

MEMOIRE

Présenté à

UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAÏD – TLEMCEM
Faculté des Sciences- Département de Physique

Pour obtenir le grade de

Magister

Option : Physique Electronique et Modélisation

Par

Mr BOUSSAID MOHAMMED

Sur le Thème

**Modélisation des phénomènes de vieillissement des
modules Photovoltaïques**

Devant le jury :

Président

Benouaz Tayeb

Professeur

Université A.B.B. Tlemcen

Directeur du Mémoire

Abderrahmane Belghachi

Professeur

Université de Bechar

Examineurs

Helmaoui Abderrachid

Professeur

Université de Bechar

Merad Abdelkrim

M.C.A

Université A.B.B. Tlemcen

Zerga Abdellatif

M.C.A

Université A.B.B. Tlemcen

« Le bonheur n'est pas dans la connaissance, mais dans l'acquisition de la connaissance »

Edgar Poe

« Nous voulons savoir tous, mais nous n'avons qu'un peu de savoir »

Remerciements

Je remercie très fort mon Dieu ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail. Tout d'abord, je tiens à exprimer ma gratitude à Monsieur Mr BENOUAZ TAYEB, Directeur de laboratoire de Physique Electronique de m'avoir autorisé à s'inscrire en mémoire de Magister. Je lui exprime particulièrement toutes ma reconnaissance pour m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.

Je remercie également Monsieur A. BELGHACHI, Professeur à l'Université de Béchar, pour avoir accepté d'être l'encadreur de mémoire et pour son soutien ainsi que ses encouragements qui m'ont été très utiles pour mener à bien ce travail. , je le remercie très profondément.

Je remercie sincèrement monsieur BENOUAZ Tayeb, Professeur à l'université de Tlemcen d'avoir accepté de présider le Jury de ce mémoire.

Je remercie sincèrement monsieur HELMAOUI Abderrahmane , Professeur à l'université de BECHAR D'avoir accepter de faire partie du Jury.

Je remercie monsieur ZERGA Abdellatif Maître de conférences à l'université de Tlemcen D'avoir accepter de faire partie du Jury.

Je remercie monsieur MERAD Abdelkrim Maître de conférences à l'université de Tlemcen D'avoir accepter de faire partie du Jury.

Je remercie tous les enseignants qui ont contribué à faire aboutir ce travail.

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous étudiants de Magister de ma promotion

Sommaire

❖ Introduction Générale.

- Perspectives de l'énergie photovoltaïque
- Problématique
- Objectifs et plan du travail

❖ Chapitre I – structure et fonctionnement d'une cellule photovoltaïque – notions de bases.

I-1 Introduction.	08
I-2 structure des cellules photovoltaïques	11
I-3 principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques.	14
I-3-1 L'interaction photon/semi-conducteur	15
I-3-2 Fonctionnement de la cellule photovoltaïque	16
I-4 Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque	
I-4-1 Passivation des faces avant et arrière	18
I-4-2 Couche antireflet	18
I-4-3 Texturation de la surface	19
I-4-4 Contacts face avant et arrière	20
I-4-5 BSF	20
I-5 Les composantes d'un générateur photovoltaïques.	20
I-5-1 Module PV	20
I-5-2 Panneau PV	21
I-6 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	22
I-6-1 Cellules idéale	22
I-6-2 Modèle réel d'une cellule photovoltaïque	23
I-7 Paramètres des cellules photovoltaïques	24
I-7-1 Courant de court-circuit I_{cc}	24
I-7-2 Tension à circuit ouvert V_{co}	24
I-7-3 Puissance débitée P	24
I-7-4 Facteur de forme ff	25
I-7-5 Le rendement η	25

I-8 Principales causes de limitation du rendement des cellules solaires	26
I-8-1 Pertes de photons incidents	26
I-8-2 Pertes de photons pénétrant dans le matériau	26
I-8-3 Résistances parallèles et série	26
I-8-4 Recombinaisons des porteurs générés	27
I-9 L'équation caractéristique de la cellule photovoltaïque	27
I-10 Conclusion	29

❖ Chapitre II - La dégradation des cellules PV et de l'encapsulant EVA pendant le vieillissement en différents milieux naturels

II-1 Introduction	30
II-2 Dégradation de la cellule PV	31
II-2-1 Description des modules PV de test	33
II-2-2 Caractérisation des modules PV testés	35
II-2-3 Evolution de la température d'une cellule solaire dans un module PV	38
II-2-4 le vieillissement des modules PV au silicium cristallin en milieu Saharien.....	39
II-2-5 le vieillissement des modules PV en couches minces en milieu méditerranéen	40
II-3 Dégradation de l'encapsulant EVA.	43
II-3-1 le vieillissement de l'EVA en milieu saharien	44
II-3-1-1 Influence du vieillissement sur le taux de réticulation de l'EVA	45
II-3-1-2 Influence du vieillissement sur les propriétés optiques de l'EVA	46
II-3-1-3 Influence du vieillissement sur les relaxations structurales de l'EVA	47
II-4 Conclusion	48

❖ Chapitre-III- Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule Photovoltaïque

III-1 Introduction.	50
III-2 Effet de la température	50
III-3 Effet de l'humidité	51
III-4 effet de la résistance série	52
III-5 effet de la résistance shunt	52
III-6 Effet de l'irradiation	53
III-7 Conclusion.	54

❖ Chapitre IV – Descriptions des modèles mathématiques de la fiabilité et de la durée de vie d'un système.

IV-1 Introduction	55
IV-2 Rappel mathématique sur la fiabilité d'un système	55
IV-2-1 Objectifs et intérêts de la fiabilité	56
IV-2-2 Représentation d'une distribution de survie (ou fiabilité)	56
IV-3 Principales lois de probabilité utilisées en fiabilité (lois paramétriques usuelles)	
IV-3-1 le modèle exponentiel	57
IV-3-2 le modèle de WEIBULL	58
IV-3-3 le modèle Gamma	59
IV-4 Taux de défaillance pour des composants électroniques	61
IV-5 Conclusion	63

❖ Chapitre V – Simulation numérique sur les modèles de Fiabilité choisis et comparaison avec l'expérimental

V-1 Introduction	64
V-2 Test des modèles dans un milieu Saharien	65
V-2-1 Les modules PVUSDT 50 (E88001) dans un Milieu saharien (URAER /MS d'Adrar)	66
V-2-2 Les modules PV USDT 50 (E88002) dans un Milieu saharien (URAER/MS d'Adrar)	68
V-2-3 Les PV USDT 50 (E88003) dans un Milieu saharien (URAER de Ghardaïa)	70
V-3 Teste des modèles dans un milieu méditerranéen	72
V-3-1 Les modules PV de type KANEKA (simple jonction) dans un Milieu méditerranéen (ENEA- Portici- Italie)	73
V-3-2 Les PV silicium amorphe US 64 (triple jonction) dans un Milieu méditerranéen (ENEA Portici)	74
V-4 Résumé des résultats obtenus dans ce chapitre	74
V-5 Conclusion.	75

❖ Conclusion Générale.	76
❖ Références Bibliographiques.	78
❖ Liste des tableaux	83
❖ Liste des figures	85

Introduction Générale

Perspectives de l'énergie photovoltaïque

Les applications de l'énergie solaire d'origine photovoltaïque (PV) se sont multipliées de manière vertigineuse. L'approche volontariste des premières années a fait place, depuis, à une démarche plus rigoureuse introduisant de nouveaux concepts, de nouvelles technologies propres favorables à la protection de l'environnement. [1].

Les chercheurs visent à améliorer le rendement des cellules photovoltaïques et à abaisser leur coût de production afin d'étendre leurs applications au-delà des spécificités liées à l'isolement des sites, le domaine spatial et de les rendre compétitives par rapport aux sources traditionnelles d'énergie. C'est dans ce contexte que la filière photovoltaïque d'utilisation de l'énergie solaire constitue une réponse envisageable à la problématique énergétique.

Le silicium cristallin (monocristallin et multi-cristallin) est encore la technologie dominante dans le domaine PV [2]. En effet, plus de 93% des modules PV sont fabriqués à partir du silicium cristallin. D'autre part, les nouvelles générations des modules photovoltaïques en couches minces (silicium amorphe, et autres technologies CIS, Cd Te, etc.), apparaissent progressivement sur le marché. L'emploi de ces modules PV, et donc leur développement industriel à grande échelle, reste encore relativement limité à cause des performances inférieures aux modules PV classiques au silicium cristallin. Cependant, leurs techniques de fabrication présentent un fort potentiel pour une baisse significative des coûts des modules PV. [3]

Parallèlement à la fabrication des cellules solaires, les expériences de ces dernières années ont montré que la mise au point d'une encapsulation économique constitue une activité scientifique très importante car la sous estimation de certaines contraintes climatiques entraîne une rupture mécanique d'interconnexions des cellules solaires, la dégradation des propriétés physicochimiques du polymère et par conséquent une perte considérable de la puissance produite par le module PV [4]. Pour cette raison, le procédé d'encapsulation d'un module doit être exécuté de la manière la plus performante afin de pallier à toute défaillance et prolonger sa durée de vie. Enfin, on estime que l'encapsulation d'un module PV représente environ 30% du coût global d'un module PV [5]. Un obstacle de taille demeurera par la situation géographique de notre pays dont 85% du territoire est constitué des régions arides et semi-arides caractérisées par une zone désertique importante dans le sud du pays. Cette zone saharienne qui est favorable à l'exploitation de l'énergie solaire, présente une grande variation journalière de la

température ambiante, une vitesse du vent de sable importante durant certaines saisons de l'année, une durée d'ensoleillement estimée à 3500 heures/année et un potentiel énergétique de 2650 kWh/m²/année (l'un des plus élevés au monde). Ces paramètres induisent ainsi un stress thermique au niveau des composants du module PV et particulièrement les matériaux polymériques et ce après une longue exposition en milieu naturel. Ces matériaux polymériques se manifestent le plus souvent par un changement de coloration suivie d'une délamination conduisant ainsi la dégradation des performances électriques du module PV [6].

Problématique

Malgré cette progression du marché du photovoltaïque, L'expérience a montré qu'après une longue exposition en milieu naturel certains modules PV présentent une dégradation des cellules solaires et des matériaux polymériques, servant de protection des cellules solaires dans le module PV, induisant ainsi la dégradation des performances électriques du module PV [7]. Nous voulons examiner la fiabilité de ces appareils pendant son exposition dans des milieux (de climat chaud et sec).

Actuellement les modules PV sont certifiés pour les climats modérés d'air libre ne prenant pas en considération les spécificités des régions désertiques. A titre d'exemple, le constat établi lors de l'expertise de la station électro-solaire de MELOUKA (Wilaya d'Adar) d'une capacité de 30 KW, a révélé un état avancé de la dégradation de la station après seulement quelques mois de fonctionnement [6].

Objectifs et plan du mémoire

L'objectif de ce mémoire est de trouver un modèle mathématique qui peut décrire proprement le phénomène de vieillissement des modules PV installés dans les régions arides de notre pays. Et de même savoir choisir les panneaux PV qui ont de bonne résistance à l'environnement des régions désertiques, En effet, Les modules PV sont actuellement caractérisés et certifiés selon les référentiels internationaux pour des climats modérés. Malheureusement, Il n'existe actuellement pas de consensus, dans la communauté scientifique du PV sur un standard physique représentant le comportement exact des modules PV de diverses technologies en milieu naturel et particulièrement dans des climats spécifiques. Cela permet de comprendre et d'élucider encore une fois l'influence de la spécificité du climat saharien en Algérie sur la dégradation de la cellule PV, de l'encapsulant et par voie de conséquence sur la durée de vie du module PV dans les conditions réelles d'exploitation. Pour mieux cerner cet objectif, il nous a semblé intéressant d'organiser notre travail comme suit :

- Dans le premier chapitre nous avons rappelé la structure de base d'une cellule PV, son principe de fonctionnement, ses caractéristiques électriques et les différentes composantes d'un module PV, et finalement les facteurs qui limitent leur rendement.
- Dans le deuxième chapitre Nous avons exposé le problème de dégradations des cellules PV, de L'encapsulant EVA, on a présenté des chiffres de la réalité de dégradation des modules PV exposés dans les régions désertiques (Adrar, Ghardaïa
- Dans le troisième chapitre Nous avons étudié les effets des paramètres de dégradations (l'effet de la température, l'effet de l'humidité, l'effet de l'irradiation, l'effet du comportement des modules PV) sur les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.
- Le quatrième chapitre aborde la description de quelques modèles mathématiques paramétriques proposés à étudié la fiabilité d'un module, nous avons choisi des modèles classiques qui sont a la base de tout les lois statistique existants, quelques définitions des grandeurs statistiques (fonction de survie, fonction de répartition, taux de défaillance,.....).
- Dans le cinquième chapitre, On a effectué une simulation numérique en se basant sur les modèles choisis de la fiabilité des modules PV dans les milieux d'installation. En comparant les résultats obtenus avec celles de l'expérience, On a déterminé le modèle mathématique adéquat afin de prédire la durée de vie de ces modules PV.
- Enfin, la conclusion générale de ces travaux et les perspectives closent ce mémoire.

Chapitre I – structure et fonctionnement d’un module photovoltaïque

- Notions de bases -

I-1 Introduction :

- **Le rayonnement solaire :**

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire. Cette énergie est émise dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques. [8] Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K, dont le maximum est situé dans le domaine visible. L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur Terre. Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire, le vent, la biomasse... etc. Le spectre solaire est la distribution spectrale en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence. L'énergie de chaque photon est reliée à la fréquence μ ou à la longueur d'onde λ par

la formule suivante :

$$E = h \cdot \mu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (I-1)$$

h : est la constante de Planck.

c : étant la vitesse de propagation.

La distribution du spectre de rayonnement extraterrestre en énergie est répartie comme le suivant. Tableau (I-1). [9]:

Tableau (I-1). Le spectre de rayonnement solaire extraterrestre en énergie

ultraviolet <i>UV</i>	$0.20 \mu\text{m} < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$	6.4%
Visible	$0.38 \mu\text{m} < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	48.0%
infrarouge <i>IR</i>	$0.78 \mu\text{m} < \lambda < 10 \mu\text{m}$	45.6/%

Cette énergie, moyennée sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairement de quelque 340 W/m² [10]. Mais sur cette quantité d'éclairement qu'apporte le soleil au système terre-atmosphère C'est seulement la moitié du rayonnement solaire qu'absorbe la surface terrestre. En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales ($P= 1\ 013$ mbar et $t= 25^{\circ}\text{C}$), on a défini une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de 7,8 km prise pour référence unité et formée de couches planes et stratifiées composées par les divers gaz comme l'azote (couche de 6 150 m), l'oxygène (1 650 m), l'argon (74 m), le gaz carbonique (24 m)... L'eau est représentée par une couche d'épaisseur variable de quelques dizaines de mètres pour la vapeur et de quelques centimètres pour le liquide. De là on introduit le nombre d'air masse(**m**) qui permet de tenir compte de l'épaisseur de l'atmosphère traversé par les rayons solaires suivant l'inclinaison du soleil. [11]

$$m = \frac{p}{1013} \times \frac{1}{\sin A} e^{\left(\frac{-Z}{7.8}\right)} \quad (\text{I-2})$$

Avec : - p (N. m⁻²) la pression

- (A°) élévation du soleil sur l'horizon (90° au zénith)

- Z (km) est l'altitude

Ainsi, au niveau de la mer ($z = 7800\text{m}$)

$$m \approx \frac{1}{\sin A}$$

Et on dit : qu'on a les conditions : Figure (I-1):

- AM1 lorsque le soleil est au zénith,
- AM2 lorsqu'on a une inclinaison de 30° .
- Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM0.

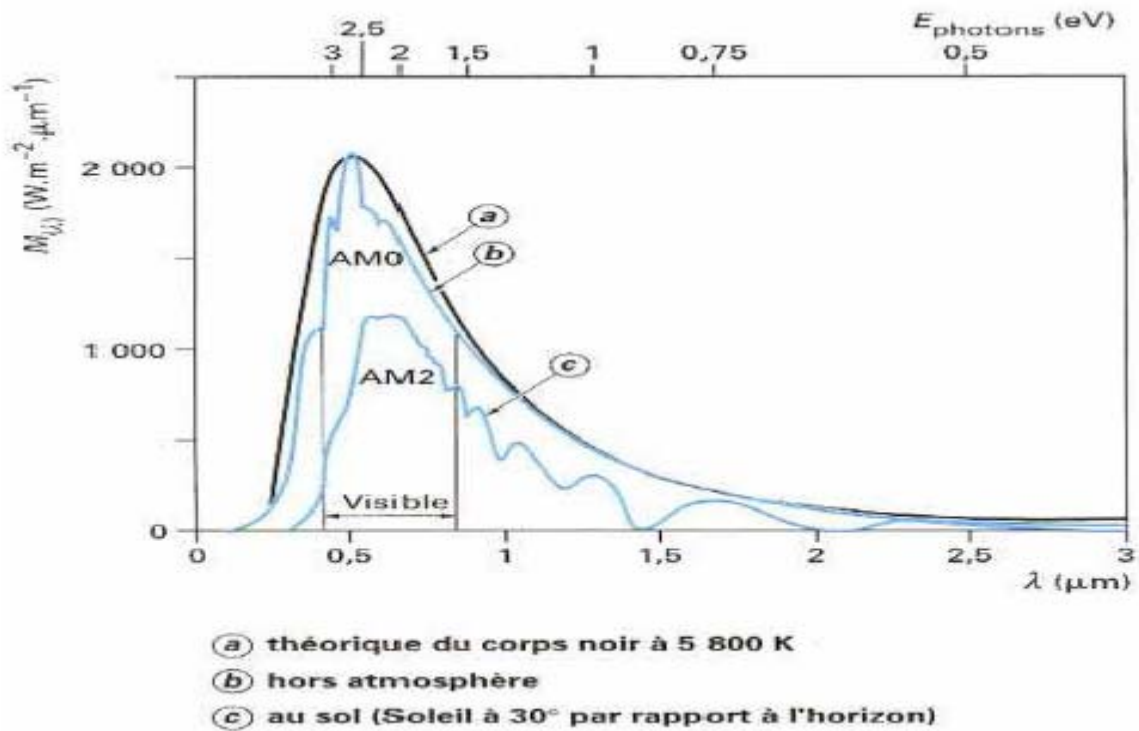


Figure (I-1): spectre solaire [12]

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 ($1353 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ pour AM0, $833 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ pour AM1, 5) 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 sont un spectre AM 1,5 (une puissance incidente de $1\,000 \text{ W}/\text{m}^2$ 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.

I-2 structure des cellules photovoltaïques

L'industrie photovoltaïque est concentrée à plus de 90% [13] sur l'utilisation du silicium comme matériau de base. Figure (I-2). Ce semi-conducteur présente en effet, différents avantages ;

- Il est abondant à la surface du globe car il est extrait à partir du sable.
- Il n'est pas toxique comme certains semi-conducteurs III-V.
- Il possède un oxyde naturel (SiO_2) présentant d'excellentes propriétés diélectriques
- il peut se doper facilement (avec 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 μ m pour le silicium, alors que seulement 1 μ m de Ga As suffisent. De plus, la largeur de 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) ; le Ga As, avec une largeur de bande interdite de 1,38 eV, permet d'accéder à des rendements théoriques plus élevés.

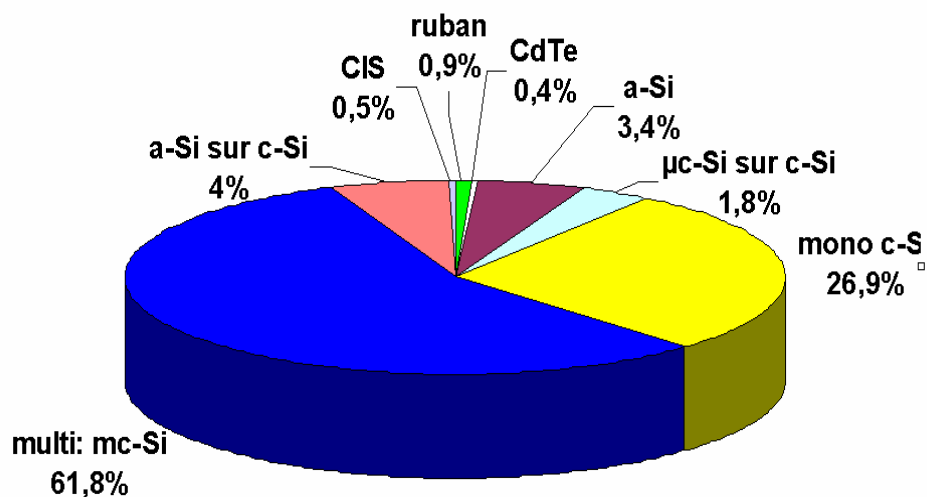


Figure (I-2) Utilisation des matériaux photovoltaïques [14]

Le silicium reste cependant le matériau le plus utilisé dans le photovoltaïque (figure I-2). Outre les avantages précités, il bénéficie d'une implantation importante et durable dans l'industrie de la microélectronique. Ce type de matériau, qui présente d'excellentes qualités électroniques, est très coûteux. La part de silicium monocristallin y est plus importante, puisque les modules produits selon cette technologie ont un rendement plus élevé que ceux en silicium multi cristallin. 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 : il constitue 56,4% des modules fabriqués [15]. La majeure partie de ce matériau est produite par des procédés de solidification unidirectionnelle, tels que le Poli (Photo watt) ou le BASIC (Bayer). C'est le matériau qui conduit au coût le plus faible au W_c , en comparaison avec d'autres procédés. [16]

I-3 Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques.

