



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

Université Ahmed Draïa Adrar  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Sciences de la Matière



**MEMOIRE**  
**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Sciences et Technologies**

**Filière : Physique**

**Spécialité : Physique énergétique et énergie renouvelable**

**Intitulé**

**Etude et évaluation les performances de  
dégradation des modules photovoltaïques**

**Présenté par :**

**Ahmed Ammar**

Soutenu publiquement le 30/05/2018

**Devant le jury :**

**Président : Dehbi Hassane**

**M. A. A**

**Univ. Adrar**

**Promoteur : Aoun Nouar**

**M. R. A**

**URER-MS. Adrar**

**Examineur : Bouchouicha Kada**

**M.R. B**

**URER-MS. Adrar**

**Année Universitaire : 2017/2018**

## Dédicaces

À ma chère mère et mon cher père qui m'a fait ce que je suis à travers leur sacrifice.

À mes frères yousaf et Zoubir et Ayoub et Yasin, et mes soeurs Khadija et dahbia et Fatima Batul.

À ma chère épouse et à mes petits chers, Abdelhamid chams EaDin et Bouchra Malak.

# Remerciements

Ce travail a été réalisé dans l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (**URER.MS**) Adrar, sous la supervision du Dr. **Nouar AOUN** (Maître de Recherche (A)), je tiens à exprimer ma profonde gratitude pour le soutien continu qu'il m'a toujours apporté. Ses conseils, son expérience et sa disponibilité, malgré ses nombreuses tâches, m'ont été très utiles pour accomplir ce travail.

Je voudrais également remercier les membres du jury : Mr. **Hassane DEHBI** (Président du jury) et Dr. **Kada BOUCHOUICHA** (Examineurs), qui ont témoigné de leur connaissance de juger ce travail.

Je remercie également tous ceux qui ont contribué jusqu'à présent à l'achèvement de ce travail. Surtout mon collègue, Mr. Salamat Ramadan professeur lycée Tililane à Adrar, et ma femme, qui ont eu le grand mérite d'avoir éclairci l'information et le contrôle en raison de sa capacité à contrôler le domaine de l'informatique. Sans oublier les remerciements de tout le personnel de l'Université d'Ahmed Draïa, Adrar, en particulier le directeur de l'université.

Enfin, merci beaucoup pour mon père et ma mère pour la beauté éternelle. Et une source d'inspiration.

# **Etude et évaluation les performances de dégradation des modules photovoltaïques**

**Résumé:** La fiabilité et la durée de vie des systèmes photovoltaïques (PV) dépendent principalement de la performance énergétique des modules et de leurs différents modes de dégradation. Cependant, dans ce travail, les types de dégradations de module photovoltaïque le plus fréquentes sont présentés telles que: la décoloration, la délamination, la corrosion, la rupture de la vitre,... etc. Egalement, nous étudient et évaluent la dégradation de différents modules photovoltaïques de types mono et poly-cristallins. Enfin, nous présentons un exemple d'un module PV installé dans un environnement désertique pendant un an et évalue leur dégradation. Les résultats suggèrent que le module a été dégradé d'environ 3,5% et 0,13% par an, respectivement au courant du court-circuit et au point de puissance maximale.

**Mots-clés:** Fiabilité; photovoltaïque; performance; dégradations; environnement désertique.

# **Study and evaluation the performance degradation of photovoltaic modules**

**Abstract:** The reliability and lifetime of photovoltaic (PV) systems depend mainly on the energy performance of the modules and their different modes of degradation. However, in this work, the most common types of PV module degradations are presented such as discoloration, delamination, corrosion, glass breakage ... etc. Also, we study and evaluate the degradation of different photovoltaic modules of mono and poly-crystalline types. Finally, we present an example of a PV module installed in a desert environment for a year and evaluate their degradation. The results suggest that the module was degraded of about 3.5% and 0.13% per year, respectively at short-circuit current and maximum power point.

**Key words:** Reliability; photovoltaic; performance; degradation; desert environment.

## دراسة وتقييم تدهور أداء الوحدات الكهروضوئية

**ملخص :** تعتمد دقة ومدة صلاحية النظم الفوطوضوئية (PV) بشكل رئيسي على الفعالية الطاقوية للوحدات ومختلف أنماط تدهورها. لذلك، في هذا العمل، نعرض الأنواع الأكثر شيوعاً لتدهور الوحدات الكهروضوئية مثل تغير اللون، والتفريغ، والتآكل، وكسر الزجاج ... إلخ. أيضاً، قمنا بدراسة وتقييم تدهور بعض الوحدات الكهروضوئية المختلفة من صنف أحادية ومتعددة البلورات. في الأخير، قدمنا مثلاً لوحدة كهروضوئية ركبت في بيئة صحراوية لمدة عام و تقييم مدى تدهورها. تشير النتائج إلى أن الوحدة تدهورت بنحو 3.5% و 0.13% سنويا على التوالي بالنسبة لتيار الدارة القصيرة والاستطاعة القصوى.

**كلمات مفتاحية:** دقة; الفوطوضوئية; الفعالية; التدهور; بيئة صحراوية.

# TABLE DES MATIÈRES

Dédicace	
Remerciements	
Résumé	
Abstract	
ملخص	
Liste des tableaux	iv
Liste des figures	v
Liste des symboles	vii
Introduction Générale	02

## Chapitre I Le gisement solaire et Systèmes photovoltaïques: généralités

I.1.	Introduction	05
I.2.	Le gisement soleil	05
I.2.1.	Présentation générale	05
I.2.2.	L'énergie solaire	07
I.2.3.	Origine	08
I.2.4.	Caractères particuliers	07
I.2.5.	Techniques pour capter l'énergie solaire	09
I.2.5.1	L'énergie solaire thermique	09
I.2.5.2.	L'énergie solaire thermodynamique	09
I.2.5.3.	L'énergie solaire photovoltaïque	10
I.3.	Le rayonnement solaire	10
I.3.1.	Le rayonnement direct	12
I.3.2.	Le rayonnement diffus	13
I.3.3.	Le rayonnement global	14
I.4.	Calcul de la position du soleil	14
I.4.1.	Les paramètres de position	14
I.4.1.a.	Les coordonnées géographiques	14
I.4.1.b.	Les coordonnées célestes horizontales	15
I.4.1.c.	Les coordonnées célestes horaires	16
I.4.2.	Les paramètres de temps	16
I.5.	Le gisement solaire en Algérie	17
I.6.	Conversion photovoltaïque	20
I.6.1.	L'effet photovoltaïque	21
I.6.2.	Le principe de conversion photovoltaïque	21
I.6.3.	La cellule solaire	22
I.6.3.1.	Cellule au silicium mono-cristallin	23
I.6.3.2.	Cellule au silicium poly-cristallin	23
I.6.3.3.	Cellule au silicium amorphe	24
I.7.	Association des cellules solaires	24
I.7.1.	Groupement en série	24

I.7.2.	Groupement en parallèle .....	24
I.7.3.	Groupement mixte (série-parallèle) .....	26
I.8.	Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque .....	27
I.8.1.	Les avantages .....	27
I.8.2.	Les inconvénients .....	28
I.9.	Conclusion .....	29

## **Chapitre II Caractérisation d'une cellule photovoltaïque**

II.1.	Introduction .....	30
II.2.	Modélisation de la cellule photovoltaïque .....	30
II.2.1.	Le modèle à deux diodes .....	30
II.2.2.	Le modèle à une diode .....	31
II.2.2.1.	Le modèle à cinq paramètres .....	31
II.2.2.2.	Le modèle à quatre paramètres .....	32
II.3.	Le modèle photovoltaïque de circuit équivalent idéal .....	32
II.4.	Modèle Chenni et <i>al.</i> , (M4P) .....	33
II.4.1.	Evaluation de la résistance série $R_s$ .....	35
II.4.2.	Effet de l'irradiation et de la température sur le comportement $I-V$ .....	37
II.4.3.	Résultats et discussions .....	38
II.4.4.	Résultats de calcul des paramètres internes .....	39
II.5.	Effet de l'éclairement .....	40
II.6.	Effet de la température .....	42
II.7.	Conclusion .....	44

## **Chapitre III Dégradation des modules photovoltaïques**

III.1.	Introduction .....	47
III.2.	Types de dégradations de module PV .....	47
III.3.	Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.....	48
III.3.1.	La décoloration.....	48
III.3.2.	La délamination .....	50
III.3.3.	La corrosion .....	51
III.3.4.	Les fissures et bris de verre .....	53
III.3.5.	Les points chauds (Hot-spots) .....	54
III.3.6.	Les bulles .....	56
III.3.7.	Mode de Snail Trail.....	57
III.4.	Conclusion .....	58

## **Chapitre IV Résultats et discussions**

IV.1.	Introduction .....	60
IV.2.	Test expérimentale .....	60
IV.3.	La caractérisation courant-tension à environnement réelle .....	61
IV.4.	Configuration des modules photovoltaïques .....	63
IV.5.	Méthodes de conversion en STC .....	63
IV.5.1.	Procédure selon la norme IEC 60891 .....	63
IV.5.2.	Méthode de conversion de A. J. Anderson.....	64



IV.6.	Facteur de dégradation .....	65
IV.7.	Résultats discussions .....	66
IV.7.1.	Exemple de conversion par la méthode de A. J. Anderson .....	69
IV.8.	Conclusion .....	71
	Conclusion générale.....	73
	Référence.....	76

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1	Caractéristiques principales du soleil .....	05
Tableau I-2	Répartition spectrale du rayonnement thermique.....	10
Tableau I-3	Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique .....	13
Tableau I-4	Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude .....	13
Tableau I-5	Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques .....	18
Tableau II-1	Fiche technique de SQ150PC aux conditions STC .....	38
Tableau II-2	Fiche technique de S-70 aux conditions STC .....	38
Tableau II-3	Fiche technique de ST-40 aux conditions STC .....	39
Tableau II-4	Résultats de calcul des paramètres internes pour SQ150PC .....	39
Tableau II-5	Résultats de calcul des paramètres internes pour S-70 .....	39
Tableau II-6	Résultats de calcul des paramètres internes pour ST-40 .....	39
Tableau IV-1	Les paramètres spécifiques électriques des modules aux conditions de référence STC .....	63
Tableau IV-2	Les paramètres spécifiques des modules à STC.....	63
Tableau IV-3	La valeur de $I_p$ après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation .....	66
Tableau IV-4	La valeur de $V_p$ après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation .....	66
Tableau IV-5	La valeur de $P_p$ après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation .....	66
Tableau IV-6	La valeur de $FF$ après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation .....	66
Tableau IV-7	Les valeurs du paramètre ( $I_{sc}$ , $V_{oc}$ et $P_p$ ) initiales et calculées par la méthode de A. J. Anderson après un an de fonctionnement et le facteur de dégradation .....	70

## LISTE DES FIGURES

Figure I-1	Structure du soleil. ....	07
Figure I-2	La variation de la band gap et le spectre solaire dans certains métal... ..	11
Figure I-3	Variation mensuelle de la constante solaire .....	12
Figure I-4	Les coordonnées célestes horizontales .....	15
Figure I-5	Variation annuelle de la déclinaison solaire .....	16
Figure I-6	Carte du monde de l'enseilllement moyen annuel.....	18
Figure I-7	Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.....	19
Figure I-8	Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie .....	20
Figure I-9	Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque .....	22
Figure I-10	Cellule au Silicium Monocristallin .....	23
Figure I-11	Cellule au silicium Poly-cristallin .....	23
Figure I-12	Cellule au silicium amorphe (couche mince) .....	24
Figure I-13-a	Association des modules en série .....	25
Figure I-13-b	Caractéristique d'un groupement en série de ns cellules identiques....	25
Figure I-14-a	Association des modules en parallèle.....	26
Figure I-14-b	Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de (ns) cellules identiques.....	26
Figure I-15-a	Association mixte des modules .....	27
Figure I-15-b	Caractéristique résultante d'un groupement mixte .....	27
Figure II-1	Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque à sept paramètres.....	30
Figure II-2	Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque à cinq paramètres .....	31
Figure II-3	Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque à quatre paramètres .....	32
Figure II-4	Les circuits électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque idéale .....	33
Figure II-5	Organigramme de recherche de la valeur de la résistance série $R_s$ ....	37
Figure II-6	Courbe I-V du module photovoltaïque SQ150PC sous différents éclairagements.....	41
Figure II-7	Courbe I-V de module photovoltaïque S-70 sous différents éclairagements .....	41
Figure II-8	Courbe I-V du module photovoltaïque ST-40 sous différents éclairagements .....	42
Figure II-9	Courbe I-V du module photovoltaïque SQ150PC sous différentes températures.....	43
Figure II-10	Courbe I-V du module photovoltaïque S-70 sous différentes températures .....	43
Figure II-11	Courbe I-V du module photovoltaïque ST-40 sous différentes températures.....	44
Figure III-1	Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées .....	50
Figure III-2	Module photovoltaïque présentant une délamination .....	51
Figure III-3	Modes de corrosion, a- corrosion de la bordure, b-corrosion de la boîte de jonction .....	52
Figure III-4	Module photovoltaïque présentant des bris de verre .....	54

Figure III-5	Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs .....	55
Figure III-6	Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV .....	56
Figure III-7	Cellules solaires avec décoloration croisée et cadrage .....	57
Figure IV-1	Pyranomètre du type <i>Kipp&amp;Zonen</i> .....	61
Figure IV-2	Thermocouple du type <i>K</i> placé à l'arrière du module PV.....	61
Figure IV-3	Le banc d'essai, MP-160 IV tracer et l'ordinateur d'affichage .....	62
Figure IV-4	Exemple d'affichage des données par l'instrument MP-160 IV tracer..	62
Figure IV-5	Taux de dégradation de différents paramètres.....	67
Figure IV-6	Verre flou et point chaud sur le module sun-tech.....	68
Figure IV-7	Taux de dégradation de divers paramètres pour les modules mono et poly-cristallin .....	69
Figure IV-8	Courbe I-V aux conditions STC avant et après exposition .....	71

## LISTE DES SYMBOLES

$h$	Constante de Planck (Joule.M <sup>3</sup> /sec)
$c$	Vitesse de la lumière 3.10 <sup>8</sup> (m/sec)
$\lambda$	Longueur d'onde (m)
$E_g$	L'énergie de bande interdite (eV)
$C^*$	La constante solaire.
$C^*_0$	La valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue.
$n$	Le numéro du jour de l'année
$a, b$	Coefficients traduisant les troubles atmosphériques
$h$	Hauteur du soleil.
$P$	Pression atmosphérique du lieu.
$G_{dir}$	L'éclairement énergétique
$G_{dirh}$	Eclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal.
$\theta$	Angle d'incidence des rayons solaires.
$G_{dif1}, G_{dif2}$	Rayonnements diffusés par le ciel et par le sol respectivement.
$alb$	Albédo du sol.
$i$	Angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale.
$TSM$	Le temps solaire moyen
$TSV$	Le temps solaire vrai
$ET$	L'équation du temps qui corrige le TSV par rapport au TSM
$TU$	Le temps universel
$TL$	Le temps légal
$\Delta H$	Le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.
$q$	Charge de l'électron (1.9.10 <sup>-19</sup> coul)
$I_{ph}$	Source de courant (A)
$k$	Constante de Boltzmann (J/K)
$T_c$	Température de la cellule (°C)
$T_a$	Température ambiante (°C)
$T_b$	Température de la surface à l'arrière du module (°C)
$T_{sky}$	Température de ciel (°C)
$T_{ground}$	Température de sol (°C)
$W_s$	Vitesse de vent (m/s)
$\gamma_1$	Facteur d'idéalité dans la diode (1)
$\gamma_2$	Facteur d'idéalité dans la diode (2)
$R_{sh}$	Résistance shunt ( $\Omega$ )
$R_s$	Résistance série ( $\Omega$ )
$I_{sc}$	Courant de court-circuit (A)
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert (V)
$P_p$	Puissance maximale (W)
$P_{max}$	Puissance maximale aux conditions de test standard (STC)
$I_p$	Courant maximal (A)
$I_{01}$	Courant de saturation par diffusion (A)
$I_{02}$	Courant de saturation par recombinaison (A)
$I_{ph}$	Source de courant (A)
$V_p$	Tension maximale (V)
$G$	Rayonnement solaire (W/m <sup>2</sup> )

$G_{ref}$	Rayonnement solaire aux conditions de test standard ( $W/m^2$ )
$FF$	Facteur de forme
$\mu_{Isc}$	Coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\mu_{Voc}$	Coefficient de température de la tension en circuit ouvert ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\mu_p$	Le coefficient de température de la puissance maximale ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$\delta$	Coefficient d'irradiation solaire (sans unité)
$E$	Energie (Wh)
$\sigma$	Constante de Stefane Boltzman
STC	Conditions de test standard ( $1000 W/m^2$ et $25^{\circ}C$ )
NOCT	Température normale de fonctionnement de la cellule
FD	Facteur de dégradation
DR	Taux de dégradation annuel
ref	Indice indiqué les paramètres de références
$I_{STC}$	Courant du module sous conditions standards (A).
$V_{STC}$	Tension du module sous conditions standards (V).
(mes)	Indique les paramètres mesurés
$I_{mes}$	Courant mesuré (A).
$V_{mes}$	Tension mesurée (V).
$G_{STC}$	Eclairement de référence ( $1000 W/m^2$ ).
$G_{mes}$	Eclairement incident mesuré ( $W/m^2$ ).
$T_{STC}$	Température de référence du module ( $25^{\circ}C$ ).
$T_{mes}$	Température mesurée (ou estimée) du module ( $^{\circ}C$ ).
$\alpha$	Coefficient de température pour le courant ( $A/^{\circ}C$ ).
$\beta$	Coefficient de température pour la tension ( $V/^{\circ}C$ ).
$V_t$	Tension thermique du module ( $J.C^{-1}$ ).
$X_{t0}$	Valeur initiale du paramètre considéré ( $I_{sc}$ , $V_{oc}$ et $P_p$ ).
$X_t$	Valeur du paramètre après dégradation
$\Delta t$	La durée de fonctionnement de module photovoltaïque en année.

# **Introduction générale**

## **Introduction générale**

L'énergie reste un facteur clé du développement social et économique communauté. Il est devenu de plus en plus problématique avec les prix élevés du pétrole d'une part et les conséquences environnementales de l'utilisation des combustibles fossiles.

Aujourd'hui, différentes formes d'énergie renouvelable sous différentes technologies (solaire, éolienne, hydroélectrique et biomasse) offrent une grande flexibilité et fiabilité pour pallier les pénuries d'énergie dues à une demande accrue. Dans ce contexte, le secteur PV est une réponse pertinente aux problèmes énergétiques. La question du déficit énergétique est plus grande pour les pays en développement, en particulier l'Algérie.

L'Algérie dispose d'un potentiel solaire important, avec environ de 3500 heures par an. L'utilisation de ce potentiel s'est considérablement améliorée ces dernières années avec le développement de techniques de conversion.

Cependant, les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions dans lesquelles les modules photovoltaïques sont appelés à fonctionner dans des conditions réelles (température, humidité, UV, poussières, ... etc.). Notre étude se concentre principalement sur les modules PV en silicium cristallins qui sont la technologie dominante avec 93% de parts de marché.

L'étude de la décomposition a porté sur:

- Recensement des différents types de dégradation.
- Identifier différentes façons de détecter la dégradation.
- Évaluation de la détérioration des caractéristiques de performance des modules après quelques années d'exploitation dans l'environnement désertique.

Ce manuscrit qui présente le travail de nos mémoires est construit en quatre chapitres.



Dans le première chapitre, nous avons présente une synthèse générale sur les ressources solaires et ses caractéristiques principales, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque, ainsi que les différentes technologiques utilisées dans la fabrication des cellules photovoltaïques, et nous avons terminé par ses avantages et ses inconvénients.

