

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Aboubakr BELKAÏD – TLEMCEN

Faculté des Sciences

Département de Physique

# Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

Doctorat en Sciences Physiques

Par

SADOK Mohammed

Sujet:

**Détermination des Paramètres, Performances  
et Etude de la Dégradation des Modules  
Photovoltaïques en milieu saharien**

Soutenue le 13/11/2011 à l'Université de Tlemcen devant le jury composée de :

<b>Président:</b>	CHABANE SARI Nasr Eddine	Professeur Université de Tlemcen
<b>Directeur de Thèse:</b>	BENYOUCEF Boumediene	Professeur Université de Tlemcen
<b>Examineurs:</b>	BELHAMEL Maïouf	Directeur de Recherche CDER-Alger
	TOUZI Abdelkader	Directeur de Recherche URER/MS-Adrar
	CHEKNANE Ali	Professeur Université de Laghouat
	ZERGA Abdelatif	Maître de Conférence Université de Tlemcen

Année Universitaire 2010-2011

## *Dédicaces*

Je dédie ce travail :

À la mémoire de mon père,

À la mémoire de mon beau frère SAHLI Boumediene,

À ma mère très chère, mes frères, mes sœurs, mes neveux et nièces,

À mon épouse et mes filles,

A toute ma famille et mes amis.

## *Remerciements*

Je remercie M<sup>r</sup> BENYOUCEF Boumediene, Professeur au département de physique à l'université de Tlemcen, d'avoir accepté la direction scientifique de cette thèse. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, sa disponibilité constante et les conseils fructueux qu'il m'a prodigués.

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux :

M<sup>r</sup> CHABANE SARI Nasr Eddine, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Messieurs BELHAMEL Maïouf, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables, TOUZI Abdelkader, Directeur de Recherche à l'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien, CHEKNANE Ali, Professeur à l'Université de Laghouat, ZERGA Abdelatif, Maître de Conférence à l'Université de Tlemcen pour leur participation au jury et pour l'intérêt qu'il ont montré pour mes travaux.

J'exprime, également, toute ma gratitude à M<sup>r</sup> BENOUAZ Tayeb, Professeur à l'université de Tlemcen pour son soutien incondionnel, sa gentillesse, son aide précieuse et ses encouragements.

Je voudrais remercier tout particulièrement ma mère, mes frères et sœurs, mes beaux parents ainsi que tous les membres de ma famille de leur soutien indéfectible et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Je remercie profondément tous mes enseignants et professeurs pour la formation académique qu'ils m'ont dispensé pendant toute mes années d'études.

Je terminerai en réservant une place toute particulière à mon épouse Souad qui, par sa patience et son appui de chaque instant m'a grandement facilité l'accomplissement de ce travail.

# Nomenclature

$A$ :	Facteur d'idéalité
$\alpha$ :	Coefficient de température pour le courant ( $A/^{\circ}C$ )
$\beta$ :	Coefficient de température pour la tension ( $V/^{\circ}C$ )
$E_g$ :	Energie du gap du semi-conducteur
$dI_{cc}$ :	Pas d'incrémentation du courant de court-circuit
$\varepsilon$ :	Permittivité
$FD$ :	Facteur de dégradation (%)
$FF$ :	Facteur de forme (%)
$FF_{STC}$ :	Facteur de forme pour les conditions STC (%)
$H$ :	Eclairement solaire ( $W/m^2$ )
$H_{mes}$ :	Eclairement incident mesuré ( $W/m^2$ )
$H_{STC}$ :	Eclairement de référence ( $W/m^2$ )
$I_0$ :	Courant de saturation (A)
$I_{mes}$ :	Courant mesuré aux conditions réelles (A)
$I_{ph}$ :	Courant photo- généré (A)
$I_{sc}$ :	Courant de court-circuit (A)
$I_{STC}$ :	Courant du module pour les conditions standards (A)
$K$ :	Constante de Boltzman (J/K)
$\lambda$ :	Longueur d'onde
$NOCT$ :	Température de fonctionnement normal du module ( $^{\circ}C$ )
$P_m$ :	Puissance maximale (W)
$P_{max,STC}$ :	Puissance maximale pour les conditions STC (W)
$q$ :	Charge de l'électron (f)
$V$ :	tension de polarisation (V)
$V_{mes}$ :	Tension mesurée aux conditions réelles (V)
$V_{oc}$ :	Tension du circuit ouvert (V)
$V_{oc,STC}$ :	Tension du circuit ouvert pour les conditions STC (V)
$V_{STC}$ :	Tension du module aux conditions standards (V)
$V_d$ :	tension de diffusion (V)
$V_t$ :	Tension thermique du module
$R_s$ :	Résistance série ( $\Omega$ )
$R_{sh}$ :	Résistance parallèle ( $\Omega$ )
$R_{s0}$	Valeur initiale de la résistance série ( $\Omega$ )
$R_{sh0}$	Valeur initiale de la résistance shunt ( $\Omega$ )

$\sigma$ :	<i>Précision du lissage (%)</i>
$T$ :	<i>Température de la jonction (K)</i>
$T_a$ :	<i>Température ambiante (°C)</i>
$T_{c.mod}$ :	<i>Température de fonctionnement du module (°C)</i>
$T_{STC}$ :	<i>Température de référence du module (°C)</i>
$\eta$ :	<i>Rendement du module (%)</i>
$\lambda_0$	<i>Valeur initiale de <math>\lambda</math></i>

# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	1
<b>CHAPITRE PREMIER: PHYSIQUE DE LA CELLULE SOLAIRE .....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>6</b>
<b>2. PROPRIÉTÉS FONDAMENTALES DES SEMI-CONDUCTEURS .....</b>	<b>7</b>
2.1. STRUCTURE À BANDES DANS UN SEMI-CONDUCTEUR .....	8
2.2. DOPAGE D'UN SEMI-CONDUCTEUR .....	10
<b>3. FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE SOLAIRE .....</b>	<b>11</b>
3.1. L'ABSORPTION .....	12
3.2. Semi-conducteur à gap indirect.....	12
3.3. Semi-conducteur à gap direct.....	13
3.4. LE PHÉNOMÈNE DE RECOMBINAISON.....	15
3.4.1. La recombinaison en volume.....	15
3.4.2. La recombinaison en surface .....	16
<b>4. SÉPARATION ET COLLECTION DES PORTEURS .....</b>	<b>16</b>
4.1. COURANT DE DRIFT .....	16
4.2. COURANT DE DIFFUSION.....	17
<b>5. LA JONCTION P-N .....</b>	<b>18</b>
5.1. ZONE DE CHARGE D'ESPACE .....	18
5.2. JONCTION P-N À L'ÉQUILIBRE THERMIQUE .....	19
5.3. Jonction p-n hors équilibre .....	19
<b>6. CAS DE LA CELLULE SOLAIRE AU SILICIUM.....</b>	<b>21</b>
6.1. CARACTÉRISTIQUE I-V D'UNE CELLULE SOLAIRE.....	24
6.2. Paramètres caractérisant une cellule solaire.....	25
6.3. La caractéristique d'une cellule solaire réelle.....	27
<b>7. INFLUENCE DES PARAMÈTRES ENVIRONNEMENTAUX SUR LA CARACTÉRISTIQUE I-V D'UNE CELLULE SOLAIRE .....</b>	<b>31</b>
7.1. INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE .....	31
7.2. INFLUENCE DE L'ÉCLAIREMENT.....	33
<b>8. EFFICACITÉ D'UNE CELLULE SOLAIRE .....</b>	<b>34</b>
<b>CHAPITRE 2<sup>ÈME</sup>: LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE: UN GÉNÉRATEUR DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE .....</b>	<b>36</b>
<b>1. LE SILICIUM CRISTALLIN COMME MATÉRIAU PHOTOVOLTAÏQUE.....</b>	<b>37</b>
1.1. PROPRIÉTÉS PHYSIQUES ET OPTIQUES DU SILICIUM .....	39
<b>2. TECHNOLOGIE DES CELLULES SOLAIRES AU SILICIUM.....</b>	<b>39</b>
2.1. LES PLAQUETTES DE SILICIUM .....	39
2.2. LES SURFACES .....	40
2.3. PROPRIÉTÉS OPTIQUES DES CELLULES SOLAIRES.....	40
2.3.1. Piégeage de la lumière .....	40
2.3.1.1. La couche antireflet.....	41
2.3.1.2. La texturisation.....	41
2.4. LES CONTACTS MÉTALLIQUES.....	42
2.4.1. Formation du contact avant .....	42
2.4.2. Contact arrière .....	43
2.5. PASSIVATION DE LA SURFACE ARRIÈRE ET CHAMP ARRIÈRE.....	44
<b>3. PERFORMANCE D'UNE CELLULE SOLAIRE .....</b>	<b>45</b>
<b>4. LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....</b>	<b>45</b>
4.1. FORME DES CELLULES .....	46

4.2.	L'ENCAPSULATION .....	47
4.3.	COÛT DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE .....	48
5.	TESTS ET PERFORMANCE DES MODULES.....	49
5.1.	TESTS ÉLECTRIQUE ET DE DURÉE DE VIE .....	49
5.1.1.	Tests électriques .....	49
5.1.2.	Tests de la durée de vie et d'endurance.....	50
5.2.	TESTS DE QUALIFICATION DES MODULES .....	51
<b>6.</b>	<b>GROUPEMENT DES CELLULES DANS LE MODULE .....</b>	<b>51</b>
6.1.	GROUPEMENT DE CELLULES EN SÉRIE.....	52
6.2.	PROBLÈMES DE DÉSÉQUILIBRE DANS LES GROUPEMENTS.....	52
6.3.	PROTECTION PAR DIODES .....	53
<b>7.</b>	<b>PROPRIÉTÉS OPTIQUES DES MODULES .....</b>	<b>54</b>

### **CHAPITRE 3<sup>ÈME</sup>: TEST ET CARACTÉRISATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....55**

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>56</b>
<b>2.</b>	<b>PERFORMANCE DES MODULES .....</b>	<b>56</b>
<b>3.</b>	<b>PROBLÈMES DE MESURE .....</b>	<b>57</b>
3.1.	L'ÉCLAIREMENT.....	57
3.2.	LA TEMPÉRATURE .....	58
<b>4.</b>	<b>IMPORTANCE DE LA CARACTÉRISATION .....</b>	<b>59</b>
5.	PARAMÈTRES AFFECTANT LES PERFORMANCES DES MODULES .....	60
5.1.	DISTRIBUTION ANGULAIRE DE LA LUMIÈRE .....	60
5.2.	TENEUR SPECTRALE DE LA LUMIÈRE.....	60
5.3.	NIVEAU DE L'IRRADIATION .....	60
5.4.	TEMPÉRATURE CELLULE.....	61
<b>6.</b>	<b>EXPÉRIMENTATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN MILIEU SAHARIEN.....</b>	<b>61</b>
6.1.	LE BANC EXPÉRIMENTAL .....	61
6.2.	FORME BRUTE DES CARACTÉRISTIQUES .....	63
<b>7.</b>	<b>DÉTERMINATION NUMÉRIQUE DES PARAMÈTRES DES MODULES .....</b>	<b>64</b>
7.1.	CHOIX DU MODÈLE DE LA CARACTÉRISTIQUE ÉLECTRIQUE .....	64
7.2.	CHOIX DE LA MÉTHODE NUMÉRIQUE .....	66
7.2.1.	Choix des conditions initiales.....	67
7.3.	VALIDATION DE LA MÉTHODE NUMÉRIQUE .....	67
7.4.	APPLICATION DE LA MÉTHODE AUX CARACTÉRISTIQUES OUTDOOR DES MODULES.....	69
7.4.1.	Une méthode modifiée pour améliorer la précision.....	69
7.4.2.	Validation de la méthode proposée .....	71
7.4.3.	Evolution de l'erreur.....	73
7.5.	ANALYSE DES CARACTÉRISTIQUES DES MODULES TESTÉS .....	75
7.6.	DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES DES MODULES .....	79

### **CHAPITRE 4<sup>ÈME</sup>: PERFORMANCES ET DÉGRADATION DES MODULES TESTÉS.....81**

<b>1.</b>	<b>PERFORMANCES DES MODULES.....</b>	<b>82</b>
1.1.	EVALUATION DES PERFORMANCES .....	82
<b>2.</b>	<b>LES CONDITIONS DE TEST STANDARD .....</b>	<b>84</b>
2.1.	LES ÉQUATIONS DE TRANSLATION AUX CONDITIONS STC.....	85
2.2.	LIMITATIONS DES CONDITIONS STC .....	86
2.2.1.	Influence du spectre solaire.....	87
2.2.2.	Influence de l'angle d'incidence solaire .....	87

2.2.3. Les coefficients de température :	87
2.2.4. La température de fonctionnement du module	89
2.2.5. Mesure de la température du module	91
3. AUTRES MÉTHODES D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES	92
<b>4. PROBLÈME DES MESURES</b>	<b>93</b>
4.1. MESURE DE L'ÉCLAIREMENT SOLAIRE:	94
4.2. MESURE DE LA TEMPÉRATURE	94
<b>5. DÉTERMINATION DES PERFORMANCES DES MODULES</b>	<b>94</b>
<b>6. TRANSLATION DES CARACTÉRISTIQUES AUX CONDITIONS STANDARDS</b>	<b>97</b>
7. PERFORMANCES DES MODULES AUX CONDITIONS STANDARDS	99
<b>8. DÉGRADATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES</b>	<b>102</b>
8.1. LE MODULE DE RÉFÉRENCE	103
8.2. REPRÉSENTATION ADIMENSIONNELLE DES CARACTÉRISTIQUES	105
8.3. ÉVALUATION DES PERFORMANCES DES MODULES	106
8.4. TAUX DE DÉGRADATION SELON LES RÉFÉRENCES	108
8.5. CAUSES PROBABLES DE LA DÉGRADATION	109
8.5.1. La décoloration de l'EVA:	111
8.5.2. L'absorption de la radiation ultraviolette	111
8.5.3. Formation des points chauds (hot-spot)	111
8.5.4. Le décollement (delamination)	113
8.5.5. Les boîtes de jonction	113
<b>CONCLUSION</b>	<b>115</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>119</b>

# Introduction Générale

L'électricité est la forme d'énergie la plus polyvalente. Elle permet aux habitants des pays développés ou en voie de développement d'avoir, sur demande, l'éclairage, la réfrigération, l'hygiène, le contrôle du climat interne dans les foyers, écoles et les divers médias très répandus. Ainsi, l'accès à l'électricité ou sa consommation sont en corrélation étroite avec le niveau de vie. L'organisation des nations unies a établi l'index du développement humain calculé, pour plus de 90% de la population mondiale, sur la base de l'espérance de vie et des progrès dans l'éducation en fonction du produit intérieur brut de l'habitant. Les analyses des valeurs de cet index ont montré que l'amélioration du style de vie, dans plusieurs pays, nécessite une augmentation de la consommation électrique par un facteur de 10 ou plus (de quelques centaines à quelques milliers de kWh) [1].

Pour répondre à cela, les solutions possibles qui s'offrent sont: soit de continuer à appliquer les dernières réponses du siècle précédent comme l'inflammation de plus de combustibles fossiles (avec un dégagement de plusieurs milliers de tonnes de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> et NO<sub>2</sub>) soit d'implanter plus de centrales nucléaires (malgré l'absence de méthodes sécurisées pour la destruction des déchets à forte radioactivité), soit d'appliquer les recommandations du nouveau millénaire relatives aux énergies renouvelables qui sont propres, durables, non polluantes et largement disponibles. Dans ce cas, on peut citer, particulièrement, la conversion photovoltaïque et l'énergie éolienne qui sont utilisées pour la production de l'électricité. À présent, l'énergie éolienne produit mille fois plus d'électricité que le photovoltaïque mais son utilisation est très spécifique au site, tandis que la conversion photovoltaïque est, généralement, applicable à la majorité des sites.

La conversion photovoltaïque, appelée aussi électricité solaire, a montré depuis les années 1970 que l'être humain est capable de se procurer d'une partie substantielle de sa puissance électrique sans la combustion des carburants fossiles (charbon, pétrole ou gaz naturel) ou sans la création de réactions de fissions nucléaires. La technologie photovoltaïque aide à éviter les menaces et les risques associés aux techniques usuelles

de production d'électricité et bien d'autres avantages. Elle a montré qu'elle peut produire de l'électricité pour plusieurs domaines d'applications. Les sites isolés loin du réseau électrique conventionnel peuvent être alimentés en électricité grâce aux installations photovoltaïques, bénéficiant ainsi des commodités nécessaires au confort (télévision, radio, appareils électroménagers,...). Les profits du photovoltaïque ne se limitent pas seulement à ce type d'application. En effet, le domaine de la communication a tiré également profit des avantages du photovoltaïque. Les installations photovoltaïques peuvent alimenter, en électricité, les stations d'émetteurs isolées (dans les montagnes,...) sans avoir besoin de construire des routes pour les approvisionner en fuel. Elles peuvent être aussi connectées au réseau électrique conventionnel et par conséquent, servir d'appoint pour faire face aux heures de pointes dans les étés chauds où les climatiseurs sont appelés à fonctionner à plein temps. La conversion photovoltaïque permet, également, aux foyers et aux commerçants d'avoir un nouveau niveau de disponibilité d'énergie et de sécurité garanties. Même dans le domaine de la conquête de l'espace, le photovoltaïque a été, depuis plus de 30 ans, la source de fonctionnement des satellites qui orbitaient autour de la terre.

Le caractère limité des réserves des combustibles fossiles et nucléaires, permet de présager aux énergies renouvelables un rôle important dans l'approvisionnement énergétique mondial. Parmi les nouvelles sources potentielles d'énergie, la conversion photovoltaïque est extrêmement prometteuse. En effet, les cellules solaires peuvent fournir de l'énergie aux systèmes dont les niveaux de puissance s'étalent des milliwatts aux mégawatts. Ils sont fiables, statiques et ne nécessitent pas de maintenance [2].

Cependant, l'utilisation de la conversion photovoltaïque, à grande échelle, est tributaire de certains facteurs technico-économiques. Dans ce cas, le générateur photovoltaïque est le principal élément dans un système. D'un côté, il est l'élément le plus cher d'une chaîne photovoltaïque, de l'autre, les performances de tout système photovoltaïque dépendent directement du rendement du générateur (module photovoltaïque). En effet, dans n'importe quel système photovoltaïque, le module joue

un rôle principal dans le bilan énergétique. Par conséquent, il doit être vu de plus près dans l'analyse du fonctionnement d'un système photovoltaïque [3].

L'étude d'un module photovoltaïque signifie, en particulier, la détermination des principaux paramètres de l'équation qui gouverne sa caractéristique électrique. Une fois, ses paramètres connus, on peut facilement les utiliser dans la détermination des performances du module photovoltaïque considéré (puissance maximale, rendement, facteur de forme,...). Il est, toutefois, important de noter que ces performances déterminées n'auront de signification que si elles sont présentées sous la forme définie par les conditions de test standards.

Dans ce travail, on se propose de présenter et d'analyser les résultats obtenus lors des tests outdoor d'un générateur photovoltaïque de  $1.6\text{kW}_c$  alimentant un système autonome avec stockage électrochimique. Les modules qui forment le générateur photovoltaïque ont été testés dans les conditions de fonctionnement réelles. Les mesures ont été effectuées à Adrar à l'extrême sud de l'Algérie. Cette région est considérée comme étant une importante région qui offre de meilleures opportunités quant à l'utilisation et la promotion de la conversion photovoltaïque. En effet, ce site est souvent exposé à des niveaux élevés de l'éclairement solaire. La moyenne annuelle de l'irradiation journalière globale mesurée sur plan incliné dépasse la valeur de  $7\text{kWh/m}^2$  [4].

Les caractéristiques électriques expérimentales des modules photovoltaïques testés ont été utilisées pour l'estimation de leurs paramètres. En effet, l'extraction de ces paramètres a été effectuée en utilisant la méthode du lissage graphique des courbes expérimentales. Pour cela, une méthode de calcul proposée et validée a été utilisée. Comparée à quelques travaux antérieurs, la présente méthode de calcul a permis d'aboutir à une amélioration de la précision du lissage graphique.

Les principaux paramètres des modules ont été utilisés pour la translation aux conditions de test standards des caractéristiques électriques et la détermination des performances des modules testés (rendement, facteur de forme,...).

L'étude a inclus, également, la question de la dégradation des performances des modules photovoltaïques par rapport aux valeurs initiales tout en abordant les causes possibles d'une telle altération.

Le document de ce travail est scindé en quatre parties essentielles. Au chapitre premier, on commence par les éléments de la physique du semi-conducteur et le fonctionnement d'une cellule solaire à jonction p-n et les paramètres qui affectent ses performances.

Le second chapitre porte sur l'aspect technologique d'une cellule solaire au silicium ainsi que du module photovoltaïque. Les tests d'essai et de qualification effectués pour les modules photovoltaïques sont passés en revue. Les problèmes liés aux groupements des cellules solaires (déséquilibres, points chauds) et qui affectent les performances des modules photovoltaïques sont aussi abordés dans ce chapitre.

Le troisième chapitre présente les résultats obtenus lors des tests expérimentaux effectués pour le cas des modules photovoltaïques installés sur site réel (Adrar). Une méthode de calcul pour la détermination des paramètres des modules photovoltaïques a été proposée et validée. La méthode est basée sur le modèle implicite à une seule exponentielle pour la description de la caractéristique électrique du module.

Au dernier chapitre, on a abordé l'analyse des performances des modules photovoltaïques testés et le problème de dégradation en utilisant la notion du facteur de dégradation défini comme étant un taux de changement des performances et/ou des paramètres actuels des modules et cela par rapport à ceux d'un module pris pour référence. Les causes ayant, probablement, conduit à une telle dégradation sont, également, abordées dans ce chapitre.

## *Chapitre premier*

# *Physique de la cellule solaire*

## 1. Introduction

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux [5]. Les cellules solaires à base de semi-conducteur sont essentiellement des dispositifs tout à fait simples. Les semi-conducteurs ont la capacité d'absorber la lumière et de délivrer une portion de l'énergie des photons absorbés aux porteurs du courant électrique: les électrons et les trous [1]. Ce procédé, découvert par E. Becquerel en 1839, est appelé effet photovoltaïque. Mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent davantage ce phénomène de la physique.

Pratiquement, une cellule solaire est une diode qui a été conçue pour absorber et convertir, de manière efficace, l'énergie de la lumière du soleil en électricité [1]. La structure d'une cellule solaire conventionnelle est montrée dans la figure 1.1.

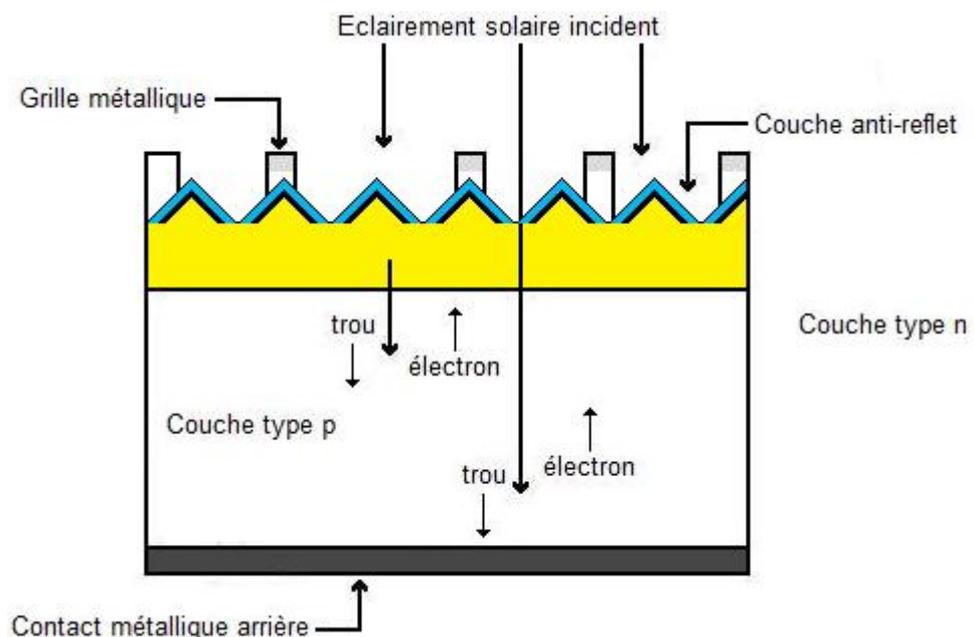


Figure 1.1 : Cellule solaire conventionnelle

La surface avant de la cellule solaire capte la lumière du soleil. Une grille métallique forme l'un des contacts électriques de la diode et permet à la lumière de pénétrer dans le semi-conducteur entre les lignes de la grille et d'être absorbée et convertie en énergie électrique. Une couche antireflet entre les lignes de la grille sert à augmenter la quantité de lumière transmise au semi-conducteur en minimisant la

réflexion. La diode est façonnée quand on réunit ensemble un semi-conducteur de type n et un autre de type p pour former une jonction métallurgique. Ceci est typiquement réalisé par diffusion ou implantation d'impuretés spécifiques appelées dopants. L'autre contact électrique est formé par une couche métallique sur la surface arrière de la cellule solaire [1,6].

Toutes les radiations électromagnétiques, y compris la lumière du soleil, sont composées de particules appelées photons qui comportent des quantités spécifiques d'énergie. Cette énergie est déterminée par les propriétés spectrales de la source lumineuse (soleil, lampe,...). Les photons montrent aussi un caractère ondulatoire: l'énergie,  $E_\lambda$ , du photon est liée la longueur d'onde  $\lambda$  par: [1]

$$E_\lambda = \frac{h.c}{\lambda} \quad (\text{Equation 1.1})$$

*c* : célérité de la lumière dans le vide ( $2,998. 10^8 \text{ m.s}^{-1}$ ),  
*h* : constante de Planck ( $6,626. 10^{-34} \text{ Js}$ ).

Seulement les photons ayant une énergie suffisante pour la création des paires électron-trou, c'est-à-dire, ceux ayant une énergie supérieure ou égale au gap du semi-conducteur, vont contribuer à la conversion de l'énergie lumineuse. Par conséquent la nature spectrale de l'éclairement solaire est une considération importante dans la conception des cellules solaires efficaces [1].

## 2. Propriétés fondamentales des semi-conducteurs

Afin de comprendre le fonctionnement des cellules solaires aux semi-conducteurs, il faut se familiariser avec quelques concepts de base de la physique du solide [1]. Les cellules solaires peuvent être fabriquées à partir d'un nombre de matériaux semi-conducteurs. Généralement, les plus utilisés sont le silicium (Si) monocristallin, polycristallin et amorphe. On trouve aussi les cellules à base de matériaux comme GaAs, GaInP, Cu(InGa)Se<sub>2</sub>, CdTe,...etc [1].

Les matériaux des cellules solaires sont largement choisis sur la base de leurs caractéristiques d'absorption, devant s'adapter avec le spectre solaire et sur la base de

leurs coûts de fabrication. Le silicium a été, pour longtemps, un choix adéquat dû au fait qu'il présente une assez bonne absorption adaptée au spectre solaire et aussi au fait que sa technologie est bien développée en raison de sa dominance dans l'industrie électronique des semi-conducteurs [1].

### 2.1. Structure à bandes dans un semi-conducteur

Les propriétés chimiques et électriques de l'atome sont liées aux électrons qui gravitent autour du noyau. Les électrons se répartissent en orbites ; la dernière définit, en fait, les principales propriétés de l'élément correspondant. L'électron possède, par rapport au noyau, une certaine énergie  $E$  à laquelle correspond un potentiel  $\phi$  :

$$E = -q.\phi + Constante \quad (\text{Equation 1.2})$$

$E$  est en électron-volt.

Le comportement dynamique de l'électron peut être déduit par la résolution de l'équation de Schrödinger. L'application de la mécanique quantique à l'atome n'a pas modifié fondamentalement les résultats de la théorie de Bohr. Basée sur le principe d'exclusion de Pauli et le principe d'incertitude d'Heisenberg, la mécanique quantique montre que, pour un atome isolé, l'électron ne peut occuper que des niveaux discrets (quantifiés) d'énergie. Les orbites, c'est-à-dire, les états d'énergie permis aux électrons, dépendent (équation de Schrödinger) de la fonction potentiel dans laquelle ces électrons se meuvent (fonction en  $1/r$  dans l'atome isolé) [1,2,5,6,7,8].

Ainsi, pour un monocristal, on peut montrer qu'il existe des domaines d'énergie appelés bandes dont certaines sont permises et d'autres interdites (figure 1.2) [1,7].

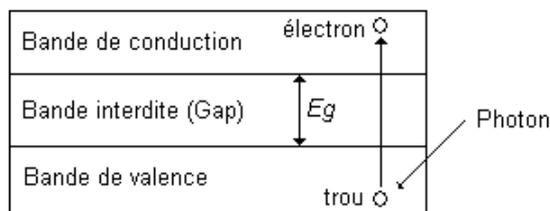


Figure 1.2. Niveaux énergétiques dans un semi-conducteur

La solution conduit à la définition de la structure à bandes (niveaux d'énergie permis pour l'électron) et la relation entre l'énergie de l'électron et le moment du semi-conducteur [1].

En ne considérant que les électrons de la couche périphérique, c'est-à-dire les électrons ayant l'énergie la plus élevée, les éléments chimiques peuvent être classés en deux catégories principales [8]:

- Les isolants et les semi-conducteurs : caractérisés par une bande interdite qui sépare deux bandes permises,
- Les métaux : il n'y a pas de bande interdite et les bandes permises se recouvrent.

La largeur de la bande interdite est appelée gap ( $E_g$ ). Elle est d'autant plus grande que le matériau est isolant.

Dans un semi-conducteur à une température absolue nulle, la bande de valence est complètement pleine et la bande de conduction est vide de telle sorte qu'aucune conduction électrique n'est possible (tous les électrons sont liés à leurs atomes). Cependant, dans un semi-conducteur, l'énergie nécessaire pour séparer les électrons externes de leurs atomes est relativement faible. Cette énergie correspond à l'énergie du gap  $E_g$  de telle sorte que les électrons reçoivent une énergie suffisante pour faire une transition de la bande de valence vers la bande de conduction. Cette énergie peut être une augmentation de la température ou une interaction avec un photon lumineux [2].

Le gap  $E_g$  et sa structure en fonction du vecteur d'onde sont des caractéristiques clés du matériau semi-conducteur et de l'importance fondamentale de l'opération de la cellule solaire. Les principales caractéristiques sont la variation du gap sous l'effet de la température et la grandeur du vecteur d'onde associé à une faible énergie des transitions [1,2,6].

## 2.2. Dopage d'un semi-conducteur

On peut contrôler le nombre des électrons et des trous dans leurs bandes respectives (c'est-à-dire la conductivité du semi-conducteur) par introduction d'impuretés spécifiques (ou additifs) appelées donneurs ou accepteurs [1,7]. Ces additifs ont la propriété de se placer en position de substitution dans le cristal : dans le silicium dopé au phosphore, par exemple, chaque atome de phosphore prend la place d'un atome de silicium [7]. Si on prend le cas du silicium dopé par un élément pentavalent comme le phosphore, l'atome de phosphore qui possède cinq électrons de valence en met quatre en liaison covalentes avec ses quatre voisins tétravalents (silicium). Il reste donc un électron excédentaire qui est nécessairement peu lié à l'atome de phosphore. Il suffit, à cet atome excédentaire, un surplus d'énergie très faible pour rompre sa liaison et devenir un électron libre situé, énergétiquement, dans le bas de la bande de conduction ou peu au dessus. Les énergies d'ionisation des atomes pentavalents ont été mesurées : elles valent environ 0.01 eV pour un cristal de germanium et 0.05 eV environ pour un cristal de silicium [7]. Dans ce cas, l'atome pentavalent est dit donneur d'électrons et le silicium dopé est de type N. Si, par contre, le silicium est dopé par un élément trivalent (le bore, par exemple), chaque atome trivalent met ses trois électrons de valence en liaison avec trois de ses quatre voisins, et capture un électron d'un quatrième atome pour devenir un ion négatif et créer un ion positif  $\text{Si}^+$ , ce qui fait apparaître un trou. Dans ce cas, l'atome trivalent est dit accepteur d'électrons. Ce type de dopage aboutit à un silicium de type P. Toutes les impuretés introduisent des états électroniques dans la structure à bandes (souvent dans la bande interdite entre  $E_C$  et  $E_V$  comme c'est illustré dans la figure 1.3) [1,2,7]. Si l'état d'énergie  $E_D$  introduit par un atome est suffisamment proche de la limite de la bande de conduction (avec quelques kT), il y aura une énergie thermique suffisante pour permettre l'extraction d'électrons pour occuper un état dans la bande de conduction. L'état donneur sera donc chargé positivement. D'une façon similaire, l'atome accepteur introduira, dans l'état d'énergie  $E_A$ , une charge négative. Dans un semi-conducteur, l'introduction contrôlée des donneurs et des accepteurs permet la création de deux types du semi-conducteur, l'un de type n (les électrons sont la source primaire de la conduction électrique) et l'autre de type p (les trous sont la source

primaire de la conduction électrique). Ces deux types constituent la base de la fabrication de tous les dispositifs des semi-conducteurs y compris les cellules solaires [1,2].

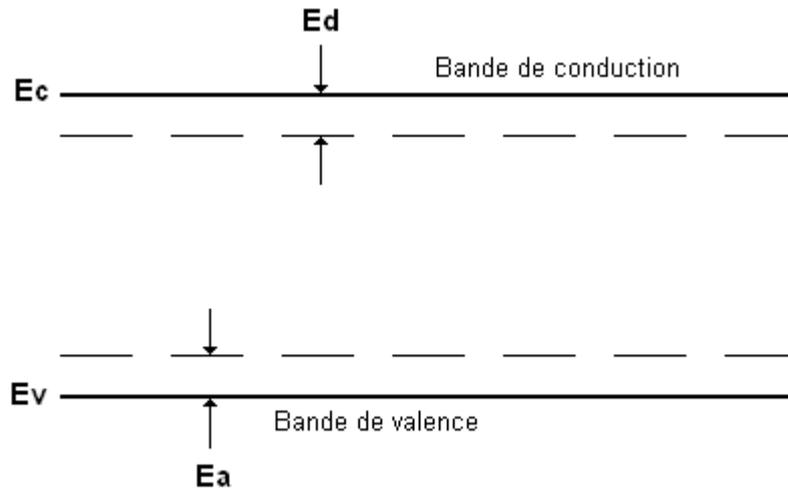


Figure 1.3. Niveau Donneur et accepteur dans un semiconducteur. La distribution spatiale non uniforme de ces états renforce le concept qu'ils sont des états localisés

### 3. Fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule solaire n'est autre qu'une diode dans laquelle l'absorption des photons incidents entraîne la création des paires électron-trou. La séparation des électrons et des trous est accomplie par un champ électrique interne. Les conditions de base pour obtenir une cellule solaire efficace sont récapitulées comme suit [2] :

- i. Une absorption efficace de l'éclairement solaire pour créer des paires électron-trou,
- ii. La séparation de la paire électron-trou. Les électrons doivent être collectés par la région de type n et les trous par la région de type p,
- iii. Le potentiel développé doit être suffisamment élevé car il détermine la tension maximale de sortie aux bornes de la cellule,
- iv. La chute de tension ohmique causée par les résistances parasites doit être suffisamment petite,

v. La grille métallique couvrant la surface de la cellule doit être petite puisque les couches métalliques épaisses occultent la lumière.

### **3.1. L'absorption**

La génération des porteurs de charges via l'absorption de la lumière du soleil est fondamentale pour le fonctionnement des cellules solaires. Essentiellement, elle consiste en deux étapes. D'abord, l'excitation, par des photons lumineux, d'un électron directement de la bande de valence entraîne sa transition vers la bande de conduction laissant derrière lui un trou dans la bande de valence. Cette forme d'excitation est appelée absorption fondamentale. C'est l'étape de génération des porteurs de charges (électron et trou) par absorption de lumière. La deuxième étape, consiste en la séparation des paires électron-trou par une structure appropriée pour être collectées par les contacts électriques de la cellule solaire [1,2,6].

Dans un semi-conducteur cristallin, on définit un moment qui peut être associé à un électron libre. Quand un électron accomplit une transition de la bande de valence vers la bande de conduction, l'énergie et le moment doivent être tous les deux conservés. Un photon possède une énergie considérable mais un moment très petit. Ainsi, il ne peut contribuer à la conservation du moment dans le cristal [2].

Le courant produit par une cellule solaire est généré par les transitions optiques à travers la bande interdite. On distingue deux types de transitions : transitions directes où le moment de la paire électron-trou est presque nul et les transitions indirectes où le moment est fini [1,2]. Ainsi, il y a deux types de semi-conducteurs : semi-conducteur à gap direct et semi-conducteur à gap indirect.

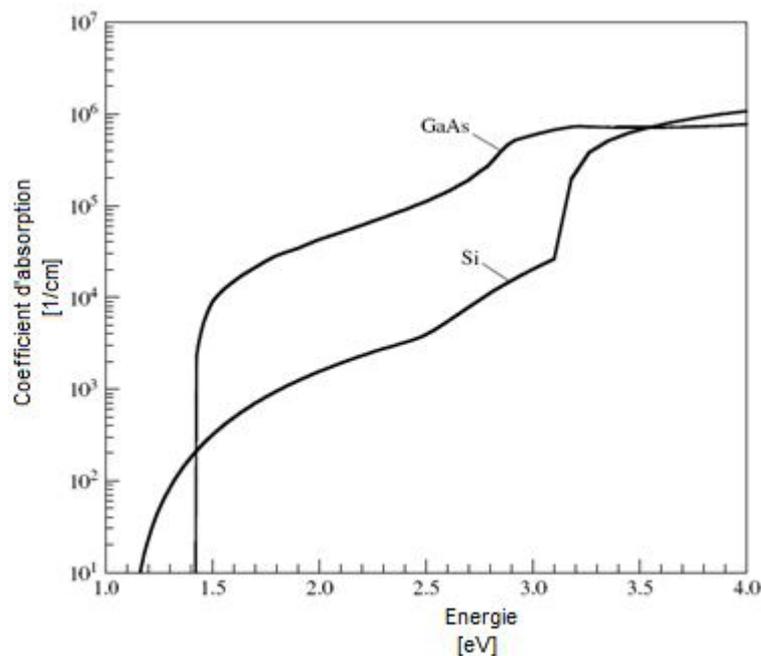
### **3.2. Semi-conducteur à gap indirect**

Dans les semi-conducteurs à gaps indirects (comme le silicium et le germanium) où le niveau maximum de la bande de valence intervient à un moment du cristal différent que celui de la bande de conduction, la conservation du moment de l'électron nécessite que l'absorption du photon implique une particule supplémentaire: le phonon. Ce dernier est une particule énergétique qui représente les vibrations des atomes dans le réseau d'un semi-conducteur. Le phonon convient à ce procédé car

contrairement au photon, c'est une particule à faible énergie mais possède un moment élevé. En outre, il peut interagir avec l'électron et le photon incident de telle manière que, dans un matériau à gap indirect, l'énergie et le moment du cristal sont conservés. Ainsi, l'absorption de la lumière est facilitée par l'absorption ou l'émission d'un phonon pour satisfaire la conservation de l'énergie et du moment du cristal [1,2,6,8].

