

**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 DE SCIENCES DE LA MATIÈRE**



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

Thème

**Le Module PV UDT5-50 : Performances et Dégradation après
plus de 25 ans d'utilisation.**

Soutenu le : 25/05/2017

Présenté par : DJEBBOURI Hadjer.

Encadré par : Mr. SADOK Mohammed.

Président : Mr. BOUSSEKAIA Taher.

Examineurs : Mr. OMARI Boumediene.

2016 - 2017

Dédicace

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tous simplement que : Je dédie cette mémoire de master :

A Ma tendre Mère : Tu représente pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.

A Mon très cher Père : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.

« Que dieu me les protège »

A la sourire de mon cœur ;

A ma grand-mère ;

A mes chers frères ;

A mes chères sœurs ;

A mes chers nièces et neveux ;

A mes très chers amis ;

A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.

A ceux qui m'ont aidé de loin ou de près.

A tous ceux qui me sens chers et que j'ai omis de citer.

Remerciements

En préambule à ce mémoire, j'adresse ces quelques mots pour remercier ALLAH le tout puissant pour exprimer ma reconnaissance envers sa grande générosité. ALLAH m'a donné la volonté, la patience, la santé et la confiance durant toutes mes années d'études et dans toute ma vie.

Je remercie mes parents d'être si patients, si généreux et tellement merveilleux, ils ont toujours été une source de motivation d'encouragements et de beaucoup de bonheur.

Tout d'abord, je tiens à exprimer toute ma gratitude à tout le personnel de la Division Conversion Photovoltaïque de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, en particulier Mr. OTHMANI Mourad, Ingénieur d'état, pour m'avoir accueilli et prêté assistance durant la campagne des tests expérimentaux.

Je tiens à remercier sincèrement Mr. SADOK, qui, en tant que mon encadreur, s'est toujours montré à l'écoute tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi que pour son aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.

Je remercie vivement Mr. BOUSSEKAIA Taher, Maître de Conférence B à l'Université d'Adrar pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de mémoire.

C'est, encore, un grand plaisir pour moi, d'adresser mes plus sincères remerciements à Mr. OMARI Boumediene, Maître Assistant A à l'Université d'Adrar d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Je souhaite aussi adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

En effet, je voudrai remercier ma famille, mon université, et tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de mon mémoire.

Merci à mes professeurs et enseignants d'avoir été là, de nous avoir énormément appris par la qualité des enseignements qu'ils nous ont prodigués.

Je remercie également mes camarades de Master II et mes amis du département pour leur collaboration et leur passion.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui m'ont toujours soutenu et encouragé au cours de la réalisation de ce mémoire.

« Merci à tous et à toutes »

Résumé

Le Sahara algérien est le mieux adapté à la production d'énergie photovoltaïque en raison de la disponibilité abondante de lumière solaire tout au long de l'année. Cependant, il présente un climat sec avec des températures ambiantes élevées de plus de 50 °C particulièrement durant la saison estivale se traduisant par une baisse significative de l'efficacité énergétique des modules photovoltaïques pendant cette saison. Il est alors nécessaire de faire le suivi de l'endurance et de la fiabilité des systèmes solaires en milieu saharien.

Ce mémoire présente une évaluation de la performance de plusieurs modules photovoltaïques du type (UDTS-50) après une période d'exposition d'environ 21 ans dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar). Cette approche est basée sur les caractéristiques I-V des modules photovoltaïques testés, les caractéristiques obtenues, ont été translatées pour les conditions de tests standards (STC) afin de faire une estimation des performances des modules testés pour les mêmes conditions de références. Ainsi que la détection des défauts par une méthode d'inspection visuelle, qui nous aide à détecter de nombreux types de défauts dans les modules photovoltaïques. Les analyses des caractéristiques de ces modules ainsi que des valeurs de leurs facteurs de dégradation ont montré une nette réduction de leurs performances, notamment, les puissances maximales et les facteurs de forme. En moyenne, ces modules ont montré une dégradation estimée à 23,16 % environ et un taux de dégradation annuel de 1,09 %/an, et cela par rapport à un module de référence de même type. Nous pouvons considérer que le taux moyen estimé pour la dégradation des modules est acceptable.

Cette étude fournira d'autre part des informations utiles aux fabricants et aux propriétaires et aidera à mieux comprendre les mécanismes de dégradation et, par conséquent, à améliorer la fiabilité à long terme des modules photovoltaïques dans le Sahara algérien.

Mots-clés : Energie photovoltaïque ; Module UDTS-50 ; L'endurance ; Fiabilité ; caractéristiques I-V ; STC ; Performances ; d'inspection visuelle ; dégradation ; Milieu saharien.

Abstrat

The Algerian Sahara is a best suited to the production of photovoltaic energy due to the abundant availability of sunlight throughout the year. However, it has a dry climate with high ambient temperatures of more than 50 °C, particularly during the summer season, which results a significant reduction in the energy efficiency of the photovoltaic modules during this season. It is necessary then to monitor the endurance and reliability of solar systems in the Saharian environment.

This project presents an evaluation of the performance of several photovoltaic modules of the type (UDTS-50) after an exposure period of almost 21 years under the real conditions of the Saharan environment (Adrar region). This approach is based on the characteristics I-V of the photovoltaic modules tested, the characteristics obtained, have been translated for the standard test conditions (STC) in order to estimate the performances of the modules tested for the same reference conditions. As well as the detection of defects by a visual inspection method, which helps us to detect many types of defects in photovoltaic modules. Analyzes of the characteristics of these modules and the values of their degradation factors showed a marked reduction in their performances, in particular, the maximum powers and the form factors. On average, these modules showed an estimated degradation at about 23.16 % and an annual rate degradation of 1.09 % per year, compared to a reference module of the same type. We can consider that the average rate estimated for the degradation of the modules is acceptable.

This study will also provide a useful information to manufacturers and owners that could help to better understand the degradation mechanisms and therefore to improve the long-term reliability of photovoltaic modules in the Algerian Sahara.

Keywords : Photovoltaic energy ; Module UDTS-50 ; Endurance ; Reliability ; Characteristics I-V ; STC ; Performance ; Visual inspection ; degradation ; Saharan environment.

Liste Des Abréviations et Nomenclatures

AM :	Air Mass
DLR :	Le Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)
ASA :	Agence Spatiale Allemande
PV :	Photovoltaïque
BV :	Bande de Valence
BC :	Bande de Conduction
BSF :	Réflecteur arrière (Back Surface Field)
RP :	Taux de Performance (Rate Performance)
EFG :	Edge defined film fed growth
EVA :	Acétate d'Ethylene-Vinyl
UDTS :	Unité De Développement Technologie Silicium
CAR :	Couche Antireflet
CZ :	Czochralski
CEI :	La Commission Électrotechnique Internationale
ASTM :	Société américaine pour les essais des matériaux (American Society for Testing and Materials)
NOCT :	Température de fonctionnement normal du module (Nominal Operating Cell Temperature) (°C)
TPT :	Tedlar- Polyester –Tedlar
STC :	Conditions de tests standard (Standard Test Conditions)
EOC :	Les conditions environnementales de fonctionnement
E_{ph} :	L'énergie de photon (J)
h :	La constante de Planck ($J.s$)
V :	La fréquence (Hz)
λ :	La longueur d'onde (μm)
Q :	La charge de l'électron (C)
K :	La constante de Boltzmann (J/K)
T :	La température en (K)
V :	La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque (V)
I :	Le courant délivré par la photopile (A)
I_{ph} :	La photo courant (A)
I_s :	Le courant de saturation en (A)
N :	Le facteur de non-idéalité de la jonction
R_s :	Résistance série du module (Ω)

R_{sh}:	Résistance shunt qui modélise les courants de fuites de la jonction (Ω)
V_{co}:	La tension de circuit ouvert (V)
I_{cc}:	Le courant de court-circuit (A)
P_{max}:	La puissance de sortie maximale (W)
$P_{max, STC}$:	La puissance maximale aux conditions standard (W)
$V_{max, STC}$:	La tension maximale aux conditions standard (V)
$I_{max, STC}$:	La courant maximale aux conditions standard (V)
FF:	Le facteur de forme (%)
$I_{cc, STC}$:	Le courant de court-circuit dans les conditions standard (A)
$V_{co, STC}$:	La tension de circuit ouvert les conditions standard (V)
T_{amb}:	La température ambiante ($^{\circ}C$)
T_{NOCT}:	La température nominale des cellules en fonctionnement ($^{\circ}C$)
T_m:	La température moyenne d'un module ($^{\circ}C$)
η:	Le rendement de la cellule photovoltaïque (%)
I_{STC}:	Courant du module aux conditions standards (A)
V_{STC}:	Tension du module aux conditions standards (V)
I_{mes}:	Courant mesuré du module (A)
V_{mes}:	Tension mesurée du module (V)
H_{STC}:	Eclairement de référence (1000 W/m^2)
H_{mes}:	Eclairement incident mesuré (W/m^2)
T_{STC}:	Température de référence du module ($25^{\circ}C$)
$T_{c, mod}$:	Température mesurée (ou estimée) du module ($^{\circ}C$)
A:	Coefficient de température pour le courant ($A/^{\circ}C$)
B:	Coefficient de température pour la tension ($V/^{\circ}C$)
R_s:	Résistance série du module (Ω)
V_t:	Tension thermique du module (V)
G:	l'irradiation solaire incidente (Wh/m^2)
E:	l'éclairement (W/m^2)
G_{ref}:	le rayonnement solaire aux conditions de test standard (STC) (W/m^2)
FD:	Le facteur de dégradation (%)
TAD:	Le taux de dégradation annuel (%)

Liste Des Figures

Chapitre I : La conversion photovoltaïque

Figure 1.1	Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.	05
Figure 1.2	Variation de bande interdite en fonction de la température.	08
Figure 1.3	Structure en bande d'un semi-conducteur en génération-recombinaison et le dopage du silicium.	09
Figure 1.4	Principe de la conversion photovoltaïque.	10
Figure 1.5	Longueur d'onde absorbée par différents types de semi-conducteurs.	11
Figure 1.6	Composition d'une cellule photovoltaïque.	12
Figure 1.7	Schéma comparatif des phénomènes de réflexion sur surfaces plane et texturée.	17
Figure 1.8	Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.	18
Figure 1.9	Quelques types des cellules photovoltaïques.	17
Figure 1.10	La chaîne photovoltaïque, de la silice au module photovoltaïque.	21
Figure 1.11	Composition d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin.	22
Figure 1.12	Association des cellules solaires photovoltaïques.	23
Figure 1.13	Association des modules photovoltaïques en série.	23
Figure 1.14	Association des modules photovoltaïques en parallèle.	24
Figure 1.15	Association mixte des modules photovoltaïques.	24
Figure 1.16	Schéma électrique de la protection par diodes du module photovoltaïque.	25

Chapitre II: Procédé d'encapsulation de modules UDTs-50

Figure 2.1	Schéma d'un module photovoltaïque en technologie "tout en plastique".	31
Figure 2.2	Schéma d'un module photovoltaïque en technologie bi-verre.	31
Figure 2.3	Schéma d'un module photovoltaïque en technologie mono-verre.	32
Figure 2.4	Schéma éclaté d'un module de type "mono-verre".	33
Figure 2.5	Le module UDTs-50, (a) face avant; (b) face arrière.	34
Figure 2.6	Spectres de transmission et de réflexion du verre et de l'EVA.	34
Figure 2.7	Structure moléculaire de l'EVA.	35
Figure 2.8	Schéma synoptique du procédé de fabrication de modules photovoltaïques.	38
Figure 2.9	Schéma du laminateur.	39

Chapitre III: Caractérisation outdoor de modules UDTs-50

Figure 3.1	Caractéristiques d'un module photovoltaïque : I-V (a) et P-V (b).	41
Figure 3.2	Les différentes zones de fonctionnement du module photovoltaïque.	42
Figure 3.3	Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction de la résistance série.	46
Figure 3.4	Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction de la résistance shunt.	47
Figure 3.5	Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction du facteur de qualité.	48
Figure 3.6	Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque pour différents ensoleillements à température constante	48
Figure 3.7	Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque pour différentes températures à ensoleillement constant	49
Figure 3.8	Le banc expérimental.	53
Figure 3.9	Schéma électrique du circuit cellulaire du module photovoltaïque UDTs-50.	54
Figure 3.10	Résultat affiché par le traceur MP-160.	56
Figure 3.11	Schéma de principe du banc expérimental.	56
Figure 3.12	Caractéristique I-V traduite du module de référence UDTs-50.	57
Figure 3.13	Caractéristiques électriques expérimentales de quelques modules photovoltaïques.	58
Figure 3.14	Caractéristiques électriques tradues de quelques modules photovoltaïques.	60
Figure 3.15	Caractéristiques réduites du module de référence et de quelques modules photovoltaïques.	63

Chapitre IV : Evaluation de la dégradation de modules UDTs-50

Figure 4.1	Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.	68
Figure 4.2	Exemple de la délamination dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	70
Figure 4.3	Exemple de la corrosion dans la boîte de jonction d'un module photovoltaïque du type UDTs-50.	71
Figure 4.4	Exemple de la décoloration de l'EVA dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	72
Figure 4.5	Exemple des fissures et du bris de verre dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	73

Figure 4.6	Exemple des lignes du revêtement anti-réfléchissant dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	74
Figure 4.7	Exemple des pistes d'escargots « snail trail » dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	75
Figure 4.8	Exemple des bulles dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	75
Figure 4.9	Exemple de défauts du revêtement anti-réfléchissant dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	76
Figure 4.10	Exemple des marques de brûlure dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	77
Figure 4.11	Exemple de points chauds dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.	77
Figure 4.12	Autre défauts détectés dans les modules UDTs-50.	78
Figure 4.13	Exemple de l'influence de différents types de dégradation sur la caractéristique I-V de deux modules photovoltaïques UDTs-50.	79

Liste Des Tableaux

Chapitre I : La conversion photovoltaïque

Tableau 1.1	Durée d'insolation annuelle mesurée en Algérie par région climatique.	06
Tableau 1.2	Valeurs des paramètres α et β utilisées dans la formule du gap en fonction de la température.	08

Chapitre II: Procédé d'encapsulation de modules UDTs 50

Tableau 2.1	Composition de l'EVA.	36
Tableau 2.2	Formulation chimique des additifs dans l'EVA.	36

Chapitre III : Caractérisation outdoor de modules UDTs-50

Tableau 3.1	Spécifications techniques des modules UDTs-50 en conditions STC.	54
Tableau 3.2	Caractéristiques techniques du pyranomètre.	54
Tableau 3.3	Caractéristiques du capteur de température des modules.	55
Tableau 3.4	Spécifications techniques de la centrale d'acquisition MP-160.	55
Tableau 3.5	Principaux paramètres de quelques modules.	62

Chapitre IV : Evaluation de la dégradation de modules UDTs-50

Tableau 4.1	Principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques en Silicium cristallin.	67
Tableau 4.2	Facteurs de dégradation des performances et paramètres de quelques modules.	81

Sommaire

Introduction	01
Chapitre I : La conversion photovoltaïque.	
1.1. Introduction.	04
1.2. Notions préliminaires sur le rayonnement solaire.	04
1.3. Définition et Historique du photovoltaïque.	06
1.3.1. De l'effet photovoltaïque à la cellule solaire.	07
1.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque.	10
1.4. Structure des cellules photovoltaïques.	12
1.4.1. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque.	12
1.4.2. Circuit électrique équivalent.	14
1.4.3. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques.	16
1.4.4. Le silicium comme matériau de base pour les cellules photovoltaïques.	17
1.4.4.1. Processus de fabrication de modules photovoltaïques (cas du silicium cristallin).	18
1.5. Composition d'un module photovoltaïque.	22
1.5.1. Association des cellules/modules photovoltaïques.	22
1.5.2. Protection électrique des cellules et des modules photovoltaïques.	24
1.6. Normes de qualification des modules photovoltaïques.	25
1.6.1. La norme photovoltaïque CEI.	26
1.6.2. Qualification des modules photovoltaïques en silicium cristallin.	26
1.7. Conclusion.	29
Chapitre II : Procédé d'encapsulation de modules UDTS 50.	
2.1. Introduction.	30
2.2. L'encapsulation des cellules solaires.	30
2.2.1. Les différents types d'encapsulation.	31
2.2.2. Constitution du module type mono-verre.	32
2.2.2.1. Description technique du module UDTS-50.	33
2.2.2.2. Technologie de fabrication des modules photovoltaïques type mono-verre et les matériaux utilisés.	34
2.2.2.3. Procédé d'encapsulation.	37

2.3. Conclusion.	39
Chapitre III : Caractérisation outdoor de modules UDTs-50.	
3.1. Introduction.	40
3.2. Performances d'un module photovoltaïque.	41
3.2.1. Caractéristiques de performances d'un module photovoltaïque.	41
3.2.2. Conditions de tests des modules photovoltaïques.	45
3.2.3. Impact des différents paramètres sur les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques.	46
3.2.3.1. Paramètres électriques ou internes.	46
3.2.3.2. Paramètres météorologiques ou externes.	48
3.2.4. Importance de la caractérisation.	49
3.2.4.1. Translation aux conditions STC.	50
3.3. Expérimentation :	51
3.3.1. Evaluation des performances des modules photovoltaïques dans un milieu Saharien.	51
3.3.1.1. Présentation de l'environnement expérimental.	51
3.3.1.2. Présentation du banc expérimental	52
3.3.1.3. Principe de mesure des caractéristiques électriques des modules Photovoltaïques.	56
3.3.1.4. Le module de référence.	57
3.3.1.5. Présentation des résultats et discussion.	57
3.4. Conclusion.	65
Chapitre IV : Evaluation de la dégradation de modules UDTs-50.	
4.1. Introduction.	66
4.2. Durée de vie d'un module.	66
4.3. Dégradation d'un module photovoltaïque.	66
4.3.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.	67
4.3.2. Facteur de dégradation.	68
4.4. Expérimentation :	68
4.4.1. Evaluation de la dégradation des modules photovoltaïques dans un milieu Saharien.	68
4.4.1.1. Détection des défauts.	69

4.4.1.2. L'influence de la dégradation sur les caractéristiques I-V des modules UDTs-50.	79
4.4.1.3. Evaluation de la dégradation des paramètres de performance.	79
4.4.1.4. Causes responsables de la dégradation des modules photovoltaïques.	84
4.5. Conclusion.	84
Conclusion générale	85
Références Bibliographiques	
Annexes	

Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie reste un facteur incontournable pour le développement socio-économique d'une société. Elle devient de plus en plus problématique avec la chute des prix du pétrole d'une part et les conséquences environnementales induites par l'utilisation des ressources fossiles.

Aujourd'hui, différentes formes d'énergies renouvelables sous différentes technologies (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse) offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande. C'est dans ce contexte que la filière de l'énergie photovoltaïque constitue une réponse pertinente à la problématique énergétique [1]. Par conséquent, le marché mondial des modules photovoltaïques est en croissance à un rythme phénoménal: environ 35% par an [2]. La question relative au déficit énergétique est encore plus forte pour les pays en voie de développement dont l'Algérie en particulier [1].

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par année, et peut atteindre les 3.900 heures (Hauts- Plateaux et Sahara), bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires. Comme elle dispose d'importants gisements de silicium à El-Aouana (Jijel), à Tizirt (Tizi-Ouzou), à Tamanrasset ainsi qu'à l'extrême Ouest du pays [3,4]. L'Algérie vise à produire une capacité de 22 000 MW, ce qui couvrira 40% de la consommation énergétique du pays à l'horizon de 2030 [5], qui la place à la tête des producteurs d'énergie du futur [6].

L'énergie solaire photovoltaïque est la conversion directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par l'intermédiaire d'une cellule photovoltaïque basée sur un phénomène physique connu sous le nom « l'effet photovoltaïque » qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière [7]. Le module est le composant le plus important du système photovoltaïque en raison de deux raisons principales. La première raison est un concept technologique car c'est le composant qui convertit l'ensoleillement incident en pouvoir électrique; Et le second est économique parce que le coût des modules couvre généralement 50% du coût total des installations photovoltaïques. Ces deux raisons, entre autres, rendent nécessaire de mener un contrôle de qualité approprié des modules pendant l'approvisionnement [8]. Plus de 90% des modules solaires photovoltaïques produits pour des applications terrestres sont fabriqués à partir de cellules solaires en silicium cristallin [9]. Néanmoins, les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles les modules photovoltaïques sont appelés à fonctionner en conditions réelles (température, humidité,

irradiation UV, poussière, etc.). Les caractéristiques techniques sont données dans les conditions standards de test (STC) correspondant à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000W/m^2 . Les garanties données sur les modules tournent autour de 25 ans en tenant des conditions de fonctionnement standards qui sont bien différentes des conditions réelles [1].

Les propriétés des cellules solaires du silicium sont affectées par la modification de l'environnement, elles sont comme tous les autres matériaux semi-conducteurs, soumises à une dégradation électrique [9]. Cette dernière est considérée comme la fin de la capacité d'un module à réaliser son fonction principale qui consiste à fournir une alimentation électrique sûre et utile. Habituellement, la dégradation des modules n'est pas causée par un facteur isolé, mais cela dépend de multiples facteurs qui interagissent provoquant une dégradation. Cette interaction de facteurs est assez difficile à simuler en laboratoire [8].

En effet, la fiabilité à long terme des panneaux photovoltaïques est essentielle à la progression du champ photovoltaïque et permet de garantir la viabilité technique et économique des systèmes photovoltaïques en tant que source d'énergie fiable. Les consommateurs deviennent de plus en plus sensibles aux pertes de puissance. Par conséquent, il est de la plus haute importance que les comportements des dispositifs photovoltaïques soient compris. La fiabilité et la durée de vie d'un système photovoltaïque dépendent principalement de la performance des modules et de leurs différents modes de dégradation [10]. La mesure sur place des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque est un moyen de valeur diagnostique et une clé importante pour identifier sa qualité (modules faibles, défauts possibles, dégradation, ...) [10].

Ce travail vise à évaluer les performances de plusieurs modules photovoltaïques à base du silicium monocristallin du type UDTS-50 qui sont des modules 80 % Algériens, ils ont été fabriqués à l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS) durant la période qui s'étend depuis la fin des années 80 jusqu'à la fin des années 90 [11].

L'analyse a été effectuée dans un environnement naturel et sous l'éclairage solaire sur le site saharien de l'URERMS d'Adrar (sud d'Algérie), caractérisé par une tempête intense et une température ambiante élevée à pour but de l'évaluation des performances électriques et l'inspection visuelle de ces modules après une longue période d'exposition extérieure dans le Sahara algérien. Ainsi que, cette étude a permis d'analyser les modules à long terme sur le terrain en estimant les taux de dégradation annuels et en vérifiant les défauts possibles dans les modules. Il fournira également des informations utiles, aidera les fabricants à comprendre les mécanismes de dégradation de l'extérieur et à améliorer la fiabilité à long terme des modules photovoltaïques dans le Sahara algérien.

Pour mieux cerner cet objectif, il nous a semblé intéressant d'organiser notre travail comme suit :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet en général, les propriétés des semi-conducteurs, le fonctionnement de conversion photovoltaïque. Ensuite, l'architecture et le mode de fonctionnement de la cellule solaire réalisé à partir de silicium, les étapes standards de fabrication de cellules solaires au silicium cristallin, et nous avons terminé ce chapitre par la configuration et la qualification des modules photovoltaïques.

Dans le second chapitre, nous avons exposé le module photovoltaïque algérien de type mono-verre (UDTS-50) et le procédé de son encapsulation ainsi que les matériaux utilisés en détaillant l'EVA et leur fabrication puisque il est le matériau le plus nécessaire dans l'encapsulation et il possède des propriétés intéressantes.

Dans le troisième chapitre, nous avons adoptée à évaluer les caractéristiques expérimentales I-V des modules photovoltaïques UDTS-50, en les traduisant en conditions de test standard (STC), et en déterminant les paramètres de ces modules pour évaluer leurs performances, car il est important d'étudier et d'analyser le comportement énergétique fourni par le système dans des conditions réelles.

Dans le quatrième chapitre, nous avons effectué une inspection visuelle pour la détection de défauts dans les modules photovoltaïques UDTS-50 ainsi qu'une évaluation de la dégradation de leurs performances en calculant le facteur moyen de dégradation de la puissance et le taux moyen annuel de cette dégradation.

Enfin, nous terminons la présentation de notre mémoire par une conclusion générale et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre I

La conversion photovoltaïque



1.1. Introduction

La production des énergies reste toujours un des soucis de l'Homme. Aujourd'hui, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec les énergies fossiles du point de vue coût et performance de production [12].

L'énergie photovoltaïque est l'une des énergies renouvelables très prometteuse pour avoir un monde propre et non pollué. Elle présente l'intérêt de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique (génération de paires électron-trou). Plusieurs types de matériaux semi-conducteurs sont utilisés dans cette conversion. Parmi ces matériaux, le silicium est le matériau le plus utilisé dans la production mondiale des modules photovoltaïques, et ce pour des raisons liées principalement à sa stabilité, la maîtrise de sa technologie et l'abondance du silicium sur l'écorce terrestre. Le processus technologique pour fabriquer un module photovoltaïque passe par plusieurs étapes, entre autres, la réduction de la silice dans un four à arc, la purification du silicium métallurgique, la cristallisation du silicium liquide en lingot, la découpe des plaquettes, le dopage, le piégeage de la lumière par texturisation et dépôt de la couche antireflet, la métallisation et l'encapsulation [13].

1.2. Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

Le développement, l'optimisation et la caractérisation de cellules photovoltaïques nécessitent une connaissance approfondie de la source d'énergie utilisée (le rayonnement solaire). La surface du soleil se comporte comme un corps noir à une température de 5800K environ [14]. En tenant compte de la surface apparente du soleil et de la variation de la distance terre-soleil, l'intensité de l'éclairement solaire hors atmosphère sur une surface horizontale est estimée à 1360 W/m^2 environ (constante solaire) [15]. Cependant, lors de sa traversée de l'atmosphère terrestre, l'éclairement solaire subit une atténuation de son intensité. Trois phénomènes sont à l'origine d'une telle atténuation [1] :

- ✓ Diffusion par des composantes gazeuses et des particules solides et liquides en suspension dans l'atmosphère ;
- ✓ Absorption par des composantes gazeuses et des particules solides et liquides;
- ✓ Réflexion par les nuages (particules et liquides et les aérosols -solides et liquides).

Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde et qualifier les différents spectres solaires utilisés, il a été introduit la notion d'Air Mass (AM). Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil par rapport au zénith :

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (1.1)$$

Si le soleil est au zénith du lieu d'observation, $\theta=0^\circ$, $AM=1$: la notation utilisée est AM1. AM0 correspond à l'éclairement hors atmosphère, et est surtout utilisée pour prédire le comportement des cellules pour les applications spatiales. Le spectre standard le plus étudié est AM1.5G, G signifiant global car il tient compte à la fois des radiations directes et diffuses, par opposition à AM1.5D qui ne tient compte que des directes. AM1.5G donne un éclairement de 833 W/m^2 [1], mais a été arrondi à 1 kW/m^2 [15].

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules correspondent à un spectre AM1.5, une puissance incidente de 1000 Wm^{-2} et une température de 25°C . Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné [1].

L'intensité I_D reçue à la surface de la terre peut être calculée grâce à la formule empirique suivante [15] :

$$I_D = 1,353 \times (0,7^{AM})^{0,678} \quad (1.2)$$

Avec I_D en kW/m^2 ; pour une surface perpendiculaire aux rayons incidents. Les spectres AM0 et AM1.5 sont représentés sur la (figure 1.1) [14]. Le domaine spectral utile pour cellules en silicium est mis en évidence.

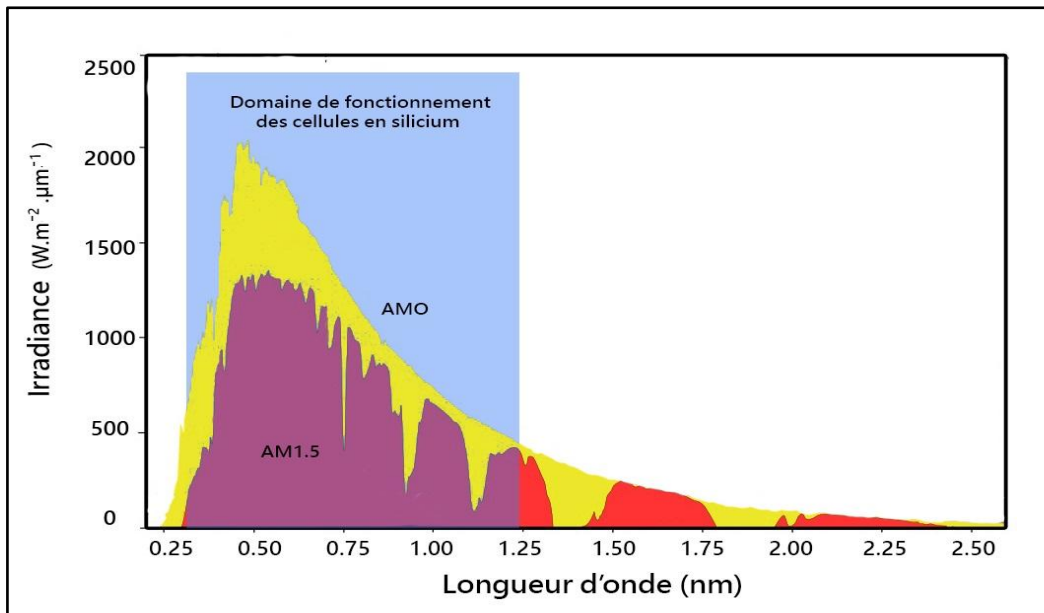


Figure 1.1. Représentation graphique des spectres AM0 et AM1.5.

- Il apparaît que la partie la plus importante du spectre solaire à la surface de la terre concerne le domaine du visible et du proche infrarouge.
- Les éclairagements définis par le nombre AM ne tiennent toutefois pas compte de la variété des conditions climatiques, et de l'altitude du lieu. La terre présente ainsi de grandes disparités dans la répartition de la puissance solaire : 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 $1200 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ dans le Nord du Grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de $800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ limités à la partie sud de l'Europe [16].

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, $13,9 \text{ TWh/an}$ pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien [17]. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le (tableau 1.1), selon la durée d'insolation mesurée annuellement [18, 19].

Régions	Littoral	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée d'insolation (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

Tableau 1.1. Durée d'insolation annuelle mesurée en Algérie par région climatique.

1.3. Définition et Historique du Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque fut observé, pour la première fois, par Edmond Becquerel en 1839. Il se traduit par l'apparition d'une tension électrique entre deux électrodes appliquées sur certains matériaux soumis à un éclairement [20].

Les cellules solaires ou photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité. Cette conversion, appelée effet photovoltaïque [21].

La première cellule solaire à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell en 1954, le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10% [20].

C'est Albert Einstein, qui a, le premier, pu expliquer le principe du photovoltaïque en 1923. En 1959, le premier satellite alimenté par des piles photovoltaïques fut lancé. La première maison avec une installation photovoltaïque a vu le jour en 1973 à l'université de Delaware aux Etats-Unis d'Amérique. Alors, en 1983, la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcouru 4000 kilomètres en Australie [22, 23].

Aujourd'hui, le développement de l'industrie de semi-conducteurs et ses très nombreuses avancées (tant en termes de la qualité du matériau que du développement des équipements) a favorisé l'expansion des cellules solaires à grande échelle.

1.3.1. De l'effet photovoltaïque à la cellule solaire

Une photopile ou cellule solaire est un composant électronique à base d'un matériau semi- conducteur qui peut produire une différence de potentiel lorsqu'elle exposé à une source lumineuse [24].

Les semi-conducteurs sont des matériaux cristallins dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Les électrons des couches périphériques des atomes du cristal sont libérés et peuvent se déplacer, ce qui conduit à une conductivité électrique intermédiaire entre celle des métaux et celle des isolants, c'est la propriété physique essentielle des semi-conducteurs [25].

L'application de la notion de bandes d'énergie montre qu'un semi-conducteur non dopé contient une bande de valence (BV) et une bande de conduction (BC). À l'équilibre thermique, sans excitation externe, la bande de valence et la bande de conduction sont occupées, respectivement, par les électrons (e-) et les trous (t+). Le domaine séparant ces deux bandes est nommé bande interdite ou gap. La (figure 1.3) illustre cette représentation.

