

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

**UNIVERSITE AHMED DRAIA ADRAR**  
**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE**  
**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME**  
**DE MASTER EN PHYSIQUE ENERGETIQUE ET ENERGIE RENOUVLABLE**

## **Thème**

**L'influence du changement climatique sur les performances des**  
**Modules photovoltaïques : Site Adrar**

**Soutenu le : 25Mai 2017**

**Présenté par :**

**M<sup>elle</sup> AHRIZI Roqiya**

**M<sup>elle</sup> BAOUANDJI Warda**

**Encadré par : Dr MOSTEFAOUI Mohammed Maitre de Recherche « B »**

**(URER/MS) Adrar**

**Président : Dr BOUSSAID Mohamed, MC-B à l'Université AHMED DRAIA Adrar**

**Examineurs : Mr. BOURAIOU Ahmed, Attaché de recherche URER-MS Adrar**

**2016 - 2017**

## REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous tenons à remercier notre \*dieu\* qui nous a donné la chance, la volonté et surtout le courage de satisfaire notre souhait et de mener ce travail à terme.*

*Je remercie également Monsieur M.MOSTEFAOUI, Maitre de Recherche « B » (URER/MS) Adrar, pour avoir accepté d'être l'encadreur de mémoire et pour son soutien ainsi que ses encouragements qui m'ont été très utiles pour mener à bien ce travail. , je le remercie très profondément.*

*Nous Tenons à exprimer tous nos remerciements à :*

- *l'équipe d'unité de Recherche en Énergie Renouvelable en Milieu Saharien (URER/MS) Adrar (Algérie).*
- *l'équipe de SM de l'université d'Adrar.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à Monsieur M.BOUSSAID, M-C-B à l'Université Ahmed draia Adrar, qui m'a fait l'honneur d'accepter la présidence du jury de cette mémoire.*

*Je remercie vivement Monsieur A.BOURAIOU, Attaché de recherche URER-MS ADRAR, qui m'a fait un grand honneur en acceptant de juger le travail de cette mémoire.*

*Cette liste sera incomplète si on ne mentionne pas nos aimables professeurs durant les années d'étude.*

*A la fin nous remercions toutes les personnes qui ont contribué que ce soit de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

## *Dédicace*

*Avant tous, je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mes très chers parents, que dieu les garde et les protège pour leurs soutien moral et financier, pour leurs encouragements*

*A me frère*

*A mes sœurs*

*A mes grandes familles*

*Aux chers amis surtout*

*Somia Saddek Warda Baouandji*

*A tous mes collègues d'études*

**Ahrizi Roqiyia**

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mon cher père*

*A ma mère très chère*

*A mon chère frère*

*A mes très chères sœurs*

*A tout ma famille, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur  
de la wilaya d'Adrar*

**Warda Baouandji**

## Résumé:

L'énergie photovoltaïque est devenue une réelle alternative aux autres sources d'énergies. Les zones désertiques sont les mieux adaptées pour la production de l'énergie photovoltaïque. Le Sahara algérien représente un potentiel important quant à la promotion de l'énergie solaire, mais les conditions climatiques du désert affectent considérablement les performances des panneaux photovoltaïques en particulier par sa température élevée, le vent et l'accumulation de la poussière de sable. Dans ce travail, on se propose de faire une inspection visuelle des modules **PV** et présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques **I-V** de quelques modules photovoltaïques testés dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar).

ملخص

الطاقة الكهربائية الضوئية أصبحت حقيقة كمصادر أخرى للطاقة. المناطق الصحراوية هي أكثر ملائمة لإنتاج الطاقة الكهروضوئية. الصحراء الجزائرية تملك إمكانات هائلة من حيث تعزيز الطاقة الشمسية، إلا أن الظروف المناخية في الصحراء تؤثر بشكل كبير على أداء اللوحات الكهروضوئية وخاصة الحرارة، الرياح و تراكم الغبار الرمل. في هذا العمل هناك اقتراح أن يكون التفتيش البصري نماذج **PV** ويقدم بعض النتائج المتحصل عليها أثناء تحليل خصائص **I-V** لبعض النماذج الكهروضوئية التي اختبرت في الظروف الحقيقية للوسط الصحراوي (منطقة Adrar).

## Table des matières

Liste des abréviations	i
Liste des unités	ii
Liste des figures	iii
Liste des tableaux	v
Introduction générale	01
<b>Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque</b>	
I-1-Introduction	04
I-2- Energie solaire	04
I-2-1- Énergie solaire thermique	05
I-2-2- Energie solaire photovoltaïque	05
I-3- Le photovoltaïque	06
I.3.1- Historique de l'effet Photovoltaïque	06
I.4-Le Rayonnement Solaire	07
I.5-conversion photovoltaïque	07
I.5.1- Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	09
I.5.2- Composition d'un panneau photovoltaïque	10
a) Le verre	11
b) L'EVA	12
c) Cadre en aluminium	12
I.6-Types de panneaux photovoltaïques	13
I.6.1-Panneaux en silicium cristallin	13
A-Silicium_monocristallin	14
B- Panneaux en silicium polycristallin	14

I.6.2-Panneaux à couche mince	15
I.7- Caractéristique courant tension et schéma équivalent	18
I.8- Définition des paramètres photovoltaïques	19
A- Le courant de court-circuit $I_{CC}$	19
B- Le rendement de conversion $\eta$	19
C- La tension à vide ou tension de circuit ouvert $V_{CO}$	19
D- facteur de forme FF	20
I.9-Conclusion	21
bibliographie	22

## **Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques**

II.1-Introduction	24
II.2- Le Gisement Solaire en Algérie	24
II.3- Caractéristiques Climatiques du site d'Adrar	26
II.3.1-Les températures	26
II.3.2-L'humidité de l'air	27
II.3.3-La pluviométrie	28
II.3.4-Le vent	30
II.3.5-L'insolation	30
II.4-Dégradation d'un module photovoltaïque	31
II.5-Les types de dégradation des modules photovoltaïques	32
II.5.1-La délamination	32
II.5.2-La décoloration	33
II.5.3-La corrosion	34
II.5.4-Les fissures et bris de verre	35

II.5.5-Les bulles	36
II.6-conclusion	38
bibliographie	38

### **Chapitre III : Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV**

III-1-Introduction	41
III.2-Le site de mesures	41
III.2.1-Présentation de la plateforme des mesures	42
III.2.2-Dispositif expérimental	43
III.2.3-Description des modules PV de test	45
III.3-Performances des modules PV sur le site de l'URER-MS d'Adrar	45
III.3.1-Impact des Paramètres Climatique (région d'Adrar) sur Performances des modules PV	45
III.3.2-Evaluation de la dégradation des modules photovoltaïques sous environnement saharien	48
A) La Décoloration	49
III.3.3-Les fissures et bris de verre de modules PV: ISOFOTON I-100/24	52
III.3.4-Impact de la poussière sur les performances des modules photovoltaïques	54
III.4 Conclusion	56
bibliographie	57
Conclusion générale	59



## Liste des abréviations

ASA	Agence Spatiale Allemande	
EVA	Ethylene Acétate de Vinyle	
FF	facteur de forme	(%)
MPPT	Maximun Power Pöint Tracking	
n	facteur d'idéalité	
PV	Photovoltaïque	
Pm	puissance maximale	(W)
Im	courant maximale	
Icc	courant de court-circuit	(A)
S.T.C	Standard Test Conditions	
URER.MS	Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien	
Vm	Tension qui correspond à la puissance maximale	(V)

Liste des unités

%	Pourcentage
°C	Degré Celsius
Km	kilomètre
W/ m <sup>2</sup>	watt par mètre carré
nm	nanomètre
h/j	heure par jour
m/s	Mètre par seconde
h	heure
µm	micrometer
k	constant de Boltzmann.
v	Volt
w	Watt
A	Ampère
h	heure
cm	centimètre
mm	Millimètre
j	Jour

## Liste des figures

Figure I.1	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.
Figure I.2	Structure d'une cellule photovoltaïque
Figure I.3	Le module photovoltaïque de type Isofotón-75 W.
Figure I-4	Coupe d'un module PV avec cadre
Figure I.5	Panneau en silicium monocristallin
Figure I.6	Panneau en silicium polycristallin
Figure I.7	Module à couche mince
Figure I.8	Structures des cellules à couche mince à base de CdTe-CdS
Figure I.9	Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.
Figure II.1	Carte du monde de l'enseillent moyen annuel
Figure II.2	Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.
Figure II.3	Evolution mensuelle des températures à Adrar.
Figure II.4	Evolution mensuelle de l'humidité à Adrar (moyenne 1975-1998)
Figure II.5	Evolution mensuelle de l'évaporation à Adrar (moyenne 1975-1998)
Figure II.6	Evolution mensuelle des précipitations à Adrar (moyenne 1975-1998).
Figure II.7	Evolution mensuelle de la vitesse moyenne de vent à Adrar.
Figure II.8	Evolution mensuelle de la durée d'insolation à Adrar (année 2000)
Figure II.9	Module photovoltaïque installée au niveau du site de l'URERMS Adrar présentant une délamination.
Figure II.10	Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées
Figure II.11	Module PV atteint par la corrosion.
Figure II.12	Module photovoltaïque présentant des bris de verre.
Figure II.13	Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

Figure III.1	localité d'URER-MS et la ville Adrar
Figure III.2	Traceur de courbe I-V de type EKO Instruments MP-160
Figure III.3	Photos de banc d'essai : (a) Module PV à caractériser, (b) Traceur de courbe I-V de type EKO Instr MP-160, (c, b) Résultats expérimentaux affichées sur le PC
Figure III.4	Fenêtre des résultats
Figure III.4 (A-B)	Caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-100/24 dans des Différentes conditions climatiques
Figure III.5.(A-B)	la décoloration d'un module PV (PWX 500 - UDTS 50)
Figure III.6	l'influence de la décoloration sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules photovoltaïques de type (a) PWX 500, (b) UDTS-50
Figure III.7	Module photovoltaïque sans et avec fissure de vitre
Figure III.8	Les caractéristiques I-V and P-V des deux modules PV avec et sans fissure de verre
Figure III.9	Modules exposés sous ensoleillement propres et avec dépôt de poussière
Figure III.10	Caractéristiques I-V et P-V de module propre et avec dépôt de poussière

**Liste des tableaux**

Tableau 1.2	Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques
Tableau III.1	Moyenne mensuelle des paramètres météorologiques de l'année 2014 (Données climatiques d'Adrar)
Tableau III.2	Paramètres électrique des modules PV données par le constructeur
Tableau III.3	Performances électriques des modules PV
Tableau III.4	Les techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïques
Tableau III.5	Dégradation des paramètres de performance des modules PV
Tableau III.6	Comparaison des paramètres de performance des deux modules PV
Tableau III.7	Variation des paramètres de module propre et avec dépôt de poussière

**INTRODUCTION**  
**GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

Face à la dégradation globale de l'environnement et l'augmentation de la population mondiale qui fait que les besoins énergétiques sont de plus en plus importants, le développement de sources d'énergie respectueuses de l'environnement est nécessaire. Une des solutions consiste à développer des sources d'énergie renouvelable bon marché. Parmi elles, l'énergie photovoltaïque qui consiste en la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique, c'est une des plus prometteuses et fait l'objet d'intenses recherches.

En Algérie et partout dans le monde la consommation en énergie électrique est en très forte croissance. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, quels que soient les cas de figures envisagés.

L'Algérie en particulier et les pays du Maghreb ont un potentiel solaire élevé. Les taux d'irradiation solaire effectués par satellites par l'Agence Spatiale Allemande (DLR), montrent des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de 1200 kWh/m<sup>2</sup>/an dans le Nord du Grand Sahara. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie. Adrar a un climat très favorable pour l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Les performances des panneaux solaires sont fortement affectées par les paramètres climatologiques (Rayonnement solaire, Température, Humidité, Vitesse du vent, Pluviométrie...). Pour ces raisons il est important d'étudier le comportement des modules PV dans les conditions de fonctionnement réel.

L'objectif principal de ce travail est de tester des modules PV (IsofotonI-100/24 et UDT5-50) à l'extérieur sous conditions climatique variables avec une étude de la dégradation et de la fiabilité de ces deux modules photovoltaïques, afin de calculer son rendement et de déduire l'impact de chaque paramètre climatique sur son comportement.

Nous avons caractérisé les deux modules sur le site d'unité URER-MS en milieu saharien.

Ce mémoire comprend trois chapitres:

- Dans la première partie, nous présenterons l'historique de l'effet photovoltaïque ainsi que des généralités sur les modules PV et leurs principes de fonctionnement ;
- Nous présentons ensuite les différents paramètres climatiques qui caractérisent le site d'Adrar et les différents types de dégradation des modules les plus courants dans la région d'Adrar ;
- Enfin, le troisième chapitre porte sur l'étude de l'impact des Paramètres Climatique (Eclairement et Température) sur le Rendement d'un Module Photovoltaïque dans un Milieu Saharien (site d'Adrar).

Nous achèverons cette étude par une conclusion générale.



# Chapitre I

## **Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque**

## I.1-Introduction

Le mot photovoltaïque trouve ses racines dans le mot grec « phôtos », qui signifie lumière (photon) et dans « Volta », nom du physicien italien qui découvrit la pile électrique en 1800. L'énergie photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité, cet énergie est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'à partir de 1954, avec la réalisation des premières cellules photoélectriques au silicium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés pour la conquête de l'espace. Cependant, au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même est devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance (montres, calculatrices, balises radio et météorologiques) [1].

Je vous présenterai ensuite l'état de l'art de la cellule photovoltaïque qui constitue le dispositif ou le composant électronique le plus rentable en énergie, en convertissant l'énergie radiative ou solaire en énergie électrique.

## I.2-Energie solaire

Pour comprendre l'énergie solaire il faut commencer par savoir sur la source même de cette énergie et comment elle nous arrive sur terre. Le soleil et le générateur de départ de cette énergie, il est caractérisé par une activité de fusion nucléaire exothermique permanente qui transforme l'hydrogène en hélium et s'accompagne d'un rayonnement électromagnétique. Une moyenne de 1367watts atteint chaque mètre carré du bord externe de l'atmosphère terrestre (pour une distance moyenne terre-soleil de 150 Millions de km), c'est ce que l'on appelle la constante solaire égale à  $1367\text{W/m}^2$ .

En résumé, l'énergie solaire reçue en un point du globe dépend de :

- L'énergie solaire envoyée par le Soleil (fluctuations décennales, saisonnières, et ponctuelles) qui est fonction de l'activité nucléaire du soleil.

- Les phénomènes atmosphériques et environnementaux (la nébulosité, poussières, pollution,...etc.) qui influent sur le rayonnement global (composition de rayonnement direct et diffus).
- La latitude, la saison et l'heure qui sont des paramètres géographique et astronomique du point considéré et qui influent sur l'énergie reçue au sol par unité de surface.

Les deux derniers points sont définis ou approchés par des équations mathématiques ou expressions empiriques qui permettent de les intégrer dans les calculs de dimensionnement des systèmes photovoltaïques.

### **I.2.1-Énergie solaire thermique**

L'exploitation thermique de l'énergie solaire est basée sur la chaleur générée par le rayon lumineux. Cette chaleur peut être utilisée de 2 manières :

En usage direct : cas des chauffe-eau solaires ou des systèmes de chauffage ambiants en utilisant des panneaux solaires thermiques, des cuiseurs et fours solaires pour la cuisson,...

En usage indirect : principe thermodynamique où la chaleur est utilisée à des fins mécaniques : moteur Stirling, centrale solaire thermodynamique,... [2], [3]

### **I.2.2-Energie solaire photovoltaïque**

Il s'agit de l'exploitation de l'effet photovoltaïque découvert par Edmond Becquerel. L'énergie solaire est utilisée pour produire de l'électricité par l'utilisation des panneaux solaires photovoltaïques, à base de matériaux semi-conducteurs comme le silicium.

Les panneaux solaires photovoltaïques sont utilisés à titre de générateurs électriques décentralisés (utilisation privée avec revente éventuelle du surplus de consommation) ou comme générateurs centralisés dans les grands parcs de production photovoltaïque. L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet de nombreuses applications dérivées [3].