### 3.3. Semi-conducteur à gap direct

Dans le cas des semi-conducteurs à gaps directs, tels que GaAs, GaInP, CdTe et Cu(InGa)Se<sub>2</sub>, on assiste à une conservation de l'énergie et du moment pendant la transition. À chaque état initial d'un électron de la bande de valence (avec une énergie  $E_v$ ), est associé un état final dans la bande de conduction (avec une énergie  $E_c$ ). La conservation d'énergie nécessite que l'énergie du photon absorbé doive correspondre à la différence  $h\nu = E_c - E_v$ . La détermination expérimentale du seuil d'absorption optique constitue un moyen simple pour mesurer avec précision la largeur  $E_g$  de la bande interdite [8].



**Figure 1.4.** Coefficient d'absorption optique pour le silicium (gap indirect) et l'arséniure de gallium (gap direct)

Puisqu'on a besoin du phonon et de l'électron ensemble pour rendre possible l'absorption à gap indirect, le coefficient d'absorption ne dépend pas seulement des

densités d'états initiaux remplis d'électron et d'états finaux vides d'électron mais aussi de la disponibilité des phonons (émis et absorbés) avec le moment demandé. Par conséquent, la probabilité d'absorption est plus faible avec les transitions indirectes.

Il en résulte que la lumière pénètre plus profondément dans le cas des semi-conducteurs à gaps indirects que dans le cas des semi-conducteurs à gaps directs. Ainsi, le coefficient d'absorption optique est, considérablement, plus faible dans un semi-conducteur à gap indirect que dans le cas d'un semi-conducteur à gap direct (figure 1.4) [1,6,8].

Dans les deux types de matériaux semi-conducteurs (à gaps direct et indirects), d'autres procédés peuvent contribuer à l'absorption des photons bien que les mécanismes décrits ci-dessus sont les plus dominants. On peut citer, par exemple, l'absorption en présence d'un champ électrique (effet Franz-Keldysh), l'absorption favorisée par les états localisés dans la bande interdite et l'absorption dans le cas des fortes injections (effet Burstein-Moss). Par conséquent, le coefficient d'absorption global résulte de tous les coefficients d'absorption dus aux différents procédés d'absorption [1].

Le coefficient d'absorption dépend fortement du type du matériau semi-conducteur: qu'il est cristallin ou amorphe [2].

La génération des porteurs par absorption peut se faire par deux mécanismes qui sont les plus importants [2]:

- Transition bande à bande :
- Absorption des porteurs libres: dans les régions à fortes concentration en porteurs. L'absorption de photon peut aussi se produire par des transitions des électrons avec des états initiaux et finaux à l'intérieur de la même bande. Ce type d'absorption ne génère pas des paires électron-trou et rivalise avec les transitions bande à bande qui produisent le courant généré. L'absorption des porteurs libres pourrait être significative dans le cas où les énergies des photons s'approchent du gap.

Dans le cas des cellules solaires à une seule jonction, elle n'affecte pas la création des paires électron-trou et ne doit donc pas être incluse dans le coefficient d'absorption [1,6].

### **3.4. Le phénomène de recombinaison**

À l'équilibre, le nombre de paires électron-trou générées thermiquement est identique à celui des paires qui se recombinent. Quand un semi-conducteur sort de l'équilibre thermique par illumination ou injection de courant, les concentrations des porteurs augmentent comparativement à la concentration à l'obscurité (équilibre). Si encore une fois, la source d'excitation est éliminée, l'excès des porteurs décline vers l'équilibre par recombinaison. Un électron tombe de la bande de conduction vers la bande de valence éliminant un trou de la bande de valence [1,2,8].

Pour des raisons mécaniques, le silicium (qui est cassable) nécessite des cellules à épaisseurs relativement épaisses avec des plaquettes typiques avec une épaisseur d'environ 300  $\mu\text{m}$ . Par conséquent, quelques électrons générés par les photons doivent traverser une distance relativement longue (de l'ordre de l'épaisseur) afin d'être extraits par le contact de la face avant. Donc, un bon matériau avec une haute pureté chimique et une structure parfaite est nécessaire pour battre la tendance naturelle des électrons de la bande de conduction à retourner à la bande de valence par recombinaison [1].

La recombinaison est due à plusieurs variétés de mécanismes et ne peut pas être facilement liée au matériau de base de la cellule solaire. Lofersky a réussi en 1975 d'établir une relation empirique qui lui a permis de définir quels sont les matériaux qui sont les plus prometteurs pour la fabrication des cellules solaires [1].

#### **3.4.1. La recombinaison en volume**

Le procédé de recombinaison peut être classé de différentes manières. Cependant la plupart des références bibliographiques distinguent entre la recombinaison en volume et la recombinaison en surface [1,2,6,8]. Ils existent plusieurs mécanismes de recombinaison en volume. Les plus fréquents sont [1,2,6]:

- la recombinaison par pièges (défauts et impuretés),
- la recombinaison radiative (phénomène inverse de l'absorption optique). Elle est beaucoup moins probable dans un matériau à gap indirect que dans celui à gap direct,
- la recombinaison Auger.

### **3.4.2. La recombinaison en surface**

À son tour, la recombinaison en surface est causée essentiellement par les interfaces entre deux matériaux différents. Par exemple, les interfaces qui se trouvent au niveau de la surface avant d'une cellule solaire sont une source de présence d'une forte concentration de défauts dus à une terminaison abrupte de la maille du cristal. Ces défauts se manifestent eux-mêmes par un continuum de pièges à l'intérieur de la bande interdite au niveau de la surface [1,2,6].

Pour éviter les pertes par recombinaison, il faut que la pureté du matériau semi-conducteur soit suffisamment élevée. Les impuretés et les imperfections dans le matériau et dans les interfaces doivent être, alors, éliminées [1].

## **4. Séparation et collection des porteurs**

### **4.1. Courant de drift**

Les paires électron-trou sont générées dans le semi-conducteur grâce à l'absorption des photons. Ces porteurs ont une durée de vie limitée et vont se recombiner l'un avec l'autre après une durée de vie caractéristique. Afin d'utiliser l'énergie présente dans la paire électron-trou, il faut que les deux porteurs de charge soient séparés et puissent circuler vers les contacts externes de la cellule solaire avant qu'un éventuel processus de recombinaison ne survienne. Quand un champ électrique est appliqué dans un semi-conducteur uniformément dopé, les électrons de la bande de conduction, étant chargés négativement, se déplacent en direction opposée à celle du champ électrique et inversement, les trous de la bande de valence chargés positivement, vont se déplacer en même direction du champ électrique (figure 1.5). Ce

déplacement des charges (électrons et trous), lié à l'application du champ électrique, donne naissance à un courant appelé courant de drift [1,2].

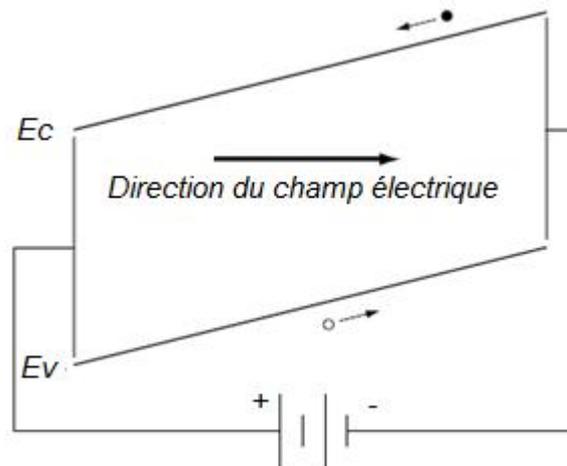


Figure 1.5. Notion du courant de drift dans un semiconducteur

Si rien ne gêne leur déplacement, les électrons et les trous vont continuer d'accélérer sans limites. Cependant, le cristal d'un semi-conducteur est plein d'objets avec lesquels les porteurs peuvent entrer en collision pour se disperser. Ces objets comprennent les atomes du cristal, les ions des additifs, les défauts du cristal et même d'autres électrons et trous. À l'échelle microscopique, un tel déplacement ressemble beaucoup à un flipper où les porteurs sont constamment rebondis par les objets du cristal [1].

#### 4.2. Courant de diffusion

À cause de leur déplacement thermique fortuit, les électrons et les trous dans un semi-conducteur tendent à se mouvoir (diffuser) des régions à fortes concentrations vers les régions à faibles concentrations. Comme de l'air dans un ballon, les porteurs, en l'absence de n'importe quelle force externe, tentent à se distribuer eux-mêmes équitablement. Ce processus de déplacement des porteurs, dû à une force statistique, est appelé courant de diffusion [1,2].

Dans le cas d'une cellule solaire au silicium, la séparation des porteurs de charge est accomplie en incorporant dans le semi-conducteur une jonction p-n. La collection de ces porteurs est effectuée par les électrodes de la cellule. L'électron peut

être collecté par la région de type n et le trou par la région de type p générant ainsi un courant électrique [1,2,6].

## 5. La jonction p-n

Quand on assemble (en utilisant des techniques spéciales) deux matériaux semi-conducteurs l'un de type P et l'autre de type N, on obtient ce qu'on appelle une jonction P-N [1,2,6,7]. À la mise en contact des deux types de semi-conducteurs, les électrons, majoritaires dans le côté N, vont diffuser, sous l'effet du gradient de concentration, vers le côté P et similairement, les trous dans le côté P diffuseront vers le côté N.

### 5.1. Zone de charge d'espace

Il résulte de la diffusion des porteurs majoritaires au-delà de l'interface de la jonction, que les impuretés chargées (ions donneurs dans la région n et ions accepteurs dans la région p) ne seront plus compensées respectivement par les électrons et trous. Il se développe, alors, au voisinage de la jonction, un surplus de charges positives dans le côté N et inversement, se développe, dans le côté p, un surplus de charges négatives. Par conséquent, il apparaît, de part et d'autre de la jonction, une charge positive dans la région N et une charge négative dans la région P. Ce doublet électrique produit un champ électrique dirigé de N vers P et une différence de potentiel électrostatique entre N et P appelée barrière de potentiel ou tension de diffusion qui limite toute autre diffusion des électrons et des trous (figure 1.6). Finalement, il s'établit, au voisinage de la jonction, un équilibre dans lequel les porteurs majoritaires ont disparus plus ou moins complètement autour de la jonction : c'est la zone de charge d'espace. À

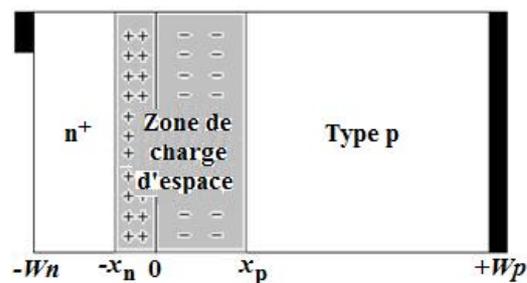


Figure 1.6 : Zone de charge d'espace

l'extérieur de cette zone, chaque élément du volume est électriquement neutre [1,6,7].

L'épaisseur de la zone de charge d'espace est exprimée par : [1]

$$W_D = x_N + x_P = \sqrt{\frac{2\varepsilon}{q} \left( \frac{N_A + N_D}{N_A \cdot N_D} \right) V_d} \quad (\text{Equation 1.3})$$

Avec

$\varepsilon$  : permittivité du semi-conducteur,

$q$  : charge de l'électron,

$V_d$  : tension de diffusion.

La zone de charge d'espace peut être assimilée à un diélectrique entre deux régions conductrices, passant dans un sens et bloqué dans l'autre [8].

### 5.2. Jonction p-n à l'équilibre thermique

Quand la jonction est à une température uniforme et n'est soumise à aucune perturbation extérieure (électrique, lumineuse ou autres), elle est dite en équilibre thermique. Dans un cas pareil, aucun courant ne circule dans la jonction [1,7]. Cependant, la diffusion des porteurs majoritaires aboutit à deux types de courants positifs  $J_{pP}$  et  $J_{nN}$ . La résultante de ces courants donne le courant de diffusion. Ce dernier est limité par la hauteur de la barrière de diffusion, appelée aussi tension de diffusion. La région N forme une source quasi infinie d'électrons, mais seulement ceux qui ont l'énergie suffisante sont capables de diffuser au-delà de la barrière de potentiel. Le champ électrique existant dans la zone de charge d'espace attire les électrons de la région P vers la région N et les trous de la région N vers la région P. Un tel déplacement des porteurs minoritaires, donne naissance à deux types de courants négatifs (électrons et trous). La résultante de ces deux courants aboutit au courant de drift (ou de conduction) de sens contraire au courant de diffusion. À l'équilibre, les quatre composantes des courants de diffusion et de drift s'annulent deux à deux pour garder nul le courant total de la jonction [1,2,7,8,9].

### 5.3. Jonction p-n hors équilibre

Si on applique, aux deux extrémités d'une jonction P-N, une source de tension externe, la jonction est hors équilibre (polarisée) (figure 1.7). Par convention, le

courant de jonction est positif quand il circule dans le semi-conducteur de P vers N. La tension de polarisation  $V$  est positive quand sa borne positive est reliée à la partie P. Quand la tension n'est pas polarisée ( $V=0$ ), la jonction est en équilibre et la tension de jonction est égale à la tension de diffusion  $V_d$ . Si par contre, la tension  $V$  est différente de zéro, la jonction est polarisée. Si le pôle positif de la source de tension est connecté à la partie P du semi-conducteur, on dit que la jonction est polarisée en direct. Inversement, s'il est relié à la partie N, on dit que la jonction est polarisée en inverse. Dans le cas d'une jonction polarisée, la tension de diffusion sera remplacée par la tension de jonction  $V_j$  [7] :

$$V_j = V_d - V \quad (\text{Equation 1.4})$$

Avec  $V_d$  : tension de diffusion et  $V$  tension de polarisation

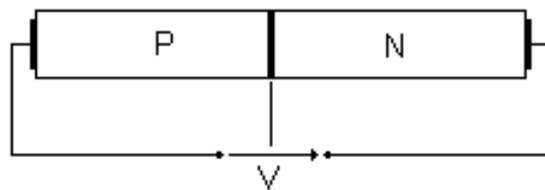


Figure 1.7. : Polarisation d'une jonction p-n par une source extérieure

La tension de jonction  $V_j$  est égale à  $V_d$  quand  $V=0$ . Elle diminue et devient inférieure à  $V_d$  quand la tension  $V$  est positive mais ne peut jamais s'annuler. Quand  $V$  est négative (polarisation en inverse), la tension de jonction augmente. Sa valeur maximale peut atteindre plusieurs centaines de volts: tension d'avalanche [7].

La polarisation en direct d'une jonction se manifeste par une diminution de la tension de diffusion, donc plus de facilité octroyée aux porteurs majoritaires pour passer d'une région à l'autre. Par conséquent, les concentrations des électrons dans la région P et des trous dans la région N augmentent plus que dans le cas où la tension  $V$  est nulle. Inversement, si la tension de polarisation est négative ( $V<0$ ), la tension de jonction  $V_j$  devient supérieure à  $V_d$  et cette barrière va, donc, s'opposer vite à tout déplacement des porteurs majoritaires. Nous voyons ainsi que si  $V<0$ , les densités de courant des porteurs majoritaires tendent vers zéro tandis que si  $V>0$ , ces composantes croissent rapidement (typiquement de façon exponentielle avec  $V$ ) [2,7].

En ce qui concerne le comportement des composantes dues aux courants des porteurs minoritaires, il est tout à fait différent. En effet, ces porteurs n'ont à surmonter aucune barrière de potentiel pour passer d'une région à une autre, et ce quelque soit la valeur de la tension  $V$ . Il en résulte comme première approximation que ces composantes des courants minoritaires sont indépendantes de la tension de polarisation [7].

## 6. Cas de la cellule solaire au silicium

Une cellule solaire au silicium utilise une jonction p-n peu profonde pour convertir la radiation solaire en puissance électrique [1,2,9]. La cellule solaire est conçue en formant, par exemple, la jonction de telle sorte que la lumière solaire incidente pénètre dans la région de type N, c'est-à-dire en plaçant une fine couche fortement dopée d'un matériau semi-conducteur de type N sur une couche d'un semi-conducteur de type P.

À l'obscurité et en l'absence de source de tension externe, aucun courant ne traverse la jonction comme il a été précisé dans la section précédente. Cependant, quand la cellule solaire absorbe des photons dont les énergies sont plus élevées que le gap du semi-conducteur N, cela aboutit à la production d'un nombre élevé d'électrons libres dans la bande de conduction et aussi un nombre égal de trous dans la bande de valence. Puisqu'à l'obscurité, il y a moins de trous dans la bande de valence dans le côté N que d'électrons dans la bande de conduction, une augmentation remarquable du nombre de trous dans la bande de valence prend, alors, place sans que le nombre d'électrons dans la bande de conduction soit considérablement modifié. Les électrons et trous, en excès dans les régions quasi neutres et suffisamment proches de la jonction, sont capables de diffuser au-delà sans recombinaison. Les équations de transport de la jonction lient la concentration des porteurs majoritaires dans un côté de la jonction avec la concentration des celle des porteurs minoritaires dans l'autre côté [1,6,8,9]. En supposant valable le principe de superposition, la résolution des équations de courant et de continuité aboutit, moyennant quelques manipulations algébriques, à deux types de courant de signes opposés correspondant au fonctionnement de la cellule [1,2,6,8] :

- Courant à l'obscurité : quand la cellule n'est pas illuminée mais avec une tension aux bornes.
- Courant photo-généré où la cellule est illuminée mais à une tension nulle.

Le courant total est exprimé par :

$$I = I_e + I_d(V) \quad \text{(Equation 1.5)}$$

Les indices  $e$  et  $d$  dans l'équation 1.5 se réfèrent respectivement aux modes de fonctionnement de la cellule; sous éclairage et à l'obscurité.

Le courant  $I_d(V)$  pour les deux régions quasi-neutres est exprimé par l'équation 1.6:

$$I_d = -I_{01}(\exp(qV/kT) - 1) \quad \text{(Equation 1.6)}$$

Où  $I_{01}$  : est le courant de saturation inverse de la diode (A),  
 $V$  : tension de polarisation (V),  
 $K$  : constante de Boltzman (J/K),  
 $T$  : température de la jonction (K),  
 $q$  : charge de l'électron.

L'équation 1.6 n'est autre que la caractéristique courant-tension d'une diode. Le courant  $I_{01}$  qui est dû au processus de recombinaison dans les régions quasi-neutres représente le courant de saturation.

Divers facteurs font diminuer le courant de saturation: l'augmentation des longueurs de diffusion, la diminution des vitesses de recombinaison des porteurs minoritaires en surface et l'augmentation des concentrations des additifs (donneurs et accepteurs). Toutefois, cette dernière condition est sujette à un inconvénient. En effet, la concentration des donneurs ou accepteurs, atteignant des niveaux de dopage très élevés, fait augmenter la concentration intrinsèque des porteurs et la longueur de diffusion dans la région considérée. Par conséquent, les densités de dopage doivent être choisies convenablement afin d'obtenir un meilleur compromis aboutissant à un faible courant à l'obscurité [1,2].

Pour la description du fonctionnement de la cellule, il est essentiel de diviser

le matériau formé par la jonction en trois régions: l'émetteur, la zone de jonction et la base. L'émetteur et la base qui restent, en grande partie, neutres durant le fonctionnement de la cellule, absorbent la majeure partie de la lumière incidente et transportent le courant photo-généré des porteurs minoritaires à la jonction. La jonction p-n, qui contient un fort champ électrique et une charge d'espace fixe, sépare les porteurs minoritaires collectés de l'émetteur et de la base [6].

La région dopée la plus éclairée est appelée la base (région p). Elle est souvent nommée région absorbante puisque l'autre région (émetteur) est généralement très fine et la plupart de la lumière absorbée a lieu dans la base. Ainsi, le courant photo-généré par la cellule est obtenu en additionnant les contributions de l'émetteur, de la base et même de la zone de charge d'espace [1,2,6]. Sous l'effet de l'action du champ électrique dans cette zone, presque tous les porteurs générés sont collectés par séparation. Toutefois, le courant généré est, lui-même, influencé par la tension aux bornes car les limites de la zone de charge d'espace sont fonction de cette tension. Cependant, dans le cas d'une cellule solaire au silicium monocristallin, le courant photo-généré dans cette zone est faible [1,2]. La caractéristique d'une jonction éclairée est identique à celle de la même jonction dans l'obscurité (diode) à l'exception qu'un courant généré sous éclairage vient s'ajouter au courant d'obscurité mais avec les caractéristiques suivantes [1,2]:

- il circule en sens inverse du courant de diode,
- il est proportionnel à l'intensité de l'éclairage,
- il est indépendant de la tension appliquée de l'extérieur.

Le courant généré par une cellule solaire, sous éclairage, s'exprime, alors, par [1,2,6,8]:

$$I = I_{ph} - I_{01}(\exp(qV/kT) - 1) \quad (\text{Equation 1.7})$$

Où  $I_{ph}$  est le courant photo-généré (A).

Pour une tension nulle, le courant  $I_{ph}$  correspond au courant de court-circuit de la cellule.

## 6.1. Caractéristique I-V d'une cellule solaire

La représentation graphique de l'équation 1.7 permet d'obtenir la caractéristique I-V (courant-tension) d'une cellule solaire (figure 1.8).

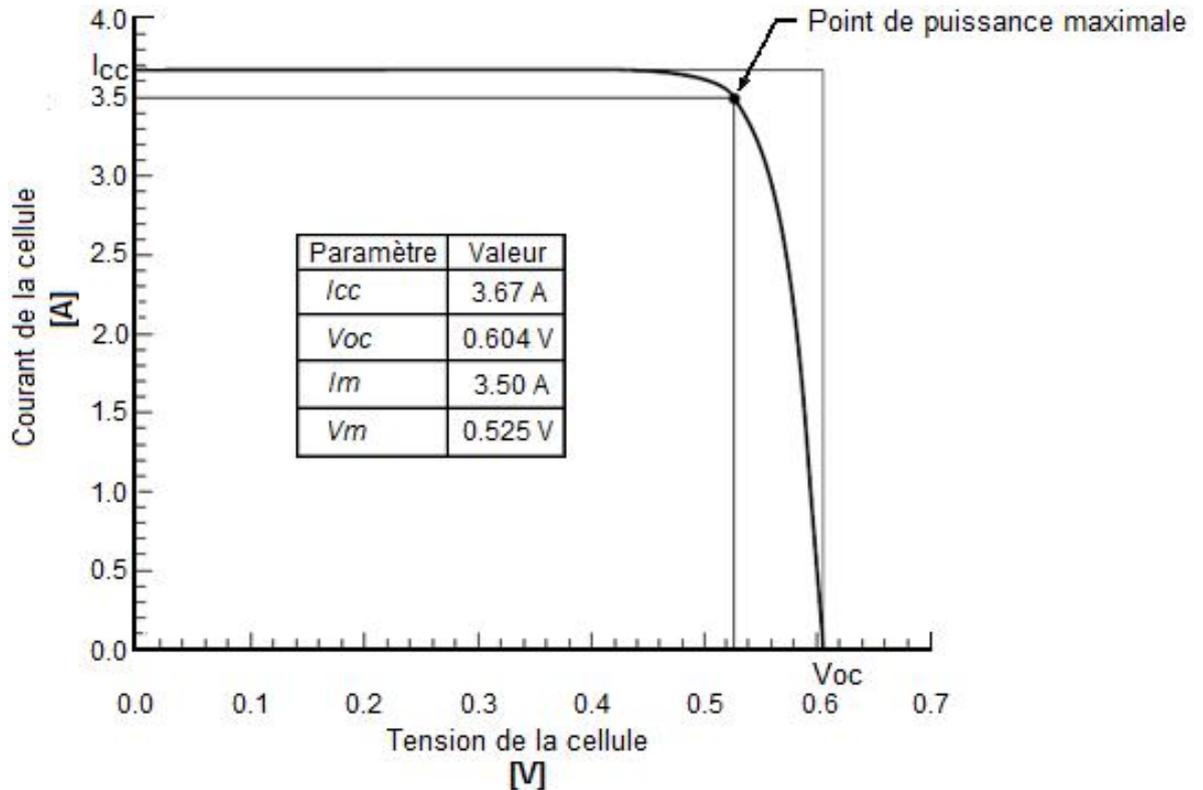


Figure 1.8 : Exemple d'une caractéristique I-V d'une cellule solaire

La caractéristique I-V permet d'illustrer plusieurs paramètres externes d'une grande importance pour la caractérisation d'une cellule solaire: le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$ , le point de puissance maximale  $P_m$  et le facteur de forme  $FF$  [1,2,6]. Pour les faibles valeurs de la tension appliquée, le courant de diode devient négligeable. Quand la tension s'annule, le courant correspond exactement au courant de court-circuit. De l'autre côté, lorsque la tension est suffisamment élevée de sorte que le courant de diode (recombinaison) devient important, le courant de la cellule chute rapidement [1].

Aux conditions de la cellule en circuit ouvert, le courant  $I$  est nul. Tout le courant photo-généré passe par la diode. La tension de circuit ouvert peut, alors, être exprimée par:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_{sc} + I_{01}}{I_{01}} \approx \frac{kT}{q} \ln \frac{I_{sc}}{I_{01}} \quad (\text{Equation 1.8})$$

## 6.2. Paramètres caractérisant une cellule solaire

Quand la puissance délivrée par la cellule est maximale, on dit qu'il s'agit du point de puissance maximale  $P_m$ . Il correspond à un courant maximum  $I_m$  et une tension  $V_m$ .

Le facteur de forme est le rapport des deux rectangles définis par la caractéristique I-V de la figure 1.8. Il mesure, en quelque sorte, la forme carrée, de la caractéristique I-V de la cellule. Il est exprimé par:

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (\text{Equation 1.9})$$

L'expression empirique suivante permet de calculer le facteur de forme [1,2,6]:

$$FF = \frac{V_{oc} - \frac{kT}{q} \ln(qV_{oc} / kT + 0.72)}{V_{oc} + kT / q} \quad (\text{Equation (1.10)})$$

Souvent, ce paramètre est exprimé en pourcentage en multipliant l'équation 1.9 par 100 [1].

En supposant que les valeurs des résistances  $R_{sh}$  et  $R_s$  sont respectivement infinie et nulle, la tension du circuit ouvert peut être exprimée par: [8]

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (\text{Equation 1.11})$$

D'après l'équation 1.11, on remarque que la tension du circuit ouvert varie d'une manière logarithmique avec l'éclairement incident [1,2].

Un autre paramètre qui est, probablement, le plus important d'une cellule solaire est son rendement,  $\eta$ . Il est calculé par l'expression ci-dessous :

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{P_{in}} \quad (\text{Equation 1.12})$$

Où  $P_{in}$  est la puissance incidente déterminée par le spectre de la lumière incidente sur la surface de la cellule solaire.

Pour une cellule solaire au silicium, le rendement théorique maximal est égal à 23% environ [10].

Outre les paramètres externes décrits ci-dessus, il existe quelques grandeurs internes qui décrivent les performances d'une cellule solaire. En général, ces grandeurs sont le rendement quantique et la réponse spectrale [1,2].

Le rendement quantique  $\eta_q$  est défini comme étant le rapport entre le nombre de porteurs collectés et celui des photons qui pénètrent dans la cellule. On définit, alors, deux sortes de rendements quantiques: externe et interne (notés, respectivement,  $\eta_q^{ext}$  et  $\eta_q^{int}$ ). Ils diffèrent dans le traitement des photons réfléchis à partir de la cellule. Tous les photons arrivant à la surface de la cellule sont pris en ligne de compte dans la valeur du rendement quantique,  $\eta_q^{ext}$ , mais seuls les photons n'ayant pas subis de réflexion sont considérés dans le rendement quantique interne,  $\eta_q^{int}$ . Connaissant ce dernier, on peut exprimer le courant total photo-généré par:

$$I_{ph} = q \int_{\lambda} \phi(\lambda)(1 - R(\lambda)) \eta_q^{int}(\lambda) d\lambda \quad (\text{Equation 1.13})$$

$\phi(\lambda)$  est le flux de photons incidents sur la surface de la cellule à une longueur d'onde  $\lambda$  donnée,

$R(\lambda)$  est le coefficient de réflexion de la surface avant de la cellule.

L'intégration se fait sur toutes les longueurs d'onde de la lumière absorbée par la cellule solaire.

La réponse spectrale (notée  $SR$  et exprimée en A/W) est définie comme étant le rapport entre le courant de court-circuit photo-généré par une cellule solaire et la valeur de la puissance de la lumière incidente en fonction de la longueur d'onde [1,2,6]. Elle est liée au rendement quantique par la relation [2,6]:

$$SR(\lambda) = 0.808. \lambda. QE(\lambda) \quad (\text{Equation 1.14})$$

La réponse spectrale SR peut, elle aussi, être externe ou interne selon la valeur utilisée pour le rendement quantique [6].

La densité du courant de court-circuit s'exprime, alors, par :

$$J_{sc} = \int_{\lambda} SR(\lambda).P(\lambda).d\lambda \quad (\text{Equation 1.15})$$

Avec  $P(\lambda)$  : densité de la puissance de la lumière incidente en fonction de la longueur d'onde par unité de surface.

Les deux quantités sont fonction de la longueur d'onde. Le rendement quantique fournit un aperçu physique sur le comportement de la cellule. Pour une cellule solaire, la réponse spectrale exprime sa performance convertie en unités et qui peut être mesurée [2].

### 6.3. La caractéristique d'une cellule solaire réelle

La masse de la cellule est formée par une couche de base épaisse de type p où la majeure partie de la lumière incidente est absorbée et plus de puissance est générée. Après l'absorption de la lumière, les charges minoritaires (électrons) diffusent vers la jonction où elles seront entraînées de l'autre côté par un champ électrique élevé. La puissance électrique est collectée par des contacts métalliques dans la face et l'arrière de la cellule.

En réalité, la caractéristique d'une cellule solaire réelle diffère de sa caractéristique idéale. En effet, d'autres facteurs qui incluent des termes additionnels au courant à l'obscurité sont pris en compte par le modèle de la cellule [1,2,6]. Ainsi, on ajoute au courant de la diode, un courant de fuite qui dépend de la tension et d'un autre paramètre appelé conductance de fuite. Ce courant est dû à l'effet conjugué des résistances parasites. Le second terme considère la recombinaison dans la zone de charge d'espace et en surface. Par conséquent, le circuit équivalent d'une cellule solaire réelle contient une résistance série  $R_s$ , une résistance parallèle (ou résistance

shunt)  $R_{sh}$  et deux diodes. Le courant délivré par la cellule est, alors, exprimé, par la forme suivante [1,2,6]:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left( e^{q(V+I.R_s)/kT} - 1 \right) - I_{02} \left( e^{q(V+I.R_s)/2kT} - 1 \right) - \frac{(V+I.R_s)}{R_{sh}} \quad (\text{Equation 1.16})$$

Avec  $I_{ph}$  : est le courant maximum qui devrait être généré par la cellule si tous les photons ayant des énergies supérieures à l'énergie du gap créant des paires électron-trou sont collectés par la cellule [1]. En d'autres termes,  $I_{ph}$  est le courant de court-circuit où il n'existe pas de résistances parasites [1].

$R_s$  : résistance série, due principalement à la difficulté rencontrée par les porteurs collectés avant d'atteindre les contacts externes. Les différentes sources de la résistance série incluent principalement la résistance du matériau, celle des contacts métalliques, particulièrement, la grille métallique, celle de l'émetteur et la circulation transversale dans la cellule [1,2,5].

$R_{sh}$  : résistance shunt ou parallèle. C'est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule solaire [5].

Souvent, on remplace l'équation à deux diodes par une équation empirique à une seule diode en introduisant un facteur d'idéalité  $A$  compris entre 1 et 2. Le courant total de la cellule solaire s'écrit, alors, par [1,6,8]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left( e^{q(V+I.R_s)/AkT} - 1 \right) - \frac{(V+I.R_s)}{R_{sh}} \quad (\text{Equation 1.17})$$

$A$  est le facteur d'idéalité (qualité). Typiquement, les valeurs de  $A$  sont comprises entre 1 et 2.  $A \approx 1$  pour une diode dominée par la recombinaison dans les régions quasi-neutres, et  $A$  tend vers 2 quand c'est la recombinaison dans la zone de charge d'espace qui domine. Dans le cas des cellules solaires où les recombinaisons dans chaque régions sont comparables,  $A$  se situe entre 1 et 2 [1].

Ce modèle implicite nécessite la connaissance de cinq paramètres ( $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  et  $A$ ).

La recombinaison dans la zone de charge d'espace et la résistance série sont deux principales sources du comportement non idéal d'une cellule solaire [6].

Par analogie électrique, il est facile de représenter une cellule solaire par un schéma équivalent pour modéliser son fonctionnement. Une source de courant ( $I_{ph}$ ) représente le courant photo-généré. Une diode, branchée en parallèle à la source de courant, simule le courant de recombinaison. Le sens de la source de courant est opposé à celui de la diode. En parallèle, on représente la résistance shunt  $R_{sh}$ . Par la suite, la résistance série  $R_s$  est incorporée en série (figure 1.9) [1,2,5].

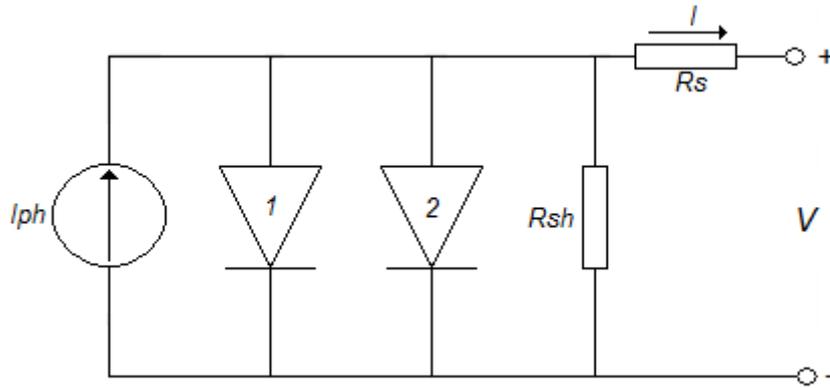


Figure 1.9. Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle

D'après l'équation 1.17, on peut constater que la résistance shunt n'a aucun effet sur le courant de court-circuit mais réduit la tension en circuit ouvert. De façon inverse, la résistance série n'influe pas sur la tension en circuit ouvert mais réduit le courant de court-circuit [1].

L'influence de la résistance série sur le facteur de forme peut être exprimée mathématiquement par :

$$FF = FF_0(1 - r_s) \quad (\text{Equation 1.18})$$

$FF_0$  est le facteur de forme d'une cellule solaire avec une caractéristique idéale. Il ne peut pas être déterminé analytiquement mais, il a été vérifié qu'il dépend seulement du taux  $\mu_{oc} = V_{oc}/kT$ . Néanmoins,  $FF_0$  a été déterminé avec une meilleure précision [6]:

$$FF_0 = \frac{\mu_{oc} - \ln(\mu_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (\text{Equation 1.19})$$

Où  $r_s = R_s \cdot I_{sc} / V_{oc}$

Une formule analogue à l'expression de l'équation 1.18 qui incorpore l'effet de la résistance shunt est donnée par [6]:

$$FF = FF_0(1 - r_s) \left[ 1 - \frac{v_{oc} + 0.7}{v_{oc}} FF_0 \frac{1 - r_s}{r_p} \right] \quad (\text{Equation 1.20})$$

Avec  $v_{oc} = qV_{oc}/AkT$

En examinant la grandeur adimensionnelle  $v_{oc}$ , on peut constater que le facteur de forme dépend de la température de même que du facteur d'idéalité. L'équation 1.20 montre que les résistances série et parallèle contribuent à une perte du facteur de forme.

La figure 1.10 illustre l'effet des résistances série ( $R_s$ ) et parallèle ( $R_{sh}$ ). La résistance série agit sur la pente où la cellule se comporte comme une source de tension. Elle n'affecte pas la valeur de la tension de circuit ouvert mais si elle est anormalement élevée, elle peut diminuer la valeur du courant de court-circuit [8].

L'effet de la résistance shunt se traduit par une légère pente au voisinage du point de court-circuit. En général, sa valeur est très élevée. Une cellule solaire dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclairement [8].

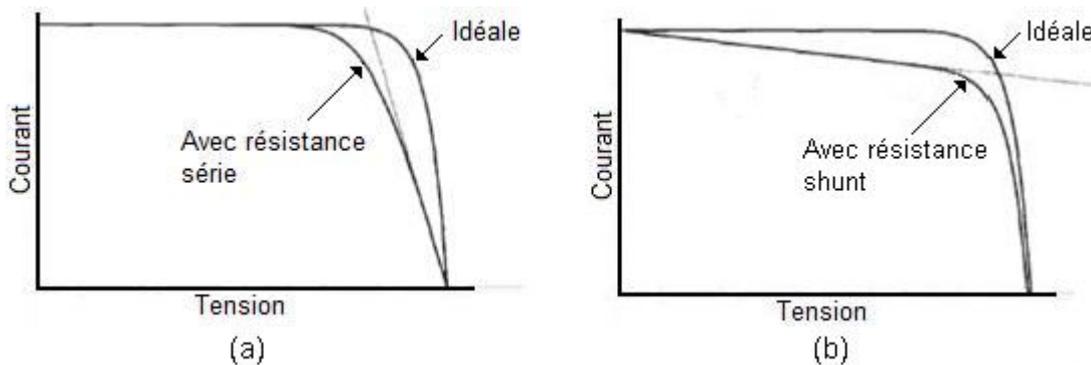


Figure 1.10 : effet des résistances parasites sur le facteur de forme d'une cellule solaire réelle

(a) résistance série, (b) résistance parallèle

En pratique, le facteur de forme d'une cellule solaire est plus faible que sa valeur idéale. Cela est dû, principalement, aux raisons suivantes [2,10]:

- i. L'effet de la chute de tension causée par la résistance série (figure 1.10-a),
- ii. La présence d'un courant de fuite dû aux défauts locaux dans la jonction ou à la fuite aux bords. Ce courant de fuite est proportionnel à la tension appliquée (tenu en compte par la résistance shunt) (figure 1.10-b),

- iii. Dans plusieurs cellules pratiques, le courant de diode à l'obscurité n'obéit pas nécessairement la loi idéale de Boltzman. La cellule est modélisée par une diode non idéale (facteur d'idéalité).
- iv. Pertes par réflexion à la surface avant de la cellule (une partie de cette surface doit être couverte par une grille métallique qui réduit la surface active de la cellule).