L'effet photovoltaïque a été mis en évidence pour la première fois par E. Becquerel en 1839. Il découvrit que certains matériaux délivraient une petite quantité d'électricité

quand ils étaient exposés à la lumière. Albert Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en 1912, mais il fallut attendre le début des années 50 pour sa mise en application pratique dans la réalisation d'une cellule PV en silicium d'un rendement de 4,5%. [17]. Nous présentons ici les mécanismes de la génération de porteurs électroniques au sein d'un semi-conducteur sous l'impact de photons.

I-3-1 L'interaction photon/semi-conducteur

L'écart entre les bandes de valence et de conduction, ou gap représente une caractéristique fondamentale des semi-conducteurs. La figure (I-3) présente les différentes transitions possibles selon la nature du gap. Quand le minimum de la bande de conduction et le maximum de la bande de valence coïncident dans l'espace des k , il s'agit d'un gap direct. Les transitions inter bandes s'effectuent verticalement, (figure I-3. a). Ceci illustre le fonctionnement des semi-conducteurs binaires III-V, tels que le Ga As, beaucoup utilisés en optoélectronique. Dans le cas du silicium, le gap est indirect, les transitions électroniques entre les extrema des bandes sont obliques, puisqu'elles impliquent un changement du vecteur d'onde de l'électron. Les électrons du sommet de la bande de valence peuvent toutefois être directement excités vers le minimum relatif central de la bande de conduction grâce à un photon de plus grande énergie. Pour que la transition s'effectue dans le gap indirect, il faut qu'un phonon soit au préalable absorbé (ou émis) par l'électron, afin que le vecteur d'onde de ce dernier corresponde au maximum de la bande de valence, pour absorber un photon (figure I-3.b). Notons que la valeur du gap indirect du silicium est de 1,12 eV à 300 K⁰ (ce qui correspond à une longueur d'onde de 1107 nm), mais celle du premier gap direct vaut 3,4 eV (soit 365 nm).

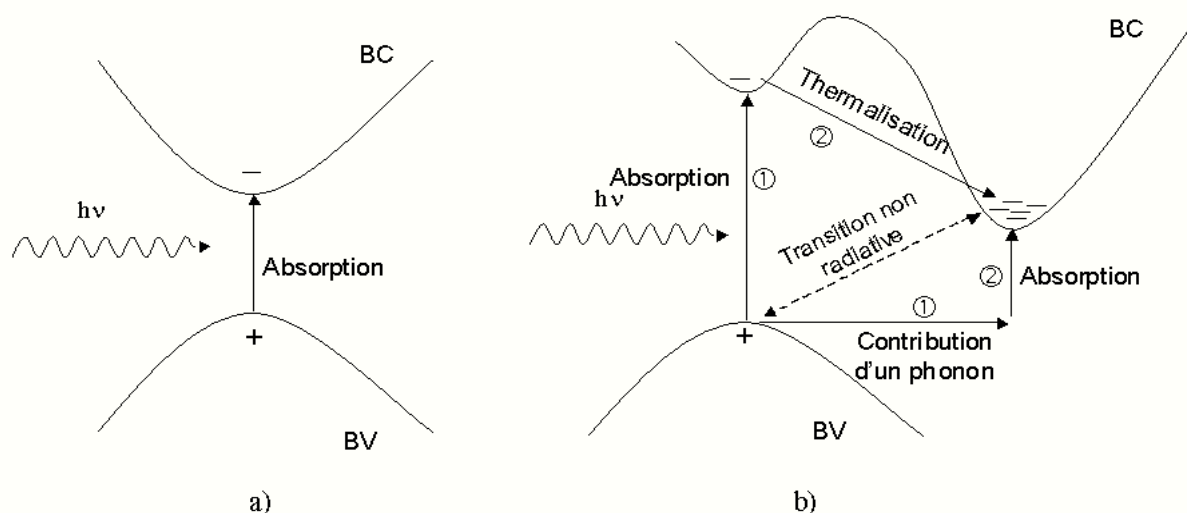


Figure (I-3) Transitions inter-bandes d'électrons dans un semi-conducteur. Le cas a- un semi-conducteur à gap direct, le cas b- à un gap indirect. [18]

L'interaction entre les photons et un semi-conducteur se traduit par une caractéristique essentielle du matériau dans le domaine photovoltaïque c'est le coefficient d'absorption. Il traduit le nombre de photons absorbés par unité d'épaisseur du matériau en fonction de la longueur d'onde, La figure (I-4) nous donne celui du silicium. Nous constatons que pour des longueurs d'ondes inférieures à $0,36 \mu\text{m}$, la majorité des photons incidents est absorbée dans les 100 \AA du matériau. Comme nous l'avons vu précédemment, ces transitions directes ne sont plus possibles pour des longueurs d'ondes plus grandes. Il faut alors qu'un phonon au moins vienne assister l'électron pour que ce dernier passe dans la bande de conduction. Ceci réduit la probabilité de transition. L'augmentation de la longueur d'onde des photons entraîne donc une diminution du coefficient d'absorption. Lorsque l'énergie du photon devient inférieure à celle du gap du matériau (à l'énergie d'un phonon près), la transition n'est plus possible et le photon n'est pas absorbé.

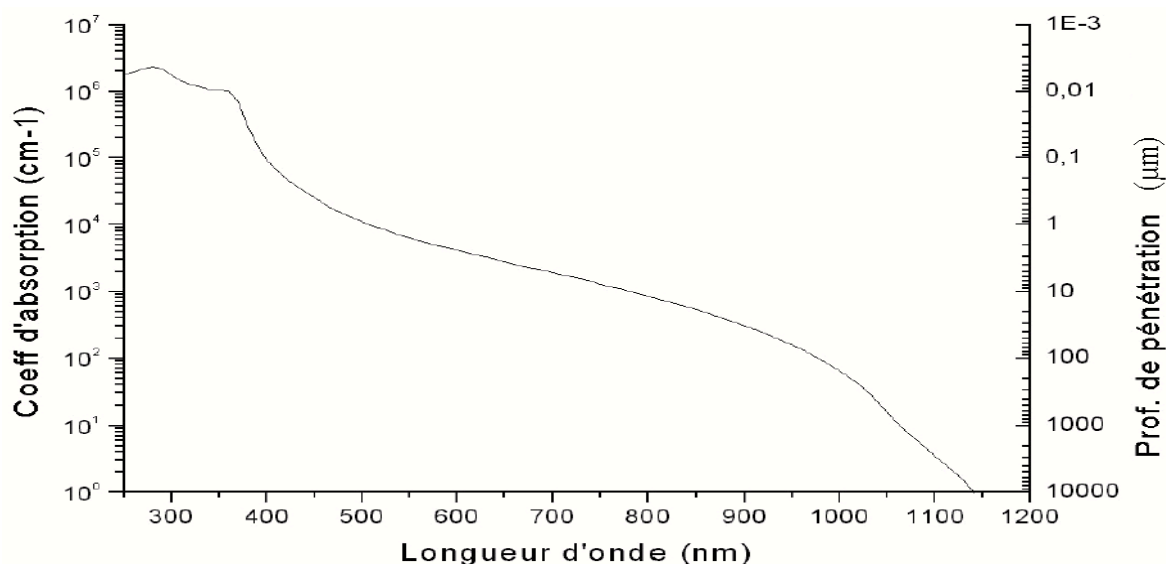


Figure (I-4) Coefficient d'absorption du silicium et profondeur de pénétration des photons en fonction de la longueur d'onde. [19]

L'interaction photon/électron au sein du semi-conducteur se traduit finalement par la génération d'une paire électron-trou, qui modifie localement la conductivité du matériau. Notons que nous situons dans un régime de faible injection, c'est à dire que la densité de porteurs photo générés est faible devant celle des porteurs majoritaires au sein du matériau. Ainsi cet excès de porteurs est plus sensible dans le cas des porteurs minoritaires (trous dans la région dopée n et électrons dans celle dopée p). La cellule photovoltaïque se comportant comme un générateur, il s'agit à présent de séparer ces deux types de porteurs pour éviter qu'ils ne se recombinent entre eux, et de les collecter dans un circuit électrique extérieur.

I-3-2 Fonctionnement de la cellule photovoltaïque

La transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est basée sur les trois mécanismes suivants (figure. I-5):

- absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ;
- conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur ;
- collecte des particules générées dans le dispositif.

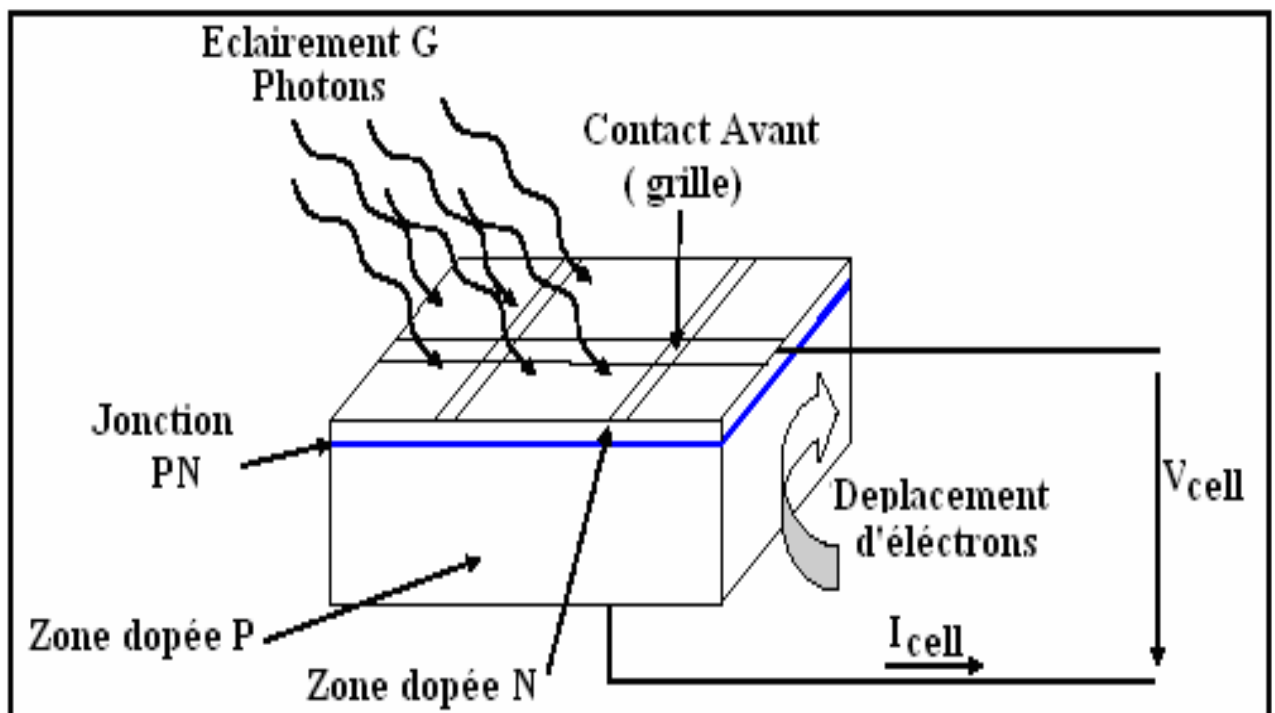


Fig. (I-5) fonctionnement d'une cellule PV. [24]

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier le pair électron / trou créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction p-n. D'autres structures, comme les hétérojonctions peuvent également être utilisées. Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure (I-6):

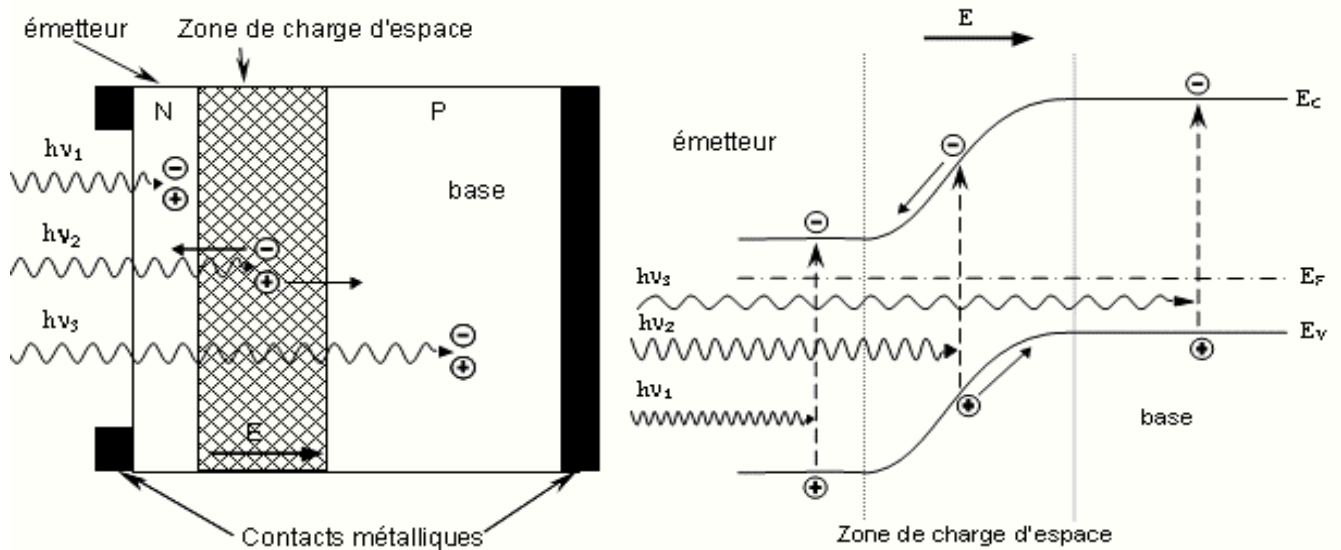


Figure (I-6) Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque.

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Les photons porteurs auront un comportement différent suivant la région :

- dans la zone n ou p, les porteurs minoritaires sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura une photo courant de diffusion ;
- dans la zone de charge d'espace, le pair électron / trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région n, les trous vers la région p. On aura une photo courant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour donner une photo courant résultant I_{Ph} . Il est proportionnel à l'intensité lumineuse. [20]

I- 4 Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque

Bien que différentes structures soient envisageables pour l'élaboration des cellules PV, 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 (I-7).

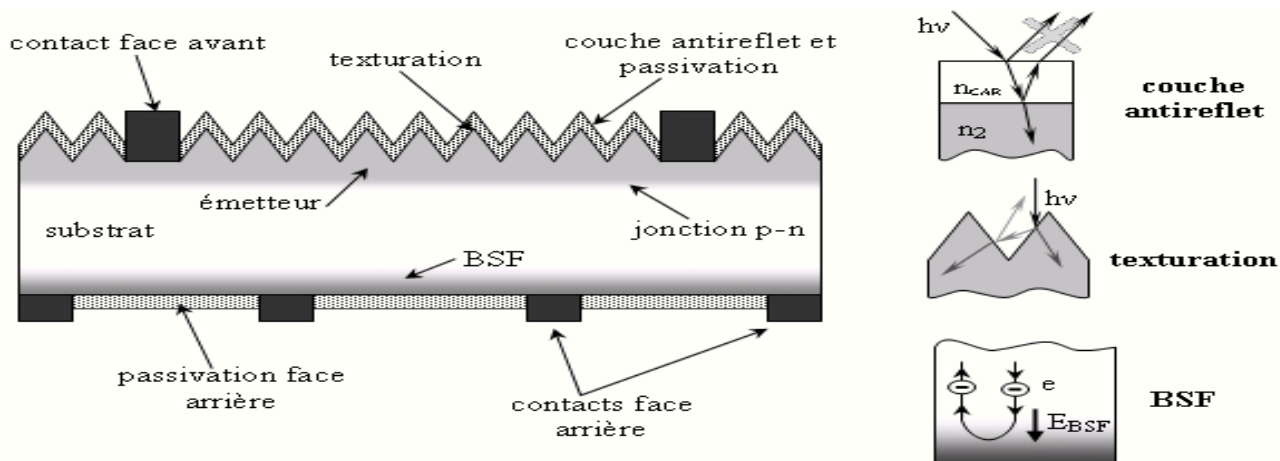


Figure (I-7) Composition d'une cellule photovoltaïque.

I-4-1 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 de silicium (SiO_2) et le nitrure de silicium hydrogéné ($\text{Si N}_x\text{:H}$).

I-4-2 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 (la figure (I-7)). Si l'épaisseur de la couche diélectrique est égale à :

$$d_{\text{CAR}} = \frac{(2N+1)\lambda}{4 \cdot n_{\text{CAR}}} \quad \text{avec } N = 0, 1, 2, 3, \dots \quad (\text{I-3})$$

On obtiendra l'annulation des faisceaux réfléchis à l'interface air/CAR et CAR/semi-conducteur. Pour les cellules photovoltaïques à haut rendement, une double couche antireflet est utilisée (avec deux diélectriques différents). Différentes CAR sont utilisées en photovoltaïque, nous avons: TiO_2 , SiO_2 , Zn S , MgF_2 , Si N_x etc..... [21]

I-4-3 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 (I-7) 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 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 [22], acides [23]), texturation mécanique (laminage à froid sous un peigne dentelé) [24], texturation laser etc. [25]

I-4-4 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. . [25]. 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.

I-4-5 BSF :

Le champ électrique de surface arrière (BSF : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction p⁺-p) sur la face arrière de la cellule. 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 (I-7)). 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 µm pour le Poli-cristallin). [25]

I-5 Les composants d'un générateur photovoltaïque :

Une installation photovoltaïque est constituée de quatre composants principaux : les modules photovoltaïques en série-parallèle, l'onduleur qui transforme l'énergie électrique continue provenant des modules en énergie électrique alternative (230 Volts et 50 Hertz), les câbles qui transportent l'électricité à courant continu entre les modules photovoltaïques et l'onduleur, les câbles qui transportent l'électricité à courant alternatif entre l'onduleur et le réseau. L'élément de base du générateur photovoltaïque est la cellule solaire avec une tension générée qui peut varier entre 0.3 V et 1.5 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule. [26]

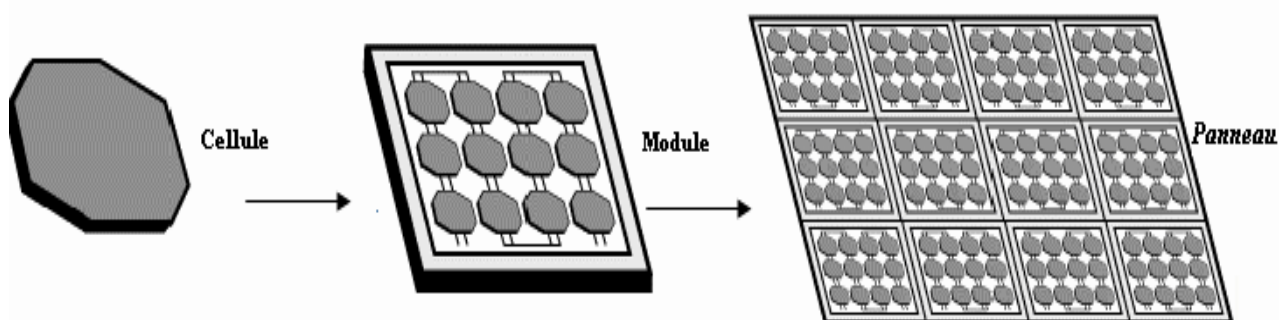


Figure (I-8) : Association des cellules solaires photovoltaïques

I-5-1 Module :

Un module photovoltaïque est d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une Puissance électrique suffisante lors de son exposition a la lumière. Il est, en lui même, un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'intercalaires, de diodes by-pass, de connecteurs, d'une boîte de jonction, de câbles, d'un verre de protection sur la face avant du module et d'un verre ou d'un film en fluorure polyvinylique sur la face arrière du module (figure I-9). [11]

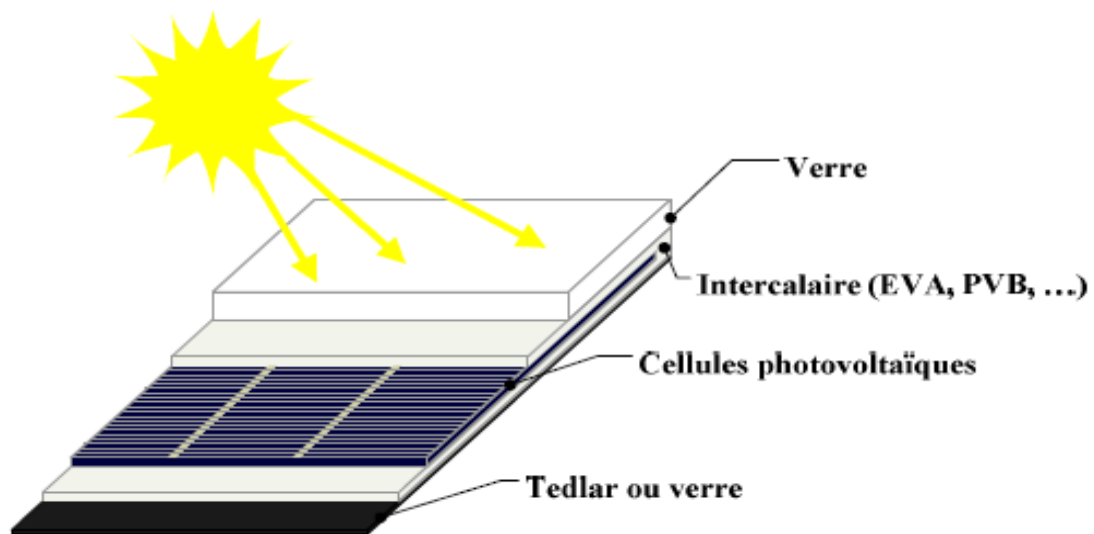


Figure (I-9) coupe d'un module photovoltaïque. [28]

I-5-2 Panneau :

Les modules peuvent être assemblés en panneaux, eux-mêmes interconnectés pour former un champ de modules. Dans une installation, l'ensemble des champs de modules constitue le champ photovoltaïque (générateur PV). [27]

I-6 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :

I-6-1 Cellules idéale :

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électronique équivalent ci-dessous (figure I-10). Nous pouvons considérer le cas d'une

cellule idéale comprenant d'une source du courant et une diode en parallèle. La source du courant I_{ph} représente le photo- courant (généré) et la branche de diode un courant I_D .