### I.3-Le photovoltaïque

#### I.3.1- Historique de l'effet Photovoltaïque

La découverte des effets électriques de la lumière sur les semi-conducteurs est plus récente que celle de la photosynthèse et l'histoire est plus courte, mais les progrès récents ont été très importants.

En 1839, le physicien français Antoine César Becquerel constata les effets électriques que produisent les rayons solaires dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide.

En 1873 Willoughby Smith découvre la photoconductivité du sélénium, et en 1877 W.G.

Adams et R.E. Day développent une jonction solide à base de sélénium dont le rendement était de l'ordre de 1%, Mais la recherche n'apporte plus rien pendant longtemps. En 1940, Adler, reprenant une idée émise par Garrison en 1923, étudia la tension de circuit ouvert d'une pile et sa variation en fonction de l'intensité d'illumination [4].

R-S. Ohl décrivit, en 1941, la première réalisation d'une jonction P-N dans le silicium, à effet photovoltaïque, mais il faut attendre 1955 pour que des chercheurs des Bell Téléphone Laboratoires (États-Unis), C. S. Fuller, G. L. Pearson et M. B. Prince, annoncèrent la mise au point d'une cellule dont le rendement de conversion énergétique (c'est-à-dire le rapport de l'énergie électrique produite sur l'énergie rayonnée incidente) atteint 6 %, marquant ainsi véritablement la naissance de la photopile solaire.

Par la suite, le développement des techniques utilisées dans l'industrie des semi-conducteurs (redresseurs et transistors) a permis d'améliorer la qualité des matériaux utilisés, des méthodes de fabrication et de l'organisation des piles photovoltaïques. Cette recherche est encouragée par la naissance de l'industrie spatiale qui cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites. Dès 1959, les Américains lancèrent un satellite Vanguard qui est alimenté par des piles photovoltaïques. Tous les grands laboratoires s'intéressent à cette nouvelle technologie, et, en 1960, M. Rodot et H. Valdman réalisèrent la première cellule photovoltaïque au Centre national de la recherche scientifique (CNRS).

Quelques années plus tard, en 1973-1974, en pleine crise pétrolière, on se précipite sur toutes les possibilités de remplacer le pétrole et les énergies fossiles. Parmi les énergies

renouvelables envisagées, la production directe d'électricité par l'effet photovoltaïque est en bonne place. On disposait, en effet, de photopiles à base de silicium monocristallin d'assez bon rendement, héritées des applications spatiales, mais à un prix relativement élevé (il fallait compter 500 à 1000 francs pour produire 1 Watt sous le soleil de midi, ce qu'on appelle 1 Watt-crête) et d'une productivité encore limitée. Il fallait donc fabriquer massivement des photopiles fiables à bon marché et de rendement acceptable. Le pari est gagné, les performances augmentent en flèche 1 Mégawatt-crête dès 1978 et 20 en 1985, pour atteindre 50 en 1992 50 millions de fois mieux en 20 ans. De plus, l'essor de la microélectronique et des ordinateurs, qui utilisent également le silicium dans la fabrication des microprocesseurs (puces), contribue à la diminution du coût de ce matériau (d'un facteur 10 tous les six ou sept ans).

Des laboratoires de recherche proposent maintenant d'autres manières de construire les composants photovoltaïques et d'autres matériaux semi-conducteurs que le silicium : le choix peut être en effet extrêmement large si on se tourne vers les matériaux composés. De plus, on est expérimentalement encore souvent loin des rendements théoriques. Tout cela a stimulé la recherche, indépendamment des fluctuations du prix du pétrole, au niveau de l'enthousiasme des chercheurs et des ingénieurs, mais malheureusement pas au niveau des marchés. Il semble que d'importantes recherches soient en cours en faveur des photopiles, par liaison étroite entre les constructeurs des équipements, et les spécialistes de l'électronique et ses composants.

#### **I.4- Le Rayonnement Solaire**

Un faisceau lumineux est un déplacement de petits corps porteur d'énergie appelés photons, la lumière est décrite également comme une onde électromagnétique dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ( $0.2 \mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain ( $3 \mu\text{m}$ ) [4]. On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [5].

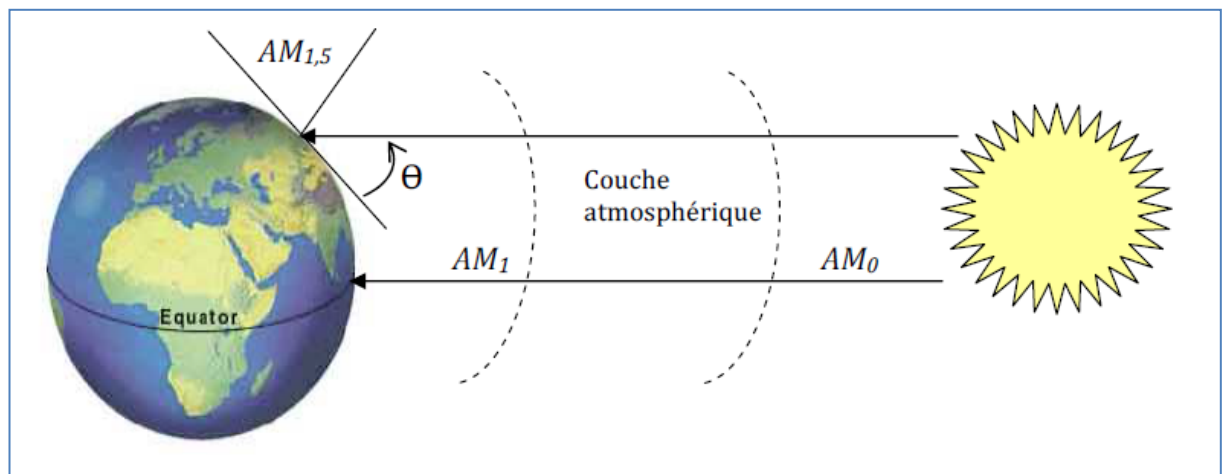
L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de  $1350\text{W}/\text{m}^2$  (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure I-1) (cette valeur varie de quelques % dans l'année à cause des légères variations de la distance terre-soleil). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre

lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m<sup>2</sup> du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration  $\theta$  est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avoisine les 833 W/m<sup>2</sup> (AM1.5).

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

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m<sup>2</sup>, la Figure I-1 correspondant à nos latitudes.

Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G ou AM1.5D.



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

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de  $\approx 45^\circ$  par rapport au zénith). Le « G »

représente le rayonnement "global" incluant rayonnement direct et rayonnement diffus et la lettre « D » tient compte seulement du rayonnement direct.

👉 Les conditions standards de qualification des modules photovoltaïques sont : un spectre AM1.5 sous un éclairement de 1000W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C.

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions).

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation [6]:

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (I.2)$$

Où :

h : la constante de Planck

c : la vitesse de la lumière

$\lambda$  : la longueur d'onde

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein le prix Nobel en 1905.

## I.5-CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE :

### I.5.1- Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

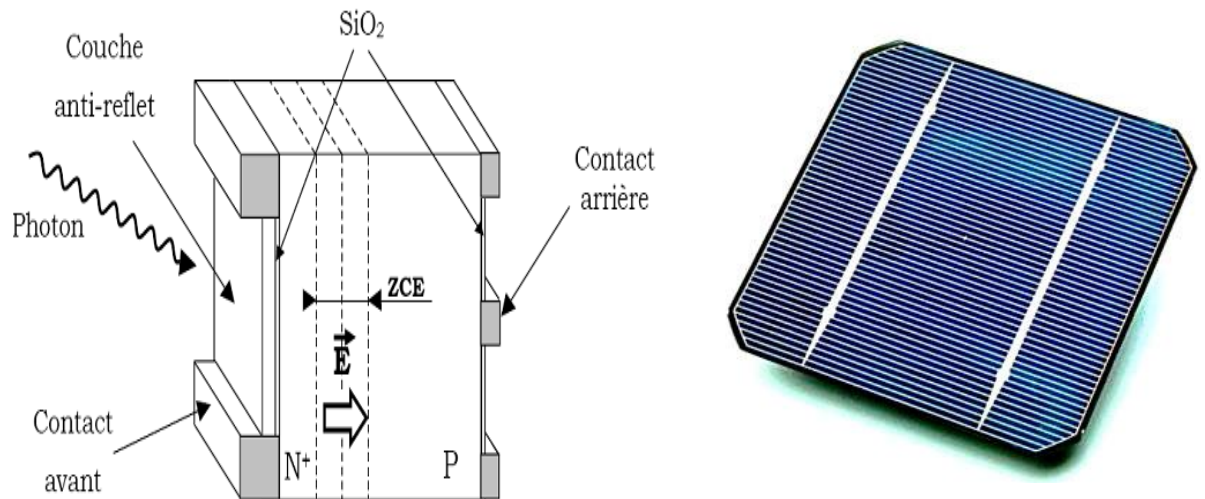
L'effet photovoltaïque repose principalement sur trois grands principes dont l'action conjuguée de manière quasi-simultanée engendre la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique:

- L'absorption de photons.
- La conversion de l'énergie absorbée en charges électriques libres.
- La collection de ces particules dans un circuit électrique extérieur.

Un dispositif photovoltaïque doit donc être constitué:

- D'un matériau absorbant dans la gamme du spectre solaire et possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie.
- D'une structure de collecte, de résistance électrique la plus faible possible [7].

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant: d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque. Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trou créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction p-n. Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure (I.2).



**Figure I.2:** Structure d'une cellule photovoltaïque.

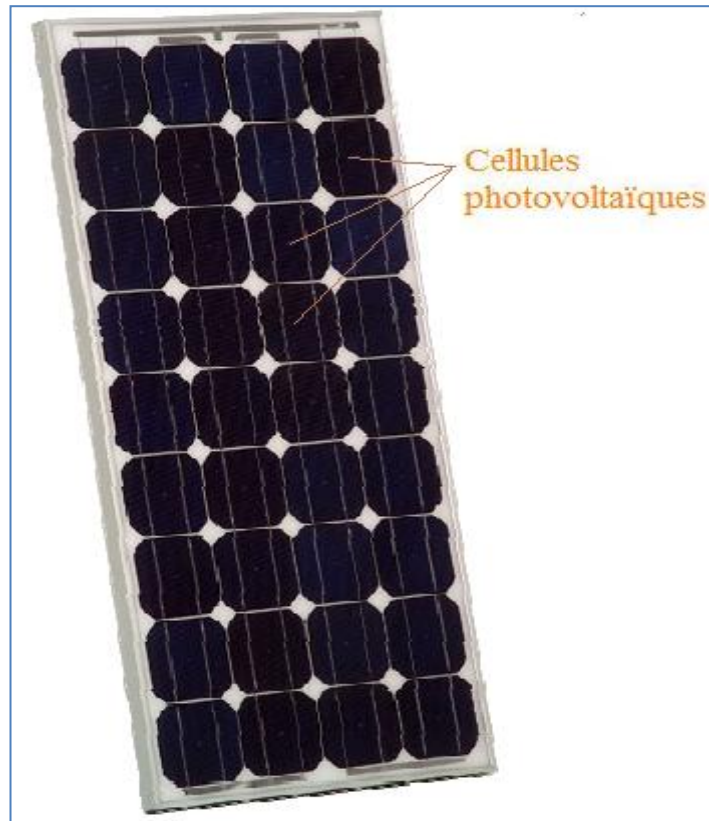
### I.5.2- Composition d'un panneau photovoltaïque :

La définition du module photovoltaïque est le plus petit ensemble de cellules solaires photovoltaïques interconnectées complètement protégé contre l'environnement (Figure I.3) :

Fabrication d'un module photovoltaïque, l'encapsulation a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs.



Cette protection doit permettre une durée de vie des modules photovoltaïques supérieure à 20 ans. En pratique, l'encapsulation consiste à la mise en sandwich de l'ensemble constitué par les cellules et le matériau encapsulant (EVA) entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou entre une plaque de verre et un ensemble constitué de couches minces de polymère (tedlar, mylar) et d'aluminium (procédé mono-verre).



**Figure I.3 :** Le module photovoltaïque de type *Isofotón-75 W*.

L'encapsulation des cellules photovoltaïques est illustrée sur la figure I-4 :

**a) Le verre :**

On qualifie ce verre de "verre solaire". Cela signifie que le verre a une faible teneur en fer. Ceci permet une meilleure transmission optique. En générale, la transmission optique du verre d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 95 % dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1200 nm).

La face extérieure du verre, traité à l'acide fluosilicique ( $H_2SiF_6$ ), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur

inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1200 nm. En face intérieure, le verre est micro-structuré, augmentant ainsi le rendement par éclairage diffus.

**b) L'EVA :**

L'EVA est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques. Chimiquement, l'EVA est formée de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate. L'EVA est utilisée car ce produit présente de grandes propriétés adhésives, diélectriques (c'est-à-dire qu'il ne peut pas conduire le courant), thermiques et d'étanchéité (il dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau). Bien entendu, l'EVA présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

**c) Cadre en aluminium :**

Le cadre en aluminium se justifie par la haute résistance de celui-ci à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques. Le cadre en aluminium peut être anodisé. L'anodisation est un traitement de surface qui permet de protéger ou de décorer une pièce en aluminium par oxydation anodique (couche électriquement isolante de 5 à 50 micromètres). Elle octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur.

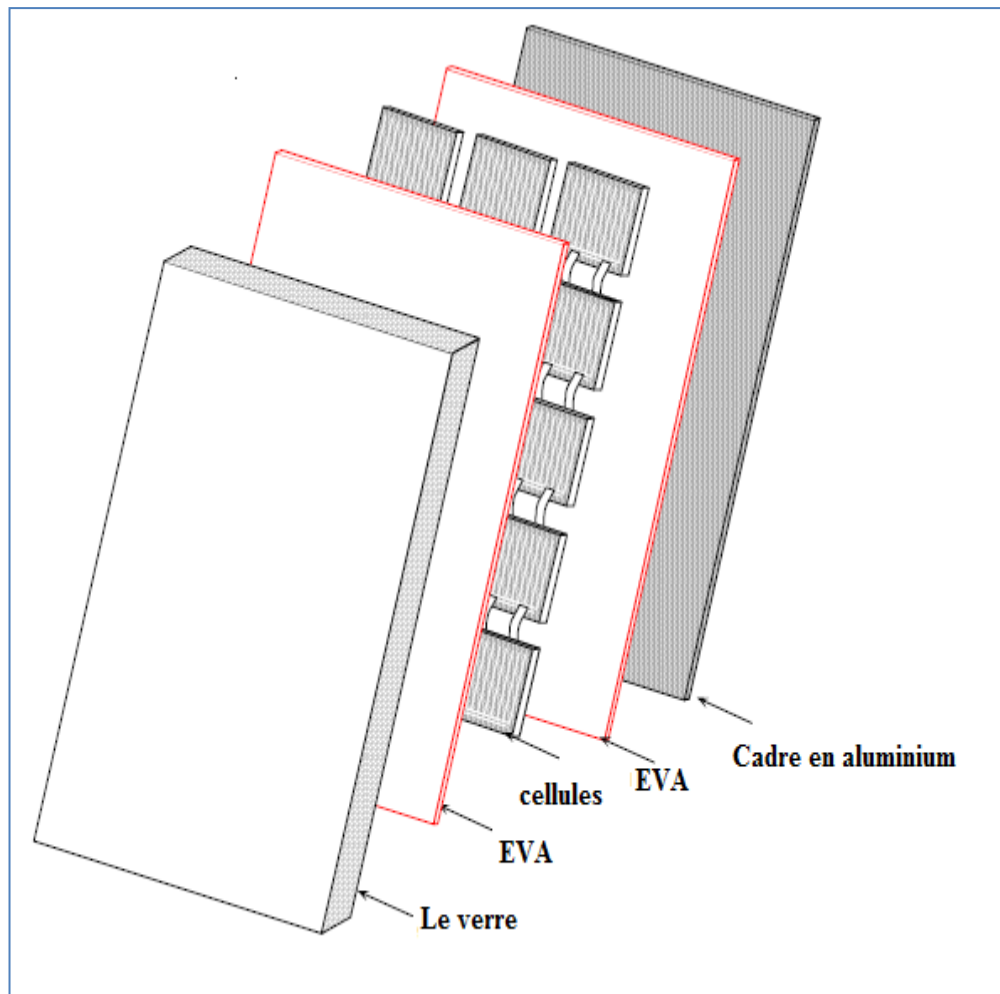


Figure I-4 : Coupe d'un module PV avec cadre [8]

## I.6-Types de panneaux photovoltaïques [9]

### I.6.1-Panneaux en silicium cristallin

À l'heure actuelle, les panneaux en silicium cristallin sont les plus utilisés et sont divisés en deux catégories :

**A- Panneaux en Silicium monocristallin**

Les panneaux monocristallins sont composés de cristaux de silicium de grande pureté. Le lingot de silicium monocristallin a une forme cylindrique, un diamètre de 13-20 cm et une longueur de 200 cm, et est obtenu par la croissance d'un cristal filiforme en lente rotation. Ce cylindre est ensuite coupé en plaquettes de 200-500  $\mu\text{m}$  d'épaisseur et la surface est traitée pour obtenir des « micro-rainures » visant à minimiser les pertes par réflexion. Le principal avantage de ces cellules est leur efficacité (14 à 17%), leur longue durée de vie et la conservation des caractéristiques avec le temps. Les panneaux élaborés avec cette technologie sont généralement caractérisés par une couleur bleu foncé (Figure I-5).