## 7. Influence des paramètres environnementaux sur la caractéristique I-V d'une cellule solaire

### 7.1. Influence de la température

Tous les cinq paramètres, inclus dans le modèle empirique à une seule diode, varient avec la température [10].

Les références bibliographiques traitant la physique des cellules solaires montrent que le courant de saturation à l'obscurité ( $I_{01}$ ) dû à la recombinaison dans les régions quasi-neutres est proportionnel au carré de la concentration intrinsèque  $n_i$  ( $I_{01} \propto n_i^2$ ). Le courant  $I_{02}$  (courant de recombinaison dans la zone de charge d'espace), varie, à son tour, proportionnellement avec cette concentration ( $I_{02} \propto n_i$ ) [1,6]. Une augmentation de la concentration intrinsèque augmente le courant de saturation (recombinaison) et par conséquent aboutit à une diminution de la tension en circuit ouvert (équation 1.8). D'autres facteurs liés à la température agissent sur le courant  $I_{01}$ , mais celui de la concentration intrinsèque est le plus dominant [1,2,6]. La densité intrinsèque est exprimée par [1]:

$$n_i = 2(m_n^* m_p^*)^{3/4} \left( \frac{2\pi kT}{h^2} \right)^{3/2} e^{-E_g/2kT} \quad (\text{Equation 1.21})$$

Avec  $m_n$  et  $m_p$  désignent respectivement les masses effectives des électrons et des trous.

Ces masses effectives sont, généralement, supposées avoir une faible dépendance de la température. En outre, l'énergie du gap diminue peu avec la température. Cette diminution a été modélisée par une expression suggérée, initialement, par Varshni [1,6]:

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha_g T^2}{T + \beta_g} \quad (\text{Equation 1.22})$$

Où les paramètres  $\alpha_g$  et  $\beta_g$  sont des constantes spécifiques à chaque semi-conducteur. Les valeurs de ces paramètres, pour quelques semi-conducteurs, sont données au tableau 1.1 [6].

Tableau 1.1. Paramètres de variation du gap  $E_g(0)$

	$E_{g(T=0K)} (eV)$	$\alpha \times 10^{-4}, (eV/K^2)$	$\beta (K)$
<b>Si</b>	1.17	4.730	636
<b>GaAs</b>	1.52	5.405	204
<b>InP</b>	1.42	4.906	327

Par conséquent, il devient clair que plus la température augmente, plus la concentration intrinsèque  $n_i$  augmente, donc le courant de recombinaison augmente et la performance de la cellule sera affaiblie (principalement à cause de la diminution de la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$ ). En effet, des combinaisons mathématiques permettent de vérifier qu'approximativement, la tension en circuit ouvert varie linéairement avec la température [1]. En outre, la diminution de cette tension est accompagnée par une très faible augmentation du photo-courant à cause de la diminution de la largeur de la bande interdite [1,8]. L'augmentation de photo courant avec la température est de l'ordre de  $25 \mu A/cm^2.K$  (soit une variation de  $+0.1\%/K$ ) [6,8]. La puissance maximale se dégrade rapidement avec la température. Cette forte dépendance de la température est la raison pour laquelle, une température fixe est choisie dans les tests de fonctionnement standards [6].

Lors des mesures des performances d'une cellule solaire, il ne faut pas négliger l'effet de la température qui est un paramètre important dans son comportement. En effet, une cellule solaire, exposée à une irradiation de  $1kW/m^2$  n'en transforme que 12% au plus, le reste étant réfléchi (6 à 8%) ou dissipée sous forme de chaleur (80 à 82%). Ainsi, si la cellule n'est pas correctement ventilée, sa température peut augmenter à des seuils très élevés et ses performances électriques peuvent, alors, se dégrader [6,8].

Les relevés des caractéristiques I-V d'une cellule solaire pour différentes valeurs de la température de la cellule montrent une légère variation du courant de court-circuit. Par contre, l'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert et, par conséquent, une diminution de la puissance maximale disponible (figure 1.11).

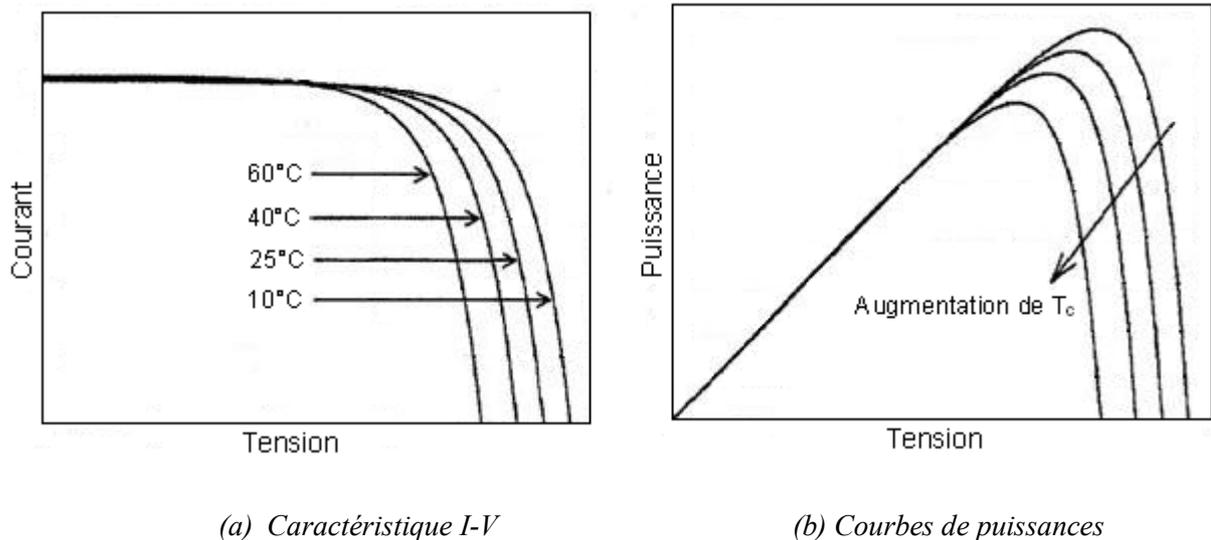


Figure 1.11. Influence de la température sur la caractéristique d'une cellule solaire (référence [5])

## 7.2. Influence de l'éclairement

Le courant de court-circuit augmente proportionnellement avec le niveau d'éclairement incident alors que la tension du circuit ouvert augmente de façon logarithmique avec l'éclairement. Par conséquent, il est constaté une forte influence de l'éclairement sur le courant délivré par la cellule solaire. Une telle influence se traduit par une augmentation de la puissance délivrée quand l'éclairement augmente, donc une augmentation de la puissance maximale de la cellule (figure 1.12) [1,5,10].

## 8. Efficacité d'une cellule solaire

Dans la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire, le rendement possède une grande importance. Les recherches ont été menées depuis longtemps pour aboutir à des méthodes de prévision du rendement.

Le rendement d'une cellule solaire est fortement lié aux paires électron-trou générés par la lumière et à leur recombinaison avant d'être délivrées au circuit externe.

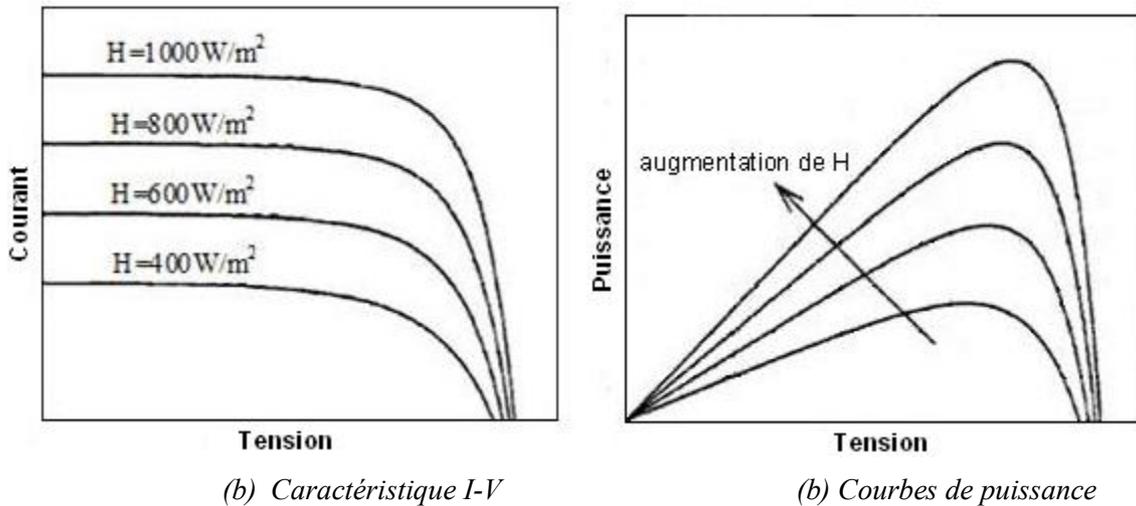


Figure 1.12. Influence de l'éclairement sur la caractéristique d'une cellule solaire (référence [5])

Le rendement  $\eta$  est défini comme étant le rapport de la puissance maximale  $P_m$  et la puissance de la lumière incidente. Plusieurs facteurs limitent la valeur du rendement d'une cellule solaire [2,11]:

1. Pertes dues aux grandes longueurs d'onde: ces pertes traitent du fait que les photons dont l'énergie est plus petite que le gap  $E_g$  (semi-conducteurs à gap direct) ou à  $E_g - E_{phonon}$  (semi-conducteurs à gap indirect) ne peuvent pas contribuer à la création des paires électron-trou. Ces fortes longueurs d'onde causent uniquement un échauffement de la cellule solaire.
2. Chaque photon peut produire une seule paire électron-trou. Ainsi, même aux faibles longueurs d'onde, plusieurs photons ne produisent pas de paires électron-trou, et causent, par conséquent, une augmentation de la température de la cellule.
3. Rendement de collection.
4. Le rapport surface effective/surface totale de la cellule.
5. Les valeurs élevées de la résistance série.

Suite à cela et en faisant référence aux paramètres les plus importants dans son

fonctionnement, on peut déduire les meilleures propriétés d'une cellule solaire. D'après l'équation 1.12 exprimant le rendement, une cellule solaire efficace doit avoir une tension en circuit ouvert et un courant de court-circuit élevés et un facteur de forme qui s'approche le plus possible de l'unité.

Le courant généré par la cellule est directement proportionnel au rendement de collection interne qui dépend entièrement de la recombinaison. Il s'approche de 1 pour une durée de vie infinie et une vitesse de recombinaison nulle. Pour maximiser le courant photo-généré, la cellule solaire doit être conçue avec une grille métallique la moins dense possible et un coefficient de réflexion minimal et doit avoir une épaisseur optique suffisante pour permettre l'absorption de tous les photons dont les énergies sont au dessus du gap [1,2].

## **9. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a abordé les principes physiques de base qui décrivent le fonctionnement d'une cellule solaire. Pour cela, on a passé en revue les propriétés fondamentales des matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir l'énergie de la lumière en électricité. Ces propriétés incluent la capacité des semi-conducteurs d'absorber les photons en procurant leurs énergies aux porteurs de charge donnant naissance à un courant électrique.

Le fonctionnement de base de la cellule solaire est analogue à celui d'une diode (jonction p-n). Pour le cas d'une cellule solaire au silicium, on a donné l'expression du courant généré déduit à partir des équations simplifiées décrivant les mécanismes de transport des trous et électrons dans le semi-conducteur. La caractéristique I-V de la cellule a permis d'illustrer certains paramètres importants: le courant de court circuit, la tension en circuit ouvert, la puissance maximale et le facteur de forme.

Le schéma équivalent d'une cellule solaire réelle introduit d'autres termes additionnels pour tenir compte de l'effet des résistances parasites et de la recombinaison. À la fin du chapitre, on a montré l'effet des conditions ambiantes sur les performances de la cellule solaire ainsi que les paramètres qui influent sur son efficacité.

## *Chapitre 2<sup>ème</sup>*

### *Le module photovoltaïque: un générateur de puissance électrique*

## 1. Introduction

Les cellules solaires au silicium cristallin ont inondé l'industrie photovoltaïque depuis le début. À l'état actuel, les modules photovoltaïques dominent une part du marché photovoltaïque de plus de 90%. Malgré que de nouveaux types de modules photovoltaïques, particulièrement ceux en couches minces tels que le silicium amorphe, le silicium microcristallin en tandem et le  $\text{CuInSe}_2$ , émergent dans le marché, il semblerait que le silicium cristallin gardera, pour longtemps, son rôle majeur. En effet, ce type de matériau semi-conducteur s'est acquis le mérite de dominer le marché du photovoltaïque grâce au progrès rapide qu'a offert la microélectronique à la technologie du silicium et à l'abondance du silicium puisqu'il occupe la deuxième place de la croûte terrestre [1,8,12].

Pendant plusieurs décennies, le marché du photovoltaïque terrestre a été dominé par les plaquettes de silicium monocristallin Cz (Czochlarski) qui ont permis des améliorations continues dans les performances, les rendements et la fiabilité ainsi qu'une réduction du coût et un subséquent développement du marché photovoltaïque. Ces plaquettes disponibles sont des cristaux parfaits mais contiennent une forte concentration d'oxygène qui affecte, de différentes façons, la durée de vie des porteurs de charge [1,5,6].

Les rendements les plus élevés sont atteints avec le silicium monocristallin élaboré par la méthode FZ (float zone) qui possède une perfection cristalline extrême et des niveaux de contamination plus faibles. Le silicium élaboré par la méthode Cz magnétique contient beaucoup moins d'oxygène que la méthode Cz traditionnelle, donc des rendements plus meilleurs [1].

Les années 1980 ont connu la commercialisation des photopiles fabriquées à base de plaquettes de silicium polycristallin. Ce matériau, élaboré en bloc ou en ruban, a émergé comme une alternative au silicium monocristallin. Cependant, les défauts cristallins tels que les joints de grains et les dislocations amoindrissent la qualité du silicium polycristallin et par conséquent empêchent d'atteindre des rendements similaires à ceux du silicium Cz [1].

Le silicium monocristallin représente 90% du marché du silicium. En 2010, 87% des cellules solaires étaient fabriquées à base de silicium cristallin. Compte tenu de son coût plus faible, le silicium polycristallin est le plus utilisé (52.9% contre 33.2% pour le monocristallin) [1,6,13,14]. Les résidus des substrats de silicium ont été utilisés, industriellement, pour l'élaboration des rubans de différents types. Ces rubans ont, depuis plus d'une décennie, occupé une place considérable dans la production des cellules solaires bon marché (4% en 2001 contre 1-2% au milieu des années 90) [6]. Les filières de silicium photovoltaïque utilisées pour les applications terrestres peuvent être classées comme suit [1,5,6,11,15,16] :

- Les photopiles au silicium monocristallin: représentent la première génération des photopiles. Le rendement des cellules classiques se situe entre 12 à 18% et atteint 24,7% en laboratoire. La méthode de son élaboration est laborieuse, coûteuse et consomme beaucoup d'énergie. Elles sont les plus efficaces des trois types de cellules à base de silicium [15,16].
- Le silicium polycristallin: son coût de production est moins élevé. Le procédé de son élaboration consomme moins d'énergie. Le rendement des cellules à base de ce matériau est situé entre 11 et 15% (19,8% en laboratoire) mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines [15,16]. La compréhension approfondie de la physique et l'optique du matériau polycristallin a conduit à une amélioration du design qui a permis une plus large utilisation de sa technologie [1].
- Le silicium amorphe : les modules photovoltaïques à base de silicium amorphe ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 5 à 8% (13% en laboratoire). Toutefois, ce type de matériau permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première [15].

Néanmoins, la combinaison de la qualité améliorée du matériau et du processus de fabrication a permis de réaliser des rendements élevés à des coûts faibles permettant, alors, d'augmenter la part du silicium polycristallin et du silicium amorphe dans le marché photovoltaïque [1,6].

Le tableau 2.1, ci-dessus, montre les parts dans le marché ainsi que les puissances des cellules solaires au silicium monocristallin et polycristallin [1,13,14].

Tableau 2.1: Part dans le marché des cellules solaires au silicium Cz et polycristallin

Année	Cellules solaires (Silicium Cz)		Cellules solaires (Silicium polycristallin)	
	Puissance (MW)	Part dans le marché (%)	Puissance (MW)	Part dans le marché (%)
1996	48.7	55	28.4	32
2000	92.0	32	146.7	51
2010	1328	33.2	2116	52.9

### 1.1. Propriétés physiques et optiques du silicium

Le silicium cristallin a un gap indirect de 1.17eV et un gap direct au dessus de 3eV. Ces caractéristiques déterminent la variation des propriétés optiques du silicium avec la longueur d'onde incluant un faible coefficient d'absorption pour la génération des porteurs par les photons dont les énergies sont près du gap. Pour les courtes longueurs d'onde de l'ultra violet du spectre solaire, la génération de deux paires électron-trou par un photon semble être possible, même si ceci a, quantitativement, un faible effet. À l'autre extrémité du spectre, l'absorption des porteurs libres rivalise avec la génération bande à bande. De plus que la concentration intrinsèque est un autre paramètre important relié à la structure de bande du semi-conducteur puisqu'elle lie le déséquilibre des porteurs avec la tension [1].

Dans le silicium, le phénomène de la recombinaison est, souvent, dominé par celle due à la présence de pièges (défauts). Par contre, la recombinaison Auger est un procédé fondamental qui devient important aux concentrations élevées. La recombinaison bande à bande est quantitativement négligeable [1].

## 2. Technologie des cellules solaires au silicium

### 2.1. Les plaquettes de silicium

Les plaquettes de silicium standard ont une dimension de 10x10 cm<sup>2</sup>. Cependant, les fabricants des cellules solaires ont tendance à choisir des dimensions plus larges des plaquettes de silicium (12,5x12,5 cm<sup>2</sup> ou 15,6x15,6 cm<sup>2</sup> ou même 20x20 cm<sup>2</sup>) pour le fait que les coûts de fabrication et d'assemblage du module ont montré une faible dépendance de la surface [17]. De ce fait, le coût par watt crête diminue avec l'augmentation de la surface de la cellule. Toutefois, la surface optimale

de la cellule est limitée par la résistance série et par les contraintes mécaniques dues à la manipulation (résistance au vent, transport et système d'assemblage). Il apparaît, ainsi, que des dimensions plus larges que 20x20 cm<sup>2</sup> sont à exclure. Grâce aux développements effectués dans la technique de découpe multi-fils des plaquettes, des épaisseurs optimales ont été atteintes [6].

Les plaquettes de silicium subissent une gravure pour éliminer les surfaces endommagées par la découpe et améliorer la surface.

## **2.2. Les surfaces**

L'opération de sciage des plaquettes de silicium cause des dommages superficiels de quelques µm de profondeur qu'il faut éliminer en utilisant des procédés de décapage chimique. Il a été montré que le décapage diminue, considérablement, la probabilité de fracture de la plaquette. L'épaisseur des dommages dépend de la technique de sciage utilisée. Environ des épaisseurs de dix microns sont décapées de chaque face de la plaquette dans une solution alcaline ou acide [1,2,6,8].

Après le décapage, la surface du silicium devient brillante et réfléchit plus de 35% de la lumière incidente. Pour cela, des procédés doivent être utilisés pour piéger la lumière [6].

## **2.3. Propriétés optiques des cellules solaires**

### **2.3.1. Piégeage de la lumière**

Il a été mentionné plus haut qu'après décapage, les plaquettes de silicium deviennent brillantes et réfléchissent plus de 30% de la lumière incidente. Ceci les rend inadéquates pour convenir à la conversion de la lumière incidente en électricité [1,6].

Les rayons lumineux arrivant aux surfaces des cellules solaires subissent plusieurs transformations optiques. En plus des pertes par réflexion, une partie de la lumière n'est pas absorbée et quitte par la surface arrière de la cellule. Pour cela, on fait recours à quelques arrangements sophistiqués dans le but d'étendre le chemin de la lumière à l'intérieur du semi-conducteur. Généralement, ces arrangements sont

référénciés comme des confinements optiques ou pièges de la lumière. Dans le cas des cellules solaires au silicium cristallin, le piégeage de la lumière est utilisé afin de réduire l'épaisseur de la cellule sans que cela puisse diminuer l'absorption de la lumière dans la cellule. Il peut aussi être utilisé dans le but d'augmenter la tension du circuit ouvert [1,6].

En général, deux procédés sont utilisés pour le piégeage de la lumière et la réduction des pertes par réflexion: la texturisation et le dépôt d'une couche antireflet [1,2,6].

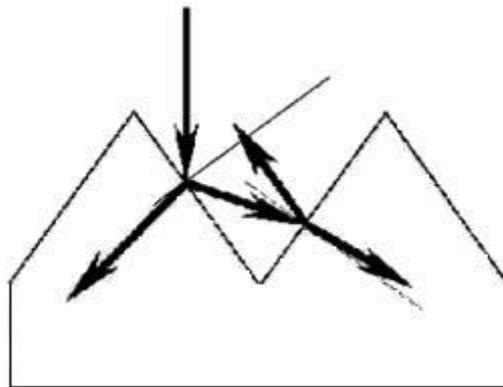
#### **2.3.1.1. La couche antireflet**

La couche antireflet est une fine couche d'un diélectrique conçue pour supprimer les effets de la réflexion par interférence. La réduction de la réflexion permet d'améliorer le rendement de la cellule [1,2,6,17]. Une bonne couche antireflet doit être, le plus possible, transparente au spectre solaire. L'épaisseur optimale est de 800-1000 Å. Plusieurs matériaux avec des indices de réfraction variant entre 1,4 et 2,7 peuvent être utilisés comme couches anti-reflet des cellules solaires. Les oxydes tels que  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Ta}_2\text{O}_5$ ,... conviennent à de telles couches [1,2,6]. Le dioxyde de titane était choisi, industriellement, pour les couches anti-reflet. Actuellement, le nitrure de silicium est devenu le matériau dominant pour la couche anti-reflet des cellules solaires [17].

#### **2.3.1.2. La texturisation**

L'absorption des photons aux longues longueurs d'onde est faible dans le cas du silicium. À moins que les réflexions internes soient élevées, ces photons vont échapper du substrat sans contribuer à la génération des porteurs de charge. Pour y remédier, on cherche à augmenter les réflexions internes par le biais d'une technique de confinement optique. On réalise, dans ce cas, une gravure pyramidale de la surface de la cellule. Les pyramides sont obtenues par une attaque chimique anisotrope des plans cristallins du semi-conducteur. Ce procédé est connu sous le nom de texturisation. Un rayon lumineux réfléchi à la surface aura donc une seconde chance de tomber sur un autre plan de la pyramide. La lumière entrant par une surface texturisée est inclinée par

rapport à la normale de la cellule. Ceci signifie que la génération des porteurs prend place près de la jonction, ce qui est bénéfique aux cellules aux faibles longueurs de diffusion et permet d'augmenter le rendement moyen pour les longues longueurs d'onde (figure 2.1). La texturisation a, donc, un effet équivalent à l'augmentation du coefficient d'absorption [1,2,8]. Pour le silicium monocristallin, une surface texturisée réduit la réflexion optique à moins de 10% [6]. Cependant, une surface texturisée à l'inconvénient de présenter des vitesses élevées de la recombinaison en surface [1].



*Figure 2.1. Effet d'une surface texturisée dans le piégeage de la lumière*

Après la texturisation, les plaquettes subissent un nettoyage chimique qui est très important pour la performance d'une cellule solaire. Les longueurs de diffusion des porteurs minoritaires, nécessaires pour atteindre des rendements élevés, nécessitent des niveaux faibles de contamination par les métaux à la surface [6].

#### **2.4. Les contacts métalliques**

Les surfaces du semi-conducteur comportent des contacts permettant aux porteurs de circuler entre le matériau semi-conducteur et le circuit externe. Dans une cellule solaire, les contacts sont nécessaires pour extraire les porteurs générés du substrat absorbant. Ces contacts doivent être sélectifs de sorte qu'ils devraient permettre à un type de porteurs de circuler du silicium au métal sans perte d'énergie [1]. Les contacts directs silicium-métal ne permettent pas, en général, cette extraction. La meilleure approche est de créer des régions fortement dopées sous la région p (pour l'extraction des trous) et au niveau de la région n (pour l'extraction des électrons). Les

porteurs majoritaires peuvent circuler par les contacts avec une faible chute de tension [1].

#### **2.4.1. Formation du contact avant**

La formation du contact avant est une des plus importantes étapes de la fabrication de la cellule solaire. La technique de métallisation utilisée doit satisfaire le compromis entre une transparence maximale aux rayons lumineux et une résistance série minimale. En effet, la grille métallique doit être constituée de lignes métalliques qui sont, à la fois, très étroites mais épaisses et très conductrices et avec une faible résistance de contact avec le silicium [1,6]. Pour ce faire, les laboratoires des cellules solaires utilisent principalement la méthode par évaporation sous vide et la méthode par sérigraphie pour former les doigts métalliques de 10-15 $\mu$ m [1]. Actuellement, la sérigraphie est considérée comme la méthode efficace et la plus économique pour la métallisation à grande échelle [2,6].

L'évaporation de trois couches métalliques séparées est considérée, en général, comme une excellente technique permettant d'obtenir des contacts très fiables. Le titane, utilisé comme matériau de contact avec le silicium, assure un meilleur contact mécanique et électrique et ne pénètre pas dans l'émetteur vu sa faible constante de diffusion. Tout ceci offre au titane un grand avantage sur l'aluminium qui peut causer des forts courants de fuite quand il est évaporé et déposé sur des jonctions superficielles. La deuxième couche, formée par le palladium, protège les contacts de titane contre l'humidité de l'air (couche de passivation ou anticorrosive). L'argent est utilisé comme dernière couche afin d'obtenir une faible résistance série [2].

Pour sa résistivité, son prix et sa disponibilité, l'argent est devenu un choix idéal pour les contacts métalliques [1]. Le cuivre offre des avantages similaires mais n'est pas adapté à la sérigraphie. En effet, à cause de la diffusivité élevée du cuivre, les traitements thermiques subséquents qui sont nécessaires produiront la contamination de la plaquette de silicium [1].

#### **2.4.2. Contact arrière**

Les mêmes opérations sont effectuées sur le côté arrière de la cellule afin de former son contact arrière sauf que la pâte métallique contient, à la fois, de l'argent et de l'aluminium et la forme du contact est différente [1,6]. En général, l'aluminium est le plus utilisé car il procure un meilleur contact ohmique au silicium de type p à l'inverse de l'argent qui ne peut pas former de contact ohmique avec ce type de matériau (type p). Toutefois, l'aluminium ne peut pas être utilisé seul du fait qu'il n'est pas soudable. La solution à ce problème est d'adjoindre une seconde couche d'un alliage d'argent et de palladium [1,2].

#### **2.5. Passivation de la surface arrière et champ arrière**

En général, la recombinaison sur la face arrière des cellules est très élevée à cause du contact métallique qui couvre toute la surface (présence des joints de grains). Cette recombinaison a pour effet de diminuer le photocourant et d'augmenter le courant d'obscurité. Pour réduire les pertes dues à ce type de recombinaison, il faut jouer sur la qualité du matériau et passiver les surfaces. Un autre procédé, largement utilisé, consiste en l'augmentation de la vitesse locale d'entraînement des porteurs de charge par adjonction d'un champ électrique à l'arrière de la cellule solaire. Ce champ se justifie par le fait que, dans les photopiles au silicium monocristallin, la longueur de diffusion dans la base est de l'ordre de son épaisseur. Ce champ électrique est obtenu, souvent, par un gradient de dopage. Dans ce cas, on prolonge la base de type p par une fine couche très dopée (type p). Le gradient de dopage, ainsi obtenu, crée un champ arrière communément appelé back surface field (BSF). Ce champ arrière a deux avantages [1,8]:

- La barrière de potentiel établie s'oppose au transport des électrons minoritaires jusqu'au contact arrière où ils se recombinaient. Les porteurs minoritaires sont maintenus loin du contact ohmique arrière et leur chance d'être collectés augmente,
- Diminution du courant de saturation dans la base et l'augmentation corrélative de la tension en circuit ouvert.

Les cellules solaires conçues sans BSF se comportent de telle façon que les électrons créés à l'intérieur profond de la région p (ceux créés par les longues

longueurs d'onde, photons à faibles énergies) vont se recombiner et par conséquent la réponse spectrale des longues longueurs d'onde diminue spectaculairement [1]. Par contre, le BSF dans une cellule solaire peut produire une amélioration notable de la réponse dans le rouge [1,8].

Un procédé simple et économique pour la réalisation d'un champ arrière consiste en la sérigraphie d'une pâte d'aluminium et à la faire diffuser à 850°C pendant 1 minute. Ainsi, trois fonctions sont accomplies en une seule étape: la compensation de la diffusion parasite du phosphore, le champ arrière et le contact ohmique [8].

Cette technique du champ arrière est couramment utilisée dans la production industrielle des photopiles. Une amélioration respective de la tension de circuit ouvert et du courant de court-circuit de plus de 10% et 6% sont constatées après l'utilisation du BSF [1].

### 3. Performance d'une cellule solaire

Le tableau 2.2 montre les principaux paramètres d'une cellule solaire au silicium monocristallin pour une cellule idéale, une cellule à très haut rendement (PERL) et une cellule typique à base de silicium Cz [1].

Tableau 2.2. Performance de la cellule (25°C, Spectre AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>)

Type de la Cellule	Idéale (calculée)	Très haut rendement (PERL)	Industrielle (typique)
Dimension (cm <sup>2</sup> )	-	4	100
Épaisseur (µm)	80	450	300
Résistivité du substrat (Ω.cm)	Intrinsèque	0.5	1
Densité de courant de court-circuit, $J_{SC}$ (A.cm <sup>-2</sup> )	0.0425	0.0422	0.034
Tension de circuit ouvert, $V_{OC}$ (V)	0.765	0.702	0.600
Facteur de forme, $FF$	0.890	0.828	0.740
Rendement, $\eta$ (%)	28.8	24.7	15.0

Le rendement typique des cellules solaires au silicium cristallin commercialisées se situe entre 13-16%. Puisque le rendement d'une cellule influence

le coût de production, des efforts substantiels sont axés vers l'amélioration du rendement. Pour des cellules industrialisées, on souhaite atteindre des rendements de 18-20% pour le silicium monocristallin et 16-18% pour le silicium polycristallin [6].

#### 4. Le module photovoltaïque

Une cellule solaire typique au silicium produit une tension de puissance maximale d'environ 475 millivolts aux conditions standards. Cette faible tension ne permet pas, en pratique, d'utiliser les cellules de façon individuelle. En général, les cellules solaires sont connectées en série et/ou parallèle pour produire une tension utile pour les applications pratiques [6,8]. Cette combinaison de cellules solaires forme ce qu'on appelle le module photovoltaïque.

La production mondiale des modules PV connaît un grand essor ces dernières années. À titre d'illustration, la puissance globale installée dans le monde a augmenté de moins d'un GW en 2003 à plus de 7,2 GW en 2009 [18].

La plupart des modules photovoltaïques commercialisés contiennent 36 cellules connectées en série pour s'adapter à une tension de batterie de 12 V [6]. On peut trouver aussi des modules contenant plus de 36 (72 et plus) [6,19].

Une coupe transversale d'un module photovoltaïque est représentée par la figure 2.2.

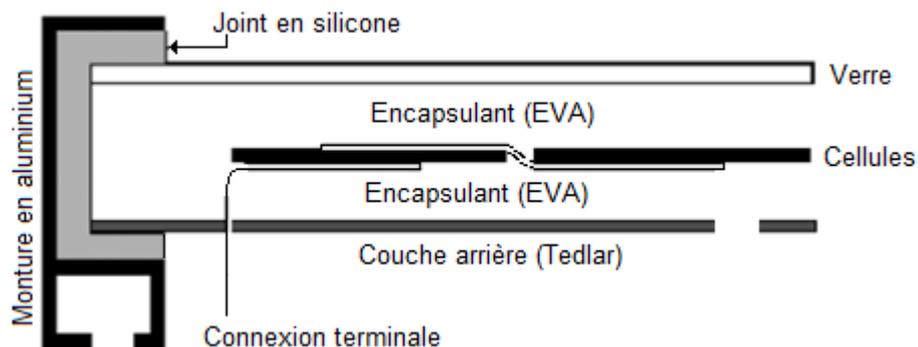


Figure 2.2. Coupe transversale d'un module photovoltaïque

La caractéristique courant-tension d'un groupement quelconque de cellules sera homothétique à la courbe I-V d'une cellule de base. La même constatation est valable

pour tout le réseau de caractéristiques. Par conséquent, tout ce qui a été dit pour une seule cellule demeure valable pour un groupement de cellules [8].

#### **4.1. Forme des cellules**

La croissance du silicium monocristallin permet le tirage de lingots de forme cylindrique. La découpe du lingot aboutit, par conséquent, à des plaquettes de silicium circulaires (5 à 6 pouces). Cette forme circulaire a posé un sérieux problème pendant la juxtaposition des cellules solaires pour former un module. En effet, un tel module contiendrait des inter-surfaces qui, à la fois, ne peuvent pas être exploitées pour la conversion photovoltaïque et augmentent la surface totale du module par rapport à la surface active (faible facteur de remplissage). Par conséquent et dans le but de maximiser la densité de puissance du module, on effectue quelques modifications sur la forme géométrique des plaquettes. En effet, moyennant des artifices technologiques, les côtés des plaquettes sont ‘émondés’ afin de leur procurer une forme carrée avec des bords arrondis. Ceci réduit la surface de la plaquette de 2 à 5% mais augmente le facteur de remplissage du module [6].

#### **4.2. L'encapsulation**

Un module de cellules doit être proprement encapsulé pour un fonctionnement outdoor fiable pour plus de 20 ans. On doit faire attention aux facteurs comme la rigidité, la résistance mécanique aux charges, la protection des agents climatiques et l'humidité, l'isolation électrique,...[1].

Les cellules solaires, montées en chapelet, sont mis dans une structure sandwich qui comprend une couverture en verre, une couche d'encapsulant (une résine ou un matériau laminé), les cellules, une couche d'encapsulant, un substrat, un joint et la monture métallique [2,6]. La couche d'encapsulant est un polymère transparent qui peut être laminé sur du verre [1,2,6].

Le verre est utilisé comme couche supérieure pour assurer une protection et une rigidité mécanique du module et permettre la pénétration de la lumière. Le verre doit, normalement, contenir une petite quantité de fer pour réduire la transmission de la lumière. Il est généralement trempé (chimiquement ou thermiquement) afin

d'augmenter sa résistance mécanique, particulièrement contre la grêle et les grains de sable [1,2,6]. Les modules modernes utilisent du verre avec du cérium qui absorbe les rayons ultra-violet pour augmenter la fiabilité [1]. En outre, les matériaux d'encapsulation utilisés sans couverture de verre ont montré une instabilité à l'ultra violet et ne possèdent pas une bonne résistance à l'abrasion (dues aux conditions météorologiques). Pour cela, un module fiable doit toujours contenir du verre au dessus du plastique [2].

Pour la couche d'encapsulant, le matériau le plus utilisé est L'EVA (éthylène-vinyl-acétate) [1,2].

Pour le substrat utilisé comme face arrière, plusieurs possibilités sont offertes : l'aluminium anodisé, le verre ou un polymère comme le mylar ou le tedlar [2]. L'aluminium procure l'avantage d'une bonne conductivité thermique mais son adhésion avec la résine est pauvre. En outre, sa bonne conductibilité électrique exige l'insertion d'un isolant entre les cellules et la couche arrière. De l'autre côté, le verre offre une bonne adhésion et un même coefficient de dilatation thermique avec la couverture avant en verre. Son inconvénient est sa lourdeur et sa fragilité mécanique. Pour cela, les polymères comme le tedlar, plus faciles à manipuler que le verre sont utilisés dans la plupart des cas. Cependant, les polymères sont, dans une certaine mesure, perméables à l'humidité. On remédie à cet inconvénient par l'insertion d'une fine lame d'aluminium ou d'acier inoxydable entre les cellules et le polymère [1,2].

Le joint empêche la pénétration de l'humidité par les bords du module. Généralement, dans les modules photovoltaïques, le caoutchouc est utilisé comme joint [2].

Les résines doivent assurer une bonne transition optique entre les cellules et la couverture avant et doivent être stables au rayonnement ultra violet [2].

Les boîtiers de connexion électrique sont, en général, fixés sous les modules en partie basse. C'est un point critique du module puisque c'est un endroit favorable à l'accumulation d'eau de condensation, de poussières,...Il a été montré

expérimentalement qu'une étanchéité totale des boîtes à bornes n'est pas souhaitable et qu'un orifice d'évacuation de l'eau de condensation doit être ménagé au bas de la boîte [8].

### 4.3. Coût du module photovoltaïque

Le coût du module photovoltaïque connaît une chute spectaculaire. En effet, entre 1975 et 1998, il a passé de 51\$/W<sub>c</sub> à 3.5\$/W<sub>c</sub> [20]. En 2011, le coût moyen du module photovoltaïque est autour de 1,5\$/W<sub>c</sub> et les prévisions, basées sur des analyses, montrent qu'il continuera sa chute pour frôler 1\$/W<sub>c</sub> en 2013 [6,21,22].

Le coût du module photovoltaïque est influencé par les différents procédés utilisés dans le processus de fabrication: du matériau brut jusqu'au module photovoltaïque. Environ 40 à 50% du prix du module est due à la croissance du lingot (y compris l'élaboration du matériau) et la découpe. Afin de réduire le coût du module, il faut réduire les coûts de chaque procédé [6].

Une analyse économique, effectuée en 2003, a montré que le silicium de base représentait la part la plus importante du coût d'un module [23]. En effet, on a montré dans le tableau 2.3, la répartition des coûts de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium polycristallin (pour un coût du module de 2,30€/W<sub>c</sub>). Dans la brique de silicium, la part du silicium de base était 60% soit 19% du coût total [23].

Tableau 2.3. Répartition des coûts par rapport au coût du module

<b>Brique de silicium</b>	<b>Plaquette</b>	<b>Fabrication Cellule</b>	<b>Encapsulation</b>
0.83€	0.31€	0.66€	0.41€
36%	14%	29%	18%

On peut constater que le matériau brut du silicium plus le coût de découpe compose le coût total de la plaquette qui est la partie la plus chère du module au silicium cristallin (plus de 50% du coût du module) [24].