Dans le deuxième chapitre, quatre modèles électriques ont été présenté pour représenter la cellule photovoltaïque. Parmi ces modèles, une approche générale sur la modélisation des modules PV basés sur le modèle à quatre paramètres, est présentée. En n'utilisant qu'une information limitée sur les modules, à savoir leurs valeurs nominales (les valeurs fournies par les fabricants). Trois types de modules photovoltaïques (monocristallin, poly-cristallin et amorphe) ont été modélisés et évalués. La précision du modèle est également analysée par comparaison entre les données du produit et les résultats de la simulation.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté les plus fréquents modes de dégradations des modules photovoltaïques tel-que: la décoloration, la délamination, la corrosion, Snail Trail, les points chauds ...etc.

Enfin, dans le chapitre quatre, nous avons présenté et étudié la dégradation de six modules photovoltaïques de deux différentes technologies (mono et poly-cristalline) après quelques années d'opération extérieure.

**Chapitre I:**

**Gisement solaire et systèmes  
photovoltaïques: généralités**

## I.1. Introduction

Le rayonnement solaire est à l'origine de plus de 90% de l'énergie consommée. L'homme, pour ses besoins, puise dans le cycle énergétique naturel (hydro-électricité, biomasse) ou brûle actuellement et très rapidement la biomasse fossilisée produite à des époques lointaines (charbon, gaz, pétrole). Les problèmes engendrés par l'utilisation des énergies fossiles sont bien connus: pollution de l'air, effet de serre, production d'aérosols, épuisement sur quelques générations. Face à cela, un effort accru existe pour développer l'utilisation directe de l'énergie solaire afin de la transformer en chaleur, en électricité ou en une forme d'énergie chimique plus facilement stockable.

## I.2. Le gisement solaire

### I.2.1. Présentation générale

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chauds qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Bien que le soleil soit une étoile de taille moyenne, il représente à lui seul 99.9% de la masse du système solaire qui est dominé par les effets gravitationnels de l'importante masse du soleil. Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau I-1.

Diamètre (Km)	1392000
Masse (Kg)	$2 \cdot 10^{30}$
Surface (Km <sup>2</sup> )	$6,09 \cdot 10^{12}$
Volume (Km <sup>3</sup> )	$1,41 \cdot 10^{18}$
Masse volumique moyenne (Kg/m <sup>3</sup> )	1408
Vitesse (Lm/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (Km)	$2,5 \cdot 10^{17}$

Tableau I-1: Caractéristiques principales du soleil.

Le soleil n'est pas une sphère homogène, il est constitué de :

- ✓ Le noyau contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée 90% de son énergie sous forme de rayons gamma et X, tout le rayonnement émis dans cette région est totalement absorbé par les couches supérieures, cette zone s'étend sur une épaisseur de  $25 \cdot 10^4$  km, elle présente les caractéristiques d'une température de  $15 \cdot 10^6$  °C, une densité est de  $1015 \text{ kg/m}^3$  et une pression de 109 atm.
- ✓ La zone radiative où la chaleur produite se propage par une diffusion radiative, elle présente les propriétés d'une épaisseur de 244160 km, et une température variant de  $10 \cdot 10^6$  °C à  $50 \cdot 10^4$  °C.
- ✓ La zone de convection où la chaleur produite se propage par une convection turbulente, elle présente les propriétés d'une température comprise entre  $50 \cdot 10^4$  °C à 6400 °C, et une épaisseur de l'ordre 199758 km.
- ✓ La photosphère est une couche opaque, les gaz qui la constituent sont fortement ionisés et capables d'absorber et d'émettre un spectre continu de radiations, elle émet 99% du rayonnement total principalement dans le visible et c'est elle que l'œil humain perçoit. Elle présente les caractéristiques suivantes:

- La température de surface décroît de 6400 °C à 4500°C.
- Une épaisseur de 500 km.
- Une pression de 1/100 atm.

- ✓ La chromosphère constitue avec la couronne l'atmosphère du soleil, cette couche présente les caractéristiques suivantes:
  - Une épaisseur 2000 km.
  - Une température augmentant de 4200 °C à  $10^4$  °C.

- ✓ La couronne est la dernière couche du soleil, ses caractéristiques sont:
  - Elle est sans limite précise.
  - La température augmente de  $10^6$  °C à  $2.10^6$  °C.

La figure I-1 montre la structure du soleil.

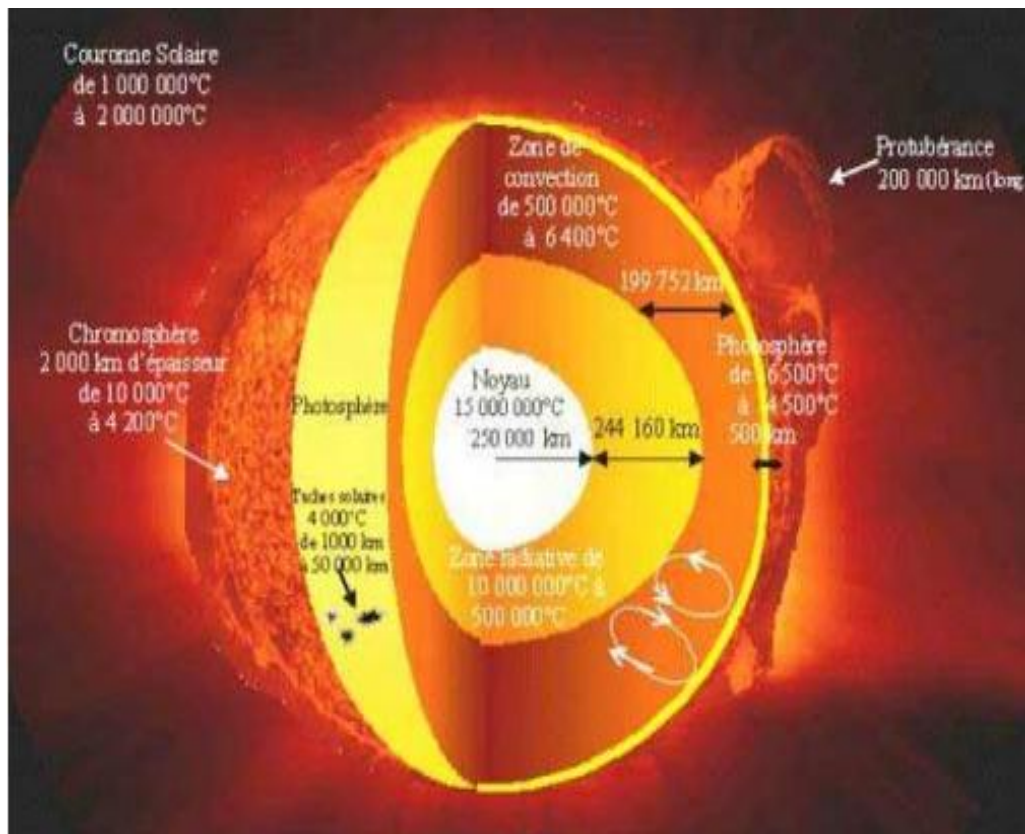


Figure I-1: Structure du soleil [1].

### I.2.2. L'énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie qui provient du rayonnement solaire, directement à travers l'atmosphère.

Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau, du vent et de la photosynthèse réalisée par le règne végétal, dont dépend le règne animal via les chaînes alimentaires. L'énergie solaire est donc à l'origine de toutes les énergies sur Terre à l'exception de l'énergie nucléaire, de la géothermie et de l'énergie marémotrice.

L'Homme utilise l'énergie solaire pour la transformer en d'autres formes d'énergie: énergie alimentaire, énergie cinétique, énergie thermique, énergie électrique ou énergie de la biomasse. Par extension, l'expression «énergie solaire» est souvent employée pour désigner l'énergie électrique et l'énergie thermique obtenue à partir de cette dernière.

### **I.2.3. Origine**

Les conditions résidantes au cœur du soleil favorisent l'interaction des différents atomes d'hydrogène qui subissent une réaction de fusion thermonucléaire. Le résultat de ce processus, lorsqu'il se répète est la fusion de quatre noyaux d'hydrogène en un noyau d'hélium avec émission d'énergie sous forme de rayonnements gamma et X.

Chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium, cette différence de 4 millions de tonnes par seconde correspond à la différence d'énergie de liaison entre les protons d'hydrogène et ceux d'hélium donnant une énergie sous forme de rayonnement, estimée à  $3.7.10^{26}$  j/s.

### **I.2.4 Caractères particuliers**

L'énergie solaire est la seule source d'énergie externe de la terre, elle présente les propriétés suivantes:

- ✓ Elle est universelle, sa densité de puissance maximale est de  $1\text{kW/m}^2$  à midi par ciel bleu sur toute la planète.
- ✓ La densité de puissance maximale reçue au niveau du sol ( $1\text{ kW/m}^2$ ) est peu dense on parle alors d'énergie diffuse.
- ✓ Elle est abondante, notre planète reçoit plus de  $10^4$  fois l'énergie que l'humanité consomme.
- ✓ Elle est intermittente et variable à cause de l'alternance du jour et de la nuit, des variations saisonnières et quotidiennes de l'ensoleillement.

- ✓ L'énergie reçue par une surface donnée n'est pas récupérable en totalité ceci est dû aux pertes d'énergie sous formes conductrice, convective ou rayonnante.
- ✓ Elle est propre.

### **I.2.5. Techniques pour capter l'énergie solaire**

Il existe différentes techniques pour capter une partie de cette énergie à savoir:

#### **I.2.5.1. L'énergie solaire thermique**

Le thermique solaire est un procédé de transformation de l'énergie solaire en une forme thermique, qu'on peut utiliser:

- En usage direct de la chaleur : chauffe-eau solaire, chauffage solaire, cuisinière et séchoir solaire.
- En usage indirect où la chaleur sert pour un autre usage: centrales solaires thermodynamiques, froid solaire.

#### **I.2.5.2. L'énergie solaire thermodynamique**

La solaire thermodynamique utilise le rayonnement solaire thermique pour produire de l'électricité selon le même principe qu'une centrale électrique classique mais en utilisant des centrales hélio-thermoélectriques. Trois types principaux de centrales sont utilisés [1]:

- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques pour atteindre des températures entre 300°C et 350°C.
- Les centrales à capteurs paraboliques pour atteindre des températures de 1000°C ou plus.
- Les centrales à tour pour atteindre 1000 °C.

### I.2.5.3. L'énergie solaire photovoltaïque

Elle permet de produire de l'électricité par la transformation d'une partie du rayonnement solaire par l'utilisation des modules photovoltaïques. Les photopiles utilisent l'effet photovoltaïque, elles sont formées d'une couche d'un matériau semi-conducteur et d'une jonction semi-conductrice. Le silicium est le plus employé; cependant, l'arséniure de gallium offre des meilleures performances, mais reste beaucoup plus onéreux.

### I.3. Le rayonnement solaire

Les réactions thermonucléaires produites au cœur génèrent des rayonnements corpusculaires et électromagnétiques se propageant dans toutes les directions du vide intersidéral avec une vitesse de  $3 \cdot 10^8$  m/s. Les rayons X et gamma jusqu'à l'infra rouges (I.R) lointain. Cependant 99.9% de l'énergie se situe entre 0.2 et  $8 \mu\text{m}$ .

La répartition de l'énergie solaire dans les bandes du spectre du rayonnement thermique est donnée dans le tableau I-2.

Longueur d'onde( $\mu\text{m}$ )	0 – 0,38	0,38 – 0,78	0,78
Pourcentage (%)	6,4	48	45,6
Energie ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	87	656	623

Tableau I-2: Répartition spectrale du rayonnement thermique [2].



La figure I-2 illustre le rayonnement solaire, ses fréquences et ses longueurs d'ondes.

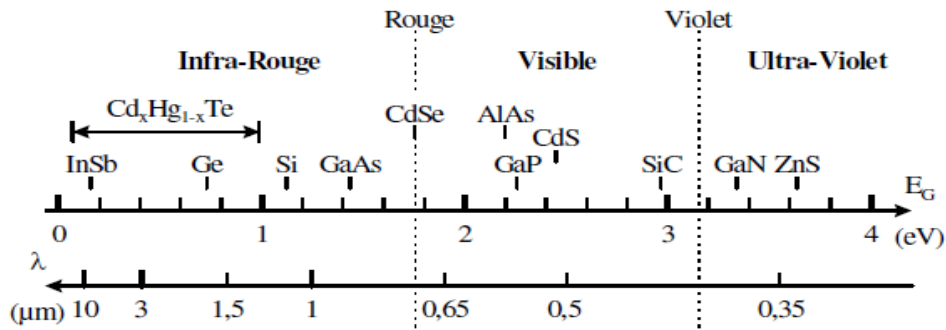


Figure I-2: La variation de la band gap et le spectre solaire dans certains métal [3].

La constante solaire:

$C'$  est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire. La variation de la constante solaire suit la relation suivante

$$C^* = C_0^* + 0,033 \times \cos(0,948 \times n) \quad (\text{I-1})$$

$C^*$  : la constante solaire.

$C_0^* = 1353 \text{ W/m}^2$  est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue.

$n$ : le numéro du jour de l'année.

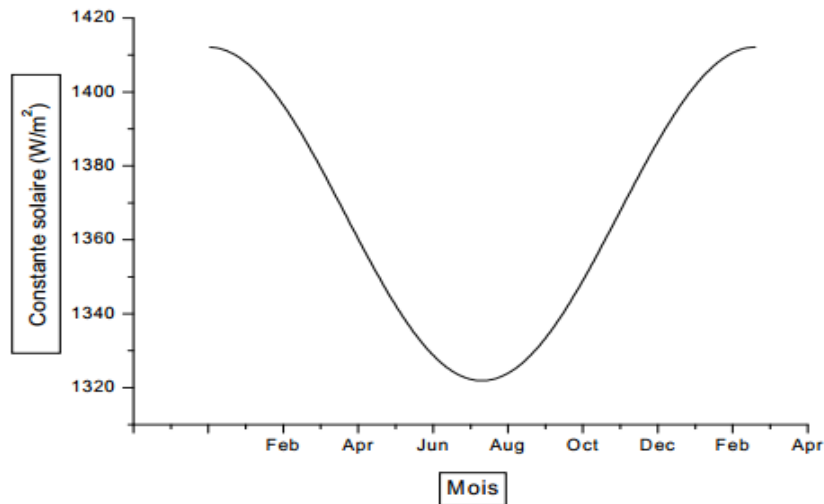


Figure I-3: Variation mensuelle de la constante solaire [2].

### I.3.1. Le rayonnement solaire direct

Le rayonnement direct est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair. L'état du ciel est défini par deux coefficients, a et b qui symbolisent le trouble atmosphérique du lieu où se trouve le capteur solaire (tableau I-3)

La transmissivité totale de l'atmosphère pour le flux solaire incident direct est donnée par:

$$\tau_{\text{dir}} = a \times \exp \frac{-p \times b}{1000 \times \sin h} \quad (\text{I-2})$$

Où: a, b : coefficients traduisant les troubles atmosphériques.

h: hauteur du soleil.

P: pression atmosphérique du lieu.

	Ciel pur	Conditions normales	Zones industrielles
a	0.87	0.88	0.91
b	0.17	0.26	0.43

Tableau I-3: Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique.

Le tableau I-4 donne la variation de la pression atmosphérique avec l'altitude.

Altitude (m)	0	500	1000	1500	2000	2500
P (mbar)	1000	950	900	850	800	500

Tableau I-4: Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude [4].

Le rayonnement direct reçu sur un plan horizontal est donné par [1] :

$$G_{dirh} = C^* \times \tau_{dir} \quad (I-3)$$

$G_{dirh}$  : éclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal.

L'éclairement énergétique ( $G_{dir}$ ) reçu sur un plan incliné est donné par:

$$G_{dir} = G_{dirh} \times \cos\theta \quad (I-4)$$

$\theta$ : angle d'incidence des rayons solaires.

### I.3.2. Le rayonnement solaire diffus

Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réflexion par le sol, il parvient de toute la voûte céleste. La relation entre le coefficient de transmission du flux direct et diffus est :

$$\tau_{dif} = 0,271 - 0,2939 \times \tau_{dir} \quad (I-5)$$

Le flux diffus reçu sur un plan horizontal est défini par :

$$G_{difh} = C^* \times \sin(h) \times \tau_{dif} \quad (I-6)$$

Le flux diffus reçu sur un plan incliné est défini par [1]:

$$G_{dif} = G_{dif1} + G_{dif2} \quad (I-7)$$

$$G_{dif1} = G_{difh} \times \frac{1+\cos(i)}{2} \quad (I-8)$$

$$G_{dif2} = alb \times \frac{1+\cos(i)}{2} \times (G_{difh} \times \sin(h) + G_{difh}) \quad (I-9)$$

$G_{dif1}$ ,  $G_{dif2}$ : rayonnements diffusés par le ciel et par le sol respectivement.

$alb$  : albédo du sol.

$i$ : angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale.

### I.3. 3. Le rayonnement global

Le rayonnement global ( $G$ ) est la somme des rayonnements diffus et direct [1]:

$$G = G_{dir} + G_{dif} \quad (I-10)$$

## I.4. Calcul de la position du soleil

### I.4.1. Paramètres de position

#### I.4.1. a. Les coordonnées géographiques

Tout point de la surface de la terre est repéré par ses coordonnées géographiques [1].

- La longitude ( $\lambda$ ): est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression du positionnement est-ouest d'un point sur Terre (ou sur une autre planète). La longitude de référence sur Terre est le méridien de Greenwich.

La longitude, généralement notée  $\Lambda$ , est donc une mesure angulaire sur  $360^\circ$  par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de  $-180^\circ$  ( $180^\circ$ ) Ouest à  $+180^\circ$  ( $-180^\circ$ ) Est.

- La latitude ( $L$ ): est l'angle avec le plan équatorial que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu, elle varie entre  $+90^\circ$  au pôle Nord et  $-90^\circ$  au pôle Sud.
- L'altitude ( $Z$ ): correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence, le géoïde, figurant le niveau moyen de la mer.

- La détermination de la direction du soleil sur la sphère céleste se fait par des coordonnées célestes du soleil qui sont.

#### I.4.1. b. Les coordonnées célestes horizontales

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles qui sont:

- L'angle horaire ( $\omega$ ) est l'arc de la trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu, il augmente de  $15^\circ$  par heure.
- L'azimut ( $a$ ) est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil (figure I-5). Il est donné par la relation suivante:

$$\sin(a) = \cos(d) \times \frac{\sin(\omega)}{\sin(h)} \quad (\text{I-11})$$

- La hauteur du soleil ( $h$ ) est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal (figure I-5), elle est donnée par la formule :

$$\sin(h) = \sin(L) \times \sin(d) + \cos(L) \times \cos(d) \times \cos(\omega) \quad (\text{I-12})$$

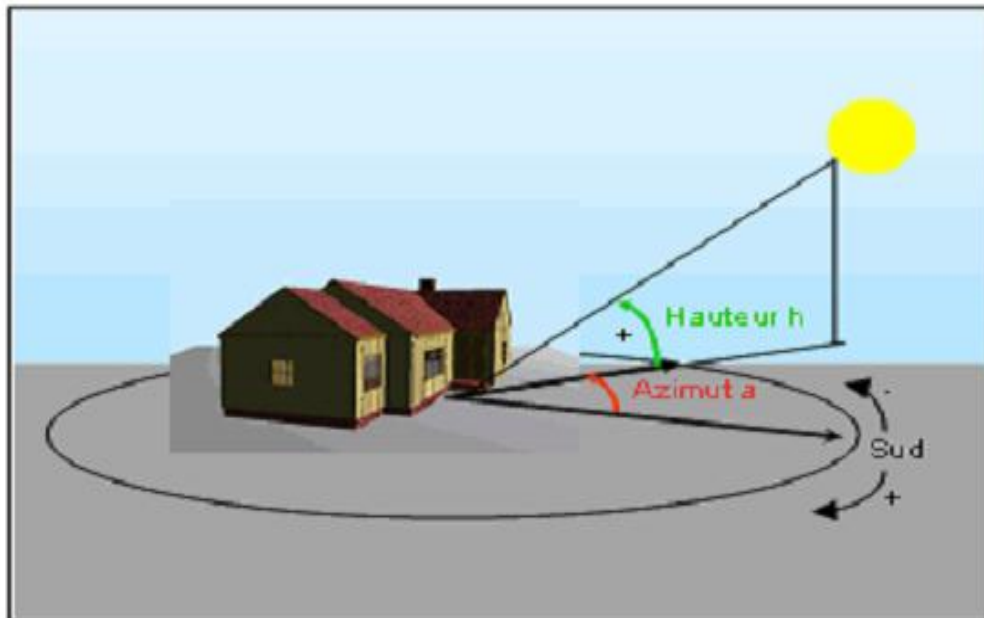


Figure I-4: Les coordonnées célestes horizontales [1].