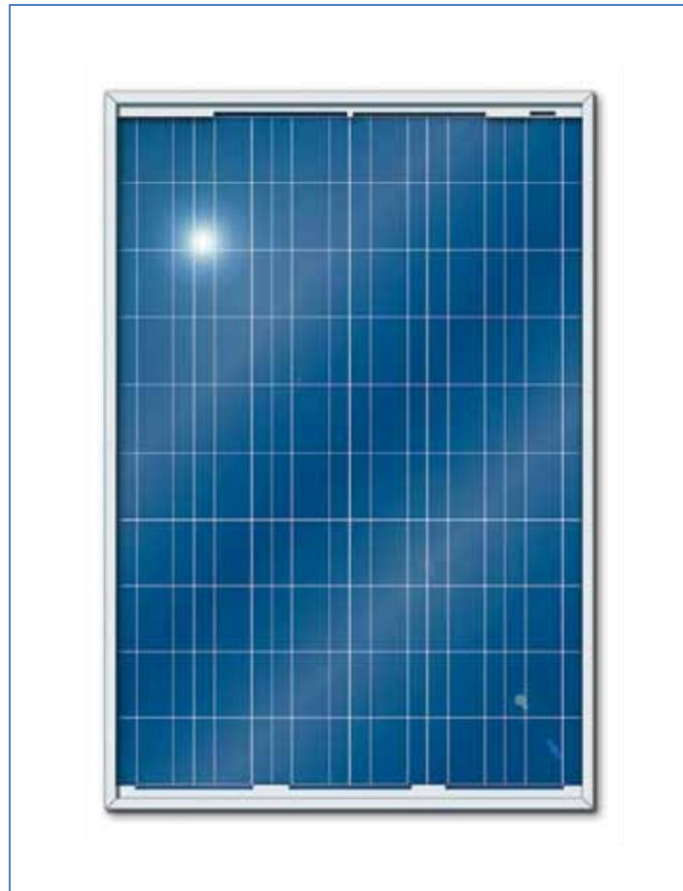


*Figure I.5 : Panneau en silicium monocristallin*

**B-Panneaux en silicium polycristallin**

Où les cristaux constituant les cellules s'agrègent en prenant différentes formes et sens. En fait, les irisations typiques des cellules en silicium polycristallin sont causées par les différents sens des cristaux et donc par le comportement différent par rapport à la lumière. Le lingot de silicium polycristallin est obtenu en faisant fondre et en coulant le

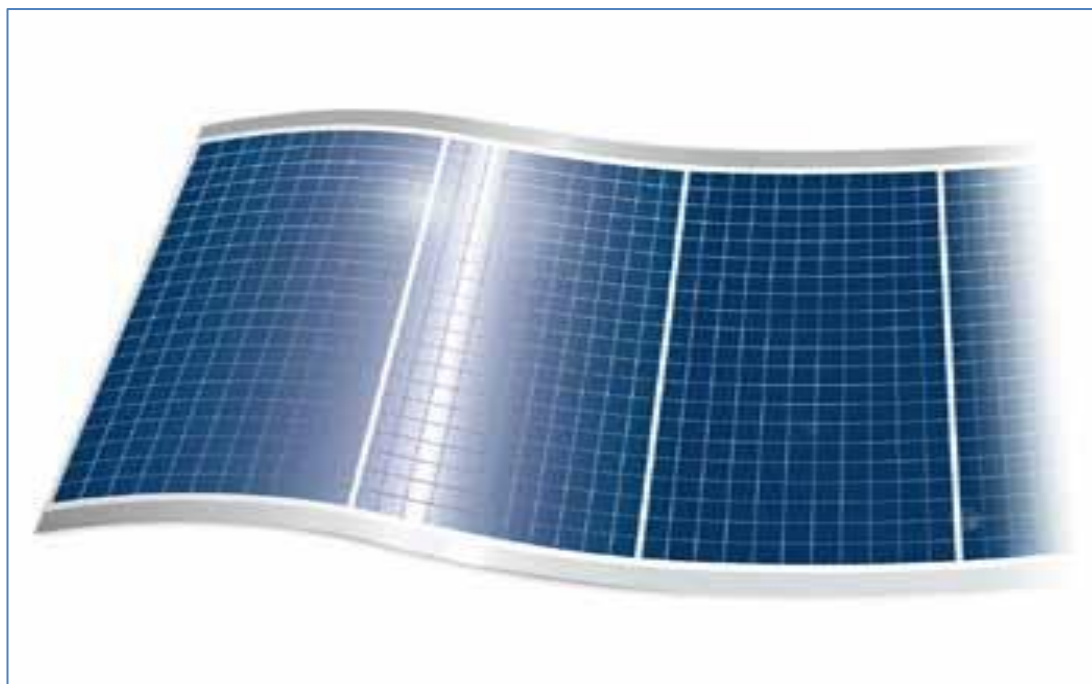
silicium dans un moule en forme de parallélépipède. Les plaquettes ainsi obtenues ont une forme carrée et des stries caractéristiques de 180-300  $\mu\text{m}$  d'épaisseur. L'efficacité est inférieure à celle du silicium monocristallin (12 à 14%), toutefois le coût est plus avantageux. La durée de vie est élevée (comparable à celle du silicium monocristallin) de même que la conservation des performances avec le temps (85% de l'efficacité initiale après 20 ans). Les cellules élaborées à partir de cette technologie peuvent être reconnues à leur surface présentant des grains de cristaux assez visibles.



**Figure I.6:** Panneau en silicium polycristallin.

### I.6.2-Panneaux à couche mince

Les cellules à couche mince sont composées de matériau semi-conducteur déposé, généralement sous forme de mélanges gazeux, sur des supports tels que le verre, les polymères, l'aluminium, qui donnent une cohérence physique au mélange. La couche mince de semi-conducteur a quelques  $\mu\text{m}$  d'épaisseur par rapport aux cellules en silicium cristallin qui en comptent des centaines. Par conséquent, l'économie de matériau est remarquable et la possibilité d'avoir un support flexible augmente le champ d'application des cellules à couche mince (Figure I.7).



**Figure I.7:** Module à couche mince

Les matériaux utilisés sont les suivants:

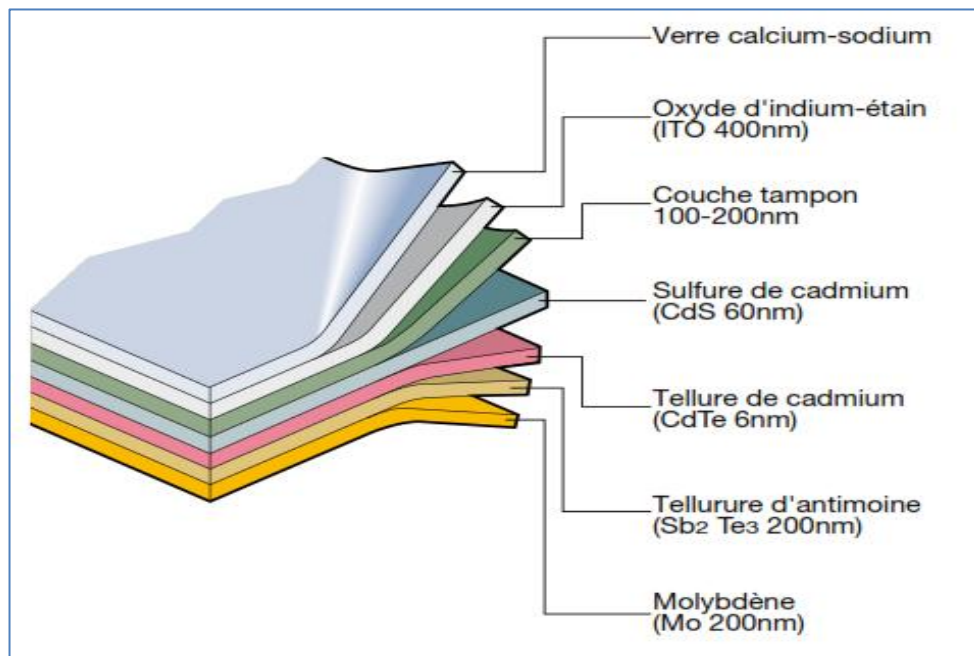
- Silicium amorphe;
- CdTeS (Tellure de cadmium-Sulfure de cadmium);
- GaAs (Arséniure de gallium);
- CIS, CIGS et CIGSS (Alliages de cuivre iridium diséléniure).

Le silicium amorphe (symbole a-Si) déposé sous forme de couche mince sur un support (par ex. aluminium) permet d'avoir une technologie PV à un coût réduit par rapport au silicium cristallin, toute fois l'efficacité de ces cellules à tendance à diminuer au fil du temps. Le silicium amorphe peut également être « vaporisé » sur une couche mince de plastique ou de matériau flexible. Il est surtout utilisé lorsqu'il est nécessaire de réduire au maximum le poids du panneau et de l'adapter à des surfaces courbes. L'efficacité de l'a-Si (5% à 6%) est très faible en raison des nombreuses résistances rencontrées par les électrons qui circulent. Les performances des cellules ont également tendance à diminuer dans le temps. Une application intéressante de cette technologie est le « tandem », combinant une couche de silicium amorphe à une ou plusieurs couches de silicium cristallin multi-jonctions ; grâce à la séparation du spectre solaire, chaque jonction montée en série donne son meilleur rendement et garantit des niveaux supérieurs en termes

d'efficacité et d'endurance.

Les cellules solaires CdTeS sont composées d'une couche P (CdTe) et d'une couche N (CdS) qui forment une jonction P-N. Les cellules en CdTeS ont une plus grande efficacité que les cellules en silicium amorphe : 10% à 11% pour les produits industriels (15.8% dans les laboratoires d'essais). La production à grande échelle de la technologie CdTeS pose un problème environnemental en raison du CdTe contenu dans la cellule : étant donné qu'il n'est pas soluble dans l'eau et qu'il est plus stable que d'autres composés contenant du cadmium, il peut s'avérer problématique s'il n'est pas correctement recyclé ou utilisé (Figure I.8).

Actuellement, la technologie GaAs est la plus intéressante du point de vue de l'efficacité, qui est supérieure à 25 à 30%. Cependant, la production de ces cellules est limitée par le coût élevé et la rareté du matériau, principalement utilisé dans les « semi-conducteurs à grande vitesse » et l'industrie optoélectronique. En fait, la technologie GaAs est essentiellement employée dans les applications spatiales où la réduction du poids et des dimensions joue un rôle clé.

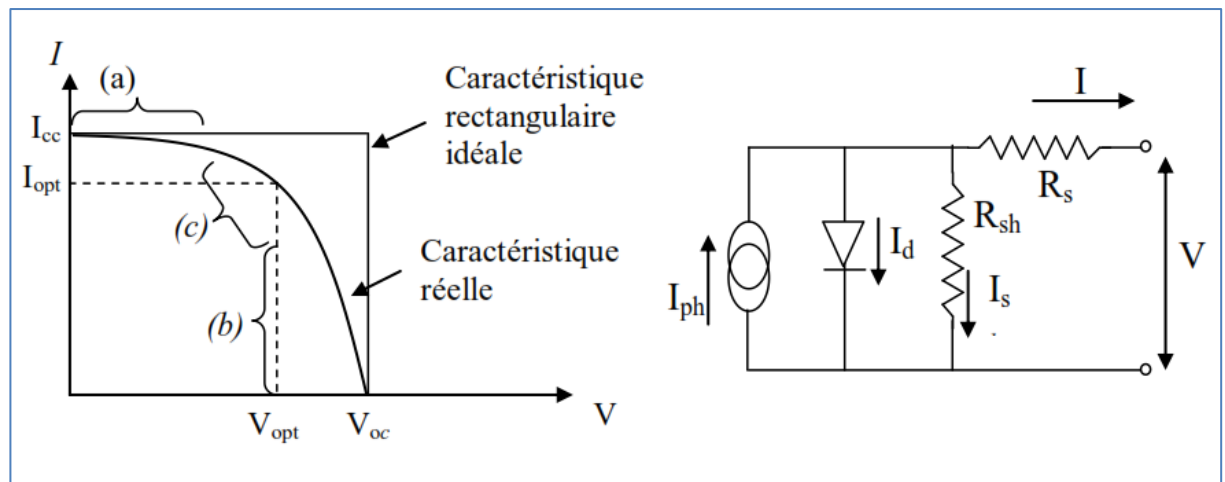


**Figure I.8:** Structures des cellules à couche mince à base de CdTe-CdS

### I.7-Caractéristique courant tension et schéma équivalent

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance. On s'aperçoit alors de l'existence d'un point  $P_m$  où la puissance se trouve être maximale. Il est sans aucun doute intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Certains régulateurs solaires réalisent donc une adaptation d'impédance pour qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) [10].

La caractéristique réelle et le schéma équivalent de la cellule sont représentés sur la figure I-7. Les valeurs respectives des divers éléments du schéma équivalent déterminent les performances de la cellule réelle.



**Figure I.9:** Caractéristique et schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle [11].

La caractéristique se divise en trois parties :

- La zone (a) où la cellule se comporte comme un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'éclairement,
- La zone (b) où la cellule se comporte comme un générateur de tension  $V_{oc}$ ,
- La zone (c) où l'impédance interne du générateur varie rapidement [12].



### I.8-Définition des paramètres photovoltaïques

Du point de vue pratique, une cellule solaire est caractérisée par ses quatre paramètres photovoltaïques ou paramètres de sortie [13]:

#### A- Le courant de court-circuit $I_{CC}$ :

Le courant de court-circuit  $I_{CC}$  est déterminé par la puissance et le spectre de la source lumineuse, par le coefficient d'absorption  $\alpha$  (donc par la largeur de la bande interdite), le temps de vie (en volume et en surface).

#### B- Le rendement de conversion $\eta$ :

Le rendement de conversion  $\eta$  d'une cellule solaire (en %) de surface  $A$  est le rapport entre la puissance électrique fournie par la cellule et la puissance incidente.

$$\eta = \frac{V_m \cdot I_m}{P_{in}} \quad (I.71)$$

Où  $P_{in}$  la puissance incidente,  $I_m$  et  $V_m$  sont respectivement le courant et la tension correspondant au point de puissance maximale ( $P_m$ ) de la courbe I-V.