La largeur de la bande interdite, appelée aussi gap, est une grandeur qui caractérise chaque type de semi-conducteurs. Elle traduit l'énergie nécessaire aux électrons de la bande de valence pour accéder à la bande de conduction (ou inversement pour les trous qui passeront de la bande de conduction à la bande de valence)

Les résultats expérimentaux ont montré que la largeur de la bande interdite de la plupart des semi-conducteurs diminue légèrement avec la température. Cette dépendance est décrite par la formule empirique suivante [27]:

$$E_g(T) \approx E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (1.3)$$

Où $E_g(0)$, α et β sont des paramètres expérimentaux. Dans le (tableau 1.2), sont données des valeurs de ces paramètres pour quelques semi-conducteurs [28, 29]:

Semi-conducteur	$E_g(0) (eV)$	$\alpha (eV/K)$	$\beta(K)$
GaAs	1.519	$5.4 \cdot 10^{-4}$	204
Si	1.169	$4.9 \cdot 10^{-4}$	655
Ge	0.7437	$4.77 \cdot 10^{-4}$	235
InP	1.42	$4.906 \cdot 10^{-4}$	327
4H-SiC (C)	3.263	$6.5 \cdot 10^{-4}$	1300
GaN (c)	3.47	$7.7 \cdot 10^{-4}$	600

Tableau 1.2. Valeurs des paramètres α et β utilisées dans la formule du gap en fonction de la température.

La (figure 1.2) montre les variations de bande interdite en fonction de la température selon l'équation (1.3) et le (tableau 1.2), de Si, Ge et GaAs [30].

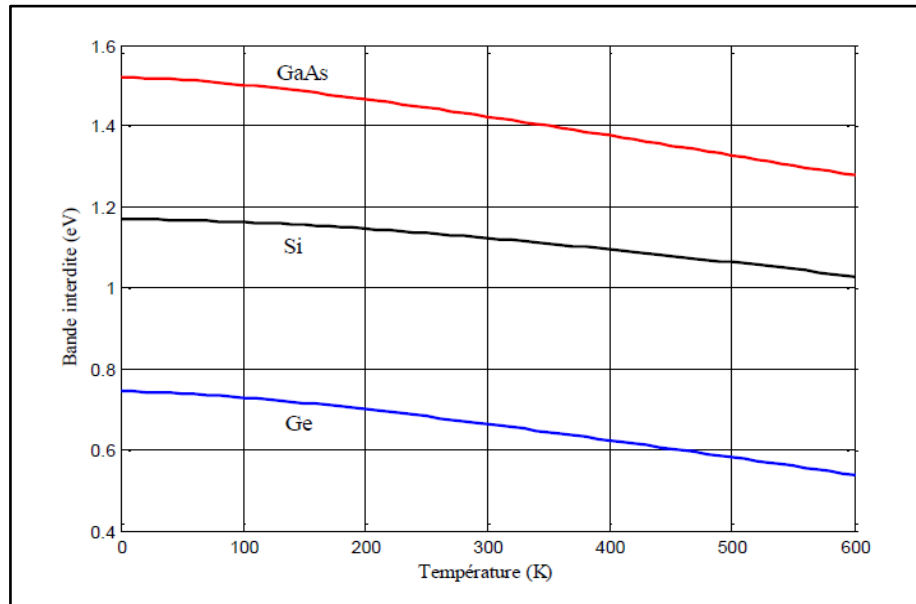


Figure 1.2. Variation de bande interdite en fonction de la température.

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique rencontré dans les matériaux semi-conducteurs qui peuvent produire une énergie électrique quand ils sont exposés à la lumière (photons). Un photon possédant une énergie supérieure ou égale au gap du semi-conducteur, est absorbé et son énergie est transmise à un électron de la bande de valence qui passera alors à la bande de conduction. Dans l'état, et après un temps dit de durée de vie de porteurs, l'électron relaxe son énergie et revient dans la bande de valence. Les charges créées par l'effet photovoltaïque ne sont donc pas extraites du semi-conducteur. Pour y parvenir il est nécessaire d'avoir une jonction (P-N).

Une jonction (P-N) est la juxtaposition de deux semi-conducteurs dopés différemment. Dans le cas du silicium, un dopage par des atomes de phosphore apportera un excès d'électrons et le silicium sera dit de type N. Si le dopage se fait par des atomes de bore, déficitaires en électrons, (apport de trous), le silicium sera dit de type P. C'est l'assemblage de ces deux semi-conducteurs de type P et N qui forme la jonction (P-N).

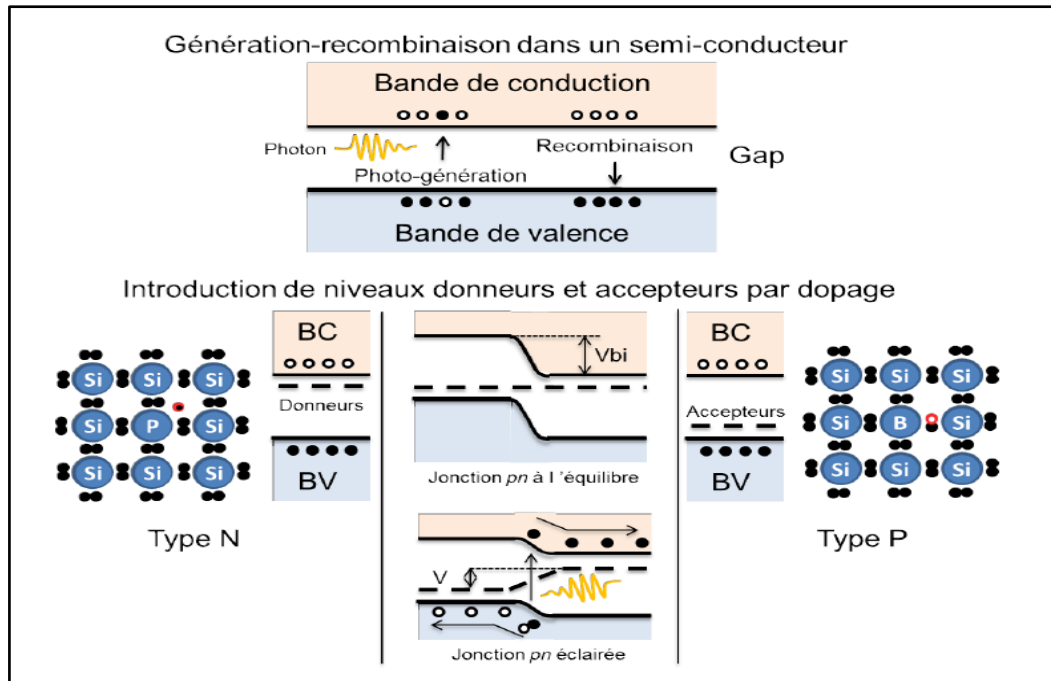


Figure 1.3. Structure en bande d'un semi-conducteur en génération-recombinaison et le dopage du silicium.

Note : en bas l'illustration du dopage du silicium est faite par le phosphore et le bore et formation d'une jonction (P-N). Sous éclairage, les charges photo-générées sont séparées par la jonction (P-N).

Le dopage introduit des niveaux dans la bande interdite du semi-conducteur. Pour le type P, ces niveaux sont dits accepteurs et donneurs pour le type N. La juxtaposition de ces deux matériaux entraîne une égalisation des niveaux de Fermi donnant la forme typique du diagramme en bande de la jonction (P-N) (figure 1.3).

Les trous en excès du semi-conducteur de type P diffusent vers le semi-conducteur de type N (et inversement pour les électrons). Ce mouvement de charge est responsable du courant de diffusion. Lors de cette diffusion, un champ électrique apparaît et s'oppose au courant de diffusion, on parle alors de courant de dérive. Les courants de drift et de diffusion se compensent dans une jonction (P-N) en équilibre.

Sous l'effet d'un photon, une paire électron-trou est créée. Le champ électrique présent au sein de la jonction (P-N) favorise la séparation de la paire électron-trou et chaque charge va

minimiser son énergie (figure 1.3). La séparation de ces charges produit une tension positive au sein de la jonction (le champ électrique produit par les porteurs de charges photo-excités s'oppose au champ électrique de la jonction P-N). Cette tension sera la tension mesurée aux bornes de la cellule. En reliant les semi-conducteurs P et N à une charge, un courant s'établit et correspond au courant photo-généré de la cellule. De la puissance est ainsi extraire du système.

Avec une énergie de gap prédéfinie, un semi-conducteur est capable d'absorber des photons appartenant à une gamme spectrale précise. Ainsi, en multipliant le nombre de jonction (P-N), (chacune basée sur un semi-conducteur différent), nous pouvons ajuster la gamme spectrale utile à la cellule.

La collecte des charges photo-générées est assurée par des contacts métalliques situés de part et d'autre de la jonction (P-N). Dans sa forme la plus simple, et en partant de la face exposée au soleil, ainsi est définie une cellule photovoltaïque : métallisation en face avant, jonction (P-N) et métallisation en face arrière.

Le choix des semi-conducteurs se fait de façon à absorber le maximum du spectre solaire. La métallisation sera, quant à elle, adaptée au semi-conducteur. Ainsi, différents matériaux forment différentes technologies qu'on présentera dans ce chapitre.

1.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont composées de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement une énergie électromagnétique sous forme de photon reçu par le soleil en énergie électrique sous forme d'un courant continu. Les énergies des photons absorbés par le matériau semi-conducteur créent des porteurs de charges appelés électrons et trous.

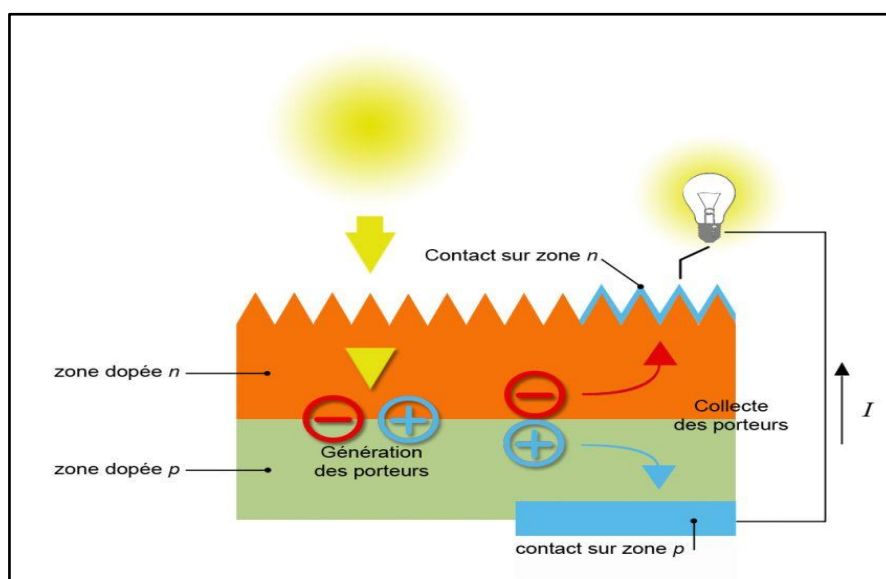


Figure 1.4. Principe de la conversion photovoltaïque.

Pour chaque photon, son énergie dépend de sa fréquence par la relation $E_{ph} = h\nu$ (où ν : la fréquence associée à la longueur d'onde du photon et h : la constante de Planck.). Pour passer de l'énergie de photon E_{ph} à la longueur d'onde, on utilise la relation suivante où λ (λ (μm) = c / ν), avec c la célérité de la lumière dans le vide) [30]:

$$E_{ph} = \frac{1.24}{\lambda} \quad (1.4)$$

La cellule solaire n'est sensible que dans un domaine de longueur d'onde particulier et seul un matériau semi-conducteur dispose de la structure de bande nécessaire à la génération, à partir du rayonnement solaire, de la paire (électron-trou) utilisable. En effet, dans un métal, tous les niveaux supérieurs au niveau de Fermi sont autorisés et toutes les longueurs d'onde sont donc susceptibles d'être absorbées. Cependant, les paires électron-trou générées se recombinent quasi-instantanément, ce qui ne laisse pas la possibilité de les exploiter. Un matériau isolant possède un gap d'énergie (intervalle entre la bande de conduction et la bande de valence) d'au moins 8 eV. Le photon incident, pour interagir avec un électron, devra donc fournir une énergie supérieure à 8 eV, ce qui correspond à des $\lambda < 0.15 \mu m$, domaine ultra-violet qui ne couvre pas le rayonnement solaire. Dans un semi-conducteur, la structure des bandes de conduction et de valence définit un gap plus faible que dans le cas des isolants de 0.3 à 3 eV [30].

La (figure 1.5) présente une partie des différents semi-conducteurs selon la longueur d'onde et la bande de gap [31].

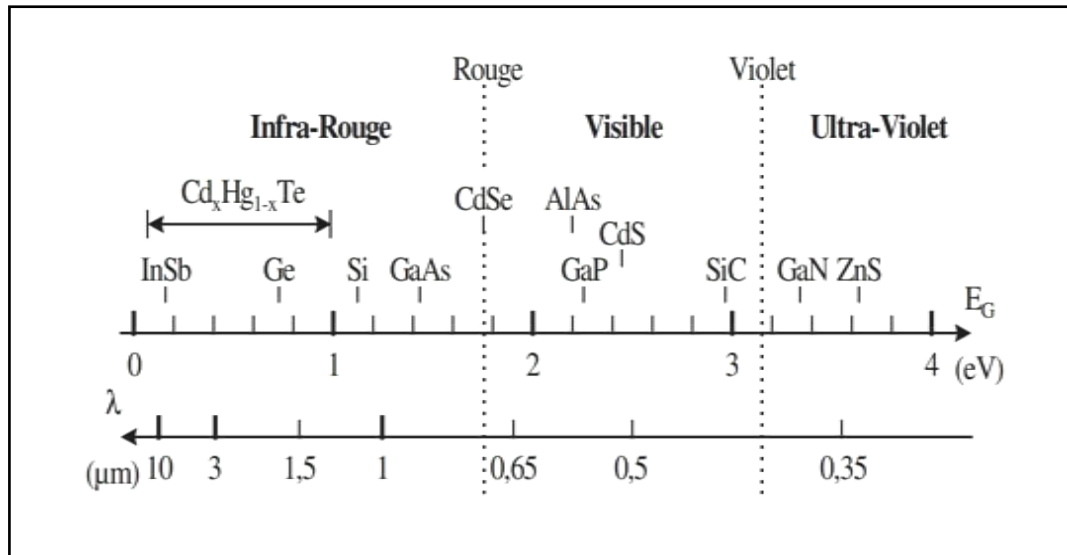


Figure 1.5. Longueur d'onde absorbée par différents types de semi-conducteurs.

1.4. Structure des cellules photovoltaïques

1.4.1. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque

Bien que différentes structures soient envisageables pour l'élaboration des cellules photovoltaïques, des parties similaires sont présentes dans chaque composant. La structure d'une cellule photovoltaïque avec contacts sur les deux faces est présentée sur la (figure 1.6) [15]:

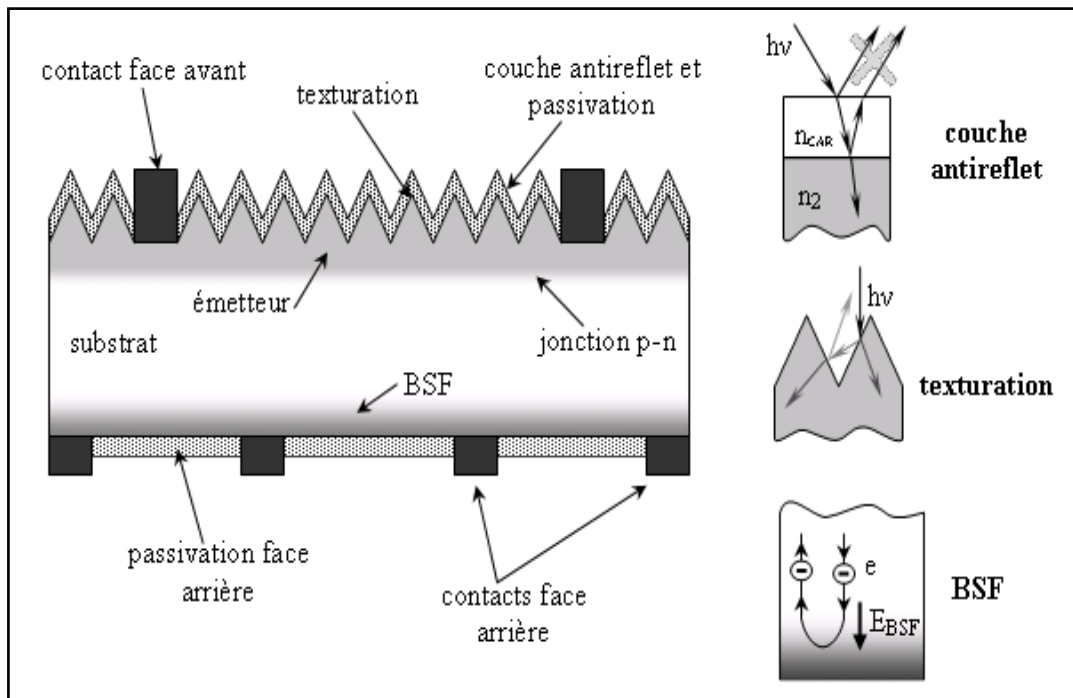


Figure 1.6. Composition d'une cellule photovoltaïque.

a) Passivation des faces avant et arrière

La surface des semi-conducteurs contient une densité importante de défauts (liaisons pendantes, impuretés, etc.) entraînant des pertes non négligeables liées à la recombinaison en surface. La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques de la surface et du volume du matériau en neutralisant les effets de ses défauts électriquement actifs. Diverses couches de passivation sont utilisées en photovoltaïque mais les principales sont l'oxyde thermique de silicium (SiO_2) et le nitrure de silicium hydrogéné ($\text{SiN}_x\text{:H}$) [15].

b) Couche antireflet

Pour minimiser la réflexion de la lumière, une couche antireflet (CAR) est utilisée. Le principe d'action des couches antireflet est basé sur l'interférence des faisceaux lumineux dans les couches diélectriques minces (voir insertion sur la figure 1.6). Si l'épaisseur de la couche diélectrique est égale à [15]:

$$d_{CAR} = \frac{(2.N + 1). \lambda}{4.n_{CAR}}, \quad N = 0, 1, 2, 3 \dots \quad (1.5)$$

On obtiendra l'annulation des faisceaux réfléchis à l'interface air/CAR et CAR/semi-conducteurs. Pour les cellules photovoltaïques à haut rendement, une double couche antireflet est utilisée (avec deux diélectriques différents). Différentes CAR sont utilisées en photovoltaïque : TiO_2 , SiO_2 , ZnS , MgF_2 , SiN_x , etc [15].

c) Texturation de la surface

La texturation du silicium est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale. La longueur d'onde de la lumière incidente étant inférieure aux dimensions des structures ainsi réalisées, les rayons incidents suivent les lois de l'optique géométrique.

L'insertion sur la (figure 1.6) présente le principe de réflexions multiples propre à la texturation. Le relief de la surface entraîne une baisse de la réflexion en face avant : un rayon arrivant à incidence normale (par rapport au plan de la cellule) sur une pyramide sera réfléchi sur la face d'une pyramide adjacente, cette double réflexion sur les pyramides diminue le coefficient de réflexion totale, qui ne vaut plus R mais R^2 . D'autre part, un rayon d'incidence normale sera transmis dans la cellule avec un angle de réfraction θ différent de 0° . Le trajet de ce rayon au sein du silicium sera donc augmenté d'un facteur $1/\sin \theta$ par rapport au cas d'une surface plane et perpendiculaire à l'éclairement, ce qui aura pour effet d'augmenter la part de photons absorbés par le matériau. Pour finir, la texturation de la surface entraîne un piégeage plus important de la lumière pénétrant dans la cellule. Sur la face arrière de la cellule, il existe un angle d'incidence critique θ_c à partir duquel le rayon est totalement réfléchi et prolonge son trajet au sein du semi-conducteur, augmentant là aussi l'absorption des photons. En appliquant la loi de Descartes, on trouve que cet angle vaut 17° dans le cas du silicium dans l'air. Ce phénomène est particulièrement important dans le cas des cellules de faible épaisseur, et peut être renforcé par une texturation de la face arrière et/ou une couche antireflet sur cette même face.

Différents procédés sont utilisés pour texturer la surface du silicium : attaques chimiques de la surface (KOH, NaOH, acides), texturation mécanique (laminage à froid sous un peigne dentelé), texturation laser [15].

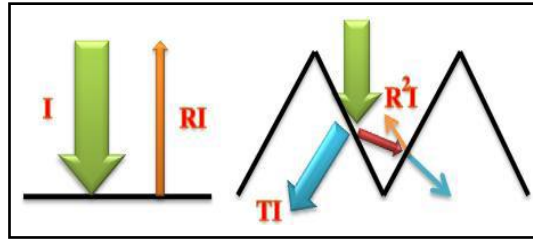


Figure 1.7. Schéma comparatif des phénomènes de réflexion sur surfaces plane et texturée.

Note : I est l'intensité lumineuse incidente, R est le coefficient de réflexion et T celui de transmission.

d) Contacts face avant et arrière

Les contacts métalliques à l'émetteur et au substrat servent à collecter le courant de porteurs photo générés. Les contacts doivent être ohmiques, c'est-à-dire que la caractéristique $I=f(V)$ du contact doit être linéaire. La résistance des contacts est un paramètre très important. La forte résistance des contacts augmente la résistance série de la cellule et baisse le facteur de forme et le rendement.

Différents procédés sont utilisés pour réaliser les contacts. Dans le cadre des cellules photovoltaïques industrielles en silicium multi-cristallin, les contacts sont généralement réalisés par sérigraphie. Pour les cellules photovoltaïques à haut rendement, la pulvérisation cathodique ou l'évaporation sous vide sont utilisées [15].

e) Réflecteur arrière (BSF)

Le champ électrique arrière (BSF : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction e^- , t^+) sur la face arrière de la cellule pour assurer une passivation. La barrière de potentiel induite par la différence de niveau de dopage entre la base et le BSF tend à confiner les porteurs minoritaires dans la base (voir l'insertion sur la figure 1.6). Ceux-ci sont donc tenus à l'écart de la face arrière qui est caractérisée par une vitesse de recombinaison très élevée. Le BSF fait encore l'objet de nombreuses recherches car l'épaisseur des plaques est constamment réduite afin de réaliser une économie de matière première et le silicium multi-cristallin présente désormais des longueurs de diffusion des porteurs minoritaires élevées (environ $200\ \mu m$ pour le Polix) [15].

1.4.2. Circuit électrique équivalent

Le tracé du circuit électrique équivalent d'un système, est fréquemment utilisé afin de décrire son comportement électrique à l'aide de composants électriques (Source, résistance, diode). Nous allons décrire ici par cette méthode, une cellule photovoltaïque dans l'obscurité et sous illumination. Lorsqu'on expose la surface d'une cellule solaire à la lumière, elle présente la

particularité de pouvoir fonctionner comme étant un générateur d'énergie, en délivrant un courant électrique continue. En effet, ce comportement électrique de la cellule n'est d'autre que celui d'une diode sous éclairement. Ainsi, le régime électrique d'une photopile constitué d'une jonction (P-N), peut être décrit via l'équation suivante [32] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{\beta}{n} (V + I R_s) \right) - 1 \right] - \frac{(V + I R_s)}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

Avec :

$$\beta = \frac{q}{KT}$$

Où :

q: La charge de l'électron en *Coulomb*,

k: La constante de Boltzmann en *Joule par Kelvin*,

T: La température en *Kelvin*,

V: La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque en *Volt*,

I: Le courant délivré par la photopile en *Ampère*,

I_{ph}: Le photocourant en *Ampère*,

I_s: Le courant de saturation en *Ampère*,

n: Le facteur de non-idéalité de la jonction,

R_s: Résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexion, en Ω ,

R_{sh}: Résistance shunt qui modélise les courants de fuites de la jonction, en Ω .

La (figure 1.8) représente avec des composants électriques, le comportement électrique équivalent déduit de l'équation (1.6) [33].

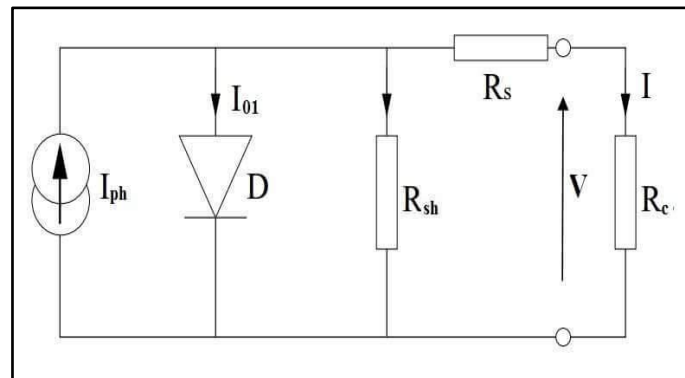


Figure 1.8. Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

1.4.3. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

Il existe différentes technologies utilisées dans la fabrication des cellules photovoltaïques. Les matériaux de base les plus utilisés sont le silicium en raison de sa disponibilité, stabilité et la maîtrise de sa technologie. Les cellules photovoltaïques au silicium monocristallin et polycristallin couvrent plus de 90% de l'industrie photovoltaïque mondiale [34]. Elles sont capables de convertir l'énergie solaire en énergie électrique dans une large gamme du spectre solaire, typiquement entre 350 et 1200 *nm*, avec un rendement quantique plus élevé proche dans la bande infrarouge [35, 36], car les cellules photovoltaïques en silicium cristallin sont sensibles dans ce domaine et les deux faces d'un module sont constituées par des matériaux qui ont une bonne émissivité dans le domaine infrarouge thermique (de 4 μm à 40 μm environ) [37].

Il est prévu aussi que, dans le futur, les cellules photovoltaïques à couche mince joueront un rôle important dans le marché mondial (9% des installations photovoltaïques) [34]. La production des modules photovoltaïques à couche mince se développe par rapport aux technologies du silicium monocristallin et polycristallin grâce à deux facteurs importants: la variation du rendement quotidien et l'énergie fournie, en fonction de paramètres météorologiques [30].

a) Le silicium poly-cristallin

Le silicium poly-cristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial. Leur coût de production est moins élevé et nécessite moins d'énergie que les cellules monocristallines. Les cellules poly cristallines possèdent un rendement de 12 à 15% [38], et un cout du module de 2,30 €/W_c [75].

b) Le silicium monocristallin

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes et présente un rendement légèrement supérieur au silicium poly-cristallin. La technologie photovoltaïque la plus courante sur le marché est le silicium monocristallin (c-Si). Les cellules solaires à base de ce type de matériau, sont, en général, caractérisées par un rendement situé entre 12 à 18% et un coefficient de température de la puissance entre 0,3 et 0,5% /K [39]. Cependant la méthode de production des cellules monocristallines reste laborieuse et difficile et donc très chère. Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur. Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans) [1].

c) Le silicium amorphe

Le silicium amorphe, apparut en 1976. En dépit de sa structure atomique désordonnée et non cristallisée, le silicium amorphe possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du

silicium cristallin. Le rendement de conversion est faible de 7 à 10 % par rapport à son rendement en laboratoire et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière ce qui se traduit par l'effet de la décoloration. D'autre part, le taux de performance (RP) des modules photovoltaïques amorphes (a-Si) dépend beaucoup de la distribution du spectre radiatif par rapport à la température [40].

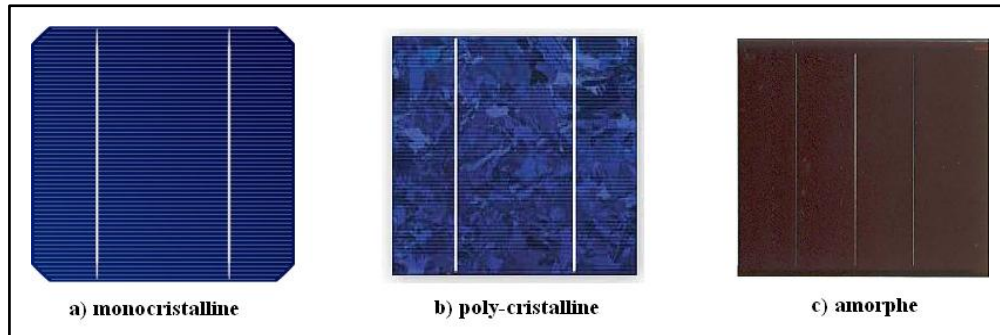


Figure 1.9. Quelques types des cellules photovoltaïques.

D'autres filières de matériaux prometteurs sont aujourd'hui au stade de la recherche et laissent présager d'excellentes performances dans le futur. Parmi ces matériaux, nous pouvons citer, par exemple, les matériaux organiques, les matériaux nanocristallins ou les structures à multi-jonctions.

1.4.4. Le silicium comme matériau de base pour les cellules photovoltaïques

L'industrie photovoltaïque est concentrée à plus de 90% sur l'utilisation du silicium comme matériau de base. Ce semi-conducteur présente, en effet, différents avantages: abondant à la surface du globe pour son extraction facile à partir du sable, non toxique comme d'autres semi-conducteurs III-V, son oxyde naturel (SiO_2) présente d'excellentes propriétés électroniques et son dopage facile par le phosphore ou le bore. Son seul véritable inconvénient est son gap indirect à 1,1 eV. Ceci entraîne une absorption du rayonnement plus faible qu'avec un matériau à gap direct : pour absorber 90% du spectre solaire, il faudra utiliser une épaisseur de 100 μm pour le silicium, alors qu'en cas du GaAs, une épaisseur d'1 μm seulement suffit. De plus, la largeur de la bande interdite du silicium fait qu'il n'est pas le mieux adapté pour capter la part optimale du spectre solaire (entre 1 et 1,7 eV). Par contre, avec un gap de 1,38 eV, le GaAs permet d'atteindre des rendements théoriques plus élevés [15].

Le silicium reste cependant le matériau le plus utilisé dans l'industrie photovoltaïque. Outre les avantages précités, il bénéficie d'une implantation importante et durable dans l'industrie de la microélectronique. Celle-ci utilise du silicium monocristallin de très haute pureté, obtenu par des méthodes telles que le tirage CZ (Czochralski). Ce type de matériau, qui

présente d'excellentes qualités électroniques, est très coûteux. La part du silicium monocristallin y est plus importante, puisque les modules produits selon cette technologie ont un rendement plus élevé que ceux en silicium multi-cristallin [15].

Le silicium multi cristallin est, quant à lui, fabriqué à partir de sources de matériau moins raffinées, mais convient aux processus de l'industrie photovoltaïque. La majeure partie de ce matériau est produit par des procédés de solidification unidirectionnelle, tels que le Polix (Photowatt) ou le Baysix (Bayer). En comparaison avec d'autres procédés, c'est le matériau qui conduit au moindre coût par watt crête. D'autres méthodes de production se développent, telles que le silicium en ruban EFG (pour Edge defined film Fed Growth), qui est produit directement sous forme de plaques minces, mais qui présente des rendements de conversion inférieurs à ceux des lingots traditionnels [41].

1.4.4.1. Processus de fabrication de modules photovoltaïques (cas du silicium cristallin)

Pour la production des cellules photovoltaïques cristallines, nous utilisons des plaquettes de silicium sous forme monocristalline ou poly-cristalline. Les processus de fabrication de ces cellules photovoltaïques sont similaires. Cependant, les procédés d'obtention des matériaux de base (silicium monocristallin ou poly-cristallin) sont différents. Divers traitements du sable, dont la dimension est comprise entre 0.063 et 2 *mm*, permettent de purifier le silicium qui est alors chauffé et réduit dans un four [42]. Les étapes importantes du processus de fabrication, des cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin sont les suivantes [43]:

1.4.4.1.1. Etape 1 : production du silicium

- ***Elaboration du silicium métallurgique***

Le silicium n'existe pas à l'état brut. Il est extrait à partir de la réduction carbo-thermique de la silice: $\text{SiO}_2 + 2 \text{C} \rightarrow \text{Si} + \text{CO}$. Cette réaction est réalisée dans un four à 3000 °C. La puissance du four peut atteindre 30 *MW*.

Le silicium ainsi obtenu est de grade métallurgique avec une pureté typique de 98,5% [34], ce qui ne convient à l'industrie photovoltaïque. Il faudra le purifier encore de plusieurs ordres de grandeur afin d'obtenir un matériau adéquat pour la technologie photovoltaïque.

- ***Purification du silicium métallurgique***

En partant du silicium métallurgique, on effectue une purification chimique. Craquage du trichlorosilane à haute température (1100 °C) dans un réacteur, il y a aussi la transformation d'impur tétrachlorure de silicium (SiCl_4). Le silicium se dépose et est récupéré sous forme de pépites purifiées ou « chunks ». Le degré de pureté peut atteindre 99,99999 *ppm*.

