semi-conducteurs à bandes interdites indirectes comme Ge, Si, GaP. Les durées de vie qui en découlent seraient de l'ordre de la seconde. Or les durées de vie mesurées s'échelonnent entre  $10^{-3}$  et  $10^{-9}$  s. Ce sont donc des recombinaisons assistées qui expliquent les valeurs mesurées.

Par contre, dans les semi-conducteurs à bandes interdites directes, la recombinaison bande à bande est prédominante, de plus elle s'effectue avec l'émission de photons ce qui explique l'utilisation de ce type de matériau pour la réalisation de composants photoémissifs.

### V.5.5. Mécanisme de recombinaison

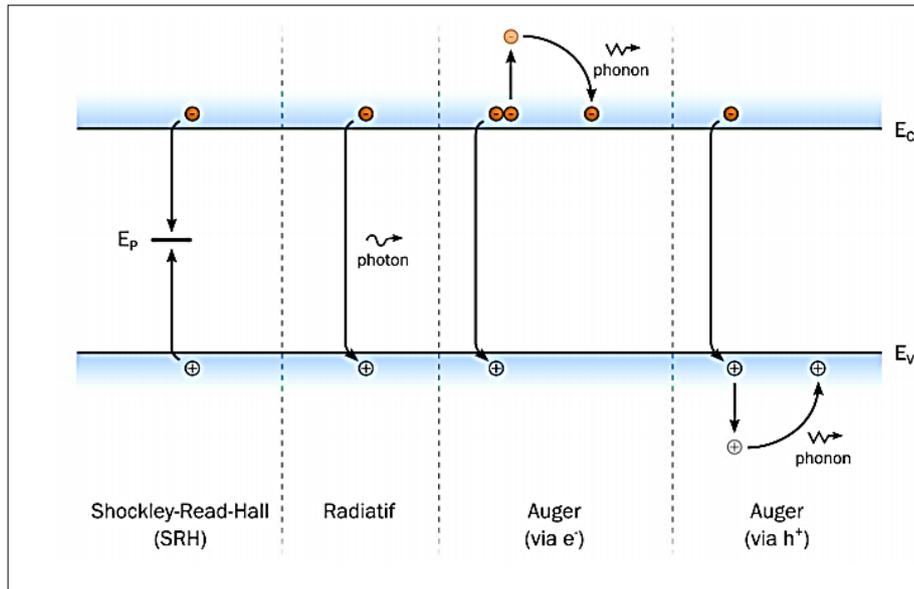
La présence d'impuretés joue un rôle très important dans le processus de recombinaison. Une impureté piège un électron (ou trou) qui par attraction coulombienne attire un trou (ou électron), ce qui provoque la recombinaison.

On distingue deux cas : Si le défaut qui a capturé un électron a une plus grande probabilité de capturer un trou que de réémettre cet électron vers la bande de conduction, il capture le trou et provoque une recombinaison, ce défaut porte le nom de centre de recombinaison [39]. Si au contraire le défaut qui a capturé un électron a une plus grande probabilité de réémettre cet électron vers la bande de conduction que de capturer un trou, ce centre porte alors le nom de piège à électron.

Le calcul du taux de recombinaison associé à ces centres fait l'objet du modèle défini par Shokley-Read- Hall [28] et peut être donné par la relation :

$$R = \frac{pn - n_i^2}{\tau_{SRH,n} \left( p + n_i \exp \frac{E_i - E_p}{kT} \right) + \tau_{SRH,p} \left( n + n_i \exp \frac{E_p - E_i}{kT} \right)} \quad (V.4)$$

Les mécanismes de recombinaison sont semblables par le fait qu'ils contribuent tous à annihiler les porteurs en excès. Ils peuvent être schématiquement représentés dans la figure V.9 et décrits par la suite. [40]



**Figure V. 9: Principaux mécanismes de recombinaison dans un semi-conducteur : SRH, radiatives et Auger.**

- Recombinaison de type radiatif :

Le processus de recombinaison radiative ou inter-bandes est défini comme l'inverse du processus d'absorption. L'excès d'énergie de l'électron recombiné est cédé sous forme d'un rayonnement optique. Ce processus est important pour les matériaux à bande interdite directe. De ce fait, ce mécanisme n'influe pas considérablement sur la durée de vie des porteurs minoritaires. Le taux de recombinaison est proportionnel à la fois au nombre d'électron et au nombre de trous [39] :

$$R = B(pn - n_i^2) \quad (\text{V.5})$$

Avec  $B$  est le coefficient de recombinaison radiative. En supposant une constante de séparation de quasi-Fermi niveau et égale à la tension appliquée, donc, selon la théorie détaillée de l'équilibre, le coefficient de recombinaison radiative est donné par :

$$B = \frac{8\pi n_r^2}{c^2 h^3 n_i^2} \int_{E_g}^{\infty} \frac{\alpha E^2 dE}{\exp\left(\frac{F}{kT}\right) - 1} \quad (\text{V.6})$$

Où « c » est la vitesse de la lumière, « h » est constant de Planck, «  $\alpha$  » est le coefficient d'absorption, « n » est l'indice de réfraction, et k est constant de Boltzmann.

- Recombinaison de type Auger :

Les recombinaisons Auger sont des transferts directs band à band d'un porteur. Dans ce cas il peut s'agir d'un électron ou d'un trou. Cependant, au lieu d'être émise sous forme d'un photon, l'énergie est transférée à un autre porteur du même type. Ce dernier se thermalisera ensuite par émission de phonons. Pour un semi-conducteur de type-p, on peut simplifier la relation exprimant le taux de recombinaison Auger par la formule suivante :

$$R_{Auger} \approx \frac{n-n_0}{\tau_{Auger,n}} \quad (V.7)$$

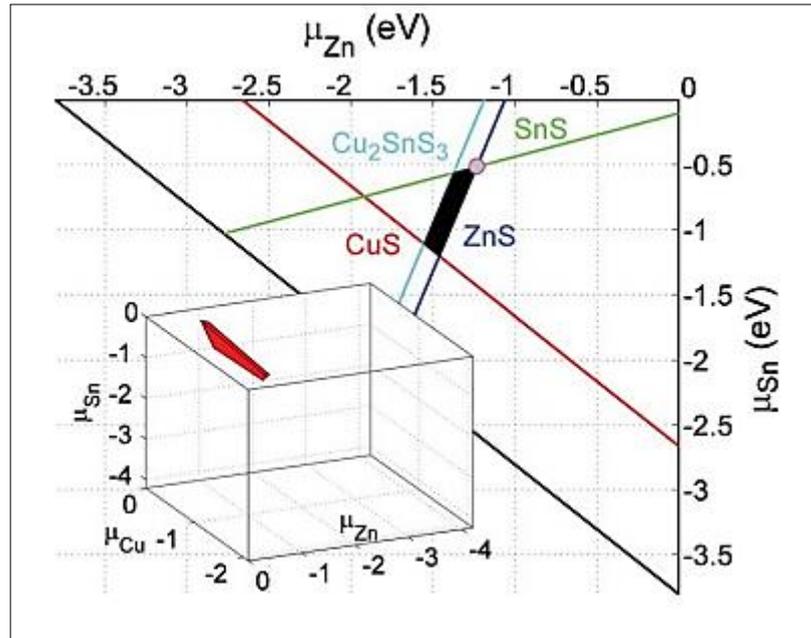
Le temps de vie des électrons  $\tau_{Auger,n}$  vis-à-vis des recombinaisons Auger vaut :

$$\tau_{Auger,n} \approx \frac{1}{p_0^2 C_p} \quad (V.8)$$

Où  $C_p$  est le coefficient de recombinaison Auger. On voit ici que le temps de vie des porteurs diminue suivant le carré de la densité de trous,  $p_0$  et donc du dopage. Cela montre que les bénéfices d'un dopage plus élevé sont limités par les recombinaisons Auger.

### V.5.6. Domaines de stabilité de CZTSSe

Comparé aux composés de chalcopyrite ternaire comme CIGS, il est plus difficile d'obtenir un matériau monophasique pour des composés quaternaires comme CZTSSe. Diverses études par spectroscopie Raman et diffraction des rayons X montrent qu'il est très difficile d'obtenir un matériau CZTSSe homogène sans phases mineures parasites [20]. Selon la concentration en Cu, Zn, Sn et la technique de croissance employée, le type et la quantité des phases mineures en composés CZTSSe peuvent varier.



**Figure V. 10: Le diagramme de stabilité du potentiel chimique calculé du CZTS pur. [20]**

Différentes études sur ce sujet ont été rapportées dans la littérature en utilisant différentes méthodes de calcul. Le point commun est que le CZTS monophasé et le CZTSe n'existent que dans une très petite région du diagramme de phase [41]. La figure V.10 montre, pour le CZTS pur, une tranche (en noir) dans un plan riche en Cu, pour laquelle le CZTS est stable: en dehors de cette zone il y aura l'existence simultanée de CZTS avec l'une des autres phases comme ZnS, CuS, SnS,  $\text{Cu}_2\text{SnS}_3$  (CTS) [42,43]. Cela vaut également pour le sélénite pur ZnSe, CuSe, SnSe,  $\text{Cu}_2\text{SnSe}_3$  (CTSe). Comme les cellules solaires CZTSSe les plus performantes sont fabriquées avec un absorbeur riche en Zn, le contrôle de la teneur en Zn des alliages CZTSSe est très important : les échantillons pauvres en Zn conduisent à une formation de CT (S, Se), à la place, les échantillons riches en Zn conduisent à Zn (S, Se) [44], ce qui est congruent avec la ligne étroite dans la région Zn de la figure V.10.

### V.5.7. Les propriétés électriques des composés CZTSSe

La densité de porteur, la mobilité et la résistivité des matériaux CZTS et CZTSe sont présentés dans la Table V.2. Ces résultats sont pour des films minces préparés à l'aide de diverses méthodes, telles que la pulvérisation cathodique, la

co-évaporation et le dépôt par spray ultrasonique. En général, ces films sont préparés sur des substrats isolants pour empêcher les pertes par effet hall dues à la conduction parallèle qui existerait avec des substrats conducteurs.

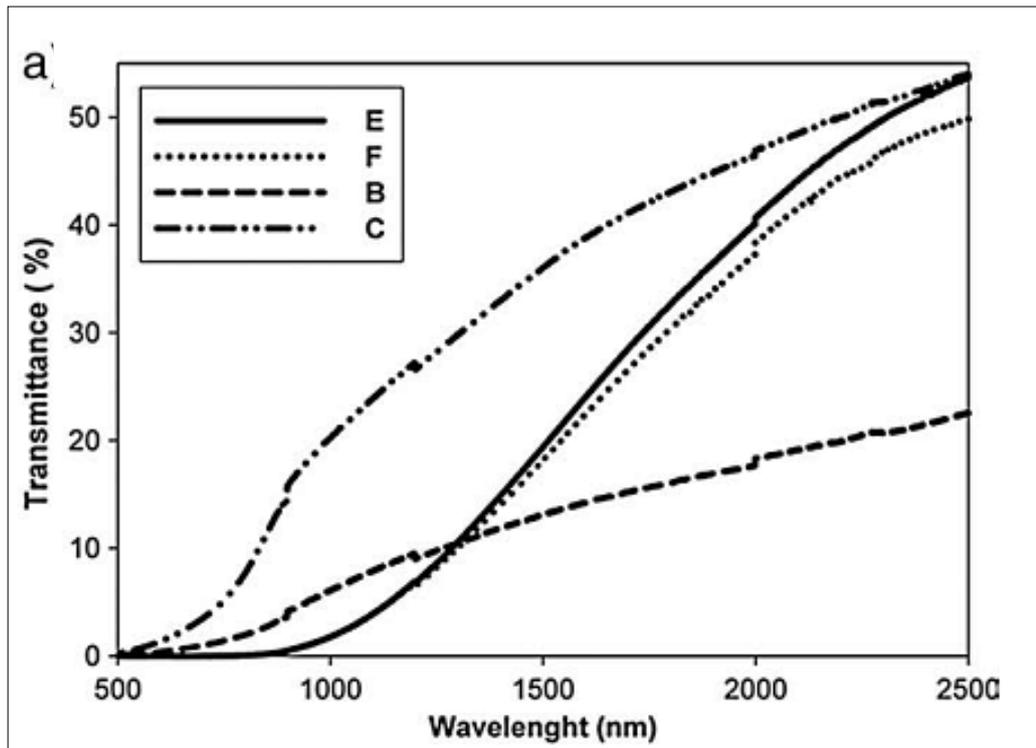
Table V. 2: les propriétés électriques de composés CZTS et CZTSe.

Composé	Densité de porteur (Cm <sup>3</sup> )	Mobilité (Cm <sup>2</sup> /V.s)	Résistivité (Ω.Cm)	Références
CZTS	8.2×10 <sup>18</sup>	6.3	0.16	[45]
CZTS	8.0×10 <sup>18</sup>	6.0	0.13	[46]
CZTS	>5.0×10 <sup>19</sup>	<0.1	>1.30	[47]
CZTSe	2.1×10 <sup>17</sup>	39.7	0.74	[48]

### V.6 Les propriétés optiques

Le principe du processus d'absorption dans les semi-conducteurs dépend de l'énergie des photons incidents et de la structure de bande du composé. Un semi-conducteur pur ne peut absorber un photon d'énergie «  $h\nu$  » et exciter un électron  $E_1$  de la bande de valence vers la bande de conduction que s'il existe un niveau d'énergie  $E_2$  tel que :  $E_2 - E_1 = h\nu$ . L'énergie minimale du photon apte à réaliser cette transition est le seuil d'absorption optique.

Les films du CZTS ont une transparence optique faible [49]. Plusieurs auteurs ont fait des études sur les propriétés optiques des films minces. Nous présentons ainsi dans la figure V.11 les résultats de Todorov *et al.* [50] montrant une transmission optique égale à 50% pour une longueur d'onde de 2500 nm et pratiquement nulle en dessous de 800 nm pour les échantillons E et F et en dessous de 500 nm pour les échantillons B et C.



**Figure V. 11 : Transmission optique des films minces de CZTSSe.**

En théorie, le spectre d'absorption permet de découvrir toutes les transitions et d'obtenir des informations sur la structure de bande du composé. Expérimentalement, l'allure du spectre d'absorption est une caractéristique optique d'un matériau et évolue avec la composition, les défauts et son état de cristallinité. La probabilité d'absorption du photon détermine le coefficient d'absorption optique ( $h\nu$ ). L'énergie du gap est déterminée par plusieurs techniques de caractérisation, à savoir les spectres de transmission et de réflexion, l'électron réflectance et la photoluminescence. L'ensemble de ces techniques a montré que les transitions entre les bandes d'énergies peuvent être décrites par la relation suivante [51]:

$$\alpha h\nu = A(h\nu - E_g)^n$$

Où  $h\nu$  est l'énergie du rayonnement incidente,  $A$  est une constante et  $n = 1/2$ ,  $3/2$  ou  $2$  selon la nature de transition optique: transition directe permise, transition directe interdite et transition indirecte permise respectivement.

La plupart des cellules CZTS et CZTSe en phase kesterite présentent une bande interdite directe dans la plage optimale pour la conversion photovoltaïque de l'énergie [52].

En 2003, Seol et al [53]. ont préparé des films minces CZTS par pulvérisation cathodique magnétron RF et ont indiqué que l'indice de réfraction égal à 2.07.

### **V.7 Synthèse technologique de CZTSSe**

Comme nous l'avons précédemment mentionné lorsque l'on a présenté les propriétés des couches de CZTS et de CZTSe en fonction de leurs caractéristiques structurales, les couches minces de ces composés ont été préparées en utilisant une grande variété de techniques. Ce nombre est encore plus grand dans le cas des cellules intégrant des couches absorbantes de CZTSSe. On peut citer, comme technique de croissance, le procédé hydrazine [54], la co-évaporation [17], l'électrodéposition [55], le revêtement des précurseurs moléculaires [56], et les techniques de dépôts non sous-vide [17]. Ainsi, par rapport à d'autres technologies utilisées dans les cellules solaires, CZTSSe offre beaucoup de possibilités pour construire de nouveaux composants et dispositifs photovoltaïques avec une efficacité améliorée et avec, pour rappel, l'avantage de n'utiliser que des éléments chimiques abondants, non toxiques et non critiques [57,58].

Les principaux procédés de fabrication de cellules solaires développés pour les films minces de CIGS ont été également mis en œuvre pour la fabrication de cellules solaires à base d'absorbeurs CZTSSe. La Table V.3 résume les performances photovoltaïques atteintes pour les divers procédés.

Table V. 3 : Les principaux procédés de fabrication de cellules solaires à base d'absorbeurs CZTSSe.