#### C- La tension à vide ou tension de circuit ouvert $V_{CO}$ :

La tension de circuit-ouvert est la différence de potentiel mesurée aux bornes de la cellule en l'absence de débit, à un niveau d'éclairement fixé et pour une température donnée, elle est directement liée au profil de dopage et aux temps de vie. Elle est influencée par la température et dépend du rapport de courant de court-circuit  $I_{CC}$  et du courant de saturation  $I_S$  par une relation logarithmique s'écrivant comme suit :

$$V_{CO} = \frac{nkT}{q} \ln \left[ \frac{I_{CC}}{I_S} - 1 \right] \quad (I.72)$$

Avec :

n : facteur d'idéalité.

k : constant de Boltzmann.

#### **D- facteur de forme FF:**

On définit le facteur de forme ou de courbe FF comme étant le rapport de la puissance électrique maximale ( $P_m = V_m \cdot I_m$ ) que peut débiter une cellule solaire pour une charge donnée sur le produit  $I_{CC}$ ,  $V_{CO}$ , soit :

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{CO} \cdot I_{CC}} \quad (I.73)$$

Ces paramètres externes sont déterminés par un certain nombre des paramètres dit internes, tels que le type du semi-conducteur, les concentrations en impuretés, la profondeur de jonction, l'épaisseur du substrat ou la base, le type de couche antireflet, la forme de la grille de métallisation, etc.....

## I.9-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension de la cellule photovoltaïque qui constitue le dispositif ou le composant électronique le plus rentable en énergie, en convertissant l'énergie radiative ou solaire en énergie électrique. Alors, nous avons d'abord présenté l'historique de l'effet photovoltaïque et le principe de fonctionnement puis on a cité les différentes régions du module photovoltaïque.

Enfin, on a présenté les différents types de panneaux photovoltaïques ainsi que les technologies utilisées par l'industrie pour avoir un bon rendement.

**Bibliographie du chapitre I:**

[1]: Encyclopédie Universels.

[2] : D, K, Edwards. Capteurs solaires, Edition SCM, paris. (1979).

[3] : J, Bonal; P, Rossetti. Les énergies alternatives, Omniscience. (2007).

[4]:[http://www.wissenschaftfrankreich.de/français/3.\\_publi\\_bulletinelectronique/archives/68/4639.html](http://www.wissenschaftfrankreich.de/français/3._publi_bulletinelectronique/archives/68/4639.html).

[5]: Alain Ricaud : « Photopiles solaires » ISBN 2-88074-326-5.

[6]: C. Consberg, Bowden. Photovoltaics: Devices, Systems and Applications. Sydney: University of New South Wales, 1998.

[7]: H. Bennacer : Mémoire de magister, Université de Sidi Bel Abbes ,2009.

[8]: Martin A.Green: chapter 4: crystallin silicon solar cells; University of New South wales Sydney, 2001.

[9]: Document d'application technique n°10 PDF « Installations photovoltaïques ».

[10]: Marcelo Gradell avillalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto RuppertFilho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, IEEE transactions on power electronics, vol. 24, no. 5, may 2009.

[11]: Miloudi lalia : Mémoire de magister, Université M’hamed Bougara – Boumerdes ,2012.

[12] : H Chenoufi, ‘Optimisation du procédé technologique de réalisation d’une cellule solaire par la technique de diffusion’. Mémoire de Magistère, Université de Batna2005.

[13]: « Cellule Solaire : ModeleSpice -Fiche technique », I.U.T. de Nimes ,2008 .

# Chapitre II

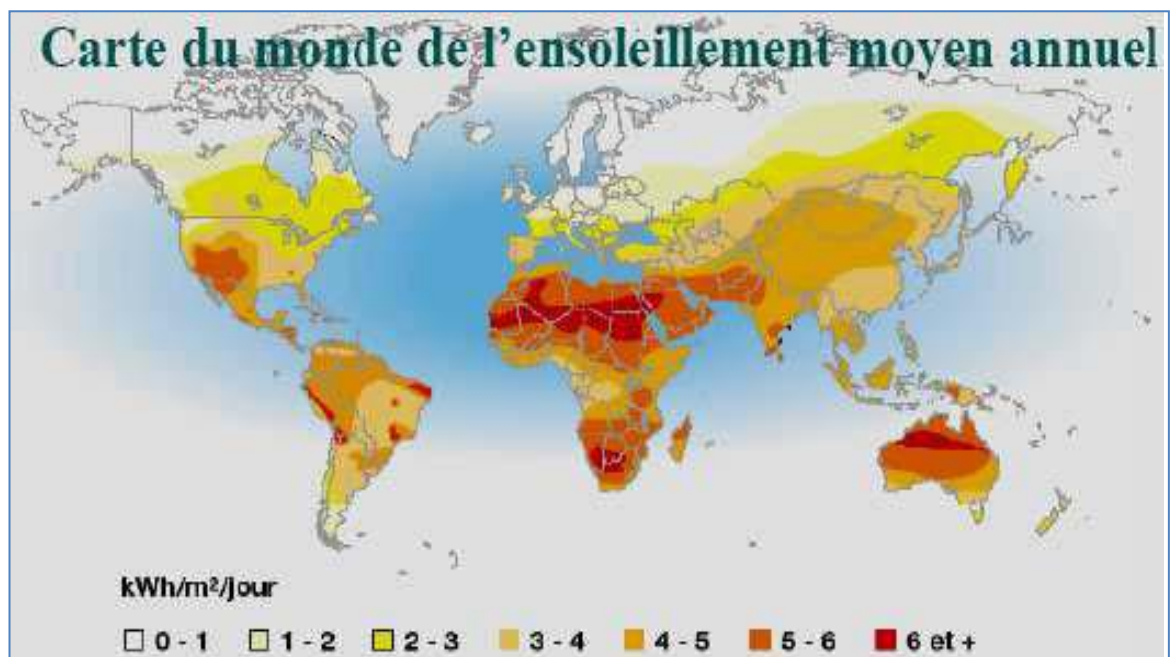
**Les Paramètres Climatique du Milieu  
Saharien(Adrar) et son impact sur les  
modules photovoltaïques**

### II.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'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles. Ce chapitre est consacré à l'étude des Paramètres Climatique du Milieu Saharien (site Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques.

### I.2-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 [1]. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure II.1 :



**Figure II.1:** Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel

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

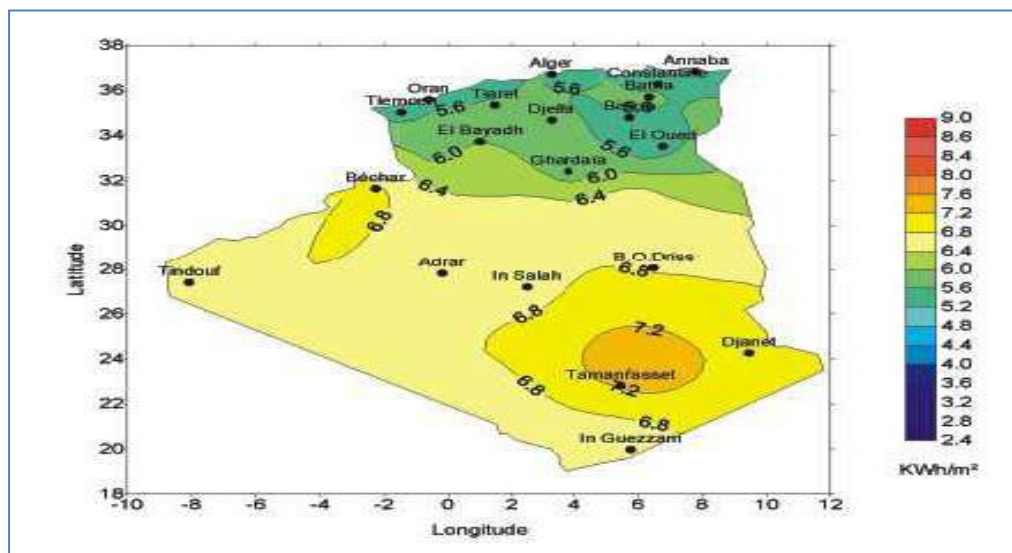
## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques

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 II.1 selon l'insolation reçue annuellement [2] :

**Tableau II.1** : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [2]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moy. d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	26500

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale. La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure II.2).



**Figure II.2** : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.

### **II.3. Caractéristiques Climatiques du site d'Adrar**

L'étude des différents paramètres qui régissent le climat (températures, vents, Précipitations, évaporation, humidité,) renseigne sur les caractéristiques climatiques du Site, elles interviennent dans le calcul de dimensionnement des systèmes solaire ainsi que dans l'estimation de l'apport quantitative et qualitative en matière d'énergie.

Les données météorologiques des différentes stations (O.N.M 1975-1984) implantées à l'intérieure de la région d'étude et les modèles mathématiques développés par M, CAPDEROU (EPAU) et celle de DUBIEF (Climat du Sahara 1926-1930) Confirment l'aspect saharien, désertique continental du climat de la wilaya d'Adrar.

Maitriser la connaissance du climat c'est maitriser les conditions d'évolution de nos produits. Le climat est le facteur le plus déterminant de la production, On entend par climat les conditions qui prévalent dans une localité au point de vue températures, précipitation, vents, évaporations, Irradiations, etc. Ces facteurs sont enregistrés par des stations météorologiques spécialisées.

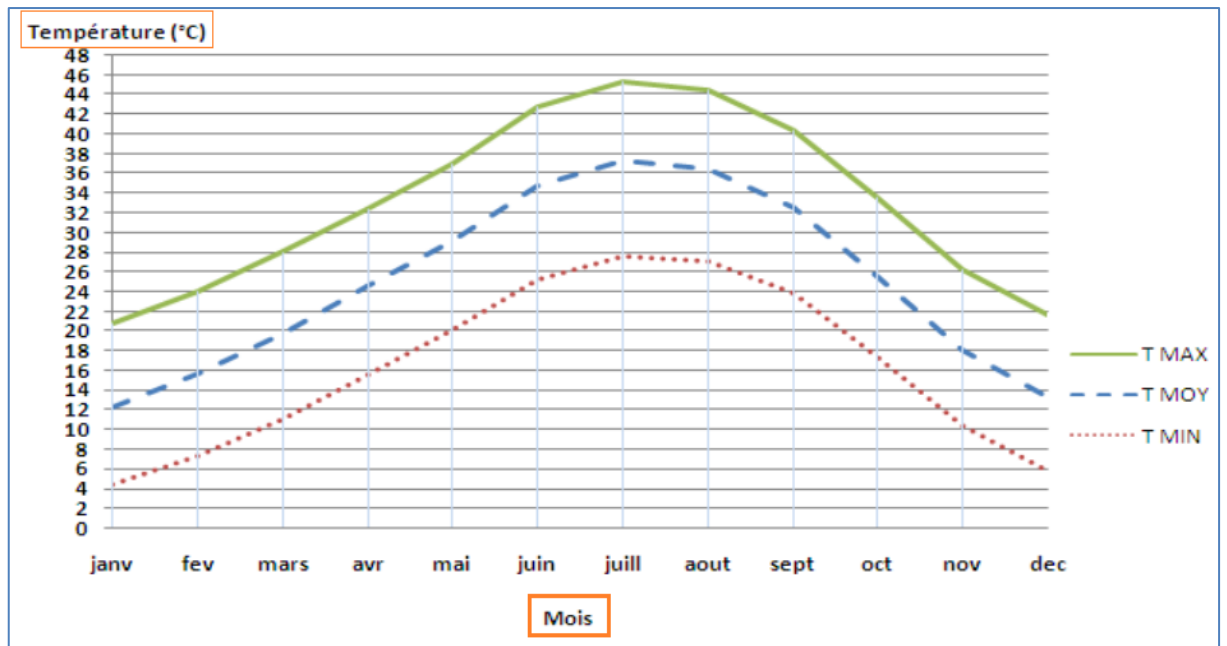
Les données relatives à Adrar sont citées ci-après :

#### **II.3.1-Les températures**

Les températures données par ce documents, font référence à des données établis sur une période longue. A savoir (1970-2004 O.N.M) [3].



## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques



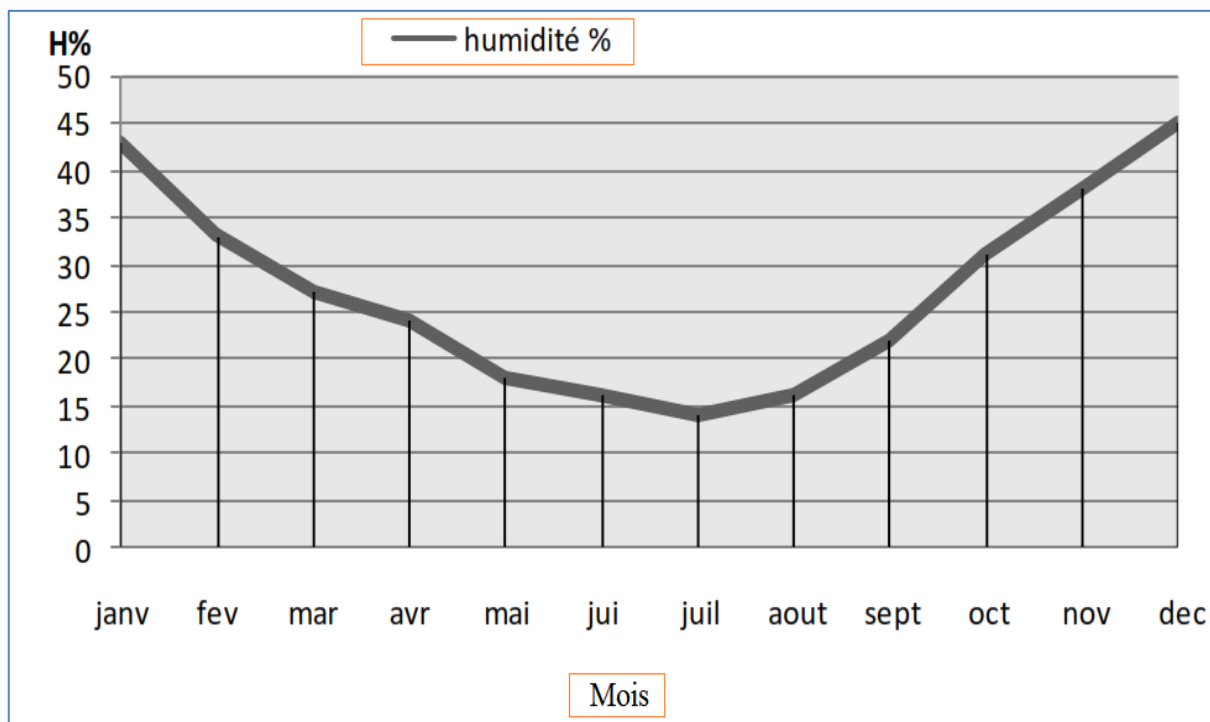
**Figure II.3 :** Evolution mensuelle des températures à Adrar.

D'après les statistiques effectuées sur une longue période. La moyenne annuelle est de 24,7°C pour la région d'étude (Wilaya d'Adrar 1970 – 2004).

On remarque que janvier est le mois le plus froid avec une température moyenne de 12,3°C, et juillet le mois le plus chaud avec une température moyenne de 37,2° C.

### II.3.2-L'humidité de l'air

Les observations effectuées sur In période de 1975- 1998 démontrent que l'humidité de l'air est très faible (inferieure a 45 %) durant toute l'année; elle est extrêmement faible du mois de Mars a octobre et moyennement maximale du mois de Novembre a Février [4].