### I.4.1. c. Les coordonnées célestes horaires

- La déclinaison ( $d$ ) est l'angle entre le plan de l'équateur terrestre avec la direction terre-soleil. Elle varie suivant l'équation de Cooper (figure I-5):

$$d = 23,45 \times \sin\left(\frac{360}{365} \times (n - 81)\right) \quad (\text{I-13})$$

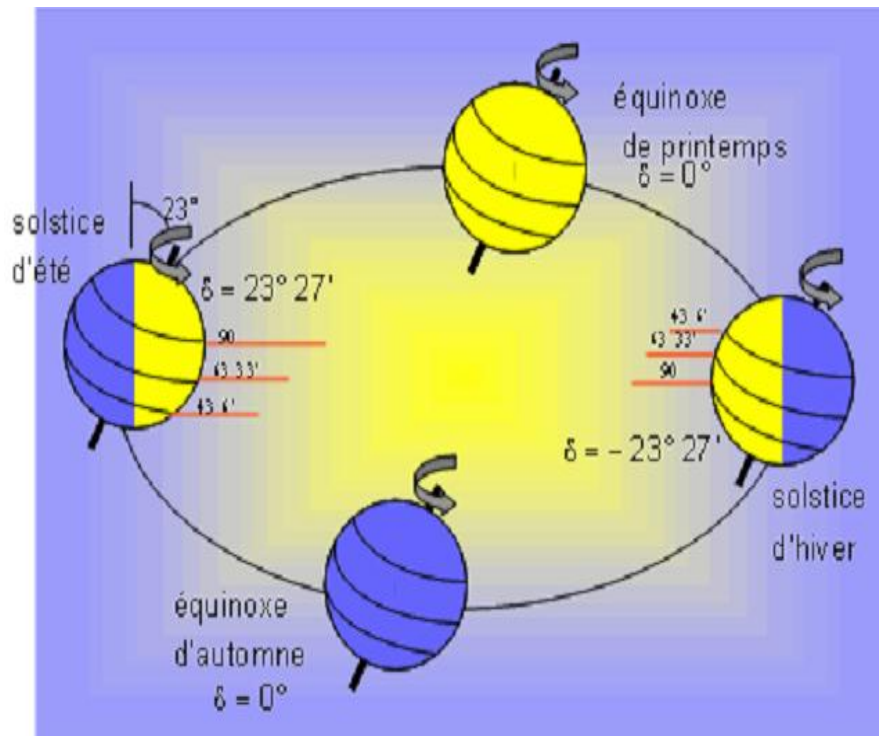


Figure I-5: Variation annuelle de la déclinaison solaire [1].

### I.4.2. Les paramètres de temps

On distingue [1]:

- Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression:

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{12} \quad (\text{I-14})$$

- Le temps solaire moyen (TSM) est donné par:

$$TSV - TSM = ET \quad (I-15)$$

- ET est l'équation du temps qui corrige le TSV par rapport au TSM [1]:

$$ET = 9,87 \times \sin(2 \times \acute{N}) - 7,53 \times \cos(\acute{N}) - 1,5 \times \sin(\acute{N}) \quad (I-16)$$

$$\acute{N} = (n - 81) \times \frac{360}{365} \quad (I-17)$$

- Le temps universel (TU) est le temps moyen de Greenwich:

$$TU = TSM - \frac{\lambda}{15} \quad (I-18)$$

- Le temps légal (TL) est le temps officiel d'un état, il est donné par :

$$TL = TU + \Delta H \quad (I-19)$$

$\Delta H$  : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

### I.5. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire.

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure I-6.

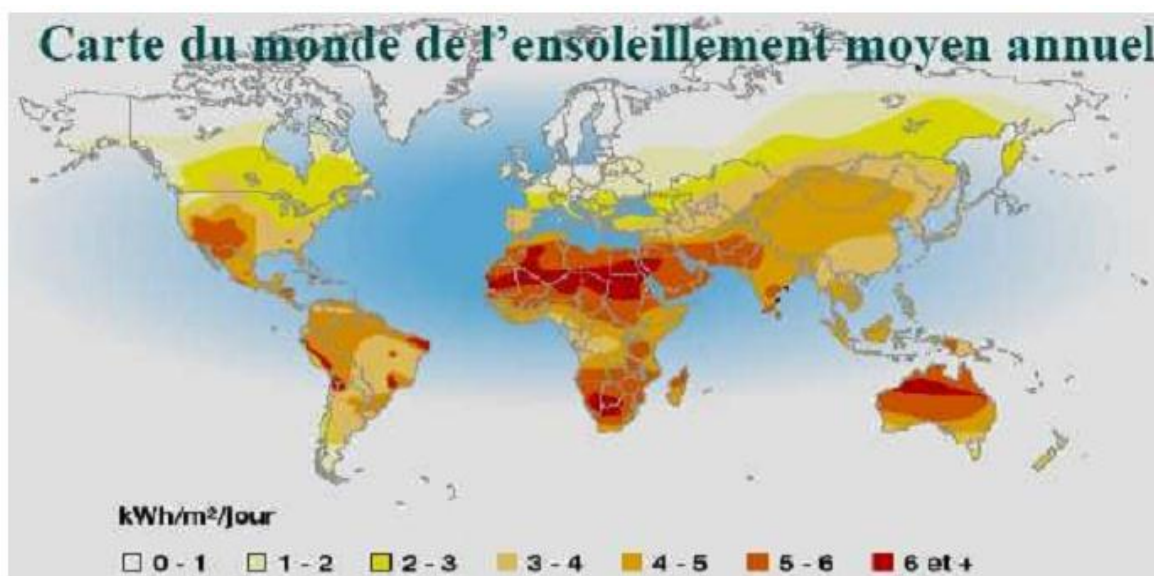


Figure I-6: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [1].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13.9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I-5, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

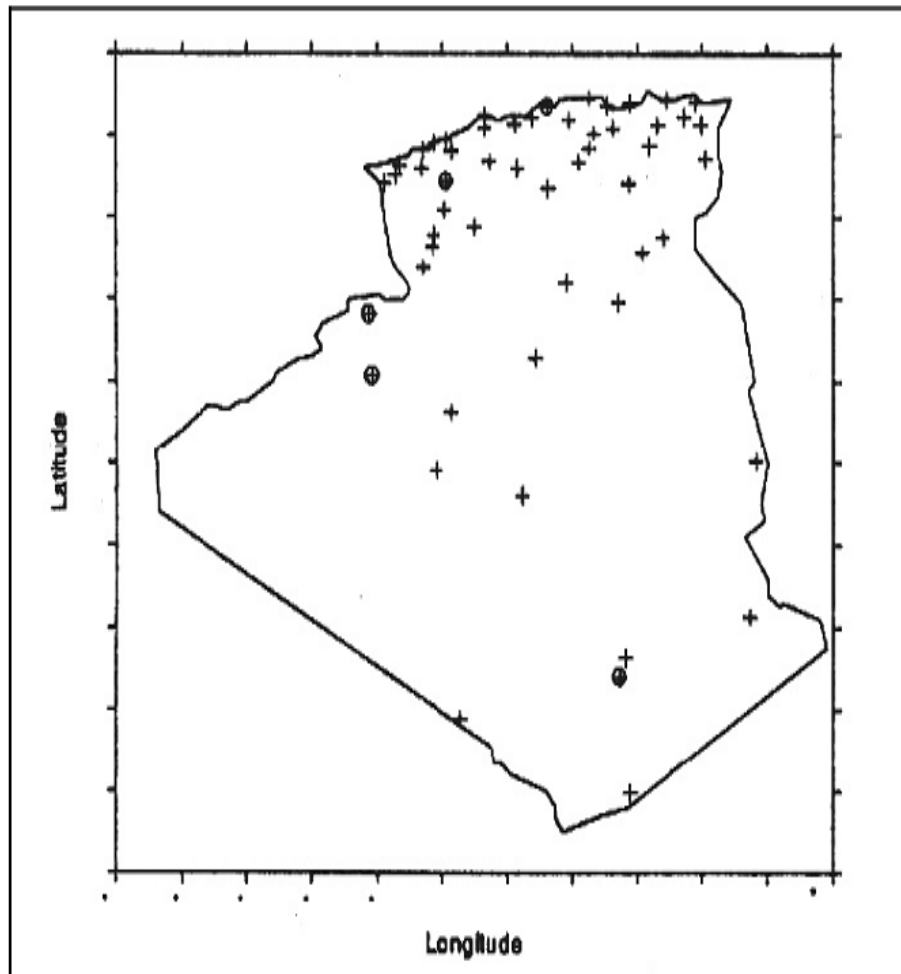
Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau I-5: Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.





bien, du coût élevé d'un tel appareillage. La durée d'insolation quant à elle, est mesurée par un héliographe dans la majorité des stations de (O.N.M) à cause de la facilité de sa mise en œuvre.



FigureI-8: Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie [1].

### I.6. La conversion photovoltaïque

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et en particulier le rayonnement solaire en énergie électrique est apparue en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque [6].

### **I.6.1. L'effet photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de composant semi-conducteur appelé cellule solaire [7].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé. Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est à dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à concentration différente, par exemple de type P-N. Si ce matériau est éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photoélectrique), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [8].

Parmi les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le sulfure de gallium et l'arséniure de gallium.

### **I.6.2. Principe de la conversion photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [8]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction

est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [9], voir la figure I-9.

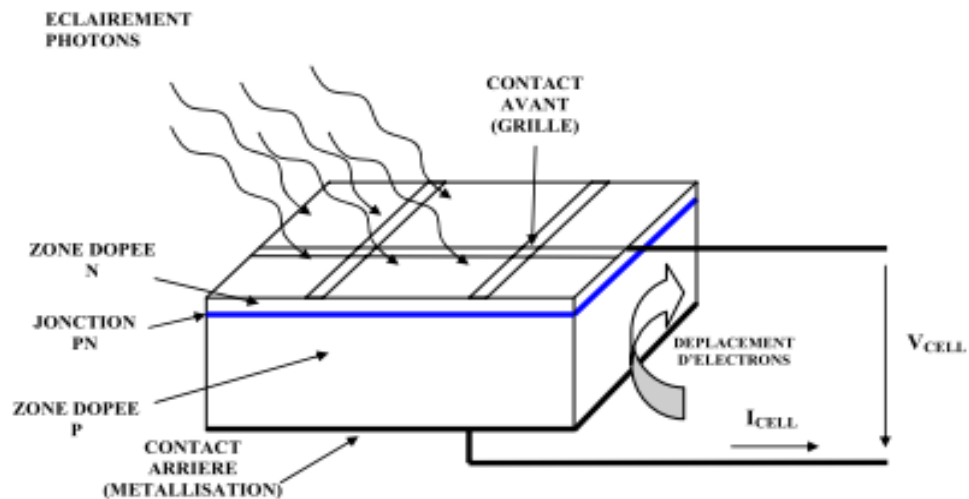


Figure I-9: Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque [10].

### I.6.3. Les technologies des cellules solaires

On appelle cellule solaire un convertisseur qui permet la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. La photopile ou cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque [11].

Il existe trois grands types de silicium : mono cristallin, poly cristallin et amorphe.

### I.6.3.1. Cellule au silicium monocristallin

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique.

Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher [8].

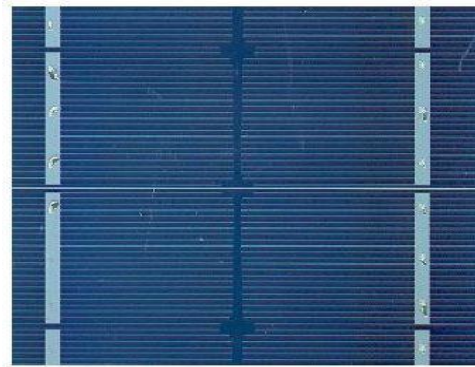


Figure I-10: Cellule au Silicium Monocristallin [12].

### I.6.3.2. Cellule au silicium poly-cristallin

Le silicium poly-cristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux (que le monocristallin). Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser [8].



Figure I-11: Cellule au silicium Poly-cristallin [12].

### I.6.3.3. Cellule au silicium amorphe

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin, les cellules sont constituées par des couches très minces [6].



Figure I-12: Cellule au silicium amorphe (couche mince) [12].

## I.7. Association des cellules solaires

### I.7.1. Association en série

Dans un groupement en série figure I-13-a, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné. La figure I-13-b montre la caractéristique I-V résultante obtenue par l'association en série de ( $ns$ ) cellules identiques.

Avec :

$I_{ssc}=I_{sc}$ : le courant de court-circuit.

$V_{soc}=ns*V_{oc}$ : la tension de circuit ouvert.

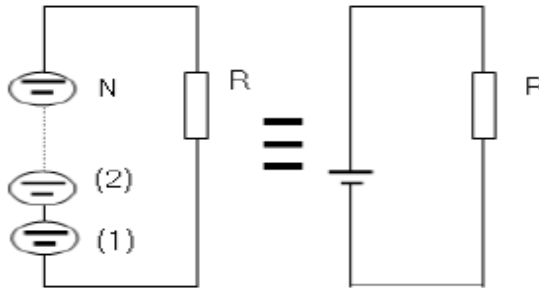


Figure I-13-a: Association des modules en série.

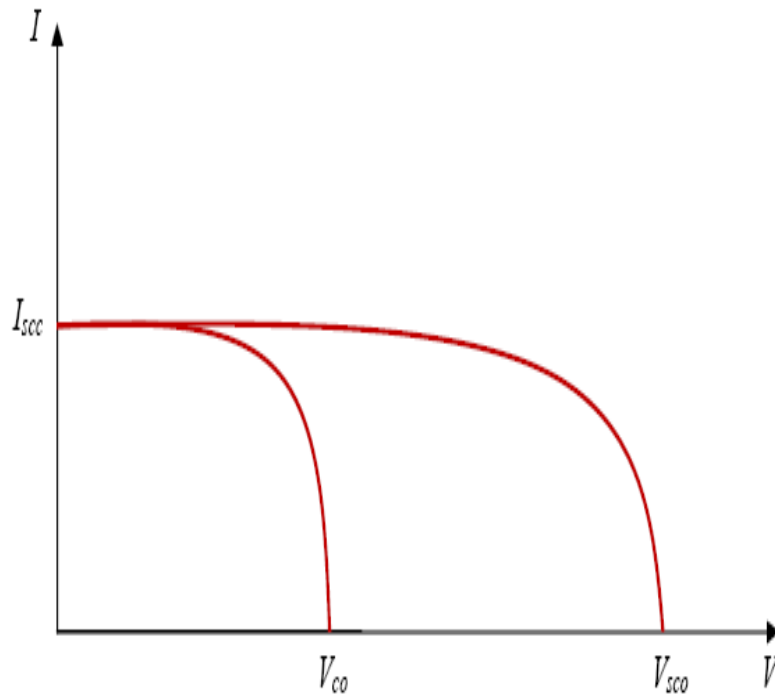


Figure I-13-b: Caractéristique d'un groupement en série de ns cellules identiques.

### I.7.2. Association en parallèle

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle figure I-14-a, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent: la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée. La figure I-14-b montre la caractéristique I-V résultante et obtenue en association en parallèle de ( $np$ ) cellules identiques.

$I_{psc} = np \cdot I_{sc}$ : le courant de court-circuit.

$V_{poc} = V_{oc}$ : la tension de circuit ouvert.

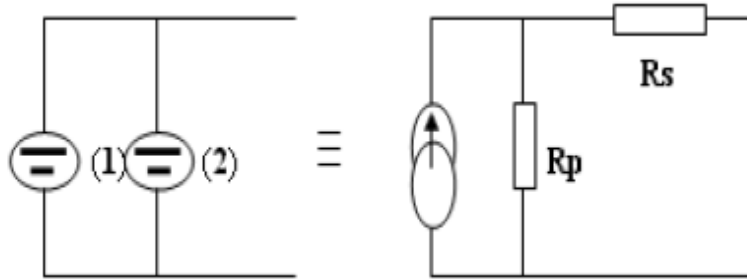
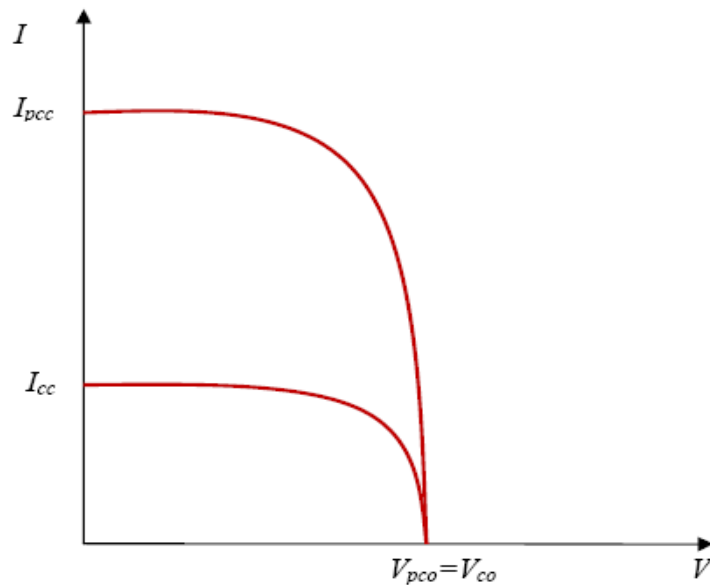


Figure I-14-a: Association des modules en parallèle.

Figure I-14-b: Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de ( $n_s$ ) cellules identiques.

### I.7.3. Association mixte (en série et en parallèle)

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques figure I-15-a. La caractéristique électrique globale courant/tension du GPV se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport ( $n_s$ ) parallèlement à l'axe des tensions et de rapport ( $n_p$ ) parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure I-15-b.

$I_{gsc} = n_p * I_{sc}$ : le courant de court-circuit du module résultant.

$V_{goc} = n_s * V_{oc}$ : la tension du circuit ouvert du module résultant.



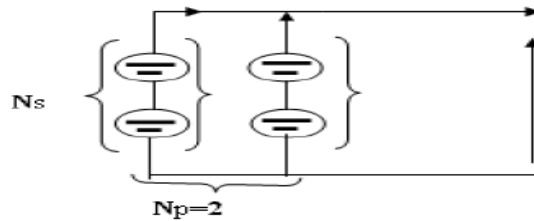


Figure I-15-a: Association mixte des modules.