1.4.4.1.2. Etape 2 : Production des plaquettes

- ***Cristallisation du silicium en lingot***

Une fois l'étape de purification terminée, vient l'étape de cristallisation du silicium liquide. Le silicium monocristallin est obtenu par la croissance ou étirage d'un lingot cylindrique de silicium monocristallin. Ce matériau est constitué d'un seul cristal, sa couleur est unie, grise. Il est obtenu par croissance ou étirage d'un lingot cylindrique à partir d'un monocristal « souche » [13] pouvant atteindre 2 m de long et 20 cm de diamètre selon le procédé Czochralski ou Cz [44]. Les cellules finales ont un des meilleurs rendements, autour de 15%, la contrepartie est une plus grande dépense énergétique pour sa mise en forme. Le point de fusion est atteint à 1414°C.

- ***Equetage, polissage cylindrique et taille de lingots***

On élimine ainsi les extrémités du lingot riche en impuretés et en défauts et les ondulations de surface externe.

- ***Découpe en plaquettes « wafer »***

Les lingots sont tranchés en wafers par des scies à fil. Il s'agit d'une découpe de haute précision pour limiter au mieux les pertes. Avec une épaisseur inférieure à 0.18 mm, les plaquettes deviennent fragiles et peuvent être facilement brisées.

- ***Equarrissage de lingots monocristallin***

La forme carrée obtenue permet d'optimiser l'espace lors de la fabrication des modules par l'absorption de maximum des rayonnements solaires contrairement à la forme classique circulaire des cellules qui a été conduit à la perte des rayonnements solaires sur la surface du module.

1.4.4.1.3. Etape 3 : Production des cellules photovoltaïque

- ***Texturation des wafers***

Les wafers sont plongés dans un bain afin de supprimer la surface endommagée par le sciage et de la texturer, ce qui améliorera l'absorption du rayonnement solaire.

- ***Pose de la couche antireflet***

Une couche antireflet à base d'oxydes ou de nitrure de silicium ou d'oxydes métalliques est déposée en face avant. Elle sert aussi à passiver la surface en limitant les recombinaisons entre charges afin de conserver la conductivité du matériau. Cette couche assure une bonne absorption des photons, et la passivation de la surface obtenue grâce à un procédé de vaporisation sous vide, elle explique la couleur « bleu » de la cellule [13].

- ***Métallisation***

Un circuit électrique est imprimé en sérigraphie sur la surface avant et/ou arrière du wafer, ce qui permettra de transférer le courant collecté. Cette opération permet de couvrir tout l'arrière de la plaquette, avec une couche d'aluminium, dont le rôle est réaliser le contact (+) coté p-Si de la cellule et la métallisation de la face avant de la plaquette [42] par sérigraphie d'argent qui permet de réaliser le contact (-) coté n-Si de la cellule [13].

- ***Raccordement de cellules***

Les cellules sont assemblées et soudées ensemble pour former des guirlandes ou « strings » de cellules.

1.4.4.1.4. Etape 4 : production de modules

- ***Encapsulation de cellules***

Après avoir interconnectés les « strings » entre eux, ils sont assemblés avec une plaque de verre deux feuilles de résine EVA (transparente, thermosensible et formée de chaînes de copolymères d'éthylène et de vinyle acétate [45]) et un film arrière étanche (la « backsheet »).

Cette étape est réalisée par laminage, qui consiste à chauffer les modules, sans le cadre, à la température de 100 à 142 °C, afin de permettre aux différentes couches (EVA/Tedlar) de fondre autour des cellules photovoltaïques et d'adhérer au verre de protection, constituant ainsi un seul corps sous vide.

- ***Finition et montage des modules***

A la sortie du lamineur, les modules sont prêts à produire de l'électricité, mais non propres à la vente. En effet, quand l'EVA et le Tedlar sont laminés, il y a de la matière en trop et donc il faut couper l'excédent. Ensuite, on prend une boîte pour le raccordement électrique, qu'on colle sur la partie arrière du panneau. Pour protéger le module des chocs, un cadre aluminium est posé par une machine spéciale qui presse le cadre contre le panneau [42].

- ***Vérification et tests***

Après l'encadrement, le module passe au dernier test de puissance électrique, en utilisant un simulateur solaire, sous forme de flash qui produit les conditions d'éclairement standard. Le banc de mesures détermine ainsi sa puissance maximale effective, puis le module sera stocké.

- ***Module photovoltaïque***

Le module est désormais prêt à remplir sa fonction de générateur électrique de courant continu sa dimension varie selon l'application.

La (Figure 1.10) illustre les étapes de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin [43].

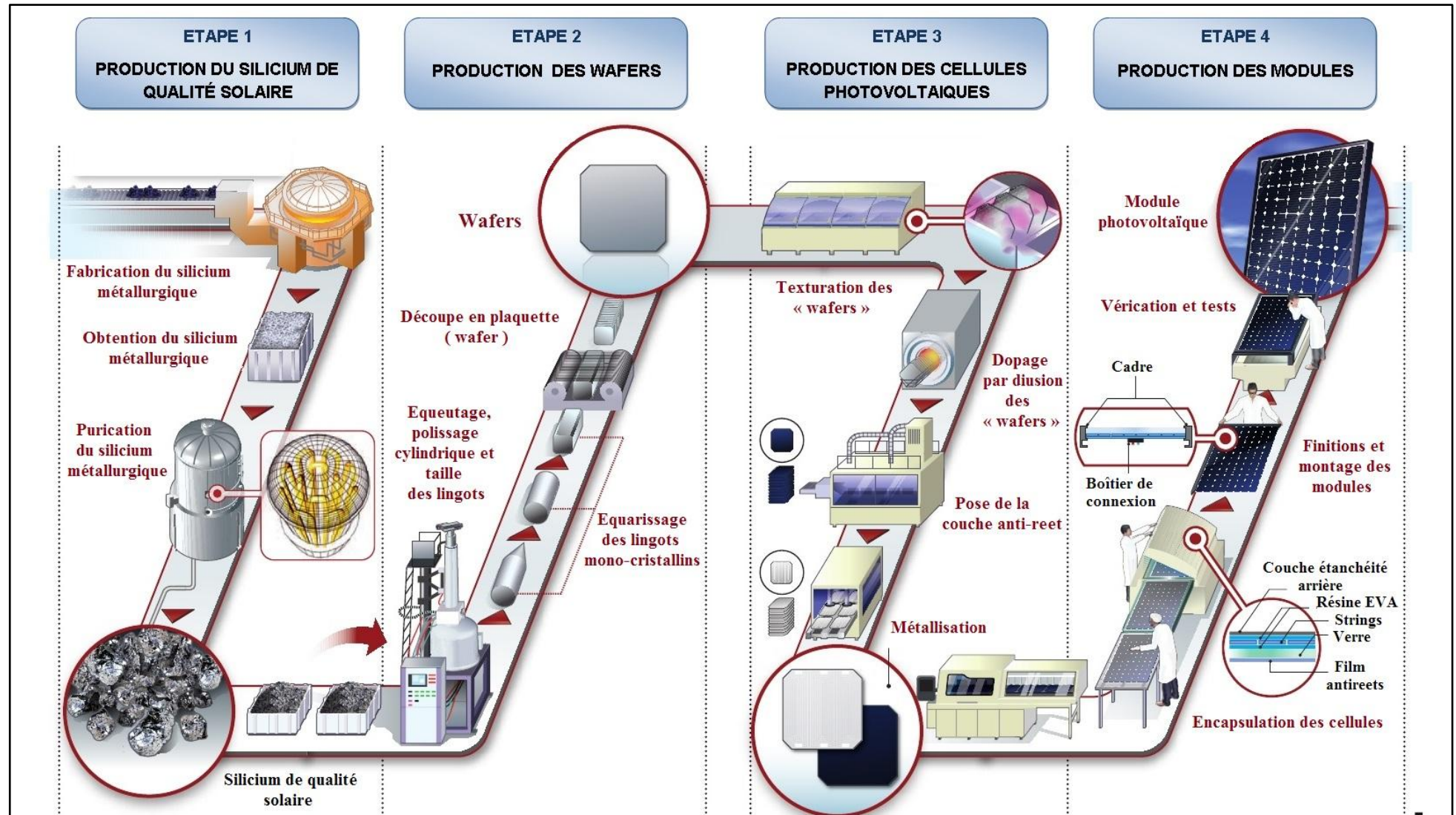


Figure 1.10. Enchaînement des étapes de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin.

1.5. Composition d'un module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est constitué de cellules associées en série/parallèle encapsulées et protégées. La face avant du module est généralement en verre. Les cellules doivent être enrobées. Le matériau généralement utilisé est l'Acétate d'Ethylène-Vinyl (EVA). La face arrière est réalisée soit en verre (modules dits «bi-verre ») soit en composite tedlar/alu/tedlar (plus fragile). Le cadre est généralement en aluminium ou en aluminium anodisé avec une visserie en matériau inoxydable. Le module photovoltaïque joue le rôle de générateur dans le système de production d'électricité. Cette énergie produite par le module photovoltaïque dépend foncièrement des conditions météorologiques de son fonctionnement et plus particulièrement de l'éclairement solaire et de la température ambiante. Les chutes de puissances dues à l'éclairement (faibles rayonnements, spectre angulaire) et à la température ambiante peuvent atteindre 10 % et 15 % respectivement [46].

La (figure 1.11) illustre les composants d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin.

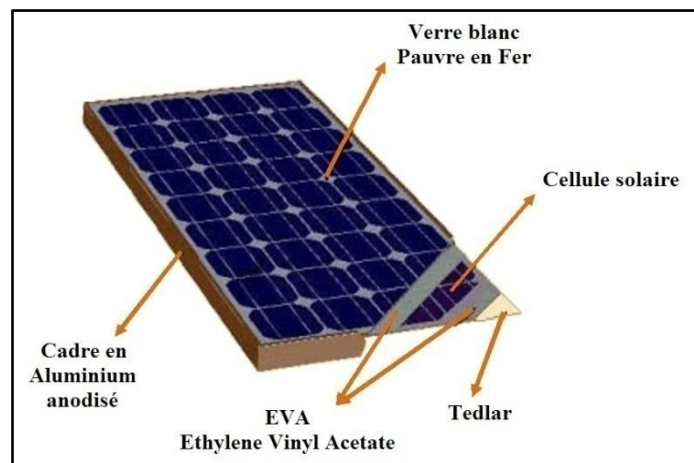


Figure 1.11. Composition d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin.

1.5.1. Association des cellules/modules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque produit une tension d'environ 0.6 V, pour augmenter cette tension on connecte un certain nombre des cellules (36 ou 72 cellules) en série/parallèle pour aboutir à une tension désirée de l'ordre de 21 V par exemple. Quand les cellules connectées en série/parallèle sont placées dans une encapsulation, l'ensemble constitue un module photovoltaïque. Un module de 36 cellules fournit une tension appropriée pour charger une batterie de 12 V. Les modules doivent être alors connectés en configurations soient en série, en parallèle ou en configuration mixte à produire suffisamment d'énergie pour les applications haute puissance [30].

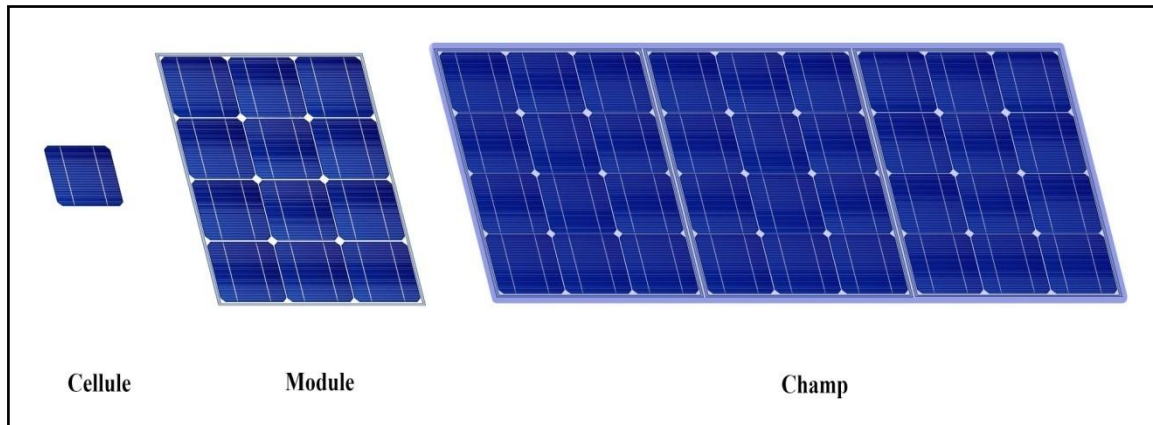


Figure 1.12. Association des cellules solaires photovoltaïques.

i. Association en série

Les modules photovoltaïques peuvent se connecter en série. Comme illustré sur la (figure 1.13) ci-dessous, le même courant traverse chaque cellule tandis que la tension globale est la somme des tensions à travers toutes les cellules [30].

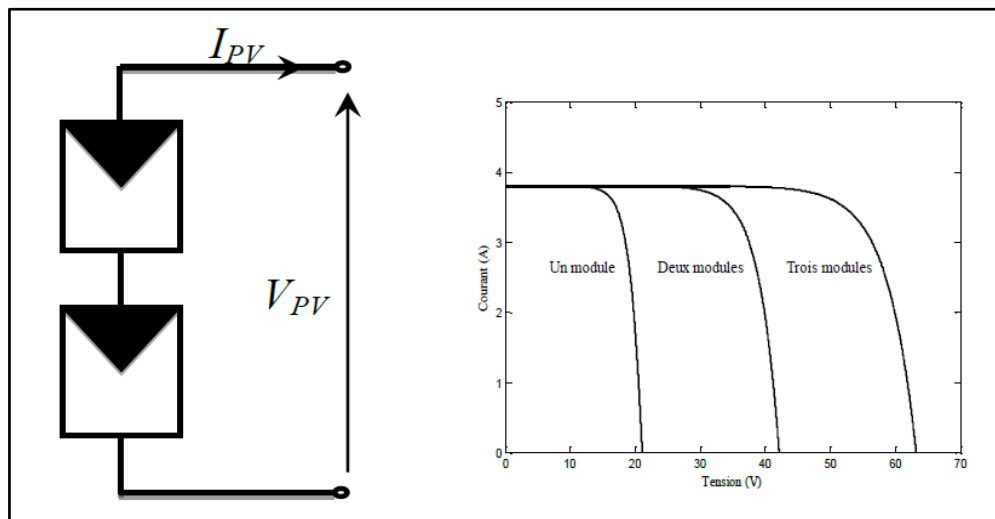


Figure 1.13. Association des modules photovoltaïques en série.

ii. Association en parallèle

Lorsque les cellules sont connectées en parallèle, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. Il faudra donc appairer les tensions et non les courants, lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur plus puissant comme présenté dans la (figure 1.14) [30].

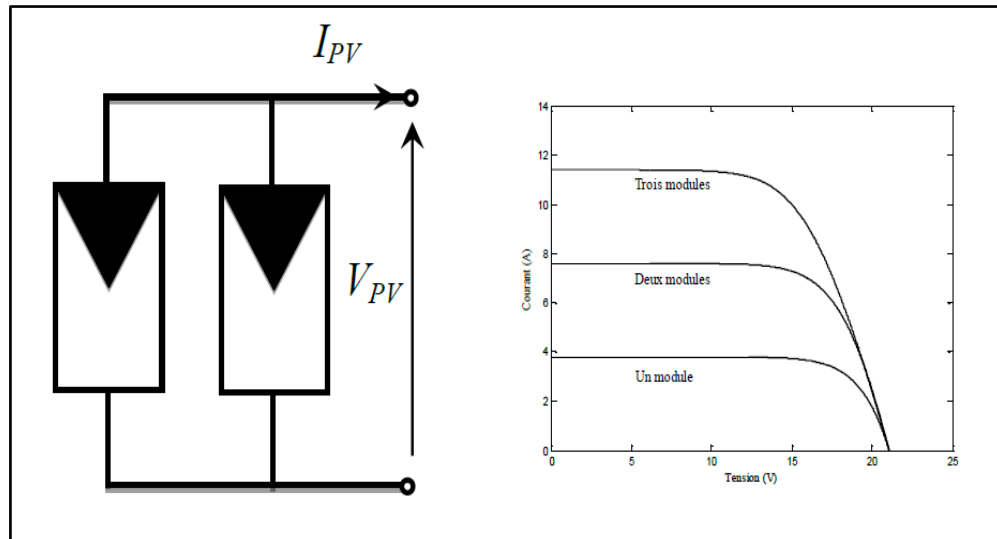


Figure 1.14. Association des modules photovoltaïques en parallèle.

iii. Association mixte (série et parallèle)

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW , sous une tension convenable, il faut associer les modules en série et en parallèle pour former ce que l'on appelle un module photovoltaïque. (Figure 1.15) représente un exemple de couplage mixte [30].

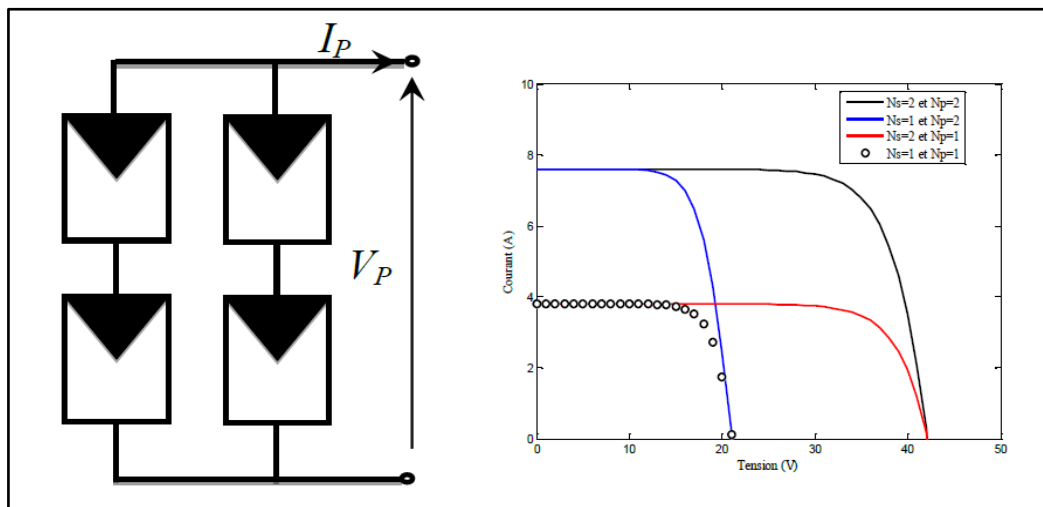


Figure 1.15. Association mixte des modules photovoltaïques.

1.5.2. Protection électrique des cellules et des modules photovoltaïques

Pour assurer la fiabilité et la longévité de vie des cellules et des modules, il est nécessaire de les protéger contre quelques circonstances telles que [47]:

- ✓ Court-circuit accidentel.
- ✓ Eclairement inégal ou cellules défectueuses.
- ✓ Démarrage ou décrochage d'un moteur.
- ✓ Batterie trop déchargée, en début de charge

Pour vaincre ces facteurs de dégradation deux sortes de diodes sont installées :

a) Les diodes by-pass :

Connectées en parallèle avec les modules, protègent le module photovoltaïque contre le phénomène d'échauffement des cellules ou phénomène de hot-spot. En effet, dans le cas d'occultation de cellules par un masquage quelconque (branchage, construction etc.), le module correspondant devient récepteur, il en résulte une dissipation de puissance calorifique, donc une élévation de température pouvant provoquer la destruction des cellules par fusion des contacts [47].

b) Les diodes anti-retour :

Branchées en série, protègent le module photovoltaïque contre la décharge des batteries d'accumulateurs lors des journées nuageuses ou pendant les nuits [47].

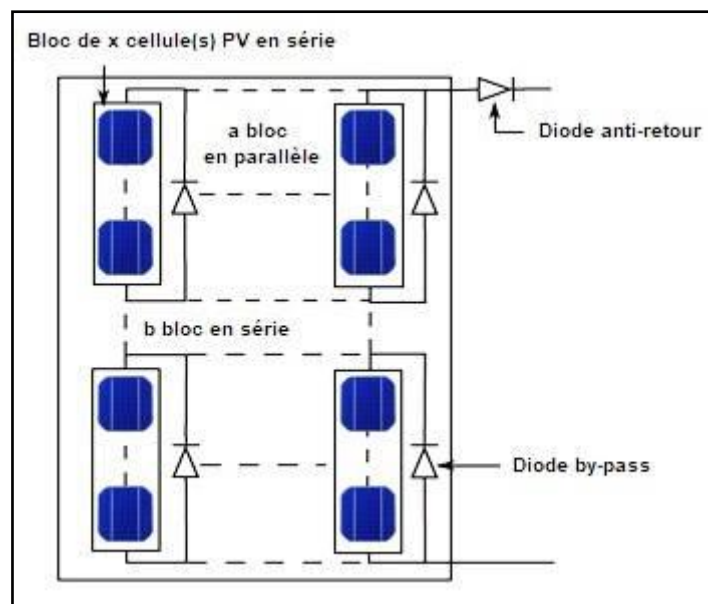


Figure 1.16. Schéma électrique de la protection par diodes du module photovoltaïque.

1.6. Normes de qualification des modules photovoltaïques

Dans le secteur photovoltaïque, la qualité est directement liée à la performance. Pour cette raison, il est crucial que des tests spécifiques soient disponibles pour l'ensemble des composants d'un système photovoltaïque. Grâce à la réalisation des essais prévus dans les différentes normes internationales de qualification, le fabricant peut garantir que le module photovoltaïque sous test est conforme à toutes les exigences en matière d'efficacité énergétique, de robustesse mécanique, de choc thermique, de sécurité et de conformité. Pour que les modules photovoltaïques soient homologués et qualifiés, ils doivent être soumis à une batterie d'essais séquentiels de qualification selon les normes internationales établies par la commission électrotechnique internationale (CEI) [1].

La qualification d'un module photovoltaïque permet de déterminer l'aptitude du module à supporter des contraintes de déséquilibre thermique, de fatigue ou autre, causées par des variations répétées de température, d'humidité et de rayonnements UV, selon les exigences normatives appropriées. La mise en place des normes s'effectue au niveau de la commission électrotechnique internationale (CEI), instance internationale de normalisation dont le siège est à Genève [1].

1.6.1. La norme photovoltaïque CEI

Le comité technique CEI du photovoltaïque dénommé TC82 a la responsabilité de développer des normes dédiées aux modules photovoltaïques. Les principales normes CEI exclusivement dédiées aux modules photovoltaïques sont [1] :

- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin,
- CEI 61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces,
- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration,
- CEI 61730 pour la qualification de la sûreté de fonctionnement des modules, résistance aux chocs électriques, thermiques et mécaniques,
- CEI 61701 pour la corrosion des modules photovoltaïques induite par le brouillard salin,
- CEI 60904 pour la mesure des caractéristiques courant-tension des modules photovoltaïques,
- CEI 61345 pour les essais UV des modules photovoltaïques,
- CEI 61829 pour la mesure sur site des caractéristiques I-V des chaînes de modules photovoltaïques en silicium cristallin sur site,
- CEI 62124 pour les systèmes photovoltaïques autonomes.

Cette norme photovoltaïque CEI décrit les conditions nécessaires aux modules photovoltaïques pour être utilisés et qui garantissent la sécurité mécanique et électrique. Ainsi, cette norme divise les modules en 3 classes selon leur utilisation [1]:

- Modules de classe A : Modules utilisés dans des lieux d'accès généralisés avec des tensions et puissances élevées (habitation privée et bâtiments communautaires) ;
- Modules de classe B : Modules utilisés dans des lieux d'accès limités avec des tensions et puissances moyennes ;
- Modules de classe C : Modules utilisés avec des tensions et puissances faibles.

1.6.2. Qualification des modules photovoltaïques en silicium cristallin

Pour que les modules photovoltaïques soient homologués et qualifiés, ils doivent être soumis à une batterie d'essais séquentiels de qualification selon les normes internationales

établies par la commission électrotechnique internationale (CEI). La norme CEI 61215 est celle qui est établie par la commission électrotechnique internationale pour la qualification des modules photovoltaïques au silicium cristallin [48].

1.6.2.1. Séquences d'essais de la norme CEI 61215

La norme CEI 61215 donne les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques pour une application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre. Elle s'applique uniquement aux modules au silicium cristallin. L'objectif de cette norme est principalement de déterminer les caractéristiques électriques et thermiques du module et de montrer autant que possible avec des contraintes de coût et de temps raisonnables, que le module est apte à supporter une exposition prolongée aux climats définis dans le domaine d'application[1].

L'espérance de vie réelle des modules ainsi qualifiés dépendra de leur conception ainsi que de l'environnement et des conditions dans lesquels ils fonctionneront. L'examen de tous les paramètres de performances responsables de la dégradation des modules y sont étudiés. Dans cette norme, les modules doivent être répartis par groupes et soumis aux séquences d'essais de qualification, ces essais étant effectués dans l'ordre établis. Chaque case fait référence à une des séquences d'essais correspondant à la norme [1].

Aujourd'hui la plupart des industriels et chercheurs de la filière photovoltaïques se sont engagés dans cette démarche de tests de qualification des modules photovoltaïques à travers les essais établis par les différentes normes telles que ceux de la norme CEI 61215. Parallèlement, les chercheurs réalisent des campagnes d'essais durant lesquelles les installations photovoltaïques sont exposées aux conditions atmosphériques naturelles, afin de faire le parallèle entre les essais accélérés en laboratoire et le fonctionnement réel des modules. (Le diagramme de séquences d'essais de la norme CEI 61215 est présenté dans l'annexe A) [1].

1.6.2.2. Les étapes de la qualification des modules photovoltaïques

Dans le processus de qualification on retrouve trois principales étapes : l'échantillonnage, le marquage et les essais [1] :

i. L'échantillonnage

Huit modules pour les essais de qualification doivent être prélevés au hasard parmi un ou plusieurs lots de production, conformément à la procédure indiquée dans la norme CEI 410. Les modules doivent avoir été fabriqués à partir de matériaux et de composants spécifiés, conformément aux schémas et aux procédures de fabrication correspondants et doivent voir été soumis à l'inspection normale du fabricant et aux procédures du contrôle de la qualité et de l'acceptation de la production. Les modules doivent être dans leur intégrité, jusqu'au moindre

détail, être accompagnés des instructions de manipulation, de montage et de raccordement fournies par le fabricant, incluant la tension maximale permise du système. Si les modules à tester sont des prototypes d'une nouvelle conception mais non issus d'une production la mention doit en être faite dans le rapport d'essai.

ii. Le marquage

La norme CEI exige que chaque module avant sa mise sous essai doit porter clairement et de manière indélébile les indications suivantes :

- nom et monogramme ou symbole du fabricant ;
- type ou numéro du modèle ;
- numéro de série ;
- polarité des bornes de sorties ou des conducteurs (un code de couleur est autorisé);
- tension maximale de système pour lequel le module est adéquat.

La date et le lieu de fabrication doivent être marqués sur le module ou déductibles à partir du numéro de série.

iii. Les essais

Les modules doivent être répartis par groupes et soumis aux séquences d'essais de qualification, ces essais étant effectués dans l'ordre établis. Chaque case fait référence à une séquence d'essai de la norme CEI 61215. Les sévérités et les séquences de l'essai en question doivent être scrupuleusement respectées. Cependant, lorsque des mesures finales d'un essai servent comme mesures initiales pour l'essai suivant dans la séquence, elles n'ont pas besoin d'être répétées. Dans ce cas, les mesures initiales de l'essai sont omises. En effectuant les essais, l'opérateur doit observer scrupuleusement les instructions de manipulation, de montage et de raccordement préconisés par le fabricant. L'essai portant sur les coefficients de températures peut être omis lorsque ceux-ci sont déjà connus.

1.6.2.3. Les paramètres d'acceptation

A chacune des normes de qualification précédemment citées, correspond une séquence d'essais. Ces séquences d'essais sont issues de nombreuses études et recherches dont la chronologie de 1975 à 2008 est présentée par Osterwald. D'une manière générale les principaux paramètres d'acceptation pour chaque essai des normes citées précédemment sont [1] :

- a) Absence d'apparition de défauts visuels majeurs :
 - surfaces externes cassées, fêlées ou déchirées (y compris les super substrats, les substrats, les châssis et les boîtes de jonction),

- surfaces externes pliées ou désalignées entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module,
 - fêlure dans une cellule dont la propagation peut isoler plus de 10% de la surface de la cellule du circuit électrique du module,
 - bulles ou délaminations formant un chemin continu entre toute partie du circuit électrique et le bord du module,
 - perte de l'intégrité mécanique entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module ;
- b) Dégradation de la puissance maximale de sortie n'excédant pas 5% de la valeur mesurée avant l'essai ;
- c) Résistance d'isolement multipliée par la surface du module supérieure à $40 \text{ M}\Omega.m^2$.

1.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet en général. Nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, et son application dans le domaine photovoltaïque. Nous avons décrit les propriétés des semi-conducteurs, ainsi le fonctionnement de conversion photovoltaïque. Nous avons défini ensuite l'architecture et le mode de fonctionnement de la cellule solaire réalisé à partir de silicium, en passant en revue ses propriétés puisque c'est le matériau utilisé, ainsi nous avons présenté les étapes standards de fabrication de cellules solaires au silicium cristallin, et ses différentes technologies photovoltaïques portant sur une classification relativement au rendement. Enfin, nous avons terminé ce chapitre par la configuration et la qualification des modules photovoltaïques.

Dans le chapitre suivant, nous nous attacherons à exposer des panneaux solaires du type UDTS-50 dont le matériau semi-conducteur de base est le silicium monocristallin

Chapitre II

Procédé d'encapsulation de modules UDTs-50

2.1. Introduction

La majorité des modules photovoltaïques sur le marché est fabriquée à base de silicium cristallin (36,3% pour le silicium monocristallin et 44% pour le silicium multi cristallin). En effet, cette filière reste la plus avancée sur le plan technologique et industriel, car la technologie du silicium est arrivée presque à sa maturité et le silicium est un matériau très abondant sur l'écorce terrestre. En outre, il est parfaitement stable et non toxique [49].

En Algérie, la matière première, pour l'extraction du silicium, existe à l'état brut dans le sable fin du désert algérien sous forme de silice mais comporte de faibles quantités, d'où l'impérieuse contrainte de l'importer à des prix exorbitant [50] (environ 60 dollars le kilo). Ainsi, la technologie du traitement du silicium coûte très cher [51].

Les Algériens se sont lancés dans la fabrication des modules photovoltaïques en intégrant le processus depuis les plaques de silicium. Ces modules sont en dessous des normes internationales en matière de rendement mais aussi de coût, à cause d'équipements inadaptés qui datent de la fin des années 80 [51]. Un panneau solaire de 50 watts appelé UDTs-50 a été exposé par l'unité de développement de la technologie du silicium (UDTs), a coûté 40.000 DA [51]. Il est fabriqué en Algérie durant la période qui s'étend depuis la fin des années 80 à la fin des années 90. Plusieurs systèmes photovoltaïques, à base de ce type de module, ont été installés à travers le territoire algérien. Ces systèmes ont touché diverses applications telles que l'électrification rurale des sites isolés, le pompage de l'eau pour l'agriculture ou le renforcement des foggaras, balisage des pistes, alimentation des relais de télécommunications, etc. A titre d'illustration, nous pouvons citer les centrales de Matriouane et de Aïnbelbel (Daïra d'Aoulef), le balisage de la route entre Regane et Bordj Baji Mokhtar [60, 52, 53].

Généralement, le circuit électrique du module photovoltaïque est réalisé suivant une configuration série ou parallèle et l'ensemble est enrobé dans une résine isolante de protection: c'est l'encapsulation. Ce procédé d'encapsulation doit être exécuté de la manière la plus rigoureuse et performante afin de pallier à toute défaillance possible et prolonger la durée de vie du module photovoltaïque. Par ailleurs, nous estimons que l'encapsulation d'un module photovoltaïque représente environ 30 % de son coût global [49].

2.2. L'encapsulation des cellules solaires

En pratique, l'encapsulation consiste en la mise en sandwich de la guirlande formée par les cellules et le matériau encapsulant, généralement l'éthylène-vinyl-acétate ou communément appelé EVA. Le tout est mis, soit entre deux plaques de verre (procédé bi-verre), soit entre une plaque de verre et une autre couche d'aluminium anodisé ou de polymère (le tedlar ou le mylar); c'est l'encapsulation mono-verre [45].

2.2.1. Les différents types d'encapsulation

Plusieurs technologies d'encapsulation ont été utilisées durant la dernière décennie :

a) Technologie "tout en plastique"

Ce type d'encapsulation n'est utilisé que pour des applications spécifiques liées au poids du module photovoltaïque [55]. Il est pratiquement abandonné à cause de la dégradation du matériau plastique sous les effets de la chaleur et du rayonnement solaire [45]. La (figure 2.1) illustre ce type de technologie d'encapsulation.