Précurseurs	Mise en œuvre et frittage	Caractéristiques cellules PV	Ref
Couches séquentielles de Cu, Zn, Sn	Electrodéposition Recuit P <sub>Se</sub> (585°C 12 min)	V <sub>OC</sub> = 0.567 V J <sub>SC</sub> = 22 mA/cm <sup>2</sup> h = 7.3%	[59]
Cu, Zn, Sn, Se	Co-évaporation	V <sub>OC</sub> = 0.377 V J <sub>SC</sub> = 37.4 mA/cm <sup>2</sup> h = 9.15%	[14]
Cu, Zn, Sn, Se	Co-évaporation Recuit P <sub>Se</sub> (590°C)	V <sub>OC</sub> = 0.423 V J <sub>SC</sub> = 40.6 mA/cm <sup>2</sup> h = 11.6%	[60]
Solution de Cu <sub>2</sub> S-S, SnSe-Se et nanoparticules ZnSe (N <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) dans l'hydrazine	5× (dépôt + 350 °C) Recuit à 540°C	V <sub>OC</sub> = 0.513 V J <sub>SC</sub> = 35.2 mA/cm <sup>2</sup> h = 12.6%	[17]

## V.8 Conclusion

Parmi les cellules solaires à base de couches minces, celles basées sur des composés CZTSSe représentent une opportunité intéressante de combiner des éléments abondants et non toxiques avec un ensemble approprié et intéressant de propriétés électroniques. De plus, ces composés CZTSSe permettent de développer une technologie à faible coût qui pour le moment n'offre une efficacité de conversion photovoltaïque relativement faible et n'atteint pas l'efficacité des cellules CIGS industrielles. Néanmoins, avec un rendement de conversion théorique maximum de 32,8% telle que défini par la limite de

Shockley-Queisser, des marges de progrès paraissent possible pour ce type de cellule. C'est pour cela que dans ce chapitre nous avons présenté les propriétés structurales, physiques, optiques et électroniques, et nous les avons comparées aux propriétés des structures pures en couche mince de la même famille, c'est à dire de type CZTS et CZTSe. Cette étude permet ainsi d'apporter les connaissances nécessaires pour définir les paramètres optimisables et les pistes à suivre afin d'augmenter le rendement de conversion des cellules à base de ce matériau.

## REFERENCES DU CHAPITRE V

- [1] J. H. N. TCHOGNIA, B. HARTITI, J.-M. NDJAKA, A. RIDAH, et P. THEVENIN, « Performances des cellules solaires à base de  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  (CZTS): Une analyse par simulations numériques via le simulateur SCAPS ». *Afr. Sci.*, vol. 11, no. 4, pp. 16–23, 2015.
- [2] N. TOUAFEK, « Contribution à l'étude d'une cellule solaire en couches minces à base de  $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$  ». Université de Jijel, 2015.
- [3] J. Vernier, « Le soleil, » Que Sais-Je ». Vol. 7, pp. 11–34, 2014.
- [4] H. Katagiri, N. Sasaguchi, S. Hando, S. Hoshino, J. Ohashi, et T. Yokota, «Preparation and evaluation of  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  thin films by sulfurization of E- B evaporated precursors». *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 49, no. 1–4, pp. 407–414, 1997.
- [5] H. Katagiri, K. Saitoh, T. Washio, H. Shinohara, T. Kurumadani, et S. Miyajima, «Development of thin film solar cell based on  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  thin films». *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 65, no. 1, pp. 141–148, 2001.
- [6] X. Jin, J. Li, G. Chen, C. Xue, W. Liu, et C. Zhu, «Preparation of  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ -based thin film solar cells by a combustion method». *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 146, pp. 16–24, 2016.
- [7] T. P. Dhakal, C.-Y. Peng, R. R. Tobias, R. Dasharathy, et C. R. Westgate, «Characterization of a CZTS thin film solar cell grown by sputtering method». *Sol. Energy*, vol. 100, pp. 23–30, 2014.
- [8] T. M. Friedlmeier, H. Dittrich, et H.-W. Schock, «Growth and characterization of  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  and  $\text{Cu}_2\text{ZnSnSe}_4$  thin films for photovoltaic applications». In *Institute of Physics Conference Series*, vol. 152, pp. 345–348, 1998.
- [9] G. Zoppi, I. Forbes, R. W. Miles, P. J. Dale, J. J. Scragg, et L. M. Peter, « $\text{Cu}_2\text{ZnSnSe}_4$  thin film solar cells produced by selenisation of magnetron sputtered precursors». *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 17, no. 5, pp. 315–319, 2009.
- [10] D. B. Mitzi, O. Gunawan, T. K. Todorov, K. Wang, et S. Guha, «The path towards a high-performance solution-processed kesterite solar cell Sol». *Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 6, pp. 1421–1436, 2011.
- [11] D. Agrawal, S. F. Manzi, R. Gupta, et B. Krauss, «Preprocedural fasting state and adverse events in children undergoing procedural sedation and analgesia in a pediatric emergency department». *Ann. Emerg. Med.*, vol. 42, no. 5, pp. 636–646, 2003.

- [12] T. K. Todorov, J. Tang, S. Bag, O. Gunawan, T. Gokmen, Y. Zhu, et D. B. Mitzi, «Beyond 11% efficiency: characteristics of state-of-the-art Cu<sub>2</sub>ZnSn(S, Se)<sub>4</sub> solar cells» *Adv. Energy Mater.*, vol. 3, no. 1, pp. 34–38, 2013.
- [13] S. Bag, O. Gunawan, T. Gokmen, Y. Zhu, T. K. Todorov, et D. B. Mitzi, «Low band gap liquid-processed CZTSe solar cell with 10.1% efficiency». *Energy Environ. Sci.*, vol. 5, no. 5, pp. 7060–7065, 2012.
- [14] I. Repins, C. Beall, N. Vora, C. DeHart, D. Kuciauskas, P. Dippo et R. Noufi, «Co-evaporated Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> films and devices». *Sol Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 101, pp. 154–159, 2012.
- [15] T. Kato, H. Hiroi, N. Sakai, et H. Sugimoto, «Buffer/absorber interface study on Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> and Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> based solar cells: band alignment and its impact on the solar cell performance». In *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 2125–2127, 2013.
- [16] G. Brammertz, M. Buffière, S. Oueslati, H. ElAnzeery, K. Ben Messaoud, S. Sahayaraj, et J. Poortmans, «Characterization of defects in 9.7% efficient Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub>-CdS-ZnO solar cells». *Applied Physics Letters*, 103(16), 163904, 2013.
- [17] W. Wang, M. T. Winkler, O. Gunawan, T. Gokmen, T. K. Todorov, Y. Zhu et D. B. Mitzi, «Device characteristics of CZTSSe thin-film solar cells with 12.6% efficiency». *Advanced Energy Materials*, 4(7), 2014.
- [18] S. Siebentritt, «Why are kesterite solar cells not 20% efficient? ». *Thin Solid Films*, vol. 535, pp. 1–4, 2013.
- [19] R. Najjar, «Epitaxie de semiconducteurs II-VI: ZnTe/ZnSe et CdTe: Se». *Doctoral dissertation, Université Joseph-Fourier-Grenoble I*, 2008.
- [20] G. Altamura, «Développement de cellules solaires à base de films minces CZTSSe» *Université de Grenoble*, 2014.
- [21] X. Liu, Y. Feng, H. Cui, F. Liu, X. Hao, G. Conibeer, et M. Green, «The current status and future prospects of kesterite solar cells: a brief review» *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, 2016.
- [22] S. Chen, X. G. Gong, A. Walsh, et S.-H. Wei, «Crystal and electronic band structure of Cu<sub>2</sub>ZnSnX<sub>4</sub> (X= S and Se) photovoltaic absorbers: First-principles insights». *Appl. Phys. Lett.*, vol. 94, no. 4, p. 041903, 2009.
- [23] M. Tablaoui, «Développement de matériaux massifs appartenant au système chalcopryrite pour des applications photovoltaïques ». *Université Claude Bernard-Lyon I*, 2015.
- [24] S. R. Hall, S. A. Kissin, et J. M. Stewart, «Stannite and kesterite-Distinct minerals or components of a solid-solution». In *Acta crystallographica section A*, vol. 31, pp. S67–S67, 1975.

- [25] I. D. Olekseyuk, I. V. Dudchak, et L. V. Piskach, «Phase equilibria in the Cu<sub>2</sub>S–ZnS–SnS<sub>2</sub> system». *J. Alloys Compd.*, vol. 368, no. 1, pp. 135–143, 2004.
- [26] J. J. Scragg, L. Choubrac, A. Lafond, T. Ericson, et C. Platzer-Björkman, «A low-temperature order-disorder transition in Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> thin films» *Appl. Phys. Lett.*, vol. 104, no. 4, p. 041911, 2014.
- [27] F. D. Dhlamini et V. Alberts, «Synthesis of homogeneous pentenary chalcopyrite alloys with a classical two-step growth process» *J. Phys. Chem. Solids*, vol. 66, no. 11, pp. 1880–1882, 2005.
- [28] C. Roger, «Developpement de cellules photovoltaïques à base de CIGS sur substrats métalliques». Université Grenoble Alpes, 2013.
- [29] S. Seyrling, A. Chirila, D. Güttler, P. Blösch, F. Pianezzi, R. Verma, et A. N. Tiwari, «CuIn<sub>1-x</sub>Ga<sub>x</sub>Se<sub>2</sub> growth process modifications: influences on microstructure, Na distribution, and device properties ». *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 6, pp. 1477–1481, 2011.
- [30] M. Turcu, I. M. Kötschau, et U. Rau, «Composition dependence of defect energies and band alignments in the Cu(In<sub>1-x</sub>Ga<sub>x</sub>)(Se<sub>1-y</sub>S<sub>y</sub>)<sub>2</sub> alloy system» *J. Appl. Phys.*, vol. 91, no. 3, pp. 1391–1399, 2002.
- [31] M. Kemell, M. Ritala, et M. Leskelä, «Thin film deposition methods for CuInSe<sub>2</sub> solar cells Crit». *Rev. Solid State Mater. Sci.*, vol. 30, no. 1, pp. 1–31, 2005.
- [32] T. Nakada, «Invited Paper: CIGS-based thin film solar cells and modules: Unique material properties». *Electron. Mater. Lett.*, vol. 8, no. 2, pp. 179–185, 2012.
- [33] A. Chirilă, S. Buecheler, F. Pianezzi, P. Bloesch, C. Gretener, A. R. Uhl, et R. Verma, «Highly efficient Cu (In, Ga) Se<sub>2</sub> solar cells grown on flexible polymer films». *Nat. Mater.*, vol. 10, no. 11, pp. 857–861, 2011.
- [34] N. B. Mortazavi Amiri, «Relations entre motifs structuraux et dynamique de réseau dans les cristaux mixtes Cu-Zn-Sn-Se: études premiers principes». Université de Lorraine, 2013.
- [35] S. Chen, L.-W. Wang, A. Walsh, X. G. Gong, et S.-H. Wei, «Abundance of Cu Zn<sup>+</sup> Sn Zn and 2Cu Zn<sup>+</sup> Sn Zn defect clusters in kesterite solar cells». *Appl. Phys. Lett.*, vol. 101, no. 22, p. 223901, 2012.
- [36] K. Biswas, S. Lany, and A. Zunger, «The electronic consequences of multivalent elements in inorganic solar absorbers: multivalency of Sn in Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>». *Appl. Phys. Lett.*, vol. 96, no. 20, p. 201902, 2010.
- [37] A. Luque and S. Hegedus, «Handbook of photovoltaic science and engineering». John Wiley & Sons, 2011.

- [38] S. Delbos, «Kesterite thin films for photovoltaics: a review». EPJ Photovolt., vol. 3, p. 35004, 2012.
- [39] I. DEHMOUS, «Etude des couches minces de CuInSe<sub>2</sub> pour une application photovoltaïque». 2014.
- [40] M. Bouafia and L. Deblaoui, «Modélisation et simulation d'une cellule solaire en couche mince à base de diséléniure de Cuivre, d'Indium et de Gallium (CIGS) ». Mém. Master Prof. Univ. Kasdi Merbah Ouargla, 2012.
- [41] A. Walsh, S. Chen, S.-H. Wei, and X.-G. Gong, «Kesterite Thin-Film Solar Cells: Advances in Materials Modelling of Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>». Adv. Energy Mater., vol. 2, no. 4, pp. 400–409, 2012.
- [42] J. C. González et al., «Influence of the sulphurization time on the morphological, chemical, structural and electrical properties of Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> polycrystalline thin films». Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 123, pp. 58–64, 2014.
- [43] P. A. Fernandes, P. M. P. Salomé, A. F. Sartori, J. Malaquias, A. F. Da Cunha, B. A. Schubert, et G. M. Ribeiro, « Effects of sulphurization time on Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> absorbers and thin films solar cells obtained from metallic precursors». Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 115, pp. 157–165, 2013.
- [44] R. Djemour, A. Redinger, M. Mousel, L. Gütay, X. Fontané, V. Izquierdo-Roca, S. Siebentritt, «The three A symmetry Raman modes of kesterite in Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub>». Opt. Express, vol. 21, no. 104, pp. A695–A703, 2013.
- [45] J. ZHANG, S. Lexi, F. U. Yujun, and X. I. E. Erqing, «Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> thin films prepared by sulfurization of ion beam sputtered precursor and their electrical and optical properties». Rare Met., vol. 25, no. 6, pp. 315–319, 2006.
- [46] T. Maeda, S. Nakamura, and T. Wada, «Electronic structure and phase stability of In-free photovoltaic semiconductors, Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> and Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> by first-principles calculation ». In MRS Proceedings, vol. 1165, pp. 1165–M04, 2009.
- [47] D. Ouarda, «Elaboration et caractérisation de couches absorbantes des cellules solaires en couches minces à base de Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>, » 2017.
- [48] G. S. Babu, Y. K. Kumar, P. U. Bhaskar, and V. S. Raja, «Growth and characterization of co-evaporated Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> thin films for photovoltaic applications, » J. Phys. Appl. Phys., vol. 41, no. 20, p. 205305, 2008.
- [49] U. K. M. MELOUAH MILOUD, «Simulation d'une cellule solaire photovoltaïque à base de Cu<sub>2</sub>ZnSn(S,Se)<sub>4</sub>» UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2016.

[50] T. Todorov, M. Kita, J. Carda, and P. Escribano, «Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> films deposited by a soft-chemistry method», *Thin Solid Films*, vol. 517, no. 7, pp. 2541–2544, 2009.

[51] S. F. Hasan, M. A. Subhan, and K. M. Mannan, «The optical and electrical properties of copper indium di-selenide thin films» *Opt. Mater.*, vol. 14, no. 4, pp. 329–336, 2000.

[52] V. Foncrose, «Nanocristaux, films et cellules photovoltaïques de Cu<sub>2</sub>ZnSn (SSe)<sub>4</sub> par impression d'encre, » Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2015.

[53] J.-S. Seol, S.-Y. Lee, J.-C. Lee, H.-D. Nam, and K.-H. Kim, «Electrical and optical properties of Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> thin films prepared by rf magnetron sputtering process, » *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 75, no. 1, pp. 155–162, 2003.

[54] W. Yang, H. S. Duan, B. Bob, H. Zhou, B. Lei, C. H. Chung, and Y. Yang, «Novel Solution Processing of High-Efficiency Earth-Abundant Cu<sub>2</sub>ZnSn (S, Se)<sub>4</sub> Solar Cells, » *Adv. Mater.*, vol. 24, no. 47, pp. 6323–6329, 2012.

[55] L. Guo, Y. Zhu, O. Gunawan, T. Gokmen, V. R. Deline, S. Ahmed, et H. Deligianni, «Electrodeposited Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> thin film solar cell with 7% power conversion efficiency». *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 22, no. 1, pp. 58–68, 2014.

[56] W. Ki and H. W. Hillhouse, «Earth-Abundant Element Photovoltaics Directly from Soluble Precursors with High Yield Using a Non-Toxic Solvent» *Adv. Energy Mater.*, vol. 1, no. 5, pp. 732–735, 2011.

[57] G. Altamura, L. Grenet, C. Bougerol, E. Robin, D. Kohen, H. Fournier, et H. Mariette, «Cu<sub>2</sub>ZnSn (S<sub>1-x</sub>Se<sub>x</sub>)<sub>4</sub> thin films for photovoltaic applications: Influence of the precursor stacking order on the selenization process». *J. Alloys Compd.*, vol. 588, pp. 310–315, 2014.

[58] H. Katagiri, K. Jimbo, K. Moriya, and K. Tsuchida, «Solar cell without environmental pollution by using CZTS thin film, » in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, vol. 3, pp. 2874–2879, 2003.

[59] S. Ahmed, K. B. Reuter, O. Gunawan, L. Guo, L. T. Romankiw, and H. Deligianni, «A high efficiency electrodeposited Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> solar cell, » *Adv. Energy Mater.*, vol. 2, no. 2, pp. 253–259, 2012.