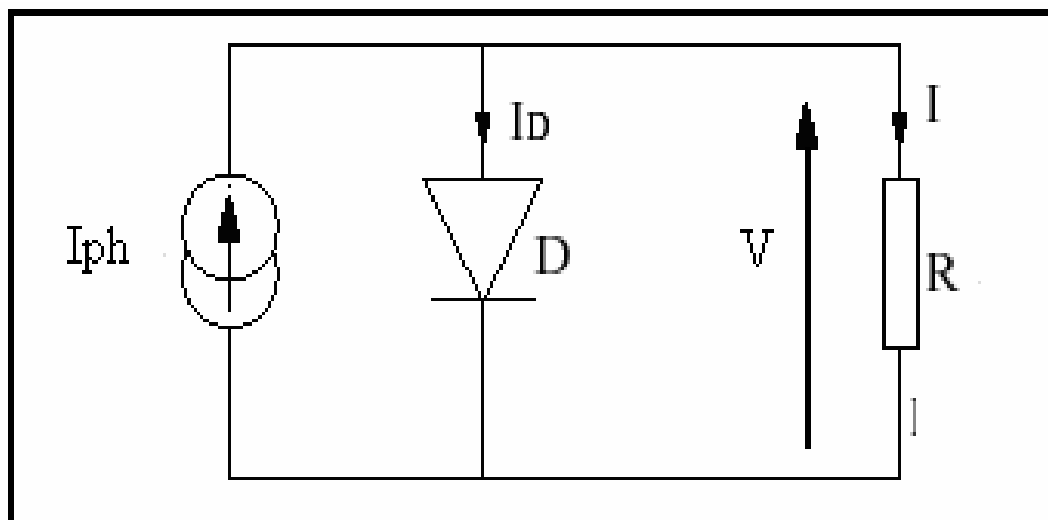


Figure. (I-10) Schéma électrique d'une cellule solaire idéale

Le courant délivré par la cellule photovoltaïque éclairée sur une charge R s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_D$$

I_{ph} : photo- courant générée.

I_D : Courant traversant la diode.

$$I_D = I_s \left[\exp \left(\frac{V_D}{V_T} \right) - 1 \right]$$

$$V_T = KT/q$$

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V_D}{V_T} \right) - 1 \right] \quad (I-4)$$

q : charge de l'électron.

K : la constante de Boltzmann.

V_T : tension thermique.

I_s : courant de saturation.

V_D : tension à la borne de la diode.

T : température absolue (en kelvin).

I-6-2 Modèle réel d'une cellule photovoltaïque :

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords... doivent être pris en considération. Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Ce circuit est représenté sur la figure (I-11) par un générateur de courant I_{ph} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} .

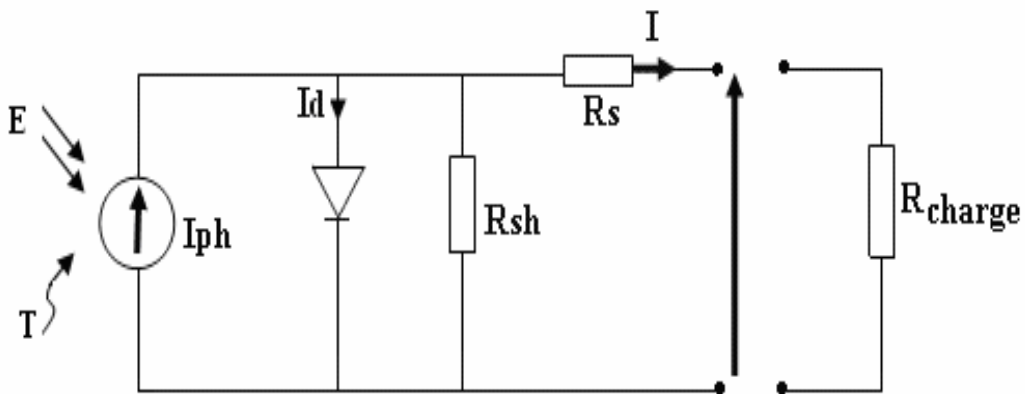


Figure. (I-11) Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans la figure (1-11), on a : [29]

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \Rightarrow$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}}$$

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{A V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (I-5)$$

R_s : est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux.

R_{sh} : est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques.

A : Facteur de qualité

I-7 Paramètres des cellules photovoltaïques :

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc}, V_{co}, ff, η) extraits des Caractéristiques courant - tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

I-7-1 Courant de court-circuit I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule. Ce courant croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule, il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

I-7-2 Tension à circuit ouvert V_{co} :

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie, de la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

I-7-3 Puissance débitée P :

La puissance fournie par la pile est donnée par le produit $V \times I$:

$$P = V \times I = V \times \left[I_s \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{A V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right] \quad (I-6)$$

Cette puissance est maximum au point P_m (Figure. (I-12)) Défini par :

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V} = 0 \right) [30]$$

$$P_{ME} = V_{ME} \times I_{ME} = ff \times V_{CO} \times I_{CC}$$

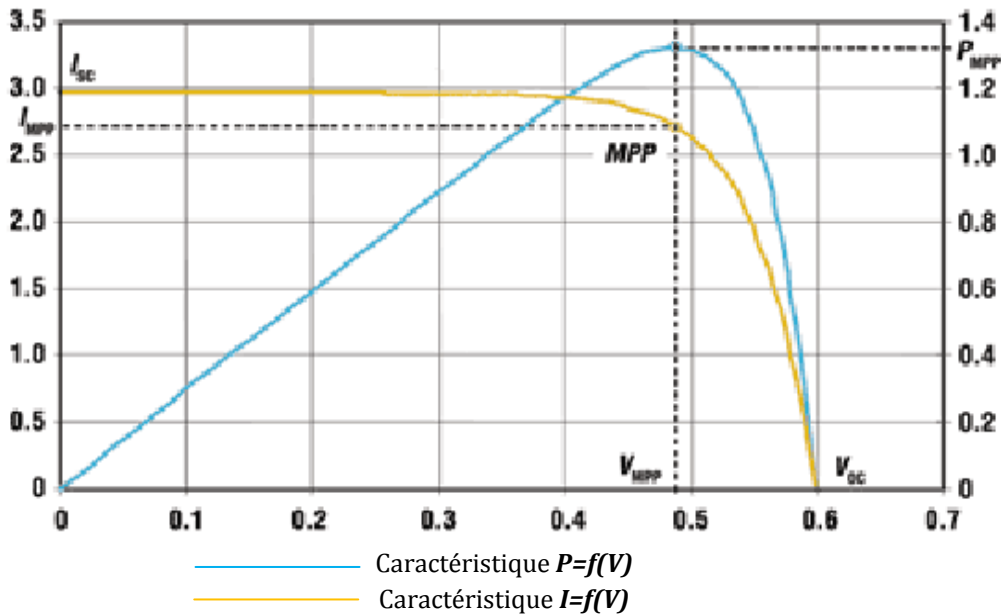


Figure (I-12) Mise en évidence du MPP

I-7-4 Facteur de forme ff :

Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. Il est défini comme le rapport entre le point de puissance maximum et le produit courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert : [33]

$$ff = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (I-7)$$

Plus ce paramètre est élevé, plus l'efficacité de conversion est meilleure. En dehors de ce point de fonctionnement P_m particulier, la diminution du courant par recombinaison intervient à des points de fonctionnement ayant V_x supérieur à V_m et des pertes par chauffage (effet joule) des résistances séries apparaissent dans le cas $I > I_m$

I-7-5 Le rendement η :

Nous pouvons définir le rendement d'une cellule photovoltaïque comme le quotient de la puissance maximale et de la puissance lumineuse reçue par la cellule. Cette puissance lumineuse correspond au produit de l'aire de la cellule par l'ensoleillement. [31]

$$\eta = \frac{V_m \times I_m}{P_{inc}} \quad (I-8)$$

I-8 Principales causes de limitation du rendement des cellules solaires

I-8-1 Pertes de photons incidents :

Le silicium est un matériau faiblement absorbant, d'aspect métallique très réfléchissant, l'indice de réfraction du silicium étant environ 3.05, le coefficient de réflexion d'une interface air-Silicium est de l'ordre de 30%, ce qui représente les pertes directes de photons par réflexion sur la face avant, et son coefficient d'absorption diminue très vite au voisinage du gap, conduisant à des pertes par transmission dans le proche infrarouge. Pour diminuer les réflexions face avant, une solution courante est le dépôt d'une couche très fine de TiO₂ (quelques dizaines de nanomètres) dont l'indice de réfraction (environ 2.2) est inférieur à celui du Silicium. Pour augmenter l'absorption dans le silicium, il faut augmenter le trajet optique des photons, c'est-à-dire les confiner dans l'épaisseur de la plaque. [32]

I-8-2 Pertes de photons pénétrant dans le matériau :

Les photons dont l'énergie est inférieure au gap ne sont pas absorbés dans le substrat (sauf si des impuretés introduisent des niveaux permis dans la bande interdite du silicium), tous les photons de longueur d'onde supérieure à 1.25 μm sont donc perdus. Les photons d'énergie supérieure au gap sont absorbés, mais l'excès d'énergie ($h\nu - E_g$) est dissipé sous forme de chaleur par les phonons du réseau, ce qui constitue une perte du point de vue énergétique. Enfin, les photons très énergétiques sont absorbés et les porteurs photo-générés sont perdus par recombinaisons avec les dopants. [33]

I-8-3 Résistances parallèles et série :

Ces résistances parasites consomment une partie du courant photo-généré. Les résistances série sont principalement dues à la résistivité du substrat, à la résistance des lignes de connexion. Les résistances parallèles (shunts) représentent en fait les courants de fuite dans la cellule, dus aux pertes dans les joints de grains, à de mauvais contacts entre le

silicium et les connexions, à des courts-circuits qui peuvent être créés pendant la fabrication des cellules,... [34]

I-8-4 Recombinaisons des porteurs générés :

On considère deux types de recombinaison, qui ne dépendent que de la qualité du matériau :

- Les recombinaisons de surface : elles sont dues aux défauts cristallographiques présents à la surface, tels que les liaisons pendantes, les zones écrouies induites par le sciage des lingots,...Elles sont caractérisées par ses vitesses de recombinaison en surface des porteurs minoritaires, qui peuvent varier de 100 cm/sec pour des surfaces très bien passivées à 10^7 cm/sec pour des surfaces très recombinantes.
- Les recombinaisons en volume : elles sont dues aux défauts cristallographiques du substrat, notamment à la présence d'impuretés et de dislocations au sein du matériau. Elles son caractérisées par L_D : longueur de diffusion des minoritaires et par τ_b : durée de vie des porteurs minoritaires, ces deux grandeurs étant liées par la relation :

$$L_D = \sqrt{D \times \tau_D} \quad (I-9)$$

- D : étant le coefficient de diffusion des porteurs considérés.
- L_D : est proche de l'épaisseur de la cellule. Moins il y aura de recombinaisons en volume et plus le rendement de la cellule sera élevé. [35]

La figure (I- 13) ci-après résume la nature des différentes pertes qui limite le rendement Photovoltaïque.

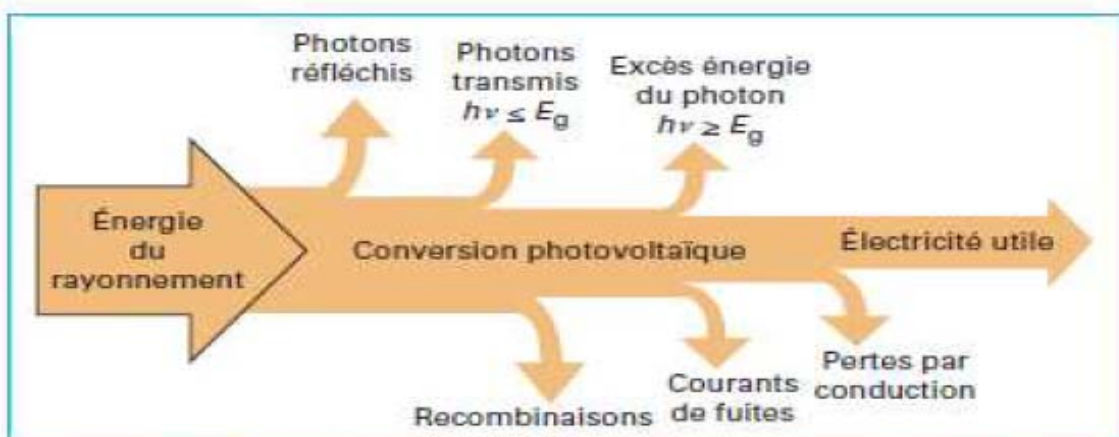


Figure (I- 13) : Différents pertes lors de la conversion photovoltaïque Du rayonnement solaire en énergie électrique [36]

I- 9 L'équation caractéristique de la cellule photovoltaïque

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique suivante:[37, 38, 39]

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{A.V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (I-5)$$

Les figures (I-14) représentent les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule pour un Éclairement et une température donnée.

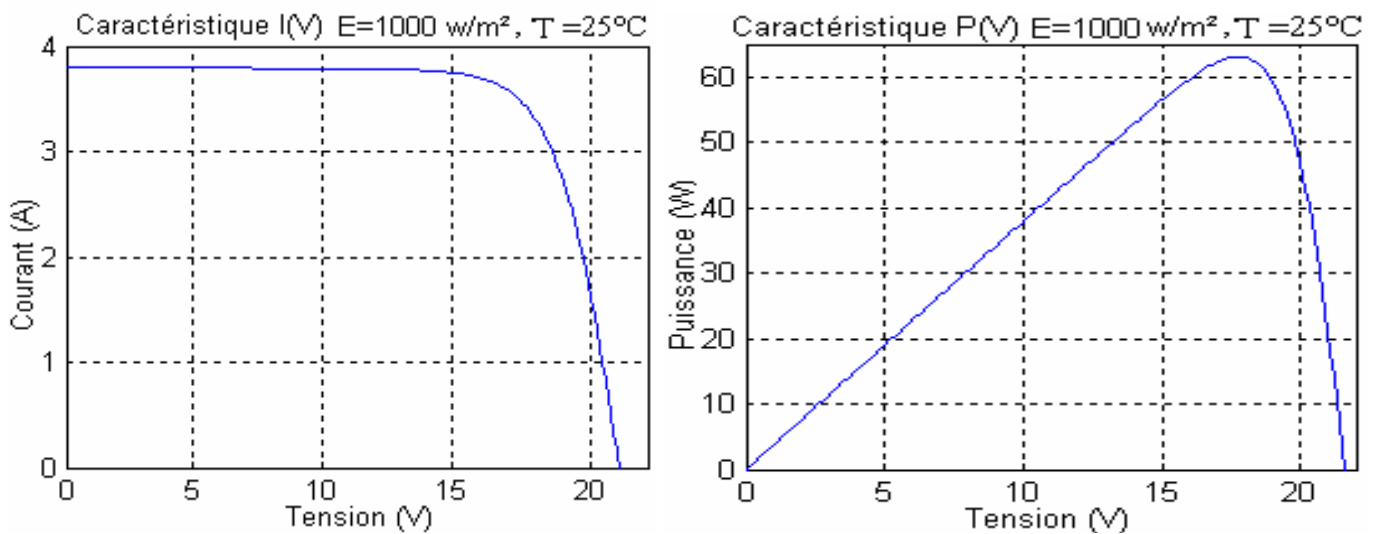


Fig. (I-14) Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule solaire

- **Les zones de Caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque:**

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairage et une température fixée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe $I = f(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (I-15) représente les trois zones essentielles de cette caractéristique: [40]

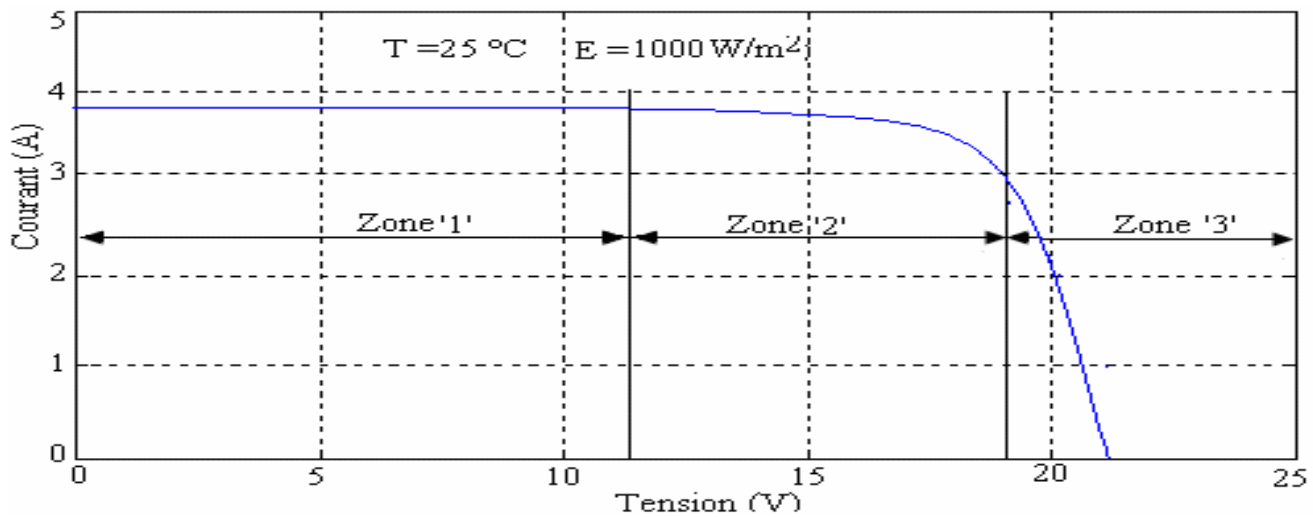


Figure. (I-15) Les différentes zones de Caractéristique $I(V)$
D'un générateur Photovoltaïque

- **La zone (1)** : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (3)**: qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.
- **La zone (2)** : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

1- 10 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons rappelé les notions de base sur le rayon solaire Tel que les longueurs d'onde de son spectre lumineux, la notion du nombre d'air masse optique qui caractérise la puissance transportée par le rayon solaire (833 W/m^2 pour AM1, 5). On a aussi exposé une généralité sur les cellules PV et ses caractéristiques électriques telles-que la structure de la cellule (matériaux de fabrication), le principe de fonctionnement, le coefficient d'absorption, les constituants de base de différentes cellules PV. Nous n'avons pas oubliés de formuler l'équation caractéristique et le schéma qui modélise le courant et la tension d'un module PV. Les paramètres qui caractérisent les modules dans le coté technologiques sont aussi présentés dans ce chapitre qui a été fini par les différentes causes possibles qui limitent le rendement d'un générateur photovoltaïque.

Chapitre II - La dégradation des modules PV après vieillissement en différents milieux naturels

II-1 Introduction :

Cependant, la fabrication des modules photovoltaïques présente un fort impact écologique et les cellules ne sont pas encore recyclables. Pour considérer ces installations comme produisant de l'énergie verte, il faut que celles-ci aient une durée de vie importante pour rentabiliser écologiquement leur production et leur démantèlement. [41,42]

Un module photovoltaïque est caractérisé par la puissance électrique qu'il délivre lorsqu'il est soumis conventionnellement à un ensoleillement de 1000 W/m^2 et une température de cellule de 25°C [43]. Cette puissance électrique est déterminée juste après la fabrication des modules. Cependant, cette donnée n'est pas constante au cours du temps, lorsque le module subit des dégradations, la puissance électrique diminue [44].

II-2 Dégradation des modules PV

Comme un exemple pratique sur l'effet de vieillissement des modules PV, nous présentons ici l'effet de la dégradation de quelques modules PV pendant leur exposition dans des milieux naturels.