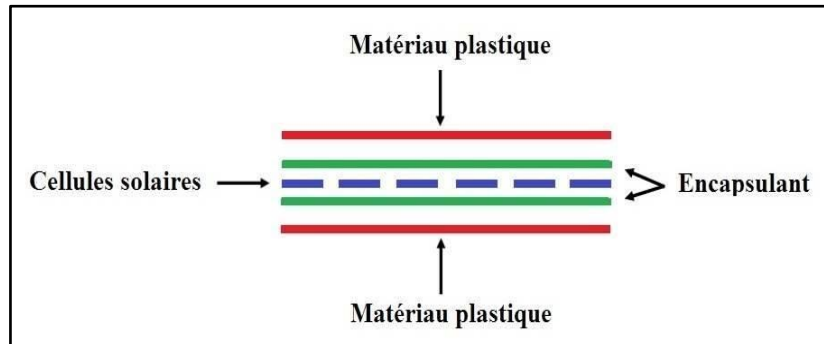


Figure 2.1 : Schéma d'un module photovoltaïque en technologie "tout en plastique".

b) Technologie bi-verre

Les faces avant et arrière du module sont en verre. La (figure 2.2) illustre ce type de technologie d'encapsulation. Ce procédé conduit à un produit rigide et compact mais présente quelques inconvénients:

- ✓ Le poids élevé du module, se traduisant sur le terrain, lors des installations, par des contraintes de manipulation et des coûts de transport additionnels.
- ✓ Le coefficient de température entre les deux plaques de verre, se traduisant par des craquages spontanés, et donc des frais additionnels de remplacement des modules brisés.
- ✓ Une température nominale de fonctionnement des cellules (NOCT) élevée. Le verre est un excellent isolant, un phénomène de serre force les cellules du circuit à travailler à température élevée, ce qui fait baisser le rendement réel du module en opération.
- ✓ Le coût du verre ainsi que les coûts de manipulation et de fabrication [55].

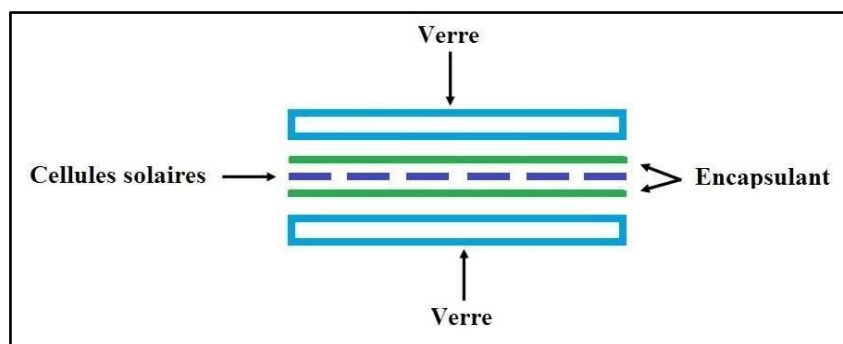


Figure 2.2 : Schéma d'un module photovoltaïque en technologie bi-verre.

c) Technologie mono-verre

L'encapsulation avec face avant en verre est reconnue comme la plus sûre. La (figure 2.3) illustre ce type de technologie d'encapsulation. Le verre utilisé ayant la face avant texturisée (structure pyramidale) pour augmenter la collecte du rayonnement diffus et la collecte aux grands angles d'incidence, la face arrière du verre ayant une structure granulée permettant une meilleure adhésion de l'encapsulant lors du traitement thermique [55].

La face arrière du module est remplacée par des composites en plastique sous forme de Triplex TPT (Tedlar- Polyester - Tedlar). Sur le plan technico-économique, ce procédé est le plus utilisé à travers le monde selon le rapport d'expertise de Jet Propulsion Laboratory (organisme certificateur) et Canadian Coast Guard (assurance qualité). Ainsi il a été développé à l'UDTS, pour son faible coût et ses meilleures performances [45].

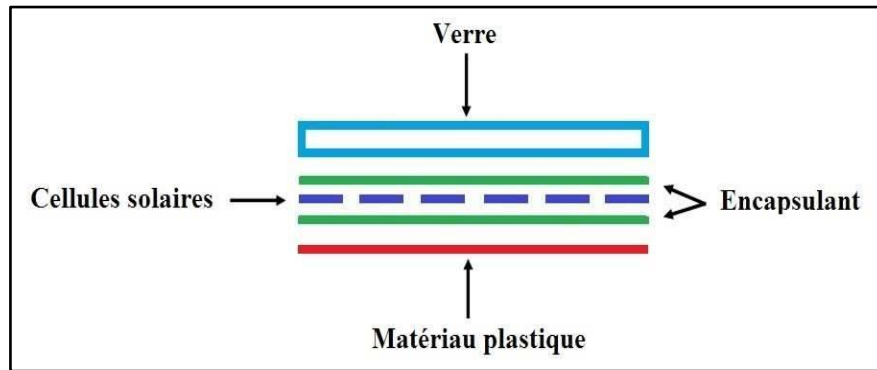


Figure 2.3 : Schéma d'un module photovoltaïque en technologie mono-verre.

2.2.2. Constitution du module type mono-verre

Le module photovoltaïque consiste en un lot de cellules, sensiblement de mêmes caractéristiques électriques, connectées entre elles puis enrobées dans une résine transparente, l'EVA. Les faces avant et arrière des cellules sont recouvertes respectivement d'un verre et d'un film multicouche étanche. La (figure 2.4) illustre en détail la composition du module photovoltaïque type mono-verre [45]:

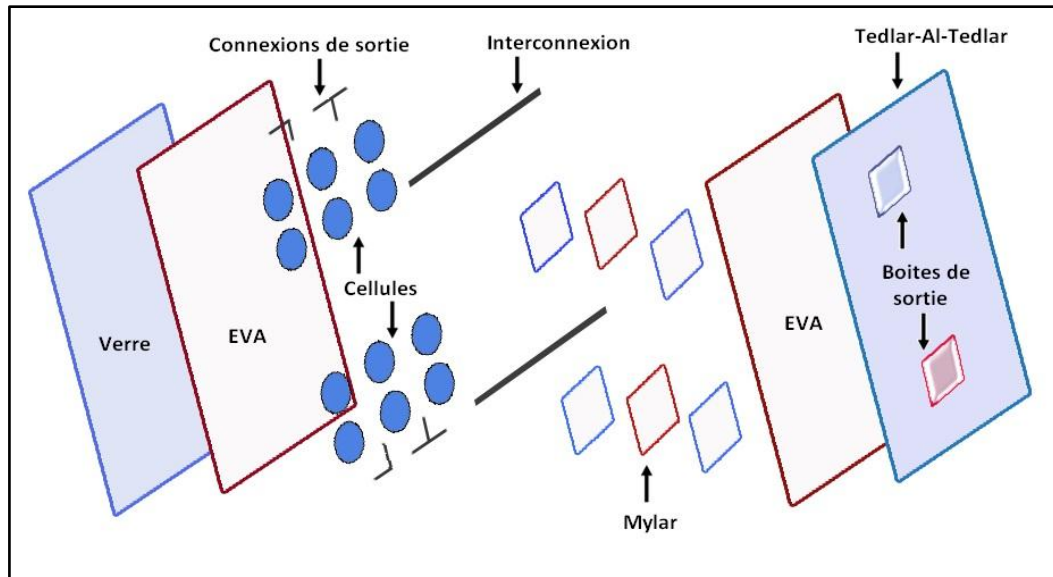


Figure 2.4 : Schéma éclaté d'un module de type "mono-verre".

Dans le cadre de ce type des modules, nous allons préciser des modules photovoltaïques au silicium monocristallin de type UDTs-50 qui sont des modules 80 % Algériens, ils ont été fabriqués à l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTs) durant la période qui s'étend depuis la fin des années 80 jusqu'à la fin des années 90 [11].

2.2.2.1. Description technique du module UDTs-50

Le module solaire UDTs-50 est composé de 36 cellules solaires carrées au silicium monocristallin, de 10 cm de côté, connectées en série. Les cellules de ce module, laminées et dotées d'un revêtement antireflet, sont enrobées dans l'EVA qui permet la dilatation thermique. L'encadrement assure en outre la protection contre l'humidité, la résistance aux UV, de même que l'isolation électrique. La plaque de recouvrement frontale en verre hautement transparent ayant subi une trempe spéciale laisse particulièrement bien passer la lumière et est très robuste. La face arrière en Tedlar est durablement liée à la plaque de recouvrement en verre. Des profils en aluminium anodisés vissés forment le cadre rigide du module dans lequel le laminât est inséré. Le module solaire UDTs-50 dispose ainsi d'une protection contre les influences mécaniques et climatiques. Une destruction possible du module en cas d'occultation partielle est ainsi empêchée grâce aux diodes de protection [54].

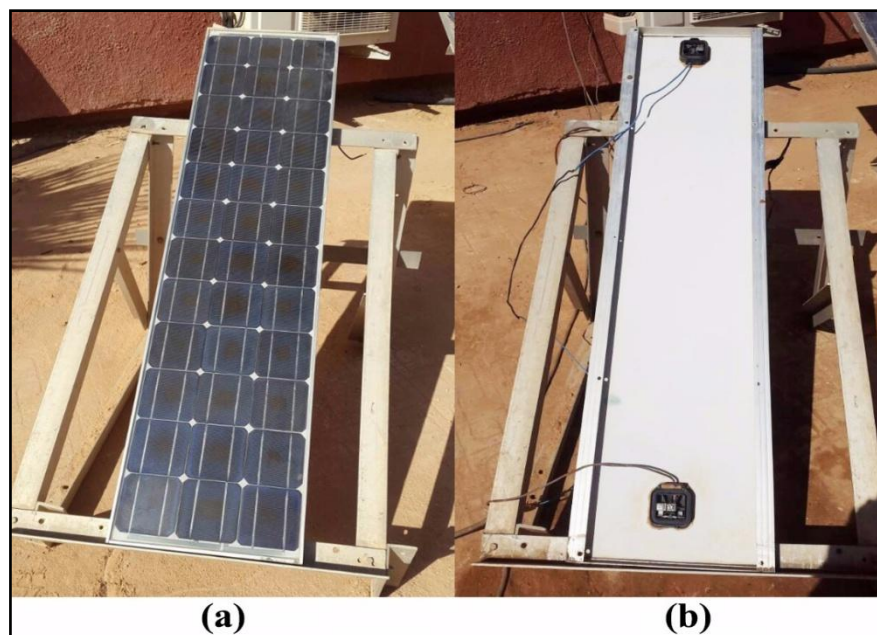


Figure 2.5 : Le module UDTs-50, (a) face avant; (b) face arrière.

2.2.2.2. Technologie de fabrication des modules photovoltaïques type mono-verre et les matériaux utilisés

Les matériaux utilisés pour la fabrication des modules type mono-verre sont :

a) Le verre

C'est un verre trempé de 4 mm d'épaisseur avec une faible teneur en fer afin de permettre une meilleure transmission optique. Sa caractérisation avec un spectrophotomètre (Varian Cary 500 UV-VIS-NIR) montre une transmission supérieure à 95 % dans la gamme utile du spectre solaire 380 nm à 1200 nm. Sa face extérieure, traitée 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 (figure 2.6) [45].

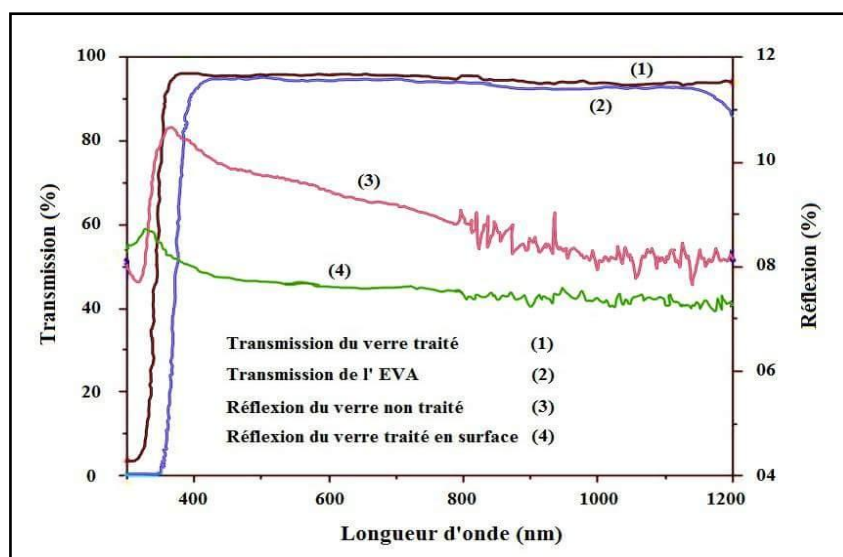


Figure 2.6 : Spectres de transmission et de réflexion du verre et de l'EVA.

b) La résine

C'est une résine transparente, thermosensible, formée de chaînes de copolymères d'éthylène et de vinyle acétate. Il est admis que la structure chimique de l'EVA présente une structure à deux blocs [55] :

- ✓ Un bloc semi cristallin constitué seulement du polyéthylène (bloc 1) ayant une densité de $0,92 \text{ g/cm}^3$.
- ✓ Un bloc amorphe constitué du Polyvinyle Acétate (bloc 2) ayant une densité de $1,19 \text{ g/cm}^3$. Pour un taux d'acétate de vinyle jusqu'à 40 %, la composition chimique du bloc 2 est de 70 % en Acétate de Vinyle et 30 % en Ethylène.

La (figure 2.7) illustre la formulation chimique de l'EVA.

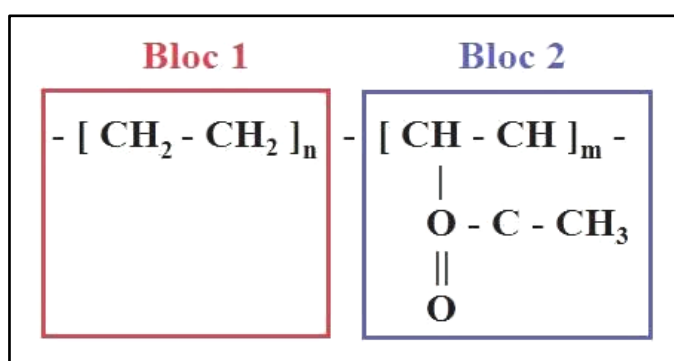


Figure 2.7 : Structure moléculaire de l'EVA.

Les EVA contiennent environ 36 % en masse de comonomère acétate de vinyle. Leurs propriétés adhésives sont en étroite relation avec la polarité de ce dernier. Cette résine présente un caractère plus élastomère que le polyéthylène. En effet, l'introduction du motif acétate diminue la cristallinité, donc la rigidité. Cela permet plus de flexibilité et une meilleure tenue aux chocs, même à basse température [56-, 57-]. La composition de l'EVA est donnée dans le (tableau 2.1) [45].

- ✓ Le peroxyde (également connu sous le nom d'antioxydant secondaire) utilisé comme agent de réticulation,
- ✓ Le stabilisateur également connu comme antioxydant primaire empêche la dégradation des polymères lors de leur transformation en les stabilisant les effets de la température, de l'oxydation et du rayonnement UV, ils sont ajoutés à raison de 0.1 à 1 %.
- ✓ Le silane utilisé comme agent d'adhésion. L'utilisation d'une combinaison des antioxydants primaires et secondaires est habituellement recommandée parce qu'ils réduisent au minimum l'effet de décoloration.

Composés	Proportions (%)
Vinyle acétate	36
Peroxyde (agent de réticulation)	1.5
Absorbant UV	0.25
Silane (agent d'adhésion)	1
Ethylène	60.95
Stabilisateur	0.1
Antioxydant	0.20

Tableau 2.1 : Composition de l'EVA.

Le film d'EVA contient aussi des additifs dont chacun possède une fonction principale dans le film (tableau 2.2) [55] :

Additif	Fonction	Proportion (%)
Lupersole 101	Agent de réticulation	0.8
Primer A 174	Agent d'adhésion	1.0
Cyasorb UV 531	Stabilisant anti-UV	0.3
Tinuvin 770	Stabilisant anti-UV	0.1
Naugard P	Agent anti-oxydant	0.2

Tableau 2.2 : Formulation chimique des additifs dans l'EVA.

Dans des premiers travaux effectués au laboratoire de Jet Propulsion dans les années 80, un certain nombre de matériaux encapsulant ont été étudiés (propriétés mécaniques et optiques), EVA a été choisi parce qu'il était peu coûteux et possède des propriétés intéressantes [58, 59]. Les quatre caractéristiques qui ont fait de l'EVA un matériau de choix pour l'encapsulation sont [45]:

- ✓ sa résistivité électrique très élevée le classant comme un très bon isolant électrique;
- ✓ ses températures de fusion et de polymérisation relativement faibles;
- ✓ son très faible taux d'absorption d'eau;
- ✓ sa bonne transmission optique.

b. Fabrication du film d'EVA

Un film d'EVA, est produit par un processus d'extrusion avant la stratification avec les cellules solaires et de verre, l'extrusion est le plus important des procédés de mise en forme des polymères. L'EVA est composée par le mélange des granules de polymère avec de divers additifs. Ce mélange est effectué dans une extrudeuse bi-vis équipé d'une filière. Les vis tournent

à la vitesse 60 *tr/mn*, et les profils de la température de la zone d'alimentation à la zone de fusion, dans l'extrudeuse sont : 105, 115, 125, et 135 °C, respectivement. Le polymère qui a été fondu et mis en pression dans l'extrudeuse va ensuite subir un écoulement et un étirage contrôlé en sortie de la filière pour lui donner sa forme et diminuer l'épaisseur de film à 0.5 *mm*, à température de 160 °C légèrement supérieure à la température de transition vitreuse du polymère extrudé [60, 61]. Un traitement thermique est souvent pratiqué après l'étirage, pour supprimer les tensions internes et réduire les défauts d'aspects [62], à la même température que celle utilisée pour l'étirage [63, 64]. L'étirage est suivi d'une phase de refroidissement à température contrôlée [60].

Pour savoir plus de détails sur les caractéristiques d'EVA produit, des conditions et des méthodes d'essai, étant régulièrement employées dans l'industrie pour le contrôle de qualité du Copolymère (EVA), il devrait également être considéré et utilisé comme référence. Par exemple, la photo-stabilité du matériel est déterminée à partir de la conservation de ces propriétés mécanique après irradiation par UV pour 800 *h*, tandis que la stabilité thermique est déterminée à partir de la conservation des propriétés mécanique après le vieillissement thermique à 90 °C pour 2000 *h* [60].

c) Le mylar

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent d'épaisseur 56 μm . C'est un composé de polyéthylène téréphtalate (PET), de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique [55].

d) Le tedlar- aluminium - tedlar

L'arrière du module est constitué d'un film multicouche tedlar-aluminium-tedlar. L'aluminium dont le rôle prouvé contre l'humidité et les chocs mécaniques est mis en sandwich entre deux feuilles de tedlar de 180 μm d'épaisseur appelé polyvinyle fluoré (PVF). Pour améliorer les performances électriques du module, nous avons utilisé une feuille de tedlar de couleur blanche [55].

2.2.2.3. Procédé d'encapsulation

Le procédé d'encapsulation des cellules photovoltaïques comprend 9 étapes principales comme l'illustre la figure 2.8 [55] :

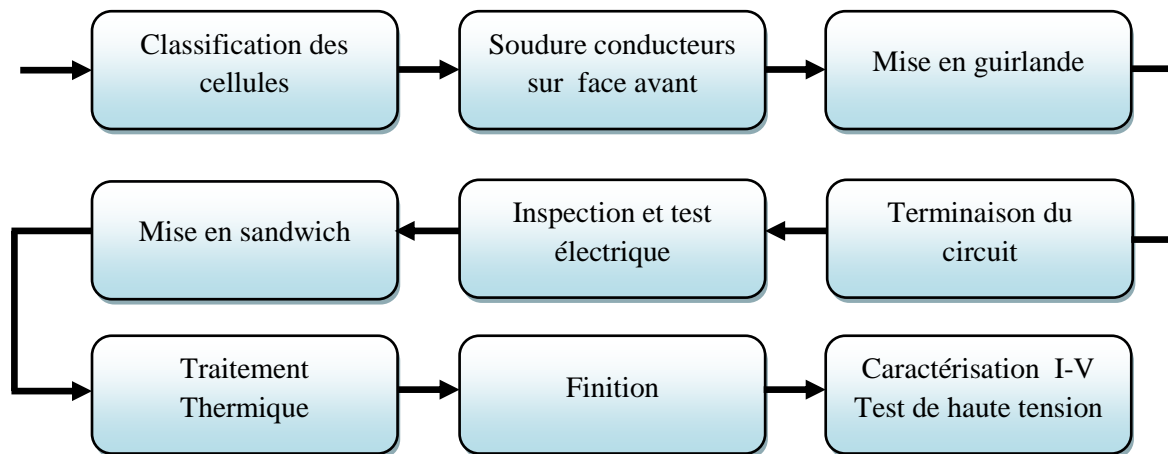


Figure 2.8 : Schéma synoptique du procédé de fabrication de modules photovoltaïques.

Du fait de l'irréversibilité de la réaction de polymérisation, l'étape du traitement thermique est capitale dans le procédé d'encapsulation des cellules photovoltaïques. Elle est aussi bien déterminante pour la qualité du module que pour sa durée de vie. Si un défaut (casse, court-circuit, glissement des guirlandes, présence d'un corps étranger) survient au cours de l'une de ces deux opérations et particulièrement durant la polymérisation, le module sera déclassé ou rejeté [55].

Le cycle de lamination débute par l'introduction de l'ensemble constitué de cellules et des matériaux encapsulants dans la chambre inférieure du laminateur où la température est maintenue constante à 100 °C. La chambre supérieure, dont la paroi du bas constitue le diaphragme, est à ce moment sous vide (0.1 mm Hg).

La lamination se fait en réalité en deux temps. Dans une première phase, on procède au pompage de l'air se trouvant à l'intérieur de la chambre inférieure contenant le laminât et ce durant 5 mn. Le niveau du vide atteint est alors de 0.1 mm Hg, il sera maintenu durant les opérations de lamination et de polymérisation. Dans une deuxième phase, alors que la chambre supérieure maintenue sous vide à 0.1 mm Hg durant ces 5 premières minutes, elle sera mise sous pression atmosphérique en 1 minute de temps. Cette étape est désignée sous le vocable « Press time ». A ce stade, l'action conjuguée de la pression exercée par le diaphragme et l'effet de l'aspiration conduit à chasser l'air résiduel se trouvant dans le laminât. Ceci marque la fin du cycle de Lamination [55].

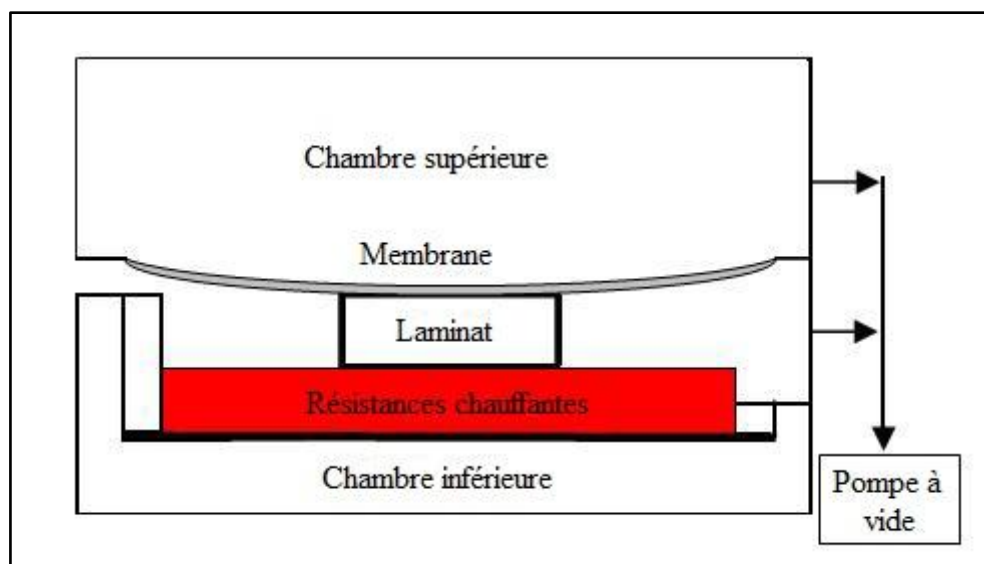


Figure 2.9 : Schéma du laminateur.

La réticulation ou polymérisation à 156 °C dure 15 minutes. Une réaction de polymérisation de l'EVA s'enclenche à l'issue de laquelle tous les matériaux encapsulants se lient très fortement et ce d'une manière irréversible, conduisant à l'obtention d'un ensemble compact. Après refroidissement à 100 °C, la chambre inférieure est mise sous pression atmosphérique alors que celle du haut revient à 0.1 mm Hg. Ceci constitue le cycle long du procédé d'encapsulation [55].

Dans l'industrie, c'est le cycle dit rapide ou court qui est utilisé. Sa durée moyenne est d'environ 22 minutes si l'on ne tient pas compte des temps de charge et de décharge.

Le cycle court s'arrête à l'étape de la lamination (6 minutes). Après la mise sous pression atmosphérique de la chambre inférieure et sous vide celle du haut, le module est alors retiré et sa réticulation se fait ensuite dans un four à 156 °C pour une durée de 15 minutes [55].

2.3. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, le procédé d'encapsulation de cellules solaires au silicium monocristallin qu'il a été mis au point à l'UDTS, ainsi, les types d'encapsulation. Ce procédé dont la fiabilité a été confirmé par les tests effectués au laboratoire européen Joint Research Centre (JRC) d'Ispra (Italie) [45]. Nous avons exposé le module photovoltaïque algérien de type mono-verre UDTs-50 et le procédé de son encapsulation ainsi que les matériaux utilisés en détaillant l'EVA et leur fabrication puisque il est le matériau le plus nécessaire dans l'encapsulation et il possède des propriétés intéressantes.

Le chapitre suivant, sera consacré à la caractérisation outdoor de plusieurs modules photovoltaïques UDTs-50, en présentant leurs performances électriques par des tests expérimentaux dans un milieu saharien.

Chapitre III

Caractérisation outdoor de modules UDTs-50

3.1. Introduction

Le Sahara algérien recèle d'importants gisements énergétiques renouvelables, caractérisé par un potentiel solaire fort appréciable et une population répartie d'une manière très éparse. L'installation des systèmes photovoltaïques permet d'exploiter une partie de ce gisement, et leur fonctionnement dépend plus particulièrement de l'éclairement et de la température ambiante [65].

Les performances d'un module photovoltaïque sont obtenues par le biais de la caractérisation électrique in situ, lorsqu'il est soumis conventionnellement aux conditions de références (éclairement de 1000 W/m^2 et une température de cellule de 25°C). En principe, la puissance électrique maximale d'un module photovoltaïque doit rester invariable pour les mêmes conditions de références. Toutefois, cela n'est pas toujours le cas quand module photovoltaïque est exposé sur le champ pour une période plus ou moins longue. Le module photovoltaïque subit, alors, une dégradation qui se manifeste par une diminution de ses performances électriques. Afin de quantifier cette perte de puissance, des essais de dégradation doivent être réalisés afin d'estimer leur fiabilité et leur durabilité [49].

La mesure sur place des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque est un moyen de valeur diagnostique et une clé importante pour identifier sa qualité (modules faibles, défauts possibles, dégradation, ...) [10]. Les informations données par le constructeur pour les conditions de test standards (STC) sont insuffisantes pour connaître le comportement réel des modules photovoltaïques en milieu naturel sous les conditions environnementales de fonctionnement (EOC). Par rapport aux tests in situ, les avantages des tests en milieu naturel sont [55] :

- ✓ Aucune source de lumière artificielle n'est utilisée,
- ✓ Pas de limitation de la taille des modules photovoltaïques,
- ✓ Eclairement uniforme incluant diffus et global.

Ses inconvénients sont :

- ✓ Nécessité des tests expérimentaux flexibles par une acquisition de données rapide,
- ✓ Nécessité de la translation des résultats de mesure aux conditions standards STC.

En fonctionnement réel, les conditions ambiantes, en vertu desquelles un module photovoltaïque peut fonctionner, ne correspondent pas nécessairement aux tests de laboratoire. Ainsi, il est plus approprié de présenter les performances des modules en format normalisé afin de faire une comparaison plus poussée. Une telle normalisation est réalisée en effectuant une extrapolation point par point des données mesurées pour les conditions de référence [66,67].

Le but de ce travail était de fournir une évaluation des caractéristiques I-V de trente sept modules photovoltaïques de même type (UDTS-50) après 21 ans d'exposition au Sahara algérien.

3.2. Performances d'un module photovoltaïque

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. Il est proportionnel à la puissance maximale et inversement proportionnel aux grandeurs radiométriques (l'irradiation totale incidente) et physiques (l'aire du module) [68].

3.2.1. Caractéristiques de performances d'un module photovoltaïque :

Les caractéristiques électriques les plus importantes pour un module photovoltaïque sont les courbes I-V et P-V, le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de circuit ouvert V_{co} , la puissance au point de puissance maximale P_{max} , le facteur de forme FF en fonction de l'ensoleillement et de la température du module photovoltaïque [30].

Les caractéristiques courant-tension I-V et puissance-tension P-V d'un module photovoltaïque mettent en évidence son comportement vis-à-vis des charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température en particulier. En effet, c'est la valeur de la charge aux bornes du module qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La (figure 3.1) donne les caractéristiques courant-tension I-V et puissance tension P-V d'un module photovoltaïque pour un éclairement et une température donnés [1].

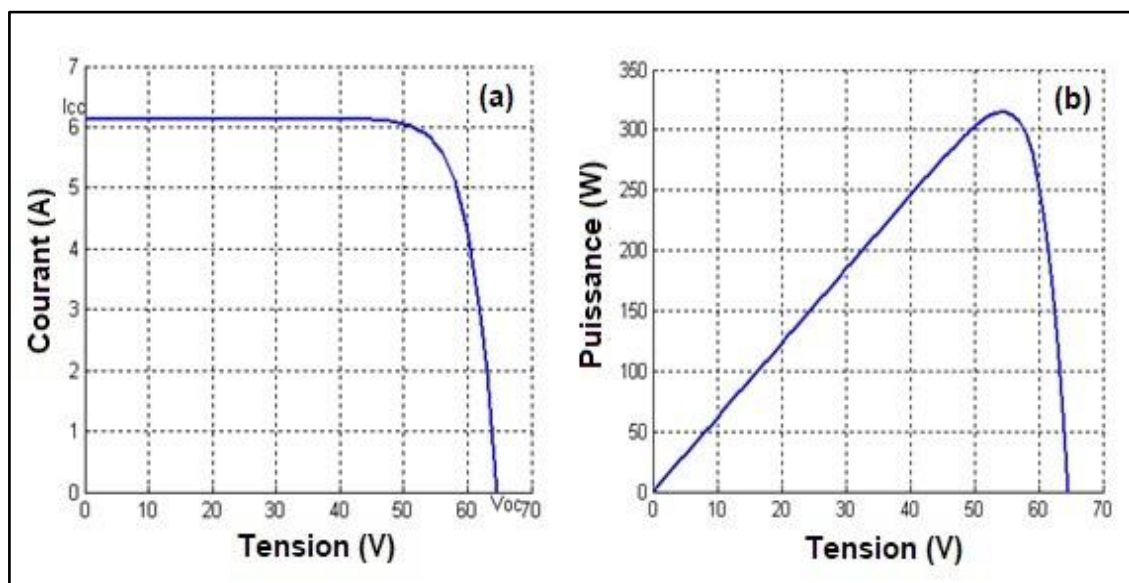


Figure 3.1. Caractéristiques d'un module photovoltaïque : I-V (a) et P-V (b).

Le comportement du module photovoltaïque dépend de la zone dans laquelle se trouve le point de fonctionnement. La (figure 3.2) montre les trois principales zones de fonctionnement de la caractéristique I-V [1].

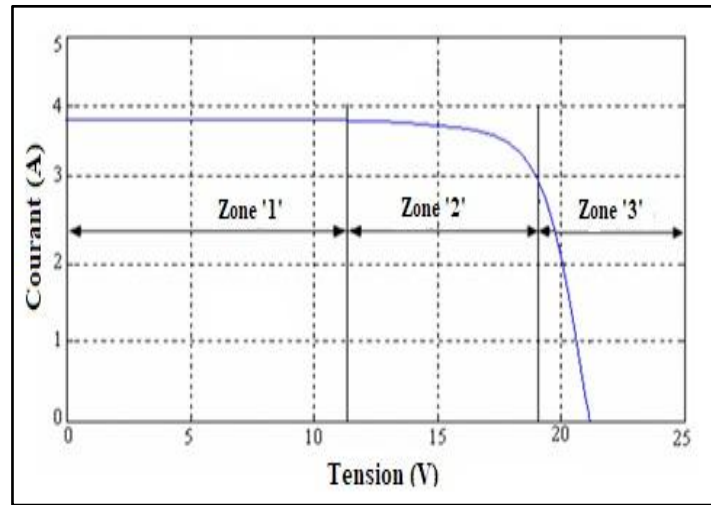


Figure 3.2. Les différentes zones de fonctionnement du module photovoltaïque.