[60] Y. S. Lee, T. Gershon, O. Gunawan, T. K. Todorov, T. Gokmen, Y. Virgus, and S. Guha, «Cu<sub>2</sub>ZnSnSe<sub>4</sub> Thin-Film Solar Cells by Thermal Co-evaporation with 11.6% Efficiency and Improved Minority Carrier Diffusion Length, » *Adv. Energy Mater.*, vol. 5, no. 7, 2015.

## **CHAPITRE VI : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PROPRIETES FONCTIONNELLES D'UNE CELLULE CZTSSE**

### **VI.1 Introduction**

Chaque matériau a ses propres caractéristiques et propriétés qui le différencient, adapter ou pas à certaines applications avec une efficacité qui le rend plus spécifiquement adaptable par rapport à un autre matériau de la même famille ou utilisant le même principe physique. Comme nous l'avons montré dans le chapitre précédent, les cellules solaires à base de CZTSSe ont un potentiel intéressant pour une utilisation dans les énergies renouvelables en tant que source de faible coût. Parmi les paramètres physiques influençant les performances et le rendement d'une cellule solaire à base de CZTSSe, nous avons vu que les propriétés du matériau absorbeur sont prépondérantes et largement modifiables, voire optimisables. Comme dans le cas d'autres semi-conducteurs, la structure cristalline du CZTSSe ainsi que sa composition peuvent fortement influencer sur ses propriétés optiques et électroniques et donc sur l'efficacité de conversion et le rendement quantique. La bonne compréhension de la structure de ce matériau est donc nécessaire dans le but d'optimiser un dispositif à base de CZTSSe. C'est ce que nous allons étudier dans une première partie de ce chapitre avant de présenter les résultats des travaux originaux d'optimisation faits pendant ce travail de thèse.

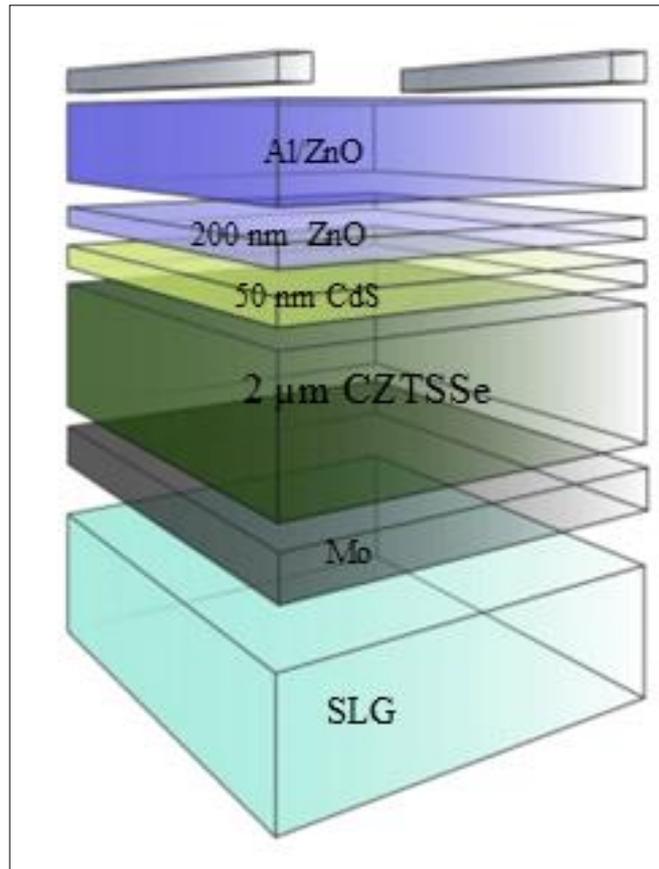
### **VI.2 Structure de la cellule solaire CZTSSe**

En laboratoire et depuis 2013, les meilleures performances des cellules solaires CZTSSe ont été obtenues par Wang *et al.* [1] lorsqu'ils ont obtenu un rendement de conversion de puissance égal à 12,6% avec des cellules intégrant une couche tampon CdS ayant une bande interdite égale à  $E_g = 2,4$  eV, qui induisent un niveau élevé d'absorption des photons [2]. La synthèse de ce composé a été réalisée par dépôt chimique du bain et provoque un vide de rupture sur la ligne de production [3].

### **VI.2.1. Etude de la structure et paramètres des différentes couches de la cellule**

Chaque matériau utilisé au sein de la cellule possède des propriétés chimiques et physiques qui peuvent affecter le comportement global du dispositif. La nature des interfaces formées a également un impact notable sur les performances des cellules. Les interfaces sont en effet des zones d'interaction critiques entre les différentes couches: les matériaux possédant entre autres différentes structures cristallines, paramètres de maille, affinités électroniques et chimiques ou coefficients de diffusion sont le siège préférentiel de défauts cristallins et d'inter-diffusion.

Afin d'optimiser les performances de la cellule PV à base de cette filière, nous avons étudié dans ce travail de thèse l'influence de différents paramètres sur les performances de la cellule solaire à base de CZTSSe choisie comme référence dans la littérature [4,5]. Pour cela, nous avons analysé l'influence des différents paramètres physiques des différentes couches constitutives d'une cellule. Il s'agit en particulier de la couche transparente conductrice réalisée à base d'oxyde, appelée couche TCO. Nous avons également étudié l'influence des paramètres des couches tampon et absorbante sur les paramètres optiques et électriques et de l'efficacité de la cellule. La cellule référence considérée dans ce travail est une cellule proposée par Wang *et al.* [1] avec des matériaux et épaisseurs des différentes couches montrés dans la figure.VI.1. Dans les paragraphes suivants, nous présentons donc ces différentes couches avec, pour prolonger cette étude, la présentation des travaux que nous avons effectués d'optimisation, principalement effectués sur la couche absorbante.



**Figure VI. 1 : La cellule référence considérée dans ce travail proposée par Wang [1].**

**A. La couche absorbante. Cas de la couche CZTSSe :**

La couche la plus importante dans la cellule photovoltaïque est la couche absorbante, en l'occurrence  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}_x, \text{Se}_{1-x})_4$  (CZTSSe) dans notre cas, car elle est responsable de l'absorption des rayonnements solaires ainsi que la génération des porteurs de charges (les électrons et les trous).

Le CZTSSe est un semi-conducteur  $\text{I}_2\text{-II-IV-VI}_4$  à bande interdite directe, possédant un coefficient d'absorption plus élevé que celui du Si dont la bande interdite est indirecte. Le composé obtenu est de structure cristalline chalcopyrite et de nature polycristalline.

## B. La couche tampon. Cas de la couche en CdS

La couche tampon, représentée en jaune dans la figure VI.1, est une couche de type-n à base de sulfure de cadmium CdS déposée par bain chimique (Chemical Bath Deposition, CBD) sur l'absorbeur afin de réaliser la jonction PN. Cette couche tampon a également pour rôle de passiver les états de surface du CZTSSe [6] et de protéger la surface du CZTSSe du dépôt par pulvérisation cathodique de la couche d'oxyde transparent conducteur (TCO) qui pourrait l'endommager. La couche tampon ne devant pas être un obstacle à l'absorption des photons au sein de l'absorbeur, la largeur de la bande interdite du CdS est plus grande que celle du CZTSSe, à savoir :  $E_{g-CdS} = 2,4 \text{ eV} > E_{g-CZTSSe} = 1-1,5 \text{ eV}$ . Cependant, les paires électron-trou générées dans la couche de CdS ne sont pas collectées. Une explication possible a été proposée par Zabierowski *et al.* qui consiste à admettre une inversion de champ à l'interface CdS/ZnO [7]. La densité de porteurs de la couche tampon est également supérieure à celle de l'absorbeur afin d'optimiser l'étendue de la zone de charge d'espace dans l'absorbeur. On retrouve aussi cette couche tampon CdS au sein des cellules intégrant un absorbeur de type CIGS et CdTe.

Dans l'analyse critique de l'utilisation de ce type de couches tampons, il faut noter le fait que les caractéristiques de cette couche tampon influent directement le fonctionnement et le rendement du dispositif, puisque les photo-porteurs générés à partir de l'absorption de photons ne sont pas collectés (Pour rappel : dans le CdS,  $E_g = 2,4 \text{ eV}$ ).

Il est également nécessaire de noter que les couches tampons CdS contiennent du cadmium comme éléments de base. Or le cadmium est hautement cancérigène [8], représentant un danger potentiel, principalement augmenté en fin de vie des panneaux lorsqu'ils sont soit stockés sur site, soit recyclés. Enfin, au niveau industriel, la synthèse du sulfure de cadmium s'effectue par CBD ce qui entraîne une rupture du vide sur la chaîne de production, ainsi que des coûts occasionnés par le stockage de réactifs dangereux (cadmium, thiourée, ammoniac) et le traitement des déchets toxiques.

Ainsi, il est largement intéressant d'envisager le remplacement de CdS dans la couche tampon par des éléments ayant également une large bande interdite mais n'étant pas toxiques. La problématique est donc double, puisqu'il s'agirait dans l'idéal de substituer à la fois le matériau et la technique de dépôt. Parmi les nombreux travaux réalisés par la communauté internationale du CIGSe sur cette substitution, les couches tampon alternatives synthétisées donnant les dispositifs avec les meilleurs rendements sont à base de zinc ou de sulfure d'indium.

Récemment, pour le remplacement du CdS en couche tampon dans la cellule solaire CZTSSe, le ZnS a été souvent pressenti en raison de ses excellentes propriétés optiques et électriques liées à sa large bande interdite égale à 3.7 eV [9], sa non-toxicité [10], son abondance et la disponibilité de ses composants à faible coût [11]. Enfin, un dernier avantage et pas des moindres, est qu'il est possible de faire croître la couche tampon de ZnS dans les mêmes conditions que la couche absorbante [12].

### **C. La couche tampon. Cas de la couche en ZnS**

Les composés à base de zinc en tant que couches tampon alternatives font partis du groupe des semi-conducteurs II-VI et ont une bande interdite directe, contrairement aux composés à base de sulfure d'indium également étudiés et utilisés comme couche tampon. Le ZnS est parmi les matériaux donnant les meilleures performances électriques. La principale caractéristique matériau des couches tampon à base de Zn sont répertoriées dans la table VI.1 [13].

Le sulfure de zinc, ZnS a été le premier matériau étudié pour remplacer le CdS, le zinc suivant le cadmium dans la colonne 12 de la classification périodique [7]. Les premiers résultats de cellules solaires CIGSe à couche tampon ZnS, reportés en 1992, atteignaient à peine 10 % de rendement dû au large CBO (Conduction Band Offset) ( $\sim 1,6$  eV) présent à l'interface absorbeur/couche tampon [14]. C'est sous forme de composé ternaire Zn(O,S) que cette couche tampon a permis l'obtention du meilleur rendement atteint par un dispositif CIGSe à couche tampon alternative avec un rendement  $\eta = 18,6$  %

obtenu avec une cellule possédant une couche antireflet [15], sachant que le record pour un module était de 15,2 % sur 855 cm<sup>2</sup> [16]. Les couches minces de ZnS (ou Zn(O,S)) répertoriées dans la littérature ont été synthétisées selon cinq techniques de dépôt différentes : le Chemical Bath Deposition, CBD (mentionné précédemment concernant les couches de CdS), le dépôt par couche atomique (Atomic Layer Deposition, ALD), l'évaporation, la pulvérisation cathodique et une technique constituée de successions de dépôts de précurseurs et d'expositions sous flux gazeux réactif (Ion Layer Gaz Reaction, ILGAR) [17].

#### **D. La couche conductrice à base d'oxyde transparent**

Suite au dépôt des différentes couches présentées précédemment, une couche mince d'oxyde de zinc (ZnO,  $E_g = 3,37$  eV) est ajoutée à l'empilement. Cette couche sert à réduire les éventuels courants de fuite au niveau de la jonction et à protéger l'interface avant lors du dépôt de la couche fenêtre (oxyde de zinc dopé à l'aluminium ZnO:Al,  $E_g \sim 4$  eV), dont la pulvérisation est de plus haute énergie. Cette dernière, de type dégénéré n+, permet d'atteindre la conductivité nécessaire à la collecte des porteurs. Ces deux couches d'oxyde doivent présenter une transparence maximale afin de permettre une transmission optimale de la lumière incidente utile à l'absorbeur, d'où leur nom de couche fenêtre [7].

#### **E. Les grilles métalliques**

Enfin, une grille métallique est déposée sur chaque cellule afin d'améliorer l'extraction des porteurs de charge photo-générés. Ces grilles sont composées d'une superposition d'une couche de nickel ( $\sim 50$  nm) et d'une couche d'aluminium ( $\sim 2$   $\mu$ m) déposées par évaporation par canon à électron. La couche de Ni améliore l'accroche du contact d'aluminium qui forme un contact ohmique à l'avant du dispositif.

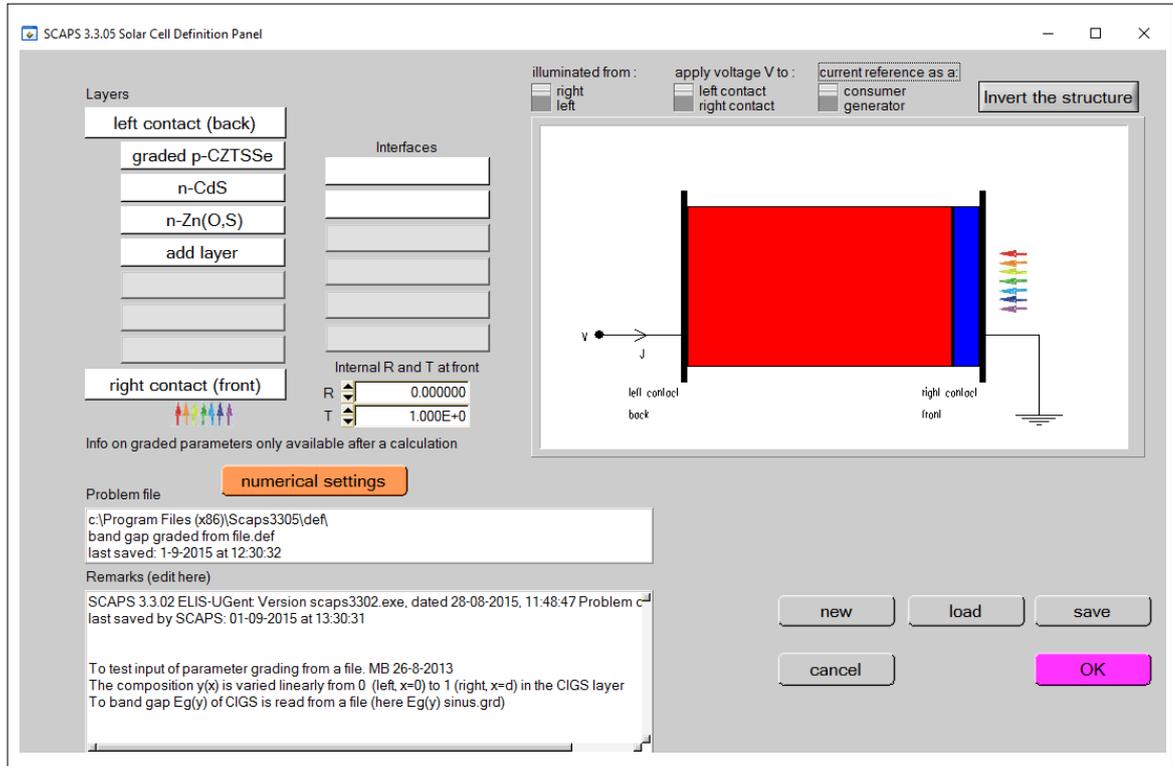
Table VI. 1 : Paramètres utilisés dans cette simulation

Matériaux	ZnO	ZnS	CdS	CZTSSe
Propriétés				
Thickness ( $\mu\text{m}$ )	<b>0.2</b>	0.05	0.05	<b>2</b>
Energy of gap (eV) – $E_g$ –	3.37	3.7	2.4	<b>1.13</b>
Electron affinity – $\chi$ –	4.4	4.5	4.3	4.1
Dielectric permittivity – $\epsilon$ –	9	9	10	13.6
Effective CB density of states ( $\text{cm}^{-3}$ ) – $N_C$ –	$2.2 \times 10^{18}$	$2.2 \times 10^{18}$	$2 \times 10^{18}$	$2.2 \times 10^{18}$
Effective VB density of states ( $\text{cm}^{-3}$ ) – $N_V$ –	$1.8 \times 10^{19}$	$1.8 \times 10^{19}$	$9.1 \times 10^{19}$	$1.8 \times 10^{19}$
Electron thermal velocity (cm/s)	$10^7$	$10^7$	$10^7$	$10^7$
Hole thermal velocity (cm/s)	$10^7$	$10^7$	$10^7$	$10^7$
Electron mobility ( $\text{cm}^2/\text{V.s}$ ) – $\mu_e$ –	100	100	72	100
Hole mobility ( $\text{cm}^2/\text{V.s}$ ) – $\mu_h$ –	25	25	20	12.5
Shallow donor density ( $\text{cm}^{-3}$ ) – $N_D$ –	$10^{17}$	$10^{18}$	$10^{17}$	/
Shallow acceptor density ( $\text{cm}^{-3}$ ) – $N_A$ –	/	/	/	$10^{15}$

### VI.2.2. Méthodologie utilisée dans l'optimisation des paramètres

Le logiciel SCAPS (Solar Cell Capacitance Simulator) est un programme de simulation des cellules solaires à 1 dimension développé au département d'Electronique et Systèmes d'Information (ELIS) de l'Université de Ghent en Belgique sous la supervision générale du Dr. Marc Burgelman [18-20]. Ce programme a été développé spécialement pour simuler les caractéristiques en courant alternatif (AC) et courant continu (DC) des cellules solaires hétérojonctions en couches minces. Une des caractéristiques essentielles de la version 3.2.00 de SCAPS est qu'elle incorpore les niveaux de défauts de type gaussien. Des paramètres de sorties telles que les caractéristiques J-V dans le noir et sous éclairnement peuvent être extraites des résultats obtenus d'une simulation

par SCAPS. En plus des informations importantes telles que le diagramme de bandes d'énergie, les distributions du champ électrique, les populations de porteurs libres et piégés, les profils de génération-recombinaison et les densités des porteurs individuels en fonction de la position peuvent être extraites du programme SCAPS.