II-2-1 Description des modules PV de test :

Les modules PV de test sont : les UDTS 50 ou M55 au silicium monocristallin avec une Technologie d'encapsulation mono-verre, les PWX 500 au silicium multi-cristallin avec une technologie d'encapsulation bi-verre, les US64 au silicium amorphe triple jonctions avec une technologie d'encapsulation « tout en plastique », et les ST40 au Copper indium avec une technologie d'encapsulation mono-verre. Les modules PV de test issus de différentes Technologies sont conservés dans le laboratoire à la température ambiante. [45] Le circuit cellulaire d'un module PV possède une configuration sous forme $N_s \times N_p$ avec N_s et N_p : le nombre de cellules solaires en série et le nombre de guirlandes en parallèle Respectivement. Les modules PV UDTS 50 et PWX 500 ont la configuration 36×1 . Dans ce cas le module PV est composé de trois guirlandes G1, G2 et G3 composée chacune de 12 cellules solaires comme illustré dans la figure (II-1). Une destruction possible du module PV en cas d'occultation partielle ou totale est ainsi empêchée grâce aux diodes de protection D1 et D2. Ces diodes assurent une protection du module PV contre une éventuelle inversion de polarité des cellules occultées en mettant hors circuit les guirlandes affectées. [46] Les modules PV ST 40 et US 64 ont la configuration 42×1 et 11×2 respectivement :

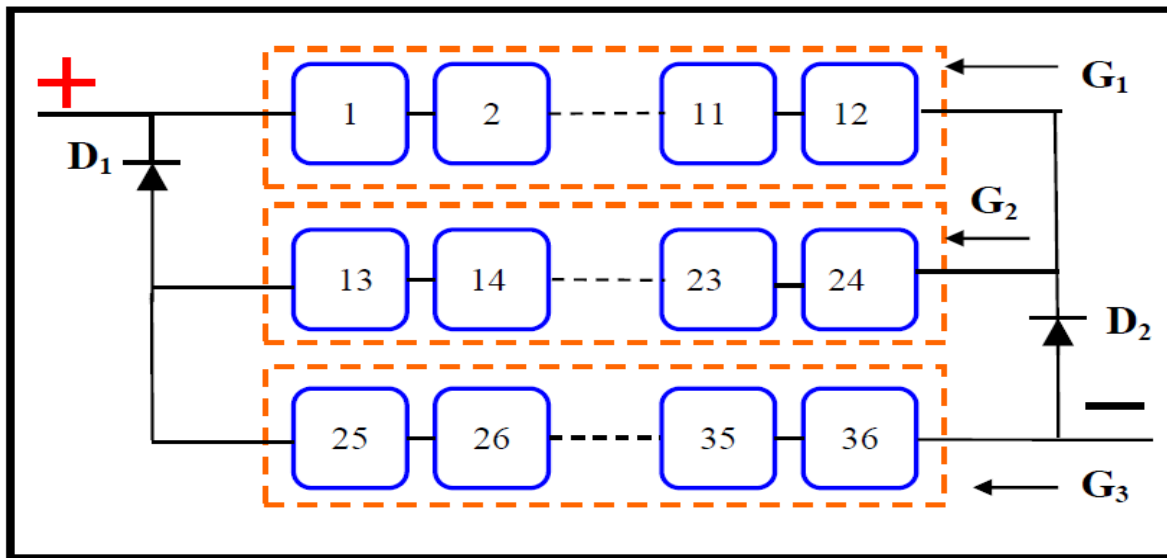


Figure (II-1) schéma électrique du circuit cellulaire du module PV UDTS 50

II-2-2 Caractérisations des modules PV

II-2-2-1 Essai d'isolement :

Cet essai a pour but de déterminer si le module PV est ou n'est pas suffisamment isolé. Le principe de cet essai consiste à appliquer une tension continue entre le circuit cellulaire, dont les connexions de sorties sont mises en court-circuit et connectées au pôle positif d'une source de tension continue, et le cadre constituant le châssis du module PV pour mesurer le courant de fuite résultant, comme illustré par la figure(II-2).

La tension délivrée par le dispositif de mesure est égale à deux fois la tension maximale du système à laquelle on ajoute 1 000 V. Tous les modules PV de test présentent une tension maximale du système de 600V, de ce fait la tension appliquée lors des essais de l'isolation électrique est de 2200V. Il en résulte un courant de fuite inférieur à $1\mu\text{A}$, soit une résistance d'isolement supérieur à 2200 MW qui est en bon accord avec les exigences et les critères d'acceptation d'un module PV [47]. Le module PV US 64 présente des fuites importantes et n'a pas satisfait les tests d'isolation électrique.



Figure (II-2) test d'isolement d'un module PV

II-2-2-2 Caractéristique I-V sous éclairement :

Généralement la caractérisation d'un module PV est effectuée aux conditions standards (STC) sous une température de 25°C, un éclairement de 1000 W/m² et un spectre solaire AM1.5). Le facteur de forme d'un module PV est défini comme suit [6]:

$$FF(\%) = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \times 100\%$$

Avec :

FF : Facteur de forme aux conditions STC (%)

I_{sc} : Courant de court-circuit aux conditions STC (A)

V_{oc} : Tension du circuit ouvert aux conditions STC (V)

I_{mp} : Courant au point de la puissance maximale aux conditions STC (A)

V_{mp} : Tension au point de la puissance maximale aux conditions STC (V)

Le rendement moyen de la cellule solaire dans le module PV est :

$$\eta_1 = \frac{P_{max}}{E \times N_s \times N_p \times S_c} \times 100\%$$

Avec :

P_{max} : Puissance maximale aux conditions STC (W)

E : Eclairement aux conditions STC (1000 W/m²)

η_1 : Rendement moyen de la cellule solaire dans le module PV (%)

S_c : Surface de la cellule solaire (m²)

Le rendement du module PV est :

$$\eta_2 = \frac{P_{max}}{E \times S_m} \times 100\%$$

η_2 : Rendement du module PV par surface utile (%)

S_m : Surface du module PV (m²)

L'existence d'un vide intercellulaire dans un module PV nous conduit à définir le facteur de remplissage comme suit :

$$Fr(\%) = \frac{N_s \times N_p \times S_c}{S_m} \times 100\%$$

La relation entre le rendement moyen de la cellule solaire et celui du module PV est :

$$\eta_2 = \eta_1 \times Fr$$

La figure (II-3) montre les variations du courant des modules en fonction de la tension.

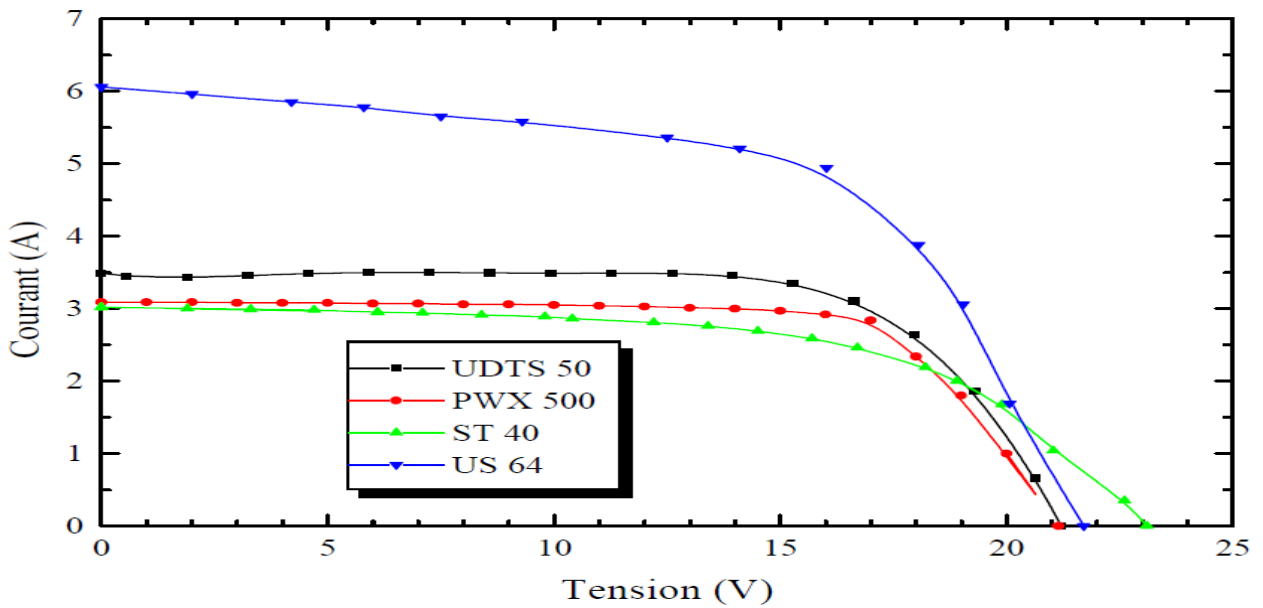


Figure (II-3) caractéristiques I-V des modules PV aux conditions STC

Les performances des modules PV sont résumées dans le tableau (II -1) suivant:

Tableau (II -1). Performances électriques des modules PV

Module PV de test	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{max} (W)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	η_1 (%)	η_2 (%)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)	F_r (%)
UDTS 50	3,13	17,0	53,21	21,28	3,49	71,64	14,78	12,58	1,21	100,2	85,11
PWX 500	2,80	17,00	47,60	21,90	3,10	70,11	12,96	9,89	1,25	100,8	76,31
ST 40	2,46	16,70	41,08	23,06	3,02	59,00	10,03	9,65	1,75	64,9	96,21
US 64	4,81	15,95	76,71	21,70	6,06	58,33	7,74	7,57	0,87	19,53	97,80

Il est à noter que la variation relative de la puissance maximale mesurée par le simulateur solaire par rapport à la puissance nominale fournie par le fabricant est de 3.36%, 5.04% et 2.6% pour les modules PV UDTS 50, PWX 500 et ST 40 respectivement. Par contre, le module PV US 64, hormis un faible rendement par rapport au silicium cristallin à cause de la faible mobilité des porteurs, présente une augmentation de la puissance maximale de plus de 16% et qui diminuera après 8-10 semaines d'exposition en milieu naturel afin de retrouver les valeurs du fabricant. [48]. L'handicap majeur des modules PV à base de cellules solaires au silicium amorphe est la photo dégradation souvent irréversible ou effet STAEBLER-WRONSKI. [49,50, 51]

II-2-3 Evolution de la température d'un module solaire :

D'une manière générale la température d'une cellule solaire dans un module PV atteint une valeur limite correspondant à l'équilibre thermique entre la température ambiante et L'échauffement dû au rayonnement incident [52]. Cet équilibre thermique dépend aussi du Coefficient de transfert thermique global du module PV, qui peut être décomposé en une composante constante et un facteur proportionnel à la vitesse du vent [53]. In situ, ce coefficient est de 42.5 W/m². °K et 6 W/m².°K pour un module PV en technologie mono-verre et bi-verre respectivement [54]. Pour le module PV UDTS 50 cet équilibre thermique est atteint après environ deux heures de fonctionnement dans l'enceinte du simulateur solaire comme l'illustre la figure (II-4). La température limite du module PV est de 33°C sous un éclairement de 1000 W/m² et une température ambiante de 18°C.

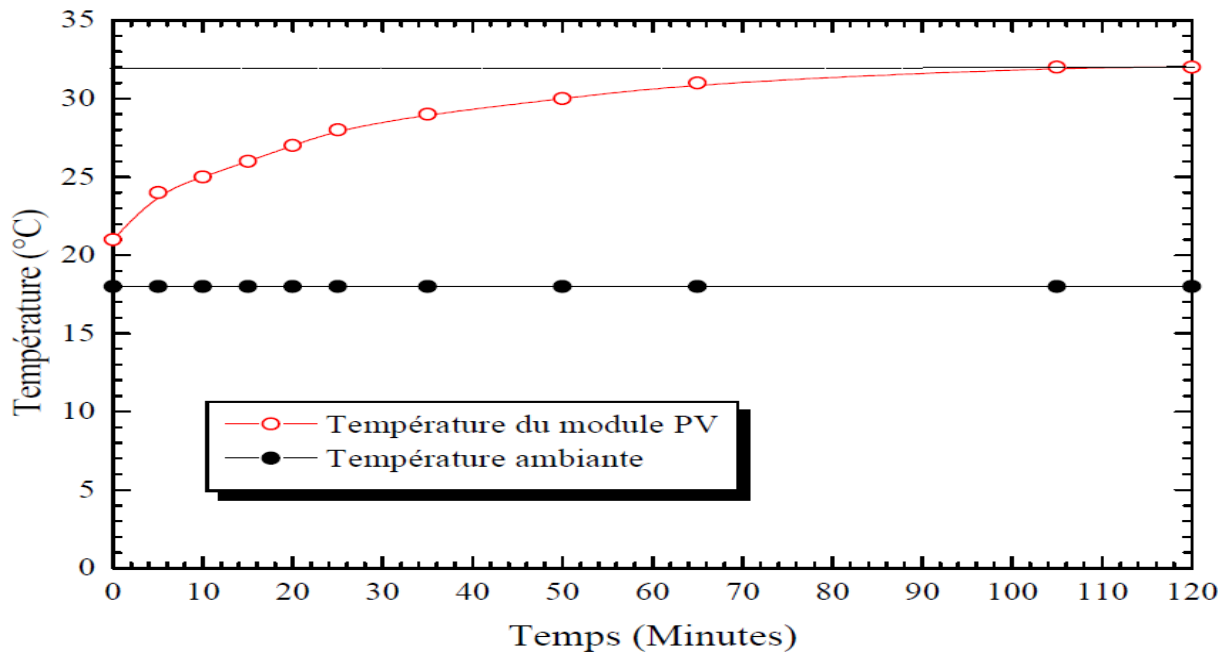


Figure (II-4) évolution de la température de la cellule solaire dans le module PV UDTS 50 en fonction du temps dans l'enceinte du simulateur solaire

La relation (II-1) montre que la température de la cellule (T_c) dans un module PV est étroitement liée à l'éclairement incident (E_{inc}), la température ambiante (T_a), la vitesse du vent (v) ainsi que la technologie d'encapsulation du module PV [55].

$$T_c - T_a = \frac{T_{NOC} - 20}{800} E_{inc} \quad (II-1)$$

La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (T_{NOC}) dans un module PV en circuit ouvert est définie sous les conditions suivantes :

- $E_{inc} = 800 \text{ W/m}^2$
- $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- $v = 1 \text{ m/s}$

Pour le calcul du T_{NOC} , nous avons exploité les données expérimentales du comportement des modules PV UDTS 50 et PWX 500 en milieu saharien selon les trois principales conditions suivantes :

- $E_{inc} > 400 \text{ W/m}^2$
- $T_a < 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- $v < 1,75 \text{ m/s}$

La figure (II-5) illustre les variations de l'écart de température cellule solaire-température ambiante naturelle en fonction de l'éclairement des modules PV UDTS 50 et PWX 500. L'application de la méthode de la régression linéaire permet de calculer la valeur du T_{NOCT} qui est de $48.7 \text{ }^\circ\text{C}$ pour le module PV UDTS 50 et $48 \text{ }^\circ\text{C}$ pour le module PV PWX 500 respectivement. La figure (II-6) montre les caractéristiques I-V des modules PV UDTS 50 et PWX 500 sous les conditions **NOCT**, où la puissance maximale du module PV UDTS 50 et PWX 500 est de **38.4 W** et **33.4 W** respectivement. [6]

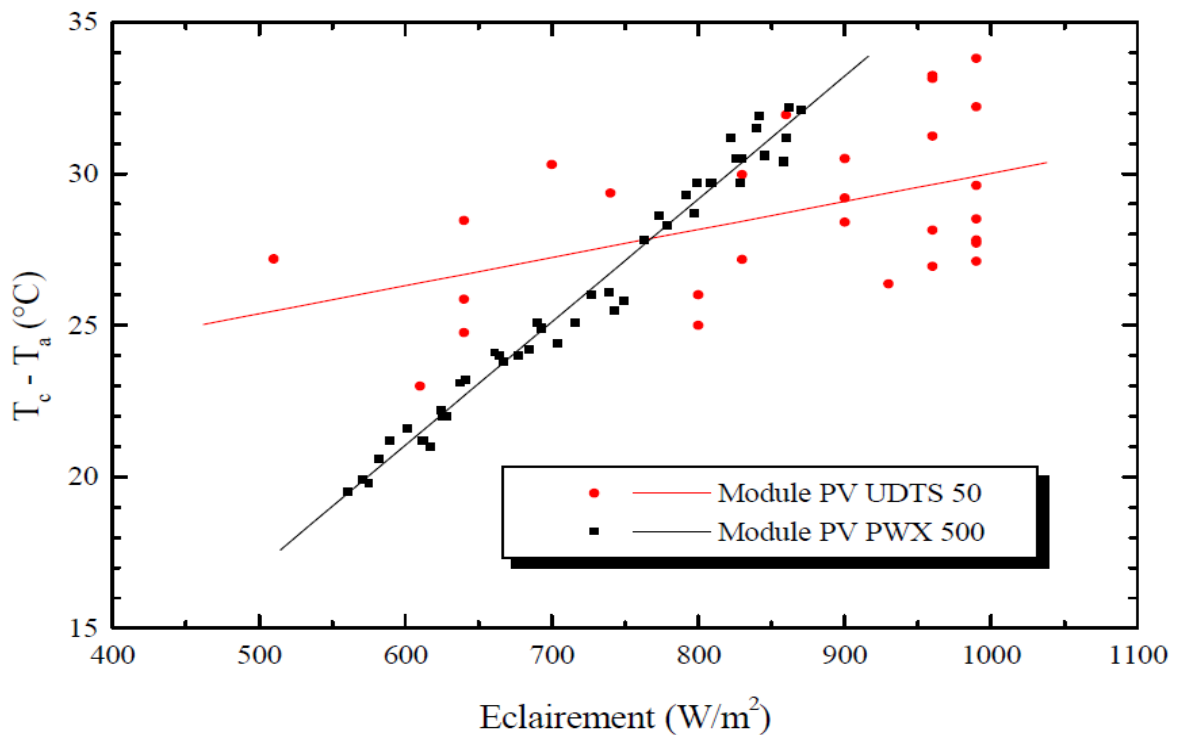


Figure (II-5) température ambiante en fonction de l'éclairement pour les modules PV UDTS 50 et PWX 500

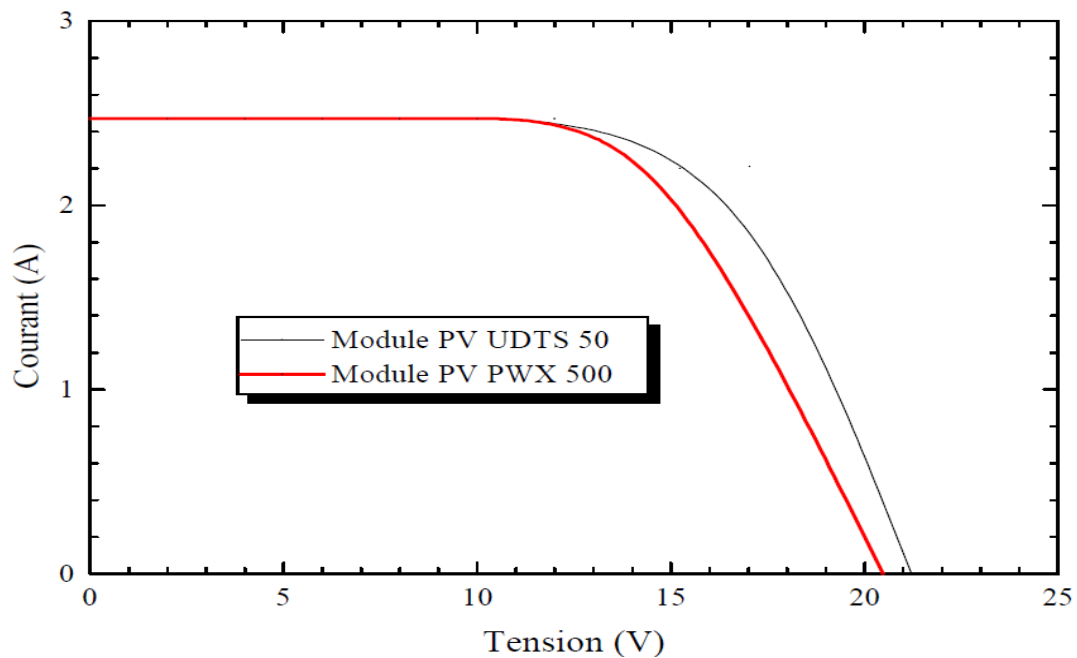


Figure (II-6) caractéristiques I-V des modules PV UDTS 50 et PWX 500 sous les conditions NOCT

II-2-4 le vieillissement des modules PV au silicium cristallin en milieu Saharien

Notre but dans ce cas est de révéler les effets d'une dégradation synergétique dans les conditions du site naturel qui ne pourraient pas être détectées par des essais effectués en laboratoire

II-2-4-1 Quelques exemples sur les formes de vieillissement des modules PV

Les défauts majeurs les plus observés après le vieillissement des modules solaires exposés dans les différents milieux naturels sont :

- le Délaminage
- Jaunissement de l'encapsulant EVA
- phénomène de Hot-spot
- Scellage mal fait de la boîte de jonction
- le Craquage de cellules

La figure (II-7) montre le générateur PV de la station solaire de MELOUKA d'une capacité de 30KW située dans la Wilaya d'Adrar (en plein sud de l'Algérie). Les modules PV sont dégradés malgré un entretien local, ces modules PV sont de type BELGO-SOLAR sont à base du silicium monocristallin de 10 cm de diamètre et encapsulées par l'EVA selon la

technologie bi-verre. La puissance nominale des modules PV est de 33 W c. La figure (II-8) montre les différentes formes de dégradation des modules PV en milieu naturel type saharien. Il est à signaler que le problème de jaunissement a été plus ressenti dans les pays ayant des climats chauds comme le cas de l'Algérie. [6]



Figure (II-7) : Générateur de modules PV sur le site de MELOUKA

Les Figure (II-8) -a -b -c. Formes de dégradation des modules PV à l'URAER d'Adrar.

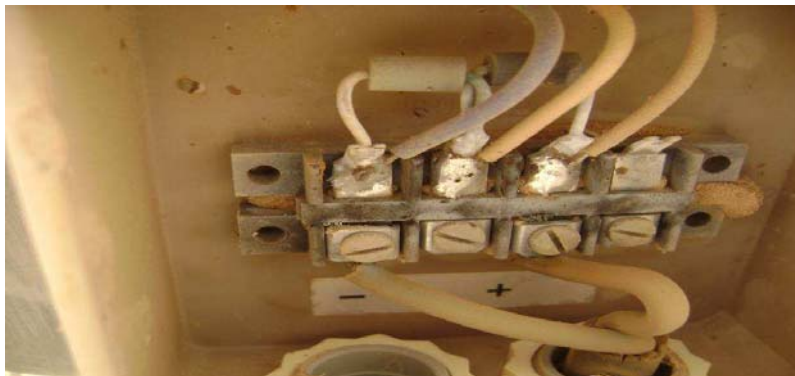


Figure -a- Changement de coloration de la boîte de jonction



Figure - b- Etat de l'EVA sur la face avant du module PV (Jaunissement)



Figure -c- Etat de l'EVA sur la face arrière du module PV (accumulation de sable sur le côté)

II-2-4-2 Performances des modules PV UDTS 50 après vieillissement sur le site de l'URAER/MS d'Adrar

A cet effet, deux modules PV type UDTS 50 référencés E88001 et E88002 ont été exposés sur le site de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables en milieu saharien (URAER/MS) d'Adrar sur une période de six années. L'évolution de la température ambiante du celle du module PV UDTS 50 est représentée par la figure (II-9).