Dans la zone 1, le courant reste constant quelle que soit la tension, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

Dans la zone 3, la tension est presque constante malgré la variation du courant, dans ce cas le module photovoltaïque est assimilable à un générateur de tension [1].

La zone 2 qui correspond au coude de la caractéristique I-V est la région intermédiaire entre les deux zones précédentes. Elle représente la meilleure région pour le fonctionnement du module photovoltaïque en module photovoltaïque [1].

Le point optimal caractérisé par une puissance de sortie maximale peut être déterminé dans cette zone. La zone de fonctionnement du module photovoltaïque dépend de la charge mais également des paramètres météorologiques dont l'influence sur les caractéristiques du module photovoltaïque peut être déterminant pour ses performances [1].

a) Le courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit I_{cc} d'un module photovoltaïque correspond à la valeur du courant débité lorsque le module est court-circuité. Pour des niveaux d'ensoleillement normaux, le courant de court circuit d'un module photovoltaïque peut être considéré comme équivalent à un photocourant, proportionnel à l'ensoleillement G (W/m^2). Cependant, cela peut induire un écart par rapport aux mesures réelles. Ainsi, une loi de puissance à exposant α est introduit pour tenir compte de la non-linéarité due au photocourant. Le courant de court-circuit des modules photovoltaïques tend à augmenter légèrement avec l'augmentation de la température du module. Pour l'étude de la performance du module photovoltaïque, la modélisation de cette variation du

courant de court-circuit peut être considérée comme négligeable. Ainsi, le courant de court-circuit I_{cc} du module photovoltaïque peut être simplement calculé par la relation suivante [1]:

$$I_{cc} = I_{cc0} \left(\frac{G}{G_0} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

Où I_{cc0} est le courant de court-circuit du module photovoltaïque sous l'ensoleillement standard G_0 , tandis que I_{cc} est le courant de court-circuit du module photovoltaïque sous le rayonnement solaire G ; α traduit les effets non-linéaires dus au photocourant.

b) La tension de circuit-ouvert V_{co}

La tension en circuit-ouvert d'un module photovoltaïque correspond à la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée. La relation qui relie la tension en circuit-ouvert à l'ensoleillement est représentée par une fonction logarithmique basée sur l'équation de la diode idéale.

L'effet de la température sur la tension en circuit ouvert se traduit par une augmentation exponentielle du courant de saturation avec la température [69]. Ceci entraîne quelques difficultés pour reproduire les comportements observés des modules photovoltaïques en fonctionnement réel. Des conditions supplémentaires ou quelques paramètres de correction doivent être introduits pour tenir compte de la résistance shunt, de la résistance série et de la non-idéalité de la diode. En tenant compte de l'effet de la température, la tension en circuit-ouvert V_{co} , pour un ensoleillement et une température donnée, peut être exprimée par [1]:

$$V_{co} = \frac{V_{co0}}{1+b \cdot \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)} \left(\frac{T_0}{T} \right)^\gamma \quad (3.2)$$

Où V_{co0} est la tension de circuit-ouvert du module photovoltaïque sous l'ensoleillement standard G_0 , V_{co} est la tension de circuit-ouvert du module photovoltaïque sous le rayonnement solaire G ; γ traduit les effets non linéaires de la température sur la tension et b représente une constante technologique sans dimension du module.

c) Le point de puissance maximale P_{max}

Le point de puissance maximum est le point de fonctionnement où la cellule solaire génère sa puissance maximale [70]. Le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert d'un module solaire photovoltaïque à l'instant t peuvent être donnés par les expressions (3.3) et (3.4) [71] :

$$I_{cc}(t) = [I_{cc,sc} + K_i(T_m(t) - 25)] \cdot \frac{G(t)}{1000} \quad (3.3)$$

$$V_{co}(t) = V_{co,sc} - K_v \cdot T_m(t) \quad (3.4)$$

$I_{cc,STC}$ est le courant de court-circuit dans les conditions standard de test, K_i ($A/^{\circ}C$) est le coefficient de température du courant de court-circuit, $G(t)$ (W/m^2) est l'ensoleillement sur le plan des modules photovoltaïques, $V_{co,STC}$ est la tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test, K_v ($V/^{\circ}C$) est le coefficient de température de la tension de circuit-ouvert, $T_m(t)$ est la température moyenne d'un module. Elle est donnée par l'expression [1] :

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad (3.5)$$

T_{amb} ($^{\circ}C$) est la température ambiante, T_{NOCT} ($^{\circ}C$) est la température nominale des cellules en fonctionnement. La puissance à la sortie d'un module photovoltaïque à l'instant t peut être donnée par l'équation (3.6) [1] :

$$P_P = V_{co}(t) \times I_{cc}(t) \times FF \quad (3.6)$$

d) Le facteur de forme FF

Le facteur de forme est un paramètre sans dimension qui permet de juger de la qualité d'un module photovoltaïque. Il peut être également défini comme le rapport entre la puissance maximale de sortie et le produit entre le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert du module [72] :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (3.7)$$

P_{max} représente la puissance de sortie maximale du module photovoltaïque, V_{co} est la tension en circuit-ouvert du module photovoltaïque et I_{cc} est le courant de court-circuit. Le paramètre FF dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction (P-N), du matériau, de la résistivité des contacts métalliques.

Note : Pour comprendre le comportement de la performance énergétique d'un module photovoltaïque sous condition extérieure, il s'agit d'étudier et analyser deux grandeurs importantes, ces grandeurs sont: le rendement et le ratio de performance énergétique [30].

e) Le rendement η

Le rendement de la cellule photovoltaïque est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses (correspondant au produit de l'aire de la cellule/module par l'irradiation). L'équation (3.8) représente cette définition [30] :

$$\eta = \frac{E}{G \times A} \quad (3.8)$$

E est l'énergie produite par le module photovoltaïque (Wh) dans le temps choisi, i.e., l'énergie horaire, quotidienne ou mensuelle, G est l'irradiation solaire incidente (Wh/m^2) dans le temps choisi, i.e., l'irradiation horaire, quotidienne et mensuelle; A est la surface du module (m^2).

f) Le ratio de performance

Le ratio de performance (RP) photovoltaïque est le rapport entre l'énergie réelle obtenue par un module photovoltaïque et l'énergie surfacique aux conditions STC [73]. Il peut être défini par l'équation (3.9), selon la norme IEC 61724 standard [74] :

$$RP = \frac{E \times G_{ref}}{G_T \times P_{max}} \quad (3.9)$$

P_{max} est la puissance maximale aux conditions de test standard (STC) mesurée pendant l'intervalle de temps choisi, G_{ref} est le rayonnement solaire aux conditions de test standard (STC) (W/m^2).

Note : Le rendement et le ratio de performance sont calculés à un instant donné ou sur une période longue (journalière, mensuelle ou annuelle), à l'échelle d'un module ou d'une installation complète. Pour calculer ces deux grandeurs à une période du temps, on ne considère plus les puissances instantanées, mais les énergies fournies par le module [30].

3.2.2. Conditions de tests des modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques subissent, après leur production, des tests de performance. Ces tests font partie des activités les plus importantes dans le procédé de fabrication. La puissance de sortie, ainsi déterminée à partir de ces tests [75]. Les fabricants indiquent généralement les caractéristiques de leurs modules photovoltaïques dans les conditions suivantes [76]:

- STC (Standard Test Conditions) : éclairement solaire de $1000 W/m^2$, une température de jonction des cellules de $25 ^\circ C$, et un spectre solaire AM de 1,5.
- NOCT : (Nominal Operating Cell Temperature), c'est la température de jonction de la cellule, ce paramètre caractérise le fonctionnement thermique du module : il correspond à la température de jonction des cellules pour un éclairement solaire de $800 W/m^2$, une température ambiante de $20 ^\circ C$ et une vitesse de vent moyenne de $1 m/s$.

Les caractéristiques des modules photovoltaïques aux conditions STC ne fournissent pas les informations suffisantes sur le comportement réel des modules photovoltaïque en milieu naturel sous les conditions environnementales de fonctionnement (EOC), et on est parfois amené à utiliser les conditions standards de fonctionnement sous NOCT qui s'approchent mieux des conditions EOC [55].

3.2.3. Impact des différents paramètres sur les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques:

Les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent généralement qu'un dimensionnement approximatif du système photovoltaïque. Nous présentons dans cette partie l'influence de certains paramètres météorologiques (température, ensoleillement) et électriques (résistance série R_s , résistance shunt R_{sh}) sur les performances d'un module photovoltaïque telles que les caractéristiques électriques I-V et P-V [1].

3.2.3.1. Paramètres électriques ou internes

i. Influence de la résistance série

La résistance série est la résistance interne de la cellule. Elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. La (figure 3.3) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V du module. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe I-V dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum. La puissance du module photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la résistance série. Des études ont montré que l'augmentation de l'humidité entraîne une augmentation de la résistance série du module et par conséquent une diminution de la puissance maximale du module [1].

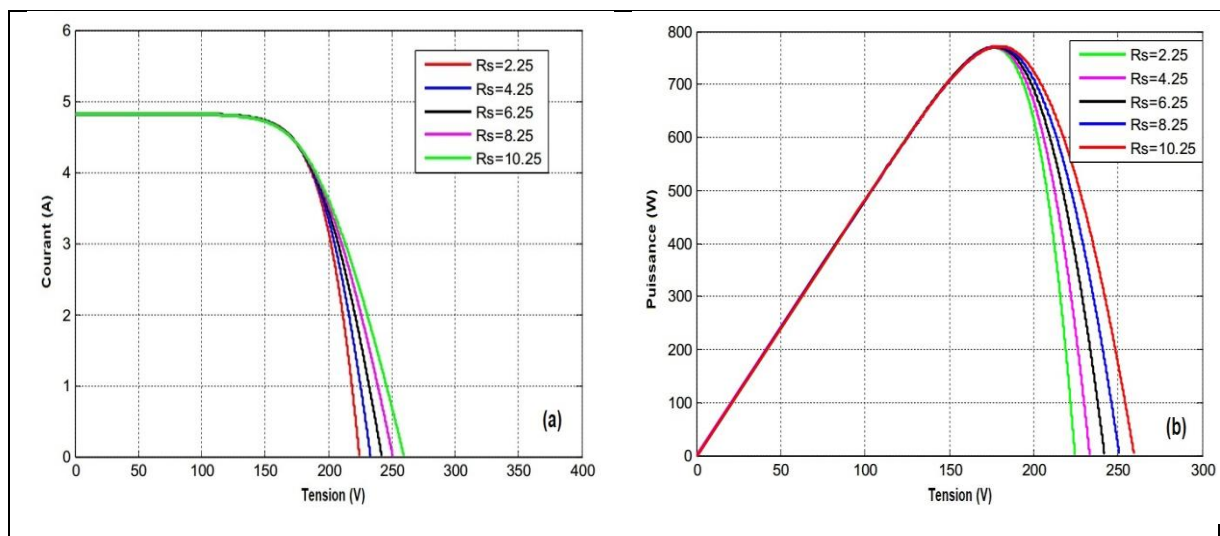


Figure 3.3. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction de la résistance série.

ii. Influence de la résistance shunt

La résistance shunt prend en compte les courants de fuite qui interviennent entre les bornes d'une cellule photovoltaïque [72]. La résistance shunt est liée directement au processus

de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de faibles variations du courant (proche du courant de court-circuit). La (figure 3.4) montre que cette influence sur la caractéristique I-V du module se traduit par une augmentation de la pente de celle-ci dans la zone correspondante à un fonctionnement du module photovoltaïque en source de courant. La diminution de la résistance shunt traduit souvent l'apparition de dégradations dans le module. En effet, plus la résistance shunt est faible, plus le courant qui la traverse est important et par conséquent le courant produit par le module est plus faible [1].

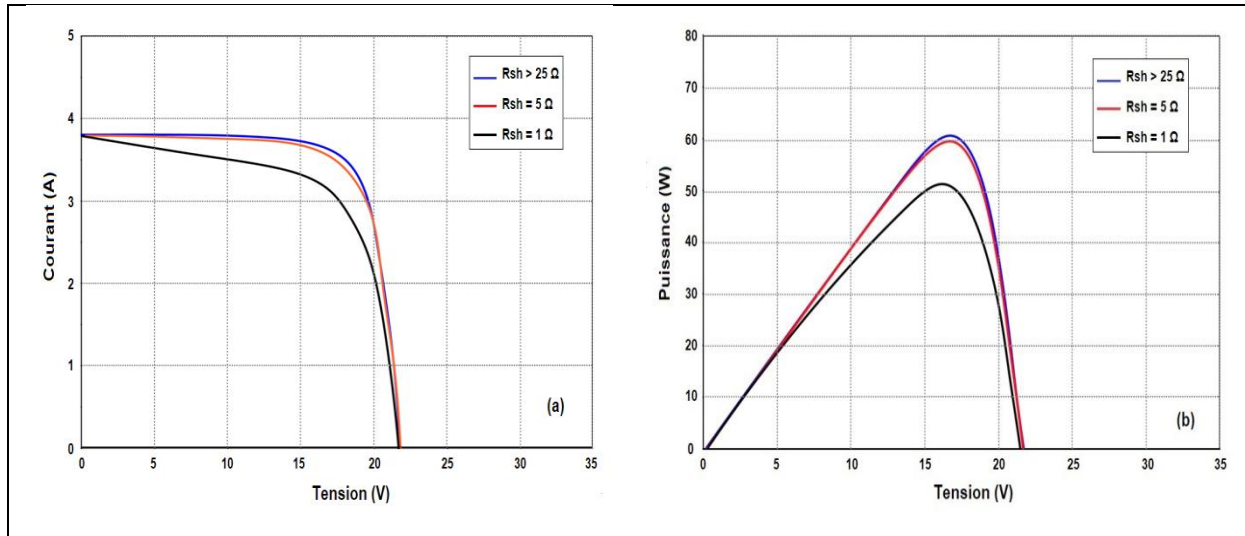


Figure 3.4. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction de la résistance shunt.

iii. Influence du facteur de qualité

Le facteur de qualité ou facteur d'idéalité, A (constante empirique) permet de qualifier les mécanismes de conduction [77]. De nombreux chercheurs supposent la valeur du facteur de qualité comme constante dans la modélisation des cellules photovoltaïques [78,79]. En effet, une approximation fixée pour une technologie donnée peut ne pas être adaptée à une autre, c'est-à-dire le choix de la valeur du facteur d'idéalité affecte la courbe I-V de la cellule photovoltaïque et diminue la précision du modèle [70].

Également, l'augmentation du facteur d'idéalité influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement [30], comme illustré dans la (figure 3.5).

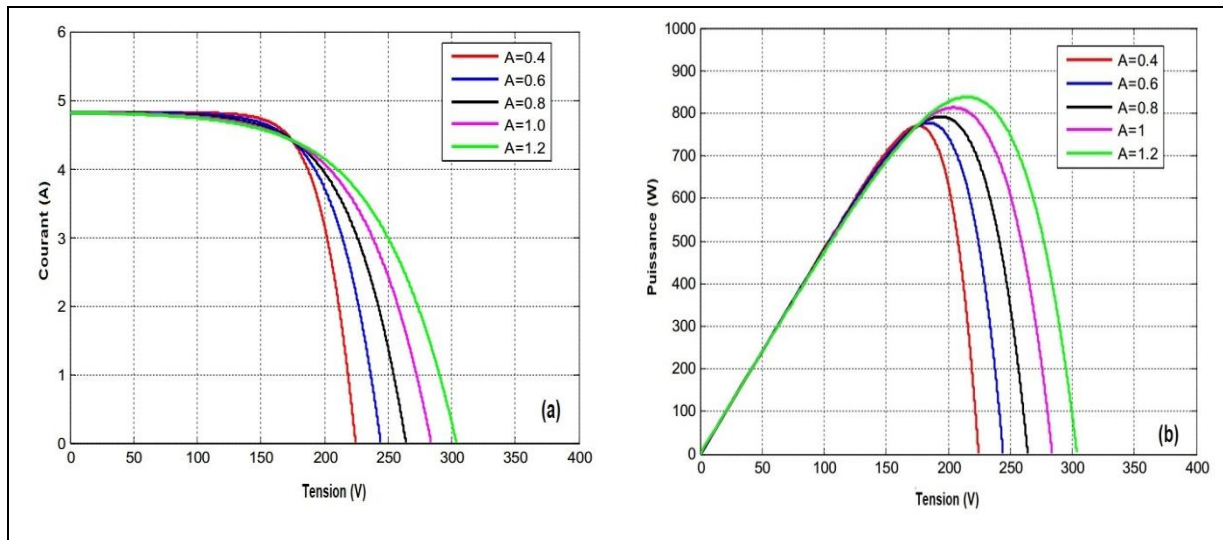


Figure 3.5. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque en fonction du facteur de qualité.

3.2.3.2. Paramètres météorologiques ou externes

i. Influence de l'éclairement solaire

La caractéristique courant-tension dépend directement du rayonnement incident. En effet, l'augmentation du flux lumineux se traduit par un déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants. En effet, le courant de court-circuit est proportionnel à l'irradiation. Cependant, l'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension en circuit-ouvert. La tension en circuit ouvert est très faiblement influencée par l'éclairement. La puissance augmente fortement avec l'éclairement. La (figure 3.6) donne l'évolution des caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque en fonction de l'éclairement E (W/m^2) [1].

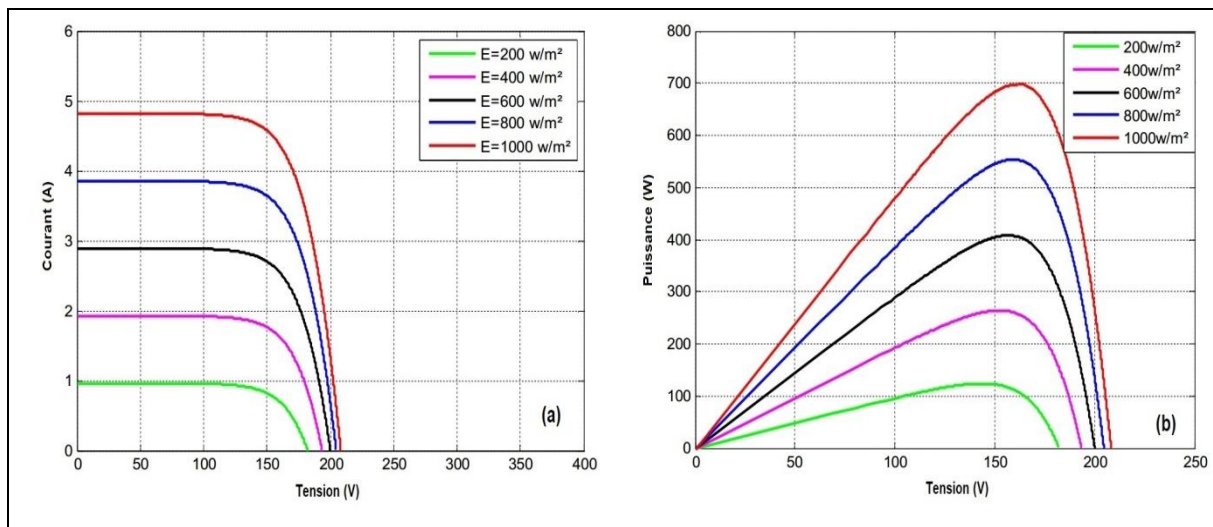


Figure 3.6. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque pour différents ensoleillements à température constante.

ii. Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température. La (figure 3.7) représente les caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque en fonction de la température, sous un éclairement constant. Elle montre que, plus la température augmente et plus le rendement diminue. Une augmentation de la température entraîne une chute importante de la tension de circuit-ouvert (de l'ordre de $-0.4 \text{ } \%/^{\circ}\text{K}$) [80] tandis que le courant de court-circuit varie peu avec l'augmentation de la température. Globalement, une augmentation de la température entraîne une perte non négligeable de la puissance [1]. Alors, on peut remarquer que les cellules photovoltaïques ont de meilleures performances dans un environnement froid avec ciel dégagé, au contraire d'un environnement chaud [30].

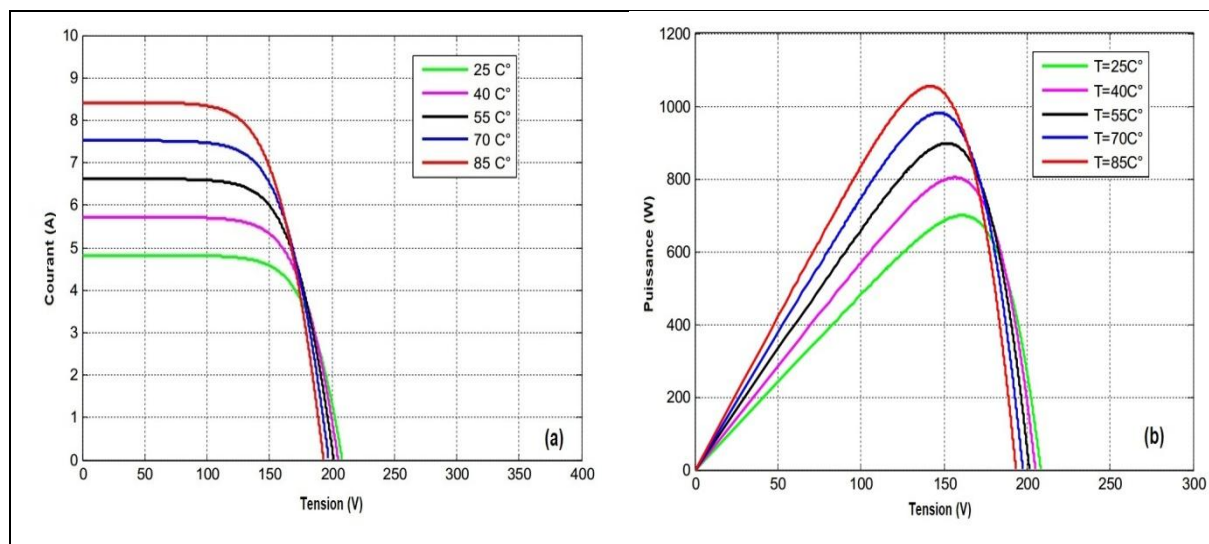


Figure 3.7. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module photovoltaïque pour différentes températures à ensoleillement constant.

Pour les cellules en silicium cristallin, V_{co} baisse d'environ $0.37 \text{ } \%$ pour chaque degré Celsius de plus, I_{cc} augmente de $0.05 \text{ } \%$ pour les mêmes conditions. En outre, le module photovoltaïque perd jusqu'à $7 \text{ } \%$ de sa puissance lorsqu'il fonctionne à des températures de l'ordre de $40 \text{ } ^{\circ}\text{C}$. Également, L'augmentation de la température de $1 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, va diminuer le rendement du module monocristallin environ $0,06 \text{ } \%$ [30].

3.2.4. Importance de la caractérisation

Pour un module photovoltaïque, la caractéristique courant-tension est considérée comme étant sa « carte d'identité ». En outre, les tests relevés et répétés, au cours du temps, des

caractéristiques électriques d'un module permettent une réévaluation temporelle de ses performances de même qu'un examen d'une éventuelle dégradation [75].

On distingue deux types de caractérisation :

- ✓ La caractérisation indoor ou interne (en laboratoire) sous les conditions STC.
- ✓ La caractérisation outdoor ou externe (dans un site réel) sous des conditions météorologiques différentes.

Notre travail s'occupe d'une tâche très importante dans la caractérisation outdoor à savoir, la détermination des performances des modules testés de même type sous des conditions environnementales réelles (éclairage et température) dans un milieu saharien.

3.2.4.1. Translation aux conditions STC

Souvent, les cellules ou modules photovoltaïques sont estimés en termes de leurs performances obtenues pour les conditions de test standards définies par la température, le spectre solaire et l'éclairement total [75]. En pratique, les relevés des courbes I-V des modules se font pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement. Ceci a conduit au concept des conditions de test standards (STC) sous lesquelles, les mesures des performances des modules photovoltaïques doivent être effectuées ou corrigées. Trois paramètres fixent les conditions de test standards, à savoir la température ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$), l'irradiation totale (1000 W/m^2) et la distribution spectrale (AM1.5). L'utilisation des conditions de test standards (STC) permet de faire des comparaisons entre les performances des modules. En général, les constructeurs des modules fournissent les valeurs des points représentatifs de la caractéristique courant-tension du module (court circuit, circuit ouvert et point de puissance maximale) pour les conditions STC [34,81].

3.2.4.1.1. Equations de translation aux conditions standards

Il est à présent nécessaire d'établir les équations permettant de traduire les performances d'un module photovoltaïque aux conditions STC à partir des données obtenues aux conditions EOC. Les procédures de translation aux conditions STC d'un module photovoltaïque sont basées sur ses performances intrinsèques dont principalement les coefficients de température et la résistance série. Elles utilisent des équations de conversion distinctes pour le courant et la tension et qui sont appliquées à chaque instant à toute la courbe I-V du module photovoltaïque. Il existe plusieurs méthodes de translation largement discutées dans le cadre du projet européen photovoltaïque performances [55]. La littérature propose deux méthodes standards presque similaires (ASTM et CEI) pour la translation aux conditions standards. Les valeurs du courant et de la tension sont calculées en utilisant les équations suivantes [75] :

$$I_{STC} = I_{mes} \left(\frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) + \alpha (T_{c,mod} - T_{STC}) \quad (3.10)$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta (T_{STC} - T_c) - R_s (I_{STC} - I_{mes}) + V_t \ln \left(\frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) \quad (3.11)$$

Avec :

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

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

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

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

H_{STC} : éclairement de référence (1000 W/m²),

H_{mes} : éclairement incident mesuré (W/m²),

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

$T_{c,mod}$: température mesurée (ou estimée) du module (°C),

α : coefficient de température pour le courant (A/°C),

β : coefficient de température pour la tension (V/°C),

R_s : résistance série du module (Ω),

V_t : tension thermique du module (V).

Aucune circulation de courant n'a lieu au point du circuit ouvert. Donc, le terme de la résistance série s'annule et nous pouvons écrire, alors [75] :

$$V_{oc,STC} = V_{oc,mes} - \beta (T_{STC} - T_c) + V_t \ln \left(\frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) \quad (3.12)$$

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

La puissance maximale aux conditions STC sera donc [75]:

$$P_{max,STC} = V_{max,STC} \times I_{max,STC} \quad (3.13)$$

3.3. Expérimentation

3.3.1. Evaluation des performances des modules photovoltaïques dans un milieu saharien

3.3.1.1. Présentation de l'environnement expérimental

Les tests de caractérisation outdoor des performances des modules photovoltaïques ont été effectués au niveau de la Division de Conversion Photovoltaïque de l'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS) sise à Adrar (sud-ouest algérien). Ce site décrit réellement l'environnement spécifique du climat désertique caractérisé par un niveau

élevé de l'irradiation solaire et un écart important de la température ambiante. La moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière mesurée sur plan incliné dépasse la valeur de 7 kWh/m^2 . Cette région saharienne se caractérise aussi par d'importants écarts de température au cours de l'année. En été, la moyenne quotidienne de la température ambiante dépasse 42°C (le maximum atteint presque 50°C) tandis qu'en hiver, la moyenne quotidienne est d'environ 7°C (le minimum est de près de 0°C). La moyenne annuelle de l'humidité relative mesurée en 2014 est proche de 19%. Dans une telle région, les tempêtes de sable sont plus fréquentes, en particulier, aux mois de mars et avril [10].

3.3.1.2. Présentation du banc expérimental

Afin d'entreprendre les tests de caractérisation outdoor des modules photovoltaïques, nous avons utilisé le banc expérimental de la (figure 3.8). Il est constituée essentiellement par le module photovoltaïque à tester (de type UDTs-50), d'un traceur de courbe par charge électronique de type EKO MP-160. Un pyranomètre Kipp&Zonen de type CM 11, fixé sur le même plan du module permet de mesurer l'éclairement solaire incident. Un thermocouple de type K, fixé à l'arrière du module, permet de mesurer la température cellule. Tous ces paramètres sont enregistrés par le traceur de courbe et transmis à un micro-ordinateur pour l'enregistrement dans des fichiers data. Les relevés des courbes I-V ont été effectués durant la période mars-avril de l'année 2017. Avant chaque test, la surface avant en verre du module doit être nettoyée afin d'éliminer tout résidu accumulé qui peut engendrer des résultats erronés.

On distingue deux types de données : les mesures des paramètres environnementaux, d'une part et les mesures des caractéristiques électriques des modules, d'autre part. Les données environnementales portent sur l'éclairement global reçu à la surface du module photovoltaïque et la température du module (T_{mod}). Les mesures électriques concernent, en particulier, le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit-ouvert (V_{co}), la puissance maximale (P_{max}), le facteur de forme (FF) et le rendement du module (η). Ces deux types de mesures sont effectués simultanément.

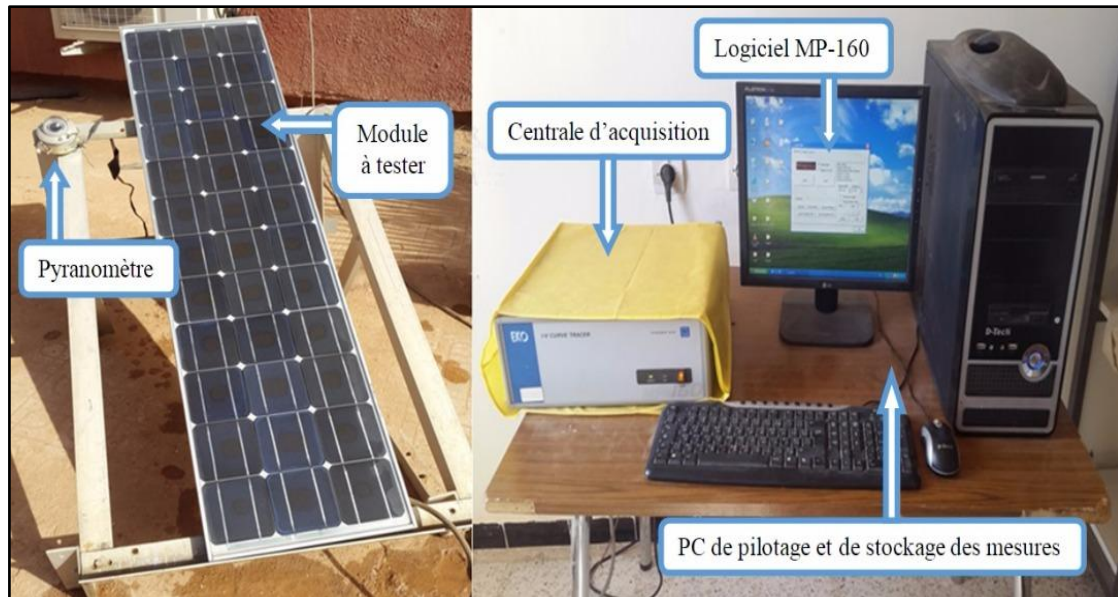


Figure 3.8. Le banc expérimental.

3.3.1.2.1. Choix du module photovoltaïque :

Dans notre travail, nous avons choisis un module photovoltaïque de type UDTs-50. Pour cela, nous avons choisi un échantillon constitué de trente sept modules. Ces derniers ont été testés individuellement selon la même orientation nord-sud. Ces modules ont été inclinés par rapport au plan horizontal à la latitude du lieu. Ils ont été exposés aux conditions hostiles du climat saharien pendant une durée qui avoisine 21 ans.

3.3.1.2.2. Description des modules photovoltaïques sous test

Les modules photovoltaïques de test sont de type UDTs-50. Le circuit cellulaire d'un module photovoltaïque possède une configuration sous forme $N_s \times N_p$ avec N_s et N_p est le nombre de cellules solaires en série et le nombre de guirlandes en parallèle respectivement. Les modules photovoltaïques UDTs-50 ont la configuration 36×1 . Dans ce cas le module photovoltaïque est composé de trois guirlandes G_1 , G_2 et G_3 composée chacune de 12 cellules solaires comme illustré dans la (figure 3.9). Une destruction possible du module photovoltaïque en cas d'occultation partielle ou totale est ainsi empêchée grâce aux diodes de protection D_1 et D_2 . Ces diodes assurent une protection du module photovoltaïque contre une éventuelle inversion de polarité des cellules occultées en mettant hors circuit les guirlandes affectées [55].