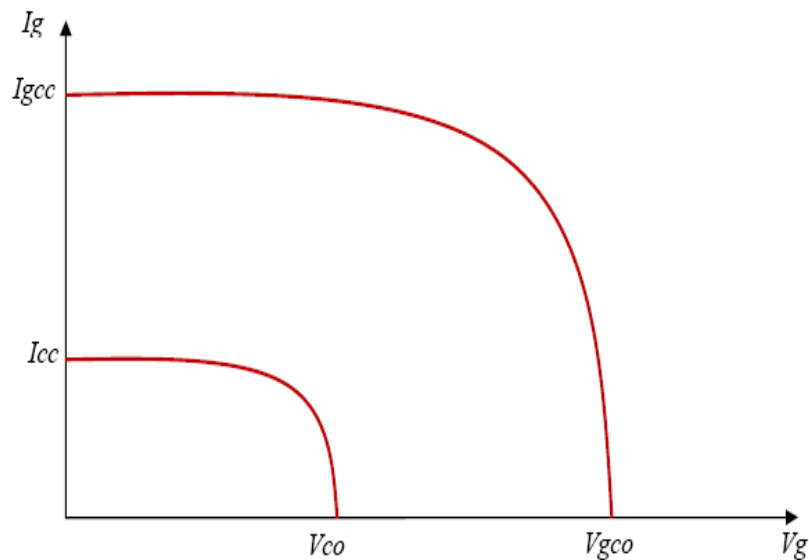


Figure I-15-b: Caractéristique résultante d'un groupement mixte.

Les générateurs photovoltaïques sont alors réalisés en vue d'augmenter la tension (groupement en série) ou augmenter le courant (groupement en parallèle) par l'association d'un grand nombre de modules élémentaires de même technologie et de caractéristiques identiques. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir un module PV (ou panneau PV) aux caractéristiques souhaitées (courant et tension suffisants) [10].

## I.8. Avantages et inconvénients

### I.8.1. Les avantages

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

- Une haute fiabilité – elle ne comporte pas de pièces mobiles – qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. D'où son utilisation sur les engins spatiaux.

- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt [11].
- Le coût de fonctionnement est faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions [6].

### **I.8.2. Les inconvénients**

Malgré les avantages qu'elle présente, l'énergie photovoltaïque présente certains inconvénients qui peuvent être résumés comme suit:

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium est de 28%).
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée [11].

### **I.9. Conclusion**

La première étape de ce travail est pour le public dans le secteur photovoltaïque. Ce premier chapitre a porté sur les ressources solaires et leurs principales caractéristiques, les propriétés, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque sont aussi présentés.

**Chapitre II:**

**Caractérisation d'une cellule  
Photovoltaïque**

## II.1. Introduction

Le capteur photovoltaïque est décrit par ses caractéristiques courant tension I-V. La modélisation est utilisée généralement pour approximer la sortie du capteur et de la puissance en fonction de deux entrées qui sont la température de la cellule et l'éclairement reçu par le capteur. Dans ce chapitre, quelques modèles électriques de circuit de la cellule photovoltaïque ont été proposés. Ensuite, une approche générale sur la modélisation des modules photovoltaïques basés sur le modèle à quatre paramètres est présentée.

## II.2. Modélisation de la cellule photovoltaïque

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque. Parmi ces modèles on peut citer les suivants:

### II.2.1. Le modèle à deux diodes

Ce modèle nommé aussi le modèle à sept paramètres décrit les caractéristiques de diffusion et de recombinaison des porteurs de charges dans le matériau et dans la zone de charge d'espace comme représenté sur la figure II-1.

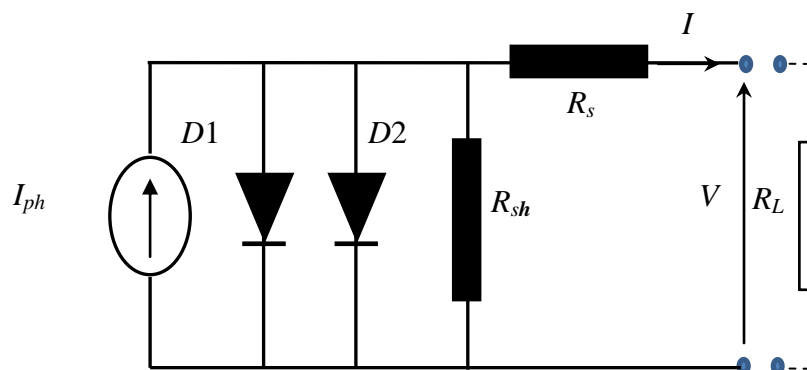


Figure II-1: Le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à sept paramètres.

Le modèle contient sept paramètres inconnus, i.e.,  $I_{ph}$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $\gamma_1$ ,  $\gamma_2$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$ . La caractéristique courant-tension ( $I$ - $V$ ) peut être décrit par l'équation (II-1):

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{\gamma_1 k T_c}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{\gamma_2 k T_c}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II-1})$$

Où  $I_{01}$  (A) et  $I_{02}$  (A) est le courant de saturation par diffusion et par recombinaison respectivement,  $k$  (J/K) la constante de Boltzmann,  $T_c$  (K) la température de la cellule,  $q$  (C) la charge de l'électron,  $\gamma_1$  et  $\gamma_2$  le facteur d'idéalité dans la diode (1) et dans la diode (2) respectivement,  $R_{sh}$  ( $\Omega$ ) la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et  $R_s$  ( $\Omega$ ) la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions. Ce modèle est plus proche au comportement réel de la cellule photovoltaïque.

### II.2.2. Le modèle à une diode

Pour simplifier le modèle à deux diodes (sept paramètres), la recombinaison dans la zone de charge d'espace est supposée négligeable et le modèle à réduit à un modèle d'une diode. Ce modèle est partagé en deux types selon l'existence de la résistance shunt comme présenté dans les Figures II-2 et II-3:

#### II.2.2.1. Le modèle à cinq paramètres

Ce modèle contient cinq paramètres inconnus i.e.,  $\gamma$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$ , comme représenté sur la Figure II-2.

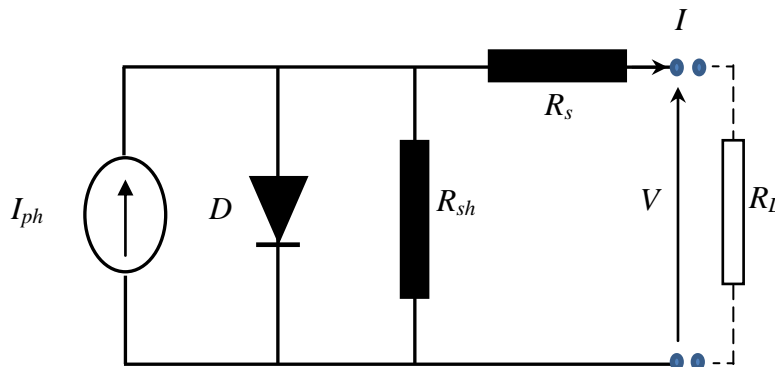


Figure II-2: Le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à cinq paramètres.

La caractéristique courant-tension est décrit par l'équation (II-2).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II-2})$$

### II.2.2.2. Le modèle à quatre paramètres

Ce modèle contient quatre paramètres inconnus i.e.,  $\gamma$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$ , et  $R_s$ , comme représenté sur la Figure II-3.

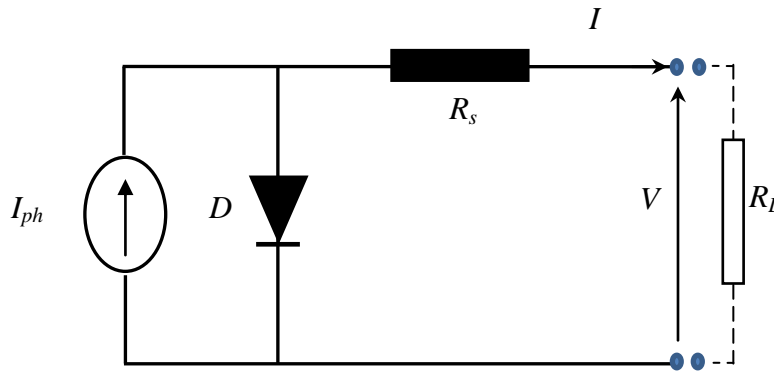


Figure II-3: Le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque à quatre paramètres.

La caractéristique  $I$ - $V$  est décrite par l'équation (II-3).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II-3})$$

### II.3. Le modèle photovoltaïque de circuit équivalent idéal

Ce modèle ne rend pas compte des comportements réels d'une cellule photovoltaïque (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...), c-à-d  $R_s = 0$  et  $R_{sh} = \alpha$ . Le circuit équivalent peut être simplifié comme dans la figure II-4 et la caractéristique courant-tension est décrit par l'équation (II-4).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{qV}{\gamma k T_c} \right) - 1 \right] \quad (\text{II-4})$$

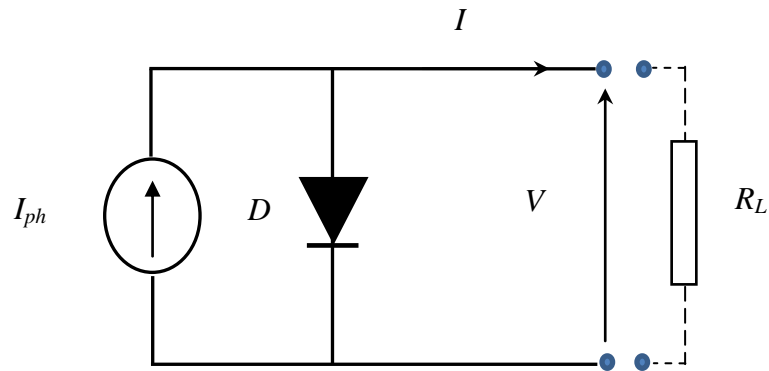


Figure II-4: Le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.

Après une comparaison entre les résultats de simulation obtenue par ces modèles et les résultats expérimentaux, TU. Townsend [14] a tiré les conclusions suivantes :

- La résistance shunt dans le modèle (7P), n'influe sur la caractéristique I-V uniquement aux niveaux des éclaircements très bas.
- les modèles électriques qui incluent le paramètre de la résistance série sont de meilleurs modèles représentant des caractéristiques I-V, pour des niveaux d'éclairciment éloigné du niveau de référence, que les modèles qui négligent cette résistance.
- Le modèle (7P) ne traduit pas les caractéristiques I-V aussi bien que les autres modèles pour des températures de cellules éloignent de la température de référence.
- Les courbes I-V globales, produites par le modèle 4P est le plus précis.

#### II.4. Modèle Chenni et al., (M4P)

Les fabricants ont typiquement tendance à fournir seulement des données opérationnelles limitées pour les panneaux photovoltaïques, tels que la tension de circuit ouvert  $V_{oc}$ , le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , le courant et tension maximum de puissance ( $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ), les coefficients de la température à la tension de circuit ouvert et au courant de court-circuit ( $\mu_{Voc}$  et  $\mu_{Isc}$ ) et la température des cellules (STC).

Notre travail consiste à évaluer les paramètres,  $I_{ph}$ ,  $R_s$ ,  $n$  et  $I_0$  à partir seulement de ces données de datasheet pour tracer les courbes  $I-V$ .

Pour déterminer les valeurs de ces paramètres, les trois paires  $I-V$  connues dans les conditions de références sont substituées dans l'équation (II-4) ayant pour résultat les équations (II-5) et (II-7).

$$I = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left[ \frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right] - 1 \right) \quad (\text{II-5})$$

*Court-circuit,  $I = I_{sc}$  et  $V = 0$ :*

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left[ \frac{q(I_{sc}R_s)}{nkT} \right] - 1 \right) \quad (\text{II-6})$$

*Circuit ouvert,  $I=0$ ,  $V = V_{oc}$ :*

$$0 = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{qV_{oc}}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (\text{II-7})$$

*Point de puissance maximum,  $I=I_{mp}$ ,  $V = V_{mp}$ :*

$$I_{mp} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( q \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{nkT} \right) \right) - 1 \right) \quad (\text{II-8})$$

Le courant inverse de saturation  $I_0$  pour n'importe quelle diode est une quantité très petite, de l'ordre de  $10^{-5}$  à  $10^{-6}$  ampères [15]. Ceci réduit au minimum l'impact du terme exponentiel dans l'équation (II-4), ainsi il est préférable de supposer que le courant photonique  $I_{ph}$  et le courant de court-circuit  $I_{sc}$  sont égaux.

$$I_{sc} \cong I_{ph} \quad (\text{II-9})$$

Une autre simplification [15] peut être faite concernant le terme (-1) dans l'équation (II-5) et (II-6). Dans les deux cas, indépendamment de la taille du système, la limite exponentielle est plus grand que (-1) pour cette raison le terme (-1) peut être négligée [17] et le système des équations devient.

$$0 = I_{sc} - I_0 \left( \exp \left( \frac{qV_{co}}{nkT} \right) \right) \quad (\text{II-10})$$



$$I_{mp} = I_{sc} - I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V_{mp} + R_s I_{mp})}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (\text{II-11})$$

À la condition de référence STC, la substitution de l'équation (II-10) dans l'équation (II-11) nous donne le terme  $n$ , et  $I_0$  sera déterminé par la substitution de  $n$  dans l'équation (II-12).

$$n = \frac{q(V_{mp} + I_{mp}R_s - V_{co})}{kT \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right)} \quad (\text{II-12})$$

$$I_0 = I_{sc} \exp \left( \frac{-qV_{co}}{nkT} \right) \quad (\text{II-13})$$

#### II.4.1. Evaluation de la résistance série $R_s$

Pour évaluer la résistance série  $R_s$ , nous allons exploiter le facteur de sensibilité à la température de la tension de circuit ouvert, donné par les fabricants par:  $\mu_{voc}$ . Pour cela nous devons commencer par exprimer  $V_{oc}$  puis dériver son expression par rapport à la température.

A partir de l'équation (II-11), nous tirons l'expression de  $V_{oc}$ .

$$V_{oc} = \frac{kTn}{q} * \ln \frac{I_{sc}}{I_0} \quad (\text{II-14})$$

Par définition,  $\mu_{voc}$  est la sensibilité de la tension du circuit ouvert à la température, cela signifie qu'elle se calcule par différentiation à la température d'où on peut déduire son expression analytique [17].

$$\mu_{voc} = \frac{\partial V}{\partial T} = \frac{nk}{q} \left[ \ln \left( \frac{I_{sc}}{I_0} \right) + \frac{T\mu_{Isc}}{I_{sc}} - \left( 3 + \frac{qE_g}{nkT} \right) \right] \quad (\text{II-15})$$

Où  $\mu_{Isc}$ : le Coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

En utilisant les équations (II-7), (II-12) et (II-14) à leur limite minimale correspondant à  $R_s=0$  que nous admettrons comme limite inférieure de  $R_s$ , nous obtenons :

$$I_{sc} \cong I_{ph \min} \quad (\text{II-16})$$

$$n_{\min} = \frac{q*(V_{mp} - V_{oc})}{k*T*\ln \left( 1 - \left( \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \right)} \quad (\text{II-17})$$

$$I_{0\ min} = I_{sc} \left( \exp \left( \frac{-qV_{oc}}{kTn_{min}} \right) \right) \quad (\text{II-18})$$

En reformulant l'équation (II-10) on peut exprimer  $R_s$ .

$$R_s = \frac{1}{I_{mp}} \left[ \frac{kTn}{q} \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - I_{mp} \right] \quad (\text{II-19})$$

Nous savons que la valeur minimale de  $(n)$  est 1, et que le terme en logarithme dans l'équation de  $R_s$  est négatif, donc on peut déduire que cette valeur de  $(n)$  nous donne la valeur maximale de  $R_s$ . Cette valeur maximale de  $R_s$  nous servira de limite supérieure dans la résolution du système par la méthode de dichotomie.

$$R_{s\_sup} = \frac{1}{I_{mp}} \left[ \frac{kT}{q} \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - I_{mp} \right] \quad (\text{II-20})$$

La valeur de  $R_s$  à rechercher est comprise entre la valeur minimale considérée égale à 0 et la valeur supérieure qu'on peut calculer avec l'équation (II-20). A chaque valeur de  $R_s$  trouvée nous calculerons  $n$  et  $I_0$  correspondant avec les équations (II-13) et (II-14) que nous utiliserons dans le calcul de  $\mu_{voc}$ .

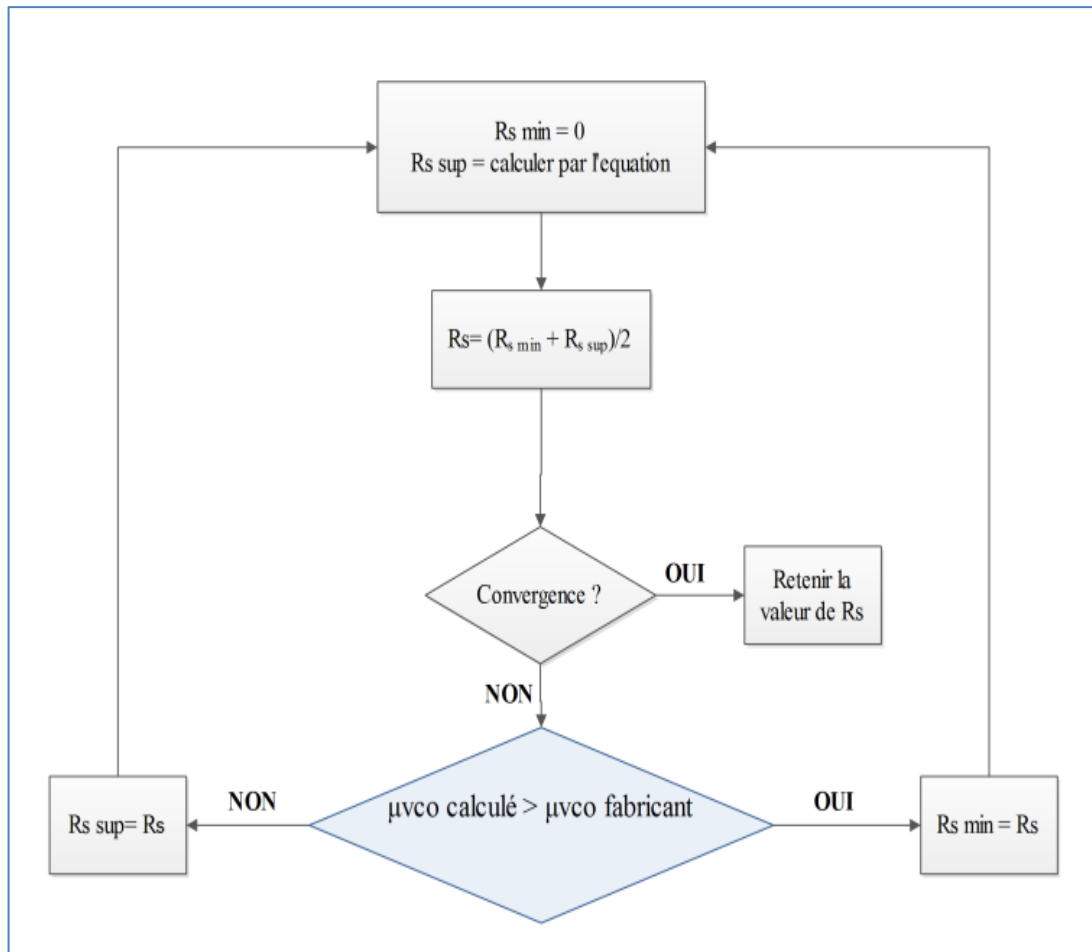


Figure II-5: Organigramme de recherche de la valeur de la résistance série  $R_s$  [17].

La valeur de  $\mu_{v_{oc}}$  trouvée sera comparée à la valeur donnée par le fabricant, et selon le critère de convergence indiquée dans l'organigramme ci-dessus dans la Figure II-5 nous itérerons le calcul jusqu'à atteindre une tolérance préalablement fixée comme critère d'arrêt des itérations et nous déduirons les valeurs de  $R_s$ ,  $I_0$  et  $n$  correspondant à la fin de calcul.