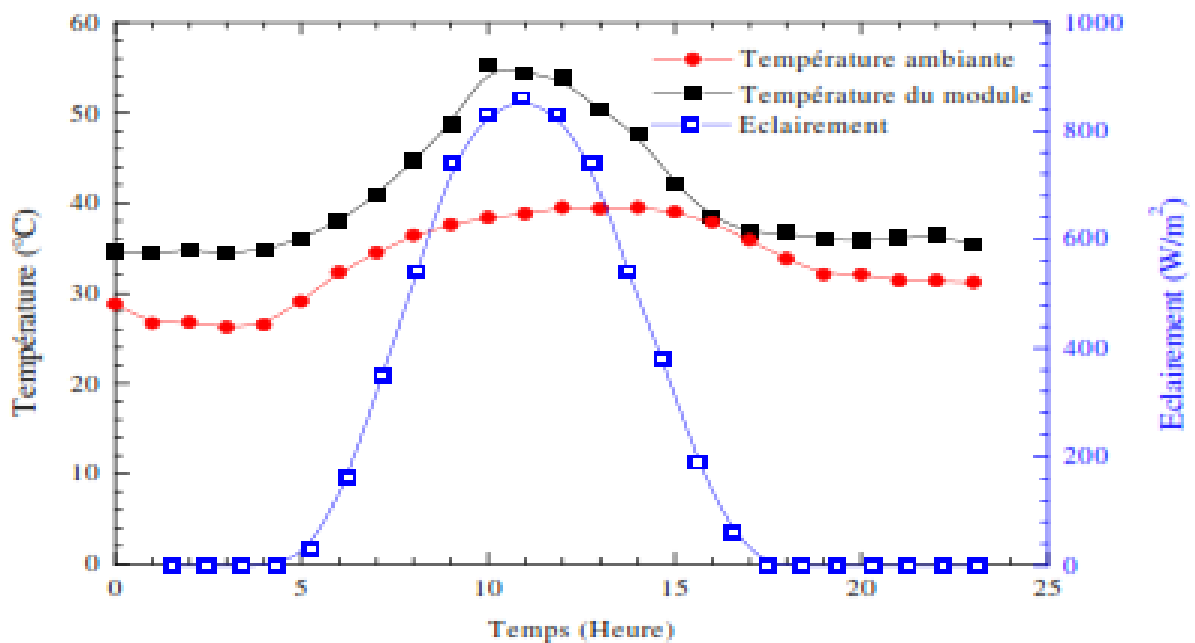


Figure (II-9) Variation de la température, de l'éclairement du module PV UDTS 50 sur le site Adrar

**Tableau (II -2).les Performances des modules PV UDTs 50 avant et après exposition
Sur le site de l'URAE/MS d'Adrar (mesures in situ)**

		I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	FF (%)	R_s (Ω)
Module E88001	Avant exposition	2,78	16,99	47,23	3,30	21,64	0,66	1,94
	Après exposition	2,87	16,14	46,38	3,23	21,15	0,68	0,98
Module E88002	Avant exposition	2,75	17,14	46,23	3,30	21,64	0,66	1,85
	Après exposition	2,75	16,44	45,24	3,29	21,15	0,68	0,65

Les tests ont révélé les remarques suivantes [6]:

- Pas d'apparition de défauts visuels majeurs dans les modules après exposition.
- Le module E88002 présente une dégradation du courant de court-circuit de l'ordre de 2% en bonne accordance avec la diminution de la transmittance d'encapsulant l'EVA qui est de 3% dans le domaine du visible et dans les mêmes conditions d'exposition. La dégradation de la tension du circuit ouvert est de 2.26% pour ce même module.
- La variation relative de la puissance maximale est de 1.8% et 2.14 % pour les modules E88001 et E88002 respectivement. On a noté un taux de dégradation de 0.35% de la puissance maximale du module par année d'exposition en milieu saharien [56,57,58]. De ce fait, durant les premières années de fonctionnement la perte de puissance du module est inférieure à 1% compte tenu de la stabilité des cellules solaires au silicium cristallin [59].
- Le courant de fuite est inférieur à 1 μ A, de ce fait le module PV UDTs 50 présente une Bonne isolation électrique après exposition en milieu saharien.

II-2-4-3 Performances des modules PV type UDTs 50 après vieillissement sur le site de l'URAER de Ghardaïa :

L'expérimentale a été poursuivie en étudiant les performances d'autres modules PV UDTs 50 après environ vingt années (20) d'exposition sur le site de l'URAER de Ghardaïa. D'après le tableau (II-3), une dégradation de la puissance maximale du module de l'ordre de 35%, soit une dégradation de 1.75% par année d'exposition [60]. Ce taux de dégradation est relativement élevé par rapport à celui communiqué dans la littérature [61, 62, 63]. La dégradation est du principalement à la diminution du facteur de forme qui passe de 68.2% à 56.7%. D'autre part, le calcul de la résistance série et shunt selon la méthode de Wagner [64] montre une diminution de la résistance shunt alors que la résistance série n'a pas beaucoup variée.

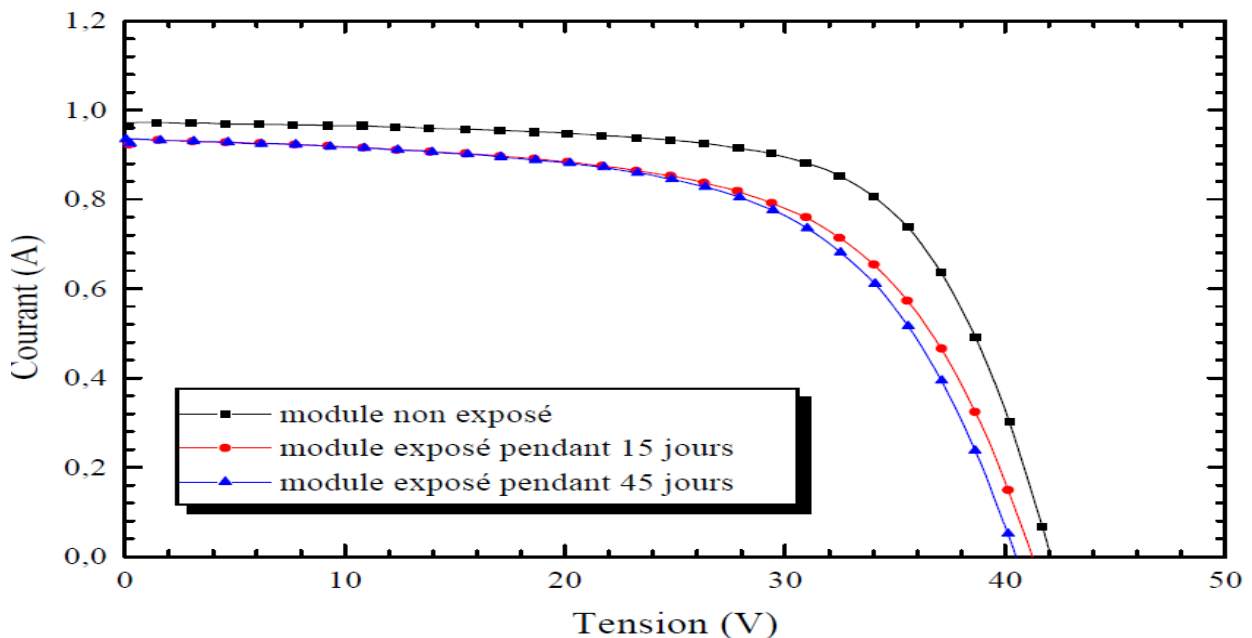
**Tableau (II -3). Test I-V du module PV UDTS 50 référencé E88003 avant et après exposition
Sur le site l'URAER de Ghardaïa**

	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{max} (W)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	FF (%)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
Avant exposition	2,62	18,52	48,52	3,29	21,62	68,21	1,21	100,2
Après exposition	2,30	13,72	31,5	2,74	20,34	56,52	1,19	66,3

II-2-5 le vieillissement des modules PV en couches minces en milieu méditerranéen

II-2-5-1 Performances des modules PV au silicium amorphe simple jonction après vieillissement sur le site de l'ENEA Portici (Italie) :

Le module de test est de type KANEKA et il est constitué de 48 cellules solaires, connectées en série, au silicium amorphe en simple jonction ayant chacune une surface de 71.8 cm². Ce type de module est en technologie d'encapsulation bi-verre et sans cadre en aluminium a été utilisé dans le domaine de l'intégration des modules PV dans le bâtiment [65]. Les modules PV sont inclinés de 20° plein sud sur le site de l'ENEA Portici (Italie). En vue d'étudier la stabilité des performances électriques du module PV au cours du temps, dans la figure (II-10), le tracé des caractéristiques I-V du module PV avant et après exposition en milieu naturel.



**Figure (II-10) caractéristiques I-V aux conditions STC du module PV
Avant et après exposition en milieu naturel**

Les performances du module avant et après exposition sont résumées dans le tableau (II-4) suivant :

**Tableau (II -4). Performances électriques du module amorphe KANEKA
Avant et après exposition en milieu naturel**

Module	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{max} (W)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	η_1 (%)	η_2 (%)	R_s (Ω)	R_{sh} (Ω)
Non exposé	0,84	33,0	27,8	42,1	0,97	67,5	8,1	6,5	6,3	945,3
Exposé pendant 15 jours	0,76	31,0	23,5	41,2	0,94	60,8	6,8	5,5	7,5	470,0
Exposé pendant 45 jours	0,76	30,0	22,9	40,5	0,94	60,3	6,7	5,4	8,0	465,5

Après une longue durée d'exposition en milieu naturel des défauts sont observés au niveau des modules comme l'illustre les figures (II-11,12). L'origine de ces défauts est attribuée à la pénétration de l'humidité en contact avec les cellules solaires induisant ainsi une corrosion et par conséquent la dégradation des modules PV. [66]

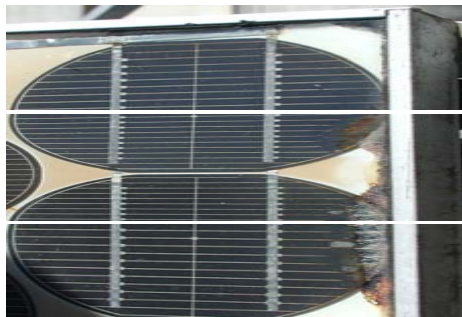


Figure (II-11). Délaminage : Sensibilité à l'humidité de l'encapsulant EVA



Figure (II-12). Dégradation des modules PV sur le site de l'ENEA-Portici

II-2-5-2 Performances des modules PV au silicium amorphe triple jonctions après vieillissement sur le site de l'ENEA Portici :

Les performances du module avant et après exposition sont résumées dans Le tableau (II-5) suivant :

Tableau (II -5). Performances électriques du module US 64 Avant et après exposition en milieu naturel au condition STC

	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	FF (%)	η_1 (%)	η_2 (%)
Avant exposition	6.06	21.7	76.6	58.3	7.74	6.7
Après exposition	3.92	23.8	58.9	63.3	7.57	5.8

Les caractéristiques I-V du module US 64 sont présenté dans la figure (II-13) suivante :

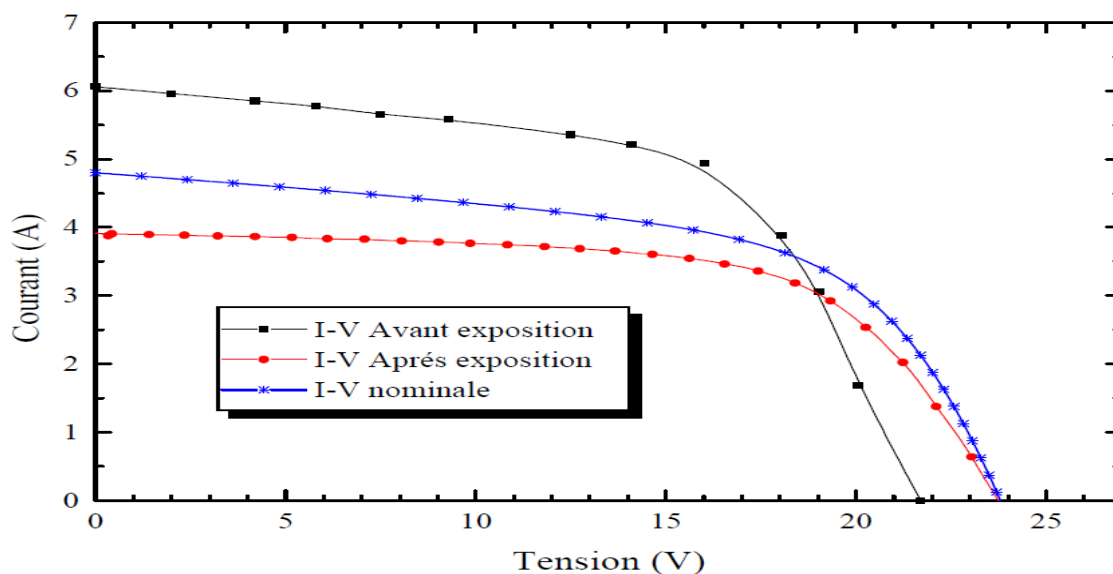


Figure (II-13). Caractéristiques I V du module PVUS64 aux conditions STC

Pendant une exposition de dix années du module PV US64 en milieu naturel, la Puissance maximale du module US 64 est de 58,9W, soit une dégradation par l'effet STAEBLER-WRONSKI de 0.79% par année d'exposition par rapport à la valeur nominale du constructeur [67]. De ce fait, le module US 64 à base de cellules solaires triples jonctions présente une bonne stabilité en environnement naturel [68, 69]. D'autre part, la résistance shunt du module US64 après exposition est de 72,2 Ω alors que sa valeur initiale est de 19,5 Ω . De ce fait, la photo-dégradation a engendré une augmentation de la résistance shunt du module US64 clairement visible sur les caractéristiques I-V du module

(stabilisation du silicium amorphe). La résistance série du module PV est de $0,87\Omega$ et $1,1\Omega$ avant et après exposition respectivement.

II-3 Dégradation de l'encapsulant EVA.

Nous voulons présenter ici l'effet de vieillissement sur les substances utilisés dans la techniques de l'encapsulation des modules PV, puisque cette partie de module a une grande importance dans la protection des cellules dan les générateurs PV. Seulement le cas du vieillissement dans un seul milieu naturel d'exposition comme un exemple montrant.

II-3-1 le vieillissement de l'EVA en milieu saharien sur le site de l'URAER d'Adrar

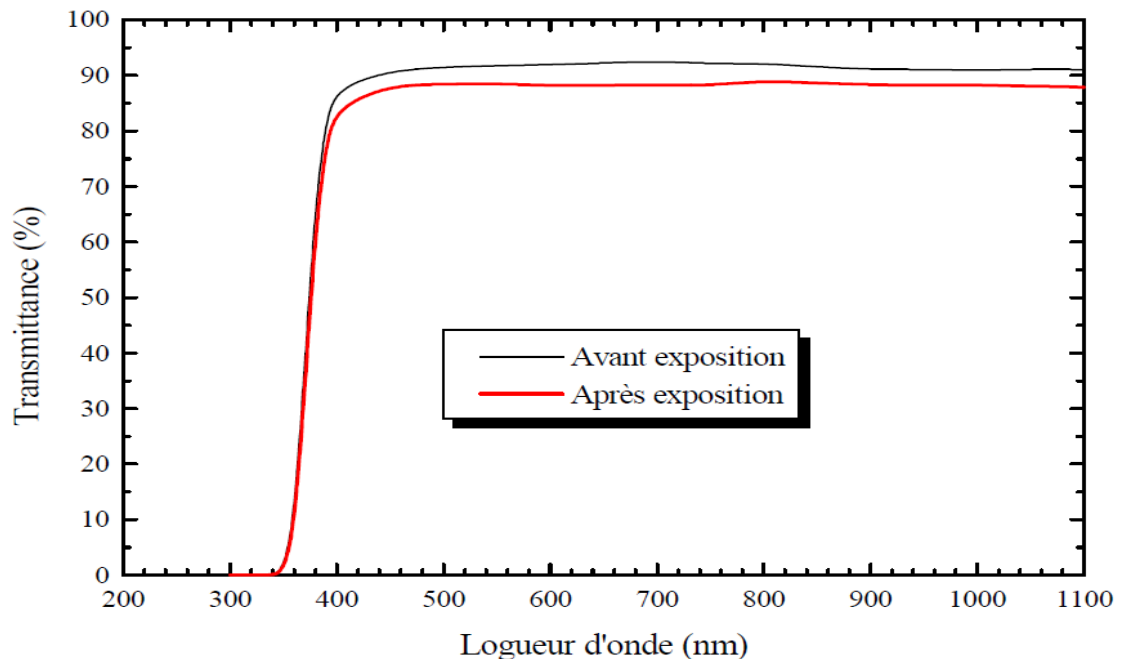
Les échantillons de l'EVA réticulé sont placés entre une plaque de verre en face avant et une feuille de tedlar en face arrière entourée d'une structure en aluminium pour faciliter l'exposition. Ces échantillons sont exposés, selon un angle d'inclinaison de 45° plein sud, pendant huit années sur le site de saharien d'URAER/MS (unité de recherche appliquée en énergie renouvelable en milieu saharien) situé dans la Wilaya d' Adrar. [6]

II-3-1-1 Influence du vieillissement sur le taux de réticulation de l'EVA

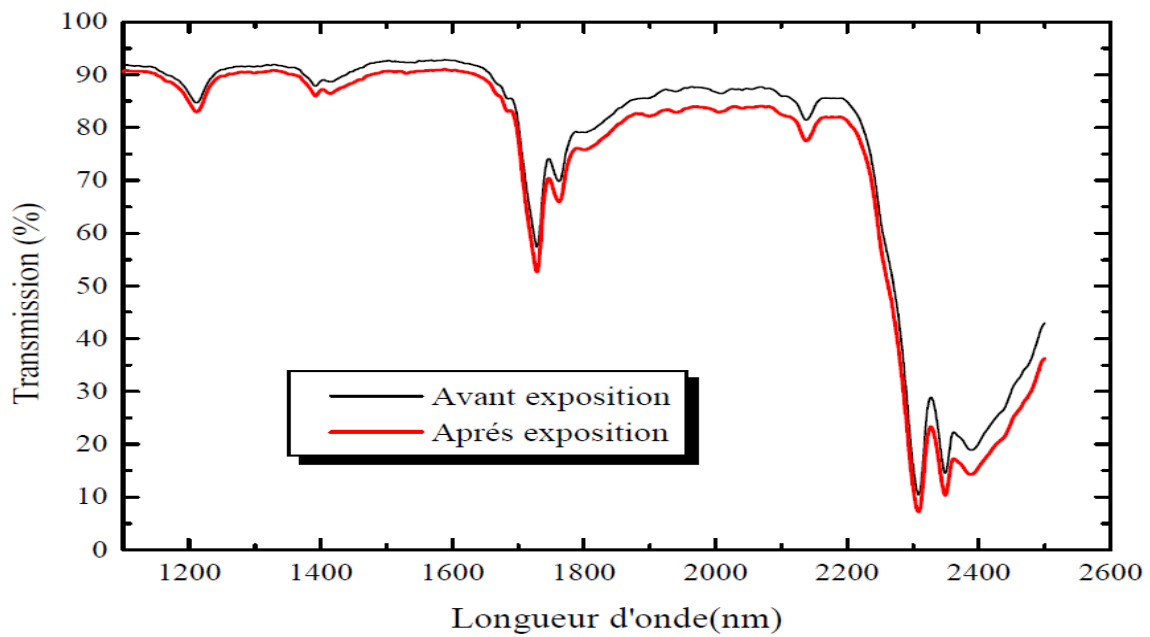
Le taux de réticulation de l'EVA avant et après exposition en milieu saharien est de $87,4\%$ et $88,5\%$ respectivement. Cette légère augmentation est attribuée à la réticulation secondaire qui s'est produite sous l'effet du rayonnement solaire. [70]

II-3-1-2 Influence du vieillissement sur les propriétés optiques de l'EVA

La spectrophotométrie UV- Visible de l'EVA réticulé avant et après exposition est illustrée par la figure (II-14). Dans le domaine UV aucune altération appréciable n'est noté, par contre dans le visible une baisse de la transmit-tance de l'ordre de 3% . Cette diminution de transmit tance est attribué principalement à la formation de groupes carbonyliques insaturés et la décomposition de l'additif anti UV [71]. Dans le domaine de l'infrarouge moyen situé dans la gamme ($1,4-3 \mu m$), une caractéristique optique importante de l'EVA réticulé avant et après exposition est la réflexion des longueurs d'onde supérieures à ($2,2 \mu m$) comme indiqué par la figure (II-15). Cette importante caractéristique permet de réduire la température de fonctionnement des cellules solaires dans un module PV en milieu naturel.



**Figure (II-14). Spectrométrie UV - Visible d' EVA réticulé
Avant et après exposition**



**Figure (II-15). Spectrométrie proche infrarouge d' EVA réticulé
Avant et après exposition**

II-3-1-3 Influence du vieillissement sur les propriétés électriques de l'EVA

Les figures (II-16), (II-17) et (II-18) illustrent respectivement l'évolution de la permittivité, la tangente de perte diélectrique et la résistivité de l'EVA réticulé avant après exposition en milieu saharien. Une diminution de la permittivité, de la résistivité et une

augmentation des pertes diélectriques en fonction de la température. L'énergie d'activation de l'EVA réticulé après exposition calculée selon la courbe de la figure (Π-19) est de 162.8 kJ/mol. L'augmentation de l'énergie d'activation est due à la baisse de la mobilité dans l'EVA suite à la réticulation secondaire qui s'est produite après exposition [72].