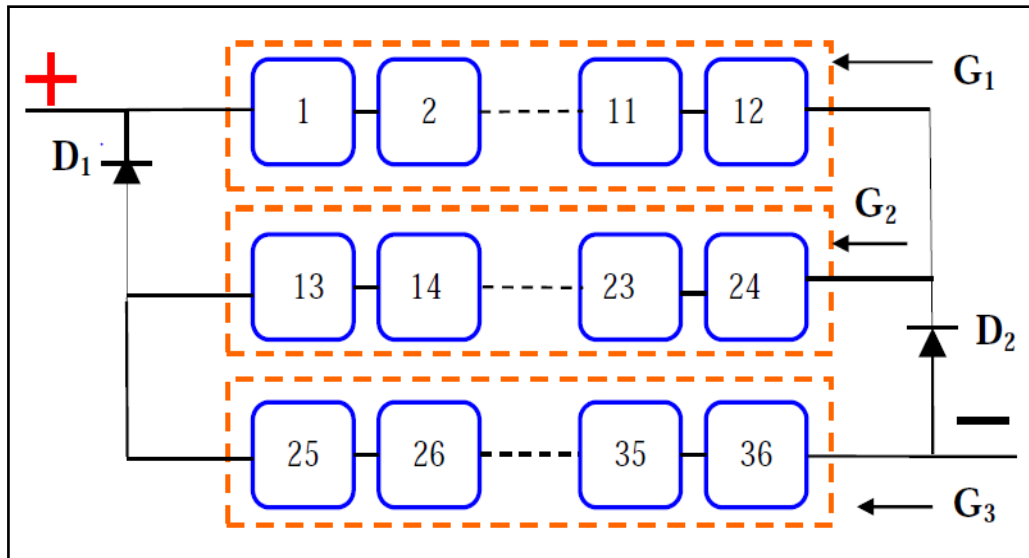


Figure 3.9. Schéma électrique du circuit cellulaire du module photovoltaïque UDTS-50.

Les spécifications techniques des modules données par le constructeur sont consignées dans le (tableau 3.1) [75,81] :

<i>Caractéristiques électriques</i>	<i>Valeurs</i>	<i>Unités</i>
I_{cc}	3,18	[A]
V_{co}	21,6	[V]
I_{pm}	2,9	[A]
V_{pm}	17,5	[V]
P_{max}	52,66	[W]
FF	72	[%]
H	11,6	[%]
R_s	0,9	[Ω]
S	10×10	[m ²]
N_s	36	-

Tableau 3.1. Spécifications techniques des modules UDTS-50 en conditions STC.

3.3.1.2.3. Le capteur radiométrique

La plateforme permet de mesurer l'éclairement global qui atteint la surface des modules. Pour cela, nous avons utilisé un pyranomètre de type CM 11 fabriqué par la société Kipp&Zonen [25]. Il est installé au même niveau que les modules comme le montre la (figure 3.8). Les caractéristiques d'un tel capteur sont données au (tableau 3.2) [83].

Paramètre Mesuré	Plage			Précision	Résolution	Temps de Réponse à 95 %	Coefficient De calibrage
	Temp (°C)	Longueur d'onde (nm)	Ray. max (Wm^{-2})				
Rayonnement Solaire	-40 à 90	350 – 2800	4000	<2 %	0,001 Wm^{-2}	5s	499 $\mu V/Wm^{-2}$

Tableau 3.2. Caractéristiques techniques du pyranomètre.

3.3.1.2.4. Le capteur de température des modules

Le capteur utilisé pour mesurer la température des modules est un thermocouple de type K placé sur la face arrière de chaque module. Les caractéristiques du thermocouple sont données par le (tableau 3.3) [1].

Paramètre mesuré	Plage	Précision	Résolution
Température	-40 °C à 750 °C	$\pm 1,5$ °C (-40 °C à 350 °C)	0,1 °C (-40 °C à 200 °C) 1°C (Temp>200 °C)

Tableau 3.3. Caractéristiques du capteur de température des modules.

3.3.1.2.5. Le système d'acquisition

La collecte et le stockage des mesures effectuées (températures, courants et tensions...) par la plateforme sont effectués par une centrale d'acquisition de type MP-160. Cet instrument est fabriqué par la société EKO (figure 3.8) dont les spécifications techniques sont données au (tableau 3.4) [84] :

<i>Spécifications</i>	<i>MP-160</i>
Gamme de mesure	300V, 30V, 3V / 10A, 3A, 0.3A, 0.03A
Puissance nominale du périphérique photovoltaïque	Max.300 W
Convertisseur A / D	16 Bit
Le nombre de données / Sweep	Max. 256 points
Vitesse de communication	38400 <i>bps</i> (ou 9600 <i>bps</i>)
Taille	370 W x 350 D x 133 H (<i>mm</i>)
Poids	9 kg
Alimentation	AC 100 à 240 V, 50 / 60Hz, max. 200VA

Tableau 3.4. Spécifications techniques de la centrale d'acquisition MP-160.

La centrale d'acquisition est pilotée par son propre logiciel MP-160, il permet de convertir les données automatiquement en STC, en injectant les paramètres de translation comme (α , β ...) qui doivent être appliqués pour tous les points de la caractéristique I-V. Les courbes I-V sont relevées par une charge électronique qui permet de balayer toute la caractéristique électrique du module [84]. Un ordinateur, sur lequel est installé le logiciel MP-160 est relié à la centrale d'acquisition pour permettre la collecte, le stockage et le traitement des données mesurées par la plateforme. L'image résultante est illustrée dans la (figure 3.10).

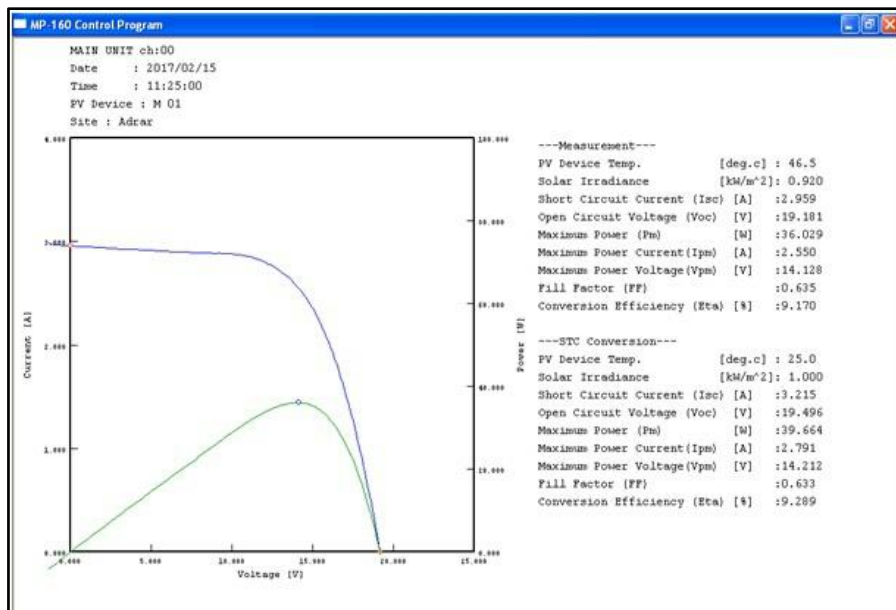


Figure 3.10. Résultat affiché par le traceur MP-160.

Notre travail effectue le tracé graphique des paires courant-tension pour chaque module testé. Deux paramètres importants permettent d'évaluer les performances d'un module photovoltaïque: le point de puissance maximale et le facteur de forme car ce dernier dépend de la valeur de puissance maximale (équation 3.7) [81], nous avons pris en charge d'analyser ces paramètres. Pour cela, un relevé expérimental des caractéristiques I-V sera présenté dans la suite.

3.3.1.3. Principe de mesure des caractéristiques électriques des modules photovoltaïques

Le relevé de la caractéristique courant-tension du module photovoltaïque est basé sur le schéma de principe de la (figure 3.11). Une connexion par quatre points au module à tester permet de mesurer la tension à ses bornes tout en évitant la chute de tension due au câblage de la boucle de courant. Pour la charge variable, nous avons utilisé une charge électronique de type capacitive [68].

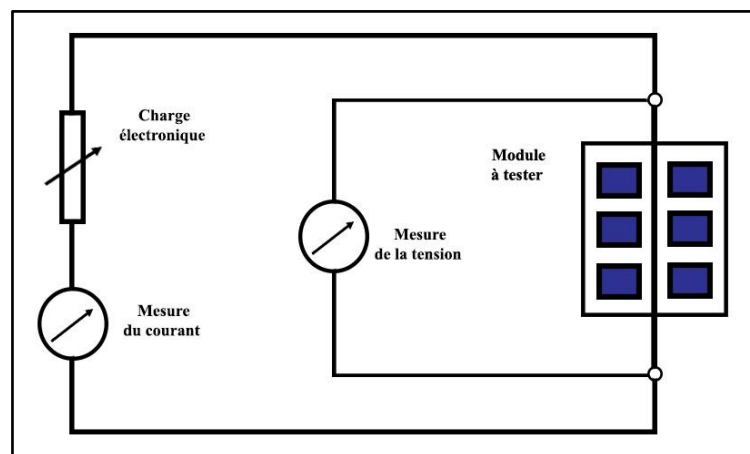


Figure 3.11. Schéma de principe du banc expérimental.

3.3.1.4. Le module de référence

Nous avons proposé le module UDTs-50 comme un module de référence pour les autres modules testés pour comparer leurs caractéristiques expérimentales avec celles du module de référence fournies par le constructeur. La caractéristique I-V traduite obtenue est illustrée dans la (figure 3.12). Dans cette étude, la caractéristique du module de référence a été supposée comme étant la caractéristique initiale des modules photovoltaïques testés.

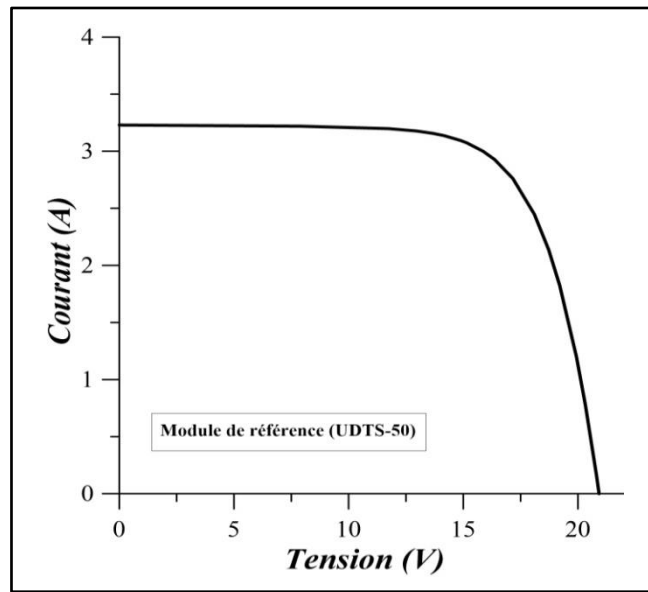


Figure 3.12. Caractéristique I-V traduite du module de référence UDTs-50.

3.3.1.5. Présentation des résultats et discussion

Les modules photovoltaïques testés présentent des performances électriques I-V pour différentes conditions environnementales de l'éclairement solaire et de la température ambiante. Les tests ont été entrepris pendant plusieurs jours caractérisés par un ciel clair ou partiellement nuageux dans certains cas. La température ambiante est relativement élevée. La (figure 3.13) montre un exemple de caractéristiques électriques expérimentales de quelques modules obtenues dans différentes conditions environnementales.

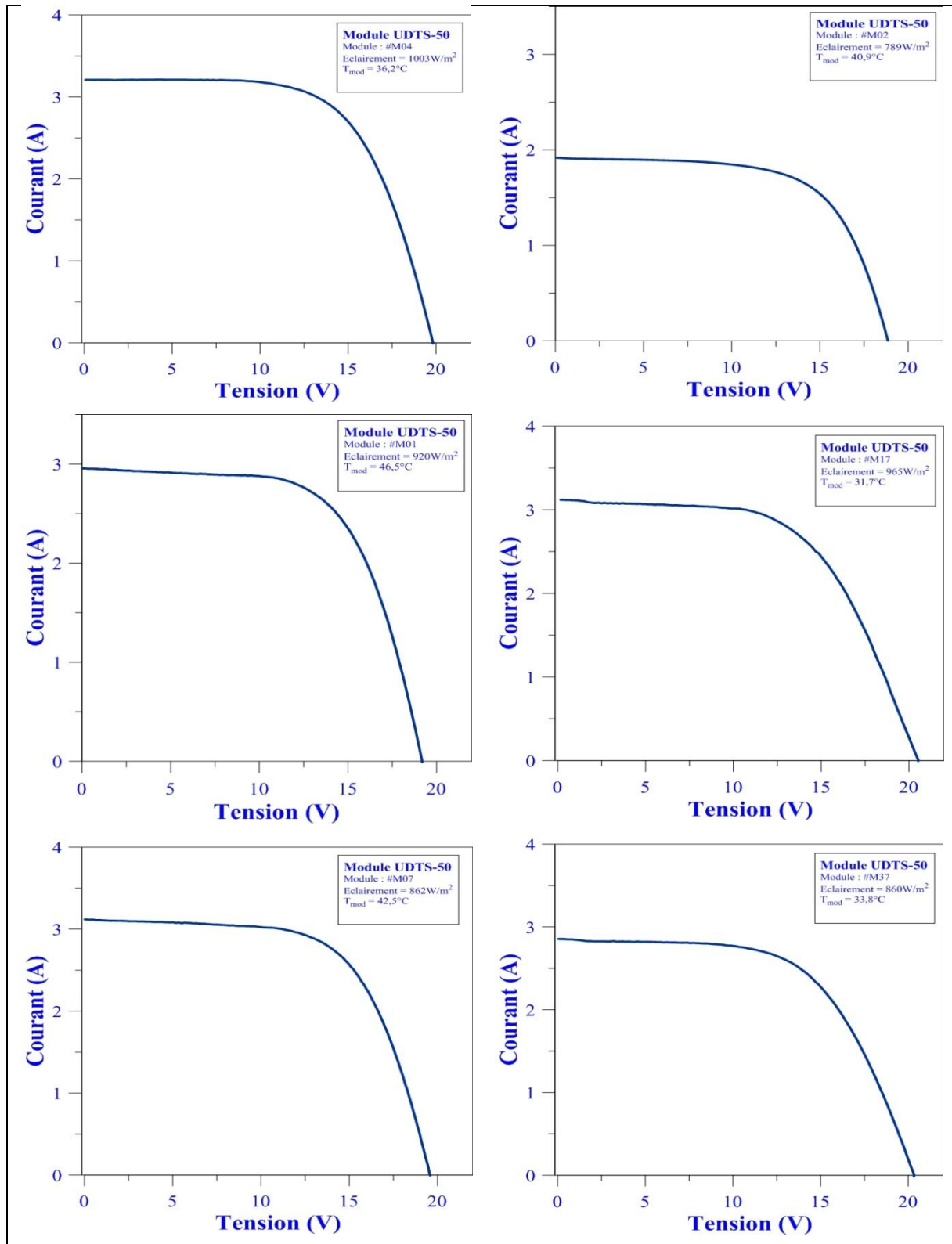


Figure 3.13. Caractéristiques électriques expérimentales de quelques modules photovoltaïques.

La forme générale des courbes I-V correspondantes aux tests expérimentaux ressemble à celle du module de référence présentée dans la (figure 3.12).

Dans le cas d'un éclairement solaire de 1003 W/m^2 et une température cellule de $36,2 \text{ }^\circ\text{C}$ la courbe est presque similaire, avec une faible réduction de la tension de circuit ouvert à cause de l'augmentation de la température du module. Tandis que, le cas d'un éclairement de 789 W/m^2 et une température cellule de $40,9 \text{ }^\circ\text{C}$, la perte de puissance est plus importante. Ceci s'explique par une réduction de la quantité de rayons collectée par le module et l'augmentation de sa température.

Dans les deux autres cas où les éclairagements solaires sont approximativement identiques, les températures sont différentes, nous pouvons confirmer l'influence de la température sur les performances des modules photovoltaïques par une chute de la tension de circuit-ouvert et une faible variation du courant de court circuit et une diminution de la puissance.

Par ailleurs, nous pouvons facilement constater la forte dépendance du courant et de la puissance du module photovoltaïque en fonction de l'éclairement. Le point de puissance maximale prend différentes coordonnées pour différentes valeurs de l'éclairement. Par contre, pour des températures variables, le courant correspondant à la puissance maximale reste pratiquement constant.

Il est à noter, également, que lors des tests de caractérisation de deux modules photovoltaïques de notre échantillon, nous n'avons pu relever aucune caractéristique I-V. Cela a posé plusieurs questions sur les raisons responsables de ces résultats. Il s'agit, peut être, d'un défaut de fabrication ou d'un phénomène de dégradation.

3.3.1.5.1. Standardisation des performances des modules testés

Dans cette étude, les caractéristiques électriques expérimentales des modules photovoltaïques testés ont été translatées automatiquement aux conditions de test standards (STC) par le logiciel MP-160. Cette procédure facilite la comparaison entre les performances des modules parce qu'elles se réfèrent aux mêmes conditions de références de l'éclairement (1000W/m^2) et de la température cellule (25°C). La translation des courbes aux STC a permis d'aboutir à de nouvelles courbes telles celles représentées par les courbes de la (figure 3.14).

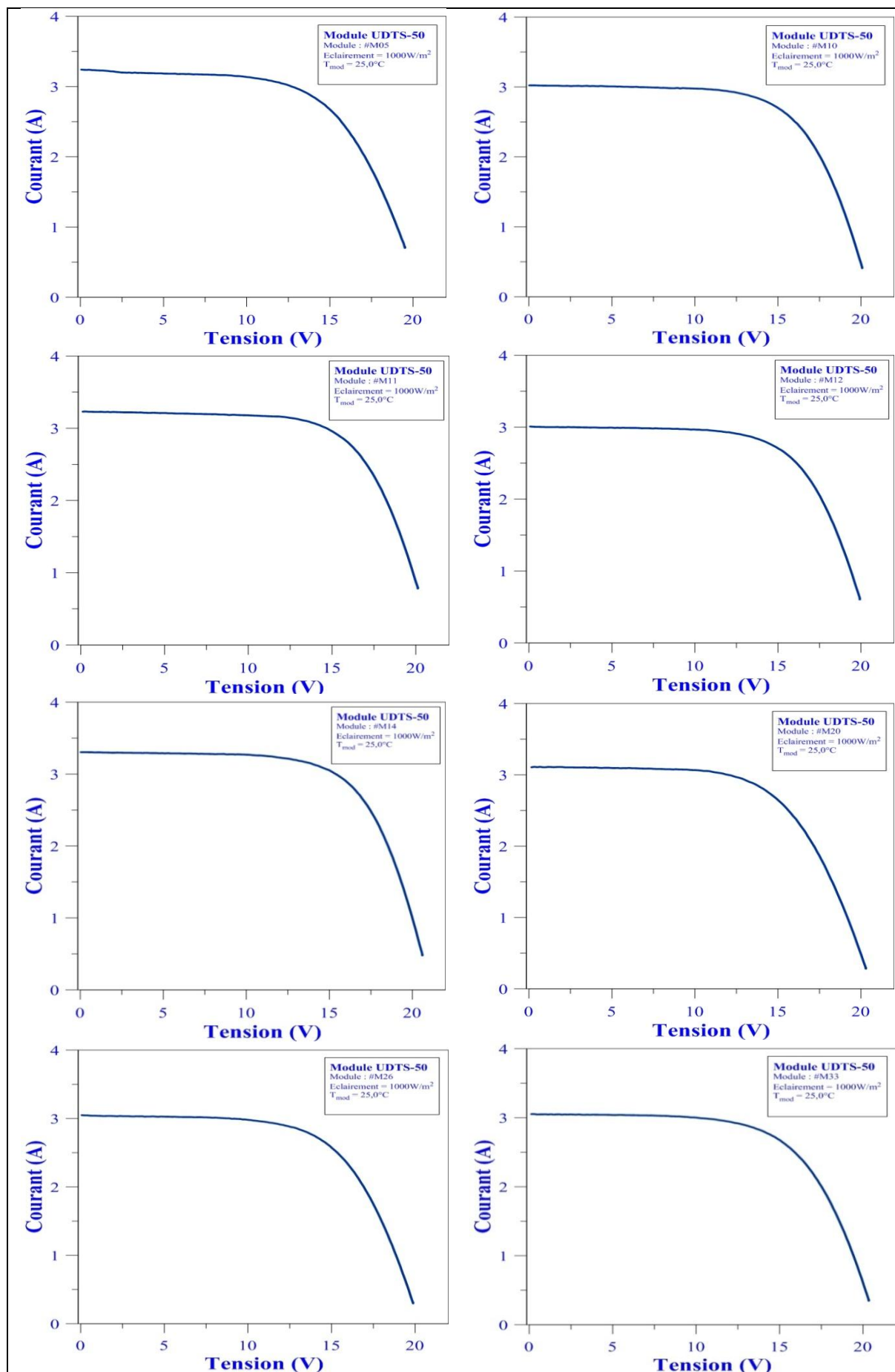


Figure 3.14. Caractéristiques électriques traduites de quelques modules photovoltaïques.

Dans la (figure 3.14), nous avons représenté certaines caractéristiques I-V translatées aux STC à titre de comparaison. Nous, pouvons, alors, noter que ces caractéristiques sont relativement similaires à celles du module de référence. Les écarts constatés affectent les performances des modules, telles que la puissance maximale, la tension en circuit ouvert et le courant de court circuit.

3.3.1.5.2. Interprétations

A partir la présentation expérimentale et translatée des caractéristiques I-V des modules testés (figures 3.13 et 3.14), nous pouvons gésier dans les interprétations suivants :

Les performances énergétiques des modules photovoltaïques dépendent 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 [85,86].

La température ambiante joue un rôle important sur les performances d'un module photovoltaïque par rapport à l'éclairement solaire. Le module fonctionne bien en milieu froid qu'en milieu chaud [30].

D'une manière générale, la valeur limite de la température qui peut être atteint par le module photovoltaïque est liée à la nature de la technologie d'encapsulation, le mode d'installation du module photovoltaïque ainsi que les conditions de l'environnement externe. En milieu naturel type saharien du site d'Adrar, la température de fonctionnement des modules peut atteindre 70°C [55, 6].

L'analyse des courbes a montré que les fortes températures ambiantes conduisent à une élévation de la température des modules solaires ce qui fait chuter le rendement du module photovoltaïque. Ceci montre que le silicium monocristallin est sensible aux fortes températures et ce qui nécessite certaines précautions lors de son utilisation dans un milieu caractérisé par ces paramètres tel que le milieu désertique.

3.3.1.5.3. Evaluation des paramètres des modules

Afin d'évaluer les performances des modules, il est nécessaire d'avoir des informations sur leurs caractéristiques initiales fournies par le constructeur. Dans ce travail, nous avons choisi le même type des modules testés sur le même site (Adrar). Alors, nous avons proposé d'utiliser ce type comme un module de référence au motif qu'il n'a pas subi de dégradation. Les caractéristiques I-V translatées aux STC et les principaux paramètres de ce module sont présentés dans la (figure 3.12) et le (tableau 3.1) respectivement.

L'analyse des caractéristiques I-V, translatées aux conditions de tests standards (STC), a permis de faire une estimation des puissances maximales, des facteurs de forme ainsi que des rendements des modules testés (tableau 3.5):

<i>Module</i>	<i>P_{max, STC} (W)</i>	<i>FF_{STC} (%)</i>	<i>η (%)</i>
#M01	39,66	63,30	9,28
#M05	40,24	59,90	9,42
#M08	35,94	57,80	8,41
#M12	40,78	65,20	9,55
#M17	38,70	57,60	9,06
#M20	39,79	61,60	9,32
#M22	40,86	63,30	9,57
#M23	39,44	58,90	9,23
#M27	38,11	62,50	8,92
#M32	38,95	63,80	9,12

Tableau 3.5. Principaux paramètres de quelques modules.

La caractérisation I-V a alors permis l'estimation des paramètres principaux qui fournissent la meilleure précision possible. Dans le (tableau 3.5), nous avons représenté certaines valeurs de ces paramètres. Ces valeurs ont été utilisées dans l'extrapolation aux conditions d'essai standard des caractéristiques ajustées afin de déterminer les performances normalisées des modules et éventuellement d'analyser les mécanismes de dégradation.

L'analyse des valeurs présentées au (tableau 3.5) montre une nette réduction des performances des modules photovoltaïque par rapport à celles du module de référence. Pour tous les modules testés, il est constaté un changement notable du point de puissance maximum (< 46 W), du facteur de forme (< 66 %), et du rendement (< 10,5 %). Par conséquent, nous en déduisons que ces modules ont subi un phénomène de dégradation.

3.3.1.5.4. Représentation adimensionnelle

Afin de faire une comparaison entre les performances des modules, il est plus convenable de faire une représentation adimensionnelle des courbes I-V, puisque les modules testés sont du même type. En particulier, les facteurs de forme. Les valeurs du courant et de la tension sont ramenées à des valeurs adimensionnelles en utilisant les transformations suivantes [75]:

$$v = \frac{V}{V_{co}} \quad (3.14)$$

$$i = \frac{I}{I_{cc}} \quad (3.15)$$

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

La (figure 3.15) illustre les caractéristiques réduites de quelques modules testés ainsi que du module de référence.

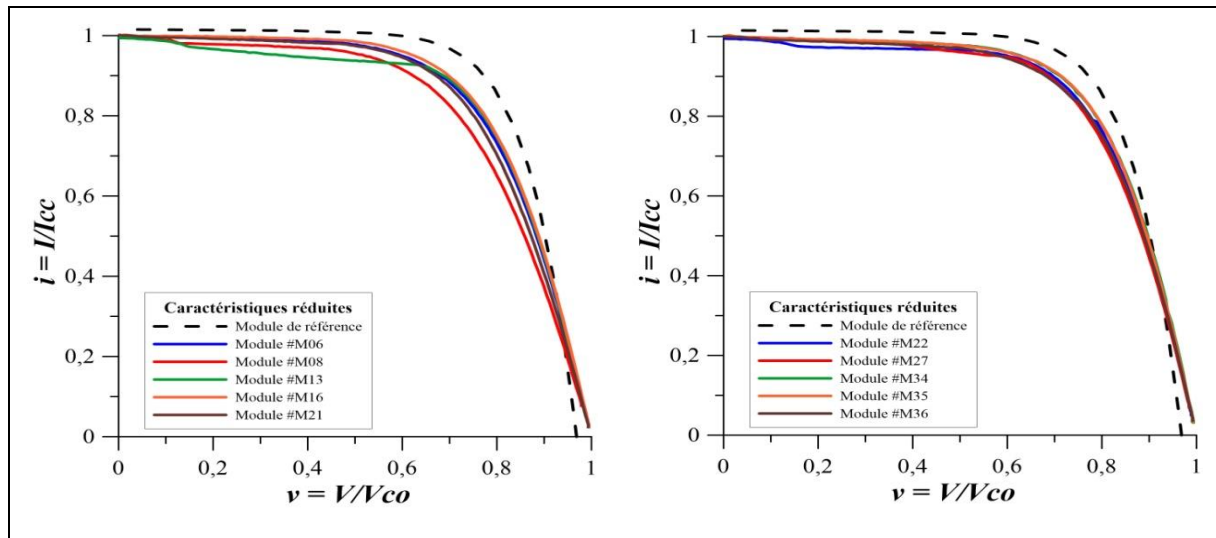


Figure 3.15. Caractéristiques réduites du module de référence et de quelques modules photovoltaïques.

En principe, pour un même module, la fonction sans dimension $i = f(v)$ définie pour différentes valeurs de conditions environnementales conduit à des caractéristiques réduites qui sont proches les unes des autres [10].

L'observation des courbes présentées dans la (figure 3.15) montre que les caractéristiques réduites du module de référence et des différents modules sont relativement près l'une de l'autre. Ceci peut être considéré comme logique car les modules sont du même type.

L'examen des courbes de la (figure 3.15) permet de noter des écarts considérables par rapport au module de référence, en particulier dans la région du point de puissance maximale. Il résulte de ce constat que les modules ont subi une dégradation qui se manifeste par une diminution de leurs performances au cours des années.

Conclusion de ce qui précède, les résultats obtenus montrent que les modules UDTs-50 testés subissent du phénomène de la dégradation.

3.3.1.5.5. Problèmes de mesures

La conversion photovoltaïque constitue une solution optimale pour l'électrification des zones rurales notamment désertiques vu l'abondance de l'énergie solaire dans ces régions. Cependant, le désert est caractérisé par un climat dont les paramètres influencent considérablement le fonctionnement de l'installation photovoltaïque telle que la température ambiante et le vent de sable [87].

En pratique, les relevés des courbes I-V des modules se font pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement [68], ainsi que les conditions climatiques sont

liées à la région dans laquelle sont installées les plateformes de caractérisation de modules photovoltaïques [89]. Donc, une détermination précise des performances photovoltaïques nécessite la connaissance des problèmes potentiels de mesure et les manières avec lesquelles ils sont influencés par le dispositif à tester [68].

Malgré la caractérisation en extérieur (outdoor) apporte des avantages par rapport à la caractérisation en intérieur (indoor), la caractérisation extérieure présente cependant aussi quelques inconvénients, le principal est que les conditions météorologiques varient continuellement (AM, intensité lumineuse, incidence, température extérieure, vitesse du vent); l'incertitude sur les capteurs disponibles pour la caractérisation en extérieur est en générale plus élevée; ainsi que tous les paramètres influant la réponse du module varient ensemble et il est donc difficile de décorréliser l'effet de chacun. Alors, il est difficile de trouver des "STC extérieur". Il faut cependant une bonne instrumentation ainsi qu'une bonne organisation pour récupérer et exploiter toutes les données météorologiques qui influent sur les performances des modules photovoltaïques [89].

Nous accorderons une attention toute particulière à ce choix important car la mesure d'intensité lumineuse représente la plus grande incertitude lors de la mesure du rendement d'un module photovoltaïque. L'éclairement est, dans le cas des études menées sur le photovoltaïque, une donnée essentielle car il permet d'accéder à des paramètres comme l'indice de clarté, lors de la mesure de l'éclairement horizontal et surtout le rendement des panneaux grâce à la connaissance de l'éclairement dans le plan des modules. Il est donc primordial de bien connaître le matériel utilisé pour la mesure d'éclairement aussi bien pour le choix de celui-ci que pour pouvoir comprendre d'éventuelles erreurs de calcul d'interprétation de mesures photovoltaïques [89].

Il existe plusieurs manières d'obtenir l'éclairement dans le plan du module photovoltaïque dans le but de déterminer son rendement. La norme IEC 60904-1, qui décrit les procédures pour mesurer les caractéristiques courant-tension d'un matériel photovoltaïque sous conditions naturelles ou simulées d'éclairement, autorise l'utilisation de pyranomètres et de cellule de référence calibrée, dans certaines conditions, le principal problème de cette dernière solution est qu'il faut fournir un entretien régulier de ces références nécessaires données par le fabricant pour déterminer le rendement le plus précisément possible. C'est pourquoi, nous avons menée une petite comparaison entre une cellule de référence, et un pyranomètre [89]:

Le pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire

global, en W/m^2 . Il est sensible dans un domaine spectral de $300 \mu m$ à $3\,000 \mu m$. et donne une lecture indépendante et précise du rayonnement solaire total disponible [89,90].

Par contre, les cellules de référence utilisent une cellule solaire en silicium cristallin, qui présente une résistance de basse impédance, exploitée à la limite du court-circuit, c'est à dire dans la partie de la caractéristique où le courant est exactement proportionnel à l'ensoleillement. Le coefficient thermique positif du courant induit une faible erreur de mesure. C'est pourquoi certaines photodiodes de référence ont une température de compensation active qui réduit cette erreur d'un facteur de 20. Toutes les cellules de référence exposées au soleil ont été calibrées soit par pyromètre, soit sous simulateur solaire. Ainsi qu'elles ont des propriétés similaires aux panneaux photovoltaïques, mais même lorsqu'elles sont correctement étalonnées, auront les mêmes défauts de température, de spectre et de dégradation. Par conséquent, elles ne sont pas en mesure de donner une mesure précise du rayonnement solaire disponible dans toutes les conditions [89,90].

En comparaison entre les deux instruments : le pyranomètre est indépendant du type cellulaire photovoltaïque tandis que, les cellules de référence ont des propriétés similaires aux panneaux photovoltaïques, elles sont spécifiées dans STC mais même lorsqu'elles sont correctement étalonnées, auront les mêmes défauts de température, de spectre et de dégradation, elles souffrent davantage de la pollution que les pyranomètres. Par conséquent, elles ne sont pas en mesure de donner une mesure précise du rayonnement solaire disponible dans toutes les conditions [90].