**Figure VI. 2 : La page fenêtre de programme SCAPS.**

Dans cette étude, on considère d'abord la possibilité de remplacer le matériau CdS avec un autre matériau de type ZnS dans la couche tampon. Ensuite, avec une cellule intégrant une couche tampon ZnS, nous continuons en optimisant, l'épaisseur de différentes couches de la cellule solaire CZTSSe, et plus spécialement par l'étude de l'influence du rapport  $S/(S+Se)$  induisant une épaisseur variable de la bande d'énergie de la couche d'absorbante de la cellule influençant sur ces performances.

En incorporant les différents paramètres du matériau dans SCAPS pour tous les aspects de l'analyse, on peut observer et enregistrer les variations des paramètres fonctionnels que sont le courant de court-circuit,  $J_{SC}$ , la tension de circuit ouverte,  $V_{OC}$ , le facteur de forme, FF, et le rendement,  $\eta$ . La performance

des cellules solaires est analysée via ses caractéristiques  $J(V)$  et son efficacité quantique. Les paramètres des matériaux utilisés dans cette simulation qui ont été sélectionnés sur la base des valeurs de la littérature, de la théorie et dans certains cas estimés de façon raisonnable sont listés dans le tableau VI.1. La simulation a été réalisée pour des valeurs de la condition standard de test, STC, en considérant un spectre de rayonnement AM 1.5,  $100 \text{ mW.cm}^{-2}$  et une température égale à 300 K.

Les trois couches étudiées dans cette simulation sont celles de ZnO pour la couche TCO, ZnS ou CdS pour la couche tampon et CZTSSe pour la couche absorbante. En intégrant les différents paramètres des matériaux dans SCAPS, les changements dans les valeurs de  $V_{OC}$ ,  $J_{SC}$ , FF et  $\eta$  en fonction de différents paramètres sont étudiés.

### **VI.2.3. Approche et méthodes pour une cellule graduée**

Il convient de noter qu'en mettant en œuvre une composition graduée des couches cellulaires, non seulement la bande interdite, mais presque toutes les autres propriétés des matériaux sont alors graduées.

Une conséquence plus scientifique du gradient est qu'elle modifie les équations de semi-conducteur dominant le problème. Dans les couches graduées, les forces d'entraînement pour le courant électrique sont le courant de dérive du gradient potentiel électrostatique, le gradient de concentration et le courant de diffusion. Les équations de continuités de trou et électron sont modifiées par la présence d'un gradient de mobilité et les équations de Poisson sont modifiées par un gradient de la constante diélectrique. Ces équations modifiées ont été décrites dans la littérature par M. Burgelman *et al.* [18] et sont maintenant mises en œuvre et intégrées dans le logiciel SCAPS permettant leurs résolutions.

Le logiciel SCAPS utilise un schéma de discrétisation exponentiellement ajusté pour établir et résoudre les équations pour le courant d'électron et de trou,  $J_n$  et  $J_p$ , et pour l'équation de continuité pour les électrons et les trous impliquant la fonction de Bernoulli  $B(x)$  [21]. Lorsque des gradients en affinité électronique

$\chi$  ou la largeur de la bande interdite  $E_g$  sont présents, ce formalisme est étendu en ajoutant les potentiels de bande au potentiel électrostatique. On obtient une expression pour les courants en un point «  $i+1/2$  » à mi-chemin entre deux points de maille «  $x_i$  » et «  $x_{i+1}$  »:

$$J_{n,i+1/2} = \frac{D_{n,i+1/2}}{x_{i+1}-x_i} \cdot [B(\Phi_i^n - \Phi_{i+1}^n)n_i - B(\Phi_{i+1}^n - \Phi_i^n)n_{i+1}] \quad (\text{VI.1})$$

$$J_{p,i+1/2} = \frac{D_{p,i+1/2}}{x_{i+1}-x_i} \cdot [B(\Phi_i^p - \Phi_{i+1}^p)p_i - B(\Phi_{i+1}^p - \Phi_i^p)p_{i+1}] \quad (\text{VI.2})$$

Où  $D_{n,i+1/2}$  et  $D_{p,i+1/2}$  sont les constantes de diffusion d'électrons et de trous évaluées à mi-chemin de l'intervalle  $[i, i+1]$ , et  $\Phi^n$  et  $\Phi^p$  sont les potentiels électrostatiques effectifs évalués aux points de maillage  $i$  et  $i+1$ . Ces potentiels effectifs sont donnés par les formules suivantes :

$$\Phi^n = \Phi + \vartheta_n \text{ with } \vartheta_n = \chi + \ln\left(\frac{N_C}{N_{C0}}\right) \quad (\text{VI.3})$$

$$\Phi^p = \Phi + \vartheta_p \text{ with } \vartheta_p = \chi + E_g - \ln\left(\frac{N_V}{N_{V0}}\right) \quad (\text{VI.4})$$

Alors  $N_{C0}$  et  $N_{V0}$  sont des valeurs de référence arbitrairement choisies pour la densité d'états dans la bande de conduction  $N_C$  et dans la bande de valence  $N_V$ . Tous les potentiels et énergies apparaissant dans les équations de (VI.1) à (VI.4) sont normalisés à  $kT/q$  ou  $kT$ . Il n'y a pas de difficultés particulières pour adapter l'équation de Poisson discrétisée à un constant diélectrique gradué, donc à une valeur d'épaisseur  $x$  dépendante. De ce fait, il est possible de déterminer la constante diélectrique, et les équations de continuité d'électrons et de trous discrétisées à des constantes de diffusion graduées  $D_n(x)$  et  $D_p(x)$ .

Plusieurs lois de classement sont mises en œuvre dans le logiciel SCAPS et sont proposées par l'interface utilisateur: linéaire, exponentiel, logarithmique,

parabolique...etc. Ces lois de graduation peuvent être utilisées pour définir la classification de composition (S, Se) sur une couche.

Dans cette partie d'étude nous avons choisi un profil exponentiel de la bande interdite, donc nous intéressons à citer les lois de ce profil.

Une loi exponentielle pour les couches graduées en compositions est bien adaptée pour décrire une composition de fond dans la masse d'une couche, avec ou sans diffusion aux limites des couches. Dans cette description, il y a quatre paramètres à considérer : la composition  $y_{left}$  à  $x = 0$  et  $y_{right}$  à  $x=d$  (avec  $d$ , l'épaisseur de la couche), la composition de fond ou de volume  $y_0$  et la longueur caractéristique  $L$ . Elle prend la forme:

$$y(x) - y_0 = \frac{(y_{left} - y_0) \sinh\left(\frac{d-x}{L}\right) + (y_{right} - y_0) \sinh\left(\frac{x}{L}\right)}{\sinh\left(\frac{d}{L}\right)} \quad (\text{VI.6})$$

Pour interpoler la constante d'absorption optique  $\alpha(\lambda, y)$  pour une certaine composition  $y$ , entre le matériau pur CZTS avec la composition  $y = 0$  et l'absorption  $\alpha_A(\lambda)$ , et le matériau pur CZTSe avec la composition  $y = 1$  et l'absorption  $\alpha_B(\lambda)$ , nous avons développé l'algorithme suivant. Dans un premier temps, nous avons déterminé les longueurs d'onde de coupure  $\lambda_{gA}$  et  $\lambda_{gB}$  des matériaux purs, et une longueur d'onde caractéristique  $\lambda_{0A}$  et  $\lambda_{0B}$  dans la gamme de longueurs d'onde du proche UV. En effet, habituellement, les courbes  $\alpha(\lambda)$  présentent un seuil d'absorption maximum dans le proche UV. Nous avons déterminé la longueur d'onde de coupure  $\lambda_g$  du composé de composition  $y$  avec Equation II.1 du chapitre II. Une première estimation pour  $\alpha(\lambda)$  est alors obtenue par évaluation  $\alpha_A$  à une longueur d'onde  $\lambda_A$  donnée par :

$$\lambda_A = \frac{\lambda_{gA}(\lambda - \lambda_{0A}) + \lambda_{0A}(\lambda_g - \lambda)}{(\lambda_g - \lambda_{0A})} \quad (\text{VI.7})$$

De la même façon, nous avons effectué une seconde estimation pour l'évaluation de  $\alpha_B$  à une longueur d'onde  $\lambda_B$  trouvée d'une manière similaire à  $\lambda_A$

via l'équation (VI.7) appliquée au point B. La valeur de l'absorption a finalement été déduite de la moyenne pondérée logarithmique entre les deux estimations:

$$\log \alpha = (1 - y) \cdot \log \alpha_A(\lambda_A) + y \cdot \log \alpha_B(\lambda_B) \quad (\text{VI.8})$$

### VI.3 Etude des cellules solaires CZTSSe non-gradué

Comme indiqué en introduction de ce chapitre, dans cette section, nous décrivons l'étude et les résultats obtenus dans l'optimisation des différentes couches de la cellule solaire CZTSSe principalement pour obtenir un meilleur rendement possible. Dans cette simulation, des bandes planes (valeur automatisée de SCAPS pour la fonction de travail des métaux) ont été choisies pour le contact avant [19]. Pour les calculs à bande plane, la couche adjacente au contact est considérée différemment selon qu'il s'agit de couches de type n, p ou de type intrinsèque, et SCAPS calcule automatiquement la fonction de travail du métal [22].

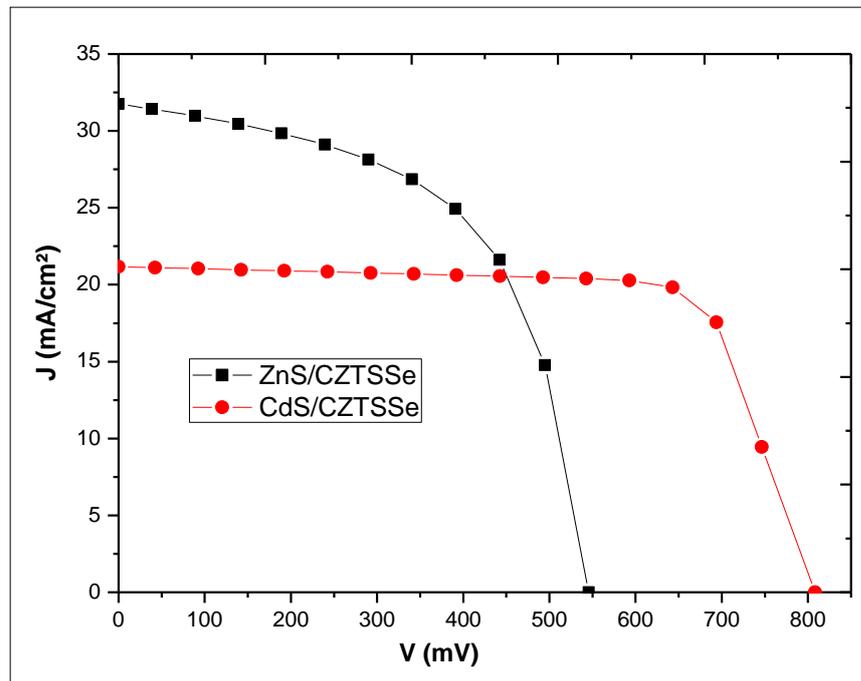
En plus des conditions STC, les autres paramètres fixes considérés dans cette simulation sont les résistances série et shunt égales à  $R_s = 0,36 \Omega \cdot \text{cm}^2$  et  $R_{sh} = 1000 \Omega \cdot \text{cm}^2$ , respectivement.

Dans la première partie, nous avons vérifié le modèle de la cellule référence présenté dans la figure VI.3 suivant les paramètres caractéristiques de la cellule choisie en référence, provenant de la littérature et reportés dans la table VI.1. Nous rappelons que ces paramètres sont une épaisseur de la couche de ZnO et des couches tampons de  $0,2 \mu\text{m}$  et  $0,05 \mu\text{m}$  respectivement avec un rapport de composition  $x = 0,3$  pour S/Se dans la couche absorbante.

Par simulation, nous avons trouvé une efficacité de la cellule CZTSSe de référence (c'est à dire avec la couche tampon de CdS) égale à 12,75%. Cette valeur est à comparer avec celle indiquée par le fabricant, c'est-à-dire 12,6% [1]. Ce résultat de simulation, distant de 1,2% montre que les paramètres que nous avons définis dans le logiciel SCAPS, les méthodologies et démarche scientifiques que nous avons suivies dans notre étude sont justes, proche de la

réalité et simulant correctement le fonctionnement d'une cellule CZTSSe. Cette vérification nous permet alors de poursuivre l'optimisation des différents paramètres pour vérifier la faisabilité de rendement supérieurs dans ce type de cellule.

Nous avons en particulier comparé avec les mêmes paramètres, les résultats obtenus avec la cellule de référence CZTSSe dont la couche tampon est à base de CdS avec ceux obtenus avec une cellule solaire dont la couche tampon, de même épaisseur est à base de ZnS .



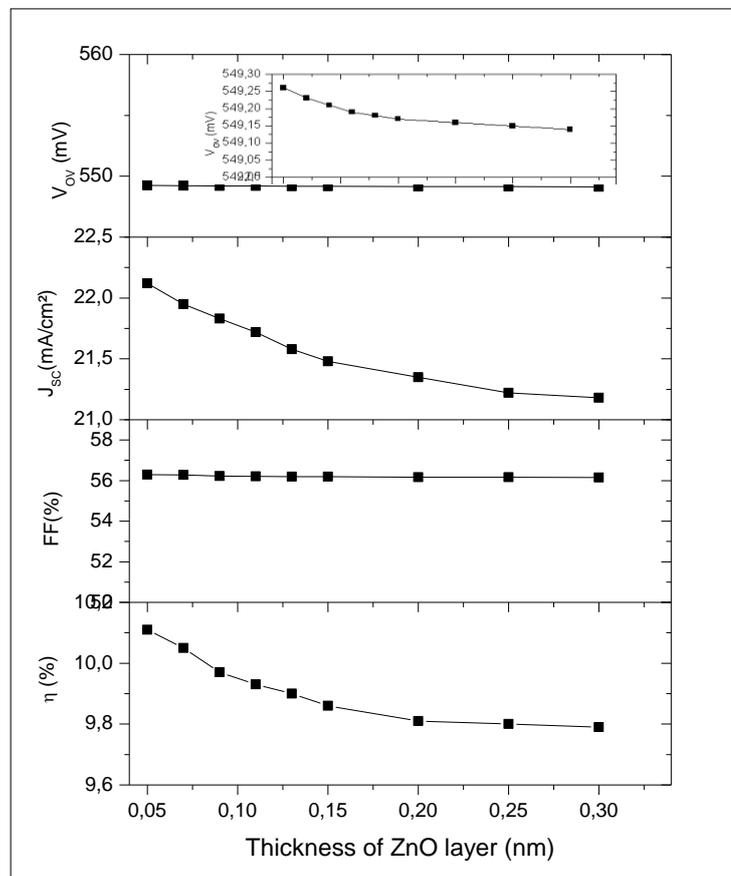
**Figure VI. 3 : Caractéristiques J(V) des cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec des épaisseurs de ZnO et des couches tampons de 0,2  $\mu\text{m}$  et 0,05  $\mu\text{m}$  respectivement et un rapport de composition  $x = 0,3$**

Les caractéristiques J(V) des deux structures sont largement différentes avec une augmentation de  $J_{SC}$  et une diminution de  $V_{OC}$  d'environ un tiers lorsque ZnS remplace le CdS dans la couche tampon. Ces évolutions en  $J_{SC}$  et  $V_{OC}$  sont généralement attribuées à l'écart des énergies de gap entre les deux matériaux avec  $E_{gCdS} < E_{gZnS}$ . L'utilisation d'une couche tampon de ZnS permet de récupérer une plus grande partie de l'absorption dans la couche absorbante de CZTSSe.