#### II.4.2. Effet de l'irradiation et de la température sur le comportement $I-V$

Les paramètres électriques inconnus ont été mesurés dans des conditions de test standard ( $1000 \text{ W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ ) rarement trouvés dans l'environnement extérieur. De plus, la dépendance des paramètres avec les conditions réelles (température ambiante et éclairement) est décrite dans les équations (II-14)-(II-18) [18]-[19].

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^{\gamma} \exp \left[ \frac{q}{\gamma k} \left( \frac{E_g}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c} \right) \right] \quad (\text{II-21})$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{Isc}(T_c - T_{c,ref})] \quad (\text{II-22})$$

$$n = n_{ref} \quad (\text{II-23})$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (\text{II-24})$$

Où  $E_g$  est l'énergie de bande interdite.

### II.4.3. Résultats et discussions:

Dans ce chapitre, nous exposerons les résultats de simulation du modèle à quatre paramètres et nous donnerons nos interprétations pour chaque graphe produit par l'exécution sous Matlab®.

Pour notre étude nous avons choisi trois différents types des modules photovoltaïques i.e., monocristallin (SQ150PC), poly-cristallin (S-70) et amorphe (ST-40), comme présentent dans les Tableaux II-1, II-2 et II-3, respectivement. On note que les valeurs expérimentales sont extraites de la fiche technique du fabricant (datasheet).

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$I_{sc}$	Courant de court-circuit	4.8 A
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert	43.4 V
$I_{mp}$	Courant de maximum de puissance	4.4 A
$V_{mp}$	Tension de maximum de puissance	34 V
$P_{max}$	Maximum de puissance	150 W
$\mu_{Voc}$	Coefficient de la température de la tension du circuit ouvert	$-161e^{-3}$ V/°C
$\mu_{Isc}$	Coefficient de la température du courant de court-circuit	$1.4e^{-3}$ A/°C
$N_s$	Nombre de cellule en série par panneau	72

Tableau II-1: Fiche technique de SQ150PC aux conditions STC.

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$I_{sc}$	Courant de court-circuit	4.5 A
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert	21.2 V
$I_{mp}$	Courant de maximum de puissance	4.12 A
$V_{mp}$	Tension de maximum de puissance	17 V
$P_{max}$	Maximum de puissance	70 W
$\mu_{Voc}$	Coefficient de la température de la tension du circuit ouvert	$-76e^{-3}$ V/°C
$\mu_{Isc}$	Coefficient de la température du courant de court-circuit	$2 e^{-3}$
$N_s$	Nombre de cellule en série par panneau	36

Tableau II-2: Fiche technique de S-70 aux conditions STC.

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$I_{sc}$	Courant de court-circuit	2.68 A
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert	23.3 V
$I_{mp}$	Courant de maximum de puissance	2.41 A
$V_{mp}$	Tension de maximum de puissance	16.6 V
$P_{max}$	Maximum de puissance	40
$\mu_{Voc}$	Coefficient de la température de la tension du circuit ouvert	$-10e^{-3}$ V/°C
$\mu_{Isc}$	Coefficient de la température du courant de court-circuit	$0.35e^{-3}$ A/°C
$N_s$	Nombre de cellule en série par panneau	36

Tableau II-3: Fiche technique de ST-40 aux conditions STC.

#### II.4.4. Résultats de calcul des paramètres internes

Avec le programme basé sur la méthode de bisection proposé par R. Chenni et al, nous avons obtenu les paramètres suivants pour chaque module à STC:

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$R_s(\text{cellule})$	Resistance série	$0.007 \Omega$
$n$	Facteur d'idéalité	1.56
$I_0$	Courant inverse de saturation	$1.436 e^{-6}$ A
$I_{ph}$	Photocourant	4.8 A

Tableau II-4: Résultats de calcul des paramètres internes pour SQ150PC.

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$R_s(\text{cellule})$	Résistance série	$0.0028 \Omega$
$n$	Facteur d'idéalité	1.65
$I_0$	Courant inverse de saturation	$4.289 e^{-6}$ A
$I_{ph}$	Photocourant	4.5 A

Tableau II-5: Résultats de calcul des paramètres internes pour S-70.

Désignation	Intitulé du paramètre	Grandeur
$R_s(\text{cellule})$	Resistance série	$0.0377 \Omega$
$n$	Facteur d'idéalité	1.6136
$I_0$	Courant inverse de saturation	$4.4734 e^{-7}$ A
$I_{ph}$	Photocourant	2.68 A

Tableau II-6: Résultats de calcul des paramètres internes pour ST-40.

La simulation des paramètres internes par la méthode de bisection a donné des résultats approuvables pour trois types de cellules à savoir SQ150PC, S-70 et ST-40.

### **II.5. Effet de l'éclairement**

Les figures II-6, II-7, II-8 sont obtenues en fixant la température  $T$  à  $25^{\circ}\text{C}$  et en faisant varier le niveau d'éclairement. Elles présentent les caractéristiques I-V, respectivement des modules SQ150PC, S-70 et ST-40. Nous avons superposé les résultats obtenus par mesure expérimentale et les résultats de simulation [17]. L'allure des courbes simulées et expérimentales pour les trois modules PV sont presque identiques. La courbe I-V est caractérisée par un déplacement suivant l'axe du courant. L'augmentation de l'intensité du rayonnement accroît le photo-courant généré et provoque du fait l'augmentation du courant délivré par la cellule. La tension de circuit ouvert est aussi affectée par l'augmentation du rayonnement mais d'une manière moins marquante.

Nous constatons aussi que les courbes simulées et expérimentales apparaissent identiques aux points de condition standard de référence. Par contre, plus l'éclairement est éloigné des conditions standard de référence, plus il y a des divergences dans la zone de puissance des courbes et au point de tension de circuit ouvert.

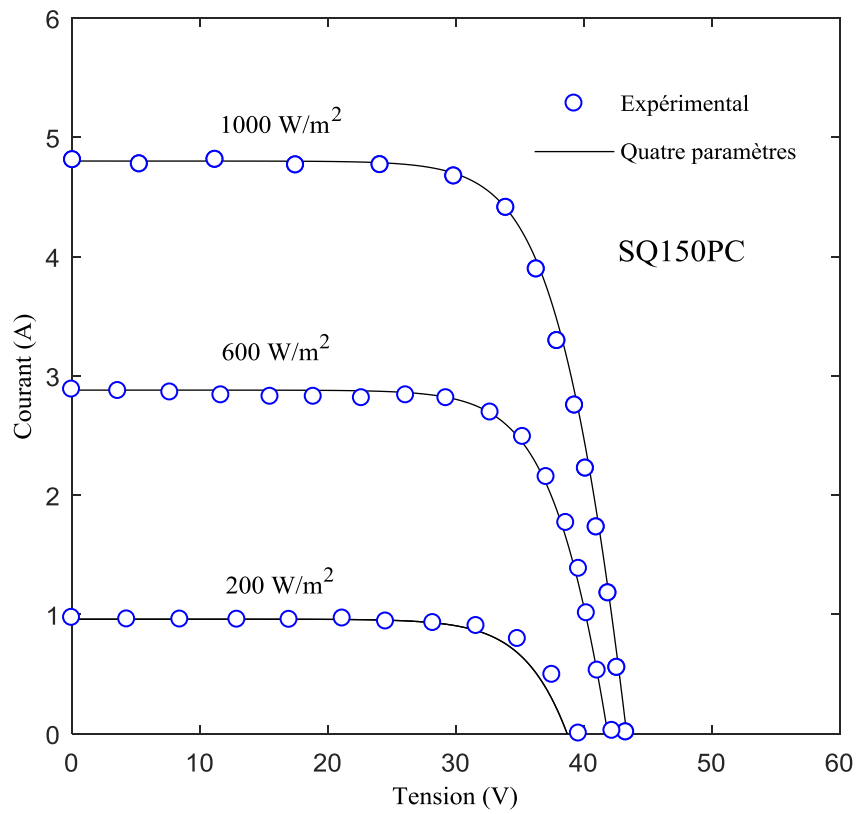


Figure II-6: Courbe I-V du module photovoltaïque SQ150PC sous différents éclairagements.

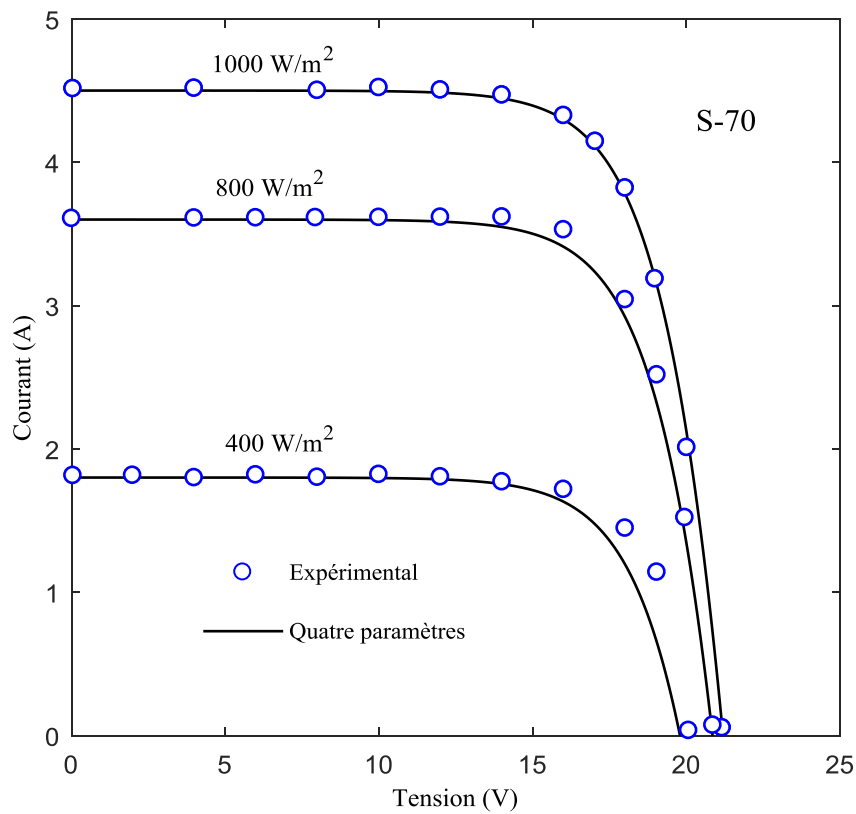


Figure II-7: Courbe I-V de module photovoltaïque S-70 sous différents éclairagements

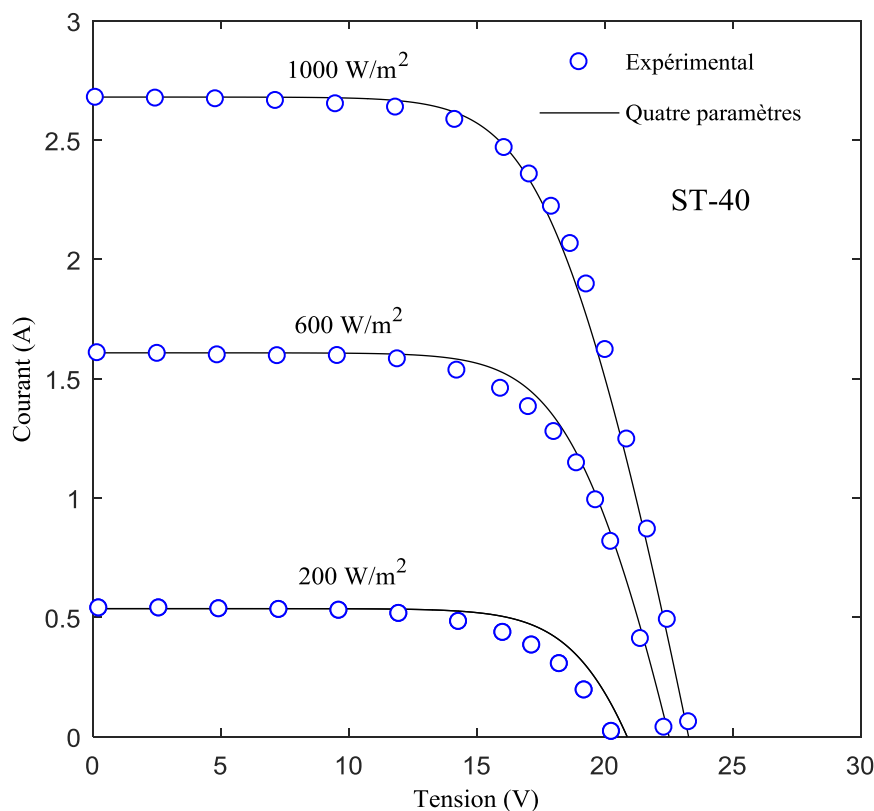


Figure II-8: Courbe I-V du module photovoltaïque ST-40 sous différents éclairagements.

## II.6. Effet de la température

Les figures II-9, II-10 et II-11 sont obtenues en fixant l'éclairement à 1000 W/m<sup>2</sup> et en faisant varier la température de la cellule  $T_c$ . Elles présentent les caractéristiques I-V, respectivement des modules SQ150PC, S-70 et ST-40. Pour observer la comparaison entre les résultats de simulation et les résultats expérimentaux (datasheet), nous avons représenté les courbes sur le même graphe pour chaque module. Nous constatons que les courbes ont des allures identiques avec un relatif décalage, pour les mêmes raisons que pour l'éclairement. Lorsque la température croît, la tension à vide  $V_{oc}$  décroît. Plus la température est élevée plus  $V_{oc}$  est faible et le courant de court-circuit  $I_{sc}$  augmente avec la température. Cette augmentation est nettement moins importante que la baisse de tension d'où le rapprochement des segments de courbes à proximité de  $I_{sc}$ . L'influence de la température sur  $I_{sc}$  peut être négligée dans la majorité des cas.



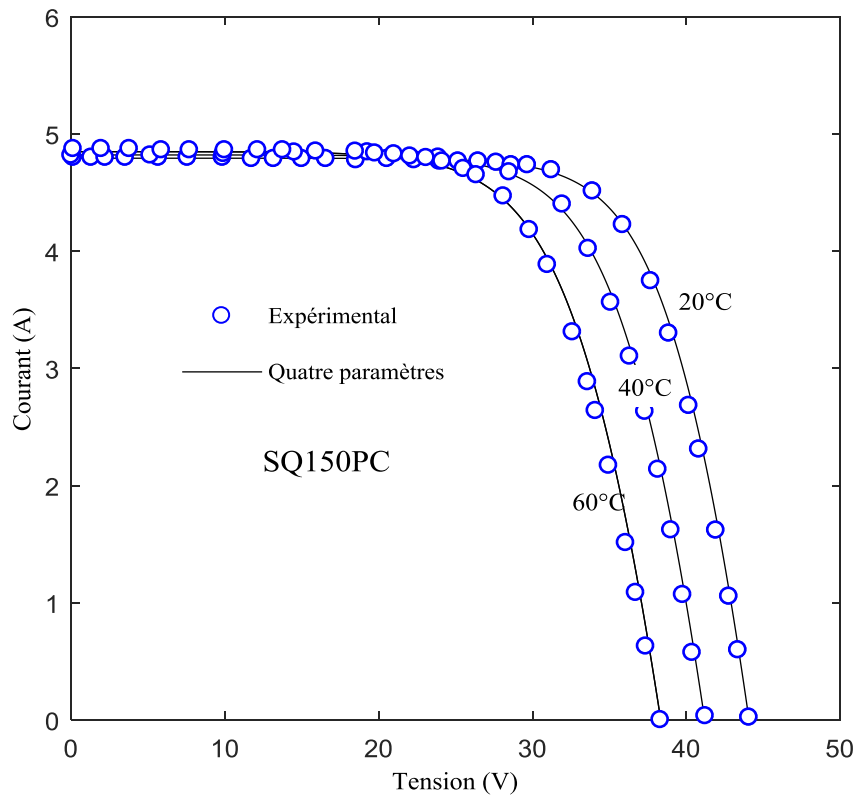


Figure II-9: Courbe I-V du module photovoltaïque SQ150PC sous différentes températures.

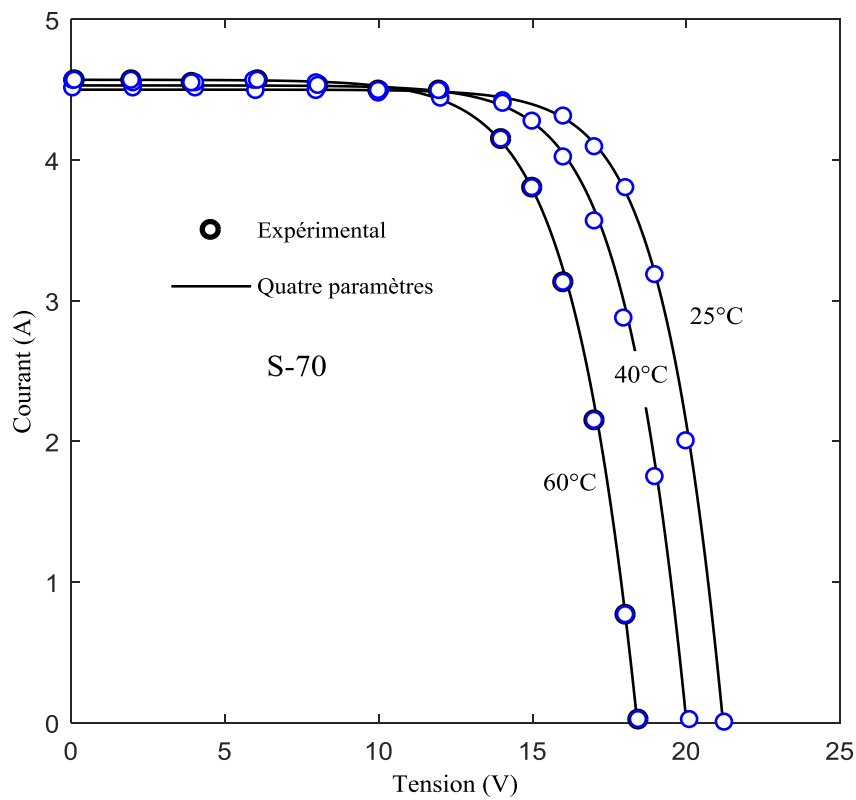


Figure II-10: Courbe I-V du module photovoltaïque S-70 sous différentes températures.

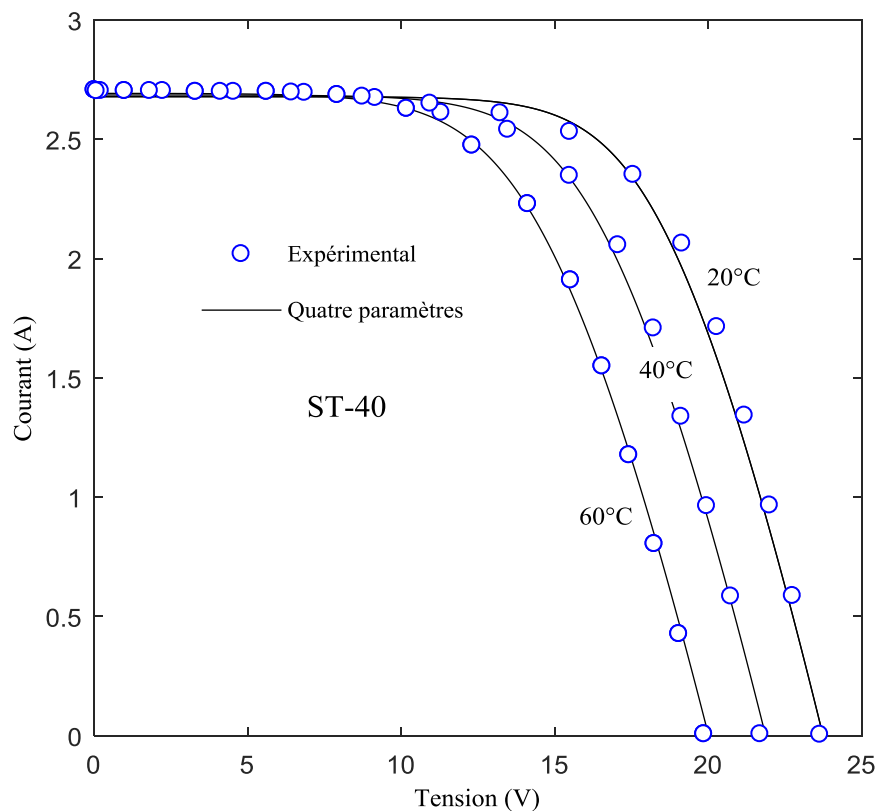


Figure II-11: Courbe I-V du module photovoltaïque ST-40 sous différentes températures.