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré que les performances d'un module photovoltaïque au silicium monocristallin sont étroitement liées à l'éclairement et aussi à la température de fonctionnement des cellules solaires. Cette variation est généralement linéaire pour un éclairement inférieur à $1000 W/m^2$. En milieu naturel (site saharien) la température limite de la cellule solaire est d'environ $70\,^{\circ}C$ qui pratiquement est trois fois de celle mesurée en milieu contrôlé. Cette spécificité climatique devra être prise en considération dans l'étude de la fiabilité et l'efficacité énergétique du module photovoltaïque dans les régions du sud de l'Algérie.

La méthodologie que nous avons adoptée consiste à adapter les caractéristiques expérimentales I-V, en les traduisant en conditions de test standard, et en déterminant les performances des modules. Enfin, au cours du temps de fonctionnement, le dispositif photovoltaïque se dégrade progressivement au cours des années par différents modes de dégradation. Les plus fréquents sont présentés dans le chapitre suivant

Chapitre IV

Evaluation de la dégradation de modules UDTs-50

4.1. Introduction :

L'exposition extérieure des modules photovoltaïques est accompagnée d'une combinaison complexe de facteurs (vent, humidité, température, rayons UV,...) qui provoquent la dégradation de leurs performances au cours du temps [91].

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 photovoltaïques. Ces dernières années, les recherches sur les modules photovoltaïques se sont axées principalement sur l'élaboration et le développement de nouvelles technologies compétitives sans avoir suffisamment de retour d'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles [1]. Les études approfondies, sur les modules photovoltaïques en exposition dans des conditions extérieures, sont nécessaires pour mieux comprendre les mécanismes de dégradation, déterminer les taux de dégradation et évaluer l'impact sur le rendement. En outre, la stabilité de la puissance maximale des modules photovoltaïques avant et après exposition extérieure à long terme est un paramètre crucial pour la fiabilité et la longévité [55].

Dans ce chapitre, nous présenterons un travail expérimental pour fournir une évaluation de la dégradation des performances des modules photovoltaïques, les processus chimiques et/ou physiques ayant conduit à cette dégradation ainsi qu'une présentation des principaux types de dégradations des modules photovoltaïques recensés sont présentés.

4.2. Durée de vie d'un module

La durée de vie signifie que le module restera fonctionnel avec une efficacité similaire à son rendement initial et sans détérioration notable qui peut compromettre la sécurité ou l'apparence visuelle. Deux facteurs caractérisent la durée de vie: la fiabilité qui se rapporte à un défaut précoce du produit et la durabilité qui s'occupe d'une dégradation lente qui diminue, éventuellement, la production du module à des niveaux inacceptables [34].

De nos jours, les valeurs les plus élevées de l'efficacité énergétique obtenues pour les modules à base de silicium monocristallin est 22,9 % en janvier 2014 [92]. Selon la qualité du silicium dont sont construits les modules, les fabricants donnent une garantie pour la durée de vie. Elle est estimée à 25 environ pour un module photovoltaïque à base de silicium monocristallin avec un taux de dégradation annuelle estimé à 0,8 %/an [42].

4.3. Dégradation d'un module photovoltaïque

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 [93]. Le module photovoltaïque

dégradé peut conserver sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de la lumière solaire même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer sérieux lorsque cette dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs considèrent que le module photovoltaïque est complètement dégradé lorsque sa puissance maximale aurait perdu plus de 20 % de sa valeur initiale [94].

Le National Renewable Energy Laboratory (NREL, Etats Unis) a fourni une liste dans laquelle sont classés les défauts majeurs responsables de la dégradation modules photovoltaïques en silicium cristallin (tableau 4.1) [95,96].

Dégradations	
Module photovoltaïque en Silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau 4.1. Principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques au Silicium cristallin.

4.3.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la (figure 4.1). Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil 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 [1].

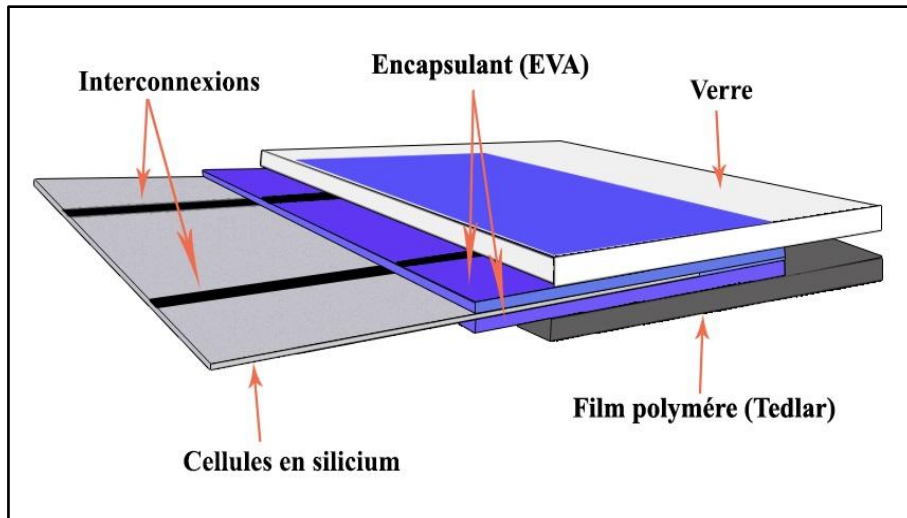


Figure 4.1. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.

4.3.2. Facteur de dégradation

Pour quantifier la dégradation de performances d'un module photovoltaïque, on utilise, souvent, la notion du facteur de dégradation (FD). Il définit le taux de changement du paramètre considéré (P_{max} , FF et η) par rapport à sa valeur initiale respective. Ce facteur de dégradation est calculé selon l'équation (4.1) [1].

$$FD(\%) = \left(1 - \frac{X_t}{X_{t0}}\right) \times 100 \quad (4.1)$$

Où

X_{t0} : valeur initiale du paramètre considéré (P_{max} , FF et η).

X_t : valeur actuelle du même paramètre (après dégradation).

Un autre paramètre important rencontré dans la littérature est le taux annuel de dégradation. Il est donné par l'expression suivante [1]:

$$TAD(\%/année) = \frac{FD}{\Delta t} \quad (4.2)$$

Avec Δt exprimant la durée d'exposition du module photovoltaïque (en année).

4.4. Expérimentation

4.4.1. Evaluation de la dégradation des modules photovoltaïques en milieu saharien

Comme nous l'avons souligné au chapitre III, les modules photovoltaïques, exposés en milieu naturel, peuvent subir une dégradation au cours du temps. Une telle dégradation se manifeste par un changement des valeurs de ses performances et paramètres [97,98]. Dans la littérature, de nombreuses études montrent que les performances de différentes technologies photovoltaïques dépendent des conditions climatiques spécifiques à chaque site d'exposition [30]. Pour ce qui est des modules photovoltaïques UDTs-50, sujets de cette étude, nous avons

constaté quelques symptômes de présence de défauts dans certaines parties extérieures ou visible à l'œil nu et cela après une durée d'exposition de 21 ans environ dans un environnement désertique.

4.4.1.1. Détection des défauts

Dans toute étude de dégradation des performances des modules photovoltaïques, il est nécessaire d'effectuer une opération de diagnostic qui consiste en la détection d'éventuels défauts ou défaillance dans ces modules et pouvant affecter leur fonctionnement. Malgré l'existence de quelques techniques de détection de défauts dans un module, celles-ci restent assez difficile lorsqu'il est déjà en fonctionnement. Cependant, il faut noter que ces techniques sont généralement utilisées dans la phase de développement des modules ou pour les tests de qualification ou pour le diagnostic approfondi des modules défectueux déjà déployés. La technique par imagerie infrarouge permet de localiser précisément des défauts sur la cellule ou le module mais elle ne permet pas de déterminer précisément le type de dégradation, la thermographie est limitée au court-circuit et au circuit-ouvert. En plus, elle nécessite une injection de courant qui la rend contraignante pour sa mise en œuvre. Malgré l'existence de ces techniques de détection des dégradations des modules photovoltaïques, la nécessité de développer des modèles qui permettent de mieux cerner la question reste encore une problématique de recherche pertinente et actuelle. En effet, les modèles de dégradation des modules aideraient à comprendre l'évolution des différents types de dégradation dans le temps et ceci faciliterait l'évaluation de la durée de vie des modules dans différents environnements [1].

Dans ce chapitre nous allons présenter les types de défauts majeurs en utilisant la méthode de détection par inspection visuelle. Comme elle est la première technique de détection qui peut permettre de détecter à l'œil nu certaines défauts tels que la décoloration de l'encapsulant, la délamination, les bulles, les casses et les fissures des cellules et la corrosion. Cette méthode est la première étape pour décider si un module photovoltaïque doit être soumis à d'autres types de tests [1].

Notre investigation expérimentale a été poursuivie en étudiant la dégradation des performances d'un échantillon constitué de trente sept modules photovoltaïques de type UDTs-50 ainsi que la détection des différents types de défauts de vingt quatre autres modules. Ainsi, le nombre total de modules concernés par l'inspection visuelle est égal à soixante et un modules et cela après avoir exposé dans le site d'Adrar pendant 21 ans environ.

Les types de défauts fréquemment identifiés dans les modules photovoltaïques concernés sont présentés comme suit:

4.4.1.1.1. La délamination

La délamination est la perte d'adhérence entre les différents composants du module photovoltaïque : entre le polymère d'encapsulation et les cellules ou entre les cellules et la vitre avant [99]. Parmi les raisons qui provoquent la délamination sont: l'accumulation de sels et la pénétration d'humidité dans le module photovoltaïque [100]. Lorsqu'un module photovoltaïque est affecté par le problème de la délamination, on assiste à deux effets: l'augmentation de la réflexion de la lumière et la pénétration de l'eau dans la structure du module. De plus, la délamination est plus grave si elle se produit dans les frontières du module photovoltaïque, car, en plus de la diminution de la puissance, elle provoque des risques de chocs électriques par la pénétration de l'humidité dans le module [101]. En outre, la pénétration de l'humidité dans le module provoque différentes dégradations chimiques et physiques telles que la corrosion. La (figure 4.2) représente un module UDTs-50 affecté par la délamination [30].



Figure 4.2. Exemple de la délamination dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.2. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [1] qui est produite par divers facteurs comme, la réaction chimique entre l'humidité et le sodium (contenu dans le verre) et entre l'humidité et l'oxygène [102,103]. 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 photovoltaïque provoquant une augmentation des courants de fuite et par conséquent la perte de. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. Il a été démontré que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition sous 85 °C de température et de 85 % d'humidité relative [104] et qu'elle était le mode de dégradation le plus fréquent [94].

La (figure 4.3) montre un module UDTs-50 atteint par la corrosion au niveau de la boîte de jonction.



Figure 4.3. Exemple de la corrosion dans la boîte de jonction d'un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.3. 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 par conséquent, la puissance générée par le module est diminuée. 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 [105]. 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. En outre, la décoloration dégrade le courant de court-circuit du module photovoltaïque; cette dégradation peut varier de 6 % à 8 % pour une décoloration partielle et de 10 % à 13 % pour la décoloration totale [86]. Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules photovoltaïque en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [1]. La (figure 4.4) montre un module UDTs-50 atteint de la décoloration.



Figure 4.4. Exemple de la décoloration de l'EVA dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un défaut important causant la dégradation des modules photovoltaïque. 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 [104]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie.

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 d'autres types de défauts tels que la corrosion, la décoloration, la délamination. Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu certains types de fissures (microscopiques) sur un module déjà opérationnel [1]. La (figure 4.5) montre les fissures et les bris du verre de face avant du module UDTs-50.



Figure 4.5. Exemple des fissures et du bris de verre dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.5. Les lignes du revêtement anti-réfléchissant

La faible épaisseur des cellules solaires au silicium les rend plus vulnérables aux fissures. Certaines fissures sont très petites et ne sont donc pas visibles à l'œil nu (microfissures) [10], elles peuvent être difficiles à détecter sans l'aide d'outils de diagnostic tels que la thermographie infrarouge ou l'imagerie électroluminescente. Les microfissures, peuvent se produire pendant le processus de fabrication, module d'emballage et le transport, l'installation du module et le fonctionnement sur le terrain en raison de la mécanique et contraintes thermiques [92].

Une fissure pourrait probablement conduire à une réaction chimique ou à une migration qui peut affecter le revêtement anti réfléchissant et les couches supérieures et entraîner une ligne visible. Il existe toujours un risque potentiel que la microfissure puisse se transformer en fissures plus longues et plus larges conduisant à une fraction cellulaire avec une performance perdue [92]. La (figure 4.6) montre deux cellules dans un module UDTs-50 avec des lignes du revêtement anti-réfléchissant.

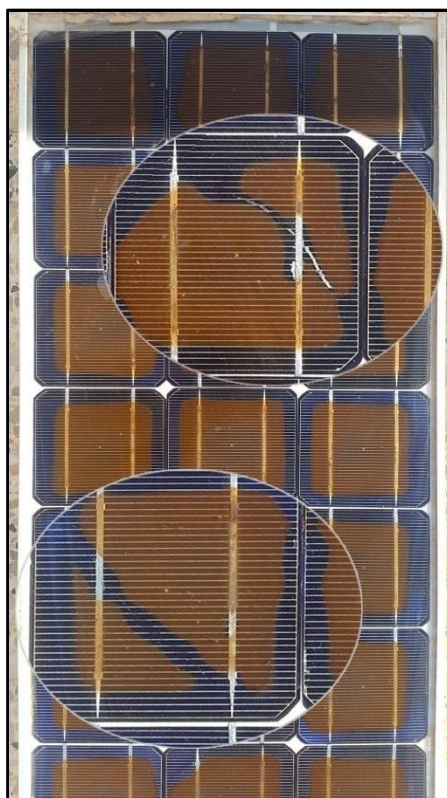


Figure 4.6. Exemple des lignes du revêtement anti-réfléchissant dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.6. Snail trail (pistes d'escargots)

Le phénomène de ligne de décoloration est relativement nouveau et s'appelle « Snail Trail » ou « pistes d'escargots ». Ce phénomène 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 Ag_2CO_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'intérieur des cellules [106,107]. Cependant, il a été constaté dans [108] 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.

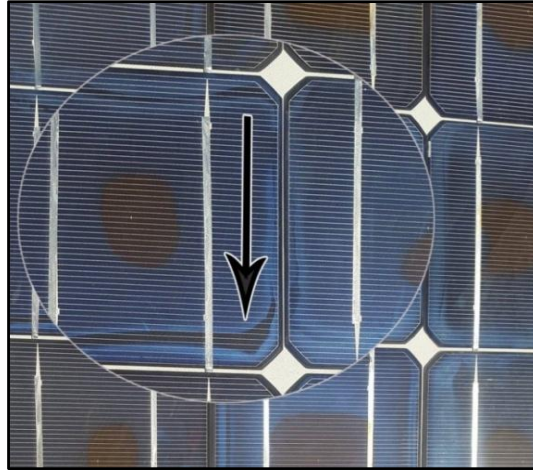


Figure 4.7. Exemple des pistes d'escargots « snail trail » dans un module photovoltaïque du type UDTS-50.

4.4.1.1.7. 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 défaut 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. La (figure 4.8) montre une cellule du module UDTS-50 contenant des bulles. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée. 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 [101].

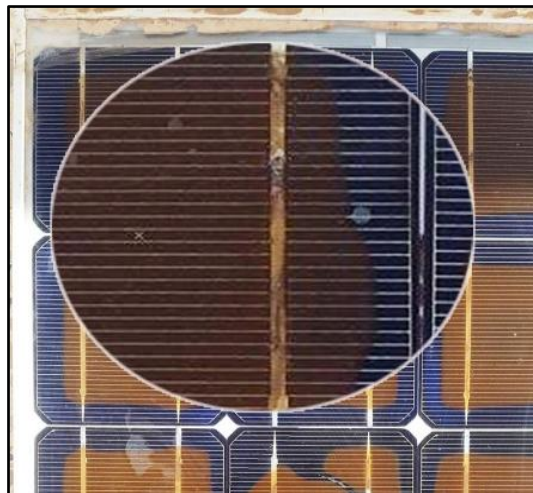


Figure 4.8. Exemple des bulles dans un module photovoltaïque du type UDTS-50.

4.4.1.1.8. Défauts dans le revêtement anti-réfléchissant

Dans les conditions de fonctionnement, le rayonnement pourrait induire une modification de la couleur de revêtement antireflet et de leurs propriétés ainsi. Ensuite, la lumière qui atteint la cellule peut être inférieure à ce qui est attendu. Un suivi des modules affectés a montré que ce défaut est lié à une oxydation de ce revêtement. Une telle oxydation peut affecter fortement l'adhérence entre les cellules et le verre [10]. La (figure 4.9) montre ces défauts.



Figure 4.9. Exemple de défauts du revêtement anti-réfléchissant dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.9. Marques de brûlure

Les marques de brûlure sont l'une des erreurs les plus fréquentes parfois observées dans les modules au silicium. Ils sont associés à des parties du module qui deviennent très chaudes en raison d'une variété de défaillances cellulaires (ombrage partiel, rupture de la soudure, défaillance de l'interconnexion entre les cellules, incompatibilité des cellules ou autres points chauds). Les pannes de soudure peuvent être causées par la fatigue thermique. À mesure que la température augmente, la résistance peut également augmenter jusqu'à ce que la température soit suffisamment chaude pour décolorer l'encapsulant. La plupart des modules inspectés n'ont pas montré de marques de brûlures visibles. Néanmoins, les défauts de points chauds ne peuvent pas être détectés par la vue mais en effectuant une analyse thermique [10,109]. La (figure 4.10) un exemple de marques de brûlage dans la barre omnibus d'interconnexion cellulaire dans un module UDTs-50.



Figure 4.10. Exemple des marques de brûlure dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.10. Les points chauds ou Hot-spots

L'ombrage d'une des cellules mises en série provoque 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 ». 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. 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. La (figure 4.11) montre un module UDTs-50 atteint ce phénomène [1].

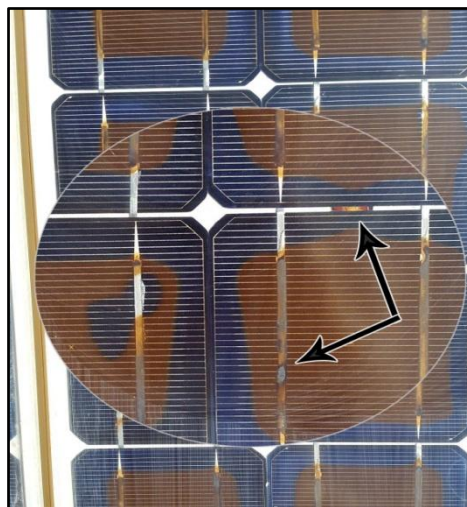


Figure 4.11. Exemple de points chauds dans un module photovoltaïque du type UDTs-50.

4.4.1.1.1. Autres défauts

L'inspection visuelle, réalisée dans des modules photovoltaïques, a révélé d'autres défauts dans certains modules et qui peuvent entraîner un risque de perte de puissance ou de défaillance ou des points chauds (voir figure 4.12).

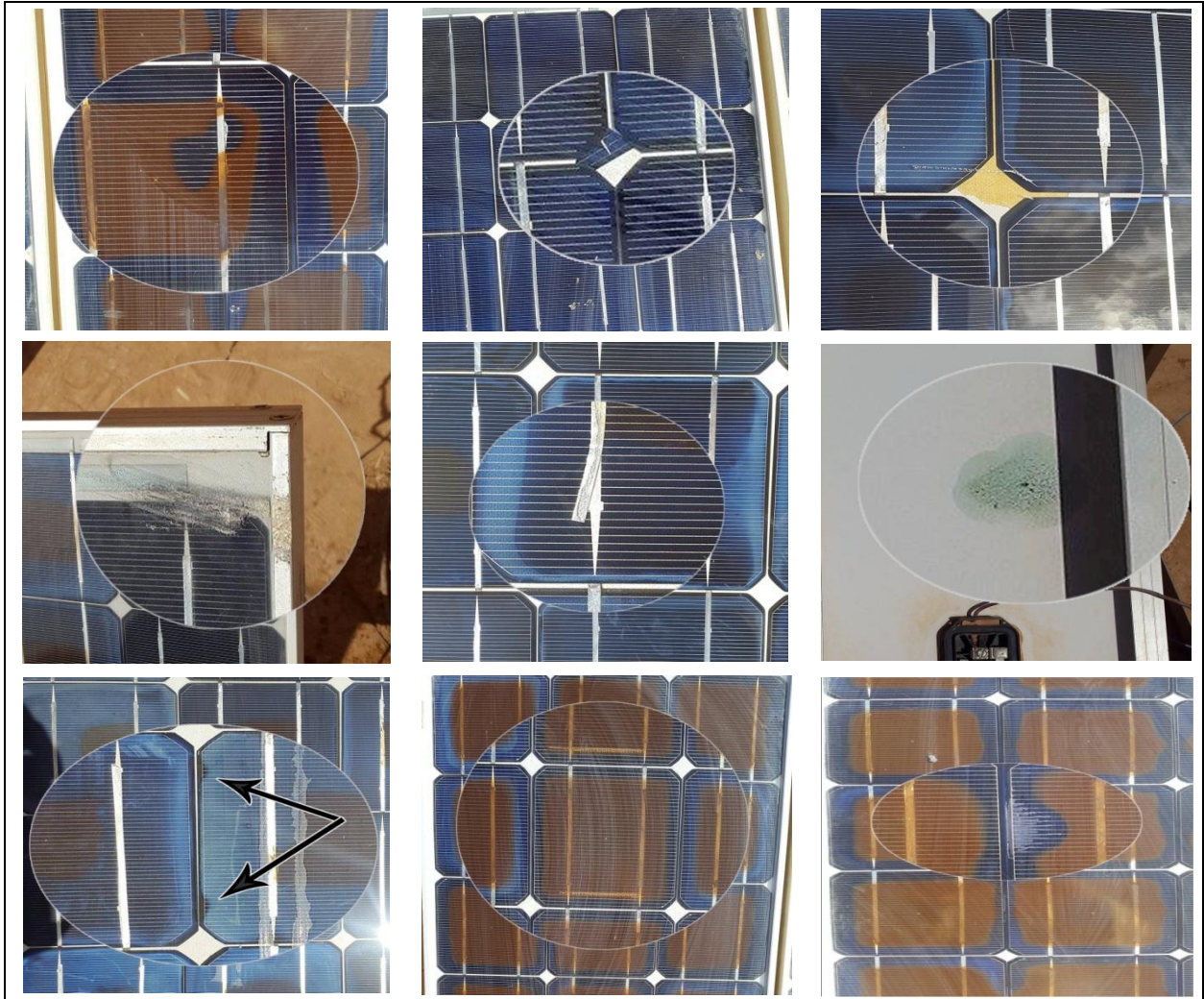


Figure 4.12. Autre défauts détectés dans les modules UDTs-50.

En général, nous n'avons pas observé de signes visibles de défauts ou de dégâts dans des boîtes de jonction de modules. Néanmoins, nous devons nous soucier de deux problèmes majeurs avec les connexions électriques [10] :

- ✓ En raison des différences thermiques, les connecteurs de câblage du module peuvent s'arrêter (les connexions doivent être régulièrement inspectées et serrées si nécessaire);
- ✓ La pénétration de la poussière dans les boîtes de raccordement électrique peut affaiblir les contacts électriques (le nettoyage périodique et l'inspection sont nécessaires).

4.4.1.2. L'influence de la dégradation sur les caractéristiques I-V des modules UDTs-50

La (figure 4.13) représente l'influence de quelques types de dégradation sur la caractéristique I-V de deux modules photovoltaïques de type UDTs-50. L'examen visuel des deux modules a révélé que l'un possède des lignes de décoloration ou « Snail trail » avec décoloration de l'EVA dans toutes les cellules du module, et le deuxième module possède une rupture sur leur vitre avant avec une fissure d'une cellule et décoloration de l'EVA dans toutes les autres cellules du module comme représenté sur la (figure 4.5). La caractéristique I-V des deux modules photovoltaïques présente une sorte de déformation graphique, comme présenté dans la (figure 4.13) ; (a) Snail trail avec décoloration, (b) Rupture de la vitre avec fissure et décoloration des cellules photovoltaïques.

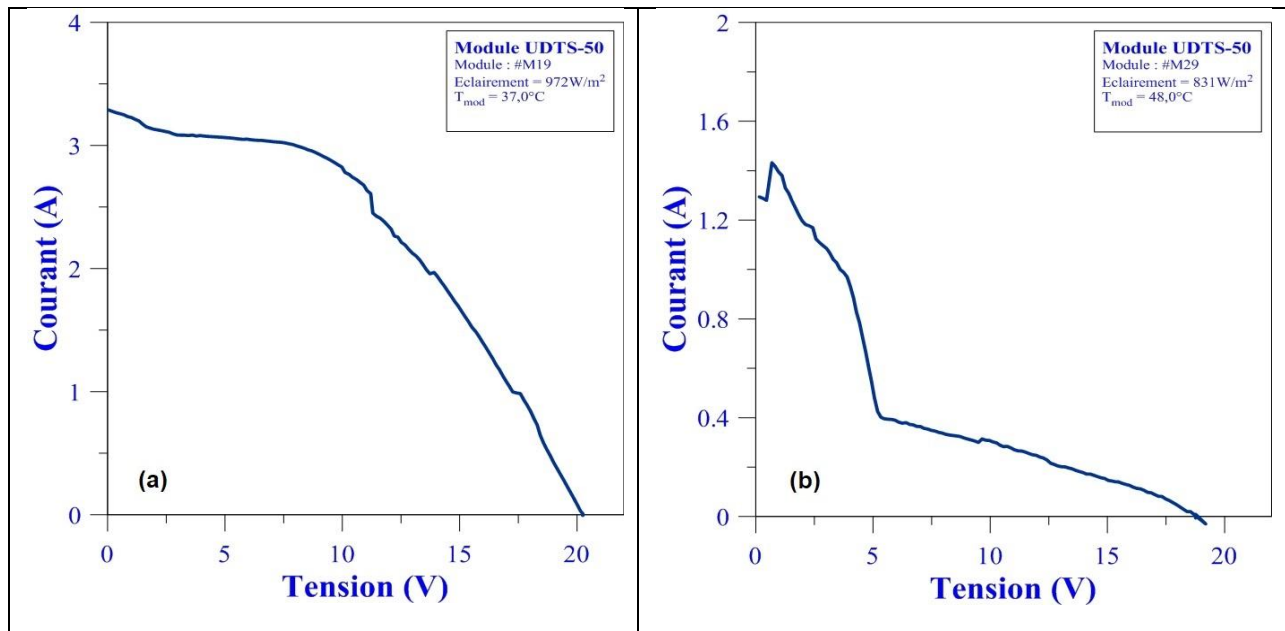


Figure 4.13. Exemple de l'influence de différents types de dégradation sur la caractéristique I-V de deux modules photovoltaïques UDTs-50.

4.4.1.3. Evaluation de la dégradation des paramètres des performances

Les mesures obtenues à partir de la plateforme sont utilisées pour mettre en évidence et évaluer la dégradation des caractéristiques électriques de performance de trente cinq modules photovoltaïques après 21 ans d'exposition dans un milieu saharien (deux modules n'ont donné aucun résultat). Dans notre cas, la puissance maximale (P_{max}), le facteur de forme (FF) et le rendement (η) mesurés en fonctionnement réel doivent être translatés en STC pour faire une estimation théorique de la variation de ces paramètres par rapport aux paramètres initiaux du module de référence présentés dans le chapitre III.

L'expression du facteur de dégradation (équation 4.1) a été utilisée afin d'évaluer la taux de dégradation des performances des modules telles que la puissance maximale (P_{max}), le facteur de

forme (FF) et le rendement de conversion (η). Les expressions des taux de dégradation de ces grandeurs sont données par les relations (4.3), (4.4), (4.5) respectivement [1]:

$$\Delta P_{max}(\%) = \frac{P_{max,i} - P_{max,stc}}{P_{max,i}} \times 100 \quad (4.3)$$

$$\Delta FF(\%) = \frac{FF_i - FF_{stc}}{FF_i} \times 100 \quad (4.4)$$

$$\Delta \eta(\%) = \frac{\eta_i - \eta_{stc}}{\eta_i} \times 100 \quad (4.5)$$

Un exemple des valeurs du facteur de dégradation obtenues pour les modules photovoltaïques testés sont données au tableau (4.2).

<i>Module</i>	$\Delta P_m(\%)$	$\Delta FF(\%)$	$\Delta \eta(\%)$	<i>DR</i> (%/année)
#M01	19,74	12,08	19,92	0,94
#M02	16,57	12,77	16,80	0,78
#M03	19,79	27,50	20,00	0,94
#M04	17,78	10,97	18,00	0,84
#M05	18,53	16,80	18,75	0,88
#M06	22,77	13,88	22,98	1,08
#M07	6,58	12,22	6,83	0,31
#M08	27,23	19,72	27,43	1,29
#M09	31,92	31,38	32,10	1,52
#M10	17,81	9,58	18,03	0,84
#M11	9,34	9,16	9,58	0,44
#M12	17,43	9,44	17,65	0,83
#M13	19,57	12,91	19,78	0,93
#M14	6,00	7,77	6,25	0,28
#M15	25,95	13,05	26,15	1,23
#M16	18,67	12,22	18,91	0,88
#M17	21,65	20,00	21,86	1,03
#M19	38,38	39,02	38,54	1,82
#M20	19,44	14,44	19,65	0,92
#M21	24,08	15,27	24,28	1,14
#M22	17,27	12,08	17,49	0,82
#M23	20,15	18,19	20,37	0,95
#M24	14,38	7,91	14,61	0,68
#M25	29,32	21,38	29,51	1,39
#M26	21,54	13,05	21,75	1,02
#M27	22,83	13,19	23,04	1,08
#M28	46,68	48,75	46,81	2,22
#M29	86,20	81,11	86,24	4,10
#M30	29,32	41,94	29,50	1,39
#M32	21,13	11,38	21,34	1,00
#M33	18,68	12,22	18,89	0,88
#M34	23,26	10,55	23,47	1,10
#M35	20,86	10,27	21,07	0,99
#M36	23,41	13,05	23,62	1,11
#M37	16,40	18,33	16,62	0,78

Tableau 4.2. Facteurs de dégradation des performances et paramètres de quelques modules.

Dans le (tableau 4.2), nous avons donné des valeurs de facteurs de dégradation pour les modules testés. En première observation, nous pouvons signaler une diminution de la puissance maximale par une variation relative moyenne de 23,16 %. Par rapport à la durée d'exposition considérée, le taux moyen de dégradation est égale à 1,09 % par année. La diminution des performances des modules photovoltaïques est une conséquence d'un déplacement des points de puissance maximale loin du coude de la caractéristique I-V du module de référence [92]. L'écart

du P_{max} comprend divers facteurs qui réduisent les sorties du module solaire telles que : technologie de fabrication du module photovoltaïque, variation des valeurs des résistances série et parallèle, la réponse spectrale de la cellule solaire, température du module, effets des changements spectraux dans le temps, effets de réflexion par angles d'incidence photovoltaïque, effets du spectre solaire en fonction des conditions de mesure, les spécificités du site d'installation du module photovoltaïque [55,7].

Certes, la diminution du facteur de forme comprend le facteur moyen 18,67 % a principalement contribué à la dégradation des performances des modules photovoltaïques testés. D'autre part, le calcul du rendement a donné un écart de 23,37 %.

Ces écarts sont dus à l'influence de divers paramètres climatiques qui caractérisent le milieu désertique dans lequel fonctionnent les modules photovoltaïques étudiés

En outre, dans le cas des modules photovoltaïques en silicium cristallin, la dégradation du semi-conducteur n'est pas importante en raison de la stabilité du matériau semi-conducteur. L'expérience sur le terrain indique que les causes principales des pertes de performance sont associées à des mécanismes extérieurs à la cellule elle-même, tels que les types de dégradation cités précédemment [10].

Nous avons présenté dans le chapitre III que dans un milieu naturel type saharien (site d'Adrar), la température de fonctionnement des modules peut atteindre 70 °C [6]. Correspondant à la zone de fusion des cristallites dans l'EVA. L'effet conjugué de l'élévation de la température sous un fort éclaircissement induit un changement des propriétés physico-chimiques (décoloration de l'EVA) ce qui engendre une diminution des performances des modules photovoltaïques [49]. Nous notons que la décoloration dans la couche d'EVA est causée principalement par les rayons ultra-violet. Cette décoloration entraîne la réduction de sa transmission optique. Par conséquent, le courant du module diminue [92,6].