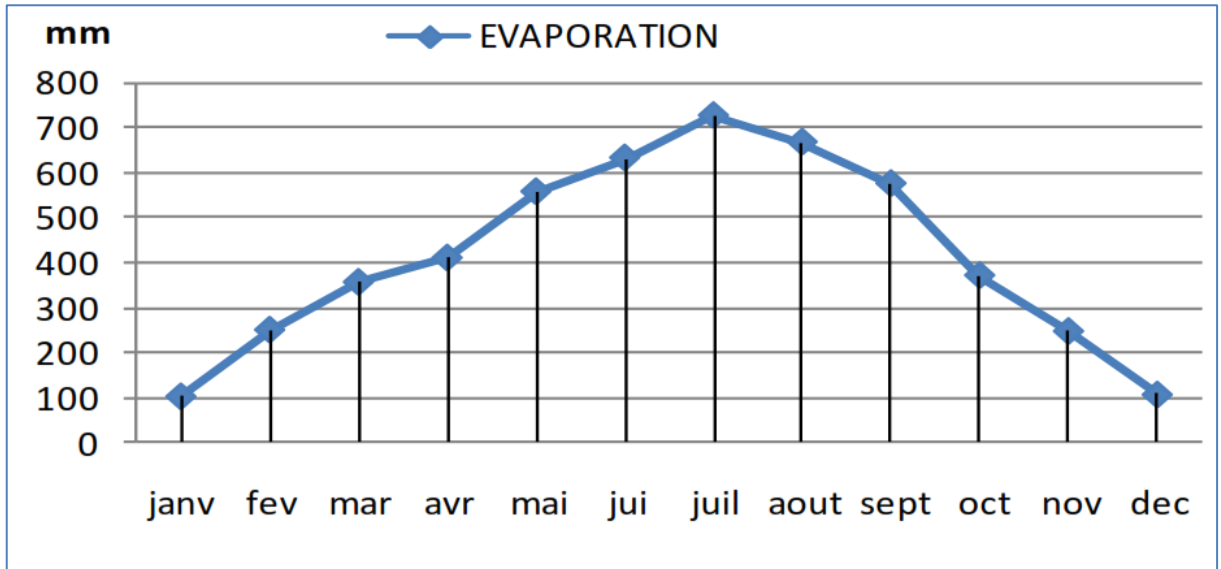


**Figure II.4 :** Evolution mensuelle de l'humidité à Adrar (moyenne 1975-1998)

### II.3.3-La pluviométrie

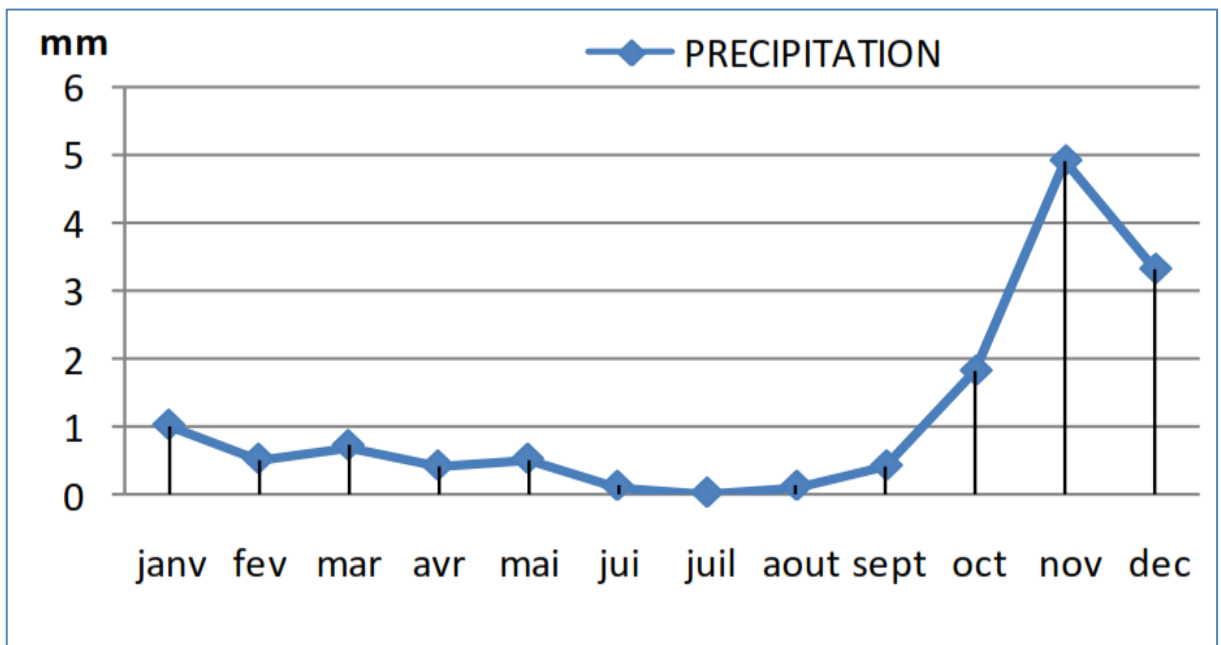
La pluviométrie annuelle moyenne est de 13.7 mm au cours des années 1926-1960. Celle des années 1975- 1998 était de 12.0mm. Ces données montrent d'une part que L'apport pluvial est extrêmement faible et négligeable par rapport à l'évaporation dont il ne représente que moins de 1.0% ; de plus les précipitations sont très irrégulières d'une année à une autre [4].

**Evaporation :**



**Figure II.5 :** Evolution mensuelle de l'évaporation à Adrar (moyenne 1975-1998)

**Précipitation :**



**Figure II.6 :** Evolution mensuelle des précipitations à Adrar (moyenne 1975-1998).

## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques

La majeure quantité des pluies rares tombe d'octobre à février avec un maximum au cours de novembre et décembre la pluviométrie mensuelle varie de 0 à 1 mm.

### II.3.4-Le vent

La fréquence des vents est très grande durant toute l'année; en effet Le pourcentage des fréquences calme s'est de L'ordre de 16% à ADRAR [4]. Les vitesses son' très élevés puisque la fréquence des vents de vitesse supérieure a 5m/s est de L'ordre de 20 a40 % et que des vitesses supérieures a 20 m/s ne sont pas rares (les rafales de vent).

La direction des vents dominants est de secteur NORD-EST et NORD (sauf en juillet et aout ou ils sont de secteur EST et NORD·EST) avec une fréquence de 25 % pour Le NORD·EST et 16% pour Le secteur NORD.

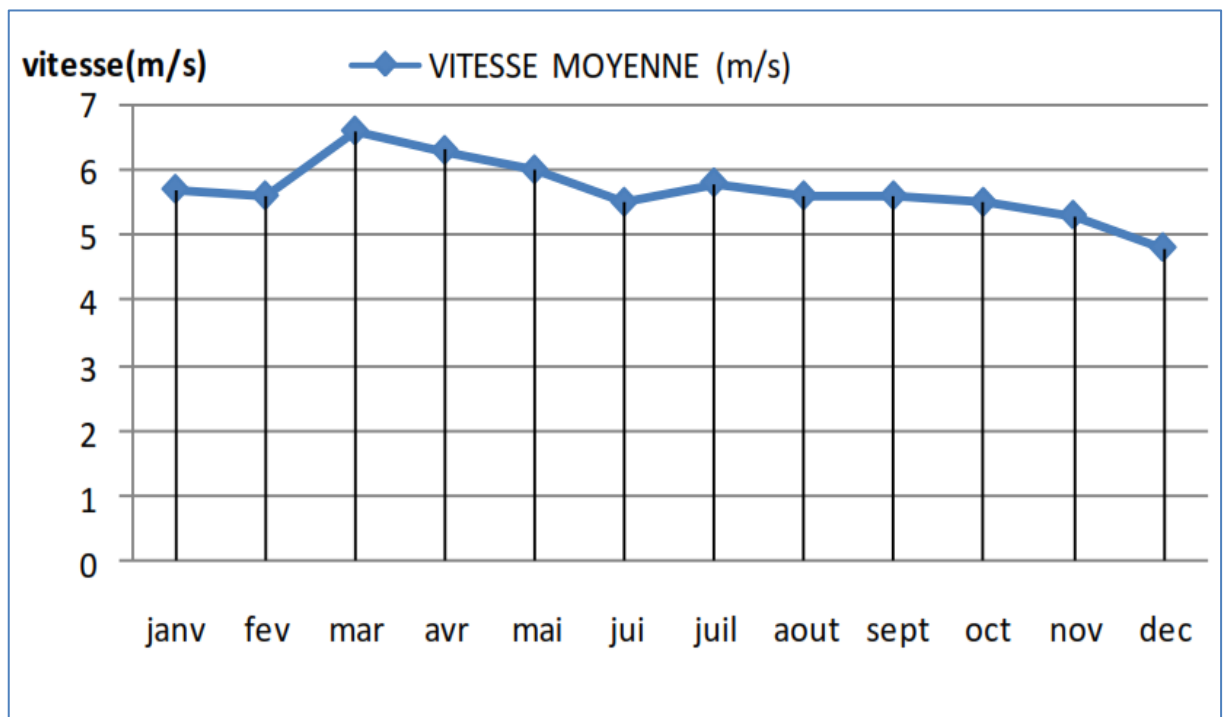


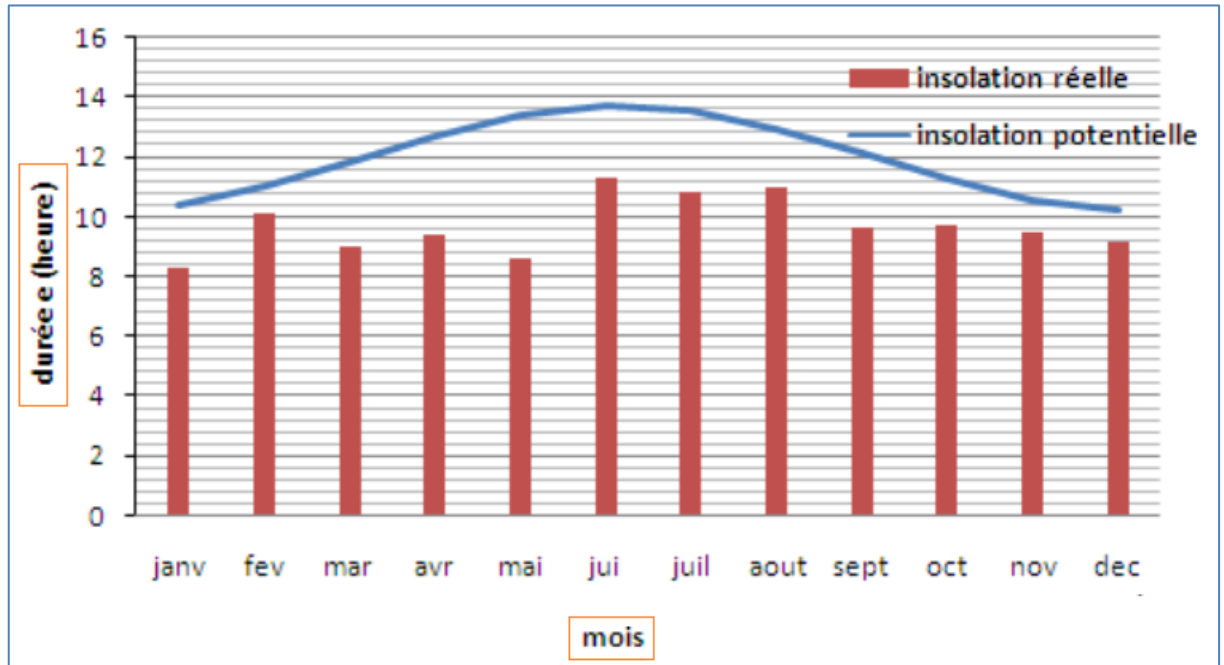
Figure II.7 : Evolution mensuelle de la vitesse moyenne de vent à Adrar.

### II.3.5-L'insolation

La région d'ADRAR se caractérise par une durée d'insolation importante, elle atteint une moyenne de 10 heures par jour pour l'année; avec un minimum automnal et un maximum estival. Cette Insolation influe sur la croissance et le développement des plantes.

## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques

Mais elle est très bénéfique pour les systèmes énergétiques solaires (Pompage solaire aux fils du soleil). La Figure suivante représente la moyenne mensuelle de la durée d'insolation de l'année (2000) et celle de l'insolation potentielle (la durée maximale d'insolation):



**Figure II.8 :** Evolution mensuelle de la durée d'insolation à Adrar (année 2000)

### II.4-Dégradation d'un module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques ne maintiennent pas, obligatoirement, leurs performances initiales. Ils peuvent se dégrader ou devenir même défailants quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées. La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que, [5], [6], [7], [8], [9]:

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques.

Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus courants dans la région D'Adrar.

## **II.5-Les types de dégradation des modules photovoltaïques**

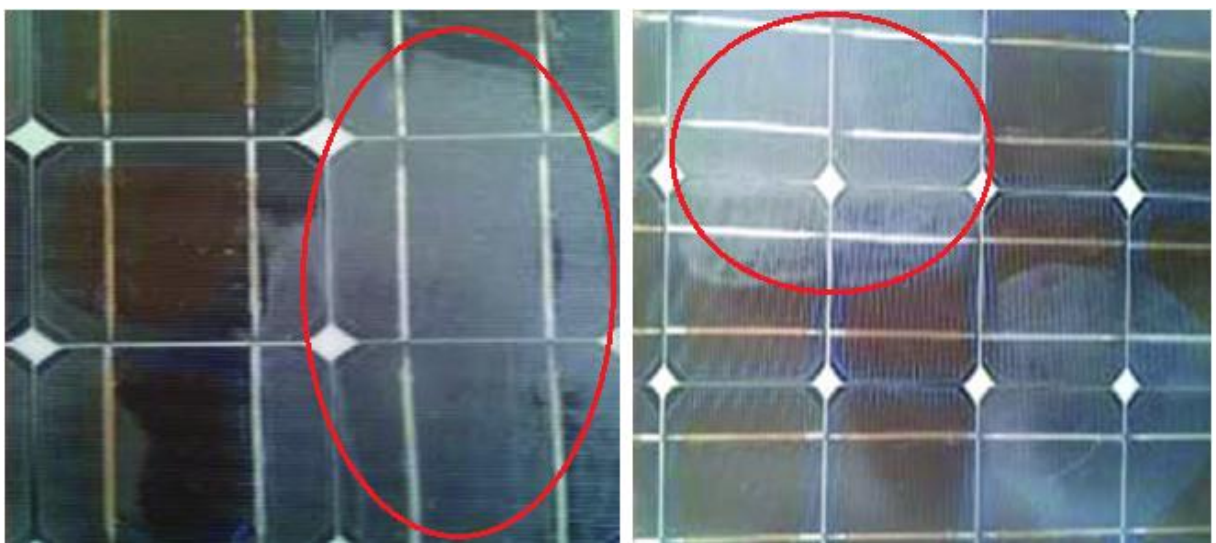
Nous avons procédé à une inspection visuelle pour détecter les dégradations des modules photovoltaïques au niveau de l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER.MS) ADRAR. L'inspection visuelle peut permettre de détecter à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds.

### **II.5.1-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 : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [5].

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 II.9 montre deux modules (UDTS 50 monocristallins) présentant une sévère délamination.



**Figure II.9 :** Module photovoltaïque installée au niveau du site de l'URERMS Adrar présentant une délamination (module PV UDTS50).

## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques

---

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [10]. D'autre part, ils avancent que la liaison interfaciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

Parmi les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, nous avons également recensé la décoloration du module.

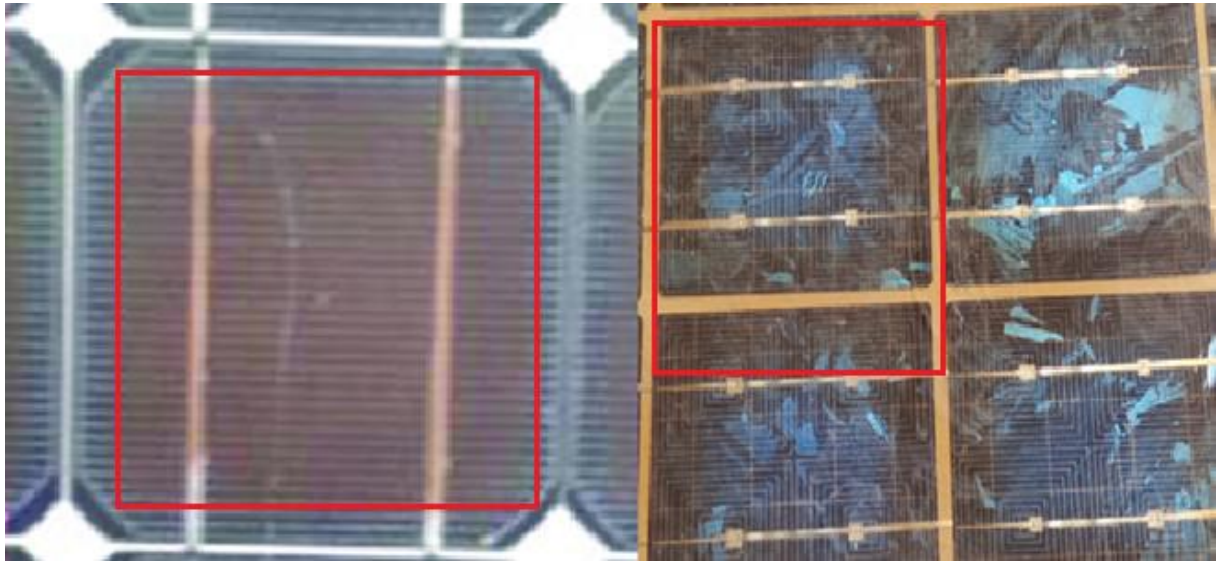
### II.5.2-La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (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 Wallner avancent 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 [11].