## II.7. Conclusion

La cellule photovoltaïque peut être représentée par un circuit équivalent qui peut mieux simuler son comportement réel.

Selon cette philosophie quelques modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque. Ensuite, une approche générale sur la modélisation des modules photovoltaïques basés sur la méthode de R. Chenni et al, [17], (modèle à quatre paramètres), est présentée. Les points choisis pour la détermination des paramètres dans les conditions de référence sont principalement: le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert, le point de puissance maximum, les coefficients de température de tension de circuit ouvert et de courant de court-circuit. Les données nécessaires pour le modèle proviennent soit de la fiche technique des produits, soit des résultats des tests expérimentaux. Trois types de modules solaires

(monocristallin, poly-cristallin et amorphe) ont été modélisés et évalués. La précision du modèle est également analysée par comparaison entre les données fournées par le constructeur des modules et les résultats de simulation.

**Chapitre III:**

**Les différents modes de dégradation des  
modules photovoltaïques**

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

Aujourd'hui, il est noté un déficit d'information sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degré d'impact sur la durée de vie et la fiabilité des modules PV. Ces dernières années, les recherches sur les modules photovoltaïques se sont plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment de retour d'expérience sur celles qui sont déjà en opérationnelles. Ce chapitre présente une revue bibliographique approfondie sur la dégradation des modules photovoltaïques.

Les principaux types de dégradations des modules PV recensés sont présentés. Ensuite, les facteurs et les moyens de détection des dégradations des modules sont étudiés. Enfin, les modèles de dégradation présentés dans la littérature sont également recensés et discutés.

### **III.2. Types de dégradations de module PV**

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [20]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth et al. [21], les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs selon la littérature.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que, [09], [07], [11], [21]:

- La température,
- L'humidité,
- L'irradiation,
- La poussière,
- Les chocs mécaniques.

Chacun de ses différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que [9]:

- La décoloration,
- La délamination,
- La corrosion,
- Les casses et fissures de cellules.

### **III.3. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques**

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci. Ces différentes parties sont: le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vinyl Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

#### **III.3.1. La décoloration**

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acétate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une

modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallneront [22] ont indiqué que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère.

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière.

Kojima et Yanagisaw [23] ont intéressé au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de  $4000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$  est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm.

Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de  $1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ , aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500heures.

Wohlgemuth et Kurtz [8] ont effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C, il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de  $250\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ .

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [24]-[25]

La Figure III-1 montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [12].



Figure III-1: Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

Realini [26], a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristique électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit  $I_{sc}$ . Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale  $P_p$  qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque.

### III.3.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets importants, i.e., l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [8].



Skoczek et al, ont étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [27]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La Figure III-2 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

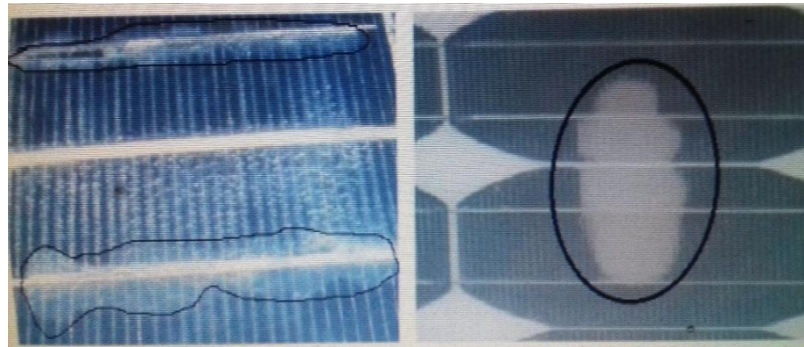


Figure III-2: Module photovoltaïque présentant une délamination.

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [28]. D'autre part, ils avancent que la liaison interrassiale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

### III.3.3. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [11]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La

corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure III-3 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [9].

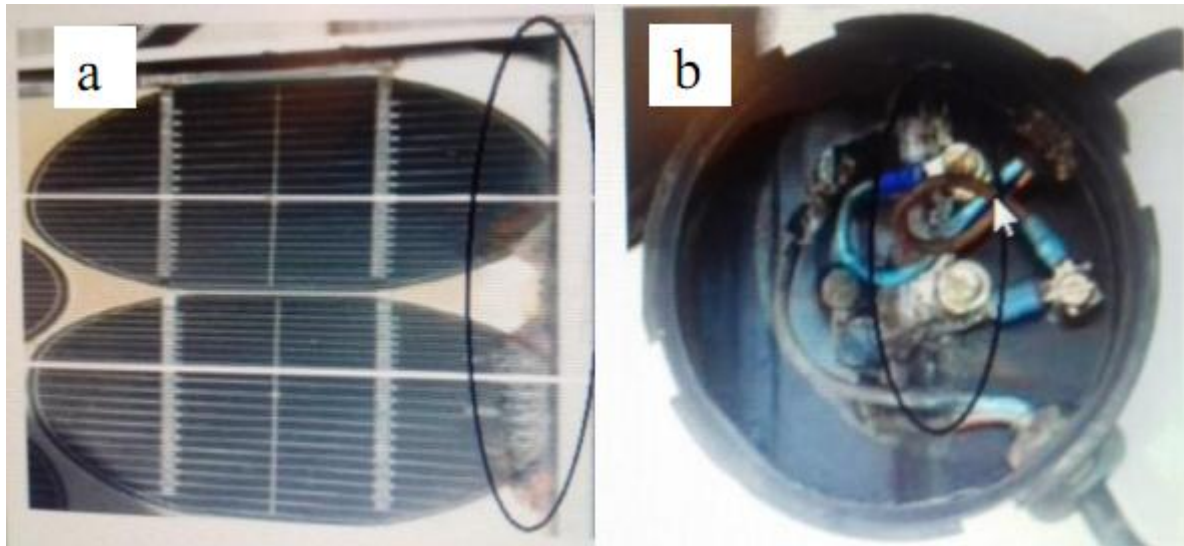


Figure III-3: Modes de corrosion, a- corrosion de la bordure, b-corrosion de la boîte de jonction.

Wolghemuth et Kurtz ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir des essais accélérés 85/85 ( $T=85^{\circ}\text{C}$  et  $HR=85\%$ ) selon la norme CEI 61215 [8]. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de  $85^{\circ}\text{C}$  et une humidité relative de 85%. Wohlgemuth et al, ont également effectué en 2005 des tests sur des modules de BP Solari à partir des retours d'expérience qui lui ont permis d'affirmer que la corrosion était le mode de dégradation le plus fréquent [21]. Il a exploité la base de données commerciale de BP Solari qui collecte toutes les informations issues du suivi technique de leurs modules cristallins installés

Depuis 1994, autres études [11], affirment également que la corrosion et la décoloration sont les modes de dégradation prédominant des modules photovoltaïques.

Carlson, en collaboration avec le NREL, a montré à l'issue d'essais sur des modules BP Solar que le sodium contenu dans le vitrage qui réagit avec l'humidité constitue un facteur majeur de corrosion au niveau des bords des modules PV comme le montre la Figure III-3-a [14].

Osterwald et al, [30] ont affirmé que les dégradations qui surviennent les premières et qui évoluent le plus rapidement dans les modules PV en silicium sont dues à l'oxygène qui est le premier facteur de corrosion des jonctions en silicium.

Kemp et al, ont montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides telles que Miami en Floride [6]. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène Vinyle Acétate (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre. D'après Kemp et al, [6], la meilleure façon d'empêcher l'infiltration de l'humidité dans le module est d'utiliser des joints bien hermétiques ou des joints de bord à faible diffusivité contenant une grande quantité de déshydratant. Par conséquent, nous pensons qu'il serait plus efficace de se concentrer sur les moyens de réduire les processus de corrosion qui sont accélérés par la pénétration d'humidité.

#### **III.3.4. Les fissures et bris de verre**

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [8]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure III-4 montre un module photovoltaïque en silicium poly-cristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [11].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années. L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 $\mu\text{m}$  à moins de 200 $\mu\text{m}$  et parfois à moins de 100 $\mu\text{m}$ . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [31]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques que nous présenterons dans la Figure III-4 [32].

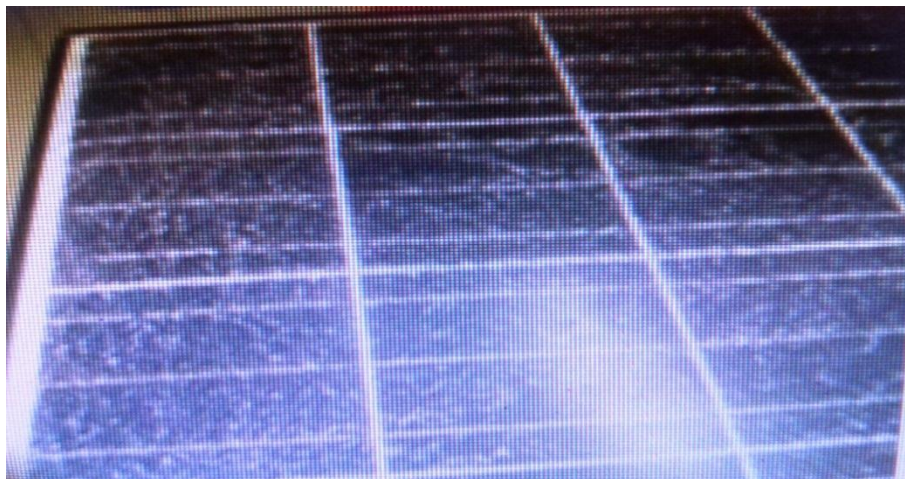


Figure III- 4: Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

### III.3.5. Les points chauds (Hot-spots)

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et

elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale: c'est le phénomène du point chaud ou «hot-spot» [10] dont le module montré en Figure III-5 est atteint. Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associé. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module entier en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections [33]. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.

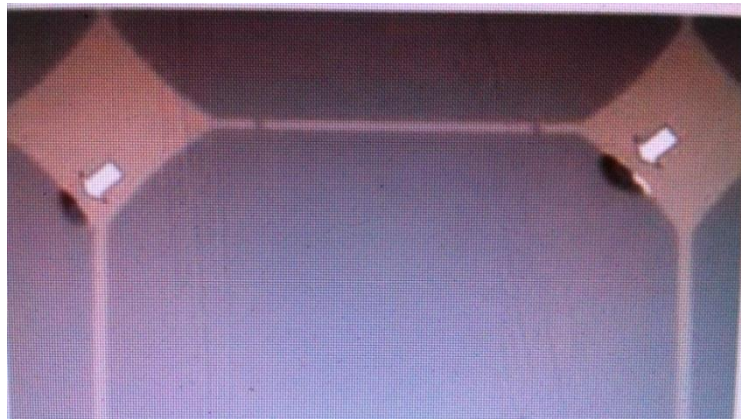


Figure III-5: Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.



### III.3.6. Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Ethylene Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [34]. La Figure III-6 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [9]. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module [9].

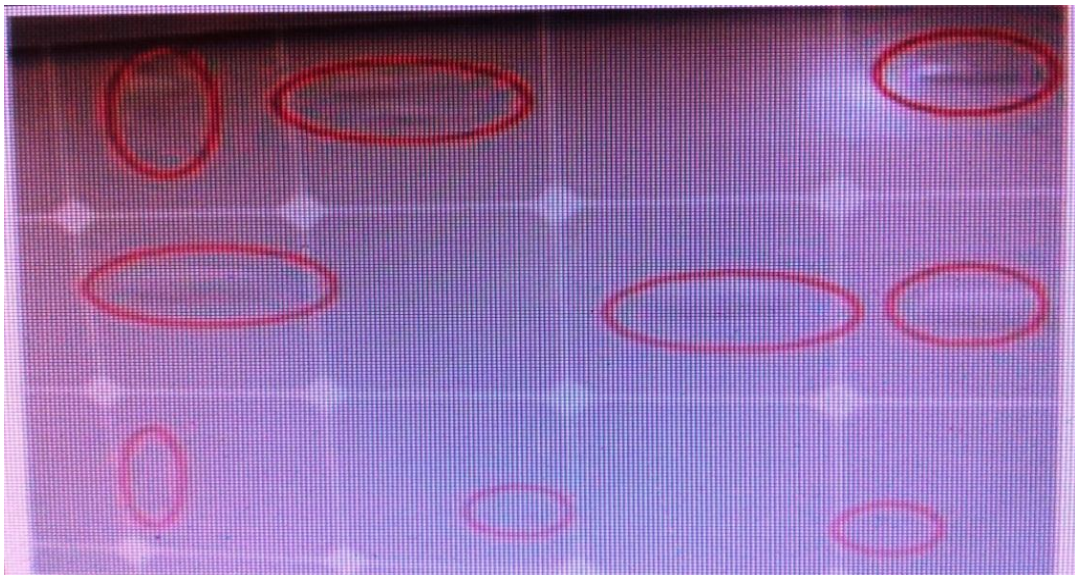


Figure III-6: Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

### III.3.7. Mode de Snail Trail

Figure III-7 montre des lignes de décoloration observée presque sur toutes les cellules du module.



Figure III-7: Cellules solaires avec décoloration croisée et cadrage.

Ce phénomène de ligne de décoloration est relativement nouveau et s'appelle **Snail Trail**. Il est observé à l'œil nu sur la face avant de certains modules photovoltaïques de type cristallin et se crée à cause des nanoparticules de type  $\text{Ag}_2\text{CO}_3$  qui ont été observés sur les surfaces des grilles d'argent et qui se décolorent lorsqu'ils absorbent de la lumière ou à cause des microfissures à l'intérieure des cellules [35]-[36]-[37]-[38]. Cependant, il a été constaté dans [39] que le phénomène de "Snail Trail" n'altère pas les modules photovoltaïques qui sont stockés; mais après 3 mois à 1 an d'exposition à un environnement extérieur, ils peuvent apparaître.

**III.4. Conclusion**

Comme il est connu, la performance énergétique des modules photovoltaïques dépend de nombreux paramètres physiques et météorologiques comme l'éclairement, la température ambiante, la vitesse du vent, l'humidité, ...etc. Cependant, au cours du temps de fonctionnement, le dispositif photovoltaïque se dégrade progressivement par différents types de dégradation.

Enfin, dans ce chapitre, les plus fréquents modes de dégradations tel-que: la décoloration, la délamination, la corrosion, Snail Trail, ...etc, sont présentés.



**Chapitre IV:**

**Résultats et discussions**

## IV.1. Introduction

La performance énergétique des modules photovoltaïques dépend de nombreux paramètres comme la latitude du site et les conditions météorologiques (la température ambiante, la vitesse du vent et le rayonnement solaire) et se dégrade progressivement au cours de l'année. Lorsque la puissance maximale d'un module photovoltaïque est inférieure à 80% de sa puissance initiale (donnée par le constructeur à STC), alors nous avons devant nous un cas de dégradation.

Dans ce chapitre, nous intéressons, de présenter et d'analyser la dégradation de six modules photovoltaïques en deux différentes technologies (mono et poly-cristalline) après quelques années d'opération extérieure.

## IV.2. Test expérimentale

Les données expérimentales ont été mesurées à l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien URER/MS, Adrar (Latitude 27.88, Longitude -0.28). Six modules photovoltaïques en deux différentes technologies (mono et poly-cristalline) sont testés. La configuration de ces modules est présentée dans la section IV-4.

Le rayonnement solaire global incliné est mesuré à l'aide d'un pyranomètre du type *Kipp & Zonen* installé dans le plan du module photovoltaïque, Figure IV-1. La température du module PV a été mesurée par un thermocouple du type *K* placé à l'arrière du module PV, comme présenté sur la figure IV-2.

On note que, la température des cellules ( $T_c$ ) est significativement différente de la température de la surface à l'arrière du module ( $T_b$ ). Le degré de différence dépend de la structure du module et du type de montage [40]. Par exemple, pour un module photovoltaïque avec une configuration *Verre/Cellules/Tedlar* installé à des conditions extérieures, la différence de températures entre les cellules et la surface arrière du module est d'environ 3°C, à un niveau de rayonnement solaire de 1000 W/m<sup>2</sup>. Ce qui nous conduit généralement à mesurer la température à l'arrière du module ( $T_b$ ) et supposée égale à ( $T_c$ ) [41].

De même, la position du point de fixation du thermocouple à l'arrière du module photovoltaïque influe sur la valeur de la température mesurée. Référence [41] a remarqué que la différence entre deux thermocouples fixés sur différentes cellules dans le même module photovoltaïque est de l'ordre de 2.5°C au maximum.



Figure IV-1: Pyranomètre du type *Kipp & Zonen*.



Figure IV-2: Thermocouple du type *K* placé à l'arrière du module PV.

### IV.3. La caractérisation courant-tension à environnement réelle

Durant les teste expérimentale et pour tracé les courbe I-V et P-V des modules photovoltaïques, nous utilisent l'instrument eko MP-160 IV tracer. Figure IV-3 présente le MP-160 IV tracer et l'ordinateur pour l'affichage des résultats. L'instrument MP-160 IV tracer, peut fournir les valeurs en temps real et à STC, du courant de court-circuit et de point de puissance maximum, la tension de circuit ouvert et de point de puissance maximum, la puissance maximal, le facteur de forme, le rendement, l'éclairement et la température de la cellule.

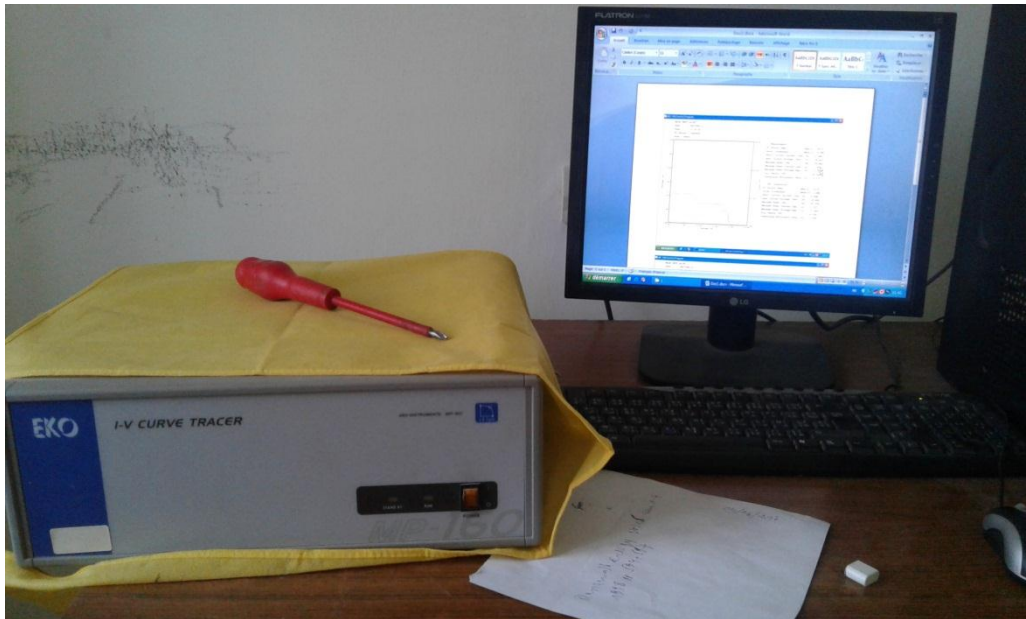


Figure IV-3: Banque d'essai, MP-160 IV tracer et l'ordinateur d'affichage.