Selon diverses références, la perte de puissance due à la décoloration d'encapsulant (EVA) est inférieure à 0,5 % / an, bien que des cas plus graves aient été rapportés dans le passé. Cependant, nous avons signalé que la délamination de l'encapsulant (EVA) entraînait une perte de puissance de 4%. La saleté du verre avant dépend fortement du site, des conditions météorologiques et du type de montage et peut entraîner une perte annuelle d'énergie allant jusqu'à 6 %, Cette perte peut frôler le seuil de 10% dans des cas extrêmes caractérisés par une forte pollution. L'ombrage se produit le plus souvent dans les applications résidentielles et les systèmes photovoltaïques mal conçus, où, selon la position relative de l'ombre et la configuration des diodes de dérivation, cela peut entraîner des pertes de puissance significatives. En plus de la perte de puissance, la salissure localisée, l'ombrage, la décoloration ou la délamination peuvent

provoquer un déséquilibre de courant et une polarisation inverse des cellules solaires affectées, ce qui entraîne un chauffage localisé, provoquant la formation de points chauds. Les facteurs causant des pertes optiques ont habituellement une empreinte visuelle sur la surface des modules photovoltaïques [92].

D'un point de vue non visuel, les microfissures cellulaires par elles-mêmes ont généralement un petit impact sur la performance du module. Cependant, des mécanismes mécaniques et les contraintes thermiques peuvent conduire à des fractures cellulaires, où une partie de la cellule se casse (En particulier la métallisation) et devient inactif. Selon la zone affectée de la cellule, les fractures cellulaires peuvent causer une perte de puissance importante, un chauffage localisé et des points chauds, en raison de la polarisation inverse de la zone de la cellule active restante [92].

4.4.1.3.1. Taux de dégradation selon les références

Pour une période d'environ 21 années d'exposition dans un milieu saharien, le taux de dégradation de 1,09 %/an de la puissance maximale semble loin de la limite reportée par quelques références. En effet, diverses études menées sur terrain ont mesuré les taux annuels de dégradation des modules cristallins. Une étude a montré qu'après une année d'exposition des modules de type monocristallin dans la région de Dakar (Sénégal), le taux de dégradation de la puissance la plus faible inférieur à 0,5 %/an [1], en comparaison de ce résultat, une autre étude était dans la région d'Adrar a montré qu'après une année d'exposition le taux de dégradation de la puissance maximale est de 3.5%/an. La différence entre les résultats obtenus 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) [30]. La même étude dans la région de Dakar a montré qu'après 4 ans d'exposition des modules de type monocristallin, le taux de dégradation de la puissance est de 2,96 %/an [1]. D'autres études ont montré un taux de dégradation moyen supérieur à 14% après 11 ans (1,27 %/an) [110]. Une autre référence a montré que le taux de dégradation des modules de 12-13 ans varie entre 0,6 %/an et 2,5 %/an selon le fabricant [111].

Dans la présente étude (21 ans d'exposition), nous avons noté une dégradation de la puissance maximale du module de l'ordre de 23,16 %, soit un taux de dégradation de 1,09 %/an, en comparaison avec les résultats observés dans une étude récente traitant la dégradation des modules UDTs-50 dans la région de Ghardaïa, elle a montré qu'après 20 ans d'exposition dans un milieu saharien, la dégradation de la puissance maximale est de 35 % ainsi que le taux de dégradation est de 1.75 %/an [49]. Des chercheurs ont déclaré que la combinaison du rayonnement ultraviolet et la température semblent jouer un rôle important dans la dégradation

des modules photovoltaïques [107]. Donc nous ne devons pas exclure que le taux de dégradation peut augmenter sous l'influence d'une température ambiante intense [10]. Bien que la région de Ghardaïa est désertique, mais elle ne se caractérise pas par une température élevée telle que la région d'Adrar. Alors, On peut accepter le taux de dégradation de 1.09 %/an.

4.4.1.4. Causes responsables de la dégradation des modules photovoltaïques

Durant la période de son utilisation, un module photovoltaïque est exposé à différents facteurs qui sont responsables de la dégradation. Lorsqu'une dégradation apparaît, elle est perceptible par son effet (pertes de performances, modification de l'aspect visuel,...), En voici une liste de ces facteurs [1,26] :

- la température ;
- l'humidité ;
- l'irradiation ;
- la poussière ;
- le vent ;
- la grêle ;
- la neige ;
- les chocs mécaniques ;
- l'homme.

4.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué une inspection visuelle pour la détection de défauts dans les modules photovoltaïques UDTs-50 ainsi qu'une évaluation des taux de dégradation de leurs performances. Nous n'avons constaté que la dégradation des modules photovoltaïques est due aux défauts engendrés par les cellules solaires, les techniques d'encapsulation et l'influence des paramètres environnementaux.

Les tests extérieurs de trente sept modules photovoltaïques ont révélé que le facteur moyen de dégradation de la puissance est de 23,16 % après 21 ans d'activité dans le sud d'Algérie, le taux moyen annuel est d'environ 1,09 %/an. Enfin, le taux de dégradation trouvé dans la présente étude semble être en bonne concordance avec les études antérieures. C'est presque identique pour devenir un centre d'intérêt pour les chercheurs [10].

Conclusion générale

Le travail réalisé dans ce mémoire avait pour objectif principal de l'étude des performances et de la dégradation d'un échantillon de plusieurs modules photovoltaïques UDTs-50 dans des conditions réelles d'un milieu saharien, après plusieurs années d'exposition. Une campagne de mesure expérimentale des caractéristiques I-V a été entreprise pour une évaluation des performances (puissance maximale, facteur de forme,...). Les valeurs de ces performances ont été comparées aux valeurs initiales du module UDTs-50 afin de faire une estimation des taux de dégradation des modules testés. Par la suite, les modules testés ont été l'objet d'une inspection visuelle afin de faire une identification et une détection des principaux défauts responsables de la dégradation et des mécanismes qui les causent.

Vu l'aspect du sujet, dans une première phase nous avons abordé aux généralités sur la filière photovoltaïque. Celles-ci ont porté dans un premier temps sur la ressource solaire et ses principales caractéristiques, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque, sont présentés, une revue des différentes technologies photovoltaïques existantes a été exposée. Les principaux composants constituant le module photovoltaïque en général, ainsi que son processus de fabrication. Enfin, les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées en faisant un focus sur la norme CEI 61215 relative aux modules photovoltaïques en silicium cristallin.

Dans un deuxième temps, une revue des modules photovoltaïques de type UDTs-50 qui ont fait l'objet des tests outdoor dans cette étude, le procédé de leur encapsulation ainsi que les matériaux utilisés sont présentés.

La troisième partie a porté sur l'étude expérimentale dédiée à évaluer les caractéristiques I-V des modules UDTs-50 testés, afin de contribuer à la quantification de l'influence du climat du désert sur les installations photovoltaïques, les caractéristiques obtenues ont été traduites pour les conditions de tests standards (STC) afin de faire une estimation des performances des modules testés pour les mêmes conditions de références. Un banc expérimental a été mis en place dans le cadre de cette étude dont une charge électronique de type capacitive permettant d'effectuer les relevés des courbes I-V de modules photovoltaïques concernés.

Enfin, Une inspection visuelle a été effectuée afin de détecter les défauts des modules photovoltaïques sur le terrain. Plusieurs types de défauts ont été observés (décoloration, délamination, corrosion,...), mais la décoloration de l'encapsulant était le mode de dégradation prédominant, induisant ainsi une dégradation des performances du module photovoltaïque. Nous

avons constaté que cette dégradation est due aux défauts engendrés par les cellules solaires, les techniques d'encapsulation et l'influence des paramètres environnementaux.

Après cette étude, nous avons pu extraire les observations suivantes :

- ✓ Après 21 ans d'exposition en milieu naturel type saharien on a montré qu'un module au silicium cristallin perd environ 23,16 % de sa puissance nominale dans le sud de l'Algérie, alors que les modules sont qualifiés pour un taux de dégradation de 1,09 %/an, et cela par rapport à un module de référence de même type.
- ✓ L'étude expérimentale de la dégradation des modules photovoltaïques a montré que des modules identiques (mêmes caractéristiques nominales, même âge et même constructeur) exposés dans les mêmes conditions de fonctionnement présentent des taux de dégradation annuel de leurs caractéristiques de performances différents.

Cette étude fournira d'autre part des informations utiles aux fabricants et aux propriétaires et aidera à mieux comprendre les mécanismes de dégradation et, par conséquent, à améliorer la fiabilité à long terme des modules photovoltaïques dans le Sahara algérien. Ainsi, cette étude ouvre de nombreuses et intéressantes perspectives de recherche :

- Puisque le module UDTs-50, fabriqué en Algérie et en dépit des nombreux systèmes installés dans le territoire algérien (électrification rurale, pompage, télécommunications,...) les informations sur les performances et l'endurance de ce type de modules furent rares. Cela suscite un questionnement: pourquoi ces modules ne sont plus produits en Algérie?
- Etendre cette étude sur la dégradation des modules PV pour d'autres types de technologies pour de longues années d'exposition. Ceci permettrait de disposer de suffisamment de retour d'information à capitaliser dans le développement des modèles de dégradation.
- Enfin, Il sera intéressant de travailler sur une étude qui permettra de proposer des moyens de protection des modules photovoltaïques contre les facteurs affectent leurs durées de vie telle que la température, l'humidité, les rayons UV, la poussière,...

Références bibliographiques

- [1] A. Ndiaye ; « Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », thèse de doctorat, ESP–UCAD, 26 Octobre 2013.
- [2] B. Kim, J. Lee, K. Kim, T. Hur ; « Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea », Solar Energy, Vol. 99 N° 100–114, 2014.
- [3] A. Zerdoudi, R. Chenni ; « Etude de l'influence des différents paramètres sur un module photovoltaïque », Sciences & Technologie A, N°41, 49-54, Université des frères Mentouri, Constantine, Algérie, 25 juin 2015.
- [4] Site Internet : <https://www.algerie1.com/actualite/lusine-algerienne-de-silicium-operationnelle-en-2013>.
- [5] Site Internet : <http://www.mem-algeria.org/>.
- [6] F. Iberraken ; « Competing Risk of Degradation Processes of a Photovoltaic System under Several Conditions », International Journal of Electrical Energy, Vol. 2 N° 4, University of Bejaia, Algeria, December 2014.
- [7] R. Siddiqui, R. Kumar, G.K. Jha et U. Bajpai ; « Performance Analysis of Polycrystalline Silicon PV Modules on the basis of Indoor and Outdoor Conditions », International Journal of Current Engineering and Technology, Vol.4 N° 1, University of Lucknow, India, 25 Février 2014.
- [8] K. Agroui ; « Indoor and outdoor characterizations of photovoltaic module based on multicrystalline solar cells », Energy Procedia, N° 18, 857 – 866, Algérie , 2012.
- [9] M. Mostefaoui , A. Bouraiou ; « Performance Evaluation of Photovoltaic Modules in Saharan Environment », 3ème conférence Internationale des énergies renouvelables CIER, Adrar, Algérie, 2015.
- [10] M. Sadok , B. Benyoucef, M. Benmedjahed ; « Assessment of PV Modules Degradation based on Performances and Visual Inspection in Algerian Sahara », international journal of renewable energy research Vol. 6 N° 1, 2016.
- [11] M. Sadok, M. Chikh and A. Mouhoub ; « Performance Analysis of Power Photovoltaic Installation, World Renewable Energy Congress », Florence, Italy, N° 1691-95, Juillet 1998.
- [12] E. Mansour ; «Modélisation des panneaux photovoltaïques sur compact rio », Projet de Fin d'Etudes, Université Libanaise, 2012.
- [13] C. Miquel ; « Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental », Juillet 2009.

- [14] C. Honsberg, Bowden ; « Photovoltaics: Devices, Systems and Applications [CDROM] », University of New South Wales, Sydney, Australie, 1998.
- [15] O. Nichiporuk ; « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités », INSA de Lyon, 2005.
- [16] D.R. di Valdalbero ; « La Recherche Energétique Européenne: Pont de Coopération sur la Méditerranée », Liaison Energie-Francophonie, N°71, Energie et Développement Durable en Méditerranée, N° 71 - 76, 2ème Trimestre, 2006.
- [17] Document, Liaison Energie-Francophonie, « Energie et Développement Durable en Méditerranée », N°71, p. 95, 2ème Trimestre, 2006.
- [18] S. Bentouba, A. Slimani et M.S. Boucherit ; « Les Energies Renouvelables dans le Cadre d'un Développement Durable en Algérie, Wilayas du Grand Sud par Exemple », 8^{ème} Séminaire International sur la Physique Energétique, SIPE'06, Centre Universitaire de Béchar, Algérie, 11 - 12 Novembre 2006.
- [19] A. Ainouche ; « Natural Gas and Algerian Strategy for Renewable Energy », 23rd World Gas Conférence, Amsterdam, 2006.
- [20] F. Nait Kaci ; « Etude et réalisation de couches d'oxynitride du silicium sur un substrat du silicium monocristallin ou multicristallin », Mémoire de magister, université M'Hamed Bougara, Boumerdes, Algérie, 27 juin 2010.
- [21] K. Touafek ; « Etude d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique », Mémoire de magister, école nationale polytechnique, Alger, 2005.
- [22] Z. Bendjellouli ; « Contribution a la modélisation d'une cellule solaire », mémoire de magister, université de Bechar, 2009.
- [23] S. Berson ; « Synthèse, caractérisation et nano structuration de dérivés du photo polythiophène pour des applications en cellules photovoltaïques organiques », thèse de doctorat, l'université Joseph Fourier – Grenoble I, 2007.
- [24] D. Lucien, B. Déodat, D. Adrien, et G. Simon ; « Etude des cellules photovoltaïques », Lycée Jean Monnet-Annemasse, N° 5, 2004.
- [25] M. Haelterman ; « Physique des semi-conducteurs II », Université Libre de Bruxelles, Février 1998.
- [26] L. Mabile ; « Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration », thèse de doctorat, université Paris Sud, 29 avril 2014.
- [27] Y. P. Varshni ; « Temperature dependence of the energy gap in semiconductors », Physica, Vol. 34 N° 149–154, 1967.

- [28] B. Monemar ; « Fundamental energy gap of GaN from photoluminescence excitation spectral », Phys. Rev. B, Vol. 10 N° 676, 1974.
- [29] S. M. Sze ; « Physics of semiconductor devices », 2nd ed. John Wiley and Sons, NY, 1981.
- [30] N. Aoun ; « Evaluation et validation de la performance des modèles de circuits équivalents de la cellule photovoltaïque », thèse de doctorat, université des frères Mentouri, Constantine, 20 Avril 2016.
- [31] A. Chovet, P. Masson ; « Physique des semi-conducteurs », Cours universitaire, Ecole polytechnique, université de Marseille, 2004.
- [32] A. Zerga, B. Benyoucef and J.P. Charles ; « Insufficiencies of the Single Exponential Model and Efficiency of the Double Exponential Model in the Optimization of Solar Cells Efficiency », Active and Passive Electronic Components, 21. N° 265-278, 1998.
- [33] W.C. Benmoussa, S. Amara et A. Zerga ; « Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin », Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07, Tlemcen, N° 301–306, 2007.
- [34] A. Luque, S. Hegedus ; « Handbook of photovoltaic science and engineering », John Wiley & Sons Ltd., Chichester, 2003.
- [35] C. Sirisamphanwong, N. Ketjoy ; « Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions », Renewable Energy, Vol. 38 N° 69–74, 2012.
- [36] Y. Hirata, T. Inasaka and T. Tani ; « Output variation of photovoltaic modules with environmental factors II, seasonal variation », Solar Energy, Vol. 63, No. 3 N° 185–189, 1998.
- [37] E. Amy ; « Etude du comportement thermique de modules photovoltaïques en vue de la prédiction de leur production électrique sur site », thèse de doctorat, l'université de Provence, 20 octobre 2006.
- [38] T. M. Razykov et all ; « Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects ». Solar Energy, Vol. 85 N° 1580–1608, 2011.
- [39] G. N. Tiwari, R. K. Mishra, S. C. Solanki ; « Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling », Appl. Energy, Vol. 88 N° 2287–2304, 2011.
- [40] 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 N° 1062–1065, 2009.
- [41] D. Sarti, R. Einhaus ; « Silicon feedstock for the multicrystalline photovoltaic industry », Solar En. Mat.&Sol. Cells, Vol. 72 N° 27-40, 2002.

- [42] K. Hamouda, A. Tkouti, M.D. Mouss, C. Hamouda et A. Malek ; « Analyse technique et économique de recyclage des modules photovoltaïques », Revue des Energies Renouvelables Vol. 15 N° 2, 21 Juin 2012.
- [43] http://www.kitpedagogique.total.com/uploads/ressources/TSE_Chaine_PV1.pdf.
- [44] <http://www.aegps.fr/activite/applications-specifiques/lingots-silicone-monocristallin/>.
- [45] A. El Amrani, A. Mahrane, F.Y. Moussa et Y. Boukennous ; « Procédé d'encapsulation des modules photovoltaïques type mono-verre », Revue des Energies Renouvelables Vol. 9, UDTs, 02, Bd Frantz Fanon, B.P. 399, Alger, 2006.
- [46] R. Casas, C. Aguilar, J. Rodrigo, P. Almonacid F. and Pérez-Higueras P ; « Energy conversion and management », Energy Conversion and Management 78 N° 527–536, 2013.
- [47] S. Merad ; « Etude comparative des systèmes photovoltaïque et diesel en zone de montage », Thèse de Magister, université de Batna, Algérie, 1992.
- [48] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.
- [49] K. Agroui, A. Boutelhig, M. Pellegrion, F. Giovanni, I.Hadj, « L'Homologation des Modules Photovoltaïques en Algérie : Enjeux et Stratégies », 3^{ème} séminaire international sur les énergies nouvelles et renouvelables, URAER Ghardaïa, Algérie. 13-14 Octobre 2014.
- [50] A. Aouimer ; « Fabrication des panneaux photovoltaïques » http://www.lemididz.com/index.php?operation=voir_article&date_article=2011-07-12&id_article, 12 Juillet 2011
- [51] Cder ; « Portail Algérien des Energies Renouvelables » <https://portail.cder.dz/spip.php?article2018>, 2015
- [52] M. Sadok, A. Mehdaoui and T. Hamek « Monitoring and Performance Evaluation of SAPVS in south of Algeria », Renewable Energy, 15, N° 590-93, 1998.
- [53] M. Sadok, T. Hamek and A. Mehdaoui ; « Photovoltaic Rural Electrification of a Village in Algeria », World Renewable Energy Congress, UK, Juillet 2000.
- [54] K. Agroui, « Etude du Comportement Thermique de Modules Photovoltaïques de Technologie Monoverre et Biverre au Silicium Cristallin », Revue des Energies Renouvelables : Valorisation, UDTs, B.P. 399, 2 Bd Dr Frantz Fanon, Alger. 1999.
- [55] K. Agroui, « Contribution au Développement des Techniques de Contrôle de Qualité des Modules Photovoltaïques de Diverses Technologies », thèse de doctorat, université de Bechar, Algérie. 13 Octobre 2010.
- [56] M. Ezrin, G. Lavigne, P. Klemchuk, W. Holley, S. Agro, J. Galica, L. Thomas et R. Yorgensen, « Discoloration of EVA encapsulants in photovoltaic cells ». 1995.

- [57] P. Klemchuk, M. Ezrin, G. Lavigne, J. Piking, W. Holley, S. Agro, et J. Galica, «Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulants in field-aged solar energy modules». 1996.
- [58] K. Agroui, B. Koll, G. Collins, M.A. Hadj Arabe, A. Belghachi, N. Doulache, M. W Khemici « Characterization of Encapsulant Materials for Photovoltaic Solar Energy Conversion», 2008.
- [59] M.D. Kempe, G.J. Jorgensen, K.M. Terwilliger, T.J. McMahon, C.E. Kennedy T.T, « Borek Ethylene-Vinyl-Acetate Potential Problems for Photovoltaic Packaging ». National Renewable Energy Laboratory, 2006.
- [60] S. Isarankura, N. Ayutthaya, J. Wootthikanokkhan «Investigation of the Photodegradation Behaviors of an Ethylene-Vinyl-Acetate Copolymer Solar Cell Encapsulant and Effects of Antioxidants on the Photostability of the Material», Wiley InterScience, 2007.
- [61] K.A Weiss, J. Ph. Huelsmann, T. Kaltenbach, D. Philipp, T. Schuhmacher, J. Wirth, et M. Koehl «Accelerated degradation studies of encapsulation polymers», 2008.
- [62] International Patent n° WO00/00537, BP AMOCO CORPORATION, 1999.
- [63] International Patent n° WO 99/25464, LG CHEMICAL, LTD, 1998.
- [64] Brevet n° 2 593 511, Kureha Kagaku Kogyo Kabushiki Kaisha, 1986.
- [65] A. Mehdaoui, A. Chaker, M. Zerikat et L. Messikh ; « Développement de deux modèles neuro-flous pour la poursuite du MPPT des modules photovoltaïques UDTs-50 Application au site d'Adrar », Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N° 2, 257 – 268, 2009.
- [66] G. Blaesser ; « The reduced current-voltage characteristics of PV arrays and its quasi-independence of ambient conditions », 14th European photovoltaic solar energy conference, Barcelona, N° 1520-1523, 30 juin - 4 juillet 1997.
- [67] SR. Kurtz, D. Myers, T. Townsend, C. Whitaker, A. Maish, R. Hulstrom, K. Emery ; « Outdoor rating conditions for photovoltaic modules and systems », Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 62, N° 379-391, 2010.
- [68] M. Sadok, B. Benyoucef, et A. Mehdaoui ; « Performances et dégradation des modules PV en milieu saharien », Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa, N° 203 – 212, 2012.
- [69] Luis C., Sivestre S ; « Modelling photovoltaic systems using PSpice», Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2002.
- [70] R. Khezzar, M. Zereg, A. Khezzar ; « Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules », Solar Energy Vol. 110 N° 452–462, 2014.

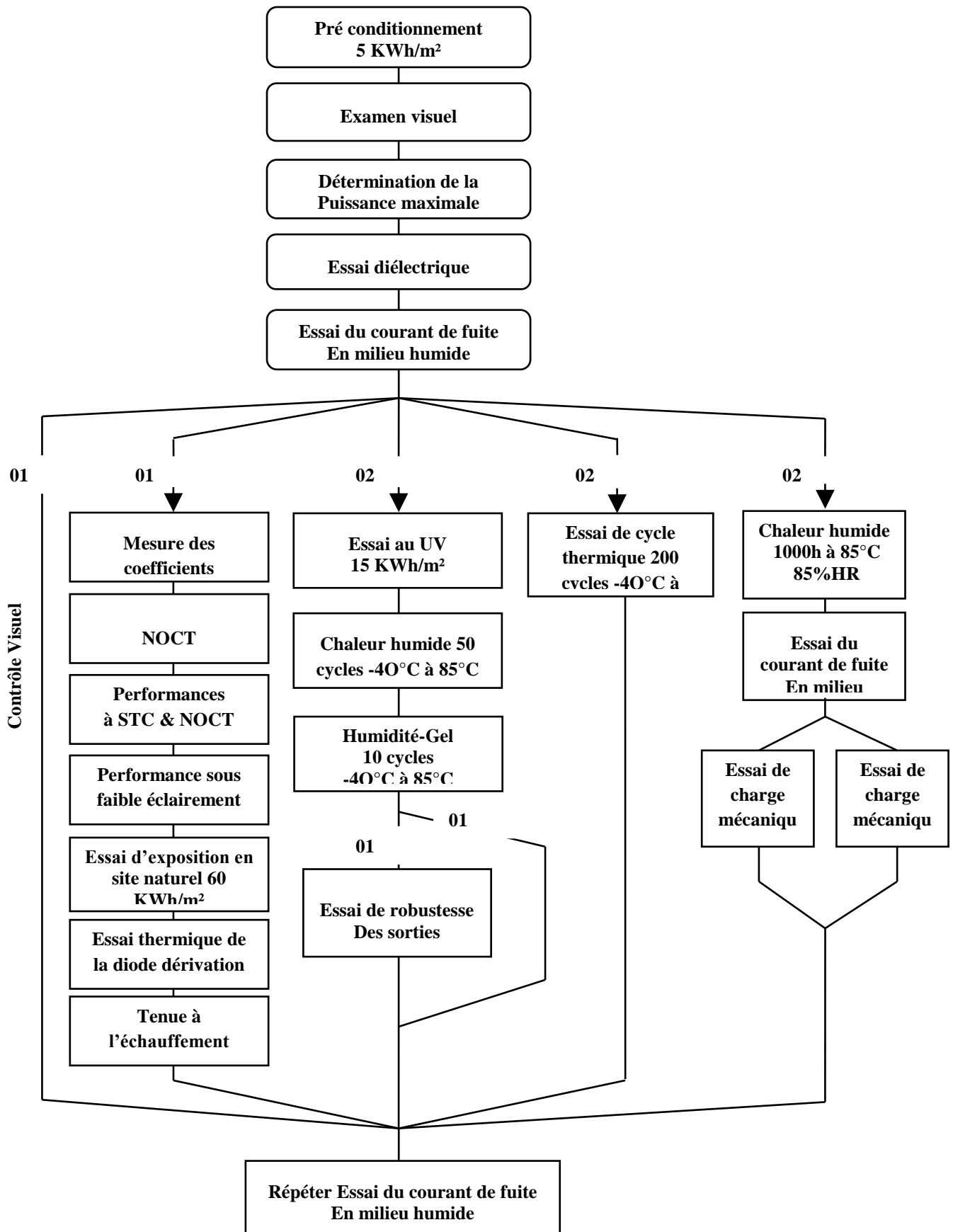
- [71] E. Koutroulis., D. Kolokotsa., A. Potirakis, K. Kalaitzakis ; « Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic-wind generator systems using genetic algorithms », Solar Energy Vol. 80 N° 1072-1088, 2006.
- [72] A. Ricaud ; « Photopiles solaires », Presses polytechniques et universitaires romandes, N° 313, 1997.
- [73] A. Kamei, S. Yoshida, H. Takakura, T. Minemoto ; « Ten years outdoor operation of silicon based photovoltaic modules at central latitude of Japan », Renewable Energy, Vol. 65 N0 78-82, 2014.
- [74] IEC 61724 ; « Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurements, data exchange and analysis », 1^{er} ed, Geneva (Switzerland): International Electro-technical Commission, 1998.
- [75] M. Sadok ; « Détermination des Paramètres, Performances et Etude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en Milieu Saharien », Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2011.
- [76] I. Neya ; « Etude de l'influence de la température sur les paramètres photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement », Mémoire du Master, 28 Octobre 2015.
- [77] J. P. Charles, A. Haddi, A. Maouad, H. Bakhtiar, A. Zerga, A. Hoffmann, P. Mialhe ; « La jonction, du solaire à la microélectronique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 3, N° 1-16, 2000.
- [78] W. Desoto, S. Klein, W. Beckman ; « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », Solar Energy Vol. 80 N° 78–88, 2006.
- [79] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez ; « PV panel model based on datasheet values », In: IEEE International Symposium on Industrials Electronics, ISIE'07, N° 2392–2396, 2007.
- [80] A.T. Singo ; « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat, Université de Nancy I, 2010.
- [81] T. Markvart, L. Castaner ; « Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications », Ed. Elsevier, England, 2003.
- [82] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi ; « Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement (Matlab) », 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP, N° 03-04, Novembre 2007.
- [83] Zonen kipp ; « Instruction manual Pyranometer/albedometer », Kipp&Zonen Manual version 0806, Delf (Netherlands), N° 34, 2006.
- [84] EKO Instruments ; « MP 160 tracer », <http://eko-eu.com/products/photovoltaic-evaluation-systems/i-v-tracers/mp-160-i-v-tracer>, 2017.

- [85] J. H. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, P. Monus, J. Miller ; « Long term reliability of photovoltaic modules », Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the IEEE 4th World Conference, Vol. 2 N° 2050-2053, 2006.
- [86] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, V. Sambou ; « Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review », Solar Energy, Vol. 96 N° 140–151, 2013.
- [87] K. Agroui, A. Belghachi, et S. Kadri ; « Caractérisations Electriques et Thermiques d'un Module photovoltaïque au Silicium Multicristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien », Revue des Energies Renouvelables: ICPWE, N°19-25, 2003.
- [88] S. Harrouni, A. Maafi ; « Etude du rendement du silicium monocristallin en milieu désertique », publication de l'association internationale de climatologie, Vol. 15, 2003.
- [89] T. Mambrini ; « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud, 16 décembre 2014.
- [90] Hukseflux ; « Outdoor PV performance monitoring: Pyranometers versus reference cells », http://www.hukseflux.com/product_group/pyranometer, 2011.
- [91] Radhia DOUMANE ; « Modélisation du vieillissement d'un module Photovoltaïque », Mémoire de magister, Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes, Algérie, juin 2011.
- [92] S. Spataru ; « Characterization and Diagnostics for Photovoltaic Modules and Arrays », Université d' Aalborg ,2015.
- [93] A. Lannoy et H. Procaccia ; « Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel », Lavoisier, 2005.
- [94] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, A.M. Nguyen, et J. Miller ; « Long Term Reliability of PV Modules », Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [95] J. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, A. Nguyen, G. Kelly, ET D. Amin. « Failure Modes of Crystalline Silicon Modules », Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010.
- [96] N. Bosco ; Reliability Concerns Associated with PV Technologies, depuis http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.
- [97] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn et al ; « Review of failures of photovoltaic modules », Report IEA-PVPS T13-01, ISBN 978-3-906042-16-9, 2014.
- [98] D. C. Jordan, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz ; « Technology and climate trends in pv module degradation preprint », 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Germany, 24–28 Septembre 2012.
- [99] E.E. van Dyk, J.B. Chamel, A.R. Gxasheka ; « Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module », Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 88, N° 403–411, 2005.

- [100] 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, N° 153–160, 2003.
- [101] M. A. Munoz, M. C. Alonso-Garcia, V. Nieves, F. Chenlo ; « Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions », *Solar Energy*, Vol. 85 N° 2264–2274, 2011.
- [102] 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*, Vol. 11 N° 377–386, 2003.
- [103] M. D. Kempe ; « Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules », *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 90 N° 2720–2738, 2006.
- [104] J. H. Wohlgemuth, S. Kurtz ; « Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity », In: *IEEE International Reliability Physics Symposium, IRPS'2011*, California, N° 5E.3.1-5E.3.6, 10–14 Avril 2011.
- [105] G. Oreski, G.M. Wallner ; « Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions ». *Solar Energy* 83, N° 1040–1047, 2009.
- [106] 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.
- [107] Peng Peng, et all ; « Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules », *RSC Advances*, Vol. 2 N° 11359–11365, 2012.
- [108] 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 N° 1204-1211, 2014.
- [109] *Performance and Reliability of Photovoltaic Systems*. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, Disponible depuis : <http://www.iea-pvps.org>, Mars 2014.
- [110] A. Reis, N. Coleman, M. Marshall, P. Lehman, C. Chamberlin ; « Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure », *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference - PVSC*, New Orleans, N° 1432-1435, 2002.
- [111] G. Mani, T. Mani, J. Kuitche and Research Students of ASU-PRL ; « Failure and Degradation Modes of PV modules in a Hot Dry climate: Results after 12 to 26 years of field exposure », *PV Module Reliability Workshop 2013*, Golden, Colorado, February 26–27, 2013.

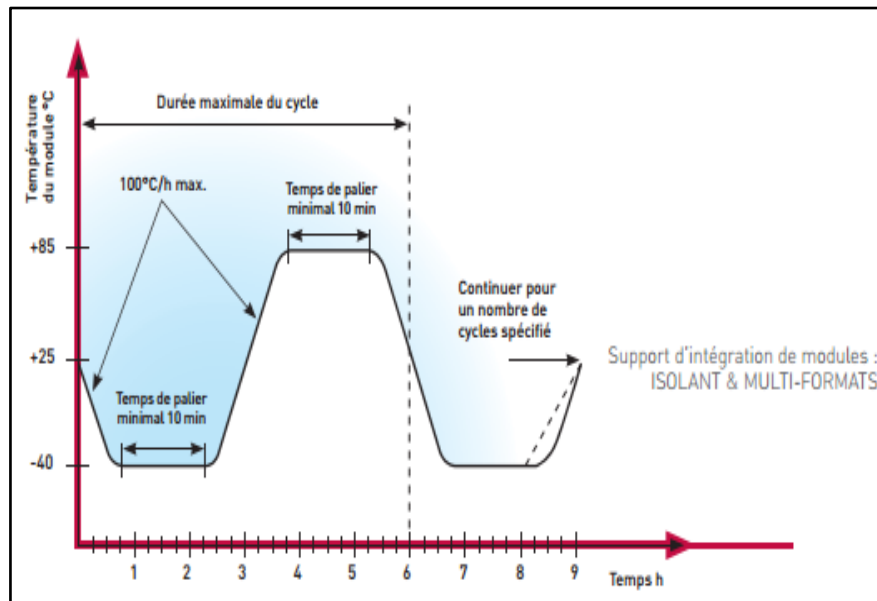
Annexe A :

Diagramme de séquences d'essais de la norme CEI 61215



Annexe B :

Cycle thermique



Annexe C :

Cycle humidité-gel