Parfois, les crises concernant le matériau de base influent sur les données contenues dans le tableau 2.3. Par exemple, en 2008, certains fabricants de cellules étaient forcés d'acheter le silicium entre 150 et 500\$/kg. Le prix moyen d'achat du

silicium s'établissait fin 2008 à 60\$/kg et le pourcentage dans le coût total des modules, à 38% soit le double de son poids relatif en 2003. En 2009, le système s'apaise grâce à l'arrivée de nombreux acteurs dans la filière silicium solaire et par une baisse de la demande liée à la crise économique [23].

## **5. Tests et Performance des modules**

Après leur fabrication, les modules photovoltaïques subissent, en laboratoire, des tests finaux. Ces tests sont effectués selon les recommandations prescrites par des organismes d'homologation (CEC, JRC,...). L'objectif principal visé par ces tests est de déterminer les facteurs clés d'environnement et les caractéristiques de conception qui pourraient aboutir à une durée de vie plus longue.

### **5.1. Tests électrique et de durée de vie**

#### **5.1.1. Tests électriques**

Durant les tests électriques effectués en laboratoire, on relève la caractéristique courant-tension du module et on détermine les principaux paramètres qui gouverne le fonctionnement du module (points de puissance maximale, du circuit ouvert et du court-circuit, résistance série, résistance shunt, coefficients de température,...). Ces tests indoor sont réalisés à l'aide d'un simulateur solaire qui utilise une source de lumière pour créer des conditions similaire à l'exposition au soleil. Le spectre de sortie doit être suffisamment proche à celui que procure la lumière solaire naturelle. Le simulateur doit, également, assurer que le module ne subisse pas un échauffement dû à l'exposition à la lumière. À cet effet, on utilise, communément, l'exposition du type flash. Le simulateur peut être calibré pour produire un niveau d'exposition comme les conditions standard ( $1000\text{W/m}^2$ ) [2,8,25].

Durant les tests, la température du module est maintenue à une référence donnée (généralement  $25^\circ\text{C}$ ). Dans le cas où la température, pendant le test, dévie de la température de référence, une correction est incorporée en utilisant des coefficients de températures [25].

Les tests incluent les performances électriques aux conditions standards (tension au circuit ouvert, courant de court-circuit, puissance crête, rendement, facteur

de forme,...). D'autres tests nécessaires s'y ajoutent: l'évaluation de la durée de vie, les effets des contraintes d'environnement, la charge mécanique, l'isolation électrique, l'effet du rayonnement ultra violet, l'occultation partielle, la dégradation, l'inspection visuelle, cycles thermiques, exposition prolongée aux fortes températures, etc... [2,8].

Souvent, les modules fabriqués sont munis d'une plaque signalétique indiquant ses principaux paramètres, notamment la puissance crête, la tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit.

Un autre paramètre qui joue un rôle primordial dans les tests électriques des modules est la température de fonctionnement nominal de la cellule (nominal operating cell temperature, NOCT). C'est la température que peut atteindre une cellule encapsulée en circuit ouvert soumise à une irradiation de  $800 \text{ W/m}^2$ , une température ambiante de  $20^\circ\text{C}$ , une vitesse du vent de  $1\text{m/s}$  et inclinée de  $45$  degrés [8].

### **5.1.2. Tests de la durée de vie et d'endurance**

La plupart des discussions qui entourent les modules photovoltaïques concernent deux aspects: le taux de performance et la durée de vie. Cette dernière est considérée comme l'un des principaux avantages souhaitables pour un module photovoltaïque. Elle est un des quatre facteurs qui définissent le coût de l'électricité solaire (la sécurité, le coût économique, la fiabilité et l'esthétique) [1,26,27].

La durée de vie signifie que le module restera fonctionnel avec une efficacité similaire à son rendement initial et sans détérioration notable qui peut compromettre la sécurité ou l'apparence visuelle. Deux facteurs caractérisent la durée de vie: la fiabilité qui se rapporte à un défaut précoce du produit et la durabilité qui s'occupe d'une dégradation lente qui diminue, éventuellement, la production du module à des niveaux inacceptables [1].

Actuellement, la majorité des fabricants des modules photovoltaïques offrent des garanties pour les durées de vie pouvant atteindre, en toute confiance, vingt ans de fonctionnement. Une durée de vie de trente ans reste un objectif à atteindre à court-terme [1,26,28].

En général, la garantie offerte par le fabricant couvre deux aspects :

- Le matériel et sa qualité : si après sa vente, le produit (y compris le câblage, les boîtes de connexion) montre une défaillance ou un défaut de fabrication durant une période donnée, il sera procédé à sa réparation ou son remplacement selon les conditions mentionnées dans le certificat de garantie du fabricant. La garantie du matériel varie de 1 à 10 ans. [29,30,31,32].

- La puissance de sortie : Les fabricants garantissent que les modules aillent garder un certain niveau de la puissance pour une période de temps (20 à 25 ans). La puissance de sortie du module est fournie avec une certaine tolérance qui peut varier de +10% à -10%. La plupart des garanties sont mentionnées selon un certain niveau de la puissance de sortie dans des délais différents [29,31]. Par exemple, ecoSolargy offre des garanties de puissance différentes pour deux séries de modules [29]:

- durant la première année d'utilisation (97-98% de la puissance de sortie minimale est garantie),

- durant la deuxième année d'utilisation (96-97,5% de la puissance de sortie minimale),

- après 25 ans (la puissance ne doit pas être inférieure à 82,2%).

D'autres fabricants échelonnent les garanties de puissance ainsi : 90% (durant les dix premières années), 80% (pour les 10 années qui suivent) [31]. Pour d'autres, les délais sont 12 ans (90%), 20 ans (83%) et 25 ans (80%) [32].

## **5.2. Tests de qualification des modules**

Plusieurs organismes tels que: IEC (International Electrotechnical Commission), IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) et UL (Underwriters Laboratory) ont désigné les tests qui visent à garantir la qualité des produits photovoltaïques [1]. Ces tests ont été définis de telle sorte que, si un module les passe avec succès, sa fiabilité est, alors, garantie [1,6].

Souvent, les fabricants des modules soumettent leurs produits pour les tests de

qualification chez des laboratoires accrédités [1]. Les tests de qualification incluent la vérification des performances des modules prévues dans les catalogues ainsi que les tests de fiabilité. Les certifications obtenues sont destinées comme étant une assurance qualité pour l'utilisateur [1,31].

Chaque région du marché possède ses standards spécifiques qui doivent être réunies par les modules photovoltaïques. Les normes de certification les plus rencontrées sont IEC 61215, IEC 61646, IEC 61730, IEEE 1262, UL 1703 et CE mark [1,6,31]. Les procédures de qualification incluent les tests comme les performances électriques, l'isolation électrique (sec et humide), inspection visuelle, cycles thermiques entre -40 et +85°C (avec humidité relative de 85%), charge mécanique statique et dynamique, l'impact de grêle, la résistance de torsion, l'endurance aux points chauds (hot-spot) et l'exposition outdoor [1,6]

## **6. Groupement des cellules dans le module**

On a vu que les cellules solaires doivent être associées ensemble pour former un générateur pratique: le module photovoltaïque [1]. Les puissances des modules, produits en masse, s'échelonnent de 50 à 200Wc à des courants de 3 à 8A et une tension entre 20 et 40V. Pour les applications spéciales, on peut rencontrer des valeurs plus élevées ou plus petites [1].

### **6.1. Groupement de cellules en série**

Pour la connexion des cellules en série, le courant au point de puissance maximale est le paramètre le plus important. En général, le facteur de forme d'un module ne peut pas être plus meilleur que celui de ses cellules constitutives. Dans chaque classe triée, toutes les cellules présentent des courants similaires avec une tolérance spécifiée de sorte que, quand elles seront connectées en série pour former le module, les pertes par mismatch seront en dessous de la limite désirée. Selon la classe traitée de cellules, la puissance du module résultant variera [1,8].

Par rapport aux cellules individuelles, on définit un autre type de pertes additionnelles associées au module. Ces pertes proviennent de la surface inactive du module qui ne contribue pas à la génération de puissance et des résistances séries qui

s'ajoutent. Ainsi, dans le groupement série, on se souciera donc en priorité de la résistance d'interconnexion des cellules [1,8].

## **6.2. Problèmes de déséquilibre dans les groupements**

Un problème rencontré dans les groupements des cellules est ce qu'on appelle les pertes dues au mismatch. Ce phénomène survient suite à l'interconnexion des cellules ayant des caractéristiques I-V différentes. Par conséquent, la puissance de sortie du module serait inférieure à la somme des puissances que les cellules individuelles peuvent délivrer [1]. Les disparités entre les cellules peuvent provenir des écarts de fabrication ou une irradiation ou une température non uniformes à l'intérieur du module [1]. Afin de minimiser les pertes par mismatch, les cellules sont mesurées et triées en usine [1].

Cependant, dans la pratique, malgré le tri soigneux des cellules constitutives, on peut rencontrer, dans le module, quelques disparités intrinsèques parmi les caractéristiques électriques des cellules. De telles disparités sont, parfois, induites par les conditions de fonctionnement. En effet, à cause d'une occultation partielle ou d'un défaut, une ou plusieurs cellules présenteront un courant de court-circuit beaucoup plus inférieur que les autres cellules saines de la série. Si les cellules défectueuses sont forcées de faire passer un courant plus élevé que leur capacité, elles deviennent polarisées en inverse et entrent même dans la zone de claquage et reçoivent de la puissance au lieu de la délivrer. Face à cette situation, les cellules défectueuses devront dissiper, alors, une énergie thermique qui peut dépasser largement l'énergie qu'elles sont habilitées à dissiper normalement de par leur structure et leur encapsulation. On peut donc s'attendre à des dégradations redoutables du rendement du module. Plus grave encore, l'échauffement qui résulte peut endommager le verre, l'encapsulant ou même la cellule [1,6,8].

L'endurance à l'occultation est un test de qualification standard pour les modules photovoltaïques [1].

### 6.3. Protection par diodes

Le mismatch et ses conséquences peuvent être réduits par l'utilisation des diodes de contournement ou diodes bypass. Si l'on monte une diode au silicium en parallèle tête-bêche, sur une série de 18 cellules (la moitié d'un module), la cellule occultée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum. Quand le courant passe par la partie occultée de sorte que la tension directe égale la tension de seuil d'une diode, la diode bypass fera circuler le courant nécessaire gardant ainsi la série à son point de polarisation et empêchant l'augmentation de la puissance dissipée dans la cellule occultée [1,6,8]. La figure 2.3 illustre le fonctionnement des diodes bypass.

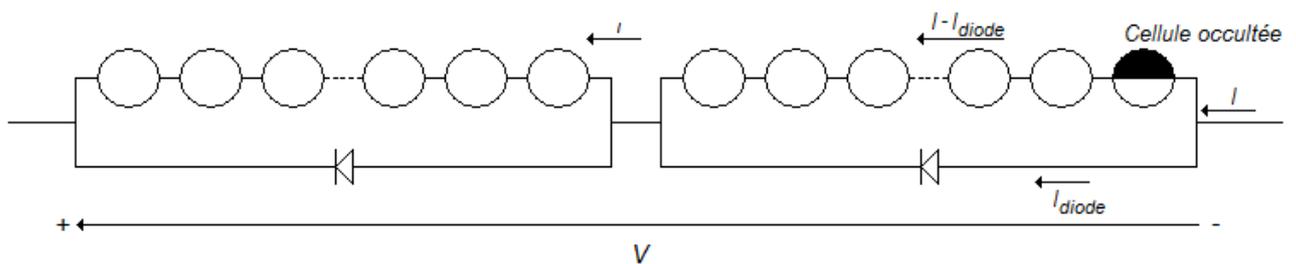


Figure 2.3. Fonctionnement des diodes bypass (les connexions sont réalisées dans la boîte de jonction)

Il est clair que plus le nombre des cellules par diode bypass est petit, plus les pertes de puissance pour condition d'occultation sont minimales. Toutefois, l'augmentation du nombre des diodes bypass engendre des coûts supplémentaires et plus de complexité dans le processus de fabrication. Néanmoins, il est recommandé d'utiliser une diode bypass par série de 10 à 15 cellules. En pratique, on propose de prévoir des points intermédiaires pour les connexions électriques de telle sorte que les diodes bypass puissent être connectées dans la boîte de jonction [1,6].

## 7. Propriétés optiques des modules

Les propriétés optiques des cellules solaires sont affectées par l'encapsulation. Ces propriétés doivent être, alors, optimisées suivant le coût et les performances après l'encapsulation [1].

L'encapsulation influe sur les paramètres optiques du module de différentes

façons [1]:

- les indices de réfraction du verre et de l'EVA,
- le verre et l'EVA absorbent une partie de la lumière dans la gamme des courtes longueurs d'onde,
- au niveau de l'interface air-verre, le taux de réflexion est de 4% environ,
- réflexion par la grille métallique.

Bien que les capacités de piégeage de la cellule semblent être altérées avec l'encapsulation à cause de la réfraction, les rayons échappés sont piégés dans le verre de sorte que l'amélioration de l'absorption n'est pas affectée [1].

## **8. Conclusion**

Ce chapitre a été consacré au module photovoltaïque du point de vue technologie. Après avoir passé en revue les principales filières des matériaux semi-conducteurs, on a abordé les différentes techniques utilisées pour l'élaboration des plaquettes à base de silicium monocristallin. Les propriétés physiques et optiques du silicium ont fait partie de ce chapitre.

Les principaux procédés permettant l'obtention des plaquettes au silicium montrent que les fabricants ont tendance à choisir des surfaces plus larges et cela afin de réduire le coût du module par watt crête.

Pour le piégeage de la lumière, deux procédés sont utilisés : la couche anti-reflet qui réduit la réflexion et la texturisation qui a un effet équivalent à l'augmentation du coefficient d'absorption.

Dans ce chapitre, on a pu constater que la cellule doit passer toute une série de procédés pour arriver au stade du module photovoltaïque. À ce niveau, l'encapsulation joue un rôle primordial dans les performances du module fabriqué. Du point de vue coût, le module photovoltaïque connaît une grande évolution qui a un effet sur sa commercialisation.

Les tests standards de qualification permettent d'identifier les paramètres clés qui influent sur la durée de vie et l'endurance du module photovoltaïque.

Les problèmes liés aux déséquilibres entre les performances des cellules du module et aux occultations partielles influent sur sa caractéristique électrique et ses performances.

***Chapitre 3<sup>ème</sup> :***  
***Test et Caractérisation des***  
***Modules Photovoltaïques***

## 1. Introduction

Un certain nombre de test diagnostiques sont largement utilisés dans la recherche et le développement photovoltaïques. La caractéristique I-V à l'obscurité montre la façon avec laquelle le module fonctionne comme une diode (jonction p-n). Elle permet d'obtenir les valeurs de la résistance série, la résistance shunt et le facteur d'idéalité. Ces mêmes paramètres peuvent aussi être obtenus à partir de la caractéristique sous éclaircissement [6].

La réponse spectrale est une propriété fondamentale des cellules solaires car elle permet de s'informer sur les pertes optiques telles que la réflexion et fournit un aperçu sur les pertes par recombinaison [6].

Par ailleurs, il existe plusieurs autres techniques utilisées pour mieux diagnostiquer le fonctionnement des modules. Il n'est pas possible de les énumérer tous mais on se contente d'ajouter la méthode du profil thermique par utilisation des caméras infrarouges. Cette technique est très utilisée pour la localisation des points chauds [6].

## 2. Performance des modules

Quand on parle de performance d'une cellule ou d'un module photovoltaïque, le paramètre le plus important est le point de puissance maximale qui est, généralement, déterminé par la variation de la tension aux bornes de la charge sous éclaircissement [6]. Par conséquent, la caractéristique I-V sous éclaircissement est relevée en mesurant la tension et le courant. Malheureusement, la détermination de la puissance maximale est compliquée parce qu'elle est fonction de l'irradiation totale et spectrale incidente (qui varie continuellement à cause de l'effet de l'atmosphère terrestre), de l'uniformité spatiale et temporelle de l'irradiation et de la température du module. Un autre paramètre important est le rendement de conversion de puissance  $\eta$  défini comme étant la puissance délivrée divisée par la puissance d'entrée. Il est proportionnel à la puissance maximale et inversement proportionnel aux grandeurs radiométriques (l'irradiation totale incidente) et physiques (l'aire du module). Une détermination précise des performances photovoltaïques nécessite la connaissance des problèmes

potentiels de mesure et les manières avec lesquelles ils sont influencés par le dispositif à tester [6].

En pratique, les relevés des courbes I-V des modules se font pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement. Par conséquent, les performances électriques des modules sont affectées et le rendement peut chuter en dessous de la valeur nominale. Ceci a conduit au concept des conditions de test standards sous lesquelles, les mesures des performances des modules photovoltaïques doivent être effectuées ou corrigées. Trois paramètres fixent les conditions de test standards, à savoir la température, l'irradiation totale et la distribution spectrale. En effet, la température cellule doit être fixée à 25°C et l'irradiation globale doit être égale à 1000 W/m<sup>2</sup> à un spectre AM1.5. L'utilisation des conditions de test standards (par abréviation STC) permettent de faire des comparaisons entre les performances des modules. En général, les constructeurs des modules fournissent les valeurs des points représentatifs de la caractéristique courant-tension du module (court-circuit, circuit ouvert et point de puissance maximale) pour les conditions STC [1,6].

### **3. Problèmes de mesure**

#### **3.1. L'éclairement**

Les mesures des performances des modules photovoltaïques sont, généralement, accompagnées par des problèmes de métrologie. En effet, puisque les modules photovoltaïques sont des dispositifs appelés à convertir la lumière en électricité, la radiométrie devient un aspect très important dans les tests photovoltaïques. Les mesures radiométriques introduisent de larges erreurs car l'instrumentation utilisée présente plus de 5% d'erreurs même avec une bonne calibration. L'utilisation des radiomètres comme les pyranomètres et les pyréliomètres peut être difficile en raison des larges disparités constatées dans leurs réponses spectrales. Toutefois, ces instruments sont indispensables pour les mesures photovoltaïques [6].

Il faut mentionner qu'en laboratoire, l'utilisation des simulateurs solaires ne permet pas de reproduire avec précision le spectre standard. Cependant, le recours à la méthode de la cellule calibrée s'est avéré utile car elle donne de meilleurs résultats. Le

courant de court-circuit varie linéairement avec la puissance lumineuse. Connaissant la pente de la droite, on peut déduire directement l'éclairement incident. La cellule calibrée utilisée pour les tests doit posséder une réponse spectrale identique ou similaire au module à tester [6].

### **3.2. La température**

La courbe I-V d'un module sous éclairage dépend fortement de la température qui doit, donc, être considérée dans les mesures des performances. Le courant de court-circuit dépend faiblement de la température en raison de la variation de la largeur de la bande interdite. Par contre, la tension en circuit ouvert et la puissance maximale diminuent rapidement quand la température augmente. Ces fortes dépendances sont la raison pour laquelle une température fixée est utilisée dans les conditions standards [6].

Les mesures des températures des cellules photovoltaïques peuvent être difficiles. Théoriquement, la température mesurée doit être celle de la jonction du semi-conducteur mais souvent la seule température qui peut être mesurée est celle de la surface arrière de la cellule. Dans le cas du module photovoltaïque, il est impossible d'avoir un contact avec les cellules individuelles. On est, alors, forcé d'appliquer des capteurs de température aux surfaces arrière. Cette méthode induit une erreur car la surface arrière est plus froide que les cellules encapsulées dans le module. Dans ce cas, certaines références ont reporté que l'erreur est autour de 2.5°C pour les modules au silicium cristallin. Il est possible de corriger la courbe I-V à la température de référence si on connaît les valeurs des coefficients de température [6].

Un autre problème rencontré dans les tests des modules photovoltaïques est que la température peut varier d'une cellule à l'autre nécessitant une valeur moyenne pour l'appliquer au module entier. Ce même problème est exacerbé dans le cas des champs (groupements de plusieurs modules) où le profil de la température s'étend plus largement [6].

#### 4. Importance de la caractérisation

Dans n'importe quel système photovoltaïque, le champ joue un rôle principal dans sa balance énergétique. Par conséquent, il doit être examiné de plus près pendant l'analyse de tout le système photovoltaïque [3]. L'étude du module photovoltaïque signifie, en particulier, la détermination des principaux paramètres de l'équation gouvernant sa caractéristique électrique. Une fois ces paramètres déterminés, on pourra alors, évaluer facilement les paramètres et performances du module (puissance maximale, rendement,..) [3].

Pour un module photovoltaïque, la caractéristique courant-tension est considérée comme étant sa « carte d'identité ». En outre, les tests relevés et répétés, au cours du temps, des caractéristiques électriques d'un module permettent une réévaluation temporelle de ses performances de même qu'un examen d'une éventuelle dégradation [33].

On distingue deux types de caractérisation: la caractérisation indoor (en laboratoire) et la caractérisation outdoor (sur site réel).

En général, le relevé de la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque est basé sur le même schéma de principe. Une connexion par quatre points au module à tester permet de mesurer la tension à ses bornes tout en évitant la chute de tension due au câblage de la boucle de courant (figure 3.1).

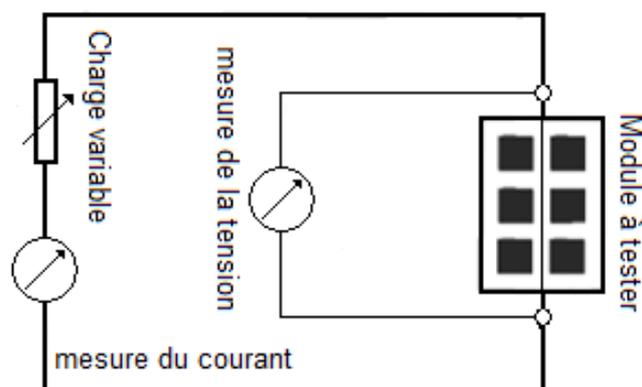


Figure 3.1. Schéma de principe du banc de test d'un module photovoltaïque

Quand le module à tester est illuminé, on fait varier la charge pour changer le point de fonctionnement puis on enregistre les valeurs du courant et de la tension pour balayer toute la caractéristique I-V.

Les principaux paramètres analysés sont la tension en circuit ouvert, le courant de court-circuit, la résistance série, la résistance parallèle, un paramètre groupé décrivant le degré de courbure ( $\text{ekt}$ ) et le point de puissance maximale [33].

Avant tout test, la surface avant en verre doit être nettoyée afin d'éliminer tout résidu accumulé.

## **5. Paramètres affectant les performances des modules**

Les performances électriques des modules sont toujours affectées par les conditions environnementales notamment, l'éclairement solaire, la température et le vent. Cependant, la température et l'éclairement sont les plus considérés [1]:

### **5.1. Distribution angulaire de la lumière**

En raison du mouvement apparent du soleil et de la composante diffuse de la radiation solaire, les rayons solaires ne tombent pas perpendiculairement à la surface du module, tel il est le cas où les mesures sont effectuées et le rendement nominal est déterminé [1]. À l'inverse de l'effet de la température, l'influence de la distribution spectrale sur les performances outdoor des modules photovoltaïques n'est pas encore comprise parfaitement [12].

### **5.2. Teneur spectrale de la lumière**

Pour une même puissance, des spectres solaires différents incidents sur les surfaces des modules produisent des photocourants différents. La distribution spectrale de la radiation solaire varie avec la position du soleil, le climat, la pollution, etc... Elle n'égalise jamais le spectre standard AM1.5 [1].

### **5.3. Niveau de l'irradiation**

Pour une température cellule fixée, le rendement du module diminue quand le niveau d'éclairement incident diminue. Pour les très faibles valeurs de l'éclairement, la

chute du rendement est plus rapide. Ceci est principalement dû à la tension de circuit ouvert qui varie d'une façon logarithmique en fonction de l'éclairement [1].

#### **5.4. Température cellule**

La température ambiante change avec le temps. En raison de l'isolation thermique procurée par l'encapsulation, la lumière solaire cause une élévation de la température des cellules dans le module par rapport à la température ambiante. Cela signifie, donc, une diminution des performances du module. C'est, généralement, le facteur le plus important qui cause la perte du rendement [1]. Ils existent plusieurs études sur les performances outdoor des modules photovoltaïques au silicium cristallin dont les performances dépendent principalement de la température du module [12]. L'effet marqué que la température du module photovoltaïque a sur son rendement électrique est bien connu [34].

### **6. Expérimentation des modules photovoltaïques en milieu saharien**

#### **6.1. Le banc expérimental**

Les modules photovoltaïques testés ont formé ensemble un générateur d'une puissance nominale de 1,6kWc d'un système photovoltaïque autonome avec stockage électrochimique. Les performances du système photovoltaïque ont été analysées dans des études antérieures [35].

Les relevés des caractéristiques I-V des différents modules photovoltaïques testés ont été effectués durant les mois d'octobre et novembre 2000. Quatre paramètres sont mesurés et enregistrés pendant le relevé de la caractéristique I-V de chaque module: (1) la tension du module, (2) le courant du module, (3) l'éclairement solaire reçu à la surface du module et (4) la température ambiante.

Le champ du système photovoltaïque étudié est présenté par la figure 3.2. Le banc expérimental utilisé pour la caractérisation outdoor, basé sur le même schéma de principe de la figure 3.1, est montré par la photo de la figure 3.3. Le module à tester est du type UDTS-50. Pour la charge variable, on a utilisé une charge électronique de type capacitive. Un oscilloscope à mémoire capte le signal I-V mesuré. Au moment des tests, la température ambiante et l'éclairement solaire sur le plan des modules sont

mesurés respectivement par un thermomètre digital et un pyranomètre Kipp & Zonen type CM11 (figure 3.4) [3].

Les tests ont eu lieu à Adrar au sud algérien. Cette localité possède une importance particulière tant pour les chercheurs que pour les utilisateurs car elle est souvent exposée à des niveaux élevés de l'éclairement solaire. En effet, la moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière mesurée sur plan incliné dépasse la valeur de  $7\text{kWh/m}^2$  [4].



*Figure 3.2. Modules du générateur photovoltaïque*



*Figure 3.3. Photo du banc de caractérisation des modules photovoltaïques testés*

Au total, trente deux modules ont été testés. Orientés à une position nord-sud, ces modules ont été inclinés du plan horizontal à la latitude du lieu. Ils sont tous du type UDTS-50 dont le matériau semi-conducteur de base est le silicium monocristallin. Dans ce type de module, 36 cellules sont mises en série. L'EVA (éthylène-vinyl-acétate) est utilisé comme encapsulant. La face avant est en verre trempé. Le tedlar est utilisé comme substrat arrière [3].

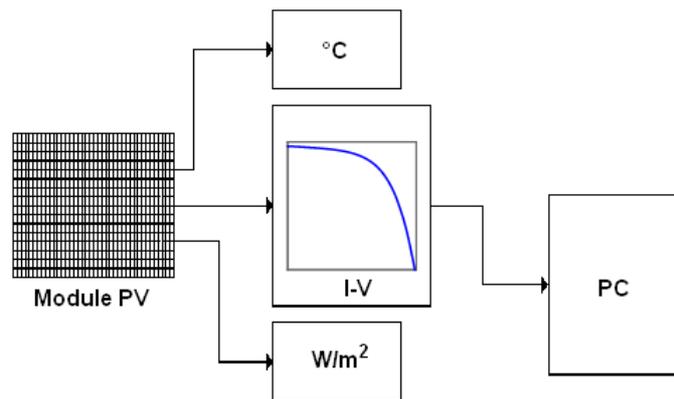


Figure 3.4. Schéma synoptique du banc expérimental de caractérisation

## 6.2. Forme brute des caractéristiques

Les caractéristiques I-V des modules sont transmises numériquement à un micro-ordinateur via l'oscilloscope à mémoire. Pour chaque caractéristique relevée, les valeurs correspondantes des paramètres environnementaux sont enregistrées. Toutes ces informations sont stockées dans des fichiers nommés selon la référence du module testé. Par la suite, ces fichiers de données, ainsi obtenus, sont traités afin d'éliminer les points erronés.

Pour finir, on effectue le tracé graphique des points courant-tension pour chaque module testé. Ce tracé, représente la caractéristique I-V expérimentale du module (figure 3.5).

En examinant les graphes présentés dans la figure 3.5, on peut facilement constater que les caractéristiques électriques des modules se présentent sous forme d'un nuage de points des paires courant-tension. Cette distribution, plus ou moins éparpillée, des paires courant-tension rend difficile toute analyse des caractéristiques

électriques expérimentales des modules photovoltaïques et diminue donc la précision des paramètres.

En dépit de cette présentation des points expérimentaux, il est possible, quand même, d'exploiter les caractéristiques électriques expérimentales en vue d'extraire les paramètres et les performances des modules photovoltaïques testés. Pour cela, il était nécessaire de faire recours aux méthodes numériques afin d'aboutir à un meilleur lissage graphique des caractéristiques et une estimation assez précise des valeurs des principaux paramètres de chaque module testé. Cette tâche nécessite le choix d'un modèle numérique qui peut décrire, mathématiquement, la caractéristique I-V du

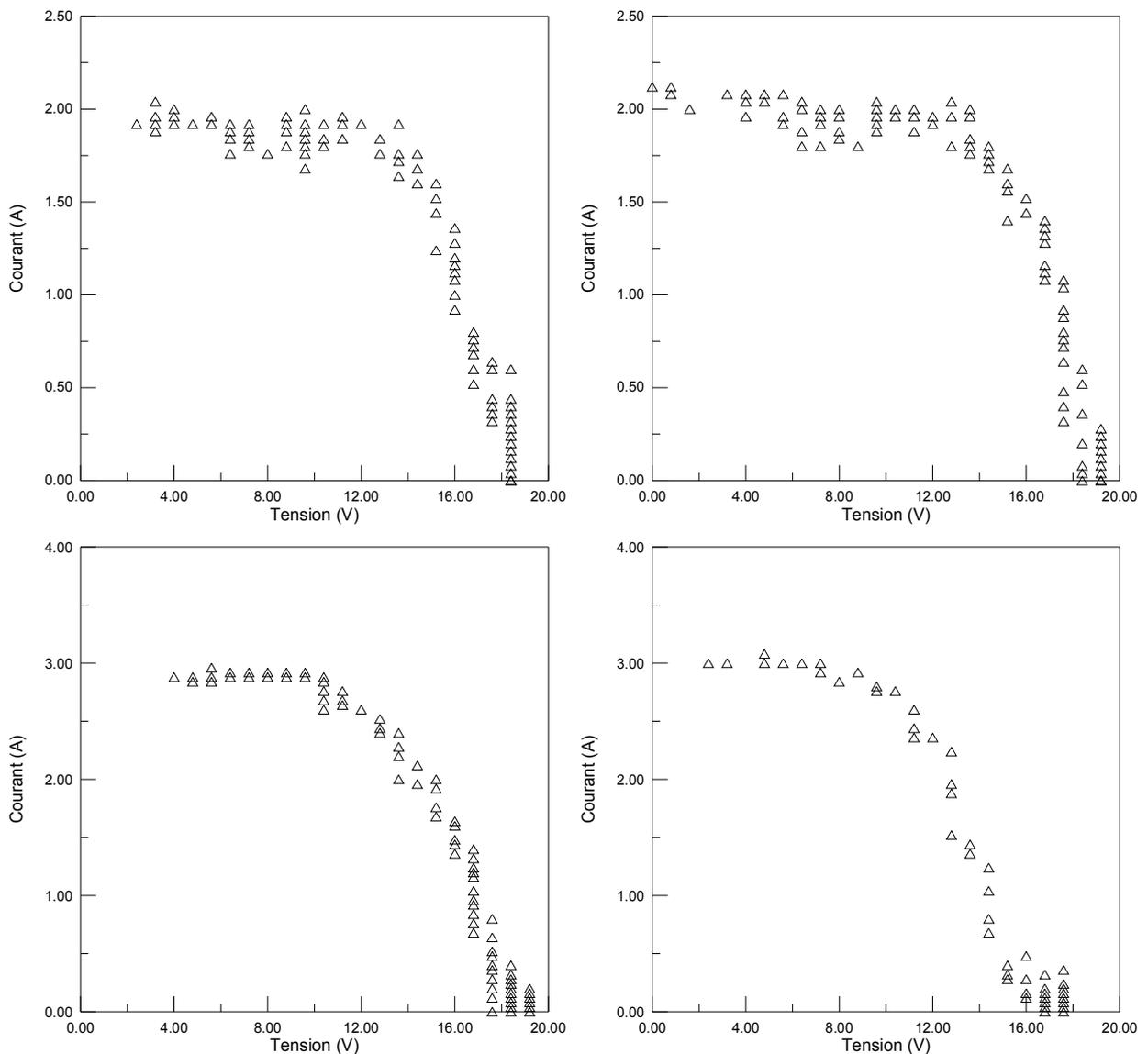


Figure 3.5. Caractéristiques I-V transmises par l'oscilloscope à mémoire

Module. Ceci doit être combiné avec les données expérimentales afin de résoudre le système d'équations, donc l'estimation des paramètres des modules.

## 7. Détermination numérique des paramètres des modules

### 7.1. Choix du modèle de la caractéristique électrique

Le modèle théorique choisi pour la description de la caractéristique I-V du module photovoltaïque est celui à une seule exponentielle (ou à une seule diode) déjà présenté au premier chapitre. Le courant généré par le module est donné par l'équation suivante [1,3,6,8]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \frac{q(V+I.R_s)}{AkT} - 1 \right] - \frac{(V+I.R_s)}{R_{sh}} \quad (\text{Equation 3.1.})$$

Afin de pouvoir utiliser le modèle, on réécrit l'équation 3.1 sous la forme transposée suivante [36]:

$$V = -I.R_s + \frac{1}{\lambda} \ln \left[ \frac{I_{ph} - \beta \cdot I - (V/R_{sh})}{I_0} + 1 \right] \quad (\text{Equation 3.2.})$$

Où

$$\lambda = \frac{q}{AkT} \quad \text{et} \quad \beta = 1 + \frac{R_s}{R_{sh}}$$

$q$  : charge de l'électron,

$k$  : Constante de Boltzman,

$T$  : température du module (K),

$I_{ph}$  : le courant photogénéré par le module sous éclairement (A),

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

$R_s$  : résistance série ( $\Omega$ ),

$A$  : facteur d'idéalité,

$R_{sh}$  : résistance shunt ( $\Omega$ ).

On remarque que l'expression de l'équation 3.2 est une fonction implicite qui contient cinq paramètres ( $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$  et  $\lambda$ ). Cette fonction  $V(I)$  n'est pas linéaire dans ses paramètres.

La détermination des paramètres de l'équation du module est importante pour les raisons suivantes :

- l'équation courant-tension est utilisée dans plusieurs méthodes de conception des systèmes photovoltaïques (dimensionnement, simulation,...),

- les valeurs des paramètres sont utilisées pour l'évaluation des modules photovoltaïques en R&D et en production,

- en déterminant les paramètres des modules pour différentes conditions de fonctionnement, leur dépendance sur ces conditions telles que la température, la radiation solaire, etc... peut être trouvée et introduite dans les méthodes de conception.

## 7.2. Choix de la méthode numérique

Les algorithmes d'extraction des paramètres des modules sont de deux types. Dans le 1<sup>er</sup> type, on utilise un nombre limité de points sélectionnés de la caractéristique I-V [36,37,38]. En général, les cinq points suivants sont choisis: la tension en circuit ouvert, le courant de court-circuit, le point de puissance maximale, les pentes de la courbe I-V à  $V=0$  et à  $I=0$  [36]. On aboutit, ainsi, à un système de cinq équations avec cinq paramètres inconnus. La résolution d'un tel système d'équations nécessite l'utilisation d'une méthode numérique adéquate.

Toutefois, l'inconvénient rencontré avec ce type d'algorithme est que le lissage graphique s'effectue moyennant cinq points seulement de la caractéristique expérimentale (le reste de la caractéristique est ignoré). D'où l'obtention d'un lissage graphique qui sera d'une précision moindre. En effet, cette précision est beaucoup plus affectée dans le cas des tests outdoor où les instruments de mesure utilisés sont moins précis que dans le cas des tests en laboratoire (indoor). En outre, avec de pareils tests, les conditions de mesures peuvent varier [36]. Dans le cas des caractéristiques I-V des modules, la dispersion des points est beaucoup plus prononcée. Ceci peut introduire des erreurs importantes dans le lissage quand un nombre limité de points est utilisé uniquement. Quoique ce type d'algorithme est, souvent, plus simple et plus rapide, il devient indispensable de déterminer les paramètres des modules en tenant compte de tous les points de la caractéristique expérimentale [39]. Il s'agit du deuxième type des algorithmes d'extraction. Il a l'avantage de considérer tous les points expérimentaux. Cependant, pour pouvoir utiliser ce type d'algorithmes, on a besoin de beaucoup de données expérimentales qui ne sont pas fournies par la plupart des fabricants des modules photovoltaïques [38].

Les méthodes utilisées sont classées en deux groupes [37]:

- Les méthodes analytiques qui introduisent des séries de simplifications et approximations qui conduisent à une solution simple,
- Les méthodes numériques qui nécessitent un outil mathématique puissant et des méthodes itératives pour résoudre l'équation implicite et non linéaire.

Dans le cadre de cette étude, l'algorithme choisi est basé sur le lissage graphique de toute la caractéristique I-V. La méthode de calcul fait appel à la technique des moindres carrés. Cependant, la forme implicite et non linéaire du modèle à une seule exponentielle engendre quelques difficultés quant à l'application de cette technique. Pour, cela Bryant et Glew utilisèrent la méthode de Gauss-Newton modifiée pour l'optimisation de la procédure [36]. La solution du système d'équations est basée sur la méthode des moindres carrés et accomplie par une procédure itérative.

### **7.2.1. Choix des conditions initiales**

Il faut noter que la procédure d'optimisation de la solution nécessite un choix raisonnable des valeurs initiales des paramètres. À cause d'un choix inadéquat des valeurs initiales des paramètres recherchés, la procédure itérative pourrait ne pas converger ou peut même diverger [36]. Parfois, des valeurs initiales mal choisies aboutissent à une convergence du système mais la solution trouvée n'a pas de signification physique (par exemple une valeur négative de la résistance série).