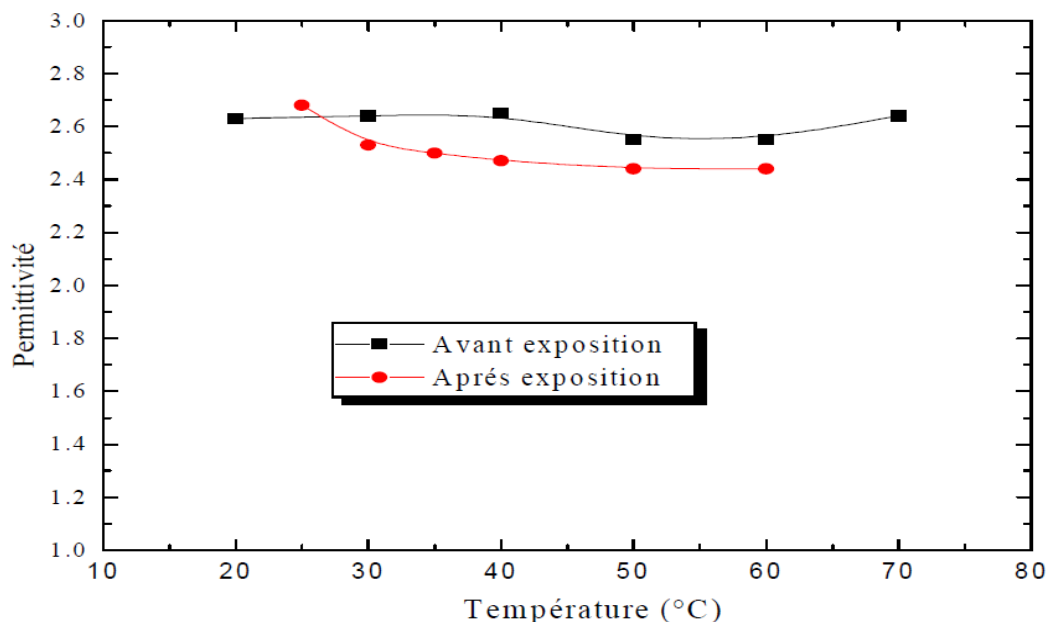


Figure (Π-16). Variation de la permittivité de l'EVA réticulé en fonction de la température avant et après exposition

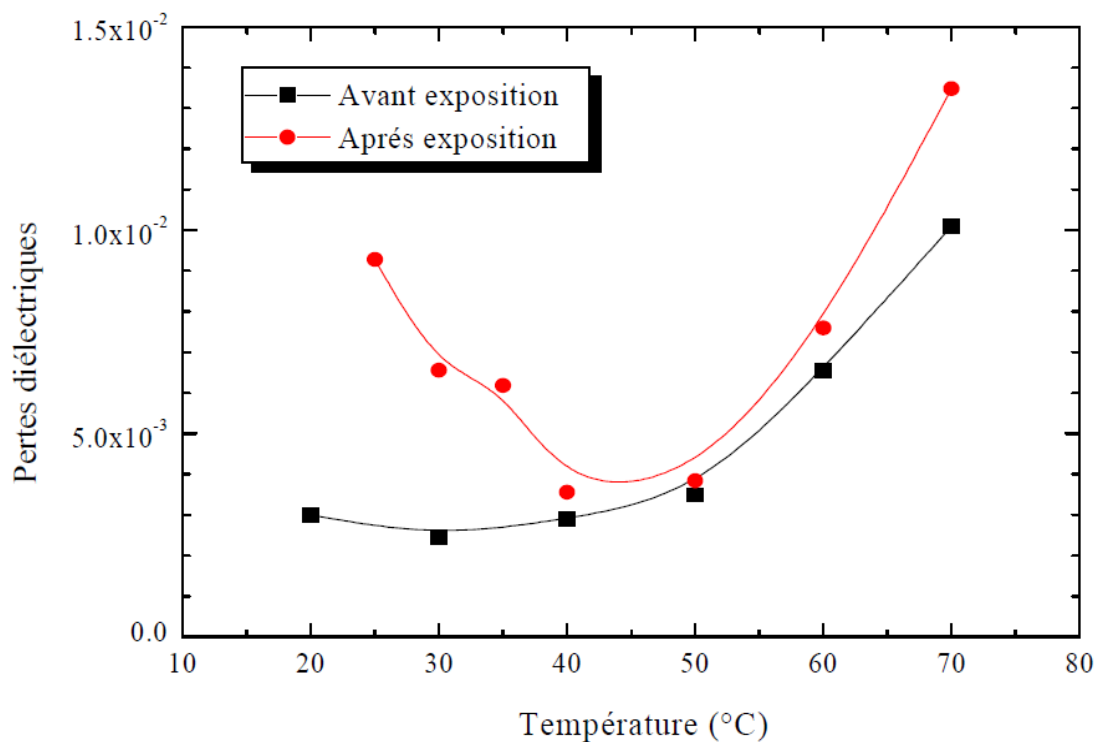
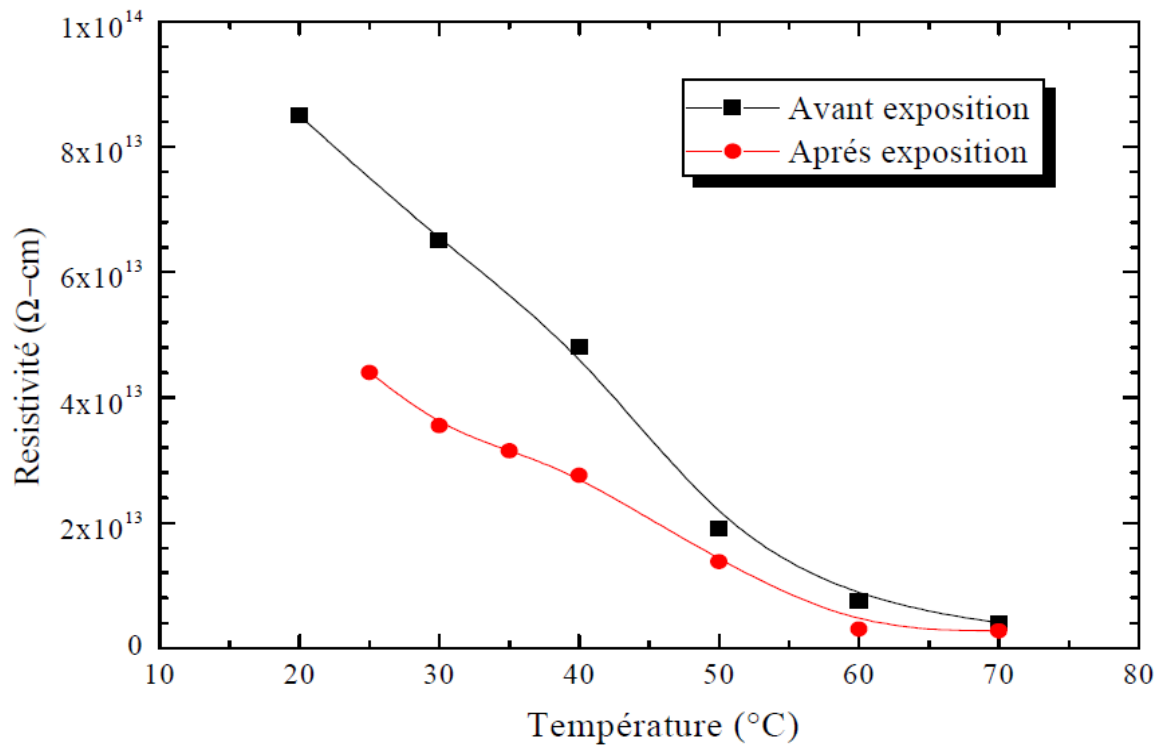
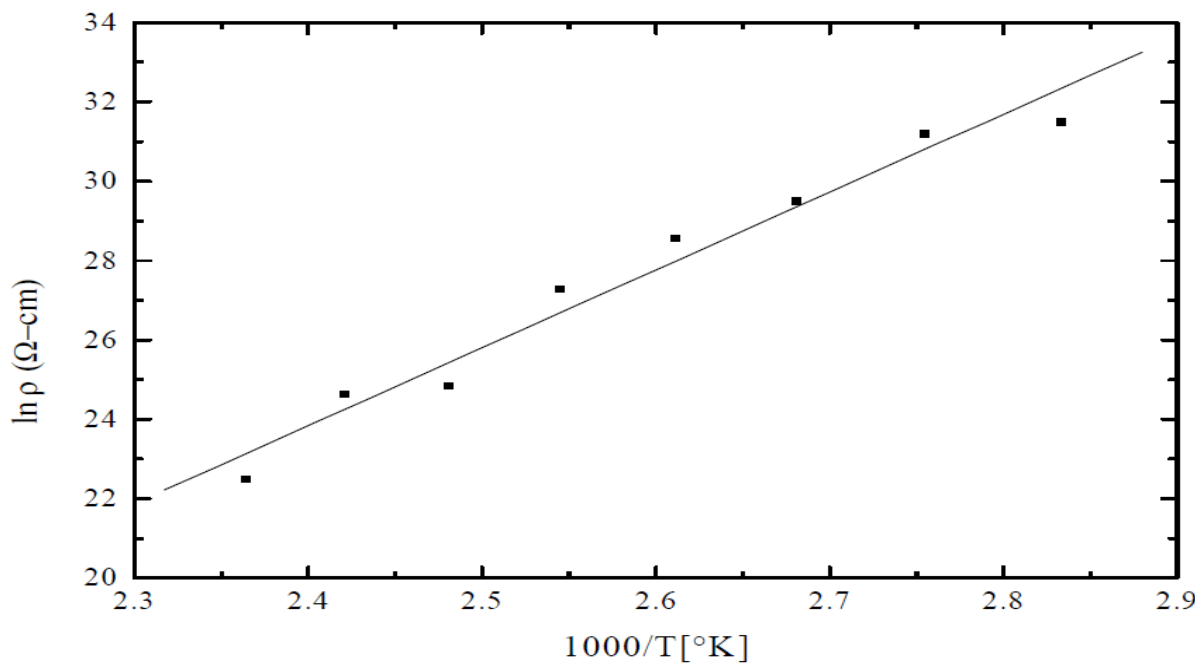


Figure (Π-17). Variation des pertes diélectriques de l'EVA réticulé En fonction de la température avant et après exposition



**Figure (II-18). Variation de la résistivité de l'EVA réticulé
En fonction de la température avant et après exposition**



**Figure (II-19). Variation du logarithme de la résistivité de l'EVA réticulé
en fonction de la température avant et après exposition**

II-3-1-4 Influence du vieillissement sur les relaxations structurales de l'EVA:

La figure (II-20) illustre les spectres TSC sous une température de polarisation de 60°C de l'EVA réticulé avant et après exposition. Ces spectres révèlent que la mobilité moléculaire est la propriété fondamentale qui est fortement affectée par le vieillissement physique en milieu naturel. En effet, le vieillissement accentue la mobilité moléculaire qui devient faible, ce qui se traduit par un pic de TSC de plus faible intensité. Il faut noter que ce résultat est très important, vu qu'il met en relief une corrélation entre l'état structural et la mobilité moléculaire [73]. De ce fait, l'exposition prolongée de l'EVA affecte sélectivement la phase riche en poly (vinyle acétate) avec un effet de moindre impacte sur la phase riche en polyéthylène. Aussi l'EVA réticulé exposé a montré une diminution considérable de l'intensité du courant thermo-stimulé pour le pic situé à haute température correspondant à la phase amorphe [74]. Les températures de relaxation structurale restent sans changement.

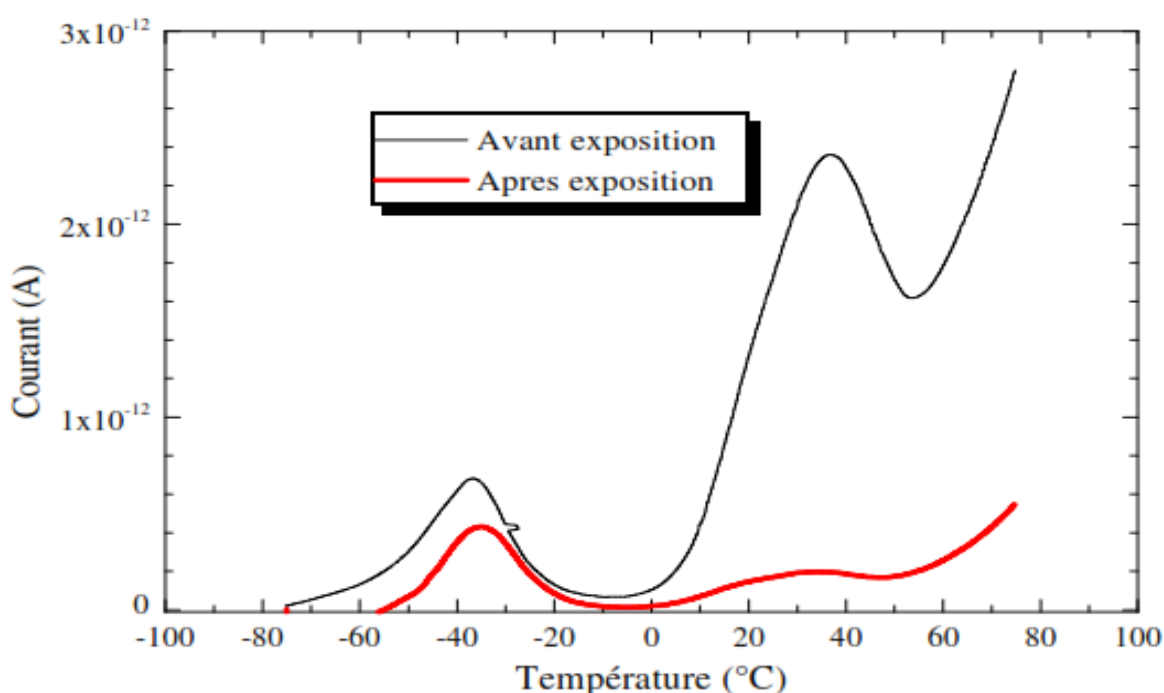


Figure (II-20) Spectre TSC de l'EVA réticulé avant et après exposition
À la température de polarisation de 60°

II- 4 Conclusion

Nous avons essayés dans ce chapitre à donner des informations pratiques sur le problème de dégradation des modules PV (la dégradation des cellules et de l'encapsulant EVA) après une durée assez longue dans les milieux naturels (milieu Saharien, milieu méditerranéen). On a commencé par la description et la détermination des caractéristiques électriques des modules utilisés (modules UDTS 50, PWX500, US64, et les ST40). Les caractéristiques I-V des modules PV en milieu naturel sont étroitement liées à l'éclairement et à la température, et les facteurs du milieu environnemental, aussi que la valeur limite de la température dans un module PV est liée à la nature de la technologie d'encapsulation, au mode d'installation du module PV ainsi que les conditions de l'environnement externe. En milieu naturel type saharien, L'effet conjugué de l'élévation de la température sous un fort éclairement induit un changement des propriétés physico-chimiques ce qui engendre une diminution des performances des modules PV. Après vingt années d'exposition en milieu naturel type saharien, un module au silicium cristallin perd environ 35% de sa puissance nominale dans le sud de l'Algérie. Cette diminution est due à la décoloration de l'encapsulant EVA à travers plusieurs cellules dans le module, délamination au niveau de l'interface EVA-cellule solaire, diminution de la résistance shunt. Ceci est occasionné, entre autres, par la spécificité climatique de la région dont on devra prendre en considération dans l'étude de la fiabilité et l'efficacité énergétique des systèmes PV dans les régions du sud de l'Algérie.

Néanmoins les modules PV au silicium amorphe à base de cellules solaires triple jonctions présentent une meilleure stabilité des performances que les modules PV au silicium amorphe à base de cellules solaires simple jonction, surtout dans les milieux où l'humidité est plus élevée. [75]

Chapitre-III- Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule Photovoltaïque

III -1 Introduction

Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV. [76]. Nous voulons dans ce chapitre étudier l'influence de certains paramètres météorologiques (la température de l'atmosphère, le pourcentage de l'humidité, l'irradiation solaire, ..) sur les performances d'un module PV (les caractéristiques électriques, la puissance nominale, le rendement, ...).

III -2 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. [77] La figure (III-1) représente la caractéristique I-V et P-V d'un module (PV) solaire en fonction de la température, sous un éclairage constant. [78]. la caractéristique I-V en fonction de la température montre qu'elle ne se varie que légèrement quand la température se varie, ce que veut dire que la température a un effet en longue durée de fonctionnement.

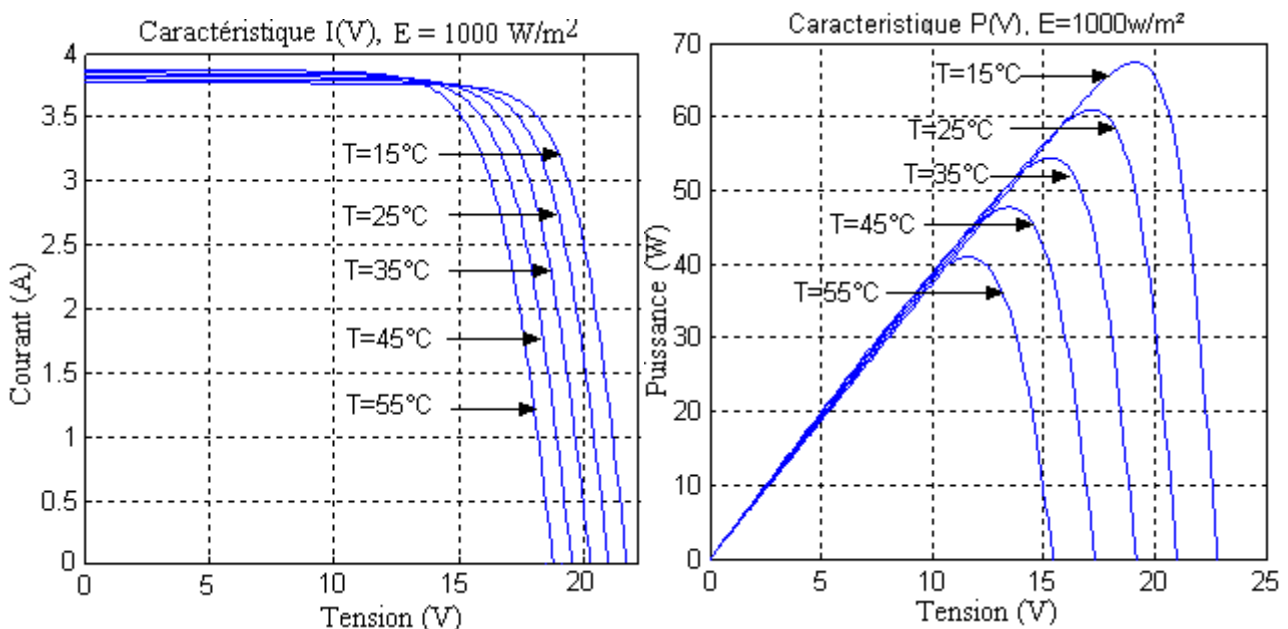


Figure. (III-1) Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ pour une irradiation solaire de $1000W/m^2$

III -3 Influence de l'ensoleillement ou irradiation

D'après la figure (III-2) les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque changent avec l'éclairement pour une température donnée. Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque se croît. Les courbes I-V se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante ce qu'implique que les irradiations solaires n'ont pas des effets négatifs. [79]. pratiquement, les irradiations énergétique (électron, neutron, rayon cosmique...) sont les seul responsable de la dégradation.