Dans nos simulations, nous avons supposé le même rapport de pertes optiques pour les deux cellules sur la base des couches tampons CdS ou ZnS. Avec cette hypothèse, l'efficacité de la seconde structure, intégrant la couche tampon de ZnS, a été trouvée égale à 9,81%.

### VI.3.1. Optimisation de l'épaisseur de la couche TCO

Dans cette section, on va optimiser la couche TCO considérant les effets de l'épaisseur de ZnO sur les performances de la cellule solaire avec les paramètres STC. La figure VI.4 présente les quatre paramètres fonctionnels  $V_{OC}$ ,  $J_{SC}$ , FF et  $\eta$  de la cellule solaire en fonction de l'épaisseur cette couche TCO.



**Figure VI. 4: Effets de l'épaisseur de la couche TCO sur les performances de la cellule solaire CZTSSe avec une épaisseur de 2  $\mu\text{m}$  de la couche absorbante et un rapport de composition  $x = 0,3$ .**

Nous pouvons voir, d'après la figure VI.4 que la tension en circuit ouvert,  $V_{OC}$ , est presque constante et que  $J_{SC}$  diminue de 22,12 à 21,18 mA / Cm<sup>2</sup> lorsque l'épaisseur de la couche de ZnO augmente de 0,05  $\mu\text{m}$  à 0,2  $\mu\text{m}$ . Gordon *et al.* [23] montrent que l'absorption optique est liée à la diffusion interne induisant une

longueur de trajet de lumière plus longue proportionnelle à l'épaisseur. Ainsi, une augmentation de l'absorption optique de la lumière incidente dans cette couche TCO sur le côté avant de la cellule est induite directement par une augmentation de son épaisseur. Il en résulte une diminution de l'effet photovoltaïque dans la jonction active et donc une diminution globale du courant et, bien sûr, de sa valeur de court-circuit  $J_{SC}$  du fait de la diminution de la quantité de photons intervenant dans le processus de conversion de l'énergie photonique en énergie électronique dans les couches actives de la cellule. Cependant, comme le processus photovoltaïque principal a lieu dans les couches tampon et absorbeur, la forme des caractéristiques J-V n'est pas modifiée de manière significative par un changement de l'épaisseur de la couche TCO. Enfin, on peut voir la grande influence de l'épaisseur de la couche TCO sur l'efficacité de la cellule. En effet, l'efficacité de la cellule est à son maximum, égale à 10,11% pour la couche de TCO la plus mince, et après une diminution continue avec l'épaisseur lorsque la couche possède l'épaisseur de la cellule de référence, tombe à un rendement égal à 9,81% pour une épaisseur de 0,2  $\mu\text{m}$ . Cette perte d'efficacité est directement liée à la diminution du nombre de photons traversant la couche TCO avec l'épaisseur, c'est-à-dire une diminution de la densité de courant participant au procédé photovoltaïque, comme expliqué ci-dessus.

Ces observations sont confirmées par les résultats de la littérature. La diminution de la performance avec l'augmentation de l'épaisseur de la couche de ZnO est liée au fait que cette couche peut absorber et réfléchir une quantité de la lumière incidente sur la face avant [24]; de sorte que lorsque l'épaisseur de cette couche diminue, la performance de la cellule solaire CZTSSe s'améliore directement.

On note par ailleurs, que la meilleure performance de la cellule solaire CZTSSe intégrant une couche tampon ZnS est obtenue avec une épaisseur de couche TCO de 50 nm, permettant une diminution d'un facteur quatre de l'épaisseur de cette cellule de référence. Cette optimisation de l'épaisseur de la

couche TCO a plusieurs conséquences, en particulier une diminution du coût global de la cellule.

A ce premier stade d'optimisation, les meilleures performances de la cellule que nous avons trouvées sont décrites par un rendement de la cellule résultante égal à 10,11%, un facteur de forme égal à 56,3%, une densité de courant de court-circuit égale à 22,12 mA / Cm<sup>2</sup> et une tension de circuit-ouvert égale à 549,14 mV. En raison de ces résultats intéressants, nous conservons cette épaisseur, égale à 50 nm, de la couche TCO dans la suite des travaux d'optimisation.

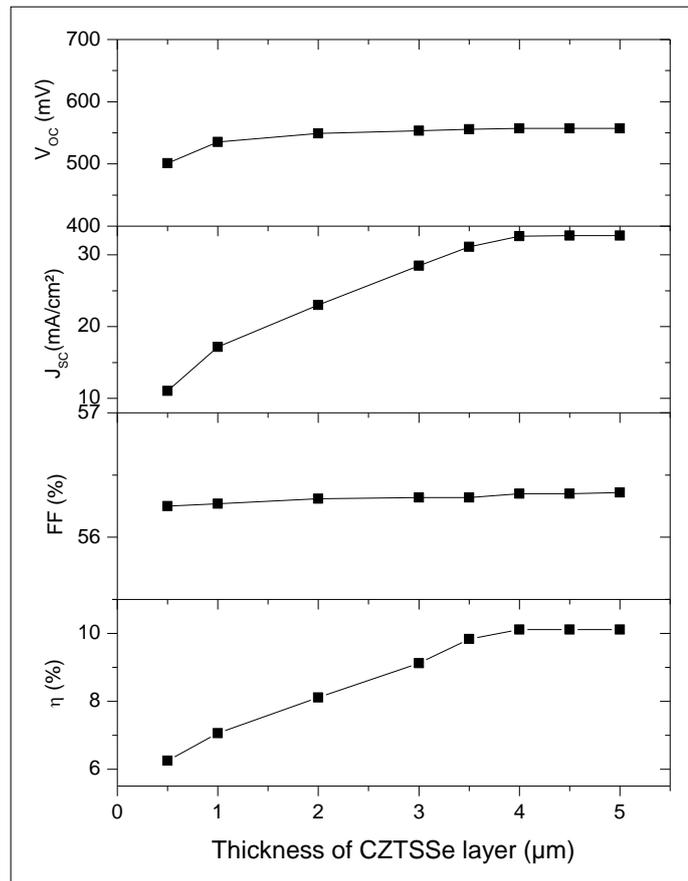
### **VI.3.2. Influence des paramètres physiques et fonctionnels de la couche absorbeur sur les performances d'une cellule.**

Lors de l'analyse des résultats de la littérature, nous avons discuté l'influence des paramètres de la couche absorbante dans les paragraphes et chapitres précédents. En effet, il semble que c'est dans la couche absorbante que les possibilités d'optimisation du rendement sont les plus importantes. C'est pour cette raison que nous avons consacré un grand temps de ce travail de thèse à la caractérisation et optimisation de cette couche absorbante dans les cellules CZTSSe. Pour cela, nous avons considéré ses différents paramètres, physiques comme le rapport S/Se, fixe et sous forme de gradient et fonctionnels comme son épaisseur. Nous présentons dans la suite de ce manuscrit les résultats originaux obtenus lors de ce travail avec les paramètres optimisés que nous avons précédemment trouvés dans notre étude des couches superficielles TCO et tampon.

#### **A. Influence de l'épaisseur de la couche absorbeur sur les performances de la cellule CZTSSe**

A partir d'une certaine profondeur de la couche absorbante, les photons ne peuvent plus pénétrer et il n'est plus nécessaire d'augmenter l'épaisseur de cette couche. Or, l'épaisseur de la couche absorbante est directement liée au coût final et à la performance de la cellule. C'est la raison pour laquelle l'épaisseur de cette couche est un paramètre important pour analyser et optimiser les cellules à base

de CZTSSe, en tenant compte des différents rapports de concentration  $x=S/(S+Se)$  possibles de cette couche. L'influence de l'épaisseur de la couche absorbante sur les performances de la cellule solaire, telle que nous l'avons simulée avec le logiciel SCAPS pour différentes valeurs de  $x$  est représenté sur la figure VI.5 dans le cas  $x=0.3$ .



**Figure VI. 5: Effets de l'épaisseur de la couche absorbante sur la performance de la cellule solaire CZTSSe non dégradée avec une épaisseur de  $0,05 \mu\text{m}$  de la couche de ZnO et rapport de composition  $x = 0,3$**

Selon la figure VI.5, on constate que  $V_{OC}$  est essentiellement non affecté par l'épaisseur de l'absorbeur. Par contre,  $J_{SC}$  évolue du simple au double dans les premier  $4\mu\text{m}$  de l'épaisseur, avec saturation au-delà. L'augmentation de  $J_{SC}$  est liée à l'augmentation du nombre de photons absorbés dans la couche et nous pouvons considérer que tout le processus photovoltaïque se produit dans les  $4\mu\text{m}$  premiers de la couche d'absorbeur, confirmant qu'au-delà d'une certaine épaisseur, les photons n'étant pas assez énergétique, ils n'atteindront pas cette

partie de la couche qui n'est alors plus utile au processus de conversion d'énergie photon-électron.

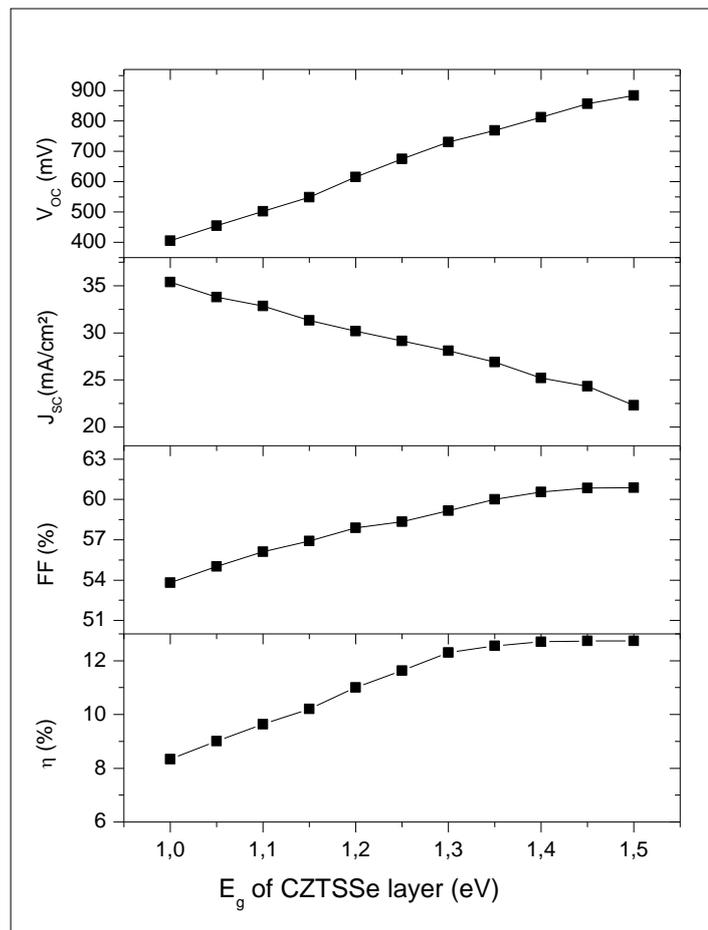
Le facteur de forme reste quasiment constant, autour de 56.3%. Enfin, l'efficacité de la cellule suit le même comportement que  $J_{SC}$ . Pour une cellule ayant un intervalle d'énergie pour la couche d'absorption égale à 1.13 eV et dans les paramètres standards définis ci-dessus, on peut considérer que l'épaisseur de 4  $\mu\text{m}$  est une épaisseur optimale.

Pour cette cellule optimisée avec  $x=0,3$  et une épaisseur de 4  $\mu\text{m}$  de la couche absorbante, on obtient  $V_{OC}$ ,  $J_{SC}$ , FF et  $\eta$ , respectivement égal à 556,9 mV, 32,6 mA / cm<sup>2</sup>, 56,35% et 10,11%.

### **B. Influence du rapport S/(S+Se) de la couche absorbeur sur les performances de la cellule CZTSSe**

Dans les cellules photovoltaïques, la couche absorbante absorbe les photons ayant une énergie supérieure ou égale à l'écart de bande du matériau [25,26]. Ainsi, on peut obtenir un rendement élevé et une meilleure stabilité du dispositif lorsqu'une largeur de bande interdite,  $E_g$  de la couche absorbante est choisi pour être optimum. Wang *et al.* [1] et Siebentritt *et al* [26] montrent que l'efficacité, en particulier la tension en circuit-ouvert et le facteur de forme sont limitées par les chemins de recombinaison présents en grand nombre dans les cellules solaires kelestites. Cependant, la largeur de la bande interdite dans le matériau de la famille CZTSSe peut être ajustée en faisant varier le rapport soufre / sélénium [24,27].

Dans cette section, nous analysons l'influence sur la performance de la cellule solaire CZTSSe de la largeur de la bande interdite de la couche de CZTSSe, en lien direct avec le rapport S/(S+Se), pour la composition variant du séléniure pur au sulfure pur.



**Figure VI. 6: Effets de la largeur de la bande interdite de la couche absorbante sur la performance de la cellule solaire CZTSSe non dégradée avec une épaisseur de 0,05  $\mu\text{m}$  de la couche de ZnO.**

La figure VI.6 montre les résultats de simulation des quatre paramètres caractéristiques en fonction de la bande de gap  $E_g$  de la couche d'absorbante variant de 1eV à 1,5 eV correspondant aux deux limites de concentration définies par les matériaux purs.

Dans un premier temps, nous discutons le comportement des  $V_{OC}$  par rapport à la valeur de  $E_g$ . On remarque dans la figure III.6., que les  $V_{OC}$  augmentent de façon linéaire, plus que doublant de valeur en passant de 401 mV à 885 mV, lorsque  $E_g$  augmente. Cette augmentation de  $V_{OC}$  avec  $E_g$  d'absorbant est linéaire. Ce comportement avait été déjà observé par Gloeckler *et al.* [28] et par Roger [29] dans des cellules de CIGS dans lesquels ils ont montré que le principal processus de recombinaison est la recombinaison en masse tandis que la recombinaison inter-faciale induit la saturation en  $V_{OC}$  seulement pour la couche d'absorption avec un  $E_g$  élevé. La formule linéaire obtenue est  $V_{OC}=E_g/q-586.5$

mV. Contrairement à ce qui se passe dans les cellules solaires CIGS, Mitzi *et al.* [30] par mesure de la dépendance en température de  $V_{OC}$  ont fourni des informations sur le processus de recombinaison de porteurs dominants dans les cellules solaires CZTSSe. Ils ont trouvé une grande différence entre l'énergie d'activation et l'énergie de gap, soulignant ainsi que parmi beaucoup d'autres facteurs influençant la  $V_{OC}$  de la cellule solaire CZTSSe, la recombinaison charge-porteur dans la région de jonction peut être le processus dominant. De plus, l'importance de cette contribution a été confirmée par Halim *et al.* [27] avec les résultats de mesures par la technique de photoluminescence résolue dans le temps (Time Resolved Photo-Luminescence, TRPL) soulignant que l'amélioration des  $V_{OC}$  dépend de la lenteur avec laquelle les porteurs photo-générés se recombinent.

A partir des résultats de la simulation, nous observons également que  $J_{SC}$  décroît, passant de 35,38 à 22,31 mA / cm<sup>2</sup> avec l'augmentation de la largeur de la bande interdite de 1 eV à 1,5 eV de la couche CZTSSe. Cette diminution de  $J_{SC}$  est due à la diminution de la longueur d'onde de coupure avec l'écart de bande, limitant l'absorption du rayonnement solaire incident dans la couche d'absorbeur. De plus, le facteur de forme augmente d'environ 5% dans la plage de  $E_g$  avec une valeur de saturation atteignant 60,8% pour  $E_g = 1,45$  eV, correspondant à un rapport  $x=S/(S+Se)$  égal à 0,9. Pour cette valeur optimale, les paramètres fonctionnels de la cellule que nous avons trouvés sont, pour  $V_{OC}$ ,  $J_{SC}$ , FF et  $\eta$  égaux à 857,32 mV, 24,43 mA / cm<sup>2</sup>, 60,80% et 12,74%, respectivement.