### **7.3. Validation de la méthode numérique**

Après avoir arrêté le choix sur la technique des moindres carrés pour la détermination des paramètres des modules photovoltaïques, l'étape suivante consistait en sa validation. Pour cela, on a utilisé des données expérimentales réelles trouvées dans la littérature et qui correspondent à la caractéristique électrique d'un groupe de modules photovoltaïques associés ensemble. Il s'agit d'un champ photovoltaïque d'une puissance de 300 watts crêtes, d'une tension en circuit ouvert de 37.5 volts et d'un courant de court-circuit de 10.60 ampères [36]. Un code de calcul, écrit en

langage Fortran et basé sur ladite méthode numérique, a été utilisé pour extraire les valeurs des paramètres du générateur. Ce programme a convergé vers une solution optimale des paramètres et des valeurs calculées de la tension du générateur photovoltaïque. Dans la figure 3.6, on a représenté le courant du générateur en fonction des valeurs mesurées et calculées de sa tension. La comparaison des valeurs mesurées et calculées de la tension montre une bonne concordance et une erreur estimée à 0.21% environ [3]. Cet ordre de précision peut être considéré comme acceptable. Par conséquent, on peut considérer que cette méthode de lissage graphique est convenable pour la détermination des paramètres pour le cas des modules testés.

Cependant, cette méthode ne garantit pas toujours une bonne convergence vers la solution et l'erreur demeurerait, parfois, loin de l'ordre de grandeur escompté. De plus que la précision de la solution dépend beaucoup du choix de l'ensemble des valeurs initiales des paramètres ( $R_{so}$ ,  $R_{sho}$ , ...) fournies au code de calcul. Le tableau 3.1 montre les valeurs des différents paramètres du générateur ainsi que les précisions trouvés pour l'exemple de la figure 3.6 en faisant varier les ensembles des conditions initiales injectées au programme de calcul.

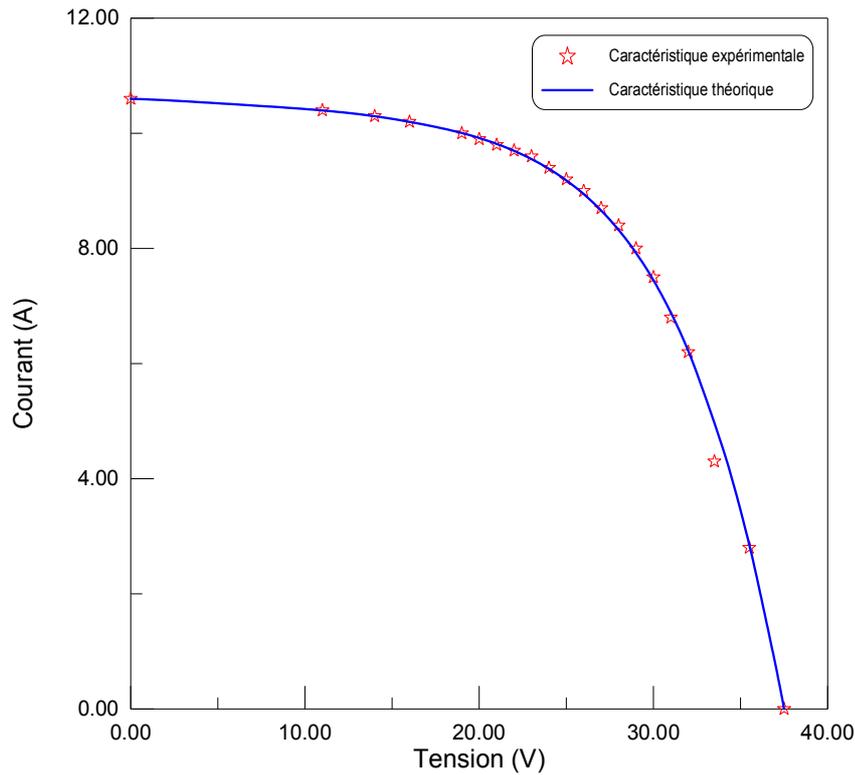


Figure 3.6. Validation de la méthode de lissage graphique

Tableau 3.1. Influence du choix des conditions initiales sur la précision de la solution

$R_{sh0}(\Omega)$	$R_{s0}(\Omega)$	$\lambda_0(V^{-1})$	$\sigma_{exp}(\%)$
150,0	3,50	0,182	0,2176
185,0	1,00	0,204	0,2175
400,0	0,07	4,000	0,2173
87,0	1,50	0,159	0,2172
1000,0	1,50	0,081	0,2172
780,0	2,00	0,023	0,2172
920,0	0,09	0,013	0,2172
170,0	0,08	2,857	0,2171
85,3	0,08	0,127	0,2170
170,0	1,00	0,125	0,2169
87,9	0,10	0,132	0,2167
200,0	0,09	2,500	0,2166
100,0	4,00	0,100	0,2165
321,0	0,10	2,857	0,2155
85,3	0,08	0,127	0,2149
90,0	0,10	0,133	0,2104

A partir du tableau 3.1, on peut déduire que la méthode garantit une convergence du programme vers la solution mais à des niveaux différents de la précision. Cela dépend du choix des valeurs initiales des paramètres. Dans certains

cas, il est possible d'aboutir à la même solution pour différents ensembles de conditions initiales (voir tableau 3.2).

Tableau 3.2. Même solution pour ensembles différents des conditions initiales

$R_{sh0}(\Omega)$	$R_{s0}(\Omega)$	$\lambda_0$	$R_{sh}(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	$\lambda(V^{-1})$	$I_0(A)$	$I_{ph}(A)$	$\sigma_{exp}(\%)$
780,0	2,00	0,023	82,10	0,0955	0,189	$8,29 \cdot 10^{-3}$	10,61	0,217182
920,0	0,09	0,013						

Par ailleurs, il faut noter qu'avec cette méthode, le choix des conditions initiales peut être, lui-même, un handicap. En effet, dans certains cas, les conditions initiales peuvent fatalement aboutir à une divergence du système où la solution recherchée est ratée. Par exemple, si on choisit des valeurs initiales des paramètres  $R_s$ ,  $R_{sh}$  et  $\lambda$  égales respectivement à 40.0, 1.20 et 0.063, le programme divergera.

Les résultats trouvés par exécution du code de calcul s'accordent bien avec ceux de la référence [36] où l'erreur du lissage est égale à 0,2119%. Dans le cas de cette étude et en examinant le tableau 3.1, on peut s'apercevoir que la précision s'est même améliorée (l'erreur a diminué jusqu'au seuil de 0,2104% ce qui signifie une petite amélioration de 0,71% environ).

Néanmoins, cette méthode demeure plus ou moins fastidieuse car elle exige à son utilisateur de faire exécuter le programme plusieurs fois en variant, à chaque fois, l'ensemble des conditions initiales des paramètres. Par la suite, on pourra choisir la solution associée à la meilleure précision atteinte.

#### 7.4. Application de la méthode aux caractéristiques outdoor des modules

##### 7.4.1. Une méthode modifiée pour améliorer la précision

La validation de la méthode numérique utilisée a été vérifiée pour le cas d'une simple dispersion des points de la caractéristique I-V. Cependant, dans le cas de cette étude, les courbes I-V des modules testés sont caractérisées par une dispersion plus aiguë des points (nuages de points). Il est tout à fait clair qu'une telle distribution des points de la caractéristique I-V influe négativement sur l'ordre de précision de la solution. De l'autre côté, en effectuant une analyse de plusieurs caractéristiques outdoor des modules, on a constaté un manque des points des courants de court-circuit.

Ce problème est peut être dû à la charge électronique qui ne permet pas d'atteindre le point de court-circuit de la caractéristique I-V lors des tests. Et puisque, la valeur de  $I_{cc}$  est une condition clé pour pouvoir appliquer la méthode susdite, il fallait alors rechercher un moyen pour remédier à un tel handicap. La méthode des mesures de  $I_{cc}$  à part puis effectuer une translation en fonction des conditions environnementales était une solution à écarter car elle pourrait aboutir à des résultats erronés.

Pour cela, la méthode adoptée consistait à supposer différentes valeurs du courant de court-circuit en commençant par une valeur initiale. Le programme incrémente, successivement, la valeur de  $I_{cc}$ . Ainsi, par cette méthode, le courant de court-circuit de la caractéristique I-V devient un paramètre à déterminer (inconnu). Cet artifice de calcul a permis d'atteindre la convergence du système d'équations pour les différentes valeurs incrémentées de  $I_{cc}$  mais à des niveaux différents de la précision. La valeur optimale de  $I_{cc}$  devrait correspondre à celle pour laquelle l'erreur est minimale. Dans ce cas, le pas et le nombre d'incrémentations du courant de court-circuit (notés respectivement  $dI_{cc}$  et  $N_{Icc}$ ) deviennent des nouveaux paramètres à introduire dans la méthode de calcul. Théoriquement, la valeur choisie du pas d'incrémentations ( $dI_{cc}$ ) doit être très petite mais, en pratique, cela peut empêcher la convergence vers la solution ou augmenter le temps d'exécution du programme. Un compromis doit être, alors, adopté.

Par ailleurs, on a vérifié que la réécriture du code de calcul, en faisant une combinaison des valeurs incrémentées de  $I_{cc}$  avec l'introduction d'un autre facteur itératif (noté  $N_{Es}$ ), a permis d'aboutir à une amélioration de la précision de la solution. En effet, à chaque exécution du programme de calcul, on obtient plusieurs solutions des paramètres des modules. Chaque solution trouvée correspond à un niveau différent de la précision du lissage. Ainsi, la solution optimale recherchée est liée à un couple optimal ( $N_{Esopt}, N_{Iccopt}$ ) pour lequel l'erreur du lissage est minimale.

On a constaté, ainsi, que la combinaison du choix multiple des conditions initiales avec l'incrémentations des valeurs du courant de court-circuit et l'utilisation du

facteur  $N_{Es}$  a permis d'améliorer la précision à laquelle la convergence du système d'équations a été atteinte.

#### 7.4.2. Validation de la méthode proposée

Avant de pouvoir appliquer cette méthode de calcul proposée, il est nécessaire de la faire valider avec des données expérimentales d'une caractéristique I-V connue. Pour ce faire, on a, alors, repris le même exemple de la figure 3.6. En réécrivant le programme de calcul de façon à pouvoir y injecter différentes valeurs du couple  $(N_{Es}, N_{Icc})$  et incrémenter les valeurs de  $I_{cc}$ , on a constaté une convergence plus rapide du système d'équations vers de nombreuses solutions des paramètres du champ. Ces solutions diffèrent en fonction de la valeur de  $N_{Icc}$  et du courant de court-circuit. En outre, chaque solution trouvée est associée à une valeur de la précision du lissage graphique. Evidemment, pour une meilleure qualité du lissage graphique de la courbe I-V, on devra choisir celui dont l'erreur calculée est minimale. L'exécution du programme de calcul pour différentes valeurs de  $N_{Icc}$  et du pas d'incrémentation du courant de court-circuit a permis de trouver des solutions innombrables mais à des précisions différentes et des valeurs différentes de  $I_{cc}$ .

L'analyse des valeurs des précisions trouvées a permis de vérifier que pour chaque valeur introduite de  $N_{Icc}$ , les meilleures valeurs de la précision atteinte sont associées à des valeurs proches de 10,60A qui est exactement la valeur du courant de court-circuit de la caractéristique prise comme exemple pour la validation de la méthode.

Le tableau 3.3 illustre quelques valeurs des paramètres du champ déterminés en appliquant la méthode proposée ainsi que les erreurs afférentes. Les valeurs de  $I_{cc}$  et du pas d'incrémentation y sont aussi mentionnées. Dans ce tableau, on peut facilement constater que les précisions diffèrent selon les valeurs de  $I_{cc}$  et de  $dI_{cc}$ . Afin de ne pas trop encombrer le tableau, on n'a pas mentionné tous les cas traités mais on doit noter que les meilleures précisions atteintes ont été trouvées pour les valeurs de  $I_{cc}$  proches de 10,60A. Selon ce tableau, on remarque également que la meilleure précision atteinte est égale à 0,2012%.

Tableau 3.3. Valeurs des paramètres trouvées par application de la méthode proposée

$dI_{cc}(mA)$	$I_{cc}(A)$	$R_{sh}(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	$\lambda(V^{-1})$	$I_o(mA)$	$I_{ph}(A)$	$\sigma_{exp}(\%)$
10	10,59	78,90	0,139682	0,1992	5,7731	10,6107	0,2157
10	10,60	81,40	0,118012	0,1923	7,5019	10,6174	0,2689
10	10,61	79,30	0,134507	0,1932	7,2511	10,6303	0,3062
10	10,62	70,40	0,082199	0,1906	7,9522	10,6338	0,2089
05	10,59	80,00	0,115163	0,1946	6,8709	10,6071	0,2023
05	10,60	76,00	0,104691	0,1921	7,5333	10,6164	0,2033
05	10,61	73,00	0,096559	0,1927	7,3611	10,6256	0,2066
05	10,615	71,80	0,098805	0,19230	7,4674	10,6313	0,2045
2,5	10,59	80,00	0,127430	0,1964	6,4311	10,6088	0,2075
2,5	10,60	76,00	0,100196	0,1919	7,6041	10,6157	0,2012
2,5	10,61	74,00	0,106466	0,1927	7,3545	10,6271	0,2048
2,5	10,625	70,00	0,08849	0,1899	8,1634	10,6400	0,2050

Par conséquent, on peut déduire que l'utilisation de la méthode proposée a permis d'améliorer la précision de la solution à un taux d'environ 5,1% par rapport à la précision atteinte en appliquant la méthode décrite dans la référence [36]. Au tableau 3.4, on a récapitulé les valeurs de la tension calculée dans les trois cas du lissage: méthode de la référence [36], méthode par variation des conditions initiales et la méthode proposée. Dans la dernière ligne du tableau, on a mentionné la précision du lissage graphique pour chaque cas.

Tableau 3.4. Valeurs expérimentales et calculées par les trois méthodes

$I(A)$	$V_{exp}$	$V_{c[36]}$	$V_{c-simple}$	$V_{c-nouvelle}$
2,80	35,50	35,54	35,52	35,55
4,30	33,50	34,21	34,19	34,22
6,20	32,00	32,01	31,99	32,03
6,80	31,00	31,12	31,10	31,14
7,50	30,00	29,88	29,87	29,90
8,00	29,00	28,80	28,80	28,82
8,40	28,00	27,78	27,78	27,79
8,70	27,00	26,86	26,87	26,87
9,00	26,00	25,78	25,80	25,78
9,20	25,00	24,93	24,95	24,93
9,40	24,00	23,93	23,96	23,92
9,60	23,00	22,73	22,76	22,70
9,70	22,00	22,02	22,05	21,98
9,80	21,00	21,21	21,24	21,16
9,90	20,00	20,28	20,31	20,21

10,00	19,00	19,18	19,19	19,09
10,20	16,00	16,16	16,17	16,00
10,30	14,00	13,94	13,92	13,96
10,40	11,00	10,87	10,90	10,95
<b><math>\sigma(\%)</math></b>	<b>0,2849</b>	<b>0,2119</b>	<b>0,2104</b>	<b>0,2012</b>

Les paramètres de l'équation trouvés dans les trois cas de figure sont, alors, données au tableau 3.5.

Tableau 3.5. Solutions trouvées pour les trois cas de figure

	$R_{sh}(\Omega)$	$R_s(\Omega)$	$\lambda(V^{-1})$	$I_o(mA)$	$I_{ph}(A)$
Référence [36]	82,00	0,099	0,190	08,13	10,6100
Méthode des conditions initiales	78,00	0,118	0,194	6,87	10,6180
Méthode proposée	76,00	0,100196	0,1919	7,6041	10,6157

Bien sûr, il ne faut pas oublier que la méthode proposée offre un grand avantage de par sa richesse de générer plusieurs solutions associées à des niveaux de précision meilleure que celle de la méthode traditionnelle.

Cependant, il faut noter, également, qu'à l'instar de la méthode décrite dans la référence [36], la convergence du système et la précision de la solution dépendent de l'ensemble défini pour les conditions initiales.

Pour une meilleure illustration graphique, on a représenté, dans la figure 3.7, les caractéristiques I-V lissées en fonction de la précision et du courant  $I_{cc}$ .

#### 7.4.3. Evolution de l'erreur

La difficulté de la méthode proposée réside, essentiellement, dans la détermination du couple optimal ( $N_{Esopt}, N_{Iccopt}$ ) aboutissant à la meilleure précision. Toutefois, les exécutions multiples du code de calcul, pour plusieurs caractéristiques, ont permis de constater que la précision évoluait d'une façon régulière jusqu'au couple optimal.

La figure 3.8 montre quelques caractéristiques lissées à des niveaux différents de la précision.

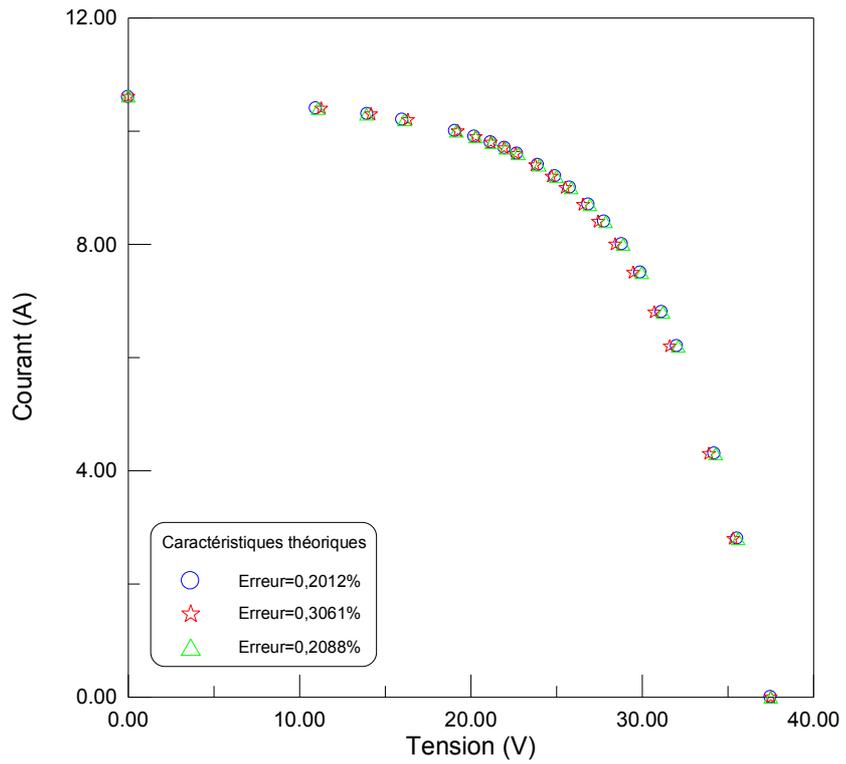


Figure 3.7. Caractéristiques lissées en fonction de la précision

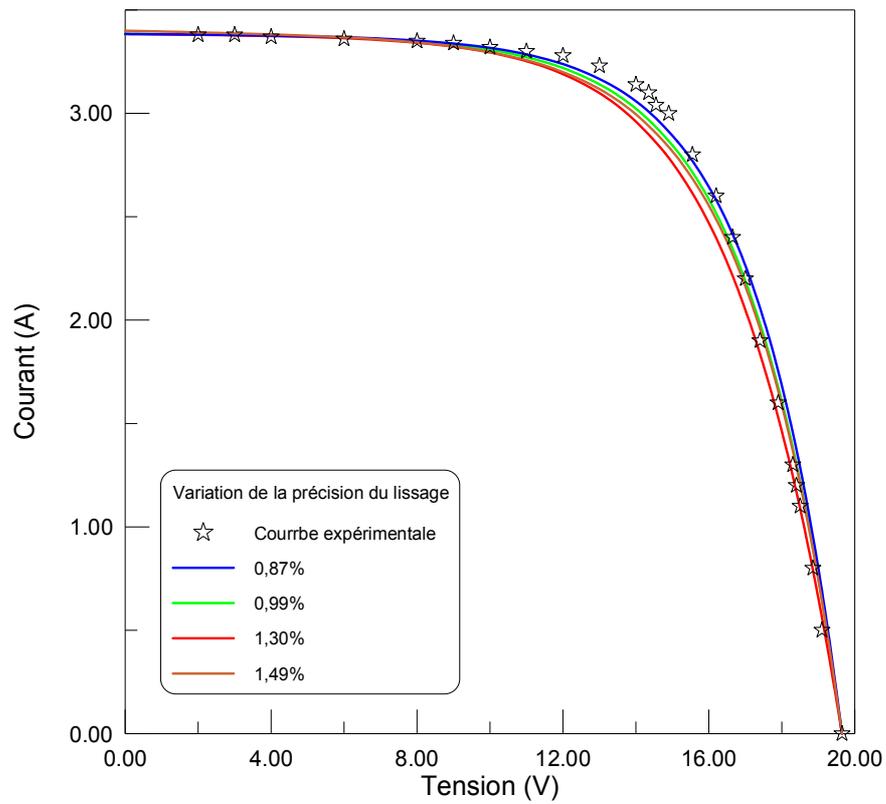


Figure 3.8 Variation de l'erreur du lissage

## 7.5. Analyse des caractéristiques des modules testés

Dans la section précédente, on a vu que la méthode modifiée proposée s'adapte bien aux caractéristiques I-V dont les points de courant de court-circuit sont manquants. Comme la majorité des caractéristiques outdoor des modules testés ne comprennent pas de points de court-circuit, l'utilisation de la méthode proposée pourrait être très utile pour combler ce manque constaté. Le programme de calcul a été, alors, exécuté pour le cas des modules testés. Cependant, en raison du nombre très élevé d'itérations, l'exécution du programme a pris beaucoup de temps et a nécessité l'utilisation d'une station de calcul assez puissante.

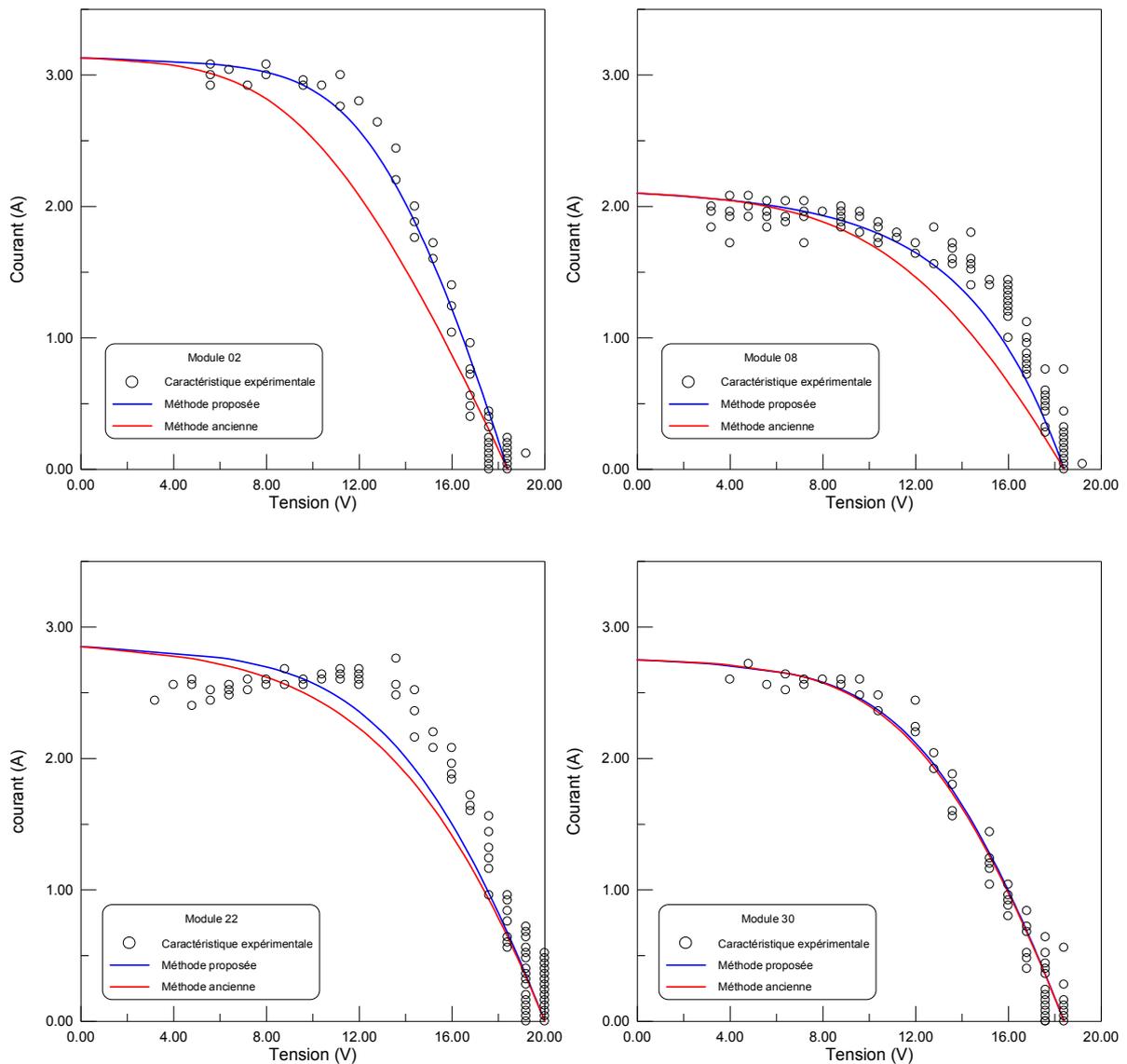


Figure 3.9. Caractéristiques lissées par les deux méthodes (pour  $I_{cc}$  identiques)

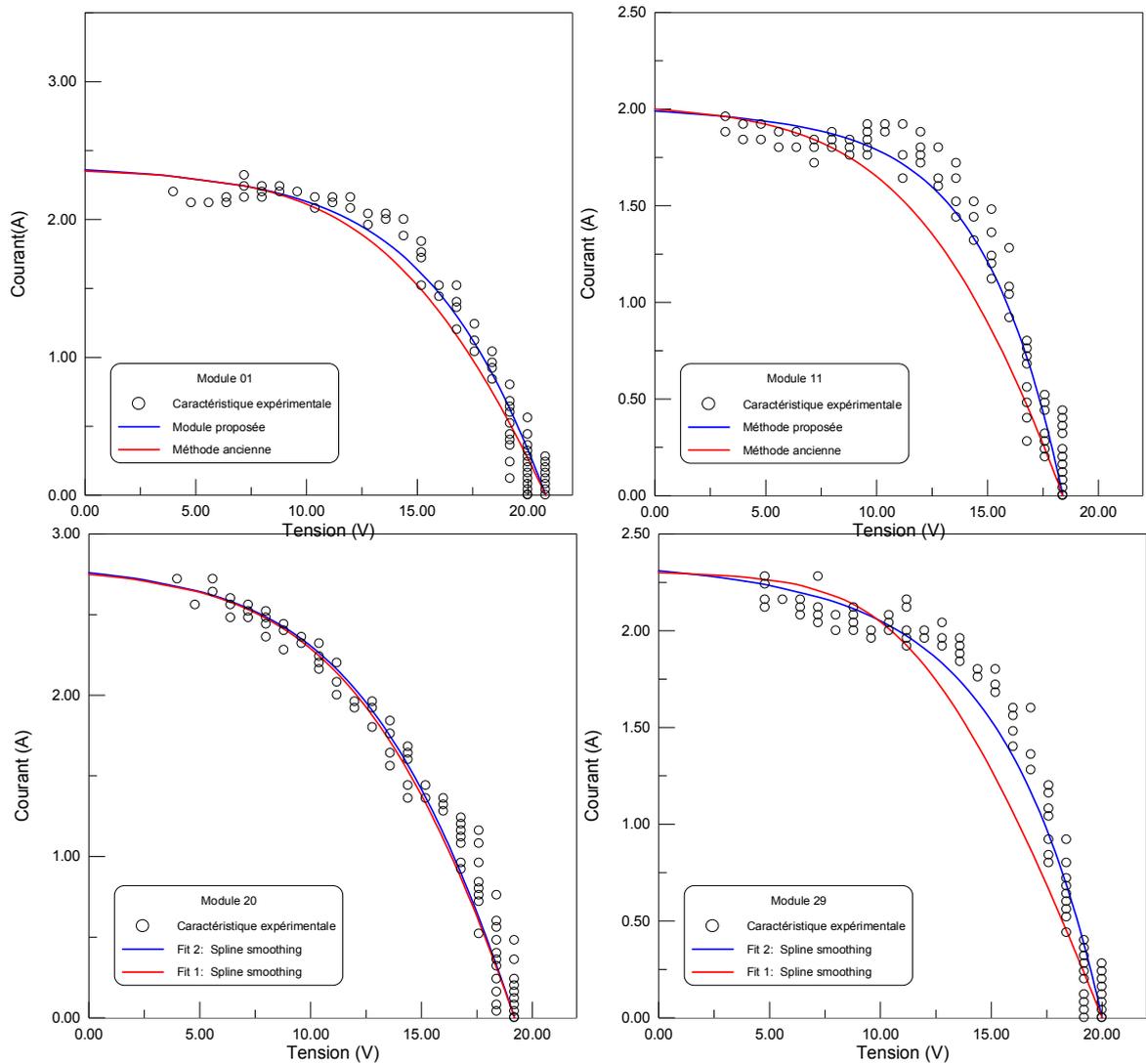


Figure 3.10. Caractéristiques lissées par les deux méthodes ( $I_{cc}$  différents de  $0.01A$ )

Dans les figures 3.9 et 3.10, on a représenté, pour quelques modules testés, les caractéristiques I-V mesurées et obtenues par lissage graphique en appliquant la méthode proposée. Pour une meilleure illustration, on a représenté, également, les caractéristiques lissées en appliquant la méthode traditionnelle. Ces caractéristiques ont fait l'objet d'une analyse antérieure publiée dans la référence [3].

Dans le tableau 3.6, sont données quelques valeurs de la précision du lissage graphique obtenues pour le cas de quelques modules photovoltaïques testés en appliquant chacune des deux méthodes. La dernière colonne du tableau illustre le taux de l'amélioration de la précision procurée par la méthode proposée et cela par rapport à l'ancienne méthode.

Tableau 3.6. Comparaison des précisions des deux méthodes pour le cas des modules testés

<b>Module</b>	<b>Ancienne</b>	<b>Proposé</b>	<b>Amélioration(%)</b>
02	1,848376	1,123686	39,21
03	1,618231	1,310165	19,04
05	1,547771	1,18454	23,47
08	2,085752	1,750623	16,07
11	2,161192	1,622156	24,94
14	0,681255	0,681062	0,03
17	1,125603	1,076271	4,38
20	0,71894	0,689645	4,07
22	1,973254	1,86679	5,40
28	0,827491	0,496066	40,05
29	1,3805	1,163518	15,72
31	1,088088	0,993072	8,73

En analysant les valeurs de la précision contenues dans le tableau 3.6, on peut déduire, qu'en général, l'utilisation de la méthode proposée a permis d'améliorer nettement la précision du lissage, donc des valeurs des principaux paramètres des modules photovoltaïques. Pour le module 2, la précision s'est améliorée d'un taux de 40% environ. Pour la majorité des modules testés, on a constaté que l'erreur du lissage a resté au dessous de 1,4%. Pour d'autres modules, elle n'a pas dépassé 1%. Une erreur de 0,49% a été atteinte pour le cas du module 28. Mais pour d'autres modules, l'erreur a atteint des seuils relativement élevés. À titre d'exemple, pour la caractéristique expérimentale du module 07, on a enregistré une erreur maximale du lissage d'une valeur de plus de 2,21%. Il faut, cependant, souligner que malgré l'amélioration apportée, par la méthode proposée, à la qualité du lissage graphique, l'ordre de grandeur de la précision demeure loin de la valeur escomptée comme ça a été le cas avec l'exemple de la référence [36] (figure 3.6). Plusieurs facteurs peuvent être imputés à cela :

- la distribution, en nuages de points, des paires I-V des caractéristiques des modules photovoltaïques testés, peut retarder ou empêcher la convergence du système d'équations. Evidemment, cette façon avec laquelle les points expérimentaux sont

distribués influe directement sur la qualité du lissage graphique en augmentant l'erreur [3]. Ce problème a été rencontré, particulièrement, lors des relevés expérimentaux des courbes I-V des modules photovoltaïques. Dans le cas des tests des branches et groupes de modules, les mêmes relevés ont montré que les points des paires courant-tension étaient plus condensés, chose qui a permis de minimiser les erreurs du lissage. À titre d'exemple, pour le cas d'un groupe de plusieurs modules, l'erreur était inférieure à 1% et a même atteint 0,5% (figure 3.11). Cette constatation a poussé à supposer que la charge électronique utilisée dans la caractérisation était plus adaptée aux cas des groupements de plusieurs modules photovoltaïques.

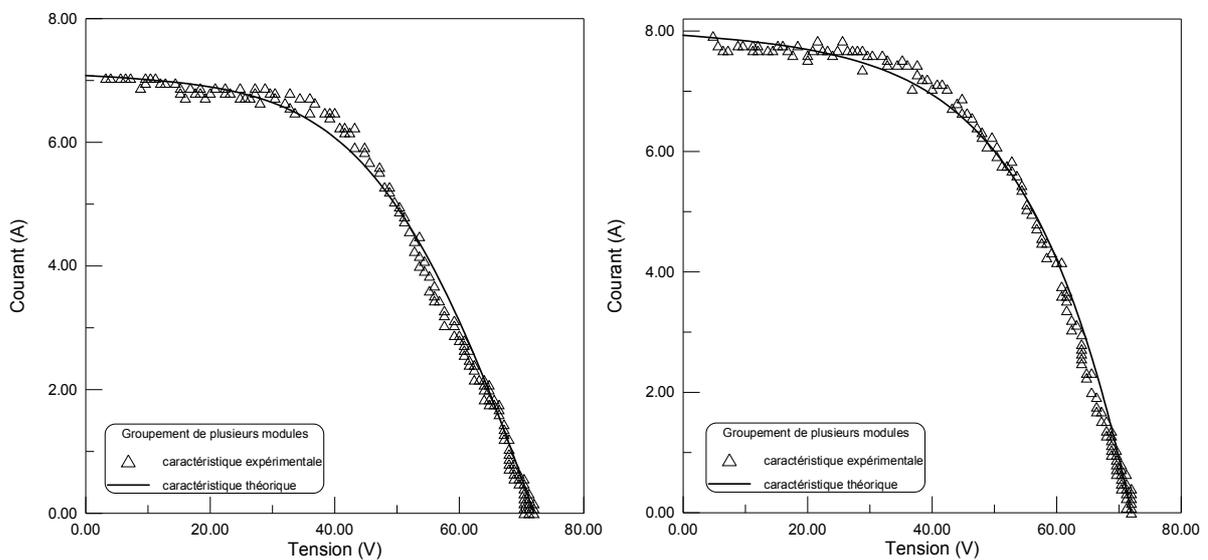


Figure 3.11. Caractéristique des groupements de modules (dispersion moins accentuée)

- certaines caractéristiques I-V des modules photovoltaïques présentent une sorte de déformation graphique dans certaines régions. Cette déformation est peut être due à la présence de défauts dans le module lui-même. Par conséquent, la précision du lissage graphique sera amoindrie. À titre d'illustration, on a représenté dans la figure 3.12 la caractéristique expérimentale et théorique du module 07 pour lequel une erreur maximale du lissage a été enregistrée (plus de 2,21%).

- un autre facteur qu'il ne faut pas oublier est lié aux erreurs instrumentales [3].

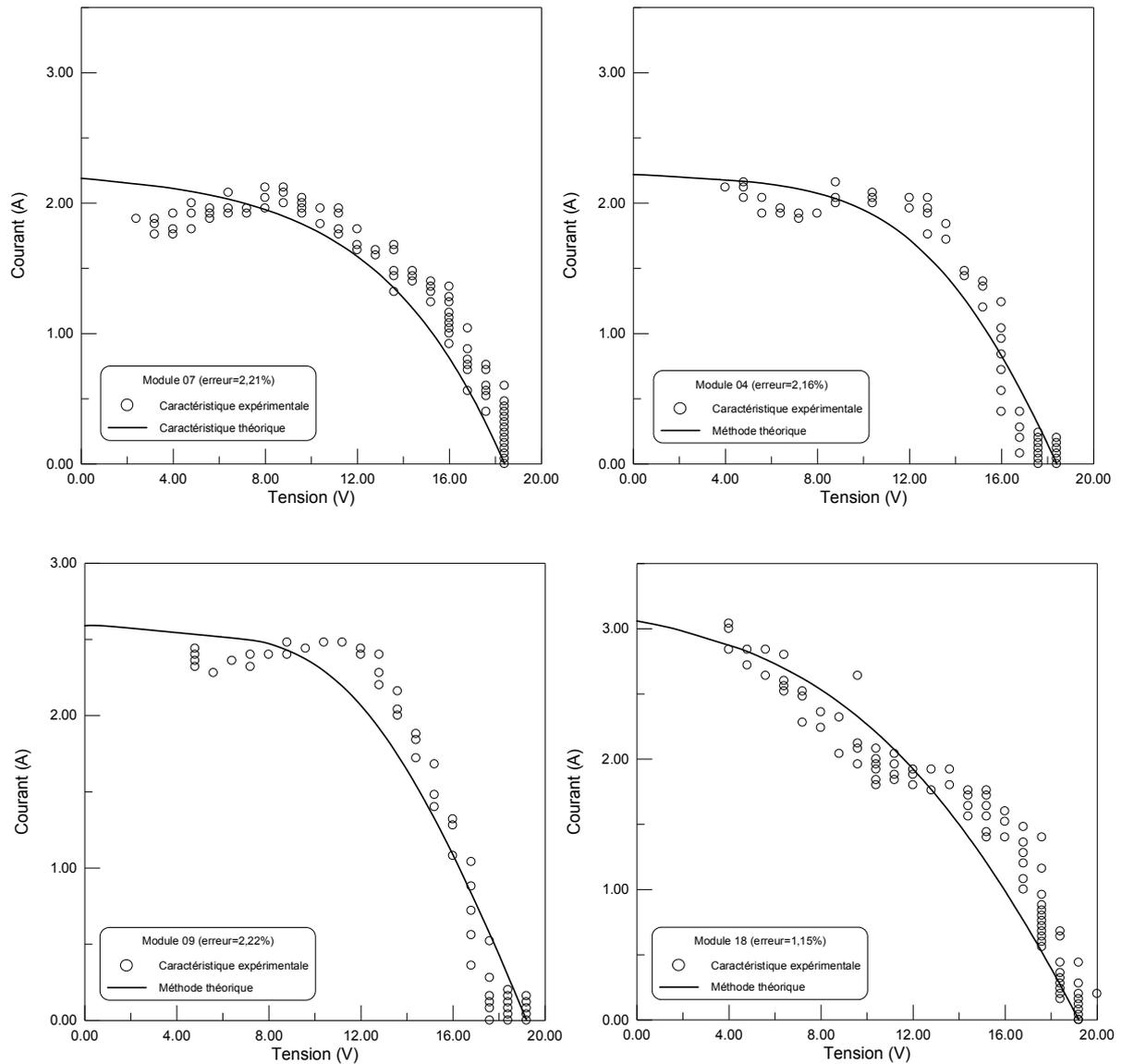


Figure 3.12. Diminution de la précision suite aux déformations graphiques dans les caractéristiques électriques des modules

## 7.6. Détermination des paramètres des modules

Le lissage graphique effectué pour les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques testés a permis de déterminer les principaux paramètres pour le modèle implicite à une seule exponentielle ( $R_{sh}$ ,  $R_s$ ,  $I_0$ ,...) et qui fournissent la meilleure précision possible. Dans le tableau 3.7, on a représenté les valeurs de ces paramètres pour quelques modules testés.