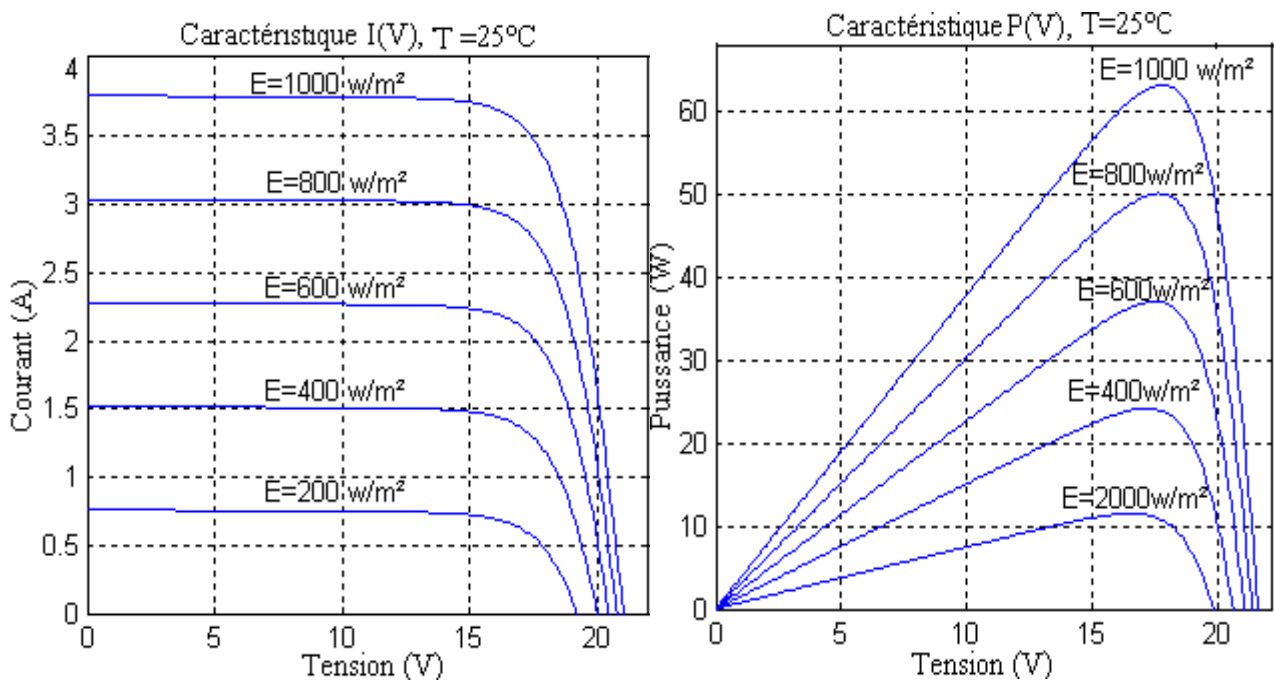


Figure (III-2) Caractéristiques I (V) et P(V) d'un module pour différentes irradiations solaires à 25°C

III -4 Effet 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. [80]. La figure (III-3) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$ dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum. [81]

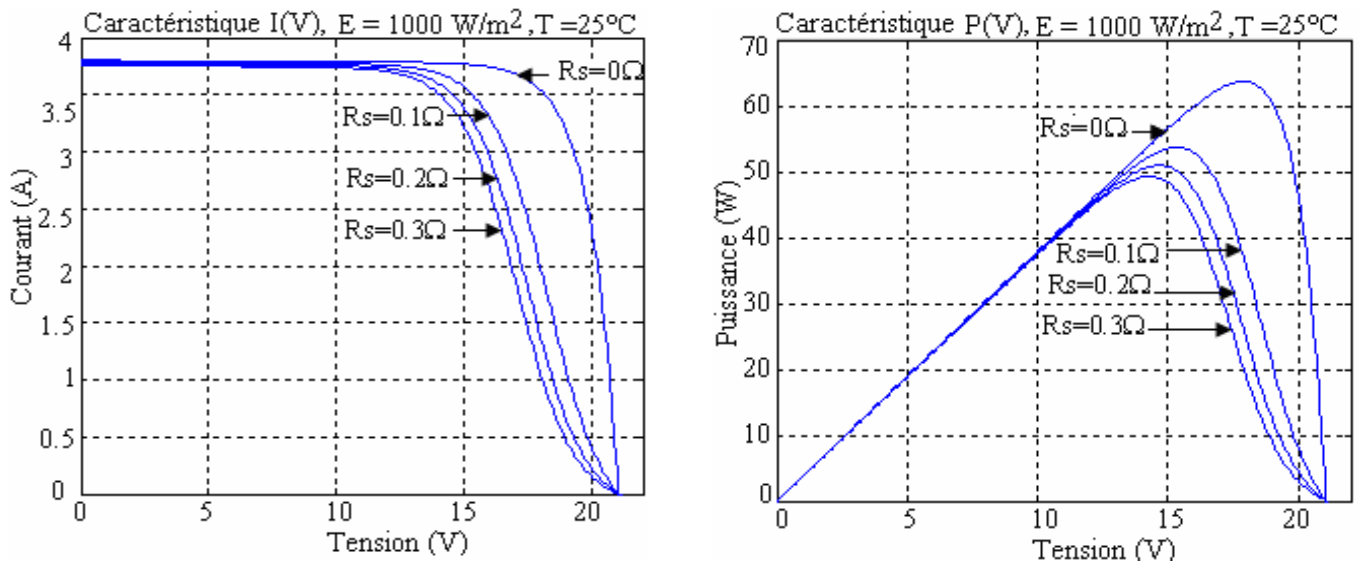


Fig. (III-3) L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

III-5 Effet de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du Courant qui intervient entre les bornes opposées d'une photopile [82]. La résistance shunt est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant (proche du courant de court-circuit). La figure (III-4) montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe $I-V$ du module dans la zone correspondante à un fonctionnement comme une source de courant.

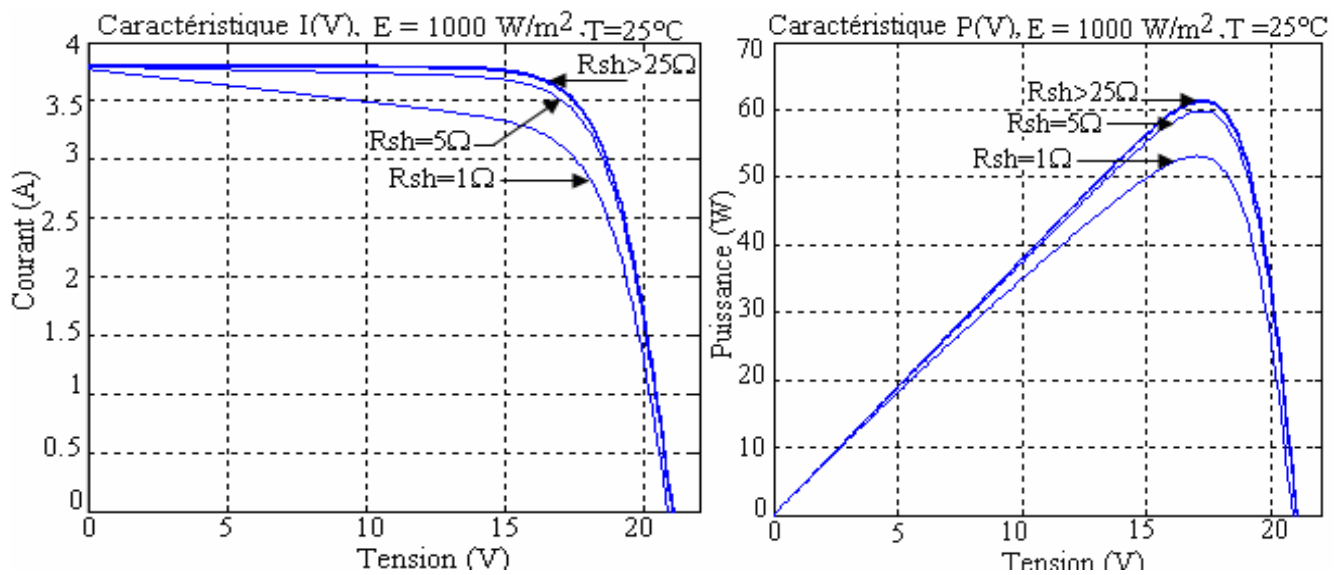


Figure. (III-4) : L'influence de la résistance shunt R_{sh} Sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

III-6 Effet de l'humidité

Des couches de Si d'un substrat dopé (n+), sont exposées à des variations d'humidité (de 0 à 80%). Sur la figure (III-5) sont représentées la variation de masse et de la résistance de la couche absorbant de l'humidité [83]. Nous observons la croissance rapide de la résistance quand l'humidité augmente, ce qui implique la décroissance de la puissance maximal dans les caractéristiques des modules PV.

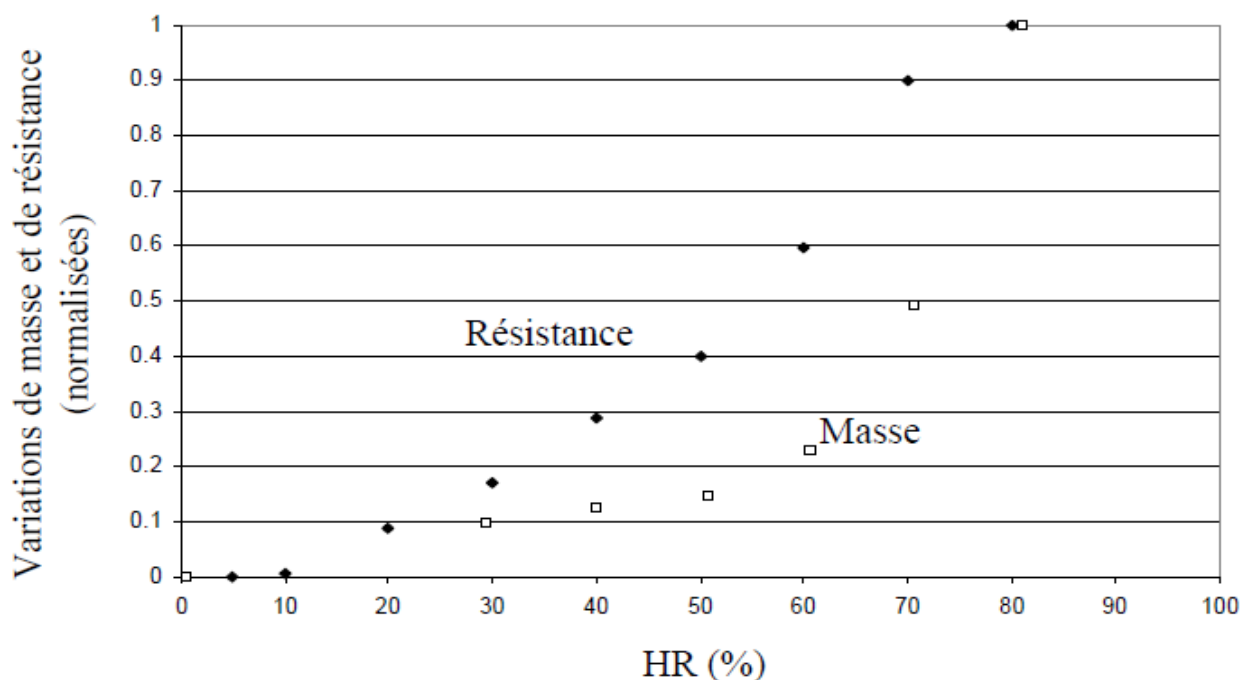


Figure.(III-5). Variation de résistance des couches de si exposé à des variations d'humidité

III-7 Conclusion

Les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire, la température du module, l'humidité relative, et les résistances des modules PV. Dans cette partie, nous avons présenté les effets remarquables sur les caractéristiques, sur la puissance nominale des modules PV pour différentes conditions d'ensoleillement et de température. Nous avons remarqué que la puissance nominale dépende proportionnellement à la variation de l'ensoleillement et à la variation de résistance parallèle, mais elle fait varier inversement à la variation de la température et de l'humidité et de la résistance série.

Chapitre IV – Descriptions des modèles de fiabilité d'un système

IV-1 Introduction

Les fabricants offrent une garantie de 20 ou 25 ans de la puissance de leurs modules photovoltaïques (selon le constructeur la puissance délivrée par les modules photovoltaïques doit être supérieure à 80% de la puissance initiale au bout de 20 ou 25 ans). Il n'existe toutefois pas de méthodologie rigoureuse permettant de valider cette durée de vie. [84] Certains scientifiques travaillent sur la fiabilité des modules photovoltaïques en utilisant les retours d'expérience principalement. [85, 86] Mais les solutions actuelles ou en cours de développement – notamment avec les nanotechnologies et les cellules organiques – sont technologiquement différentes et ne peuvent s'appuyer directement sur ces retours d'expérience. Ainsi afin d'étudier la durabilité de ces systèmes, une méthode mixte, de simulation et expérimentale, s'appuyant sur la modélisation du système et de son environnement ainsi que sur la réalisation d'essais expérimentaux de vieillissement accélérés. Un module photovoltaïque est considéré comme défaillant (ou pseudo-défaillant) lorsque sa puissance électrique atteint 80% de la puissance électrique initiale. La durée de vie du module sera assimilable au temps requis pour atteindre cette valeur. La fiabilité ou fonction de survie $R(t)$ des modules photovoltaïques traduira la probabilité d'atteindre une certaine durée de vie.

IV-2 Rappel mathématique sur la fiabilité d'un système

IV-2-1 Objectifs et intérêts de la fiabilité :

L'analyse de la fiabilité constitue une phase indispensable dans toute étude de sûreté de fonctionnement. A l'origine, la fiabilité concernait les systèmes à haute technologie (centrales nucléaires, aérospatial). Aujourd'hui, la fiabilité est devenue un paramètre clé de la qualité et d'aide à la décision, dans l'étude de la plupart des composants, produits et processus "grand public": Transport, énergie, bâtiments, composants électroniques, composants mécaniques....

De nombreux industriels travaillent à l'évaluation et l'amélioration de la fiabilité de leurs produits au cours de leur cycle de développement, de la conception à la mise en service (conception, fabrication et exploitation) afin de développer leurs connaissances sur le rapport Coût/Fiabilité et maîtriser les sources de défaillance.

IV-2-2 Représentation d'une distribution de survie (ou fiabilité) :

La fiabilité d'un dispositif (ou distribution de survie) au bout d'un temps T correspond à la probabilité pour que ce dispositif n'ait pas de défaillance entre 0 et l'instant T. [87,88]

On considère une variable aléatoire T à valeurs dans $[0, \infty[$ et on note dans la suite :

- **Taux instantané de défaillance (ou la fonction de hasard) $h(t)$** : c'est par définition la probabilité pour que la défaillance soit dans un court intervalle $[t, t+dt]$
- **la fonction de répartition $F(t) = P(T < t)$** : c'est la probabilité pour que la défaillance soit entre $[0, t]$.
- **La fiabilité ou La fonction de survie $R(t) = 1 - F(t) = P(t < T)$** : c'est par définition le complément à 1 de la fonction de répartition. c'est la probabilité pour que la défaillance ne soit pas entre $[0, t]$ ou bien la probabilité de survie à l'époque t.
- **la densité de la fonction de répartition $f(t) = \frac{dF(t)}{dt}$** : c'est le dérivé de la fonction de répartition par rapport au temps.

Nous avons les relations globales suivantes :

$$h(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} \quad (\text{IV-1})$$

$$\text{et } F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\int_0^t h(t) dt \right) \right]$$

$$R(t) = 1 - F(t) = \exp \left[- \left(\int_0^t h(t) dt \right) \right] \quad (\text{IV-2})$$

$R(t)$: Est une fonction décroissante telle que : $R(0) = 1$ (si $P(t=0) = 0$ Ce que nous supposons), et $\lim_{t \rightarrow \infty} R(t) = 0$.

Il en résulte directement que la fonction de hasard détermine entièrement la loi de la fiabilité.

En général la fonction de survie a la forme suivante Figure (IV-1) :

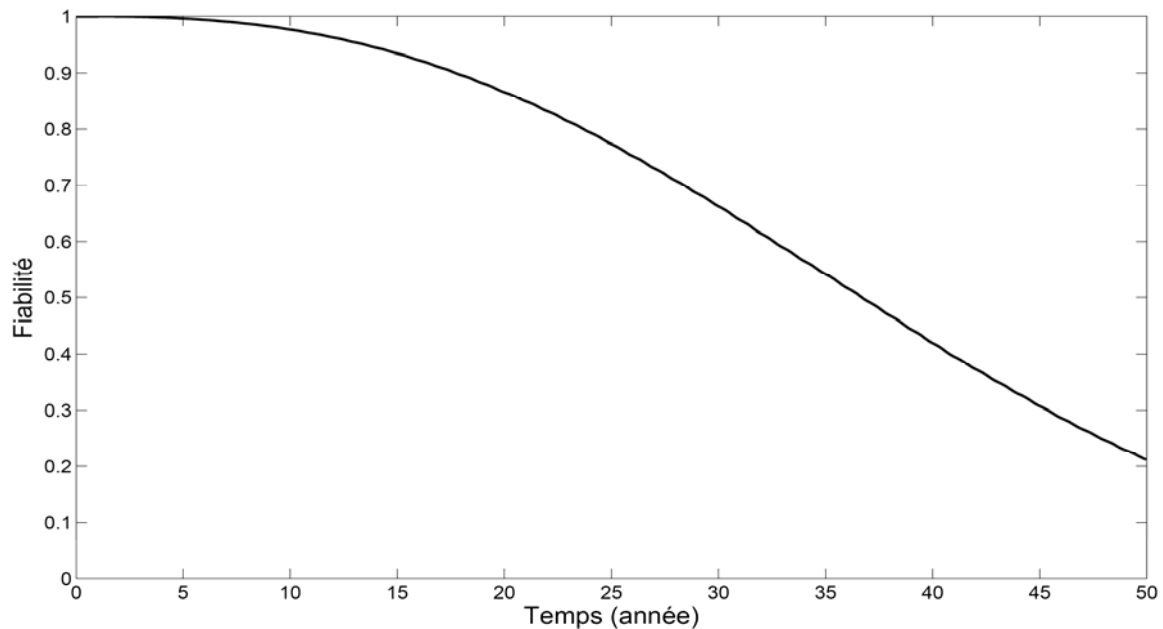


Figure (IV-1) la forme de la fonction de survie

- **Temps moyen de bon fonctionnement (durée moyenne de survie) : [89, 90]**

La durée moyenne de survie s'exprime simplement à l'aide de La fonction de survie :

$$E = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad (\text{IV-3})$$

Le temps moyen de bon fonctionnement correspond à l'espérance de la durée de vie T, on le note aussi MTTF (en anglais MEAN Time To FAILURE)

- **La variance** : Par définition la variance du système est :

$$V(T) = 2 \int_0^{\infty} t R(t) dt - E^2(T) = E(T^2) - E^2(T) \quad (\text{IV-4})$$

IV-3 Principales lois de probabilité utilisées en fiabilité (lois paramétriques usuelles):

Nous présenterons quelques distributions de vie qui interviennent le plus fréquemment dans l'analyse des données de vie et qui sont communes à plusieurs disciplines. Nous parlerons en particuliers des lois continues. Nous énoncerons les principales propriétés de ces lois (densité de probabilité, fonctions fiabilité et taux de défaillance) ainsi que leur application en fiabilité

IV-3-1 La loi exponentielle

Cette loi a de nombreuses applications dans plusieurs domaines. C'est une loi simple, très utilisée en fiabilité dont le taux de défaillance est constant. Elle décrit la vie des matériels qui subissent des défaillances brutales.

Dans cette loi on fait l'hypothèse d'un taux de défaillance constant dans le temps :

$$h(t) = \lambda \quad (\text{IV-5})$$

La densité de probabilité d'une loi exponentielle de paramètre λ s'écrit ; [91]

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (\text{IV-6})$$

La fonction fiabilité :

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (\text{IV-7})$$

La durée moyenne et la variance sont :

$$E = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{IV-7}) \quad \text{et} \quad V = \frac{1}{\lambda^2} \quad (\text{IV-8})$$

IV-3-2 La loi de WEIBULL

C'est la plus populaire des lois, utilisée dans plusieurs domaines (électronique, mécanique,..). Elle permet de modéliser en particulier de nombreuses situations d'usure de matériel. Elle caractérise le comportement du système dans les trois phases de vie : période de jeunesse, période de vie utile et période d'usure ou vieillissement.

On suppose ici que :

- la fonction de hasard (taux instantané de défaillance) est de la forme : [92]

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad \beta, \eta > 0 \quad (\text{IV-9})$$

β : est le paramètre de forme

η : est le paramètre de changement d'échelle des temps (ou vie caractéristique)

- La densité de probabilité d'une loi de Weibull a pour expression :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV-10})$$

- La fonction fiabilité s'écrit:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV-11})$$

- La durée moyenne et la variance sont :

$$E = \eta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (\text{IV-12})$$

$$\text{Et } V = \eta^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \right] \quad (\text{IV-13})$$

Il s'agit d'une généralisation simple du modèle exponentiel. Suivant les valeurs de β , le taux de défaillance est soit croissant ($\beta > 1$) (il y a alors « usure »), soit décroissant ($\beta < 1$) (il y a « rodage »), soit constant ($\beta=1$). La distribution de Weibull permet donc de représenter les trois périodes de la vie d'un dispositif décrites par la courbe en baignoire.

- On peut enfin observer que comme on a :

$$\ln \left(\ln \left(\frac{1}{R(t)} \right) \right) = \beta \ln(t) - \beta \ln(\eta) \quad (\text{IV -14})$$

Donc les points : $(\ln(t), \ln \ln \frac{1}{R(t)})$ doivent donc être approximativement alignés. Cela

fournit un moyen simple de vérifier si des données de durées peuvent être modélisées par une loi de WEIBULL. [93, 94]

IV-3-3 La loi Gamma

Le modèle Gamma est une autre généralisation naturelle du modèle exponentiel : supposons que la durée T_k soit la durée d'attente de la réalisation d'un service dans une file d'attente et que la file d'attente soit composée de k serveurs indépendants et identiques qui traitent chacun une partie du service (ils sont donc montés en série). On fait l'hypothèse que la durée de réalisation du traitement de chacun des serveurs est une loi exponentielle de paramètre $\mu > 0$.