## **VI.4 Etude des cellules solaires CZTSSe graduée**

### **VI.4.1. Intégration d'une couche d'absorbeur à gradient de composition**

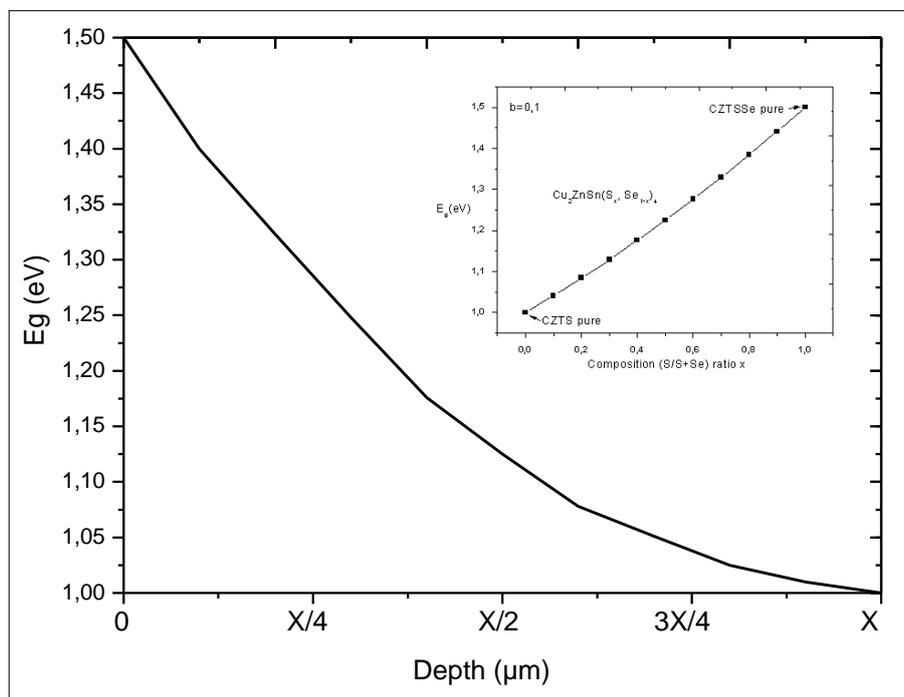
Des cellules solaires à couche mince ayant une couche absorbante avec un profil de bande interdite en profondeur peuvent être trouvées dans diverses cellules à base de divers matériaux comme CIGS par exemple [31,32]. Le principe est basé sur le fait que le profil variable du gap va augmenter l'absorption pour des photons dans une plus large gamme spectrale d'irradiation

ce qui aura pour conséquence directe, l'augmentation du rendement de la cellule. Cette amélioration de la performance a été expliquée pour les cellules CIGS par Lundberg *et al.* [32] par le fait que le niveau minimum de la bande de conduction et la probabilité de recombinaison sont inversement proportionnels à l'augmentation de bande interdite qui intervient lorsque l'on augmente la composition de Ga. Comme l'ont montré les divers résultats des optimisations antérieures présentées ci-dessus, une caractéristique méthodologique pour améliorer le rendement de conversion d'une cellule CZTSSe est l'optimisation du rapport  $S/(S+Se)$ , permettant de contrôler de manière appropriée l'alignement des bandes de la couche tampon et de la couche absorbante et par conséquent, l'amélioration de la durée de vie des porteurs de charge. Néanmoins, les grandes valeurs de bande de gap de CZTSSe conduisent également à une réduction du courant de court-circuit,  $J_{SC}$ . En effet,  $J_{SC}$  peut être compensé par l'introduction d'une structure à gradient de composition et donc à gradient de la largeur de la bande interdite. Cette structure induit un champ électrique dans la couche absorbée, ce qui augmente la tension de circuit ouvert,  $V_{OC}$  tout en réduisant la probabilité de recombinaison. Le résultat de ces phénomènes se traduit par l'augmentation de  $J_{SC}$ .

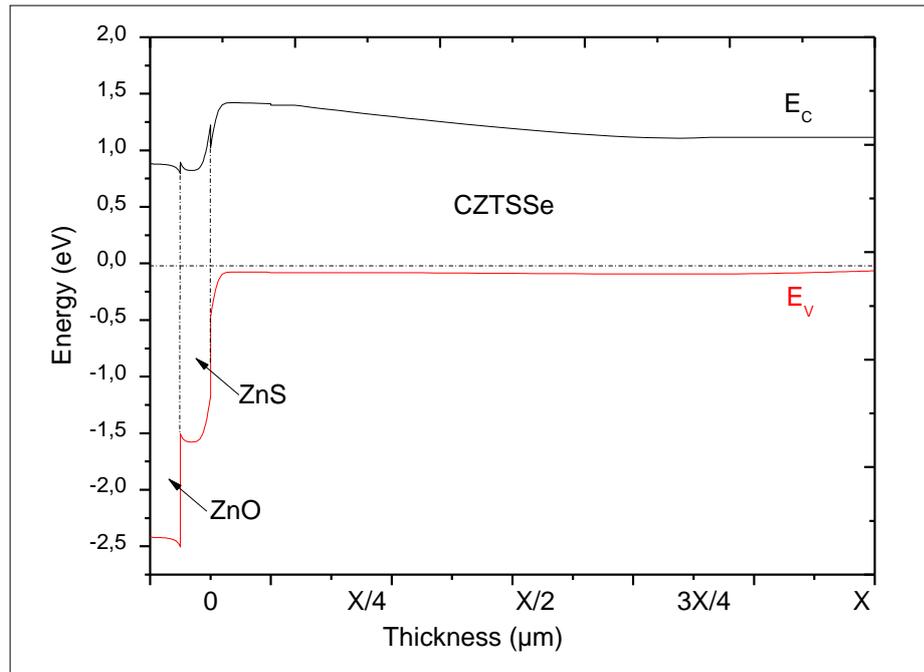
C'est pour cela que dans notre étude, nous avons cherché à optimiser le rapport de composition de la couche absorbante en prenant en considération une cellule intégrant une couche d'absorbeur CZTSSe en gradient. Les épaisseurs des différentes couches de la cellule sont maintenues constantes à leurs valeurs optimales que nous avons pu trouver dans la première phase de l'étude et que nous avons présentées plus haut. Par contre, pour réaliser une synthèse complète des performances de la cellule optimisée par rapport à la cellule de référence initiale, les variations de  $V_{OC}$ ,  $J_{SC}$ , FF et  $\eta$  en fonction de la concentration de dopage de la couche absorbante ont été considérées dans cette section à la fois pour les cellules solaires de structures ZnO/ZnS/CZTSSe et ZnO/CdS/CZTSSe.

La simulation des performances de la cellule est présentée pour un profil de gap exponentiel de la couche absorbante CZTSSe, variant exponentiellement de

1 à 1,5 eV dans toute l'épaisseur de couche. L'épaisseur de cette couche est notée par  $X$  dans ce qui suit avec la coordonnée  $X=0$  correspondant à la partie supérieure de la couche à la jonction avec la couche tampon. Dans cette première partie,  $X$  est considéré égal à  $4\ \mu\text{m}$  correspondant à l'épaisseur initiale de la couche absorbante dans la cellule standard. Nous avons choisi le profil exponentiel car il est proche d'un profil type réalisable dans un procédé industriel [33]. La figure VI.7 représente le rapport de composition et le profil d'intervalle de bande correspondant en fonction de la profondeur dans la couche d'absorbeur.



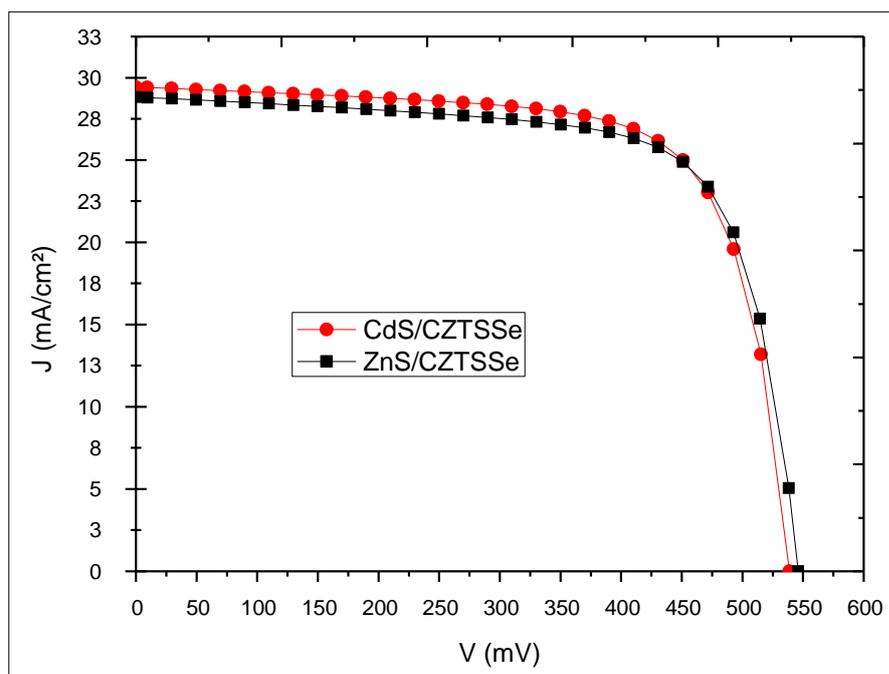
**Figure VI. 7: le rapport de composition et le profil d'intervalle de bande correspondant en fonction de la profondeur dans la couche d'absorbeur.**



**Figure VI. 8: Diagramme de bande de la cellule PV. (X = 0 correspondant à l'interface tampon / absorbeur).**

Le diagramme de bande résultant de la cellule est représenté sur la figure VI.8 pour la cellule gradient-ZnS / CZTSSe. La différence de gap entre les couches résulte d'une discontinuité dans le niveau de valence,  $E_v$ , et celui de conduction,  $E_c$ , des bandes à l'interface des couches induisant un décalage positif de  $\Delta E_v$  et un décalage négatif de  $\Delta E_c$ . Les résultats de la simulation indiquent un décalage de bande de conduction de type "Cliff" avec  $\Delta E_c = -0.2\text{eV}$ . Gloeckler *et al.* [28] ont montré que lorsque la bande de conduction présente un tel profil Cliff, le processus de recombinaison est dominant.

La figure VI.9 montre les caractéristiques J-V des structures de cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec une couche gradient de CZTSSe; Les performances des deux structures sont présentées dans la table VI.2.



**Figure VI. 9 : les caractéristiques J-V des structures de cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec une couche de gradient-CZTSSe**

Table VI. 2: Les performances des structures de cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe et ZnO / CdS / CZTSSe avec une couche gradient-CZTSSe

Structure/ Paramètre	$V_{OC}$ (mV)	$J_{SC}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF (%)	$\eta$ (%)
ZnO/ZnS/CZTSSe	546.1	28.83	71.7	11.23
ZnO/CdS/CZTSSe	538.7	29.43	71.31	11.31

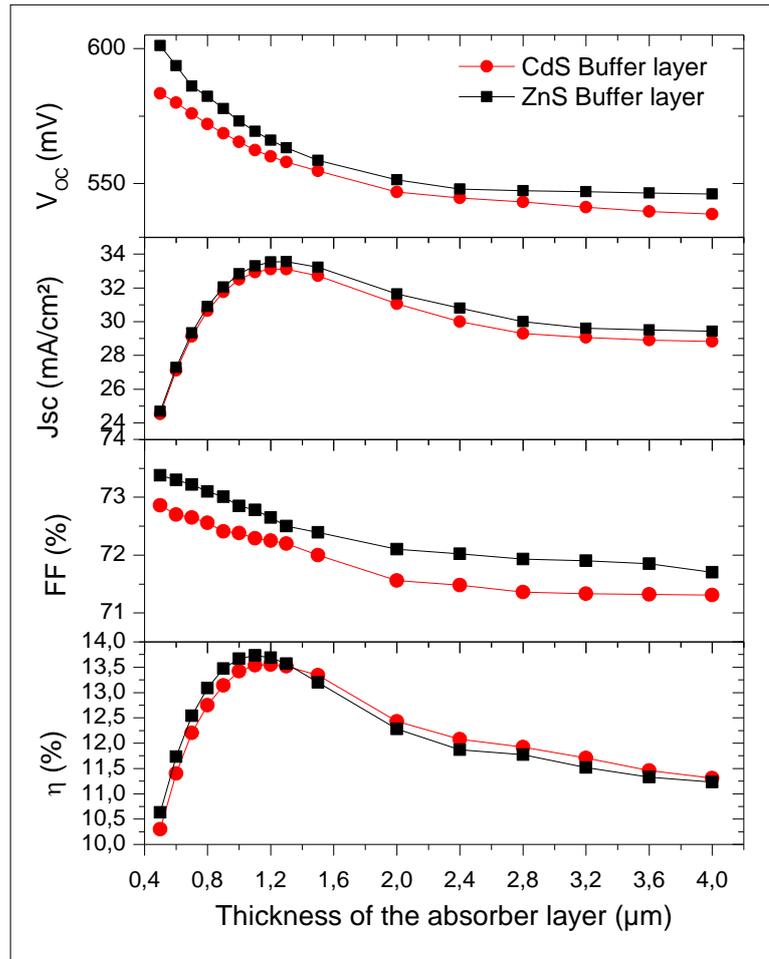
Les résultats montrent clairement que les performances des deux structures sont légèrement différentes lorsque la couche d'absorbeur suit un profil de composition exponentiel. La détérioration initiale de l'efficacité observée dans les cellules lorsque la couche tampon CdS est remplacée par une couche tampon ZnS se dissipe complètement avec une couche gradient-CZTSSe. Pour les deux cellules, nous remarquons également une augmentation de la performance par rapport à la performance des cellules non graduée avec les mêmes épaisseurs. Les deux paramètres fonctionnels  $J_{SC}$  et  $V_{OC}$  des cellules de profil de gap-gradient sont augmentés ce qui s'explique par l'amélioration de l'absorption des photons plus efficace dans une bande d'absorption plus large augmentant ainsi

l'efficacité de conversion quantique [34,35]. En effet, dans les cellules non graduée, les supports engendrés à l'intérieur de la couche absorbante possèdent une force d'entraînement insuffisante pour se déplacer vers la jonction pour la collecte de la charge limitant la largeur de la bande d'absorption de la couche absorbante. Par contre, et comme mentionné ci-dessus, la couche absorbante d'espace gradient crée une différence de potentiel dans la bande de conduction, et donc un champ électrique supplémentaire aidant les porteurs à dériver vers la région d'épuisement de charge d'espace. Par conséquent, la collection de porteurs dans la cellule de profil de gap-gradient est augmentée, en comparaison avec ce qui se passe dans une cellule non graduée. De plus, cette collection de porteurs améliorée, associée à une vitesse de recombinaison plus lente pour un gradient d'intervalle de bande normal, est responsable de moins de pertes. Il s'en suit une large amélioration des performances globales de la cellule solaire CZTSSe graduée comparativement à la cellule solaire standard basée sur le même matériau mais dont la couche absorbante est non graduée.

Enfin, on constate que l'épaisseur de la couche absorbante joue un rôle fondamental dans les performances de la cellule. En effet, même avec une couche gradient-CZTSSe de  $4\mu\text{m}$  d'épaisseur, l'efficacité de la cellule diminue de 1,3% par rapport à la cellule référence non graduée une couche absorbante égale à  $2\mu\text{m}$ . Ce résultat indique un moyen supplémentaire d'optimiser les performances de la cellule solaire CZTSSe, c'est-à-dire d'optimiser l'épaisseur de la couche absorbante. C'est ce travail que nous avons réalisé qui est présenté dans la partie suivante.

#### **VI.4.2. Influence de l'épaisseur de la couche absorbante sur les performances de la cellule graduée**

La figure VI.10 présente les caractéristiques des cellules solaires gradient-CZTSSe lorsque la valeur d'épaisseur de la couche absorbeur  $X$  varie de  $0,5\mu\text{m}$  à  $4\mu\text{m}$ . Dans ce travail, nous avons également considéré les deux types de cellules intégrant soit du CdS ou du ZnS comme couche tampon.