Les paramètres déterminés permettent de tracer les caractéristiques théoriques lissées selon le modèle implicite à une seule diode. Ces caractéristiques pourront être,

alors, traduites pour les conditions standards afin de déterminer les performances normalisées des modules et d'analyser les dégradations possibles. Cette tâche sera abordée au chapitre suivant.

Tableau 3.7. Principaux paramètres déterminés pour quelques modules

Module	$R_{sh} (\Omega)$	$R_s (\Omega)$	$\lambda (V^{-1})$	$I_o (mA)$	$I_{ph} (A)$	$\sigma_{exp} (\%)$
M01	268,80	0,00106	0,268	11,943	2,124	1,920
M02	200,20	1,246	0,570	0,085	3,150	1,124
M08	211,40	0,084	0,253	19,226	2,102	1,751
M09	239,60	0,00448	0,238	25,254	2,060	1,378
M11	201,40	0,152	0,306	6,846	1,992	1,622
M16	201,20	0,878	0,351	2,315	2,061	1,676
M23	216,80	2,682	0,696	0,004	2,714	0,829
M24	202,60	0,764	0,372	2,790	2,723	0,693
M29	222,40	0,888	0,348	4,326	2,696	1,483
M30	201,80	2,111	0,525	0,143	2,883	0,747

## 8. Conclusion

La caractérisation occupe une place importante dans l'étude du fonctionnement d'un module photovoltaïque. Dans cet aspect, le présent chapitre a été consacré à une étude expérimentale des caractéristiques I-V de plusieurs modules photovoltaïques exposés aux aléas du climat saharien hostile. Un banc expérimental, mis en place, a permis, alors, de caractériser une trentaine de modules photovoltaïques dans les conditions de fonctionnement réel.

Les caractéristiques I-V brutes telles que fournies par l'oscilloscope à mémoire du banc expérimental ont montré une distribution, sous forme de nuages de points, des paires courant-tension ainsi qu'une rupture de points constatées surtout dans la région des points des courants de court-circuit. Ceci a représenté un handicap pour l'analyse des courbes I-V en vue d'extraire les paramètres des modules.

Afin de remédier à de tels handicaps, on a proposé quelques modifications dans un algorithme de calcul numérique utilisé pour l'extraction des paramètres des modules photovoltaïques. Ces modifications, validées par des données expérimentales,

ont permis d'extraire les paramètres des modules photovoltaïques avec une amélioration de la qualité du lissage graphique de leurs caractéristiques expérimentales. Comparativement aux résultats cités par une référence bibliographique, l'algorithme modifié a permis d'améliorer de plus de 5% la précision du lissage. Pour le cas des modules photovoltaïques testés, la précision s'est fait sentir d'une façon sensible.

Ainsi, la détermination des principaux paramètres de l'équation des modules a permis d'obtenir des caractéristiques lissées (théoriques) qui, par la suite, seront utilisées pour l'évaluation des performances des modules.

***Chapitre 4<sup>ème</sup> :***  
***Performances et dégradation des Modules***  
***Testés***

## 1. Performances des modules

Plusieurs facteurs contribuent à l'utilisation, à grande échelle, des systèmes photovoltaïques. Parmi ces facteurs, on cite le grand essor qu'a connu l'industrie photovoltaïque durant ces deux dernières décennies. Toutefois, on peut jauger la maturité de cette industrie par sa capacité de concevoir, de dimensionner les modules photovoltaïques pour différents sites et applications et vérifier rentablement et avec précision leurs performances sur le champ [40]. Pour cela, il est devenu indispensable de rechercher des méthodes fiables pour tester et modéliser les performances des modules et champs photovoltaïques [40]. En effet, la prédiction de la réponse du module photovoltaïque sous différentes conditions est nécessaire afin d'évaluer correctement la production annuelle d'un système photovoltaïque en fonctionnement réel [1].

L'indicateur de performance le plus utilisé est le rendement photovoltaïque pour des conditions de fonctionnement standards [1].

### 1.1. Evaluation des performances

Une variété d'indices de performances a été employée par la communauté du «photovoltaïque» afin d'évaluer les performances des cellules et modules. Cependant, un consensus standard a été adopté pour évaluer les performances en terme de puissance de sortie (ou de rendement par équivalence) et cela par rapport à des conditions de références définies par l'éclairement, la distribution spectrale et la température [1].

Les performances des modules sont évaluées selon leurs puissances crêtes car le marché photovoltaïque en dépend. La puissance crête d'un module est la puissance qu'il peut délivrer lorsqu'il est branché à sa charge optimale et soumis à un éclairement incident de  $1\text{kW/m}^2$  (spectre AM1.5) (figure 4.1) et à une température de cellule fixée à  $25^\circ\text{C}$  [1].

Depuis plusieurs années, des procédures de test outdoor et des modèles des performances photovoltaïques ont été élaborés afin d'assurer que les performances actuelles soient comparables à celles évaluées et ceci dans le souci de maintenir élevé

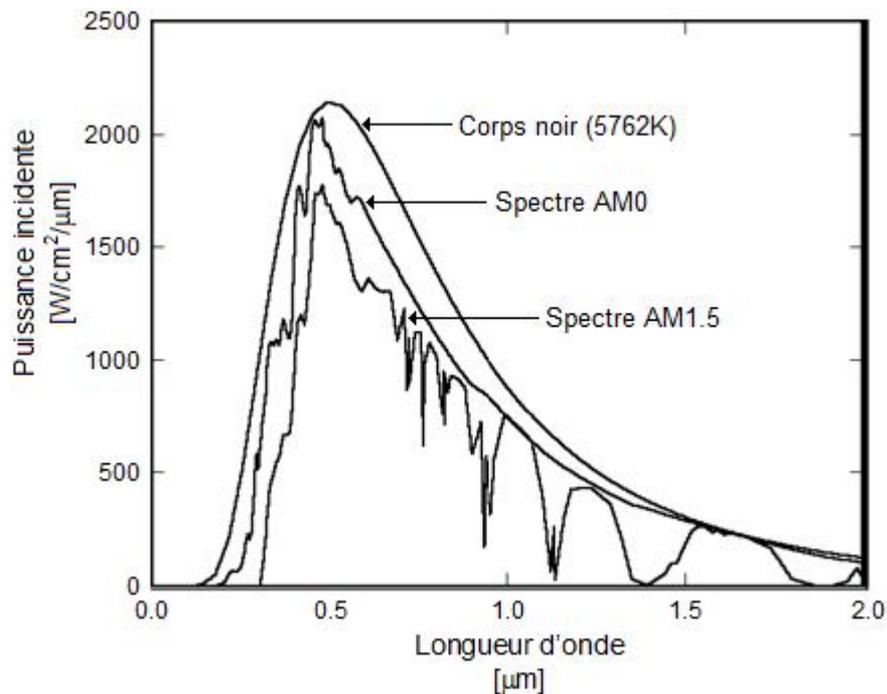


Figure 4.1. Spectre de radiation d'un corps noir à 5762 K, spectrum AM0 et spectre global AM1.5 (référence [1])

le taux de satisfaction de l'utilisateur. Dans cette perspective, des efforts considérables ont été fournis par des agences comme ASTM, IEEE et IEC vers une standardisation des méthodes de test [1,40].

Les mécanismes physiques de l'influence de la température et de l'éclairement sur les performances d'une cellule (module) sont bien connus, de telle sorte qu'en principe, la prédiction de la sortie du module puisse être intégrée dans les modèles physiques. Toutefois, ceci est impraticable et les chercheurs et concepteurs font état de différentes approches plus complexes [1].

En réalité, les performances des modules ou systèmes photovoltaïques sur site réel sont extrêmement influencées par l'orientation, l'éclairement total incident, la distribution spectrale solaire, la vitesse du vent, la température de l'air, la saleté et autres facteurs de pertes [1,12,41]. Toutefois, les principaux facteurs sont la température, l'éclairement et la distribution spectrale. Si l'effet de la température sur la sortie des modules est bien connu, alors l'influence de la distribution du spectre solaire sur leurs performances outdoor n'est pas tout à fait comprise [12].

Ceci oblige la recherche d'autres méthodes pour la prédiction des réponses des modules sous différentes conditions en vue d'évaluer correctement la production annuelle d'un système photovoltaïque en opération.

En général, les modules photovoltaïques subissent, après leur production, des tests de performance. Ces tests font partie des activités les plus importantes dans le procédé de fabrication. La puissance de sortie, ainsi déterminée à partir de ces tests, est spécifiée pour un niveau particulier d'irradiation ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ) et une température de cellule ( $25^\circ\text{C}$ ). Ces conditions de fonctionnement sont ce qu'on appelle conditions de test standards (STC) [25].

## **2. Les conditions de test standards**

Souvent, les cellules ou modules photovoltaïques sont estimés en termes de leurs performances obtenues pour les conditions de test standards définies par la température, le spectre solaire et l'éclairement total [42]. En fonctionnement réel (outdoor), les conditions de fonctionnement du module ne sont pas obligatoirement identiques à celles du test en laboratoire. Puisque les performances des modules varient avec les paramètres environnementaux, il devient, alors, essentiel d'éviter aux chercheurs et utilisateurs d'ajuster les conditions actuelles pour maximiser le rendement [1]. C'est pourquoi, on a pensé qu'il serait plus convenable de présenter ces performances sous une forme normalisée afin de pouvoir les comparer pour différents modules. Cette normalisation des performances est réalisée en effectuant une extrapolation des données mesurées (outdoor) pour des conditions de références identiques à celles du test en laboratoire (indoor). Cette opération est, communément, connue sous le nom de translation aux conditions de test standards (STC) [43]. Le choix des conditions de références, auxquelles la translation est effectuée, est une question de convention seulement. Pour les conditions de références usuelles, ce choix a été dicté par la possibilité de comparer directement les données outdoor avec celles effectuées en laboratoire (indoor) [43].

Le rendement de conversion de puissance pour les conditions STC est la méthode la plus utilisée dans l'évaluation des performances des modules [1].

## 2.1. Les équations de translation aux conditions STC

La procédure d'extrapolation d'une courbe I-V mesurée nécessite de faire correspondre, à chaque paire courant-tension de la caractéristique mesurée, une autre paire de la courbe STC et cela en incluant les corrections de la déviation, par rapport à la courbe STC, dues aux effets simultanés de l'éclairement ( $1000\text{W/m}^2$ ) et de la température du module ( $25^\circ\text{C}$ ). On suppose, dans ce cas, que la température du module, reste constante tout au long du relevé de la caractéristique [1,44].

La littérature propose deux méthodes standards presque similaires (ASTM et IEC) pour la translation aux conditions standards [44]. Les valeurs du courant et de la tension sont calculées en utilisant les équations suivantes [44,45]:

$$I_{STC} = I_{mes} \left( \frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) + \alpha (T_{c,mod} - T_{STC}) \quad (\text{Equation 4.1})$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta (T_{STC} - T_c) - R_s (I_{STC} - I_{mes}) + V_t \ln \left( \frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) \quad (\text{Equation 4.2})$$

avec :

$I_{STC}$ : courant du module aux conditions standards (A),

$V_{STC}$ : tension du module aux conditions standards (V),

$I_{mes}$ : courant mesuré du module (A),

$V_{mes}$ : tension mesurée du module (V),

$H_{STC}$ : éclairement de référence ( $1000\text{ W/m}^2$ ),

$H_{mes}$ : éclairement incident mesuré ( $\text{W/m}^2$ ),

$T_{STC}$ : température de référence du module ( $25^\circ\text{C}$ ),

$T_{c,mod}$ : température mesurée (ou estimée) du module ( $^\circ\text{C}$ ),

$\alpha$ : coefficient de température pour le courant ( $\text{A}/^\circ\text{C}$ ),

$\beta$ : coefficient de température pour la tension ( $\text{V}/^\circ\text{C}$ ),

$R_s$ : résistance série du module,

$V_t$ : tension thermique du module.

Aucune circulation de courant n'a lieu au point du circuit ouvert. Donc, le terme de la résistance série s'annule et on peut écrire, alors :

$$V_{oc,STC} = V_{oc,mes} - \beta (T_{STC} - T_c) + V_t \ln \left( \frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) \quad (\text{Equation 4.3})$$

On remarque que la tension en circuit ouvert dépend fortement de la température (même influence que la concentration intrinsèque). Elle diminue presque linéairement avec ce paramètre [1].

La puissance maximale aux conditions STC sera donc :

$$P_{max,STC} = V_{max,STC} \cdot I_{max,STC} \quad (\text{Equation 4.4})$$

## 2.2. Limitations des conditions STC

Historiquement, les performances des cellules et des modules PV étaient déterminées par référence aux conditions STC. Au début, ce choix avait pour but d'imiter les conditions réelles mais aussitôt, on s'est aperçu qu'on était loin de la réalité pour faciliter les tests outdoor [40]. La puissance crête, pour les conditions standards, est généralement indiquée sur la plaque signalétique du module. Malheureusement, dans la plupart des cas, les conditions dominantes sous éclairage naturel et les conditions de la plaque signalétique ne concordent pas [1].

En effet, une distribution spectrale définie par AM1.5 et un éclairage de  $1000\text{W/m}^2$  sont représentatifs des conditions typiques de fonctionnement des modules photovoltaïques à un ciel clair mais la température de  $25^\circ\text{C}$  ne l'est pas [40,46]. Les tests de caractérisation outdoor ont montré que les modules photovoltaïques fonctionnent, en général, à des températures bien supérieures à  $25^\circ\text{C}$  ( $40$  à  $60^\circ\text{C}$ ) [1,40]. Souvent, cette différence de température entre les conditions STC et les conditions actuelles a été, malheureusement, une source d'erreurs de conception, de difficultés de commercialisation et d'insatisfaction des utilisateurs [40]. La puissance mesurée réellement est, souvent, inférieure à celle indiquée par le constructeur [1].

Par exemple, avec la méthode ASTM appliquée aux champs photovoltaïques, la précision n'était pas meilleure que  $\pm 10\%$  [41,47]. En outre, sur site réel, il a été constaté des disparités entre les mesures extrapolées aux conditions standard et celles effectuées en laboratoire ou fournies par le fournisseur des modules [44].

Par ailleurs, les méthodes de translation standards ne tiennent pas compte des influences de quelques paramètres:

### 2.2.1. Influence du spectre solaire

La distribution spectrale de l'éclairement solaire influe directement sur le courant généré par une cellule ou module solaire. Cependant, l'effet de cette grandeur et son importance réelle sur la production d'un système photovoltaïque ne sont pas saisis bien comme il faut. Plusieurs facteurs contribuent à la variation de la distribution spectrale: les agents atmosphériques (précipitation, quantité d'ozone, turbidité, nuages, poussière,...), la latitude du site, la saison et la période du jour où sont effectuées les mesures. Cependant, les tests expérimentaux ont montré que, pour des conditions du ciel clair, l'influence du spectre solaire peut être expliquée en considérant uniquement l'effet du nombre de masse d'air sur le courant de court-circuit [40,41,47,48].

Néanmoins, des fonctions empiriques ont été utilisées pour compenser l'influence de la distribution spectrale [40,41,47].

### **2.2.2. Influence de l'angle d'incidence solaire**

Les modules PV ont montré un comportement optiquement dépendant de l'angle d'incidence solaire de l'éclairement direct par deux effets. Le 1<sup>er</sup> effet, lié uniquement à la géométrie, est le cosinus de l'angle d'incidence. Le 2<sup>ème</sup> effet est dû à la conception du module à travers les caractéristiques optiques de sa surface avant (matériaux du module situés entre le soleil et les cellules solaires). Par exemple, dans le cas d'un module avec une couverture avant en verre, la réflexion devient un facteur dominant dans l'effet optique. Elle augmente de façon significative pour les angles d'incidence supérieurs à 50°. Suite à cet effet, le courant  $I_{cc}$  d'un module varie directement avec le cosinus de l'angle d'incidence. La réponse du module pour une radiation diffuse uniforme est supposée n'avoir aucune dépendance de l'angle d'incidence. De façon analogue à l'influence du spectre solaire, des fonctions empiriques permettent de compenser cet effet [40,41,47].

### **2.2.3. Les coefficients de température:**

Les coefficients de température expriment les taux de changement (les dérivées), par rapport à la température, de différents paramètres liés aux performances des modules et champs photovoltaïques. Ces dérivées peuvent être déterminées pour plusieurs grandeurs comme le courant de court-circuit, la tension du circuit ouvert, la

puissance maximale, le facteur de forme, le rendement,... [49]. Actuellement, les coefficients de température jouent un rôle important dans la conception et le dimensionnement des systèmes PV. Les procédures pour mesurer ces coefficients pour les cas des modules et champs ne sont pas encore standardisées [49].

En général, les fabricants des modules photovoltaïques fournissent de façon spécifique les coefficients qui caractérisent la sensibilité à la température de trois paramètres: la puissance maximale ( $\gamma$ ), le courant de court-circuit ( $\alpha_{I_{cc}}$ ) et la tension en circuit ouvert ( $\beta_{V_{oc}}$ ). Ces trois coefficients sont mesurés à un éclairement de  $1000\text{W/m}^2$  et sont supposés constants pour toutes les valeurs d'éclairement et de température auxquelles, un module photovoltaïque peut être soumis (applications terrestres) [50].

Pour traduire une courbe I-V mesurée d'une température à une autre, les méthodes standard (ASTM et IEC) utilisent seulement deux coefficients l'un pour le courant et l'autre pour la tension. Ces deux coefficients doivent être appliqués pour tous les points d'une caractéristique I-V. Toutefois, des tests expérimentaux ont confirmé que cette hypothèse est souvent non valide et c'est l'une des raisons pour lesquelles les méthodes de translation sont moins précises. En effet, la caractérisation outdoor, pour quatre différents modules commercialisés, a montré que les coefficients de température au point de puissance maximale étaient considérablement différents de ceux déterminés aux points du circuit ouvert et du court-circuit. Les résultats ont montré que quatre coefficients distincts sont nécessaires et suffisants pour modéliser, avec précision, les performances pour une large gamme de conditions de fonctionnement [40,47,49].

Par ailleurs la méthode standard ASTM a spécifié que les coefficients de température sont déterminés en utilisant une distribution spectrale standard de  $1000\text{W/m}^2$  mais d'un point de vue pratique, on a besoin de les appliquer aussi à d'autres niveaux d'éclairement [49]. À titre d'exemple, il a été vérifié que la valeur de  $-0.5\%$ , donnée au coefficient de température de la puissance maximale, souvent utilisée dans le cas des modules au silicium cristallin est valide seulement pour  $1000\text{W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ . Donc pour analyser les performances d'un module, les coefficients

de température appropriés pour toute la caractéristique sont nécessaires [47]. En résumé, il est difficile d'appliquer les coefficients de température car ils peuvent être, eux même, fonction de l'éclairement et d'autres facteurs [6,50]. En effet, des analyses des données fournies par plusieurs systèmes et applications photovoltaïques ont révélé une diminution de la sensibilité de la puissance du module à la température quand le niveau d'éclairement diminue. D'ailleurs, aux faibles éclairagements, une inversion du signe du coefficient  $\gamma$  a été même constatée se traduisant par une augmentation de la puissance du module avec la température [50].

#### **2.2.4. La température de fonctionnement du module**

La température à laquelle un module photovoltaïque fonctionne est celle déterminée par l'équilibre entre la quantité de chaleur générée par le module et celle perdue à son environnement [51].

Le bilan thermique dictant la valeur de la température du module est complexe. Il est affecté par des facteurs liés à la conception, l'orientation et la configuration du montage du module (support ouvert ou intégré au toit), vitesse et direction du vent, rayonnement et degré d'équilibre thermique [40,47]. Les différents mécanismes de perte de chaleur sont: la conduction, la convection et le rayonnement. La conduction est due à la différence de température entre le module photovoltaïque et les autres matériaux avec lesquels il est en contact. La capacité du module à transférer la chaleur à son entourage est caractérisée par la résistance thermique [51,52].

La convection, qui est le principal mécanisme de dissipation de chaleur dans les applications terrestres, est due au vent qui souffle à travers le module. Le rayonnement, troisième mécanisme de la dissipation de chaleur, ne doit pas être négligé [1,51,52].

Plusieurs approches ont été développées afin de tenir compte de la baisse de la performance d'un module photovoltaïque suite à l'augmentation de sa température. En effet, divers modèles thermiques fournissent des estimations assez précises de la température de fonctionnement du module photovoltaïque mais nécessite les profils de l'éclairement, de la température ambiante et de la vitesse du vent en plus des

propriétés matérielles du module (coefficient de transfert de chaleur global,...) [34,46,51,52].

Un moyen pour contourner une telle complexité et de diminuer le nombre de paramètres d'entrée et de résumer le comportement thermique des modules photovoltaïques dans un paramètre seulement qui, néanmoins, doit être ajusté selon le mode d'implantation du module [1,46]. On définit, alors, la température de fonctionnement nominal de la cellule (*NOCT*). Elle correspond à la température cellule quand la température ambiante est égale à 20°C, l'éclairement sur le plan du module fixé à 800W/m<sup>2</sup> et la vitesse du vent égale à 1m/s [1,46]. Cependant, la détermination de la température *NOCT* avec une incertitude moins que ±2°C s'est avérée délicate en raison des difficultés rencontrées lors des mesures de la température des cellules dans un module encapsulé et de l'effet de la direction du vent et d'autres facteurs [1].

Une simplification est, alors, adoptée en supposant que l'écart température cellule-température ambiante augmente linéairement avec l'éclairement. Le coefficient de linéarité dépend de l'installation du module, la vitesse du vent, l'humidité ambiante, etc ... même si une seule valeur est utilisée pour caractériser un type de module. Cette information est contenue dans la *NOCT*. Pour différentes valeurs de l'éclairement, la température cellule peut être calculée par: [1,46]

$$T_c = T_a + \left(1 - \frac{\eta}{\tau\alpha}\right) \left(\frac{NOCT-20}{800}\right) \cdot H \quad (\text{Eq. 4.5})$$

Avec :

$T_c$  : la température de la cellule (ou de jonction) (°C)

$T_a$  : la température ambiante (°C)

$H$  : l'éclairement solaire (W/m<sup>2</sup>)

$\tau\alpha$  : un paramètre lié aux propriétés thermiques du module,

$\eta$  : le rendement du module

En général, l'équation 4.5 est simplifiée par l'expression suivante [1]:

$$T_c = T_a + \frac{H}{800} (NOCT - 20) \quad (\text{Equation 4.6})$$

### 2.2.5. Mesure de la température du module

La mesure de la température d'un dispositif de conversion photovoltaïque (cellule, module,...) peut être difficile. En principe, la température qui doit être relevée est celle de la jonction du semi-conducteur. Pour le cas du module, le contact avec les cellules individuelles est impossible. En pratique, la seule température qu'on peut mesurer est celle de la surface arrière du module (paramètre simple à mesurer) [6,40,47].

Toutefois, la température de la cellule à l'intérieur du module est typiquement plus chaude que la surface arrière. Divers facteurs augmentent l'écart  $\Delta T$  de la température: la conductivité thermique des matériaux utilisés comme substrat, le niveau d'éclairement et le manque d'équilibre thermique en environnement outdoor qui peut résulter des passages nuageux, les transitions des levers et couchers du soleil, ou des changements brusques de la vitesse ou de la direction du vent [6,40,47]. La référence E401 indique qu'à  $1000\text{W/m}^2$ , l'écart peut être en moyenne égal à  $2.5^\circ\text{C}$  pour des modules typiques au silicium cristallin [6].

Un autre problème qu'il ne faut pas oublier est que la température d'un module varie d'une cellule à une autre nécessitant la recherche d'une valeur moyenne. Ce problème est plus aggravé dans le cas des champs de modules [6].

Des travaux effectués ont permis d'élaborer une relation empirique qui permet d'estimer, avec une précision acceptable ( $\pm 5^\circ\text{C}$ ), la température du module en fonction de la vitesse du vent. L'incertitude dans la puissance de sortie estimée était, alors, inférieure à 3% [40,47]:

$$T_m = \frac{H}{H_0} [T_1 \cdot \exp(b \cdot WS) + T_2] \quad (\text{Equation 4.7})$$

$T_m$ : température à la surface arrière du module ( $^\circ\text{C}$ )

$T_a$ : température ambiante ( $^\circ\text{C}$ )

$H$ : éclairement incident sur la plan du module ( $\text{W/m}^2$ ),

$H_0$ : éclairement de référence ( $1000\text{W/m}^2$ ),

$WS$ : vitesse du vent à la hauteur standard de 10 mètres ( $\text{m/s}$ ),

$T_1, T_2$  et  $b$ : sont des coefficients empiriques.

L'équation 4.8 Donne une simple relation entre la température à l'arrière du module et la température cellule [40]:

$$T_c = T_m + \frac{H}{H_0} \cdot \Delta T \quad (\text{Equation 4.8})$$

### 3. Autres méthodes d'évaluation des performances

Les systèmes photovoltaïques sont appelés à fonctionner dans une large gamme de la température et de l'éclairement solaire. En effet, en dépit que les conditions de test standards (STC) concordent avec les normes standards (IEC 61215), elles ne peuvent pas être représentatives des conditions dans lesquelles, les modules photovoltaïques sont appelés à fonctionner. En général, un niveau d'éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$  sur le plan des modules est atteint pendant seulement des petites heures autour du midi solaire. Souvent, les modules photovoltaïques fonctionnant sur site réel, verront leurs températures dépasser la température de référence ( $25^\circ\text{C}$ ) de plus de  $30^\circ\text{C}$  surtout quand l'éclairement dépasse  $900 \text{ W/m}^2$  [6]. Par conséquent, ni la puissance crête du module ni le rendement du module aux conditions standards n'auront une forte chance d'être observés dans les conditions réelles de fonctionnement [40,46]. Ceci a suscité la recherche d'autres méthodes d'extrapolation où la température de référence est élevée à une valeur plus représentative des conditions d'opération des modules [40].

Ces inconvénients poussèrent les spécialistes à rechercher d'autres méthodes qui peuvent considérer les conditions réelles d'opération des modules [6,40]. D.King et al proposèrent une méthode de test de modules photovoltaïques qui donne la performance à la température de fonctionnement réelle. La méthode tient compte des influences interactives des conditions de fonctionnement telles que: l'éclairement, la température de jonction, le nombre absolu de masse d'air et l'angle d'incidence du module.

Pour cela, ces auteurs ont introduit une méthode appelée ARC (Array Rating Condition) qui est similaire à la méthode STC sauf que la température de référence est remplacée par une valeur plus grande et plus représentative des conditions actuelles de

fonctionnement du module. Dans ce cas, les paramètres des performances du module pour des conditions arbitraires de fonctionnement sont déterminés en utilisant les cinq équations suivantes [1,40]:

$$I_{sc} = (H/H_0)f_1(AM_a)f_2(AOI)[I_{sc0} + \alpha_{Isc}(T_c - T_{ref})] \quad (\text{Equation 4.9})$$

$$H_e = I_{sce}/I_{sc0} \quad (\text{Equation 4.10})$$

$$I_m = C_0 + H_e[C_1 + \alpha_{Im}(T_c - T_{ref})] \quad (\text{Equation 4.11})$$

$$V_{oc} = V_{oc0} + C_2 \ln(H_e) + \beta_{Voc}(T_c - T_{ref}) \quad (\text{Equation 4.12})$$

$$V_m = V_{m0} + C_3 \ln(H_e) + C_4 [\ln(H_e)]^2 + \beta_{Vm}(T_c - T_{ref}) \quad (\text{Equation 4.13})$$

Avec :

$H$  : éclairement solaire sur le plan du module mesuré à l'aide d'un pyranomètre avec compensation de l'effet de l'angle d'incidence ( $W/m^2$ )

$H_0$  : éclairement solaire de référence ( $1000 W/m^2$ )

$AM_a$  : nombre absolu d'air mass

$AOI$  : angle d'incidence solaire (en degrés)

$T_c$  : température des cellules à l'intérieur du module ( $^{\circ}C$ ),

$T_0$  : température de référence des cellules à l'intérieur du module ( $^{\circ}C$ ),

$f_1(AM_a)$  : fonction empirique décrivant l'influence du spectre solaire sur le courant de court-circuit,

$f_2(AOI)$  : fonction empirique décrivant l'influence de l'angle d'incidence solaire sur le courant de court-circuit,

$I_{sc0}$  : valeur du courant de court-circuit à  $H=1000 W/m^2$ ,  $AM_a = 1.5$ ,  $T_c = T_0$   $^{\circ}C$ ,  $AOI = 0^{\circ}$ ,

$I_{mp0}$  = valeur de  $I_m$  pour  $E_e = 1$  et  $T_c = T_0$   $^{\circ}C$ ,

$V_{oc0}$  = valeur de  $V_{oc}$  ( $E_e = 1$ ,  $T_c = T_0$   $^{\circ}C$ ),

$V_{m0}$  = valeur de  $V_m$  pour  $E_e = 1$  et  $T_c = T_0$   $^{\circ}C$ ,

$\alpha_{Isc}$  : coefficient de la variation du courant de court-circuit avec la température,  $A/^{\circ}C$ ,

$\alpha_{Im}$  : = coefficient de la variation du courant maximal avec la température,  $A/^{\circ}C$ ,

$\beta_{Voc}$  = coefficient de la variation de la tension du circuit ouvert avec la température,  $V/^{\circ}C$ ,

$\beta_{Vm}$  = coefficient de la variation de la tension maximale avec la temperature,  $V/^{\circ}C$ ,

$C_0, C_1$  : coefficients empiriques qui lient  $I_m$  à l'éclairement,

$C_2$  : coefficients empiriques qui lient  $V_{oc}$  à l'éclairement,

$C_3, C_4$  = coefficients empiriques qui lient  $V_{mp}$  à l'éclairement,

La notion de l'éclairement effectif  $H_e$  a été utilisée pour tenir compte du fait que les dispositifs photovoltaïques ne répondent pas à toutes les longueurs d'onde contenues dans le spectre solaire. On remarque, alors, que ces équations permettent de faire des compensations des effets du spectre solaire et de l'angle d'incidence [1,40].

Pour plusieurs types de modules, cette méthode a montré une bonne concordance entre les puissances mesurées et modélisées avec une erreur de moins de 3% [40,47].

D'autres groupes de chercheurs ont adopté une autre alternative pour l'évaluation et la comparaison des performances des modules photovoltaïques. La méthode est basée sur les mesures des performances sur sites réels, puis l'analyse des données pour ressortir des corrélations. Dans ce sens, une méthode populaire adoptée donne une corrélation linéaire de la puissance produite en fonction de la température de l'air, la vitesse du vent et l'éclairement total sur le plan du module [1].

Par ailleurs, d'autres méthodes basées sur les énergies intégrées sur une période considérée sont citées par la littérature [1].

#### **4. Problème des mesures**

Il ne faut pas parler de performances des modules photovoltaïques sans aborder le problème des mesures qui peuvent les affecter de façon directe. En effet, les erreurs des mesures de l'éclairement et de la température influent sur la précision des performances évaluées en fonctionnement outdoor.

##### **4.1. Mesure de l'éclairement solaire:**

Historiquement, les erreurs de mesures de l'éclairement ont beaucoup contribué à l'incertitude commise lors de l'évaluation des performances des modules photovoltaïques en fonctionnement outdoor. En effet, les valeurs mesurées de l'éclairement sur le plan des modules sont utilisées pour effectuer la translation des performances pour un niveau d'éclairement de référence. Souvent, on ignore cette erreur systématique qui est due à la sensibilité des pyranomètres à l'angle d'incidence. En effet, les méthodes standard pour l'étalonnage des pyranomètres se limitent à un seul nombre d'étalonnage souvent mentionné pour un angle d'incidence égal à 45°. Avec les corrections adéquates pour la compensation de cet effet, il est possible de diminuer l'incertitude des mesures de l'éclairement à moins de 3% [40,47].

## 4.2. Mesure de la température

Avec un simple module en laboratoire, la mesure de la température est relativement facile à réaliser car elle est, souvent, fixée par un contrôle thermique pour mesurer les autres paramètres électriques du dispositif. Cependant, en fonctionnement outdoor, une telle mesure devient plus difficile. Le contact à la surface arrière, l'écart de température entre la jonction et la surface arrière et l'état de la charge électrique peuvent compliquer les mesures. En principe, la température doit être mesurée directement mais cela est impossible car il est impraticable de fixer, à chaque cellule, un détecteur de température. Pour cela, on propose de mesurer la température à la surface arrière du module. Toutefois, cette température peut varier, de façon significative, par rapport à celle de la jonction [44].

## 5. Détermination des performances des modules

Dans le chapitre précédent, on a déterminé les principaux paramètres de l'équation mathématique décrivant les caractéristiques électriques des différents modules photovoltaïques testés. Ces paramètres ont permis, alors, d'effectuer, aux erreurs près, un lissage graphique des caractéristiques relevées expérimentalement.

Dans ce chapitre, on va s'occuper d'une tâche très importante dans la caractérisation outdoor à savoir, la détermination des performances des différents modules expérimentés dans des conditions environnementales réelles (éclairage et température). Deux paramètres importants permettent d'évaluer les performances d'un module photovoltaïque: le point de puissance maximale et le facteur de forme [6]. Ce dernier dépend de la valeur de puissance maximale (équation 1.9).

Un premier examen visuel des courbes I-V, obtenues par lissage graphique et présentées dans les figures 3.9 et 3.10, permet de constater que les points de puissance maximale se situent du côté gauche des caractéristiques. Par conséquent, une telle localisation implique une réduction des valeurs des puissances maximales.

Evidemment, il n'est pas possible de déduire les points de puissances maximales des modules testés à partir des courbes I-V obtenues expérimentalement. Pour cette raison, les courbes, obtenues par lissage graphique, ont été utilisés pour la

détermination des valeurs des puissances maximales. Il faut, cependant, noter que cette détermination est accompagnée d'erreurs causées essentiellement par le lissage graphique des points expérimentaux qui sont beaucoup dispersés. En outre, le caractère implicite et non linéaire du modèle, à une seule diode, utilisé dans cette étude a impliqué quelques difficultés dans l'estimation de  $P_{max}$ .

Les puissances maximales des différents modules testés ont été estimées en faisant recours aux méthodes numériques utilisées dans la découverte des maxima d'une fonction. On cherche, alors, la solution du point  $(V_m, I_m)$  qui annule la dérivée de la fonction  $P(V, I)$ . Le type implicite du modèle utilisé ne permet pas de trouver directement le zéro de la fonction  $dP(V, I)$ . Toutefois, on essaye de cerner, numériquement, cette solution en combinant la méthode de recherche des maxima d'une fonction avec les itérations successives pour aboutir à une solution qui remplit un critère fixé pour la précision [3].

La fonction de la puissance  $P$  est donnée par:

$$P = V.I \quad \text{(Equation 4.14)}$$

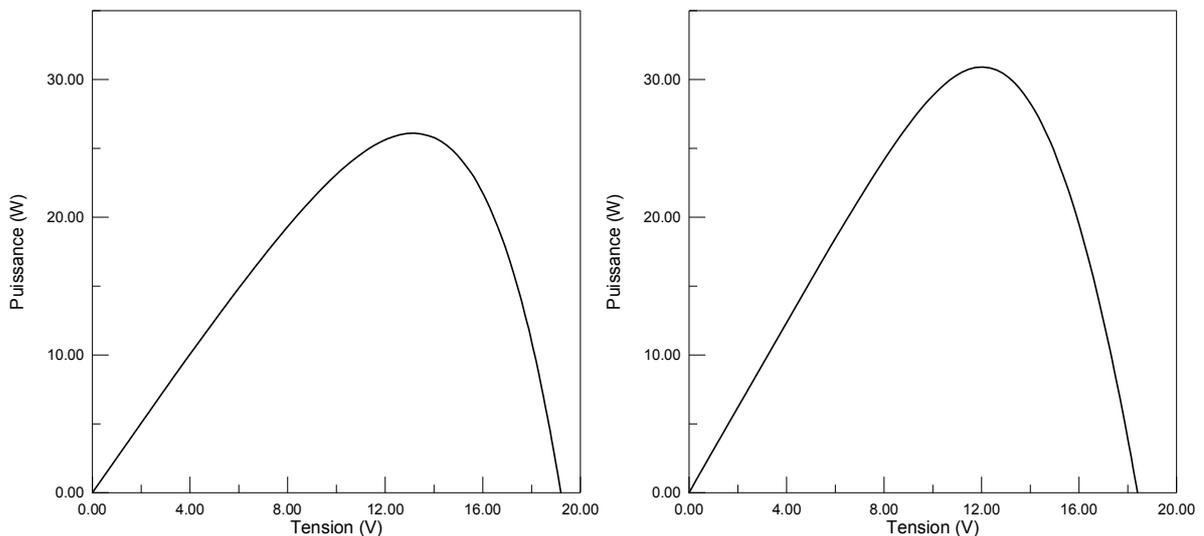


Figure 4.2. Courbe de la puissance du module en fonction de la tension

Le tracé des valeurs de la puissance du module en fonction de la tension montre des courbes similaires à celles représentées dans la figure 4.2. Ces courbes diffèrent d'un module à l'autre et selon les conditions environnementales (éclairage et

température). On remarque qu'elles présentent un extrémum qui correspond au point de la puissance maximale pour lequel la dérivée s'annule.