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 Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [12]. 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 W.m<sup>-2</sup> 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 W.m<sup>-2</sup>, aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

La Figure II.10 montre des modules monocristallins installée au niveau du site de l'URERMS Adrar (UDTS 50-PWX500) atteints de décoloration (jaunissement) .

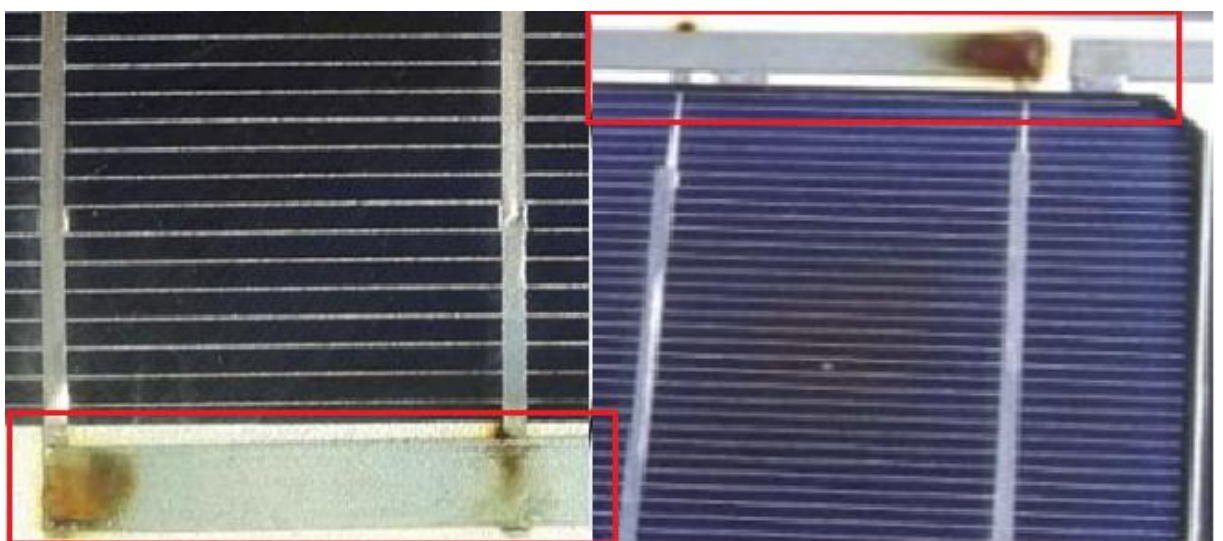


**Figure II.10 :** Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

(Module UDTS50 et PWX500).

### **II.5.3-La corrosion**

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [8]. 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.



**Figure II.11 :** Module PV atteint par la corrosion

(modules PV Isofoton i100/24 et UDTS50)



La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure II.11 montre un deux modules PV ( Isofoton i100/24 et UDTS50) atteint par la corrosion au niveau de la bordure.

Plusieurs publications trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Wohlgemuth a également effectué en 2005 des tests sur des modules de BP Solar à partir des retours d'expérience qui lui ont permis d'affirmer que la corrosion était le mode de dégradation le plus fréquent [9]. Il a exploité la base de données commerciale de BP Solar qui collecte toutes les informations issues du suivi technique de leurs modules cristallins installés depuis 1994. [8], [13], [14], 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 II-2a [15].

### II.5.4-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 [16]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure II.12 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin 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 [8].

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

## Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques

---

des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [17]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

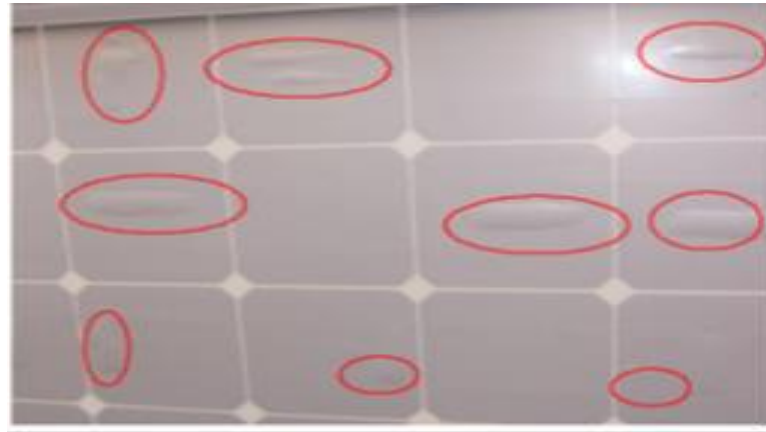
Il est généralement impossible de détecter à l'oeil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques.



**Figure II.12 :** Module photovoltaïque présentant des bris de verre  
(modules PV UDTS50).

### II.5.5-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'Ethylène 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 [18]. La Figure II.13 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 [5]. 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 [5].



**Figure II.13 :** Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

### II.6-conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les différents paramètres qui régissent le climat tels que la température, vent, Précipitation, évaporation et humidité qui sont les principaux facteurs de dégradation des modules PV.

Ensuite, on a présenté les différents types de dégradation des modules photovoltaïques recensés dans l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER.MS) ADRAR.

On peut dire que le site le site d'Adrar est caractérisé du point de vue climatique par un climat purement saharien chaud, sec et ensoleillé presque durant toute l'année. Ce qui favorise beaucoup les applications de l'énergie solaire et tous autres types d'énergies renouvelables (éolienne, thermique..).

**Bibliographie du chapitre II:**

- [1]: Cheknane Ali : « Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications », 2008.
- [2]: Benkhelifa Abdelaziz : Mémoire de magister, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012.
- [3]: B. OULIMAR, mémoire de fin d'étude, régionalisation thermique de surface sur l'Algérie. IHFR ORAN, 2005.
- [4]: ENERSOLE, Le séminaire sur la contribution de l'énergie solaire et éolienne dans le développement durable, ADRAR, 2001.
- [5]: Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions". Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.
- [6]: Ababacar Ndiaye, Cheikh M. F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafi Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. "Impact of dust on the PV modules characteristics after an exposition year in Sahelian environment: the case of Senegal". International Journal of Physical Sciences, Vol. 8(21), pp. 1166-1173, 2013.
- [7]: Osterwald C.R., McMahan T.J. "History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review". Progress in Photovoltaics: Research and Applications 17(1), 11-33, 2009.
- [8]: Quintana M.A., King D.L., McMahan T.J., Osterwald C.R. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [9]: Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. "Long Term Reliability of PV Modules". Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [10]: Jansen K.W., Delahoy A.E. "A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates". Thin Solid Films, 423:153–160, 2003.
- [11]: Oreski G., Wallner G.M. "Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions". Solar Energy 83, 1040–1047, 2009.
- [12]: Kojima T., Yanagisawa T. "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, 119- 123, 2004.

## **Chapitre II : les Paramètres Climatique du Milieu Saharien(Adrar) et son impact sur les modules photovoltaïques**

---

- [13]: Realini A. Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules. Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [14]: Vazquez M., Ignacio R.S. “Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 16:419–433, 2008.
- [15]: Carlson D.E., Romerol R., Willing F., Meakin D., Gonzalez L., Murphy1 R., Moutinho H.R., Al-Jassim M. “Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules”. Progress Photovoltaics: Research and Applications, 11:377–386, 2003. DOI: 10.1002/pip.500.
- [16]: Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “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.
- [17]: Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. Measurement Science and Technology 18,852–858, 2007.
- [18]: Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hurbert F. “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing”. Proceedings of the 19th EU PVSEC, 2004, Paris.

# **Chapitre III**

**Impact de l'environnement saharien  
sur les caractéristiques électriques des  
modules PV**

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

---

### III.1-Introduction

Un module photovoltaïque est caractérisé par la puissance électrique qu'il délivre lorsqu'il est soumis conventionnellement à un ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de cellule de  $25^\circ\text{C}$ . Cette puissance électrique est déterminée juste après la fabrication des modules. Cependant, cette donnée n'est pas constante au cours du temps, lorsque le module subit des dégradations, la puissance électrique diminue. Divers modules PV ont fait l'objet de mesure avec différentes durées d'exposition. La dégradation de ces dernières est déterminée dans un contexte saharien avec l'influence de l'accumulation de la poussière.

### III.2-Le site de mesures

Les mesures ont été effectuées à l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER.MS) sise à Adrar à l'extrême sud de l'Algérie (Figure III-1). Cette région est considérée comme étant une importante région qui offre de meilleures opportunités quant à l'utilisation et la promotion de la conversion photovoltaïque. En effet, ce site est souvent exposé à des niveaux élevés de l'éclairement solaire.



## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

Figure III-1 : localité d'URER-MS et la ville Adrar.

Le tableau suivant présente les données climatiques d'Adrar fournies par la station météorologique NEAL (New Energy Algeria) installé dans l'URER-MS :

Mois	G(KWH/m <sup>2</sup> )	T <sub>min</sub> (°C)	T <sub>max</sub> (°C)	RH(%)
January	4.36	8.12	22.67	38
February	5.49	10.91	26.08	26
March	6.64	12.93	27.98	21
April	7.73	17.92	32.72	14
May	7.8	23.88	39.76	12
Jun	8.1	27.07	42.42	11
July	7.48	32.83	47.93	8
August	6.96	31.26	45.86	13
September	6.16	29.22	43.93	15
October	5.48	22.11	37.15	18
November	4.23	14.59	27.28	35
December	4.26	6.94	20.68	43

Tableau III-1 : Moyenne mensuelle des paramètres météorologiques de l'année 2014 (Données climatiques d'Adrar).

G : Irradiation solaire.

T : Température maximum et minimale (T<sub>max</sub>, T<sub>min</sub>).

RH : Humidité relative.

### III.2.1-Présentation de la plateforme des mesures

Nous présentons différentes modules photovoltaïques et le matériel utilisés pour la caractérisation électrique. Divers résultats expérimentaux sont obtenus à partir des mesures courant-tension I(V) et puissance-tension P(V) en fonction des conditions météorologiques (éclairage, température...). A partir de ces résultats, nous pouvons extraire les paramètres externes, il s'agit de déterminer :

- La tension de circuit ouvert, V<sub>oc</sub>.
- Le courant de court-circuit, I<sub>cc</sub>.
- La puissance optimale, P<sub>max</sub>.
- Tension au point de puissance maximale V<sub>m</sub>.



## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

---

- Courant au point de puissance maximale  $I_m$ .
- Facteur de forme, FF.
- Rendement  $\eta$ .

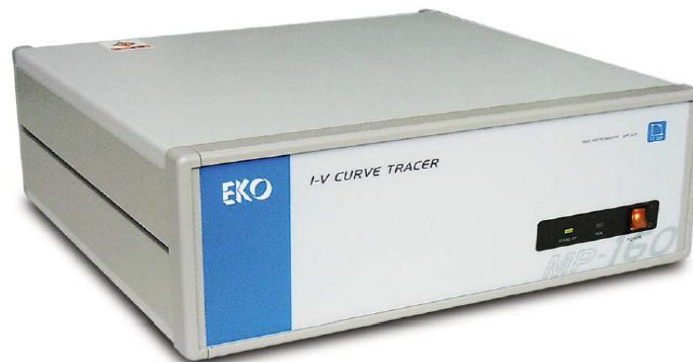
### III.2.2-Dispositif expérimental

Pour caractériser les panneaux et tracer la caractéristique  $I(V)$  du module photovoltaïque nous avons utilisé un traceur de courbe I-V de type EKO Instruments MP-160 (Figure III-2). Le traceur de courbes MP-160 peut mesurer les caractéristiques des courbes des différents systèmes pour les cellules photovoltaïques.

Il a une large gamme d'utilisations, par exemple :

- Mesure de cellules photovoltaïques PV sous un simulateur solaire
- Mesure de modules photovoltaïques PV exposés au soleil
- Mesure de cellule de grandes dimensions, des composés chimiques des cellules et de cellules teintées.

De plus, le MP-160 peut être connecté en option à 4 sélecteurs de modules : chaque sélecteur pouvant être connecté à jusqu'à 12 modules PV, donc en fait le MP-160 peut être connecté au total à plus de 48 modules PV sélectionnables.



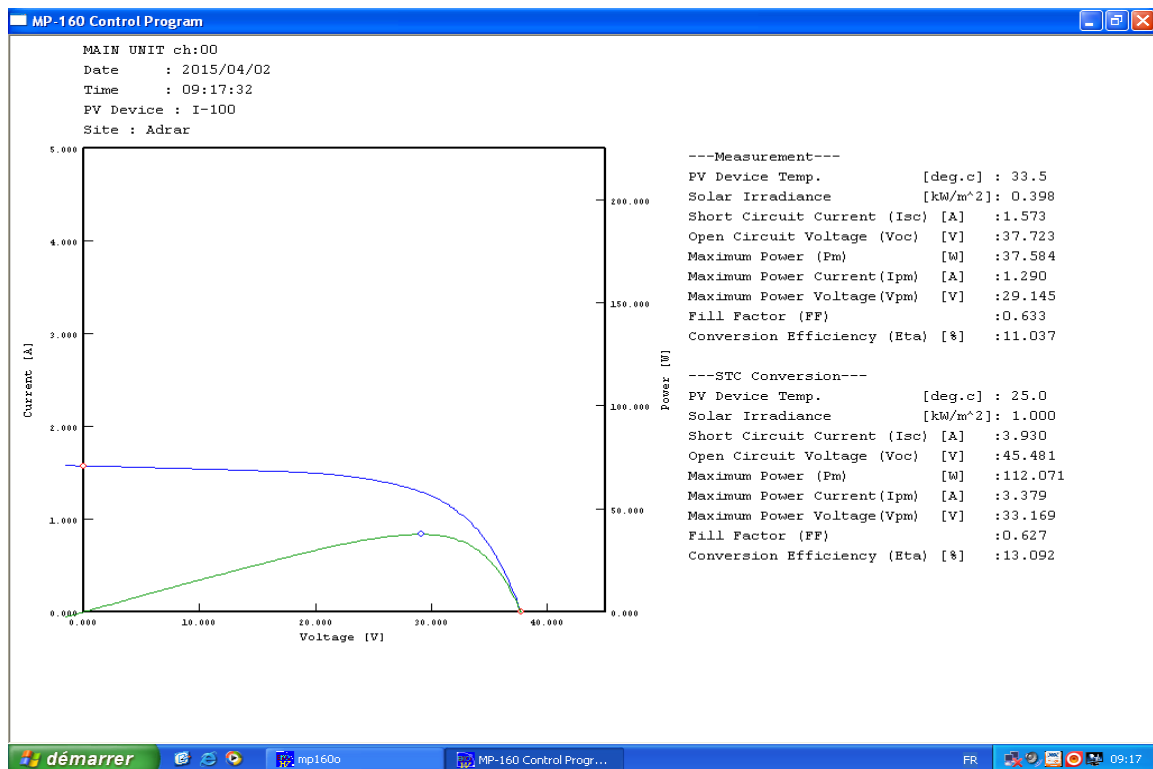
**Figure III-2:** Traceur de courbe I-V de type EKO Instruments MP-160.