**Figure VI. 10: Performances des cellules solaires gradient-CZTSSe lorsque la valeur d'épaisseur de la couche absorbeur X varie de 0,5  $\mu\text{m}$  à 4  $\mu\text{m}$**

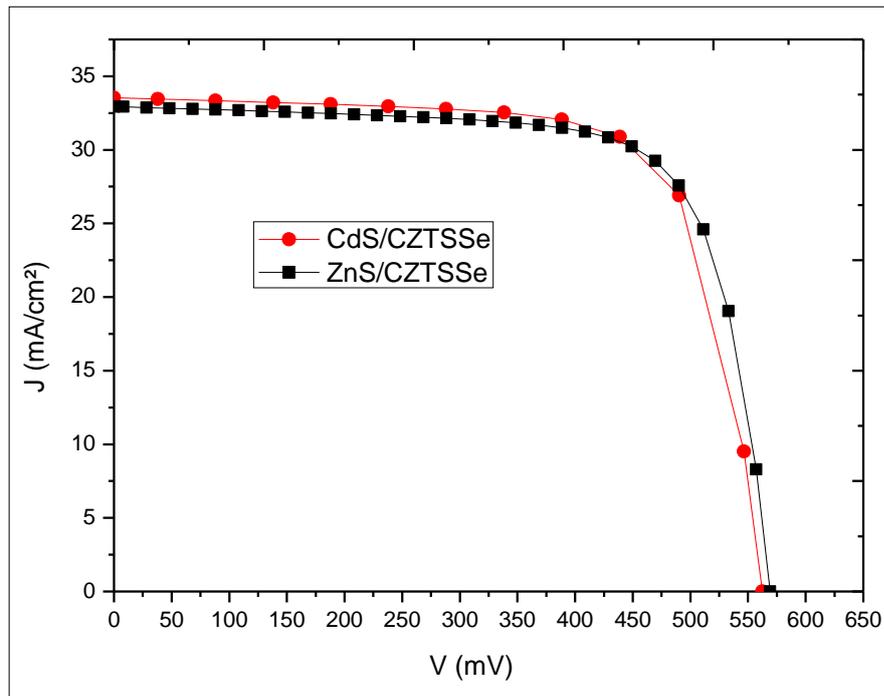
On observe sur la figure VI.10 que les performances des deux cellules solaires gradient CdS/CZTSSe et ZnS/CZTSSe sont fortement influencées par l'épaisseur de la couche absorbante et que la performance des deux cellules suit la même dépendance non linéaire avec l'épaisseur. La différence entre les valeurs des paramètres des cellules en fonction de la nature de la couche tampon a été précédemment discutée dans ce manuscrit. Nous constatons que la tension en circuit ouvert,  $V_{OC}$  diminue d'une façon continue avec l'augmentation de l'épaisseur de la couche d'absorbante. Dans les paragraphes précédents, nous avons reporté que la tension de circuit ouvert de la cellule non graduée CZTSSe reste constante avec l'épaisseur de la couche absorbante. Par contre, nous avons observé que  $V_{OC}$  diminue dans la cellule gradient-CZTSSe quand  $E_g$  varie de 1,5 eV à 1 eV. Ainsi, dans cette partie, la diminution de  $V_{OC}$  observée avec

l'épaisseur dans la cellule de gradient-CZTSSe peut être principalement attribuée à la diminution de  $E_g$  plutôt qu'à l'augmentation de l'épaisseur de la couche absorbante.

Pour les cellules solaires CdS/CZTSSe et ZnS/CZTSSe, la figure VI.10 montre que  $J_{SC}$  augmente largement jusqu'à une épaisseur égale à  $1,1 \mu\text{m}$ , que l'on notera  $X_s$  pour épaisseur seuil. Au-delà de  $X_s$ ,  $J_{SC}$  diminue lentement. Pour les deux cellules,  $J_{SC}$  prend la même valeur sur la première plage mais  $J_{SC}$  atteint un niveau supérieur lorsque l'épaisseur de la couche atteint  $X_s$  pour la cellule intégrant une couche tampon ZnS.

Finalement, il en résulte que les efficacités des cellules augmentent rapidement lorsque l'épaisseur de la couche absorbante gradient varie entre  $0,5 \mu\text{m}$  et  $X_s=1,1 \mu\text{m}$ . Dans cette plage, la cellule intégrant une couche tampon à base de ZnS présente une efficacité supérieure à celle que présente la cellule avec une couche tampon à base de CdS. Au-dessus de  $X_s$ , les rendements diminuent lentement. Ceci confirme ce qui a été expérimentalement observé par Mitzi *et al.* [30] qui ont montré qu'une épaisseur de la couche absorbante de  $1-2 \mu\text{m}$  est suffisante pour absorber la majeure partie du rayonnement solaire incident dû à l'écart direct entre les bandes de matériaux liés à la kesterite.

La meilleure performance de ces structures gradient CdS/CZTSSe et ZnS/CZTSSe obtenue dans des cellules ayant l'épaisseur de seuil  $X_s=1,1 \mu\text{m}$  pour la couche absorbante, sont présentées sur la figure VI.11 et sont rapportées dans la table VI.3.



**Figure VI. 11: La meilleure performance de ces structures obtenue dans des cellules ayant l'épaisseur de seuil pour la couche absorbante.**

Table VI. 3 : Performances optimales des cellules gradient-CZTSSe obtenues avec des épaisseurs d'absorbant et des couches tampons de 1,1  $\mu\text{m}$  et 0,05  $\mu\text{m}$ , respectivement

Structure/ Paramètre	$V_{OC}$ (mV)	$J_{SC}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF (%)	$\eta$ (%)
ZnO/ZnS/CZTSSe	569.3	32.938	72.78	13.73
ZnO/CdS/CZTSSe	562.4	33.53	72.29	13.55
Cellule Référence	513.4	35.2	69.8	12.6

Ainsi, la table VI.3 résume les résultats de notre étude montrant l'ensemble des résultats obtenus sur les paramètres fonctionnels optimisés des cellules CZTSSe. En particulier, nous pouvons constater que lorsque l'épaisseur de la couche absorbante atteint l'épaisseur seuil  $X_s=1,1 \mu\text{m}$  que nous avons trouvé optimum car correspondant au rendement maximum, les différentes optimisations effectuées pour les cellules CZTSSe conduisent à une amélioration de l'efficacité de la cellule de référence initiale passant d'un rendement égal à 12,6% à 13,73% dans la cellule ayant une couche tampon en ZnS, soit une augmentation du rendement de près de 9%. Nous pouvons constater que cette

augmentation du rendement est également observable et atteint 7,5% lorsque seule la couche absorbante est optimisée et que les matériaux des différentes couches de la cellule de référence sont conservés, à savoir le CdS pour la couche tampon.

Nous discutons maintenant l'influence du type de gradient de la couche absorbante sur les performances de la cellule ZnO/ZnS/CZTSSe dans le cas où une même épaisseur de seuil de la couche absorbante est choisie. En effet, dans la littérature et dans les cellules industrielles fabriquées, [36,37] les profils possibles pour cette couche sont exponentiels, logarithmiques, paraboliques ou linéaires. Hwang *et al.* [37] présentent des résultats sans précision du type de profil. Par contre, dans les cellules kesterite ou chalcopyrite, le profil exponentiel a été présenté par Zambrano *et al.* [33], le profil linéaire de Dullweber *et al.* [38] et le profil parabolique de Kim *et al.* [39]. Les résultats déduits de la littérature et nos propres résultats sont présentés dans la table VI.4.

Table VI. 4: Performances des cellules solaires ZnO / ZnS / CZTSSe pour une épaisseur de 1,1  $\mu\text{m}$  de la couche absorbante et divers profils de band gap.

Profil	$V_{OC}$ (mV)	$J_{SC}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF (%)	$\eta$ (%)
Exponentiel	569.3	32.938	72.78	13.73
Logarithmique	553.4	33.52	72.14	13.39
Parabolique	541.6	31.86	71.58	12.35
Linéaire	512.1	34.22	69.96	12.26

A partir de la table VI.4, on peut conclure que les cellules solaires gradient-CZTSSe avec une couche tampon ZnS et une épaisseur de la couche absorbante égale à 1,1  $\mu\text{m}$  présentent le meilleur rendement lorsque le profil de gap est exponentiel. Il est à noter que suite à une recherche bibliographique importante, nous avons constaté les avantages en termes de performance des cellules ayant un profil exponentiel de la couche absorbante. Les résultats que nous avons obtenus au cours de cette étude confirme notre choix et permet d'atteindre un record dans le rendement de conversion des cellules CZTSSe.

## **VI.5 Conclusion**

Pour étudier les différentes possibilités d'amélioration, nous avons simulé, optimisé et discuté le comportement des cellules solaires kesterite CZTSSe en utilisant les paramètres réels disponibles comme données industrielles pour le traitement des cellules commerciales. Des simulations ont été effectuées avec le logiciel SCAPS (Solar Cell Capacitance Simulator). Notre étude a considéré différents paramètres et notre démarche a suivi une progression pas à pas, c'est à dire couche par couche puis paramètre par paramètre dans cette démarche d'optimisation. Dans une approche de durabilité, nous avons dans un premier temps envisagé le remplacement du CdS toxique par le ZnS dans la couche tampon. Une attention particulière a été portée à l'étude de l'influence de l'épaisseur de chaque couche de la structure complète constituant la cellule CZTSSe à savoir, la couche d'oxyde transparente conductrice, la couche tampon puis la couche absorbante. Enfin, dans cette dernière couche l'introduction d'une couche gradient-CZTSSe au lieu de la base non graduée et l'influence du profil de gap sur la performance de la cellule solaire a été étudiée en détail et discutée.

Nous avons pu ainsi montrer que l'optimisation de ces divers paramètres a permis, dans le cas optimal une amélioration du rendement de 9% par rapport à la cellule commerciale choisie comme référence, tout en supprimant l'utilisation du CdS toxique et en le remplaçant par un matériau avantageux, le ZnS. Il est également à noter que cette étude a été réalisée en considérant la faisabilité industrielle d'une telle cellule possédant les caractéristiques optimales que nous avons trouvées.

## RÉFÉRENCES DU CHAPITRE VI

[1] W. Wang, M. T. Winkler, O. Gunawan, T. Gokmen, T. K. Todorov, Y. Zhu, and D. B. Mitzi, “Device characteristics of CZTSSe thin-film solar cells with 12.6% efficiency,” *Adv. Energy Mater.*, vol. 4, no. 7, 2014.

[2] M. Buffière, N. Barreau, L. Arzel, P. Zabierowski, and J. Kessler, “Minimizing metastabilities in Cu (In, Ga) Se<sub>2</sub>/(CBD) Zn (S, O, OH)/i-ZnO-based solar cells,” *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 23, no. 4, pp. 462–469, 2015.

[3] S. Hwang, D. H. Kim, D. H. Son, K. J. Yang, D. Nam, H. Cheong, and S. I. In, “Effects of a pre-annealing treatment (PAT) on Cu<sub>2</sub>ZnSn(S, Se)<sub>4</sub> thin films prepared by rapid thermal processing (RTP) selenization,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 143, pp. 218–225, 2015.

[4] A. Bedia, F. Z. Bedia, M. Aillerie, N. Maloufi, and B. Benyoucef, “Influence of the thickness on optical properties of sprayed ZnO hole-blocking layers dedicated to inverted organic solar cells,” *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 603–609, 2014.

[5] A. Chadel, B. Benyoucef, and M. Chadel, “A comparative study of CIGS solar cells based on Zn (O, S) buffer layers and CIGS solar cells based on CdS buffer layers,” *Optoelectron. Adv. Mater.-RAPID Commun.*, vol. 9, no. 5–6, pp. 653–656, 2015.

[6] T. Hildebrandt, N. Naghavi, N. LOONES, N. Schneider, “Bain à persulfate et procédé pour le dépôt chimique d’une couche,” 2015-2014.

[7] M. Buffiere, “Synthèse et caractérisation de couches minces de Zn (O, S) pour application au sein des cellules solaires à base de Cu (In, Ga) Se<sub>2</sub>,” Université de Nantes, 2011.

[8] G. Fan, D. Zhai, and D. Zou, “Highly Sensitive Electrochemical Determination of Cadmium (II) in Environmental Water Based on the Electrodeposited Bismuth Nanoparticles,” *Int. J. Electrochem. Sci.*, vol. 11, no. 6, pp. 4362–4370, 2016.

[9] W. Witte, D. Hariskos, and M. Powalla, "Comparison of charge distributions in CIGS thin-film solar cells with ZnS/(Zn, Mg) O and CdS/i-ZnO buffers," *Thin Solid Films*, vol. 519, no. 21, pp. 7549–7552, 2011.

[10] A. Le Donne, S. Kanti Jana, S. Banerjee, S. Basu, and S. Binetti, "Optimized luminescence properties of Mn doped ZnS nanoparticles for photovoltaic applications," *J. Appl. Phys.*, vol. 113, no. 1, p. 014903, 2013.

[11] Y. V. Subbaiah, P. Prathap, and K. R. Reddy, "Structural, electrical and optical properties of ZnS films deposited by close-spaced evaporation," *Appl. Surf. Sci.*, vol. 253, no. 5, pp. 2409–2415, 2006.

[12] P. M. P. Salomé, J. Malaquias, P. A. Fernandes, M. S. Ferreira, A. F. Da Cunha, J. P. Leitao, and F. M. Martinaga, "Growth and characterization of  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}, \text{Se})_4$  thin films for solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 101, pp. 147–153, 2012.

[13] C. Platzer-Björkman, T. Törndahl, D. Abou-Ras, J. Malmström, J. Kessler, and L. Stolt, "Zn (O, S) buffer layers by atomic layer deposition in Cu (In, Ga)  $\text{Se}_2$  based thin film solar cells: band alignment and sulfur gradient," *J. Appl. Phys.*, vol. 100, no. 4, p. 044506, 2006.

[14] R. Ortega-Borges and D. Lincot, "Mechanism of Chemical Bath Deposition of Cadmium Sulfide Thin Films in the Ammonia-Thiourea System In Situ Kinetic Study and Modelization," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 140, no. 12, pp. 3464–3473, 1993.

[15] M. A. Contreras, T. Nakada, M. Hongo, A. O. Pudov, and J. R. Sites, "ZnO/ZnS (O, OH)/Cu (In, Ga) Se/sub 2//Mo solar cell with 18.6% efficiency," in *Photovoltaic Energy Conversion. Proceedings of 3rd World Conference on*, 2003, vol. 1, pp. 570–573, 2003.

[16] K. Kushiya, Y. Tanaka, H. Hakuma, Y. Goushi, S. Kijima, T. Aramoto, and Y. Fujiwara, "Interface control to enhance the fill factor over 0.70 in a large-

area CIS-based thin-film PV technology,” *Thin Solid Films*, vol. 517, no. 7, pp. 2108–2110, 2009.

[17] D. Hariskos, B. Fuchs, R. Menner, N. Naghavi, C. Hubert, D. Lincot, and M. Powalla, “The Zn (S, O, OH)/ZnMgO buffer in thin-film Cu (In, Ga)(Se, S)<sub>2</sub>-based solar cells part II: Magnetron sputtering of the ZnMgO buffer layer for in-line co-evaporated Cu (In, Ga) Se<sub>2</sub> solar cells,” *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 17, no. 7, pp. 479–488, 2009.

[18] M. Burgelman and J. Marlein, “Analysis of graded band gap solar cells with SCAPS,” in *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 2151–2155, 2008.

[19] M. Burgelman, P. Nollet, and S. Degrave, “Modelling polycrystalline semiconductor solar cells,” *Thin Solid Films*, vol. 361, pp. 527–532, 2000.

[20] A. Niemegeers, S. Gillis, and M. Burgelman, “A user program for realistic simulation of polycrystalline heterojunction solar cells: SCAPS-1D,” in *Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, JRC, European Commission, juli, pp. 672–675, 1998.

[21] S. Selberherr, *Analysis and simulation of semiconductor devices*. Springer Science & Business Media, 2012.

[22] A. Niemegeers, M. Burgelman, K. Decock, J. Verschraegen, and S. Degrave, “SCAPS manual,” Univ. Gent, 2014.

[23] R. G. Gordon, “Criteria for choosing transparent conductors,” *MRS Bull.*, vol. 25, no. 08, pp. 52–57, 2000.

[24] M. Patel and A. Ray, “Enhancement of output performance of Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub> thin film solar cells—a numerical simulation approach and comparison to experiments,” *Phys. B Condens. Matter*, vol. 407, no. 21, pp. 4391–4397, 2012.

- [25] A. Redinger, M. Mousel, M. H. Wolter, N. Valle, and S. Siebentritt, "Influence of S/Se ratio on series resistance and on dominant recombination pathway in  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S},\text{Se})_4$  thin film solar cells," *Thin Solid Films*, vol. 535, pp. 291–295, 2013.
- [26] S. Siebentritt, "Wide gap chalcopyrites: material properties and solar cells," *Thin Solid Films*, vol. 403, pp. 1–8, 2002.
- [27] M. A. Halim, M. M. Islam, X. Luo, T. Sakurai, N. Sakai, T. Kato, and K. Akimoto, "A comparative study on charge carrier recombination across the junction region of  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}, \text{Se})_4$  and  $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$  thin film solar cells," *AIP Adv.*, vol. 6, no. 3, p. 035216, 2016.
- [28] M. Gloeckler and J. R. Sites, "Efficiency limitations for wide-band-gap chalcopyrite solar cells," *Thin Solid Films*, vol. 480, pp. 241–245, 2005.
- [29] C. Roger, "Developpement de cellules photovoltaïques à base de CIGS sur substrats métalliques.," Université Grenoble Alpes, 2013.
- [30] D. B. Mitzi, O. Gunawan, T. K. Todorov, K. Wang, and S. Guha, "The path towards a high-performance solution-processed kesterite solar cell," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 6, pp. 1421–1436, 2011.
- [31] S.-H. Wei, S. B. Zhang, and A. Zunger, "Effects of Ga addition to  $\text{CuInSe}_2$  on its electronic, structural, and defect properties," *Appl. Phys. Lett.*, vol. 72, no. 24, pp. 3199–3201, 1998.
- [32] O. Lundberg, M. Edoff, and L. Stolt, "The effect of Ga-grading in CIGS thin film solar cells," *Thin Solid Films*, vol. 480, pp. 520–525, 2005.
- [33] R. J. Zambrano, F. A. Rubinelli, J. K. Rath, and R. E. I. Schropp, "Improvement in the spectral response at long wavelength of a-SiGe: H solar cells by exponential band gap design of the i-layer," *J. Non-Cryst. Solids*, vol. 299, pp. 1131–1135, 2002.