La dérivée totale de  $P$  s'exprime par:

$$dP = \frac{\partial P}{\partial V} + \frac{\partial P}{\partial I} \quad (\text{Equation 4.15})$$

Après avoir effectué quelques transformations mathématiques nécessaires, les expressions des dérivées partielles de la fonction  $P$  sont données par les équations (4.16) et (4.17):

$$\frac{\partial P}{\partial V} = - \frac{\lambda \cdot I}{R_{sh} \cdot (I_{ph} - \beta \cdot I - (V/R_{sh}) + I_0)} \quad (\text{Equation 4.16})$$

$$\frac{\partial P}{\partial I} = -2 \cdot R_s \cdot I - \frac{\lambda \cdot \beta \cdot I}{I_{ph} - \beta \cdot I - V/R_{sh} + I_0} + \lambda \cdot \ln \left[ \frac{I_{ph} - \beta \cdot I - (V/R_{sh})}{I_0} + 1 \right] \quad (\text{Equation 4.17})$$

En lisant les équations ci-dessus, on peut s'apercevoir rapidement de la complexité de la fonction  $dP(V,I)$ . Toutefois, l'exécution d'un programme de calcul numérique a permis de faire une estimation, avec une meilleure précision, des valeurs des puissances maximales des différents modules photovoltaïques pour les conditions de test considérées (éclairage et température). Dans le tableau 4.1, sont données quelques valeurs trouvées des puissances maximales des modules photovoltaïques testés. Les valeurs correspondantes de l'éclairage solaire et de la température

Tableau 4.1. Puissance maximale de quelques modules

<b>Module</b>	<b><math>H</math> (<math>W/m^2</math>)</b>	<b><math>T_a</math> (<math>^{\circ}C</math>)</b>	<b><math>P_{max}</math> (<math>W</math>)</b>
01	660.0	24.0	24.97
02	730.0	28.0	22.32
05	1030.0	31.1	26.33
11	1020.0	32.0	27.67
17	980.0	32.3	26.36
20	810.0	25.2	27.23
23	870.0	22.8	23.70
24	870.0	22.6	23.32
27	910.0	23.7	24.45
28	910.0	31.5	27.3

ambiante sont mentionnées également.

## 6. Translation des caractéristiques aux conditions standards

Avec leurs formes antérieures, les caractéristiques I-V obtenues par modélisation numérique ne semblent pas être commode pour une utilisation subséquente car elles ont été relevées pour des conditions environnementales différentes. Elles doivent, alors, être présentées pour des conditions ambiantes identiques afin de pouvoir effectuer une comparaison entre elles [43]. Cette opération correspond à la translation aux conditions standards. Elle permet de comparer les caractéristiques I-V obtenues expérimentalement et celles fournies par le constructeur des modules [3,34].

La littérature propose différentes conditions de références auxquelles les caractéristiques I-V sont traduites. Cependant, la méthode de translation la plus utilisée, en général, correspond aux valeurs de l'éclairement solaire et de la température ambiante respectivement égales à  $1000 \text{ W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ .

Dans le cas de cette étude, les caractéristiques outdoor des modules testés ont été traduites aux conditions STC en utilisant les formules des équations 4.1 et 4.2 détaillées au début du présent chapitre.

Le paramètre  $T_c$  correspond à la température de jonction des cellules du module. Elle est calculée en utilisant le modèle très connu de la température de jonction d'une cellule solaire et trouvé dans plusieurs références bibliographiques [1,19,53]. On suppose, alors, que le module a une température équivalente qui représente toutes les cellules qui le composent [3]. Elle est exprimée, alors, par l'équation simplifiée 4.6.

Le nombre élevé de modules photovoltaïques à tester a rendu impraticables les mesures de leurs températures  $T_{c,mod}$  car cela nécessitait de placer, à l'arrière de chacun d'eux, un capteur de température. C'est pourquoi, on a utilisé les valeurs mesurées de la température ambiante avec tout le risque d'erreurs que cela puisse apporter. En effet, les météorologues recommandent de mesurer la température ambiante sous un abri et à une hauteur voisine de 1,5 mètre car c'est le seul moyen de protéger le capteur

de température du rayonnement. L'effet de l'environnement et du rayonnement solaire peuvent induire un réchauffement du thermomètre qui peut dépasser 10°C [54].

Les expressions de translation aux conditions standards ont été appliquées aux cas des modules photovoltaïques en utilisant les caractéristiques I-V obtenues par le lissage graphique. De nouvelles courbes ont été, alors, obtenues (figure 4.3).

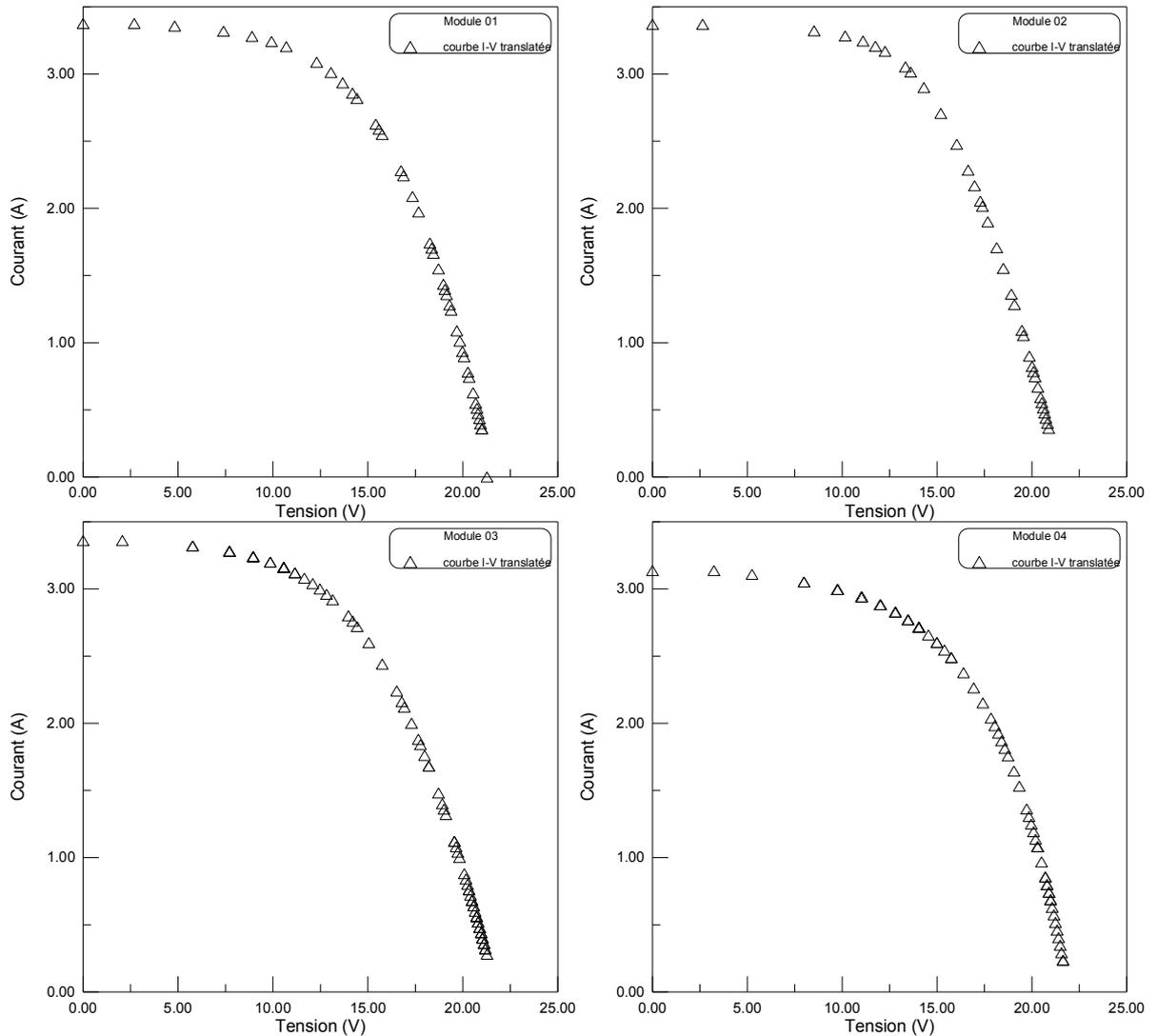


Figure 4.3(a). Caractéristiques électriques translaturées de quelques modules photovoltaïques

Pour une meilleure illustration, on a représenté, sur les figures 4.3 et 4.4, plusieurs caractéristiques translaturées aux conditions standards de quelques modules photovoltaïques. En examinant ces graphes, on peut noter que les caractéristiques des différents modules sont relativement près les unes des autres. Ceci peut être considéré

comme logique puisque les modules sont du même type. Les écarts constatés peuvent être attribués à différents facteurs, entre autres [3]:

- sources d'erreurs dues à l'expérimentation,
- les valeurs des coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  ont été supposées, respectivement, être les mêmes pour tous les modules. En outre, les valeurs de ces coefficients peuvent changer au cours du temps,
- la température du module n'a pas été mesurée pour tous les modules mais estimée par un même modèle.

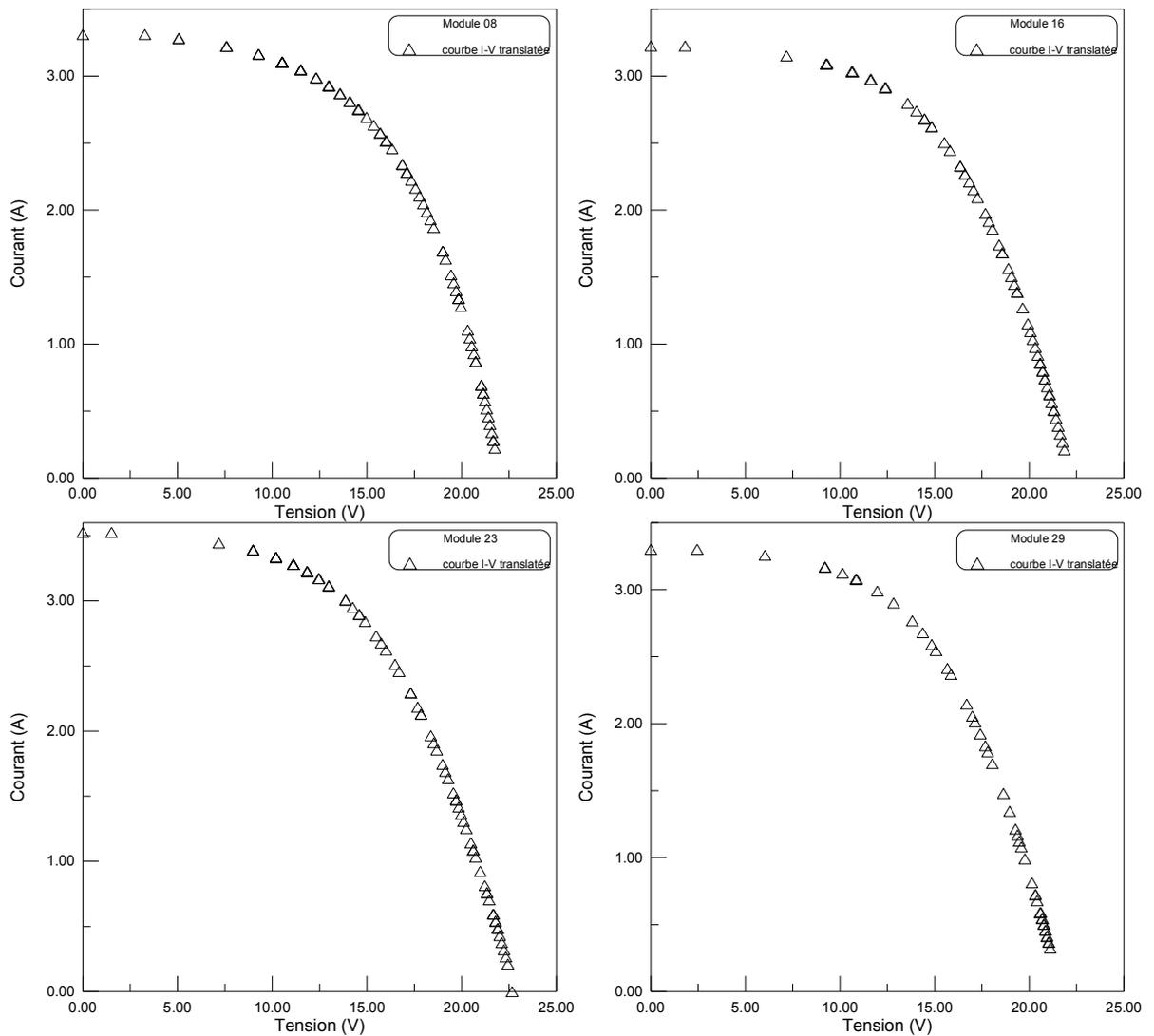


Figure 4.3(b). Caractéristiques électriques traduites de quelques modules photovoltaïques

## 7. Performances des modules aux conditions standards

La même méthode numérique, décrite précédemment et qui a permis de déterminer les points de puissances maximales des caractéristiques I-V, a été utilisée pour le cas des caractéristiques translatées.

Les valeurs des puissances maximales déterminées ainsi que des facteurs de forme et des rendements estimés pour les conditions de test standards sont données pour quelques modules photovoltaïques au tableau 4.2.

Table 4.2. Puissance maximale de quelques modules

<i>Module</i>	<i>P<sub>max,STC</sub> (W)</i>	<i>FF<sub>STC</sub> (%)</i>	<i>η(%)</i>
02	40,98	56,77	9,55
04	38,99	56,29	9,09
08	40,45	55,05	9,43
09	39,80	54,88	9,28
12	40,31	54,61	9,40
16	38,86	53,98	9,06
24	40,10	57,74	9,35
27	34,49	47,05	8,04
30	38,21	52,80	8,91
31	31,76	46,39	7,40

Les valeurs présentées au tableau 4.2 montrent une nette réduction de la puissance maximale et du facteur de forme et cela comparativement aux valeurs d'un module UDTS-50 testé en laboratoire. Le rendement a diminué en dessous de 10%. Ceci laisse à penser que les modules photovoltaïques testés ont, fort probablement, subi un phénomène de dégradation dans les performances.

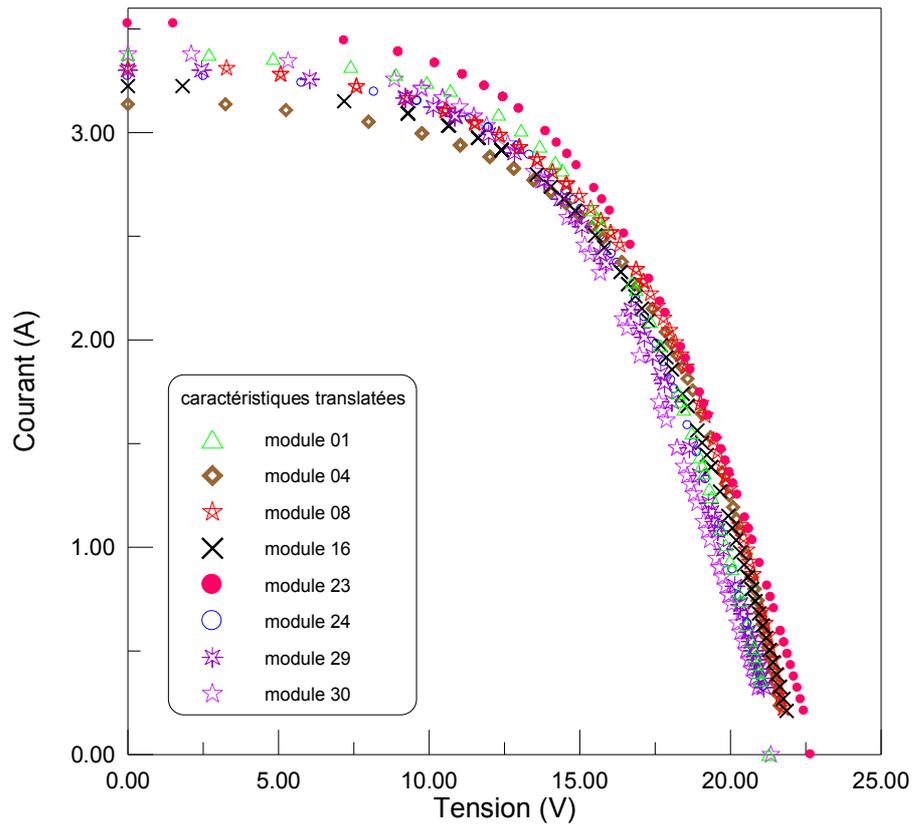


Figure 4.4. Caractéristiques électriques translées de quelques modules photovoltaïques

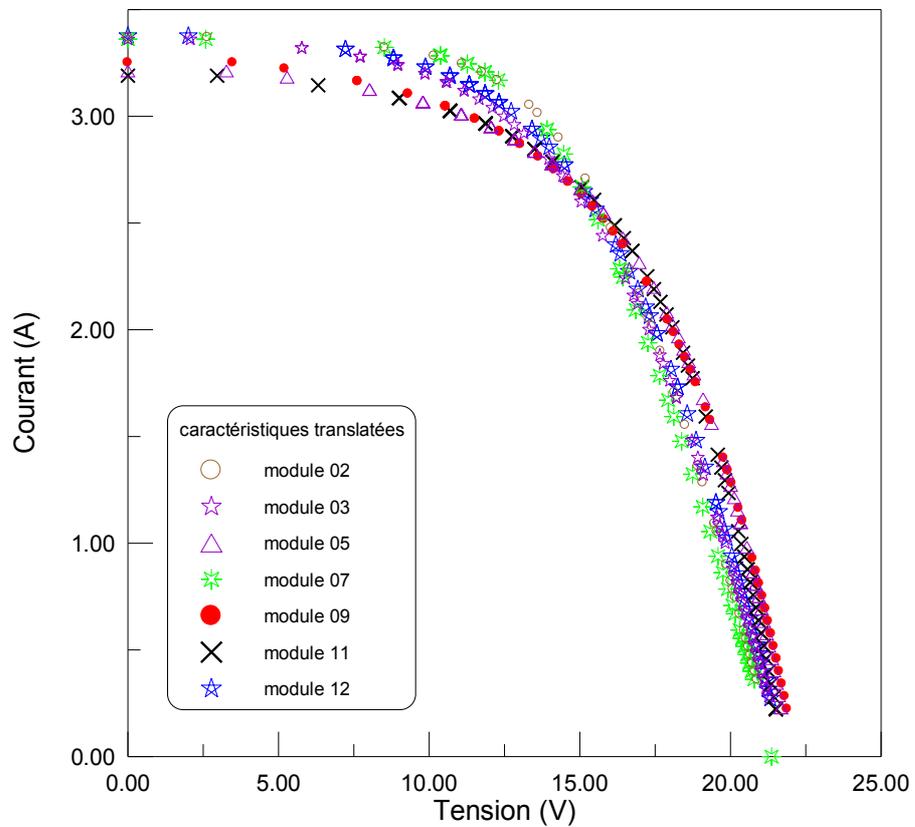


Figure 4.5. Caractéristiques électriques translées de quelques modules photovoltaïques

## 8. Dégradation des modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque peut subir, au cours du temps, une dégradation qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances. Pour une comparaison juste et significative entre les rendements des différentes technologies, les mesures doivent être effectuées après chaque dégradation initiale [1]. Afin d'étudier l'évolution, dans le temps, des performances des modules photovoltaïques, on devrait connaître leurs caractéristiques I-V obtenues en test outdoor de même que celles fournies par le fabricant et correspondant aux conditions standards (STC). Ces données peuvent servir d'étalons pour les mêmes types de modules sous test.

Dans le cadre de la présente étude, les caractéristiques initiales des modules étaient inconnues et il fallait, alors, chercher un autre moyen pour combler ce manque d'informations. C'est pourquoi, on a proposé d'utiliser les caractéristiques d'un autre module de même type (UDTS-50) fournies par le constructeur. Le tableau 4.3 résume quelques performances de ce module [3,55].

Tableau 4.3. Performances du module de type UDTS-50

Tension du circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	21.6 V
Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )	3.18 A
Tension au point de puissance maximale ( $V_m$ )	17.5 V
Courant au point de puissance maximale ( $I_m$ )	2.9 A
Puissance maximale ( $P_m$ )	49.4 W
Facteur de forme ( $FF$ )	0.72
Rendement du module ( $\eta$ )	11.6 %

Cependant, les données fournies par le constructeur du module UDTS-50 qui ont été déterminées lors des tests en laboratoire (indoor), semblent être insuffisantes pour pouvoir effectuer une comparaison avec d'autres modules testés sur site réel (outdoor). Par conséquent, une caractéristique outdoor d'un module de même type s'avère d'une utilité importante. Pour ce faire, on a choisi un module du même type (UDTS-50) dont la caractéristique I-V a été relevée expérimentalement sur le même site (Adrar). Ce module qui a été installé à l'état neuf, n'a, pratiquement, pas subi de phénomène de dégradation.

### 8.1. Le module de référence

Le module UDTS-50 proposé pour être un module de référence pour les autres modules testés a été caractérisé en 1995 en utilisant un banc expérimental constitué par une charge résistive (rhéostat) et une table traçante. La température du module est lue directement à l'aide d'un capteur de température collé directement sur la face arrière du module. Le fichier de données a été obtenu en faisant une lecture, point par point, sur un papier millimétré. Dans le cas des modules testés, les fichiers des caractéristique I-V étaient transmis numériquement. Il est évident que seuls la charge résistive et le papier millimétré représentent des sources d'erreurs de mesures.

La caractéristique expérimentale de ce module a été analysée en appliquant le même modèle implicite à une exponentielle. En effet, le lissage graphique de la courbe expérimentale a permis de déterminer les principaux paramètres. La caractéristique théorique ainsi obtenue a été, alors, considérée comme étant la caractéristique initiale de référence pour tous les modules photovoltaïques testés.

La caractéristique I-V théorique lissée graphiquement est représentée par la courbe de la figure 4.6. L'erreur estimée du lissage est égale à 0,38%.

La caractéristique translatée aux conditions standards est représentée par la figure 4.7.

Les principaux paramètres, déterminés pour ce module, sont donnés au tableau 4.4.

En comparant les valeurs contenues dans le tableau 4.4 avec celles fournies par le constructeur et montrées dans le tableau 4.3, on peut facilement constater qu'elles présentent des petits écarts (l'écart de  $P_m$  est égal à 3,83%). Puisque les modules photovoltaïques au silicium commercialisés ont montré des petits changements dans leurs performances après les premières petites heures de fonctionnement [1], les paramètres du module proposé peuvent servir de référence pour les cas des modules photovoltaïques testés.

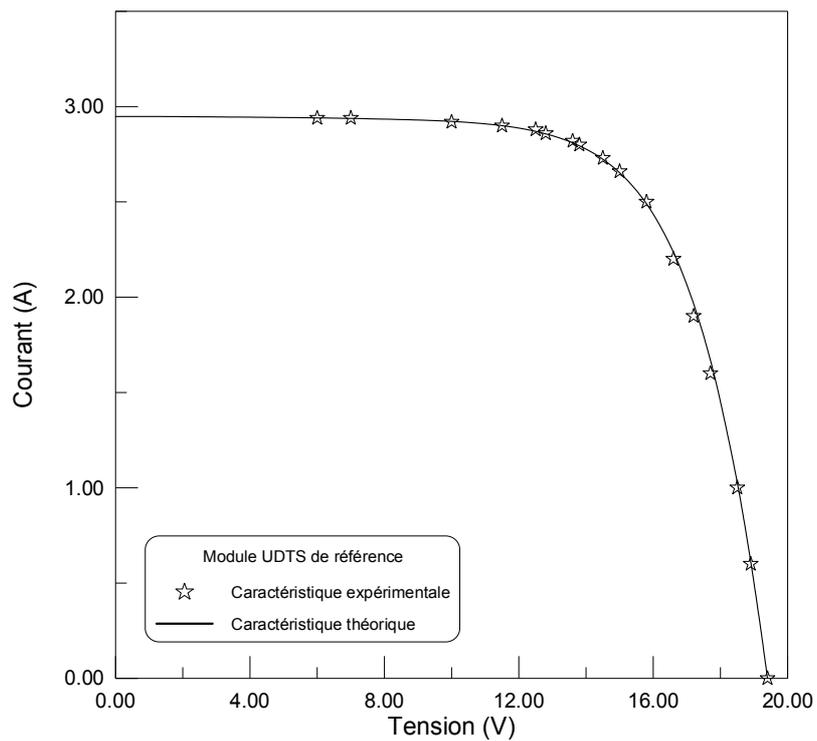


Figure 4.6. Caractéristiques expérimentale et théorique du module UDTS de référence

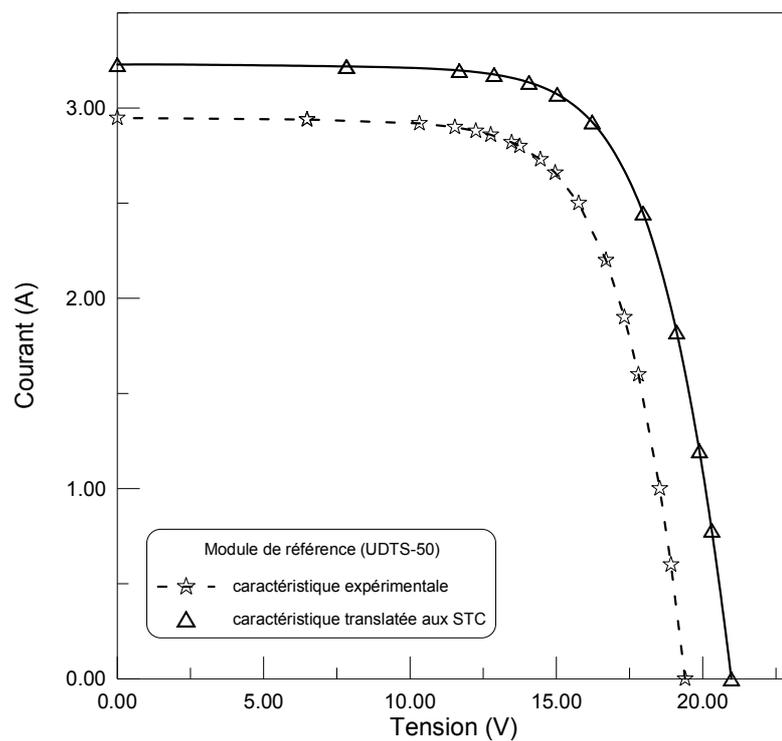


Figure 4.7. Caractéristique expérimentale et traduite du module de référence UDTS-50

Tableau 4.4 : Paramètres du module UDTS-50 de référence

$R_{sh} (\Omega)$	$R_s (\Omega)$	$V_{oc}(V)$	$I_{cc} (A)$	$V_m (A)$	$I_m (A)$	$P_m (W)$	$\eta(\%)$	$FF(\%)$
942.60	0.275	20,98	3,23	16,35	2,91	47,51	11.07	70.12

## 8.2. Représentation adimensionnelle des caractéristiques

Puisque les modules testés sont du même type, il est plus convenable de faire une représentation adimensionnelle des courbes I-V. Ce type de représentation permet de faire une comparaison entre leurs performances, en particulier, les facteurs de forme. Les valeurs du courant et de la tension sont ramenées à des valeurs adimensionnelles en utilisant les transformations suivantes [43]:

$$v = \frac{V}{V_{oc}} \quad (\text{Equation 4.19})$$

$$i = \frac{I}{I_{cc}} \quad (\text{Equation 4.20})$$

*Avec  $v$  et  $i$  sont respectivement les formes adimensionnelles de  $V$  et  $I$*

En principe pour un même module, la fonction  $i = f(v)$  représentée pour différentes valeurs des conditions ambiantes doit aboutir à des caractéristiques réduites proches l'une de l'autre [43]. La figure 4.8 illustre ce constat pour le module de référence proposé. Les trois caractéristiques réduites, relevée à des valeurs différentes de l'éclairement et de la température ambiante, sont presque superposées l'une sur l'autre.

Par contre, la représentation graphique des caractéristiques réduites de quelques modules photovoltaïques testés montre des écarts nets entre elles et ceci à l'inverse des caractéristiques adimensionnelles montrées dans la figure 4.8 (voir figure 4.9). Les écarts sont plus frappants par rapport à la caractéristique réduite du module de référence du même type. Il résulte de ce constat que les modules ont subi une dégradation qui se manifeste par un changement, au cours des années, de leurs paramètres et performances.

### 8.3. Evaluation des performances des modules

Maintenant que sont connus les paramètres et les performances du module de référence ainsi que des autres modules, il est possible d'effectuer une étude comparative dans le but de faire une évaluation d'une éventuelle dégradation. Une telle évaluation permettra de faire un diagnostic des paramètres qui caractérisent la dégradation. Pour cela, on a défini, pour chaque paramètre, un facteur de dégradation qui permet d'estimer, théoriquement, le taux de changement de sa valeur par rapport à la valeur initiale (supposée celle du module de référence). Le facteur de dégradation est calculé par l'expression qui suit [3]:

$$FD(\%) = \left(1 - \frac{VP_{deg}}{VP_{init}}\right) \cdot 100 \quad (\text{Equation 4.21})$$

Où

$FD$  : facteur de dégradation pour le paramètre considéré

$VP_{init}$  : valeur initiale du paramètre considéré ( $P_m$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , ...)

$VP_{deg}$  : valeur du paramètre après dégradation.

Dans le tableau 4.5, on a représenté les valeurs du facteur de dégradation

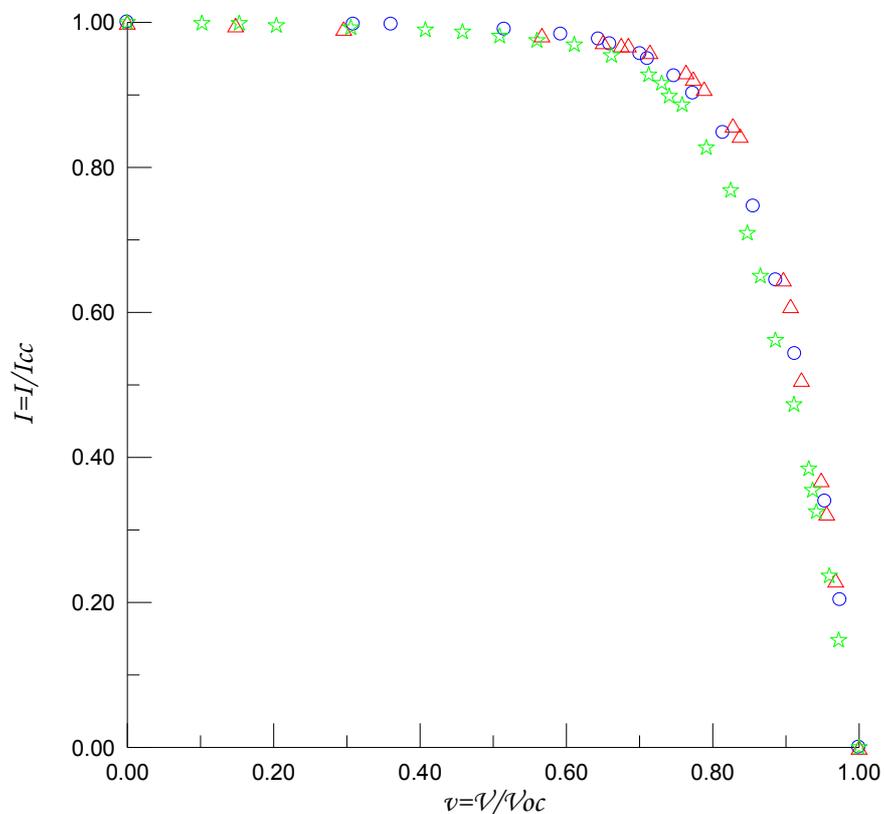


Figure 4.8. Caractéristiques réduites pour le module de référence de type UDTS-50

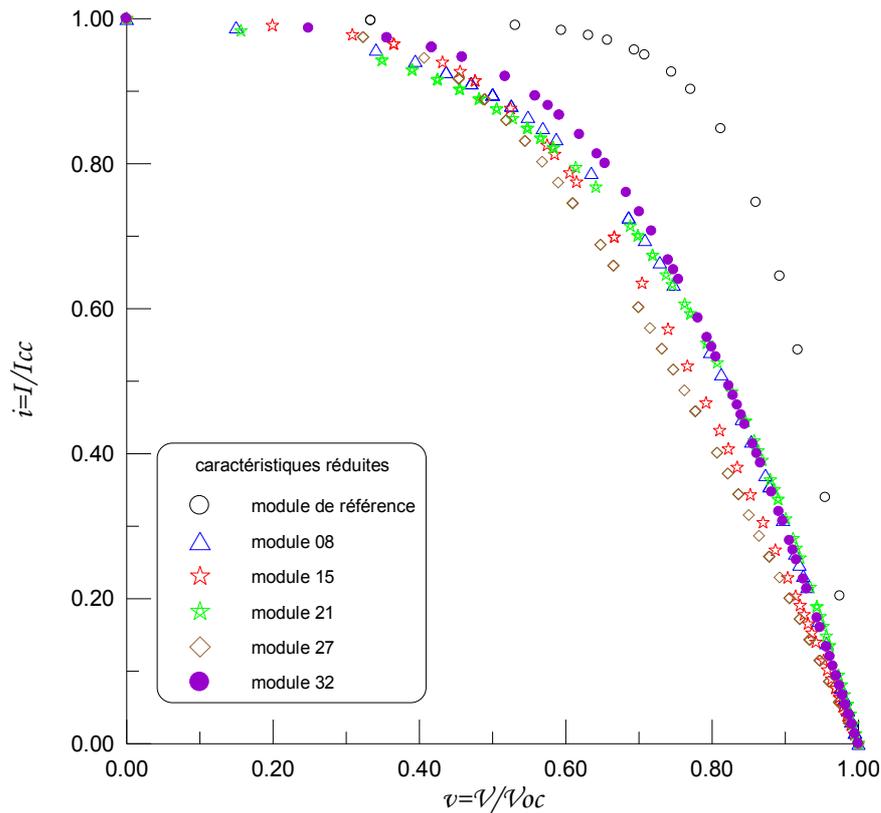


Figure 4.9. Caractéristiques réduites de quelques modules photovoltaïques

permettant de décrire les changements survenus dans les valeurs des principaux paramètres de quelques modules et cela par rapport au module de même type pris comme référence. Ce facteur de dégradation diffère d'un module à l'autre.

Globalement, on peut constater que les valeurs des résistances série et parallèle ont connu des variations importantes conduisant à une dégradation des facteurs de forme.

En examinant les valeurs des taux montrés dans le tableau 4.5, on peut constater, en premier lieu, une réduction de la puissance maximale,  $P_{max}$ . L'analyse des performances des modules photovoltaïques a révélé qu'en moyenne, le rendement et le facteur de forme ont perdu, respectivement, 18,86% et 24,89% de leurs valeurs initiales.

Les valeurs de  $\Delta I_m$  et  $\Delta V_m$  montrent que les points de puissance maximale se sont déplacés plus loin du coude de la caractéristique initiale. Bien sûr, il faut noter que l'augmentation de  $R_s$  et la diminution de  $R_{sh}$  ont, de façon principale, contribué à la

dégradation des performances des modules. En effet, une résistance série qui augmente cause une dissipation d'une grande quantité de la puissance générée sous forme de chaleur. D'un autre côté, la diminution de la résistance parallèle a pour effet d'augmenter le courant de fuite autour des cellules. Dans le tableau 4.5, on remarque que les taux de changement des valeurs de ces deux paramètres ont atteints des seuils importants. Tous ces facteurs réunis ont abouti à une dégradation des valeurs du facteur de forme qui a atteint pour certains modules 41,7%.

Tableau 4.5 : Facteurs de dégradation des performances et paramètres de quelques modules

<i>Module</i>	$\Delta V_m$	$\Delta I_m$	$\Delta P_m$	$\Delta FF$	$\Delta \eta$	$\Delta R_{sh}$	$\Delta R_s$	$\Delta \lambda$
M01	-8,63	-5,74	-13,75	-19,03	-13,71	-70,19	60,37	-45,60
M02	-10,91	-2,50	-13,01	-18,90	-12,98	-10,99	286,63	-23,13
M03	-10,96	-7,59	-17,61	-24,14	-17,57	-67,62	254,78	-42,36
M04	-4,65	-14,05	-17,94	-19,73	-17,90	-66,82	-37,65	-55,60
M05	-4,76	-11,90	-15,97	-19,83	-15,93	-71,76	-17,05	-54,34
M07	-12,15	-1,87	-13,67	-18,67	-13,63	1,68	326,44	-14,76
M08	-5,01	-10,50	-14,86	-21,50	-14,82	-79,46	-23,49	-56,61
M09	-5,02	-11,92	-16,22	-21,74	-16,18	-75,68	0,81	-56,37
M11	-4,22	-11,78	-15,39	-18,60	-15,35	-70,40	-21,76	-52,66
M12	-9,25	-6,64	-15,15	-22,12	-15,11	-66,24	172,27	-44,79
M16	-7,30	-11,90	-18,21	-23,01	-18,18	-70,21	161,56	-49,55
M23	-6,99	-4,30	-10,86	-24,65	-10,82	-71,80	196,73	-49,84
M24	-7,50	-8,88	-15,59	-17,65	-15,55	-70,55	-29,98	-49,46
M29	-10,52	-9,57	-18,96	-23,84	-18,93	-75,30	214,15	-44,65
M30	-13,60	-7,04	-19,57	-24,70	-19,53	-68,19	277,53	-39,20
M31	-22,05	-14,36	-33,15	-33,84	-33,12	-65,99	640,67	-25,87

#### 8.4. Taux de dégradation selon les références

Différents taux de dégradation ont été constatés dans différentes conditions du fonctionnement des modules photovoltaïques. Ces taux diffèrent selon que les modules sont connectés ou non à une charge. En effet, il a été vérifié que des modules, initialement connectés à une charge, ont montré une dégradation moyenne qui est, approximativement, le double qu'en circuit ouvert [56].

En moyenne, pour une période d'environ 10 années d'exposition, le facteur de dégradation de 18,86% de la puissance maximale semble loin de la limite reportée par quelques références bibliographiques. En effet, après des investigations sur la

dégradation individuelle des modules, des auteurs ont constaté, après cinq ans d'exposition, une réduction de la puissance maximale estimée à 4,8% de la valeur initiale. D'autres références ont montré qu'après 11 années d'exposition, plusieurs modules ont perdu, en moyenne, 14,1% de leur puissance maximale [33,57]. Cependant, des études menées ont fait conclure que ce taux peut augmenter sous l'effet des fortes températures ambiantes puisque des modules, soumis à des températures de fonctionnement élevées, montrèrent une dégradation plus rapide [58]. Dans le site d'Adrar, la température ambiante atteint des seuils extrêmes, surtout en été où l'on enregistre des valeurs qui dépassent 50°C (hostilité du climat). Par ailleurs, pour différents modules photovoltaïques (à base de silicium cristallin) ayant fonctionné pendant 10 ans environ, l'analyse des courbes de puissance révéla des taux de dégradation situés entre 11 et 22% de leurs puissances de sortie [59]. Dans une étude récente traitant ce sujet, un module de même type (UDTS-50) et testé à Ghardaïa a perdu 35% de sa puissance nominale après 20 ans d'exposition [60]. Il ne faut pas oublier, également, qu'à l'instar d'Adrar, Ghardaïa est une région saharienne mais les températures y sont moins élevées. Ainsi, on peut conclure que le taux de dégradation de 18,86% peut être tout à fait acceptable.