Un banc expérimental de caractérisation, mis en place, a permis d'effectuer les relevés des courbes I-V des modules photovoltaïques concernés (Figure III-3). Le banc de mesure est relié à un ordinateur par une carte d'interface. Le logiciel adapté à ce banc nous facilite la manipulation, et les résultats sont directement visualisés sur le moniteur (Figure III-4).

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV



**Figure III-3:** Photos de banc d'essai : (a) Module PV à caractériser, (b) Traceur de courbe I-V de type EKO Instr MP-160, (c, d) Résultats expérimentaux affichés sur le PC.



**Figure III-4 :** Fenêtre des résultats.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

### III.2.3-Description des modules PV de test :

Les mesures ont été effectuées sur trois types de module photovoltaïque. Les modules testés ont été orientés à une position nord-sud, ces modules ont été inclinés du plan horizontal à la latitude du lieu (27.88°).

Les modules PV de test sont : les UDTS 50 et Isofotón-100/24 au silicium monocristallin avec une technologie d'encapsulation mono-verre, les PWX 500 au silicium multi-cristallin avec une technologie d'encapsulation bi-verre. Les spécifications électriques des modules PV utilisé dans notre étude sont résumées dans le tableau III-2.

Parameters	UDTS50	ISOFOT 100	PWX 500
$I_{sc}$ (A)	3.18	3.27	3,2
$V_{oc}$ (V)	21.6	43.2	21,6
$I_{mp}$ (A)	2.9	2.87	2,9
$V_{mp}$ (V)	17.5	34.8	17,2
$P_{max}$ (W)	49.4	100	50
FF (%)	72	70.8	72.3
Nombre de cellules $N_s$	36	72	36

**Tableau-2:** Paramètres électrique des modules PV données par le constructeur.

### III.3-Performances des modules PV sur le site de l'URER-MS d'Adrar

#### III.3.1-Impact des Paramètres Climatique (région d'Adrar) sur Performances des modules PV :

La performance du module PV dans cette étude a été analysée en quatre conditions météorologiques différentes: jour ensoleillé, jour nuageux, climat chaud et une tempête de sable. Le module photovoltaïque tester dans ce travail est ISOFOTON I-100/24 (voir le tableau-3). Le traceur EKO Instruments MP-160 nous permet de mesurer les Caractéristiques électriques réelle et en même temps nous donne les Caractéristiques électriques en STC (Standard Test Conditions: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1,5) .Les figure 4-(A-B) montre les Caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-100/24 dans des différentes conditions climatiques. Les performances du module PV sont résumées dans le tableau-3 suivant:

### Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

Parameters	Jour Ensoleillé	Jour Nuageux	Climat chaud	Tempête de sable
Température (C)	28	38	54	46
Rayonnement Solaire (W/m <sup>2</sup> )	981	770	989	805
I <sub>sc</sub> (A)	3.73	1.63	3.14	2.48
V <sub>oc</sub> (V)	40.76	35.4	36.47	37.2
I <sub>mp</sub> (A)	3.14	1.33	2,56	2.34
V <sub>mp</sub> (V)	31.28	27.34	28	28.08
P <sub>max</sub> (W)	98.02	37	50.72	65.82
η (%)	11.42	6.4	8.40	9.54
FF (%)	64.6	62	62.1	62.4

**Tableau III.3 :** Performances électriques des modules PV.

A partir du tableau III-3, on remarque que :

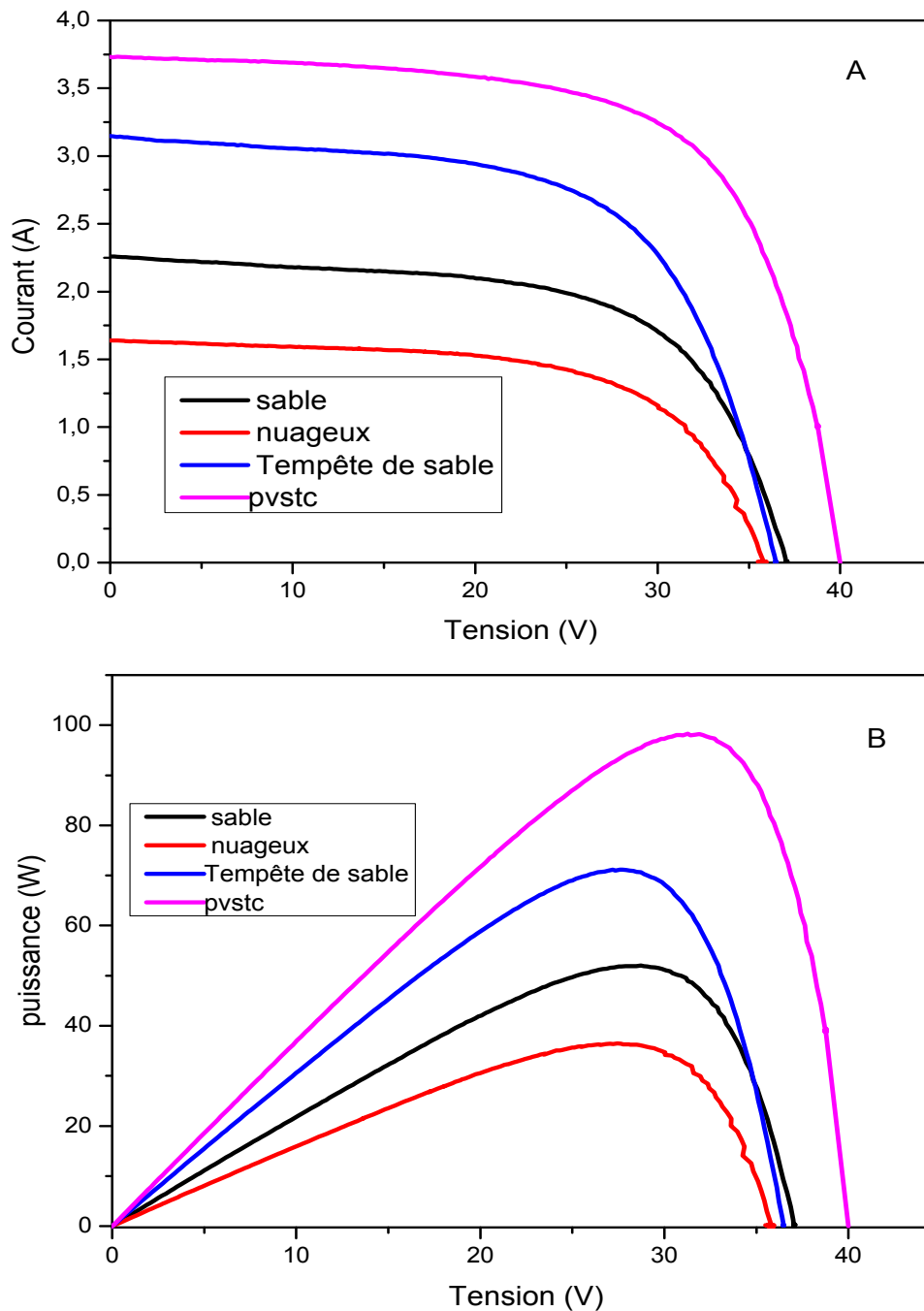
- L'augmentation de la température au-delà de 30 °C provoque une diminution de rendement de ce module, donc le module est sensible à la température ;
- L'influence du rayonnement solaire sur le rendement est positive par ce que l'augmentation de rayonnement provoque une augmentation du rendement ;

En milieu naturel (site saharien) l'augmentation température et les Tempêtes de sable négativement affecter sur les performances électriques des modules PV. Cette spécificité climatique devra être prise en considération dans l'étude de la fiabilité et l'efficacité énergétique du module PV dans les régions du sud de l'Algérie.

Quand on parle de performances d'un module photovoltaïque, le paramètre le plus important est le point de puissance maximale. Malheureusement, la détermination de la puissance maximale est compliquée parce qu'elle est fonction de l'irradiation totale et spectrale incidente (qui varie continuellement à cause de l'effet de l'atmosphère terrestre), de l'uniformité spatiale et temporelle de l'irradiation et de la température du module. Un autre paramètre important est le rendement de conversion de puissance défini comme étant la puissance délivrée divisée par la puissance d'entrée [1].

### Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

On va présenter quelques résultats (Figure III-4) obtenus lors de l'analyse des caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar).



**Figure III-4 (A-B):** Caractéristiques I-V et P-V du module ISOFOTON I-100/24 dans des Différentes conditions climatiques.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

### III.3.2-Evaluation de la dégradation des modules photovoltaïques sous environnement saharien

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 (donné par le constructeur à STC), alors nous avons devant nous un cas de dégradation [2]. Dans cette partie de notre travail nous allons nous intéresser en particulier à l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques après plusieurs années d'exposition dans un environnement désertique du sud Algérien (Adrar-URERMS).

Il existe plusieurs techniques pour évaluer les modules photovoltaïques Dégradation telle que [3-4]:

- Inspection visuelle.
- Mesurer les caractéristiques I-V et P-V du module PV dans les conditions standards de test (STC).
- Imagerie infrarouge

Les techniques de dégradation des modules photovoltaïques sont regroupées dans le tableau III-4 :

	Dégradations	Dégradations	Dégradations
Inspection visuelle	- Décoloration - Délamination - Bulles - Fissures - points chauds	Aspect général du module	-Test à l'œil nu. -Plusieurs vues sont requises sous différents angles. - Images réfléchies à éviter.
Mesure de I-V et P-V	- Puissance - Courants - Tensions - Facteur de forme	Puissance Courants Tensions Facteur de forme	-Mesures à réaliser dans les conditions standards de test. -Difficulté à contrôler les conditions standards. - Adaptée au module.
Imagerie infrarouge	- Point chaud (Hot-spot)	Images	- Caméra CCD. - Technique assez précise et non-destructive. - Adaptée pour cellule et module.

**Tableau III- 4** : Les techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïques.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

Dans ce travail, l'enquête sur les modules (UDTS 50 - PWX 500) a été effectuée à l'aide de l'inspection visuelle, les mesure de la caractéristique P-V et I-V de chaque module individuel à conditions d'essai STC et le calcul des taux de dégradation. Dans les paragraphes suivants, nous allons rappeler Les types de dégradations de module photovoltaïque le plus fréquentes dans le site Adrar-URERMS :

### B) La Décoloration

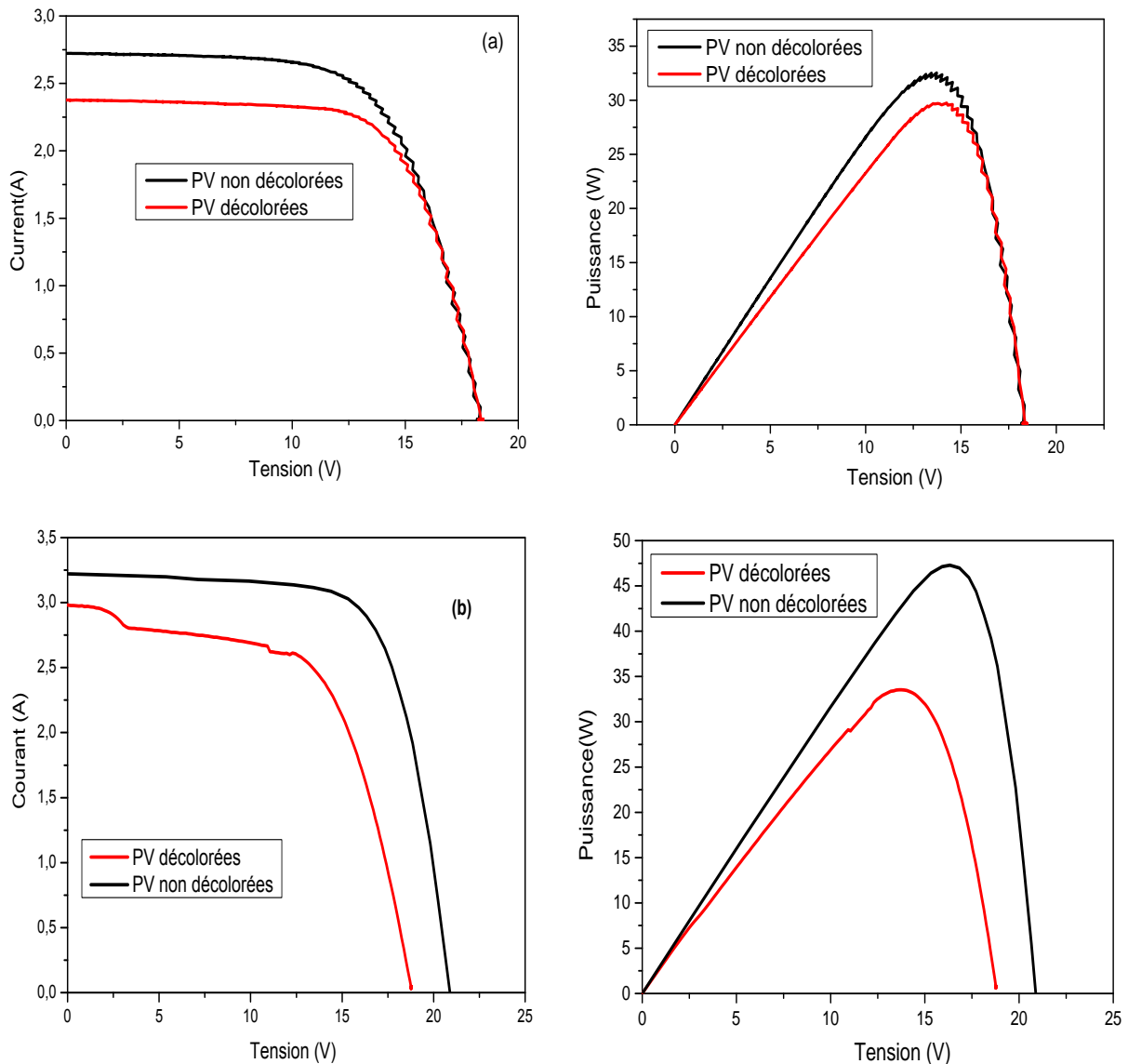


**Figure III. 5-(A-B):** la décoloration d'un module PV (PWX 500 - UDTS 50).

La décoloration de module est un changement de couleur du matériau qui devient jaune ou brun. Elle modifie la transmittance de la lumière pendant la couche d'éthylène-acétate de vinyle (EVA) et donc la puissance engendrée par le module photovoltaïque est réduite. Il s'agit généralement d'une dégradation d'EVA ou le matériau adhésif entre le verre et les cellules.

### Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

La figure-6 représente l'influence de la décoloration sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules photovoltaïques de type UDTS-50 et PWX 500.



**Figure III.6 :** l'influence de la décoloration sur les caractéristiques I-V et P-V de deux modules photovoltaïques de type (a) PWX 500, (b) UDTS-50.

La Figure III-6 montre une comparaison des courbes I-V et P-V des quatre modules photovoltaïques étudiés entre l'état initial (première mise sous exposition) et après quelques années de fonctionnement sous environnement désertique. Les mesures sont effectuées dans les conditions STC (conditions standards de test). On peut remarquer que les allures des courbes I-V et P-V sont conformes avec celles d'un module PV en fonctionnement normal. Cependant, on peut noter un changement dans les courbes après quelques années d'exposition.



### Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

En effet, les Caractéristiques I-V et P-V des modules PV décolorées (courbes en rouge) sont décalés par rapport aux valeurs des Caractéristiques des modules non décolorées (courbes en noire). Ce changement reflète une dégradation (diminution) des paramètres concernés. Cette dégradation globale constatée est beaucoup plus élevée pour les modules qui ont une durée d'exposition plus longue de 15 années.

La section suivante présente la dégradation globale (DG) pour les différents paramètres de performance ( $P_{max}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{cc}$  et FF) pour Les modules PV présentés voir le tableau III-5(a-b).