- [34] K. Woo, Y. Kim, W. Yang, K. Kim, I. Kim, Y. Oh, and J. Moon, "Band-gap-graded  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}_{1-x}, \text{Se}_x)_4$  solar cells fabricated by an ethanol-based, particulate precursor ink route," *Sci. Rep.*, vol. 3, p. 3069, 2013.
- [35] B. Qi and J. Wang, "Fill factor in organic solar cells," *Phys. Chem. Chem. Phys.*, vol. 15, no. 23, pp. 8972–8982, 2013.
- [36] S. Ahn, S. Jung, J. Gwak, A. Cho, K. Shin, K. Yoon, and J. H. Yun, "Band gap determination of  $\text{Cu}_2\text{ZnSnSe}_4$  thin films," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 35th IEEE, 2010*, pp. 001894–001896, 2010.
- [37] D.-K. Hwang, B. S. Ko, D. H. Jeon, J. K. Kang, S. J. Sung, K. J. Yang, and D. H. Kim, "Single-step sulfo-selenization method for achieving low open circuit voltage deficit with band gap front-graded  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S}, \text{Se})_4$  thin films," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 161, pp. 162–169, 2017.
- [38] T. Dullweber, U. Rau, H. W. Schock, and others, "A new approach to high-efficiency solar cells by band gap grading in  $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$  chalcopyrite semiconductors," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 67, no. 1, pp. 145–150, 2001.
- [39] I. Kim, K. Kim, Y. Oh, K. Woo, G. Cao, S. Jeong, and J. Moon, "Bandgap-Graded  $\text{Cu}_2\text{Zn}(\text{Sn}_{1-x}\text{Ge}_x)\text{S}_4$  Thin-Film Solar Cells Derived from Metal Chalcogenide Complex Ligand Capped Nanocrystals," *Chem. Mater.*, vol. 26, no. 13, pp. 3957–3965, 2014.

## CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans cette thèse porte sur deux axes: dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau et modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques de nouvelle génération. Dans tout ce travail, les caractéristiques électriques et le rendement des cellules et des systèmes ont été principalement considérés en fonction des propriétés matériaux et systèmes en tenant compte des faisabilités théorique et industrielle des dispositifs que nous avons développés dans cette étude. Tous les résultats ont été au fur et à mesure discutés et replacés dans le contexte des études internationales que nous a fourni la bibliographie associée à ce travail.

Dans la première partie, nous avons abordé le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau. Nous avons analysé et discuté les caractéristiques J-V fournis par un kit solaire autonome à Thionville France. Où, nous avons étudié l'influence de la distribution spectrale de soleil et d'une lampe d'halogène, et de la température ambiante et l'éclairement sur les performances de ce panneau solaire. D'autre part, nous avons comparé les résultats expérimentés par les résultats simulés avec le MATLAB. Les résultats des deux méthodes sont différents en raison de la distribution spectrale des lampes halogènes, qui se déplacent plus dans l'infrarouge que dans l'ultraviolet par rapport à la lumière naturelle du soleil. Néanmoins, la différence résultante dans le comportement du panneau dans ces deux systèmes est expliquée en considérant le nombre de porteurs de charge, le taux de combinaisons et les pertes impliquées dans le processus photovoltaïque. En particulier, nous avons montré que lorsque l'intensité lumineuse augmentée, le comportement à court terme est attribué à l'augmentation des pertes liées à l'augmentation de la génération de paires électron-trou dans le jonction de la cellule solaire, donc une amélioration de la performance du panneau solaire. Nous signalons également que l'augmentation de la température diminue principalement les performances du panneau car l'augmentation de la température

entraîne une agitation thermique donc le taux de recombinaison sera plus important, cette augmentation de la recombinaison entraînant une diminution de l'ouverture -Tension de circuit  $V_{OC}$ .

Pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, nous avons traité un dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau au site de Tlemcen-Algérie, où nous avons intégré les données météorologiques pour le site spécifique dans le logiciel de simulation de PVSYST. La combinaison des données météorologiques et les caractéristiques fonctionnelles du système photovoltaïque permettent la possibilité d'estimer l'énergie maximale que le système solaire autonome pourrait injecter au réseau au cours d'une période.

L'objectif principal de la deuxième partie de cette thèse était de modéliser et d'améliorer le rendement d'une cellule solaire à base d'un matériau polycristallin le CZTSSe. Pour aborder cette tâche, la première étape consiste à présenter les différents matériaux solaires et de comprendre le mécanisme de formation du matériau CZTSSe. Parmi les cellules solaires à base de matériaux liés à la kesterite, celles basées sur des composés CZTSSe représentent une opportunité intéressante de combiner des éléments abondants et non toxiques avec un ensemble approprié de propriétés électroniques. De plus, ils permettent de développer une technologie à faible coût. Néanmoins, l'efficacité des cellules CZTSSe reste relativement faible et n'atteint pas l'efficacité des cellules CIGS industrielles.

La cellule solaire CZTSSe étudiée est basée sur un modèle élaboré par Wang et son équipe de recherche de IBM. Leur modèle de cellule solaire CZTSSe est composé principalement d'une couche absorbante CZTSSe, couche tampon CdS et une couche fenêtre de ZnO. Des simulations ont été effectuées avec le logiciel SCAPS (Solar Cell Capacitance Simulator). Dans une approche de durabilité, nous avons envisagé le remplacement du CdS toxique par le ZnS dans la couche tampon. Une attention particulière a été portée à l'étude de l'influence de l'épaisseur de chaque couche de la structure des cellules solaires. Enfin, l'introduction d'une couche gradient-CZTSSe au lieu de la base non graduée et

l'influence du profil de gap sur la performance de la cellule solaire a été étudiée en détail et discutée.

Nous avons montré que le remplacement du CdS par le ZnS dans la couche tampon peut se faire sans détérioration de la performance lorsqu'on prend en considération spécifiquement les couches tampon et absorbante. Nous avons également souligné l'énorme influence de l'épaisseur des différentes couches sur la performance globale de la cellule. En particulier, nous avons montré l'influence importante de l'épaisseur TCO sur le courant de court-circuit par rapport à l'absorption de cette couche. Nous avons considéré l'optimisation de la couche d'épaisseur d'absorption d'abord, lorsque cette couche est non graduée, puis lorsque cette couche est exponentiellement graduée. Les résultats de la simulation montrent que l'efficacité maximale est atteinte pour une épaisseur de couche absorbante d'environ 4  $\mu\text{m}$  dans la cellule non graduée de base alors que dans l'échelle graduée, l'efficacité augmente jusqu'à son maximum pour une épaisseur de seuil égale à 1,1  $\mu\text{m}$ . De plus, nous avons montré qu'un profil exponentiel de la couche absorbante est le plus efficace pour cette épaisseur par rapport aux autres profils possibles qui sont logarithmiques, paraboliques et linéaires.

Notre cellule modélisée, avec sa structure optimisée constituée d'une couche tampon ZnS, d'une couche exponentielle gradient-CZTSSe et de couches à épaisseurs optimales, soit 0,05  $\mu\text{m}$  pour les couches TCO et tampon et 1,1  $\mu\text{m}$  pour la couche absorbante, pourrait obtenir une efficacité de 13,7%. Ce résultat constitue une augmentation d'environ 1.2% dans la performance de la cellule standard de référence.

## PRESPECTIVE

CZTSSe est un matériau complexe. Des chercheurs du monde entier ont identifié plusieurs sujets de recherche à fort impact qui pourraient accélérer le développement de la technologie CZTSSe afin de l'amener au niveau d'autres technologies de couches minces telles que CIGS et CdTe. Pour ce faire, les films de haute qualité nécessitent un degré plus élevé de compréhension et de contrôle du diagramme de phase CZTSSe, la corrélation des caractéristiques de l'appareil avec les conditions de traitement et l'existence de phases secondaires. Pour cela, nous pensons qu'une des perspectives possibles à ce travail est la réalisation, en partenariat, des cellules modélisées dans cette thèse en salle blanche. Ce travail devrait permettre de valider expérimentalement notre étude et de proposer de nouvelles cellules aux propriétés électriques et rendement améliorées.

En fin de compte, un point important à étudier est la possibilité d'implémenter réellement un gradient de bande interdite dans les cellules solaires de kesterite. Les simulations ont démontré que cette approche devrait augmenter l'efficacité des cellules solaires CZTSSe sans jouer sur la qualité du matériau. La combinaison de cette technique associée à une meilleure compréhension de la formation des défauts conduira à une amélioration drastique de la technologie de la kesterite

Nous avons montré que l'onduleur est la source de perte la plus importante dans la production d'électricité d'origine photovoltaïque. Une seconde perspective à ce travail serait de poursuivre notre étude en se focalisant sur l'étude du rendement des convertisseurs utilisés dans les systèmes et les installations photovoltaïques. Les résultats d'une telle nouvelle étude permettrait de définir des choix de topologie de convertisseurs en fonction des technologies utilisées pour les cellules et les modules sur la base de nos premiers travaux présenté dans ce manuscrit et en fonction des caractéristiques des installations et des conditions externes (météo, localisation, potentiel énergétique solaire,...) sur la base des deuxièmes travaux présentés.

---

## PUBLICATIONS INTERNATIONALES

---

- « Système de pompage d'eau potable par énergie solaire (Tlemcen et Adrar) ». **Chadel M**, Merad L ; Ouvrage ; 27- 10- 2013, ISBN-13: 978-613-58318-6.
- “Optimization by simulation of the nature of the buffer, the gap profile of the absorber and the thickness of the various layers in CZTSSe solar cells”. **Chadel M**, Chadel A, Bouzaki M M, Aillerie M, Benyoucef B. [Materials Research Express](#), [Volume 4](#), [Number 11](#) 2017
- “Thickness optimization of the ZnO based TCO layer in a CZTSSe solar cell. Evolution of its performance with thickness when external temperature changes”. **Chadel M**, Bouzaki M M, Chadel A, Aillerie M, Benyoucef B. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 879(2017) 012006.
- “Technical and economic analysis of hybrid solar/wind energy source for the site of Tlemcen”. Chadel A, **Chadel M**, Aillerie M, Benyoucef B. Energy Procedia119 (2017) 29-37.
- “Improvement of parameters in a-Si(p)/c-Si(n)/a-Si(n) solar cells” Mohammed Moustafa Bouzaki, Michel Aillerie, Sidi Hamady, **Meriem Chadel**, Boumediene Benyoucef IOP Publishing, Mater. Res. Express 3 (2016) 105502.
- “Effects of the ambient temperature and the defect density on the performance the solar cell (HIT)”. Bouzaki M M, Benyoucef B, **Chadel M**. Int. J. Nanoelectronics and Materials 9 (2016) 85-92.
- “Numerical analysis of the effect graded Zn(O,S) on the performance of the graded CIGS based solar cells by SCAPS-1D”. Chadel A, **Chadel M**. Int. J. Nanoelectronics and Materials 9 (2016) 103-110.
- “Modeling the performances of a photovoltaic cell based on crystalline silicon”, Bouzaki M M, Benyoucef B, **Chadel M**. *International Journal of Computer Applications (Volume 96/Number 25 (ISBN: 973-93-80882-45-9))*.
- “A comparative study of CIGS solar cells based Zn(O,S) buffer layers and CIGS solar cells based on CdS buffer layers”, Chadel A, Benyoucef B, **Chadel M**; OAM-RC , Vol. 9, No. 5-6, May – June 2015, p. 653 – 656.

- “Study of a panel photovoltaic injected in network with different technologies”, **Chadel M**, Chadel A, Bouzaki M M, Benyoucef B International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973 - 4562 Volume 10, Number 18 (2015) pp 38931- 38936.

---

## COMMUNICATION INTERNATIONALES

---

- “The influence of spectral variations on a photovoltaic panel, comparasion of experimental and simulation effect”. **Chadel M**, Bouzaki M M, Petit P, Aillerie M, Benyoucef B, Chadel A. AIP Conference Proceedings 1814, 020054 (2017); doi: 10.1063/1.4976273
- “Original solution for a Photovoltaic installation in a Remote Site” **M Chadel**, M Bouzaki, A Chadel, B Benyoucef, M Aillerie. ISyDMA: First International Symposium on Dielectric Materials and Applications 2016.
- “Technical and economic analysis of a hybrid system (solar/ wind) self for the site of Tlemcen” Chadel A, Benyoucef B, **Chadel M**. ECRES 2016.
- “Simulation study of CIGS/CdS/Zn(O,S) structure solar cells”. Chadel A, Benyoucef B, **Chadel M**; The north african workshop on dielectric materials for photovoltaic systems NAWDMPV’2014.
- “Thickness and doping concentration optimization of a-Si/c-Si layers by computer Aided simulation for development of performances solar Cell”. Bouzaki M M, Benyoucef B, **Chadel M**; Troisième séminaire international sur les énergies nouvelles SIENR 2014.
- “Study of a photovoltaic system connected to the network with different technologies of the panel PV”. **Chadel M**, Benyoucef B, Chadel A; CEFSD 2015.
- “Study of a PV system Connected to the grid and Simulated by the Code PVSYST”. **CHADEL M**, BENYOUCEF B; The north african workshop on dielectric materials for photovoltaic systems NAWDMPV’2014

- “Etude et simulation numérique des performances d’une cellule solaire à base de CdTe ”. **Chadel M**, Benyoucef B ; conférence international en énergie renouvelable 2013, CIER 13.
- “ Modélisation et optimisation d’un système hybride photovoltaïque éolien de puissance moyenne en vue d’alimenter une petite communauté ”.Chadel A, Benyoucef B, **Chadel M** ; conférence international en énergie renouvelable 2013, CIER 13.

## RESUME

Le travail présenté dans cette thèse porte sur deux axes: 1- la modélisation des performances d'une cellule solaire à base de CZTSSe optimisant les différents paramètres fonctionnels et particulièrement le profil de gap de la couche absorbante, puis, 2- le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques. Dans la première partie, nous avons présenté le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques autonomes et connectés au réseau que nous avons réalisé en simulation et expérimentalement. Dans la deuxième partie, nous avons étudié les effets de l'ajustement des couches et du rapport  $S/(S+Se)$  sur les performances des cellules solaires basées sur CZTSSe afin d'en optimiser le fonctionnement.

Mots clé : Modélisation, Matériaux photovoltaïques, CZTSSe, CdS, ZnS et Systèmes et installations photovoltaïques.

## ABSTRACT

The work presented in this thesis deals with two axes: 1- the modeling of the performances of a solar cell based on CZTSSe optimizing the various functional parameters and particularly the gap profile of the absorbing layer, then, 2- the sizing of the systems and photovoltaic installations. In the first part, we presented the dimensioning of the photovoltaic systems and autonomous systems connected to the network that we realized in simulation and experimentally. In the second part, we studied the effects of the adjustment of the layers and the ratio  $S / (S + Se)$  on the performances of the solar cells based on CZTSSe in order to optimize the operation.

Keywords: Modeling, Photovoltaic Materials, CZTSSe, CdS, ZnS and Photovoltaic Systems and Installations.

## التلخيص

ويتناول العمل المقدم في هذه الرسالة محورين: 1 - نمذجة أداء الخلية الشمسية على أساس CZTSSe من أجل تحسين مختلف المعايير الوظيفية وخاصة المظهر الجانبي للطبقة الممتصة ، ثم تحديد حجم الأنظمة. والمنشآت الكهروضوئية. في الجزء الأول ، قدمنا أبعاد الأنظمة الكهروضوئية والأنظمة الذاتية المتصلة بالشبكة التي أدركناها في المحاكاة والتجريب. في الجزء الثاني ، درسنا تأثيرات تعديل الطبقات ونسبة  $S / (S + Se)$  على أداء الخلايا الشمسية على أساس CZTSSe من أجل تحسين العملية.

الكلمات المفتاحية: النمذجة ، المواد الضوئية ، CZTSSe ، CdS، ZnS وأنظمة الضوئية والتركيبيات.