Figure IV-4, présente un exemple d'affichage des résultats fournées par l'instrument MP-160 IV tracer.

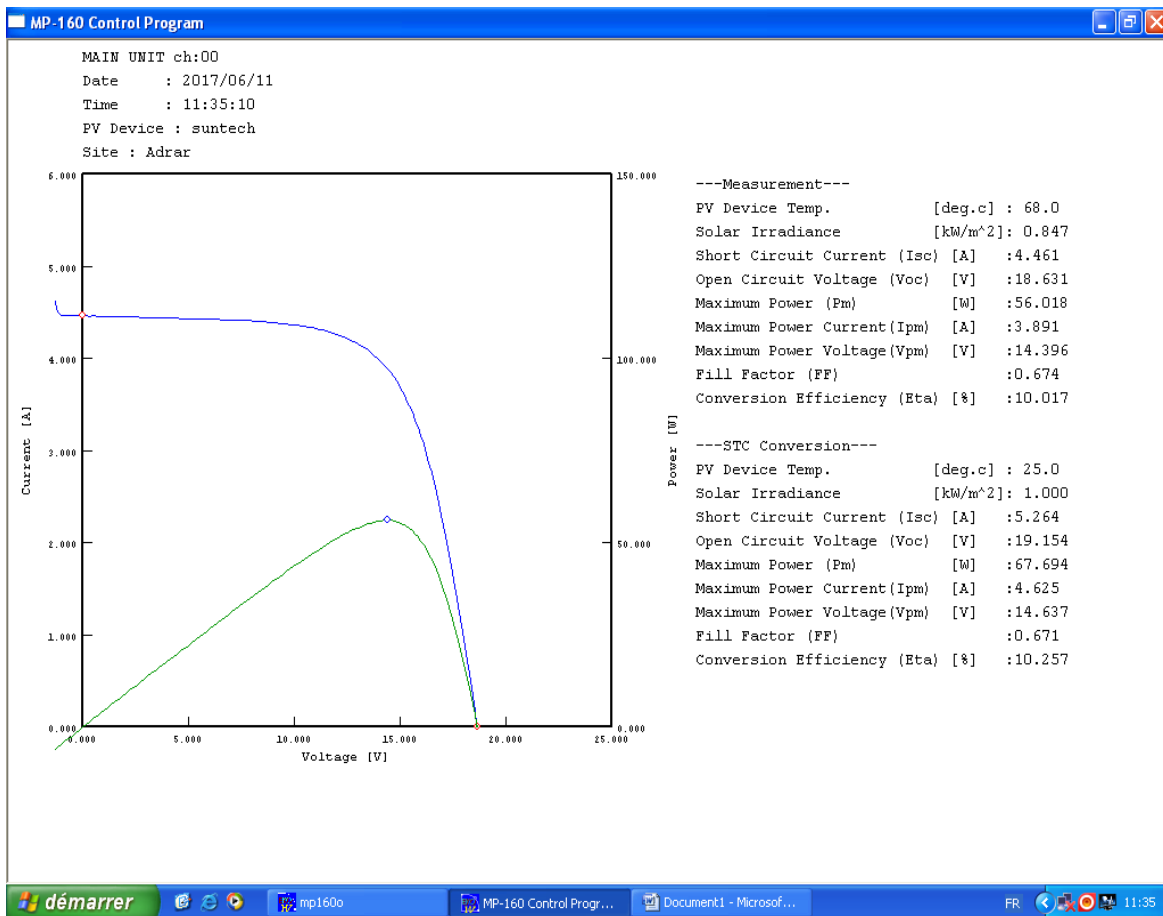


Figure IV-4: Exemple d'affichage des données par l'instrument MP-160 IV tracer.

#### IV.4. Configuration des modules photovoltaïque

La configuration consiste en six modules photovoltaïques des types mono et poly-cristallins inclinés à un angle d'environ 28° avec une orientation plein sud.

Modules	Technologie	Temps d'exposition (années)	Site	Zone
Isofoton-75	mono	9	Adrar	Aride
Isofoton-100	mono	9		
PWX-500	poly	12		
Syp-80	mono	4		
UDTS-50	mono	12		
Sun-tech	mono	4	Constantine	Hauts plateaux

Tableau IV-1: Les paramètres spécifiques électriques des modules aux conditions de référence STC.

Les paramètres spécifiques électriques des modules aux conditions de référence STC sont résumées dans le tableau IV-2.

Modules	$I_{sc}$	$V_{oc}$	$I_p$	$V_p$	$P_p$	$N_s$
Isofoton-75	4.67	21.6	4.34	17.3	75	36
Isofoton-100	3.27	43.2	2.87	34.8	100	72
PWX-500	3.1	21.7	2.9	17.2	50	36
Syp-80	5	21.6	4.65	17.2	80	36
UDTS-50	3.18	21.6	2.9	17.5	50	36
Sun-tech	5	21.6	4.65	17.2	80	36

Tableau IV-2: Les paramètres spécifiques des modules à STC.

#### IV.5. Méthodes de conversion en STC

##### IV.5.1. Procédure selon la norme IEC 60891

Les constructeurs de modules PV fournissent les caractéristiques mesurées dans les conditions de test standards (STC). Dans le cas où la mesure de la caractéristique I-V est faite sur le site dans les conditions atmosphériques réelles, on est amené à utiliser la procédure selon la norme IEC60891 pour translater vers d'autres conditions telles que les conditions STC qui sont: éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>, température de cellule de 25°C et une masse d'air AM 1,5. Les

valeurs du courant de court-circuit et de la tension en circuit-ouvert standardisées sont calculées par les équations (IV-1) et (IV-2) suivantes [42]:

$$I_{STC} = I_{mes} \cdot \left( \frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) + \alpha (T_{mes} - T_{STC}) \quad (IV-1)$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta (T_{STC} - T_{mes}) - R_{s,mes} (I_{mes} - I_{STC}) + V_t \ln \left( \frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) \quad (IV-2)$$

Avec:

$I_{STC}$ : courant du module sous conditions standards (A).

$V_{STC}$ : tension du module sous conditions standards (V).

$I_{mes}$ : courant mesuré (A).

$V_{mes}$ : tension mesurée (V).

$G_{STC}$ : éclairement de référence (1000 W/m<sup>2</sup>).

$G_{mes}$ : éclairement incident mesuré (W/m<sup>2</sup>).

$T_{STC}$ : température de référence du module (25°C).

$T_{mes}$ : température mesurée (ou estimée) du module (°C).

$\alpha$ : coefficient de température pour le courant (A/°C).

$\beta$ : coefficient de température pour la tension (V/°C).

$R_s$ : résistance série du module ( $\Omega$ ).

$V_t$ : tension thermique du module (J.C<sup>-1</sup>).

La relation de la puissance maximale standardisée est exprimée par la relation (IV-3).

$$P_{max} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF \quad (IV-3)$$

#### IV.5.2. Méthode de conversion de A. J. Anderson [43]

Afin de connaître le taux de dégradation des paramètres du module photovoltaïque, nous avons utilisé la méthode de conversion proposée par A. J. Anderson [43]. Cette méthode est capable de transformer les valeurs des paramètres mesurés à conditions climatiques réelles en conditions de test standard STC avec une précision en général moins de 5%. Les équations (IV-4). (IV-8) présentent la procédure de conversion par la méthode de A. J. Anderson [43]:

$$I_{sc,STC} = \frac{I_{sc,mes} \cdot \left[ \frac{G_{ref}}{G_{mes}} \right]}{[1 + \mu_{Isc} \cdot (T_{c,mes} - T_{c,ref})]} \quad (IV-4)$$

$$V_{oc,STC} = \frac{V_{oc,mes}}{[1+\mu_{Voc} \cdot (T_{c,mes}-T_{c,ref})] \left[1+\delta \cdot \ln\left(\frac{G_{mes}}{G_{ref}}\right)\right]} \quad (IV-5)$$

$$P_{p,STC} = \frac{P_{p,mes} \cdot \left(\frac{G_{ref}}{G_{mes}}\right)}{[1+\mu_P \cdot (T_{c,mes}-T_{c,ref})] \left[1+\delta \cdot \ln\left(\frac{G_{mes}}{G_{ref}}\right)\right]} \quad (IV-6)$$

$$V_{STC} = V_{mes} \cdot \left(\frac{V_{oc,STC}}{V_{oc,mes}}\right) \quad (IV-7)$$

$$I_{STC} = I_{mes} \cdot \left(\frac{I_{sc,STC}}{I_{sc,mes}}\right) \quad (IV-8)$$

Où  $\mu_{Isc}$  coefficient de température du courant de court-circuit ( $^{\circ}C^{-1}$ ),  $\mu_{Voc}$  coefficient de température de tension de circuit ouvert ( $^{\circ}C^{-1}$ ),  $\mu_P$  coefficient de température de puissance maximal ( $^{\circ}C^{-1}$ ),  $\delta$  coefficient d'irradiation solaire (sans unité) et l'indice (*mes*) indique les paramètres mesurés.

#### IV.6. Facteur de dégradation

Le facteur de dégradation (*FD*) est le taux de changement du paramètre considéré ( $I_p$ ,  $V_p$ ,  $P_p$  et *FF*) par rapport à la valeur initiale. Ce facteur de dégradation est calculé selon l'équation (IV-9) [44]:

$$FD(\%) = \left(1 - \frac{X_t}{X_{t0}}\right) \cdot 100 \quad (IV-9)$$

Où

$X_{t0}$  : valeur initiale du paramètre considéré ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ).

$X_t$  : valeur du paramètre après dégradation.

Le taux de dégradation annuel est donné par l'équation suivante [44]:

$$DR(\%) = \frac{FD}{\Delta t} \quad (IV-10)$$

$\Delta t$ : est la durée de fonctionnement de module photovoltaïque en année.

### IV.7. Résultats discussions

Après l'exposition des différents modules photovoltaïques à l'extérieur comme indiqué dans le tableau IV-1, les modules sont menés d'une dégradation dans les paramètres électriques ( $I_p$ ,  $V_p$ ,  $P_p$  et  $FF$ ). Tableaux IV-3 jusqu'à IV-6 résumés ces paramètres avant et après leur dégradation et le taux et le facteur de dégradation de  $I_p$ ,  $V_p$ ,  $P_p$  et  $FF$ , respectivement.

Modules	$I_p$	$I_p$	FD(%)	DR(%)
Isofoton-75	4.34	4	7.83	0.87
Isofoton-100	2.87	2.52	12.19	1.35
PWX-500	2.9	2.18	24.82	2.06
UDTS-50	2.9	1.61	44.48	3.7
Sun-tech	4.65	4.51	3.011	0.75

Tableau IV-3: La valeur de  $I_p$  après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation.

Modules	$V_p$	$V_p$	FD(%)	DR(%)
Isofoton-75	17.3	16.18	6.47	0.71
Isofoton-100	34.8	32.56	6.43	0.71
PWX-500	17.2	15.95	7.26	0.6
UDTS-50	17.5	13.31	23.94	1.99
Sun-tech	17.2	15.39	10.52	2.63

Tableau IV-4: La valeur de  $V_p$  après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation.

Modules	$P_p$	$P_p$	FD(%)	DR(%)
Isofoton-75	75	65.67	12.44	1.38
Isofoton-100	100	82.27	17.73	1.97
PWX-500	50	34.84	30.32	2.52
UDTS-50	50	21.45	57.1	4.75
Sun-tech	80	69.41	13.23	3.31

Tableau IV-5: La valeur de  $P_p$  après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation.

Modules	FF	FF	FD(%)	DR(%)
Isofoton-75	74.43	72.9	2.05	0.22
Isofoton-100	70.7	69.7	1.41	0.15
PWX-500	74.49	67.6	9.24	0.77
UDTS-50	72	59.9	16.8	1.4
Sun-tech	74.05	68.7	7.22	1.8

Tableau IV-6: La valeur de  $FF$  après la conversion en STC et le taux et le facteur de dégradation.



Figure IV-5, résumé les valeurs de taux de dégradation DR de différents modules indiqué dans les tableaux IV-3 jusqu'à IV-6. On note que le module PV monocristallin UDTS-50 est le module le plus dégradé par rapport les autres modules. Egalement, le module Isofoton-75, représente la moins dégradation pour les paramètres:  $I_p$ ,  $V_p$ ,  $P_p$  et FF.

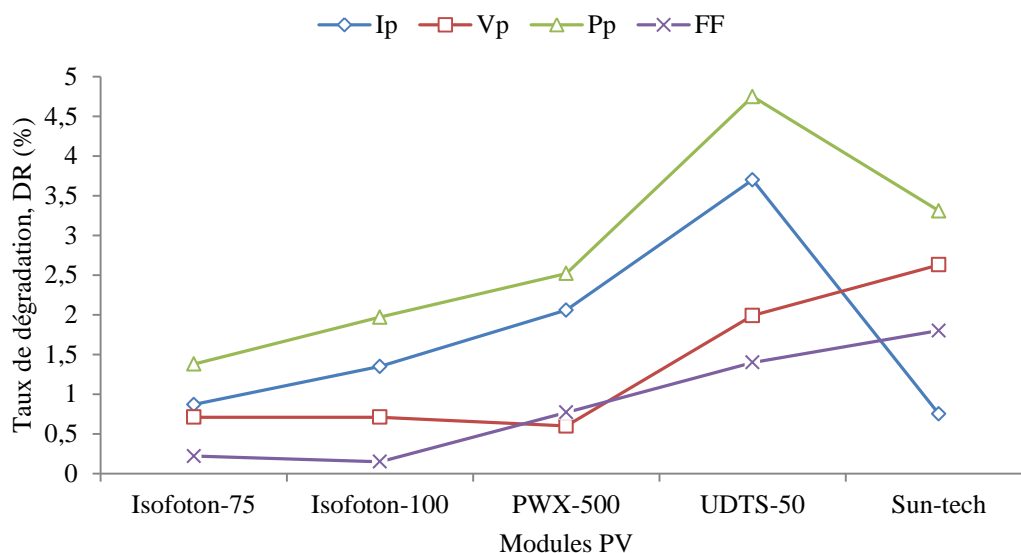


Figure IV-5: Taux de dégradation de différents paramètres.

On remarque aussi que le module Sun-tech est dégradé plus rapide malgré que la durée de fonctionnement est quatre ans seulement. Nous notons que cette dégradation est à cause: du lieu d'installation qu'il est très humide, apparaît des points chauds (hot spots) et le verre de couverture est devenu flou, comme présenté dans la Figure IV-6.

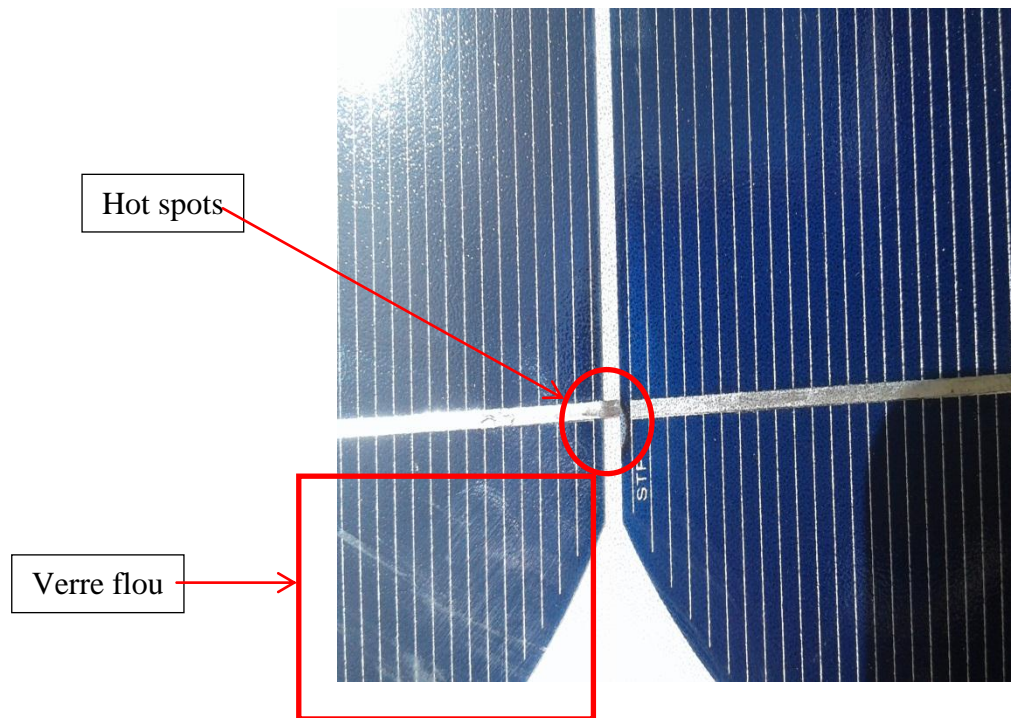


Figure IV-6: Verre flou et point chaud sur le module sun-tech.

Figure IV-7, présente le taux de dégradation de différents paramètres:  $I_p$ ,  $V_p$ ,  $P_p$  et  $FF$  pour les modules mono et poly-cristallin étudié. L'indice (+) dans la figure IV-7, présente la moyenne de différents paramètres pour les modules monocristallins. Cette figure donne une idée générale de la dégradation des paramètres photovoltaïques en fonction de leur type de technologies. Malheureusement, dans cette étude on a un seul module poly-cristallin, ce qui rend la comparaison non fiable. Malgré ça, on peut conclure que le taux de dégradation des paramètres du module poly-cristallin est plus grand que celle de la moyenne des taux de dégradation des modules monocristallins.

Divers obstacles limitent cette comparaison comme: Les nombres des modules testés qui sont limités, et ne sont pas installés au même endroit où elles ne sont pas exposées aux mêmes conditions externes, le mode de dégradation qui apparaît sur chaque module...etc.