D'un autre côté, il faut rappeler que la détermination des performances des modules a été faite à partir des courbes lissées graphiquement. Dans un cas pareil, l'estimation de la puissance maximale est directement liée à la précision du lissage. À titre d'exemple, l'écart dans l'estimation de la puissance maximale a atteint, parfois, une valeur de 14% suite aux erreurs du lissage [3].

Il faut rappeler, également, que, dans cette étude, on a supposé que les caractéristiques électriques initiales des modules considérés étaient identiques à celle du module de référence. En réalité, cette hypothèse n'est pas valide et peut conduire à des résultats erronés. En effet, des paramètres comme les coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  et la température du fonctionnement nominal (*NOCT*), utilisés dans la détermination des performances aux conditions standards, ne sont pas, nécessairement, identiques et constants pour tous les modules. Les valeurs de ces paramètres peuvent changer, au cours du temps, surtout quand il s'agit de modules qui, pour longtemps, ont été

exposés à des niveaux importants de l'éclairage solaire et soumis à des températures extrêmement élevées ainsi qu'à d'autres conditions hostiles (plus de 10 ans) [3].

### **8.5. Causes probables de la dégradation**

Dans la technologie photovoltaïque, il est clair que les modules ne maintiennent pas, obligatoirement, leurs performances initiales. Quelques modules peuvent se dégrader ou devenir même défectueux quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées [61,62,63]. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de telles dégradations et chutes des performances des modules photovoltaïques.

Une analyse et un suivi parfaits du phénomène de la dégradation des modules photovoltaïques nécessitent une série complète de techniques spéciales [61,62,63,64]. La plaque signalétique du fournisseur n'inclut aucune information sur la dégradation à long-terme [1]. Cependant, les nombreux systèmes photovoltaïques qui ont fonctionné pendant plus de 20 ans ont permis d'acquérir des informations sur les mécanismes de dégradation. Les modules sur site réel sont sujets de :

- charges mécaniques statiques et dynamiques,
- cycles thermiques,
- exposition à la radiation,
- l'humidité,
- impact de grêle (grains de sable),
- accumulation de la poussière,
- occultation partielle,...

Souvent, les facteurs de dégradation sont reliés à l'action des agents atmosphériques avec, éventuellement, les défauts de fabrication [1].

Dans le cadre de cette étude, il a été difficile d'accomplir une telle tâche. Cependant, l'utilisation du facteur de dégradation a permis de quantifier, en quelque sorte, la dégradation des modules photovoltaïques testés [3].

Dans cette étude, on s'est contenté d'un simple examen de la dégradation des modules en comparant les performances à l'état actuel par rapport à l'état initial. En principe, l'étude de la dégradation d'un module nécessite un monitoring périodique et des mesures continues des principaux paramètres caractérisant son fonctionnement. Cependant, le manque des moyens appropriés a rendu difficile la connaissance des facteurs qui ont causé la dégradation. Les inspections visuelles des modules ne permettent pas d'identifier, de façon formelle, les mécanismes de dégradation.

Cependant, selon diverses références bibliographiques ayant trait à ce phénomène, les modules photovoltaïques peuvent se dégrader à causes des facteurs principaux qui suivent:

#### **8.5.1. La décoloration de l'EVA:**

L'inspection visuelle des surfaces avant des modules a révélé une décoloration de l'encapsulant dans quelques régions. Souvent, ce changement de couleur de l'EVA est constaté après quelques années d'exposition (coloration jaunâtre puis marron) [3,18,33,61]. Oreski et Wallner (2009) ont déterminé que la cause de ce défaut dans l'encapsulant est la radiation ultra-violette et l'exposition à l'eau combinée aux températures supérieures à 50°C. Ces facteurs réunis causent un changement dans la structure chimique du polymère [18]. Or, Dans un site comme ADRAR, les modules, sujets de cette étude, peuvent voir leur température de fonctionnement s'approcher de 70°C. La décoloration de l'EVA a pour effet de réduire sa transmission optique altérant ainsi le courant du module. Des pertes de rendement du module estimées à plus de 40% ont été attribuées à ce phénomène [1,65]. Toutefois, d'autres imputent la dégradation des performances de certains modules photovoltaïques à d'autres facteurs non liés nécessairement à la décoloration de l'EVA [65].

La figure 4.10 montre deux photos de modules de type UDTS-50 présentant une décoloration de l'encapsulant.



Figure 4.10. Décoloration de l'encapsulant dans un module UDTS-50

### 8.5.2. L'absorption de la radiation ultraviolette

Quelques recherches ont révélé que la décoloration de l'EVA n'est pas la cause principale de la dégradation des modules. En effet, les auteurs de ces études ont conclu que la dégradation est probablement causée par l'absorption des rayons ultraviolets à la surface supérieure du silicium (ou près d'elle) [62].

### 8.5.3. La formation des points chauds (hot-spot)

Dans un module photovoltaïque, les points chauds peuvent se produire par n'importe quelle combinaison d'une défaillance d'une cellule, de l'interconnexion, d'un ombrage partiel et une variation du courant généré d'une cellule à l'autre (mismatch). Ils peuvent aussi résulter d'une diode anti-retour inadéquate ou à cause d'une cellule craquelée à l'intérieur du module. Selon, la gravité de la craquelure, une cellule peut potentiellement produire moins de courant que les autres cellules de la série [64,66]. Dans cette étude, ce facteur peut avoir une conséquence majeure sur la dégradation des modules. À titre d'illustration, à l'échelle d'une série de modules, on a constaté qu'une branche délivrait moins de puissance par rapport à l'autre suite à une défaillance d'un module (module 06) (voir figure 4.11).

On remarque, sur la figure 4.11, une diminution de la tension du circuit ouvert de la branche 02 par rapport à celle de la branche 08. Cette diminution de la tension a causé une chute de la puissance délivrée par la branche. Les tests effectués sur le module défaillant ont donné, pour des niveaux d'éclairement avoisinant  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ,

une représentation graphique excentrique montrée dans la figure 4.12. Les tests répétés sur ce module ont montré la même allure graphique.

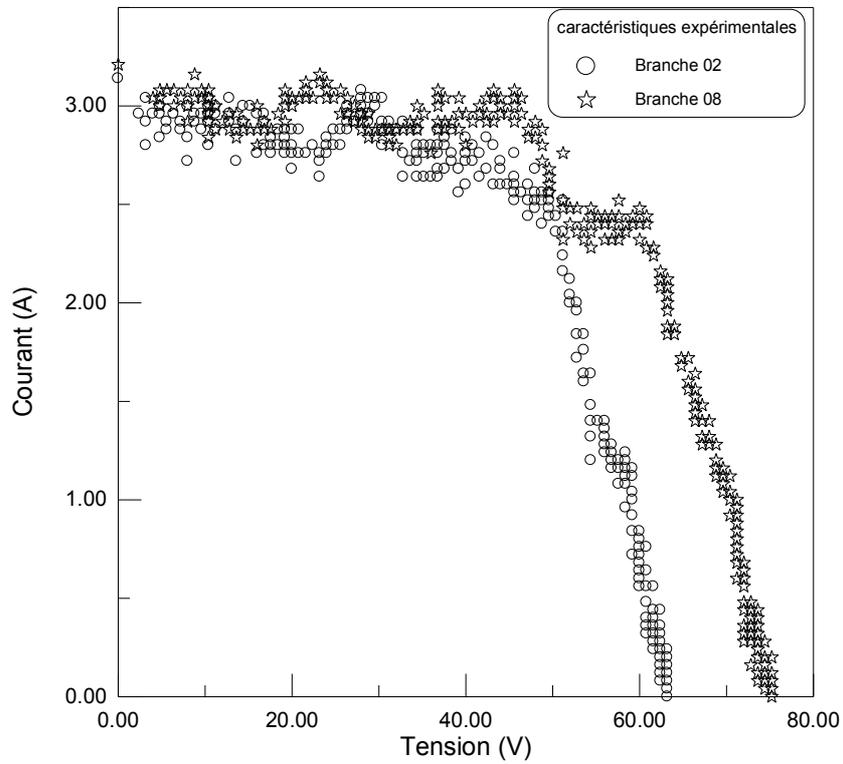


Figure 4.11. Diminution de la puissance suite à une défaillance d'un module

À défaut des moyens adéquats, il est difficile de donner une interprétation sur le comportement de ce module défaillant.

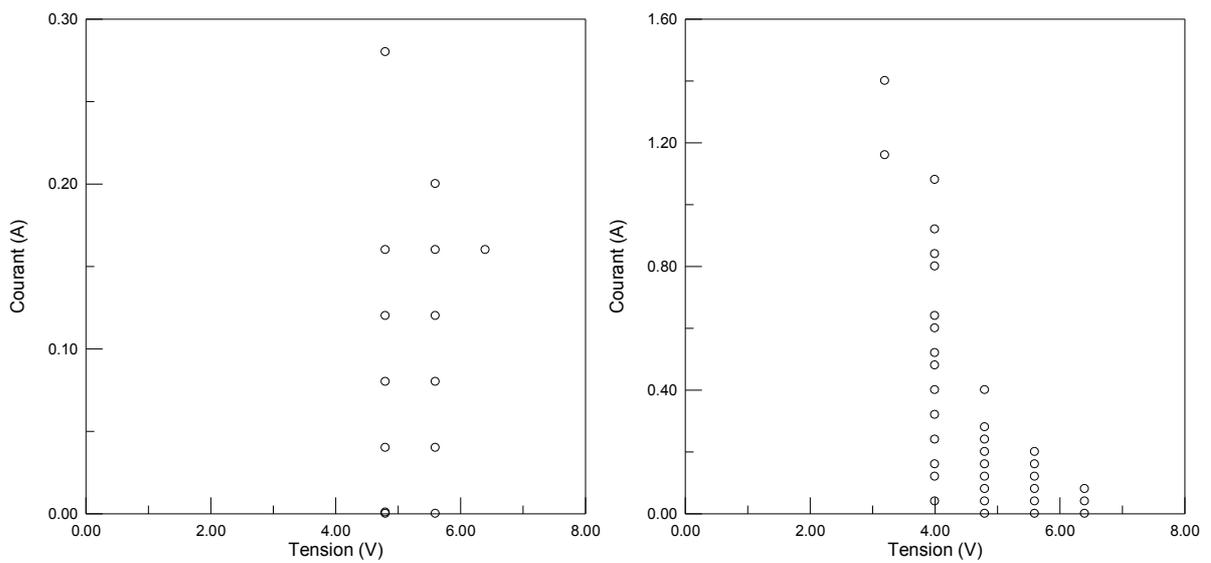


Figure 4.12. Défaillance d'un module photovoltaïque

#### **8.5.4. Le décollement (delamination)**

L'autre effet, causé par la dégradation de l'EVA, se manifeste par une diminution de sa résistance conduisant à une faible adhésion des cellules et même un détachement de la couche. Les efforts de cisaillement, dus aux différents coefficients de dilatation durant les cycles thermiques diurnes, favorisent ce phénomène qui provoque une dégradation optique et thermique. En outre, la pénétration de l'humidité et des produits chimiques est plus facile dans un encapsulant dégradé. Parmi ceux-ci, le sodium et le phosphore précipitent à la surface de la cellule entraînant la corrosion des points de soudure et augmentant la résistance série [1].

#### **8.5.5. Les boîtes de jonction**

Quelques informations techniques relatives aux températures supportées par les connexions électriques dans la boîte de jonction ne sont pas mentionnées par le fabricant. Néanmoins, plusieurs références des constructeurs des modules photovoltaïques indiquent que les connexions électriques peuvent supporter des températures élevées. En plus, les modules de type UDTS traités dans cette étude sont équipés de connexions électriques à base d'aluminium qui ont prouvé une bonne endurance dans les régions sahariennes. Cependant, les connexions électriques des modules ont subi deux problèmes majeurs [3]:

- à cause du gradient thermique, les fils de connexion du module peuvent se desserrer. Pour cette raison, les connexions doivent être régulièrement inspectées et resserrées si nécessaire,

- la pénétration de la poussière dans les boîtes de connexion cause des mauvais contacts entre le module et le câble électrique. Donc, elles doivent être nettoyées et inspectées périodiquement.

### **9. Conclusion**

L'extraction des paramètres des modules photovoltaïques testés, traitée au troisième chapitre, a permis d'effectuer le lissage graphique de leurs caractéristiques théoriques. L'analyse de ces caractéristiques permet, ainsi, de déterminer les

performances des modules photovoltaïques testés (puissance maximale, rendement, facteur de forme,...). En effet, le but essentiel de ce chapitre est l'estimation de telles performances pour les conditions de test standards et l'étude de la dégradation des modules photovoltaïques.

L'utilisation des équations de translation a permis l'obtention des caractéristiques I-V extrapolées pour les mêmes conditions de tests standards ce qui a permis d'entamer une analyse comparative entre les performances des différents modules.

Enfin, cette étude comparative a permis d'aborder la question de la dégradation qui a montré un changement des valeurs des paramètres et performances des modules photovoltaïques et cela par rapport à celles du module de référence du même type (UDTS-50). Les estimations des valeurs du facteur de dégradation ont montré une variation des résistances série et parallèle ayant conduit à une diminution des facteurs de forme des modules. En moyenne, on a trouvé que le rendement et le facteur de forme ont, respectivement, perdu 19% et 25% environ de leurs valeurs initiales. Pour une période d'exposition de dix 10 ans environ, une perte de 19% environ dans la valeur de la puissance maximale semble loin des limites citées par quelques références bibliographiques qui prévoient des taux de 14,1% pour onze années d'exposition. Mais, si on considère que ces mêmes références reportent que les fortes températures ambiantes peuvent augmenter le taux de dégradation et si, en plus, on tient compte d'autres facteurs comme les erreurs du lissage, les erreurs instrumentales et autres, on peut déduire que le taux moyen de dégradation de la puissance maximale estimé pour les modules photovoltaïques testés peut être tout à fait acceptable.

Pour les cas des modules testés, la dégradation peut être due à la décoloration de l'EVA, l'absorption des rayons ultra-violets, la formation des points chauds, le décollement de l'EVA aux interfaces cellules-EVA,...

## Conclusion Générale

Les travaux présentés dans cette étude concernent les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles (milieu saharien). Ces facteurs incluent, en particulier, les principaux paramètres de l'équation qui gouvernent les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques et leurs performances.

Les paramètres de l'équation des modules permettent d'analyser leurs caractéristiques électriques et leurs performances. Pour cela, leur estimation est d'une grande importance puisque le comportement d'un module photovoltaïque joue un rôle primordial dans la balance énergétique du système photovoltaïque entier. D'un autre côté, l'étude de l'évolution, au cours du temps, des paramètres et des performances des modules photovoltaïques permet d'effectuer un examen de leur stabilité (problème de dégradation).

C'est dans cet objectif de l'estimation des paramètres et performances des modules photovoltaïques que ces travaux s'inscrivent. En effet, l'étude s'est focalisée sur plusieurs modules photovoltaïques testés dans des conditions réelles de fonctionnement après une longue période d'exposition en milieu saharien. Ces modules, du type UDTS-50, ont été largement utilisés dans des systèmes photovoltaïques installés dans le territoire algérien pour diverses applications très utiles (alimentations des sites isolés, des relais de communication, pompage d'eau pour l'irrigation,...).

Les travaux ayant trait à cette étude ont été entrepris en trois étapes principales:

- tests expérimentaux des modules photovoltaïques pour les relevés de leurs caractéristiques électriques,
- extraction, par lissage graphique, des valeurs des principaux paramètres de l'équation du module,

- détermination des performances des modules pour les conditions standards et analyse de la dégradation.

Les modules photovoltaïques de type UDTS-50, qui ont fait l'objet des tests outdoor dans cette étude ont formé ensemble le générateur d'un système autonome d'une puissance crête de 1,6kW. Ces modules ont été exposés aux aléas du climat saharien hostile, pendant plus de dix ans. Un banc expérimental de caractérisation, mis en place, a permis d'effectuer les relevés des courbes I-V d'une trentaine de modules photovoltaïques concernés.

La charge électronique de type capacitive, utilisée dans le banc expérimental, a permis d'obtenir des représentations graphiques des caractéristiques I-V des modules mais avec des points des paires courant-tension qui sont largement dispersés (sous forme de nuages de points). Une telle dispersion des points expérimentaux des caractéristiques I-V des modules testés a nécessité le recours aux méthodes numériques pour la détermination des paramètres du module.

Pour analyser les caractéristiques expérimentales des modules, le choix s'est, alors, porté sur la méthode des moindres carrées associée à une procédure itérative et appliquée au modèle à une seule exponentielle. Cette méthode a été validée avec des travaux antérieurs cités dans la littérature.

Toutefois, l'application de cette méthode numérique s'est confrontée à quelques difficultés, entre autres :

- la distribution éparpillée des paires courant-tension diminue la précision de la solution du système d'équations surtout avec le caractère implicite et non linéaire du modèle choisi pour l'équation du module,

- dans les caractéristiques I-V obtenus, on a constaté un manque des valeurs relatives aux points des courants de court-circuit. Ces valeurs sont des paramètres clés pour l'application de la méthode.

Ainsi, afin de remédier à ces obstacles, une méthode d'analyse a été proposée en injectant deux nouveaux paramètres. Le premier paramètre a un rapport avec l'incrémentation du courant  $I_{cc}$  et l'autre permet de jouer sur le nombre d'exécutions du programme. Cette méthode, a permis d'améliorer, d'environ 5,1%, le niveau de la précision de la solution par rapport à la bibliographie. L'application de cette méthode de calcul a montré une richesse dans le nombre des solutions proposées. La solution choisie devra correspondre aux valeurs des paramètres du module liées à la meilleure précision du lissage graphique. Pour le cas des caractéristiques des modules testés où les points sont très éparpillés, on a constaté que la méthode proposée a permis d'améliorer, nettement, la précision du lissage. Cette amélioration diffère d'un module à l'autre (parfois, elle a atteint 40%).

La détermination des principaux paramètres de l'équation des modules a permis d'obtenir des caractéristiques lissées (théoriques) qui, par la suite, ont été utilisées pour l'évaluation des performances des modules. En effet, les caractéristiques théoriques ont été translatées pour les conditions de test standards (STC) afin d'effectuer une analyse comparative entre les performances des différents modules. On a, alors fait une estimation des performances des modules telles que la puissance maximale, le rendement et le facteur de forme.

La dernière étape des travaux entamés a été consacrée à une étude analytique de la dégradation des modules qui s'est manifestée par un changement, au cours du temps, des valeurs de leurs paramètres et performances. Pour cela, la caractéristique d'un module de même type (UDTS-50) n'ayant pas subi de dégradation a été choisie comme référence. L'intégration de la notion du facteur de dégradation a permis de faire une quantification du phénomène. Les résultats obtenus ont montré une variation des valeurs des résistances série et parallèle qui ont conduit à une dégradation des facteurs de forme des modules. En moyenne, le rendement et le facteur de forme ont, respectivement, perdu 18,86% et 24,89% de leurs valeurs initiales. Pour certains modules, la dégradation a causé une forte réduction du facteur de forme qui a chuté jusqu'au seuil de 41,7%.

Pour la période d'exposition considérée, on peut dire que le taux de dégradation de 18,86% constaté pour la puissance maximale semble loin des seuils reportés par quelques références bibliographiques qui prévoient des taux de 14,1% pour onze années d'exposition. Toutefois, ces mêmes références ont reporté que ce taux peut augmenter sous l'effet des fortes températures ambiantes. D'un autre côté, il faut rappeler que la détermination des performances des modules a été faite à partir des courbes lissées graphiquement. Dans un tel cas, l'estimation des performances des modules est directement liée à l'erreur du lissage qui, elle seule, peut induire un écart de 14% environ dans l'estimation de la puissance maximale.

Les moyens nécessaires pour diagnostiquer les mécanismes d'une telle dégradation ont fait défaut. Toutefois, on peut imputer, la dégradation, aux facteurs suivants:

- la décoloration de l'EVA,
- l'absorption des rayons ultra-violets,
- la formation des points chauds,
- le décollement de l'EVA aux interfaces cellules-EVA,
- les boîtes de jonction.

En perspective, la présente étude pourra être complétée par des études visant une meilleure compréhension des mécanismes de la dégradation des modules photovoltaïques surtout en milieu saharien. La méthode proposée peut être comparée aux autres méthodes d'extraction des paramètres des modules. L'étude de l'effet du dépôt de sable serait d'une grande utilité pour les performances et l'endurance des modules photovoltaïques.

Dans le cadre des méthodes d'estimation des performances des modules photovoltaïques, il est nécessaire d'investir le terrain en incluant l'effet de la

distribution spectrale, le modèle de la température du module, l'estimation des coefficients de Température,...)

L'étude des cas des groupements des modules photovoltaïques (branches, champs,...) serait très intéressante pour analyser des problèmes comme les déséquilibres qui peuvent causer des pertes des performances.

# Bibliographie

- [1] Antonio Luque and Steven Hegedus (2003), Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England.
- [2] Overstraeten R. van and Mertens R.P (1986), Physics, Technology and Use of Photovoltaics, Adam Hilger, Bristol.
- [3] M. Sadok, A. Mehdaoui (2008), Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region, Renewable Energy, Vol 33, pp. 2516-2524.
- [4] Capderou M. (1985), Atlas Solaire de l'Algérie, Office des Publications Universitaires, Alger.
- [5] Tahar Tafticht (2006), Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien, Thèse de Doctorat, Université du Québec.
- [6] T. Markvart & Luis Castaner (2003), Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, Elsevier Ltd.
- [7] Roger Legros (1974), Les semi-conducteurs, Eyrolles, Paris.
- [8] A. Ricaud (1997), Photopiles solaires: de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés, Presse polytechnique et universitaires romandes, Suisse.
- [9] Bent Sørensen (2004), Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects, Elsevier Science.
- [10] John A.Duffie and William A.Beckman (1991), Solar Engineering of Thermal Process, Third Edition, John Wiley & Sons.
- [11] Solar cells, accessible à <<http://www.pvresources.com>>
- [12] Takashi Minemoto and all (2009), Uniqueness verification of solar spectrum index of average photon energy for evaluating outdoor performance of photovoltaic modules, Solar Energy, Vol 83, pp. 1294-1299.
- [13] [http://www.gronoble-isere.com/etudes-et-territoires/pdf\\_filieres/Photovoltaique Etude2010 V14-Fr.pdf](http://www.gronoble-isere.com/etudes-et-territoires/pdf_filieres/Photovoltaique_Etude2010_V14-Fr.pdf).
- [14] Technology and Process, accessible à <<http://www.nitosolar.com/entechnologies/>>
- [15] [http://www.enrafrique.com/telechargement/Energie\\_solaire\\_photovoltaïque.pdf](http://www.enrafrique.com/telechargement/Energie_solaire_photovoltaïque.pdf)
- [16] PV comparison, accessible à <<http://www.evoenergy.co.uk/pv-panels/pv-comparison/>>

- [17] <http://www.mintek.co.za/Pyromet/Files/2011Xakalash.pdf>.
- [18] M.A Munoz, M.C. Alonso-Garci, Nieves Vela, and F.Chenlo (2011), Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, Solar energy, Vol 85 pp. 2264-2274.
- [19] Buresch M. (1983), Photovoltaic Energy Systems (1983), Design and Installation. Mc Graw-Hill Book Company.
- [20] <http://www.iiasaa.ac.at/Admin/Pub/Documents/>
- [21] Price of solar panels to drop \$1 by 2013, report forecasts, accessible à <http://www.guardian.co.uk/environment/2011/>
- [22] Solar panel prices continue dropping, Grid parity Not Magic Bullet for PV, accessible à <http://www.thinkprogress.org/romm/2011>
- [23] <http://www.cythelia.fr/images/file/L-electricite-photovoltaique.pdf>.
- [24] [http://www.appliedmaterials.com/sites/default/files/wire\\_saw\\_whitepaper.pdf](http://www.appliedmaterials.com/sites/default/files/wire_saw_whitepaper.pdf).
- [25] J.N.Roy, G.R. Gariki, and V. Nagalakshmi (2010), Reference module selection criteria for accurate testing of photovoltaic (PV) panels, Solar Energy, Vol 84, pp. 32-36.
- [26] Ewan D. Dunlop (2003), Lifetime performance of crystalline silicon PV modules, 3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp. 2927-2930.
- [27] E.D. Dunlop, D. Halton and H.A. Ossenbrink (2005), 20 years of life and more: where is the end of life of a PV module?, Proceedings of the 31th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Buena Vista, Florida, USA, pp. 1593-1596.
- [28] The cost and rating of solar electric panels, accessible à <http://www.solar.smps.us/solar-panels-cost.html>
- [29] <http://www.ecosolargy.com/pdf/product%20Warranty.pdf>.
- [30] <http://www.solarselctions.co.uk/blog/which-type-of-solar-panel-are-best-for-you-monocrystalline-polycrystalline-amorphous-thin-film>.
- [31] <http://www.posharp.com/photovoltaic/panefficiency/database.aspx>
- [32] [http://www.pvpro.co.uk/images/mcs\\_pv\\_panel/Caymax\\_pvpanel\\_2011\\_warranty.pdf](http://www.pvpro.co.uk/images/mcs_pv_panel/Caymax_pvpanel_2011_warranty.pdf).

- [33] Reis A. M., Coleman N.T., Marshall M.W., Lehman P.A. and Chamberlin C.E (2002), Comparison of PV module performance before end after 11-years of field exposure, Proceedings of the 29<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), New Orleans, USA, pp. 1432-1435.
- [34] E. Skoplaki and J.A. Plyvos (2009), On the temperature dependance of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, Solar Energy, Vol 83 pp. 614-624.
- [35] M. Sadok, A. Mehdaoui and T. Hamek, Photovoltaic rural electrification of a village in Algeria, World Renewable Energy Congress VI, Brighton, U.K; 2000, pp. 1925-1927.
- [36] A. Braunstein, J. Bany, and J. Appelbaum (1977), Determination of Solar Cell Equation Parameters From Empirical Data. Energy Conversion, Vol 17, pp. 1-6.
- [37] M.A de Blas, J.L Torres, E. Prieto and A. Garcia (2002), Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices, Renewable Energy, Vol 25 pp. 371-380.
- [38] Xue-Gui Zhun, Zhi-Hong Fu, Xing-Ming Long and Xin-Li (2011), Sensitivity analysis and more accurate solution of photovoltaic solar cell parameters, Solar Energy, Vol 85 pp. 393-403.
- [39] M. Zagrouba, A. Sellami, M. Bouaïcha, and M. Ksouri (2010), Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction, Solar Energy, Vol 84, pp. 860-866.
- [40] D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson, and W.I. Bower (1998), Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays, 2<sup>nd</sup> World conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, pp. 1947-1952.
- [41] D.L. King and P.E. Eckert (1996), Characterizing (rating) the performance of large photovoltaic arrays for all operating conditions, Proceedings of the 25<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 1385-1388.
- [42] K.Emery, J.Burdick, Y. Caiyem, D. Dunlavy, H. Field, B. Kroposki, T. Moriarty, L. Ottoson, S. Rummel, T. Strand and M.W. Wanlass (1996), Temperature

dependence of photovoltaic cells, modules, and systems. Proceedings of the 25<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 1275-1278.

[43] Blaesser G. (1997), The reduced current-voltage characteristics of PV arrays and its quasi- independence of ambient conditions, Proceedings of the 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, pp. 1520-1523.

[44] Leboeuf C. and Ossenbrink H.(1991), PV module power output: sensitivity and uncertainty in non-STC measurements, Proceedings of the 22<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 614-619.

[45] Knaup W. (1991), Power rating of photovoltaic modules from outdoor measurements, Proceedings of IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 620-624.

[46] Emmanuel Amy de la Breteque (2009), Thermal aspects of c-Si photovoltaic module energy rating, Solar Energy, Vol 83, pp. 1425-1433.

[47] D.L.King (1996), Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions, NREL/SNL Program Review, AIP Press, pp. 347-368.

[48] C.Riordan and R.Hilstrom (1997), What an air mass 1.5 spectrum?, Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), Anaheim, California, pp. 1085-1088.

[49] David L. King, Jay A. Kratochvil, and William E. Boyson (1997), Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results, Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), Anaheim, California, pp. 1183-1186.

[50] C.M. Whitaker and T.U. Townsend (1991), Effects of irradiance and other factors on PV temperature coefficients. Proceedings of the 22th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), New York pp. 608-613.

[51] G.C.Gómez (2002), Heat transfer in a PV panel. Rapport de projet, suède, accessible à <<http://www.ht.energy.lth.se>>

[52] Solaire Photovoltaïque, accessible à <[http://www.enr.cstb.fr/webzine/preview.asp?id\\_une=59](http://www.enr.cstb.fr/webzine/preview.asp?id_une=59)>

- [53] J.F. Coakley, J.M. Kallis, I.R. Jones, E.F. Cuddihy and A. Garcia (1984), Cell temperatures in terrestrial photovoltaic modules effect of design factors, Proceedings of the 17th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), Orlando, pp. 496-501.
- [54] Micher Leroy (2002), La mesure au sol de la température et des précipitations, La métrologie, 39, pp. 52-56.
- [55] M. Sadok (1995), Contribution à l'étude des performances d'une installation photovoltaïque de puissance, Thèse de Magister, C.D.E.R, Alger.
- [56] [http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw2011\\_28\\_csi\\_sample.pdf](http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw2011_28_csi_sample.pdf).
- [57] K. Machida, T. Yamazaki and T. Hirasawa (1997), Secular degradation of crystalline photovoltaic modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol 47, pp. 149-153.
- [58] A.W.Czanderna and F.J.Pern (1996), Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as pottant: critical review, Vol 43, Solar Energy Materials and Solar Cells, pp. 101-118.
- [59].A. Parretta, M. Bombace, G. Graditi and R. Schioppo (2005), Optical degradation of long-term, field-aged c-Si photovoltaic modules, Solar Energy Materials & solar Cells, Vol 86, pp. 349-364.
- [60] K. Agroui (2010), Contribution au Développement des Techniques de Contrôle de Qualité des Modules Photovoltaïques de Diverses Technologies, Thèse de Doctorat, Université de Béchar, Algérie, 2010.
- [61] D. L. King, M. A. Quintana, J. A. Kratochvil, D. E. Ellibee, and B. R. Hansen (2000), Photovoltaic Module Performance and Durability Following Long-Term Field Exposure, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol 8, pp. 241-256.
- [62] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel and L. Ottoson (2002), Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules, Proceedings of the 29<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic specialists Conference (PVSC), New Orleans, USA, pp. 1392-1395.
- [63] Meyer E.L. and van Dyk E.E (2004), Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters, IEEE Transactions on Reliability, Vol 53, pp. 83-92.

- [64] E. E. van Dyk, E. L. Meyer, F. J. Vorster, and A. W. R. Leitch (2002), Long-term Monitoring of Photovoltaic Devices, *Renewable Energy*, Vol 25, pp. 183-197.
- [65] D. Berman, S. Biryukov and D. Faiman (1995), EVA laminate browning after 5 years in grid-connected mirror-assisted, photovoltaic system in the Negev desert: effect on module efficiency, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol 36, pp. 421-432.
- [66] Buresch M. (1983), *Photovoltaic Energy Systems, Design and Installation*, McGraw-Hill Book Company.
- [67] H.O. Hartley (1961), The modified Gauss-Newton method for the fitting of non-linear regression functions by least squares, *Technometrics* 3, pp. 269-280.
- [68] S.H.Lee (2009), Cost effective process for high-efficiency solar cells, *Solar Energy*, Vol 83, pp. 1285-1289.
- [69] A. S. Joshi, I. Dincer and B. V. Reddy (2009), Thermodynamic of photovoltaic systems, *Solar Energy*, Vol 83, pp. 1139-1149.
- [70] F.Fabero and F.Chenlo (1991), Variance in the solar spectrum with the position of the receiver surface during the day for PV applications. *Proceedings of the 22th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC)*, pp. 812-817.
- [71] Kien F. and Ping W. (1989), PV Module Characterization Using Q-R Decomposition Based on the Least Square Method, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol 36 No I, pp. 71-75.
- [72] Evolution du coût du solaire watt crête en photovoltaïque, accessible à <<http://www.econologie.com/forums/>>
- [73] Module Pricing, accessible à <<http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/>>
- [74] Module solaire photovoltaïque, accessible à <<http://www.fr.wikipedia.org/wiki>>
- [75] Falk Antony, Christian Dürschner et Karl-Heinz Remmers (2006), *Le photovoltaïque pour tous: Conception et réalisation d'installations*, Editions Observ'ER.
- [76] Solar panel, accessible à <<http://www.en.wikipedia.org/wiki/>>
- [76-x77] Low prices of solar panels allow investors build profitable power plants, accessible à: <<http://www.solarbythewatt.com/>>

[78] <http://www.solardirect.com/pv/pvlist/pvlist.html>

[79] <http://www.cg40.fr/files/cg40/environnement/Guide-PV.pdf>.

**Résumé :** L'utilisation, à grande échelle de la conversion photovoltaïque, est tributaire de certains facteurs technico-économiques liés, particulièrement, au générateur photovoltaïque. D'une part, il est l'élément le plus cher d'une chaîne photovoltaïque. D'autre part, les performances du système photovoltaïque entier en dépendent. Pour cela, les travaux, entrepris dans cette étude, sont axés vers l'analyse du fonctionnement du module photovoltaïque. Comme, le Sahara algérien représente un potentiel important quant à la promotion de l'énergie solaire, notre étude, a été effectuée, pour le cas des modules exposés aux conditions climatiques hostiles du Sahara. Le site choisi est Adrar (sud algérien). L'étude est divisée, en particulier, en trois volets principaux: la détermination des principaux paramètres de l'équation qui gouverne les caractéristiques I-V des modules, l'estimation de leurs performances aux conditions standards et l'analyse de la dégradation de leurs performances par rapport à leurs valeurs initiales. Avec les caractéristiques des modules, deux problèmes ont été posés: la distribution, en nuages de points, des points I-V et le manque des points des courants de court-circuit. Une méthode a été, alors, proposée pour l'extraction des principaux paramètres des modules par lissage graphique. Cette méthode, validée par des travaux antérieurs, a permis d'améliorer la précision du lissage par un taux de 5,1% par rapport à la bibliographie. Les caractéristiques lissées ont permis de déterminer les performances des modules aux conditions standards. Les résultats obtenus ont montré une nette réduction de ces performances notamment, la puissance maximale et le facteur de forme. Ainsi, l'analyse de la diminution des performances et paramètres des modules a montré un taux moyen de dégradation de 18,86% par rapport au module de référence. Ce taux qui semble un peu loin des seuils reportés par la bibliographie peut être accepté si on considère l'effet des températures élevées, les erreurs du lissage et les erreurs instrumentales.

**Mots clés :** module PV, paramètres, performances, méthode numérique, conditions standards, dégradation.

**Abstract :** The large scale use of photovoltaic conversion is dependent of some technico-commercial factors particularly related to the photovoltaic generator. It is indeed the most expensive element of the whole photovoltaic chain. On the other hand, the performances of the photovoltaic system are directly dependent on this element. For this reason, the works achieved in this study are focused on the analysis of the functioning of the photovoltaic array. Because the sahara of Algeria is represent an important potential about promotion of solar energy. Our study has been undertaken for arrays that have been exposed to hostile climate of the sahara. The site being chosen is Adrar in the southern part of Algeria. The study is divided in three principal parts: determination of the main parameters that govern the I-V characteristics of the arrays, the estimation of their performances after translating them to standard conditions and the analysis of the degradation of modules with respect to their initial characteristics. With the modules characteristics, two problems have been encountered: firstly, the current-voltage pairs are presented in the form of cloud points, secondly, the short circuit points don't appear in several I-V characteristics. A method has been proposed in order to extract the principal parameters of arrays by graphic fitting. The validation of the method has been achieved with respect to work published in bibliography. The precision of the fitting has been found to be ameliorated by rate of 5,1%. The fitted characteristics have allowed to compute the arrays performances translated to standard conditions. The obtained results have shown a net reduction of the performances, notably, the maximum powers and fill factors. Consequently, the analysis of the diminution of performances and parameters of arrays has shown a mean degradation rate 18,86% with respect to reference module. This rate seem to be above of the threshold reported by bibliographic reference can be accepted if we consider the effect of high temperatures, fitting errors and experimental errors.

**Keywords:** PV array, parameters, performances, numerical method, standard conditions, degradation

**المخلص:** إن الاستعمال الواسع للتحويل الكهروضوئي متوقف على بعض العوامل التقنية و الاقتصادية المرتبطة خصوصا بالمولد الكهروضوئي. فمن جهة، هو أعلى عنصر في السلسلة الكهروضوئية و من جهة أخرى تكون أداءات المنظومة الكهروضوئية مرتبطة به مباشرة. لهذا السبب تركزت الأعمال التيسر فيها في هذه الدراسة حول تحليل اشتغال اللوح الكهروضوئي. و بما أن الصحراء الجزائرية تزخر بمكنم معتبر فيما يخص ترقية الطاقة الشمسية، طبقنا هذه الدراسة في حالة الألواح الكهروضوئية المعرضة للظروف المناخية القاسية للصحراء. و بهذا الصدد اخترنا منطقة أدرار بجنوب الجزائر. قسمنا الدراسة إلى ثلاثة محاور أساسية: إيجاد الوسائط الرئيسية للمعادلة التي تتحكم في منحني الألواح، ثانياً حساب أداءاتها في الظروف النموذجية ثم تحليل عملية تلف الأداءات بالنظر لقيمها الابتدائية. مشكلان أساسيان رافقا لمنحنيات الألواح: الأول هو توزيع نقاط المنحنى على شكل سحابة نقاط و الثاني هو انعدام نقاط الدارة القصيرة لدى كثير من منحنيات الألواح. لذا قمنا باقتراح طريقة لاستخراج الوسائط الأساسية للألواح عن طريق الصقل البياني. صدقت هذه الطريقة بأعمال سابقة حيث سمحت بتحسين دقة الصقل البياني بنسبة 5.1% مقارنة بالمراجع. المنحنيات المتحصل عليها سمحت بإيجاد أداءات الألواح في الظروف النموذجية. النتائج المتحصل عليها بينت نقضا واضحا في أداءاتها لاسيما الطاقة القصوى و معامل الشكل. و بهذا، فإن تحليل انخفاض أداءات الألواح بين نسبة متوسطة للتلف مقدرة ب بنسبة 18.86% بالنظر للوح المرجعي. تبدو هذه النسبة بعيدة شيئا ما عن الحد المصادف في المراجع لكنها يمكن أن تكون مقبولة إذا أخذنا بعين الاعتبار تأثير الحرارة المرتفعة، دقة الصقل البياني و الأخطاء المترتبة عن أجهزة القياس.

**الكلمات المفتاحية:** اللوح الكهروضوئي، الوسائط، الأداءات، طريقة عديدة، الظروف النموذجية، التلف