La dégradation globale (DG) des paramètres de performance est déterminée à partir de relation Suivante [5] :

$$R_G(\%) = \left( \frac{X(t_n) - X(t_0)}{X(t_0)} \right) \times 100$$

$X(t_n)$  et  $X(t_0)$  représentent la valeur du paramètre considéré dans les conditions standards de test (STC) respectivement aux instants  $t_n$  et  $t_0$  représente l'instant initial correspondant à la première exposition du module sous un ensoleillement.

Tableau III-5(a) :

Parameters	UDTS50 décolorées	UDTS50 non décolorées	Dégradation Globale(%)
$I_{sc}$ (A)	3.034	3,2	-5,1875
$V_{oc}$ (V)	18.82	20.98	-10,29552
$P_{max}$ (W)	33.53	47.58	-29,52921
FF (%)	58.6	70.21	-16,53611

Tableau III-5(b) :

Parameters	PWX 500 décolorées	PWX 500 non décolorées	Dégradation Globale(%)
$I_{sc}$ (A)	2.37	2.72	-12,86765
$V_{oc}$ (V)	18.34	18.24	0,54825
$P_{max}$ (W)	29.74	32.34	-8,03958
FF (%)	68.2	65.1	4,7619

**Tableau III.5 :** Dégradation des paramètres de performance des modules PV.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

---

On remarque que les modules PWX 500 présentent une dégradation plus faible pour tous les paramètres en comparaison avec les modules UDTS50, cette différence réside dans la technologie de fabrication. On note que les modules UDTS50 présentent une dégradation de puissance supérieure.

### III.3.3-Les fissures et bris de verre de modules PV: ISOFOTON I-100/24

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. La rupture de vitre et la fissure de la cellule PV se produisent pendant l'installation, l'entretien et le transport des modules. La Figure 7 montre un module photovoltaïque fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant des années en association avec d'autres modules. Le module PV a été brisé à cause d'une tempête de sable.

La figure-7 représente deux modules PV de type ISOFOTON I-100/24 :

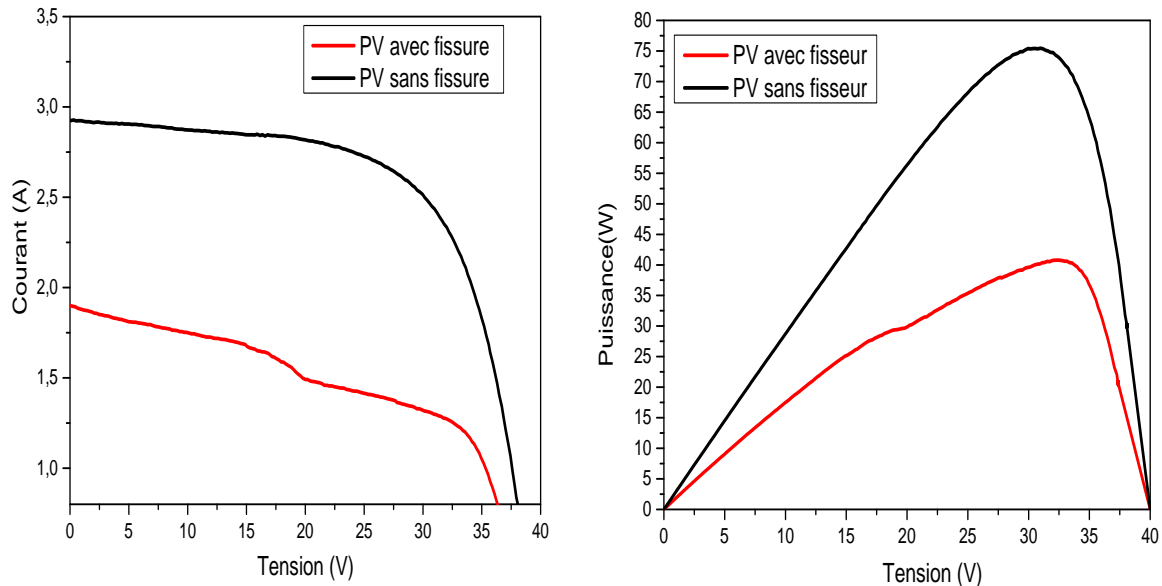
- PV ISO 01 avec fissure de verre.
- PV ISO 02 sans fissure de verre.



**Figure III.7:** Module photovoltaïque sans et avec fissure de vitre.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

La figure-8 représente l'influence des fissures et bris de verre de modules PV sur la caractéristique I-V et P-V de deux modules photovoltaïques de type ISOFOTON I-100/24.



**Figure III-8** : Les caractéristiques I-V and P-V des deux modules PV avec et sans fissure de verre.

La Figure III-8 montre La caractéristique I-V et P-V du module photovoltaïque qui présente une sorte de déformation graphique dans la zone de courant.

En effet, les valeurs de  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $P_{max}$  et FF de modules PV fissure sont décalés par rapport aux valeurs de modules PV sans fissure de verre. Ce changement reflète une dégradation (diminution) des paramètres concernés (voir le tableau Tableau III-7).

Parameters	PV ISO 01 avec fissure de verre	PV ISO 02 sans fissure de verre
$I_{sc}$ (A)	1.89	2.92
$V_{oc}$ (V)	39.65	40.027
$P_{max}$ (W)	40.79	75.40
FF (%)	54.2	64.4

**Tableau III-6** : Comparaison des paramètres de performance des deux modules PV.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

### III.3.4-Impact de la poussière sur les performances des modules photovoltaïques

L'accumulation des particules de poussière sur la surface du module PV peut affecter grandement sa performance surtout dans les zones désertiques. Cependant, les régions désertiques sont les plus adaptées à la production d'électricité photovoltaïque en raison de la disponibilité abondante du rayonnement solaire tout au long de l'année.

L'étude de l'influence des dépôts de poussière sur les modules photovoltaïques porte sur les caractéristiques électriques de performance tels que : les courbes I-V et P-V, la tension en circuit-ouvert ( $V_{co}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), le facteur de forme (FF), la puissance maximale ( $P_{max}$ ). L'étude a duré de 30 jours pendant lesquels le module PV (ISOFOTON 100) a été exposé en différentes conditions climatiques, y compris la tempête, sans être nettoyé. Les Figures IV-3 présentent le module propre après nettoyage et modules avec 30 jours d'accumulation de la poussière sur la surface



**Figure III.9 :** Modules exposés sous ensoleillement propres

et avec dépôt de poussière

Les Figures IV-4 présentent les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) de module photovoltaïque dans les deux conditions:

- Module propre.
- Module avec une accumulation de la poussière.

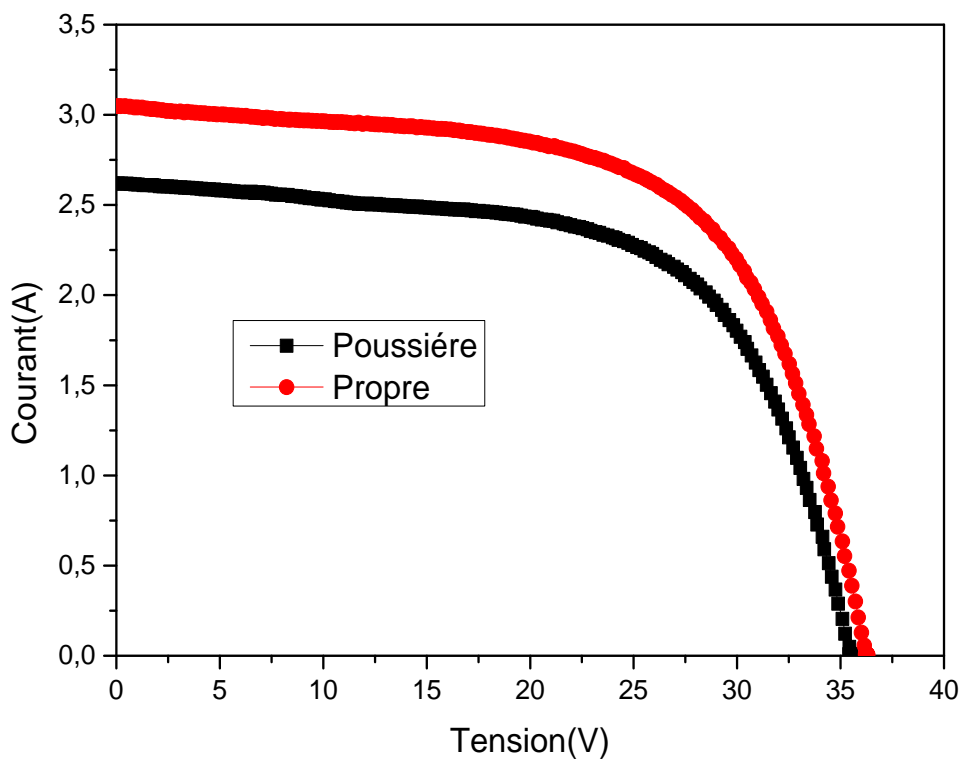
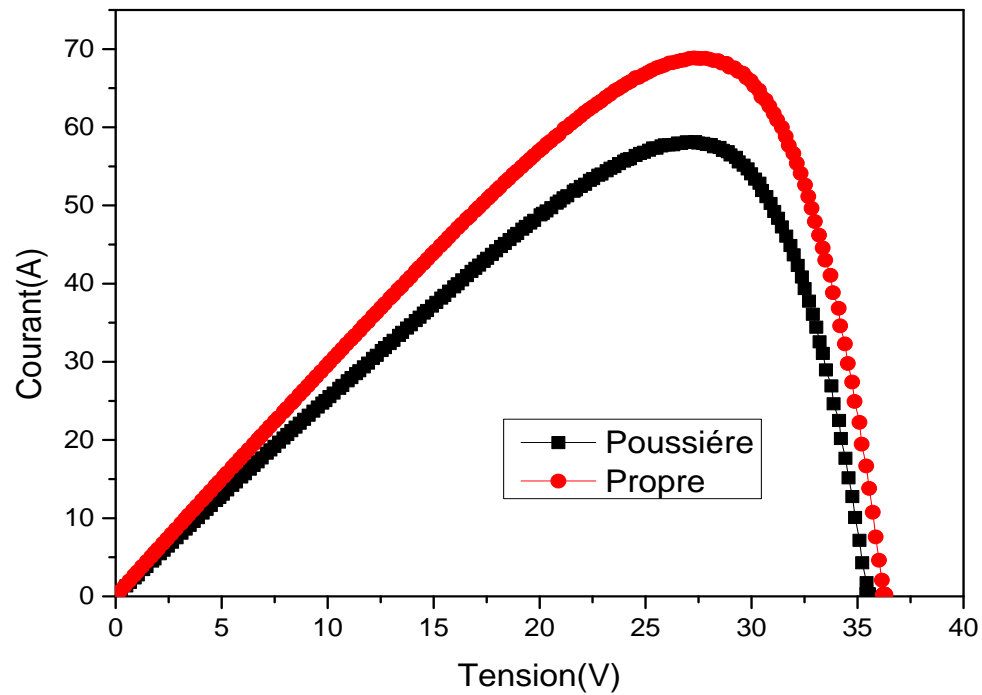


Figure III.10 : Caractéristiques I-V et P-V de module propre et avec dépôt de poussière.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

Cette partie présente les résultats de l'évaluation de cet impact sur le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), la tension en circuit ouvert ( $V_{co}$ ), la puissance maximale ( $P_{max}$ ) et le facteur de forme (FF). Le Tableau-8 présente la variation des paramètres de module propre et avec dépôt de poussière.

Paramètres	$I_{sc}$	$V_{oc}$	$P_{max}$	FF
module PV propre	3.4	36.80	74.92	62.1
module PV avec dépôt de poussière	3.04	36.59	74.73	62.3

**Tableau III-7 :** Variation des paramètres de module propre et avec dépôt de poussière.

Les résultats montrent que le module photovoltaïque restés une période (30 jours) sans nettoyage peuvent voir leur puissance de sortie se dégrader jusqu'à plus de 5.2% de sa valeur lorsqu'ils sont propres. Toutes les caractéristiques électriques des modules sont également affectées par les dépôts de poussière à l'exception de la tension en circuit ouvert.

### III.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la plateforme de mesures en vue de l'étude l'impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques. Les mesures collectées pendant une année complète et relatives aux paramètres environnement saharien (climat nuageux, climat chaud et une tempête de sable). L'extraction des paramètres des modules photovoltaïques testés, traitée au troisième chapitre, a permis d'effectuer le lissage graphique de leurs caractéristiques théoriques. L'analyse de ces caractéristiques permet, ainsi, de déterminer les performances des modules photovoltaïques testés (puissance maximale, facteur de forme,...). Nous avons effectué une étude expérimentale précoce la dégradation des modules photovoltaïques qui sont exploités dans la région saharienne. L'analyse de performance des modules testés a révélé certains défauts tels que : la décoloration et les fissures et bris de verre de modules PV. L'impact de dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules photovoltaïques a été étudié.

## Chapitre III: Impact de l'environnement saharien sur les caractéristiques électriques des modules PV

---

### Bibliographie du chapitre III

- [1] M. Sadok, B. Benyoucef et A. Mehdaoui, « Performances et dégradation des modules PV en milieu saharien Revue des Energies Renouvelables » SIENR'12 Ghardaïa (2012) 203.212.
- [2] 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.
- [3] Sharma Vikrant, Sastry OS, Kumar Arun, Bora Birinchi, Chandel SS. Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. Energy 2014; 72: 536–46.
- [4] Jordan Dirk C, Sekulic B, Marion B, Kurtz Sarah R. Performance and aging of a 20-year-old silicon PV system. IEEE J Photovoltaics 2015; 5(3):744–51.
- [5] Ababacar Ndiaye : Thèse de doctorat Etude de la dégradation et de la Fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance, 2013, Sénégal.

# **CONCLUSION GENERAE**



## CONCLUSION GENEERAE

Le travail réalisé dans ce mémoire constitue une contribution à la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques en silicium cristallin durant leur cycle de vie dans un environnement saharien. Le climat chaud du sud et les variations brusques des conditions climatiques durant la journée (la température, l'irradiation et la vitesse du vent) ont un effet important sur la performance de fonctionnement du module photovoltaïque, dans ce contexte, notre but était d'étudier Impact des Paramètres Climatique sur le rendement d'un module photovoltaïque dans un Milieu Saharien , pour un système installé en zone opérationnelle et d'étudier son fonctionnement en mode journalière, mensuelle et annuelle.

Dans notre travaille, on a présenté quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques V-I et P-V de quelques modules photovoltaïques testés à URER-MS Adrar. Cette localité du Sahara est caractérisée par un fort potentiel de l'éclairement solaire. Un banc d'expérimentation a été mis en place afin d'effectuer les relevés graphiques des caractéristiques V-I et P-V des modules de type UDTS-50, PWX500 et Isofoton 100/24 dans des conditions réelles de fonctionnement. Ces caractéristiques ont été extrapolées pour les mêmes conditions de références (STC) pour pouvoir déterminer leurs performances et effectuer, ainsi, des comparaisons.

Les résultats ont montré que :

- L'augmentation de la température au-delà de 30 °C provoque une diminution de rendement de ce module, donc le module est sensible à la température ;

- L'influence du rayonnement solaire sur le rendement est positive par ce que l'augmentation de rayonnement provoque une augmentation du rendement ;

En milieu naturel (site saharien) l'augmentation température et les Tempêtes de sable négativement affecter sur les performances électriques des modules PV. Cette spécificité climatique devra être prise en considération dans l'étude de la fiabilité et l'efficacité énergétique du module PV dans les régions du sud de l'Algérie.

Nous déduisons que la plupart des paramètres électriques des modules présentent une dégradation mesurable au bout des années d'exposition du module. La tension en circuit-ouvert ne présente aucune dégradation mesurable. Différents phénomènes peuvent causer une telle dégradation (décoloration de l'EVA, décollement, l'absorption des rayons ultraviolets, la formation des points chauds,...). L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques doit être étendue sur une plus longue durée, sur un plus grand nombre de technologies et de modules PV et enfin sur une zone d'étude plus étendue.

L'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV est mis en évidence via une étude expérimentale. Celle-ci a montré une dégradation de la puissance maximale de plus de 5 % observée sur des modules après une période de 30 jours d'exposition sans nettoyage.