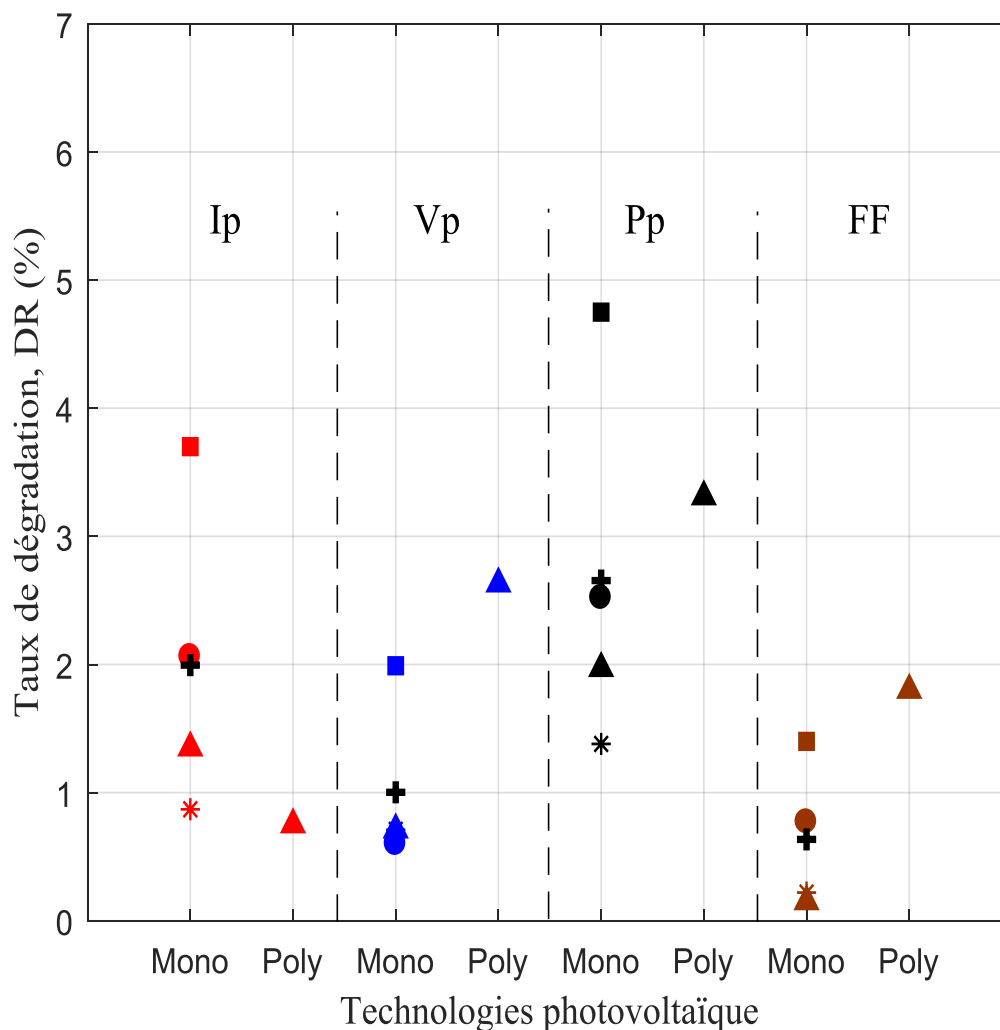


Figure IV-7: Taux de dégradation de divers paramètres pour les modules mono et polycristallin.

**IV.7.1. Exemple de conversion par la méthode de A. J. Anderson [43]**

Le tableau IV-7, présente les valeurs des paramètres considérés ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) initiales (données par le constructeur) et calculés par la méthode de A. J. Anderson [43] après un an de fonctionnement et leur facteur de dégradation pour le module monocristallin Syp-80. On note que les paramètres sont mesurés durant un jour à ciel clair, i.e., le 10/06/2015 à 11h14. On note que les valeurs négatives impliquent la diminution des performances durant le temps.

Paramètres	Initial	STC calculé	FD (%)
$P_p(\text{W})$	80	76.54	-3.478
$I_{sc}(\text{A})$	5	4.993	-0.13
$V_{oc}(\text{V})$	21.6	21.612	0.056
$T_c(^{\circ}\text{C})$	54		
$G(\text{W}/\text{m}^2)$	669		

Tableau IV-7: Les valeurs du paramètre ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  et  $P_p$ ) initiales et calculées par la méthode de A. J. Anderson [43] après un an de fonctionnement et le facteur de dégradation.

Dans le tableau IV-7, nous observons que la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) est presque la même et ne se dégrade pas après l'exposition mais la puissance maximale et le courant de court-circuit présentent des dégradations remarquables. La puissance maximale ( $P_p$ ) présente la plus grande perte qui peut être de 3.5%/an et les pertes du courant de court-circuit est de 0.13%/an.

Cependant pour le module PV monocristallin, le taux de dégradation de la puissance maximale est plus grand de 0.5%/an en comparaison avec les résultats observés dans [44].

Peng Peng et al., [37] ont déclaré que la combinaison du rayonnement ultraviolet et la température semblent jouer un rôle important dans la dégradation des modules photovoltaïques. Pour cela, la différence entre le résultat obtenu et observé par A. Ndiaye et al [44] est logique parce que le climat du site d'Adrar est cité comme étant le plus aride et le plus sec avec un rayonnement solaire plus intense par rapport au climat du site de Dakar (Dakar est située dans une zone tropicale subdésertique).

La figure IV-8, montre une comparaison des courbes  $I$ - $V$  du module PV étudié entre l'état initial sous STC données par le constructeur et calculées par la méthode de A. J. Anderson [43] après une année de fonctionnement. À première vue, nous remarquons une diminution de la courbe  $I$ - $V$  au point de puissance maximum, au point du courant de court-circuit et de façon claire à la zone de tension. Dans [41], nous avons observé que la zone de tension est dégradé lorsque la résistance série augmente d'une part et d'autre part, une diminution du point de puissance maximale. M. Bressan [45] indique que l'augmentation de la résistance série du module photovoltaïque peut être causée par l'oxydation au niveau des contacts métalliques de la cellule et au niveau de la boîte de jonction.

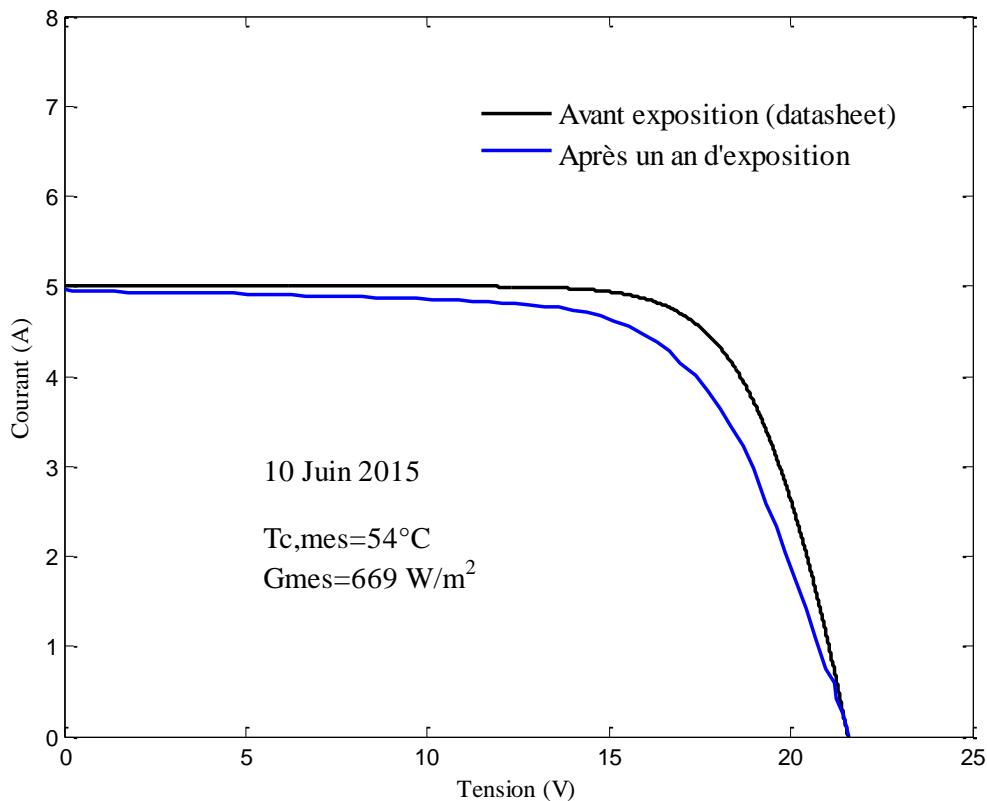


Figure IV-8: Courbe  $I$ - $V$  aux conditions STC avant et après exposition.

#### IV.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté et étudié la dégradation de six modules photovoltaïques en deux différentes technologies (mono et poly-cristalline) après quelques années d'opération extérieure. Deux méthodes de conversion en STC sont présentes. La première est basé sur la procédure selon la norme IEC 60891, et la deuxième basé sur la méthode proposé par A. J. Anderson [43].

Nous concluons que le module PV monocristallin UDTS-50 est le module le plus dégradé par rapport les autres modules. Egalement, le module Isofoton-75, représente la moins dégradation. Et en terminant par un exemple de conversion des paramètres électriques ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_p$ ) par la méthode de A. J. Anderson [43] pour le module monocristallin Syp-80 après un an de fonctionnement.

Nous observons que la tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) est presque la même et ne se dégrade pas après l'exposition. La puissance maximale ( $P_p$ ) présente la plus grande perte qui peut être de 3.5%/an et les pertes du courant de court-circuit est de 0.13%/an.

# **Conclusion générale**

## **Conclusion générale**

Le travail effectué dans ce mémoire est une contribution à l'étude et la compréhension de l'effet des différents facteurs externes (éclairage, température, vent, humidité, choc, ...etc.) sur les comportements des modules photovoltaïques au cours de leur cycle de vie dans un environnement désertique.

Dans le première chapitre, nous avons présente une synthèse générale sur les ressources solaires et ses caractéristiques principales, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque, ainsi que les différentes technologiques utilisées dans la fabrication des cellules photovoltaïques, et nous avons terminé par ses avantages et ses inconvénients.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté et étudié différents modèles électriques de la cellule photovoltaïque, en particulier le modèle à quatre paramètres (M4P). Trois types de modules solaires (monocristallin, poly-cristallin et amorphe) ont été modélisés et évalués. La précision du modèle est également analysée par comparaison entre les données fournée par les consultations des modelés PV et les résultats de la simulation.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté quelques différents modes de dégradations des modules PV, i.e., la décoloration, la délamination, la corrosion, Snail Trail, les points chauds ...etc.,

Dans le quatrième chapitre, une plateforme expérimentale a été créée dans le cadre de cette étude afin de déterminer le taux de dégradation de six modules photovoltaïques en deux différentes technologies (mono et poly-cristalline) après quelques années d'opération extérieure dans notre zone d'étude (i.e., Adrar). Cette étude portait principalement sur les caractéristiques de la performance électrique du courant de court-circuit, de la tension de circuit ouvert, du facteur de forme et de la puissance maximale. Et aussi sur les caractéristiques électrique courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V).

Cette thèse ouvre de nombreuses perspectives de recherche intéressantes:

- Il doit prolonger l'étude de la décomposition des modules photovoltaïques sur une période plus longue, et le plus grand nombre de technologies et de modules photovoltaïques, et enfin dans une région d'étude plus complète. Cela fournirait une rétroaction adéquate pour tirer parti du développement de modèles de dégradation.

Enfin, l'étude de la fiabilité et du durés de vie des modules photovoltaïques est encore place à l'enquête est encore un peu investisseur et mérite d'être explorée davantage pour le développement du secteur p en général.



# Références

## Références

- [1] W. Belaid, "Analyse des pertes thermiques de l'utilisation des matériaux sélectifs des convertisseurs de l'énergie solaire", Mémoire Master, Université de Tlemcen, 2014.
- [2] J.A. Duffie, W. A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes", 1<sup>st</sup> ed., Wiley, New York, 1980.
- [3] C.P. Masson, "Physique des semi-conducteurs", Cours universitaire, Ecole polytechnique, Université de Marseille, 2004.
- [4] P.H. Communay, "Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs", Groupe de Recherche et d'Édition, France. 2002.
- [5] Ministère de l'énergie et des Mines de l'Algérie, "Guide des Énergies Renouvelables", Édition, 2007.
- [6] M.D. Kempe, "Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules". 31 IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, 2005.
- [7] C.R. Osterwald, Mc. Mahon T.J. "History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2009.
- [8] J.H Wohlgemuth., S. Kurtz. "Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity". IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [9] M.A. Munoz., M.C. Alonso-Garcia., Vela. Nieves, F. Chenlo "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions". Solar Energy, 2011.
- [10] M.C. Alonso-Garcia., J.M. Ruiz., F. Chenlo. "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module". Solar Energy Materials & Solar Cells, Volume 90, 2006.
- [11] M.A. Quintana., D.L. King., T.J. McMahon C.R. Osterwald. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". Proc. 29 IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.

- [12] S. Kaplanis., E. Kaplani. “Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules”. Simulation modeling practice and theory, 2011.
- [13] A, Mefti; M, Y, bouroubi; H, Mimouni. Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N°2, p 12, décembre. (2002).
- [14] T.U. Townsend, “A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct- Coupled Photovoltaic Systems”. M. S. Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison: 1989.
- [15] N. Aoun, ”Etude et modélisation des différents modèles de la cellule photovoltaïque établis sur base de valeurs nominales”, Thème de Magister, Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [16] J.H. Eckstein, “Detailed Modelling of Photovoltaic Components” M. S. Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison: 1990.
- [17] R. Chenni, M. Makhlouf, T. kerbache, A. Bouzid,”A detailed modeling method for photovoltaic cells”, Solar Energy, Vol. 32, pp. 1724-1730, 2007.
- [18] H. Tian, F. M. David, K. Ellis, E. Muljadi, P. Jenkins,” A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels”, Solar Energy, Vol. 86, pp. 2695–2706, 2012.
- [19] M.U. Siddiqui, A. F. M. Arif, A. M. Bilton, S. Dubowsky, M. Elshafei,” An improved electric circuit model for photovoltaic modules based on sensitivity analysis”, Solar Energy, Vol. 90, pp. 29–42, 2013.
- [20] A. Lannoy, H. Procaccia, “Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel”,Lavoisier, France, 2005.
- [21] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, A.M.Nguyen, J. Miller, “Long Term Reliability of PV Modules”, Proc. 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1942-1946, 2005.
- [22] G. Oreski, G.M.Wallner, “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”, Solar Energy, Vol. 83,pp. 1040-1047, 2009.

- [23] T. Kojima, T. Yanagisawa, “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N°. 1, pp.119-123, 2004.
- [24] M.D. Kempe, G.J. Jorgensen, G.J. Terwilliger, T.J. McMahon, C.E. Kennedy, T.T. Borek, “Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 91, pp. 315-329, 2007.
- [25] M.D. Kempe, “Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 94, pp. 246-253, 2010.
- [26] A. Realini, “Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules”, Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [27] A. Skoczek, T. Sample, E.D. Dunlop, H.A. Ossenbrink, “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”.*Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 92, pp. 1593-1604, 2008.
- [28] K.W. Jansen, A.E. Delahoy, “A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates”, *Thin Solid Films*, Vol. 423, pp. 153-160, 2003.
- [29] D.E. Carlson, R. Romerol, F. Willing, D. Meakin, L. Gonzalez, R. Murphyl, H.R. Moutinho, M. Al-Jassim, “Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules”, *Progress Photovoltaics: Research and Applications*, 2003.
- [30] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, L. Ottoson, “Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules”, *Proc. 29<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002.
- [31] W. Dallas, O. Polupan, S. Ostapenko, “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”, *Measurement Science and Technology*, Vol. 18, pp. 852-858, 2007.

- [32] E. Rueland, A. Herguth, A. Trummer, S. Wansleben, P. Fath, “Optical  $\mu$ -crack detection in combination with stability testing for inline inspection of wafers and cells”, Proceedings of 20<sup>th</sup> EU PVSEC, Barcelona, 3242-3245, 2005.
- [33] A.B. Rabii, M. Jraidi, A.S. Bouazzi, “Investigation of degradation in field-aged photovoltaic modules”, 3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, 2003.
- [34] A. Ndiaye, “Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques”, Thèse Doctorat, Université de Dakar, Sénégal, 2016.
- [35] S. Richter, M. Werner, S. Swatek, C. Hagendorf, “Understanding the snail trail effect in silicon solar modules on microstructural scale”, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Germany, 24-28 September, 2012.
- [36] H.C. Liu, C.T. Huang, W.K. Lee, S.S. Yan, F.M. Lin, “A defect formation as snail trails in photovoltaic modules”, Energy and Power Engineering, Vol. 7, pp. 348-353, 2015.
- [37] Peng Peng, et al., “Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules”, RSC Advances, Vol. 2, pp. 11359–11365, 2012.
- [38] A. Dolara, S. Leva, G. Manzolini, E. Ogliari, “Investigation on performance decay on photovoltaic modules: snail trails and cell microcracks”, IEEE journal of photovoltaics, Vol. 4, No. 5, pp. 1204-1211, 2014.
- [39] T. Minemoto, S. Fukushige, H. Takakura, “Difference in the outdoor performance of bulk and thin-film silicon-based photovoltaic modules”, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 93, pp. 1062–1065, 2009.
- [40] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil, “Photovoltaic array performance model”, SAND 2004-3535; 2004.
- [41] N. Aoun, “Evaluation et validation de la performance des modèles de circuits équivalents de la cellule photovoltaïque”, Thèse doctorat, Université de Constantine, Algérie, 2016.

[42] F. Bandou, A. Hadj Arab, M. S. Belkaid, P. O. Logerais, O. Riou, A. Charki, "Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment", *International journal of hydrogen energy*, Vol. 40, No. 39, pp. 13839–13848, 2015.

[43] A.J. Anderson, "Photovoltaic translation equation: a new approach", Final Subcontract Report, NREL/TP-411-20279, 1996.

[44] A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, A. Charki, P. A. Ndiaye, V. Sambou, A. Kobi, "Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment", *Solar Energy*, Vol. 103, pp. 70–77, 2014.

[45] M. Bressan, "Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque", Thèse Doctorat, Université de Perpignan, France, 2014.

# Etude et évaluation les performances de dégradation des modules photovoltaïques

**Résumé:** La fiabilité et la durée de vie des systèmes photovoltaïques (PV) dépendent principalement de la performance énergétique des modules et de leurs différents modes de dégradation. Cependant, dans ce travail, les types de dégradations de module photovoltaïque le plus fréquentes sont présentés telles que: la décoloration, la délamination, la corrosion, la rupture de la vitre,... etc. Egalement, nous étudions et évaluons la dégradation de différents modules photovoltaïques de types mono et poly-cristallins. Enfin, nous présentons un exemple d'un module PV installé dans un environnement désertique pendant un an et évaluons leur dégradation. Les résultats suggèrent que le module a été dégradé d'environ 3,5% et 0,13% par an, respectivement au courant du court-circuit et au point de puissance maximale.

**Mots-clés:** Fiabilité; photovoltaïque; performance; dégradations; environnement désertique.

## Study and evaluation the performance degradation of photovoltaic modules

**Abstract:** The reliability and lifetime of photovoltaic (PV) systems depend mainly on the energy performance of the modules and their different modes of degradation. However, in this work, the most common types of PV module degradations are presented such as discoloration, delamination, corrosion, glass breakage ... etc. Also, we study and evaluate the degradation of different photovoltaic modules of mono and poly-crystalline types. Finally, we present an example of a PV module installed in a desert environment for a year and evaluate their degradation. The results suggest that the module was degraded of about 3.5% and 0.13% per year, respectively at short-circuit current and maximum power point.

**Key words:** Reliability; photovoltaic; performance; degradation; desert environment.

## دراسة وتقييم تدهور أداء الوحدات الكهروضوئية

**ملخص:** تعتمد دقة ومدة صلاحية النظم الفوطوضوئية (PV) بشكل رئيسي على الفعالية الطاقوية للوحدات ومختلف أنماط تدهورها. لذلك، في هذا العمل، نعرض الأنواع الأكثر شيوعاً لتدهور الوحدات الكهروضوئية مثل تغير اللون، والتفريغ، والتآكل، وكسر الزجاج ... إلخ. أيضاً، قمنا بدراسة وتقييم تدهور بعض الوحدات الكهروضوئية المختلفة من صنف أحادية ومتعددة البلورات. في الأخير، قدمنا مثلاً لوحدة كهروضوئية ركبت في بيئة صحراوية لمدة عام و تقييم مدى تدهورها. تشير النتائج إلى أن الوحدة تدهورت بنحو 3.5% و 0.13% سنوياً على التوالي بالنسبة لتيار الدارة القصيرة والاستطاعة القصوى.

**كلمات مفتاحية:** دقة; الفوطوضوئية; الفعالية; التدهور; بيئة صحراوية.