Alors la durée globale de service est la somme de r variables exponentielles de même paramètre ; on en déduit que la durée de service est distribuée selon une loi Gamma de paramètre (k, μ) : [95]

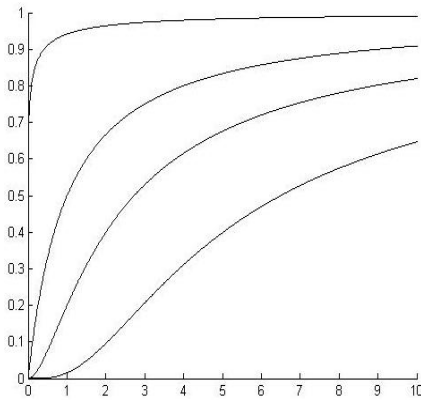
- Nous admettons que le taux instantané de défaillance est de la forme :

$$h(t) = \frac{t^{k-1} e^{-\mu t}}{\Gamma(k)} \quad \text{Avec} \quad \Gamma(k) = \int_0^{\infty} x^{k-1} e^{-x} dx \quad k > 0 \quad (\text{IV -15})$$

- La fonction fiabilité sera donc :

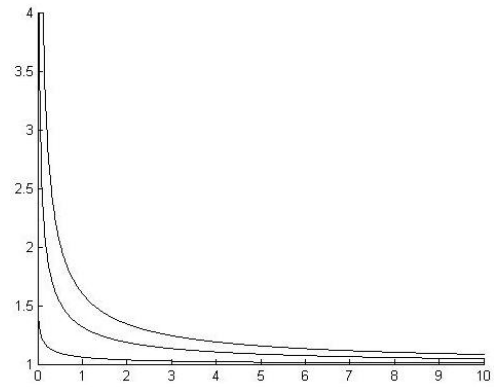
$$R_{(\mu,k)}(t) = \int_t^{\infty} \frac{\mu^k t^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\mu t} dt \quad (\text{IV -16})$$

- Le sens de variation de cette fonction est déterminé par la position de k par rapport à 1. figure (IV-2)



$K > 1$

figure (IV-2). La fiabilité suivant la valeur de k



$K < 1$

- L'espérance et la variance d'une loi Gamma sont données par :

$$E = \frac{k}{\mu} \quad (\text{IV -17})$$

$$V = \frac{k}{\mu^2} \quad (\text{IV -18})$$

- On peut également vérifier que la fonction de hasard $h_{(\mu,k)}(t)$ est croissante si $k > 1$, et décroissante si $k < 1$;

$$\text{De plus : } \lim_{t \rightarrow \infty} h_{(\mu,k)}(t) = \mu$$

Ce qui signifie qu'asymptotiquement on retrouve le modèle exponentiel. [94].

- Nous récapitulons dans le tableau (IV -1) c'est dessous les principales relations de fiabilité des trois modèles mathématiques :

Tableau (IV -1) récapitulation des paramètres des modèles de fiabilité

Les modèles de fiabilité	Loi Exponentiel	Loi de WEIBULL	Loi Gamma
Taux de défaillance	$h(t) = \lambda$	$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$	$h(t) = \frac{t^{k-1} e^{-\mu t}}{\Gamma(k)}$
Fonction fiabilité	$R(t) = \exp(-\lambda t)$	$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$	$R_{(\mu,k)}(t) = \int_t^\infty \frac{\mu^k t^{k-1}}{(k-1)!} e^{-\mu t} dt$
Durée moyenne de vie	$E = \frac{1}{\lambda}$	$E = \eta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)$	$E = \frac{k}{\mu}$

IV-4 Taux de défaillance pour des composants électroniques

L'expérience a montré que pour des composants électroniques la courbe, représentant le taux de défaillance en fonction du temps t , a une allure de la courbe en baignoire (figure (IV-3)). Elle est donc composée de trois phases [84].

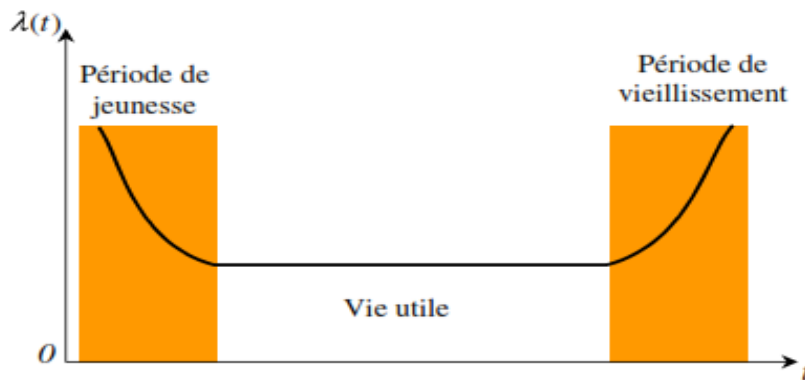


Figure (IV-.3). Courbe en baignoire

- Phase 1

La première phase définit la période de jeunesse, caractérisée par une décroissance rapide du taux de défaillance. Pour un composant électronique cette décroissance s'explique par l'élimination progressive de défauts dus aux processus de conception ou de fabrication mal maîtrisé ou à un lot de composants mauvais. Cette période peut être minimisée pour les composants vendus aujourd'hui. En effet, les

fabricants de composants électroniques se sont engagés à vérifier la qualité de leurs produits en sortie de fabrication.

- **Phase 2**

La deuxième phase définit la période de vie utile généralement très longue. Le taux de défaillance est approximativement constant. Le choix de la loi exponentielle, dont la propriété principale est d'être sans mémoire, est tout à fait satisfaisant. Les pannes sont dites aléatoires, leur apparition n'est pas liée à l'âge du composant mais à d'autres mécanismes d'endommagement. Les calculs prévisionnels de fiabilité se font presque souvent dans cette période de vie utile.

- **Phase 3**

La dernière phase est la période de vieillissement, elle est caractérisée par une augmentation progressive du taux de défaillance avec l'âge du dispositif. Ceci est expliqué par des phénomènes de vieillissement tels que l'usure, l'érosion, etc... Cette période est très nettement au-delà de la durée de vie réelle d'un composant électronique. Parfois, on réalise des tests de vieillissement accélérés pour révéler les différents modes de défaillance des composants.

IV-5 Conclusion :

L'objectif de ce chapitre est la présentation des modèles de base dans les statistiques appliquées qui décrivent la fiabilité d'un système et qui peuvent être utilisés pour estimer la durée de vie d'un produit dans le domaine de l'électronique. Suivant la littérature les modèles : binomial, Poisson, normal, log normal, Exponentiel, loi de WEIBULL, et loi de Gamma sont les modèles paramétriques les plus utilisés. Nous avons choisis parmi ces modèles les trois modèles suivants : la loi exponentielle, la loi de WEIBULL, et la loi Gamma qui sont les plus importants dans les statistiques des durées de vie. On a commencé par des définitions de la fiabilité, de taux instantané de défaillance, la durée moyenne, et la variance. Nous avons récapitulé les expressions essentielles de chaque loi dans un tableau.

Chapitre V – Simulation de la fiabilité et comparaison avec celle de l'expérimental des modules PV

V-1 Introduction

Une meilleure connaissance des lois de durée de vie, en particulier une meilleure modélisation du vieillissement est nécessaire à l'optimisation de la politique de maintenance. Dans ce travail, nous présentons une étude de durée de vie de certains modules photovoltaïques, ainsi nous proposons une modélisation paramétrique de la fiabilité de ces modules. On a choisi les trois modèles classiques bien connue dans la statistique, et on a essayé de déterminer le modèle le plus adéquat.

- Les lois de fiabilité choisis sont : le modèle exponentiel, le modèle de WEIBULL, le modèle Gamma.
- Les modules photovoltaïques de teste sont : les PV USDT 50 (E88001, E88002, E88003) — les PV KANEKA (simple jonction) — les PV US 64 (triple jonction).
- Les milieux de fonctionnent de ces modules sont : les milieux Sahariens (URAER/MS d'Adrar et URAER de Ghardaïa) — les milieux méditerranéens (ENEA Portici Italie).

Nous avons utilisé les logiciels: **WEIBULL ++7** pour calculer les paramètres de chaque modèle proposé, **MATLAB** pour tracer les graphes de la fiabilité de chaque loi.

- **Le logiciel WEIBULL ++7 :**

WEIBULL++ comprend tous les outils dont vous aurez besoin pour les analyses de données de survie (analyse de WEIBULL), telles que des options modulables pour chaque type de données, plusieurs distributions de durée de vie et méthodes d'estimation des paramètres. Les distributions qui peuvent être utilisées sont WEIBULL à 1, 2 ou 3 paramètres; WEIBULL Mixte à 2, 3 et 4 sous populations; Exponentielle à 1 et 2 paramètres; Normale; Log-normale et Gamma généralisée. De plus, la Version 7 comprend maintenant les modèles de distribution Gamma, Logistique, Log-logistique, GUMBEL et WEIBULL-BAYESIEN. WEIBULL++7 vous permet de choisir la méthode d'estimation des paramètres la plus appropriée à votre ensemble de données, Estimation du Maximum de Vraisemblance (EMV), Régression des rangs sur X ou Régression des rangs sur Y avec les méthodes du Rang Médian, Kaplan-Meier ou ReliaSoft. Le Panneau de Calcul Rapide (QCP) permet d'obtenir facilement des résultats rapides et très précis pour les questions de fiabilité les plus fréquemment posées. Telles que: Taux de Défaillance, Durée de Garantie pour une fiabilité donnée, Durée de Vie Moyenne. Cet utilitaire calcule également la fiabilité conditionnelle ou la probabilité de défaillance en fonction de l'âge de départ.

Ce logiciel est produit par **ReliaSoft** (Corporation Siège Mondial 1450 S. Eastside Loop Tucson, AZ 85710-6703 USA). [96]

V-2 Teste des modèles dans un milieu Saharien :

V-2-1 Les modules PV USDT 50 (E88001) dans un Milieu saharien (URAER / MS d'Adrar) :

Le tableau (V-1) présente les paramètres des lois de fiabilité suivant les données de dégradation de ces modules PV dans le milieu indiqué, calculés par le logiciel « WEIBULL++7 » :

Tableau (V -1). Les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV(E88001)

Paramètres de loi exponentielle	Paramètres de loi de WEIBULL		Paramètres de loi Gamma	
Taux de défaillance (année ⁻¹)	Paramètre d'échelle (année)	Paramètre de forme	Nombre des serveurs	Taux de défaillance (année ⁻¹)
$\lambda = 0.01730$	$\eta = 34.14193$	$\beta = 1.80625$	$k = 1.99788$	$\mu = 2.87654$

La figure (V-1) présente les diagrammes de fiabilité de ces modules PV dans le milieu naturel indiqué suivant les trois modèles proposés.

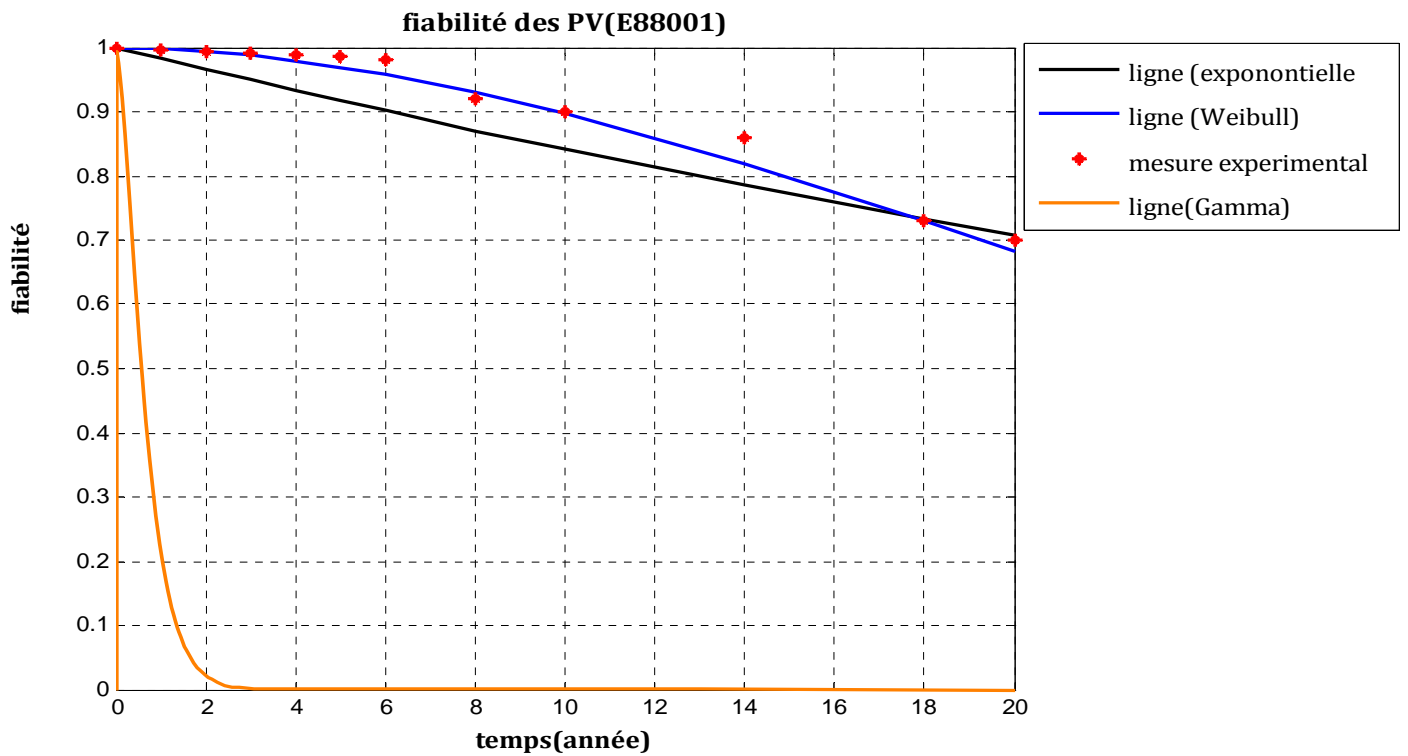


Figure (V-1). La fiabilité des modules E88001

Les observations : Nous observons dans ce graphe le suivant :

1. Le diagramme de WEIBULL passe –presque- par tous les points expérimentaux, les autres ne sont pas très loin. donc on peut prévoir sur la future de ces modules PV par ce modèle.
2. Le graphe du modèle exponentiel a-presque- la forme d'une droite, ce qui veut dire que la fiabilité dans ce cas varie linéairement en fonction du temps, mais ce n'est pas le cas pratiquement.
3. Le modèle Gamma est loin des mesures pratiques, son graphe décroît rapidement en fonction du temps, ce qui n'est pas le cas des autres lois, ni l'expérimental.
4. Ces modules PV perdent presque 27% de leurs puissance nominale après une durée de 18 ans suivant les deux lois de fiabilité (Exponentielle, WEIBULL). ce résultats est le même que celui de la pratique.
5. On calcule la durée de vie moyenne (la puissance des modules ne diminue pas sous 63% de sa valeur initiale. [95]) en appliquant les relations présentées dans le tableau (IV-1), on a trouvé les valeurs :

Tableau (V -2). Les durées de vie moyennes des PV E88001 suivant les trois modèles.

Durée moyenne (loi Exponentiel)	Durée moyenne (loi de WEIBULL)	Durée moyenne (loi Gamma)
$E = 57,8 \approx 58 \text{ ans}$	$E = 30,24 \approx 30 \text{ ans}$	$E = 0,69 \approx 0,7 \text{ ans}$

D'après le graphe, il faut prendre la valeur de la durée moyenne de bon fonctionnement calculé par le modèle de WEIBULL qui s'accord mieux avec l'expérimental.

En conclusion, le modèle de WEIBULL est le model de fiabilité le plus performant des trois modèles de fiabilité étudiés. Par conséquent ce model peut mieux estimer la durée de vie des modules PV.

V-2-2 Les modules PV USDT 50 (E88002) dans un Milieu saharien (URAER d'Adrar) :

Le tableau (V-3) présente les paramètres des lois de fiabilité suivant les données de dégradation de ces modules PV dans le milieu naturel. Ces paramètres étaient calculés par le logiciel « WEIBULL++7 » :

**Tableau (V -3). Les valeurs des paramètres de fiabilité
Pour la dégradation des modules PV(E88002)**

Paramètres de loi exponentielle	Paramètres de loi de WEIBULL		Paramètres de loi Gamma	
Taux de défaillance (année ⁻¹)	Paramètre d'échelle (année)	Paramètre de forme	Nombre des serveurs	Taux de défaillance (année ⁻¹)
$\lambda = 0.02080$	$\eta = 30.84254$	$\beta = 1.80520$	$k = 2.01814$	$\mu = 2.74810$

La figure (V-2) présente les diagrammes de la fiabilité du système PV tracés par le programme « MATLAB » suivant les trois modèles mathématiques de la fiabilité.

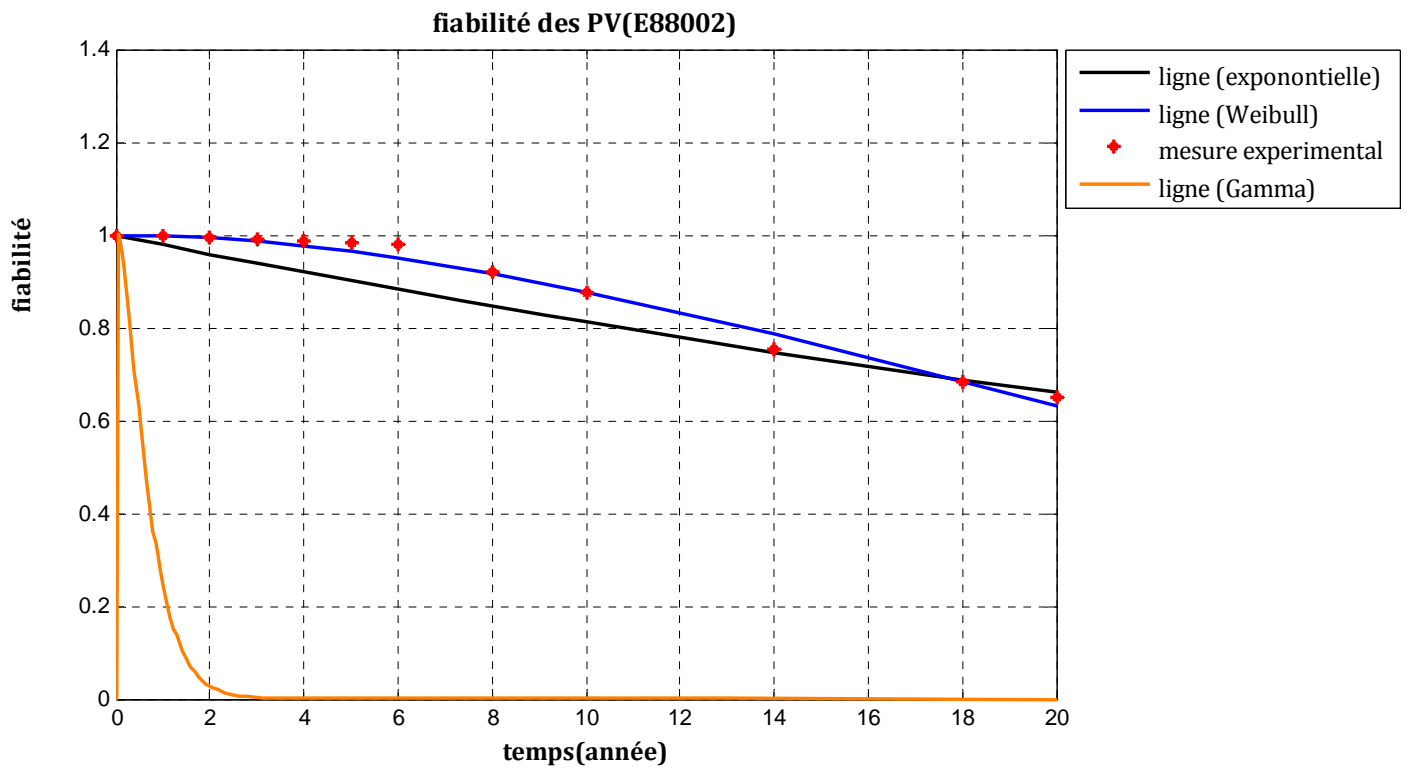


Figure (V-2). La fiabilité des modules E88002

Les remarques:

- 1 Comme le cas précédent, le graphe de WEIBULL presque passe par tous les points mesurés expérimentalement, les autres ne sont pas très loin.
- 2 Aussi dans ce cas Le graphe du modèle exponentiel a presque la forme d'une droite, ce qui veut dire que la fiabilité dans ce cas varie linéairement en fonction du temps, mais pas comme la réalité.
- 3 toujours Le modèle Gamma est très différent des mesures pratiques, son graphe décroît rapidement en fonction du temps, différemment aux autres lois, différemment à l'expérimental.
- 4 La dégradation de la puissance électrique de ces modules PV dans ce milieu de fonctionnement est de 25% de la valeur indiquée par le fabricant après une période de 18 ans d'exposition.
- 5 On peut calculer le temps de bon fonctionnement en appliquant les relations présentées dans le tableau (IV-1), et dans ce cas on trouve :

Tableau (V -4). Les durées de vie moyennes suivant les trois modèles.

Durée moyenne (loi Exponentiel)	Durée moyenne (loi de WEIBULL)	Durée moyenne (loi Gamma)
$E - 46,07 \approx 46 \text{ ans}$	$E - 27,32 \approx 27 \text{ ans}$	$E - 0.73 \approx 0.7 \text{ ans}$

C'était la durée de vie calculé par la loi de WEIBULL le plus pratique.

Conclusion : les modules E88001 et E88002 subissent presque les mêmes dégradations pendant l'exposition dans un milieu Saharien, leur durée de vie ne dépasse pas 30 ans. Leurs fiabilités s'expriment bien par le modèle de WEIBULL que les modèles Exponentiel ou Gamma.

V-2-3 Les PV USDT 50 (E88003) dans un Milieu saharien (URAER de Ghardaïa) :

Le tableau (V-5) présente les paramètres des lois de fiabilité suivant les données de dégradation de ces modules PV dans le milieu naturel. Ces paramètres étaient calculés par le logiciel « WEIBULL++7 » :

**Tableau (V-5). Les valeurs des paramètres de fiabilité
Pour la dégradation des modules PV(E88003)**

Paramètres de loi exponentielle	Paramètres de loi de WEIBULL		Paramètres de loi Gamma	
Taux de défaillance (année ⁻¹)	Paramètre d'échelle (année)	Paramètre de forme	Nombre des serveurs	Taux de défaillance (année ⁻¹)
$\lambda = 0.02094$	$\eta = 42.07491$	$\beta = 1.14509$	$k = 1.17356$	$\mu = 3.58253$

La figure (V-3) présente les diagrammes de fiabilité du système PV, tracés par le programme « MATLAB » suivant les trois modèles mathématiques de la fiabilité.

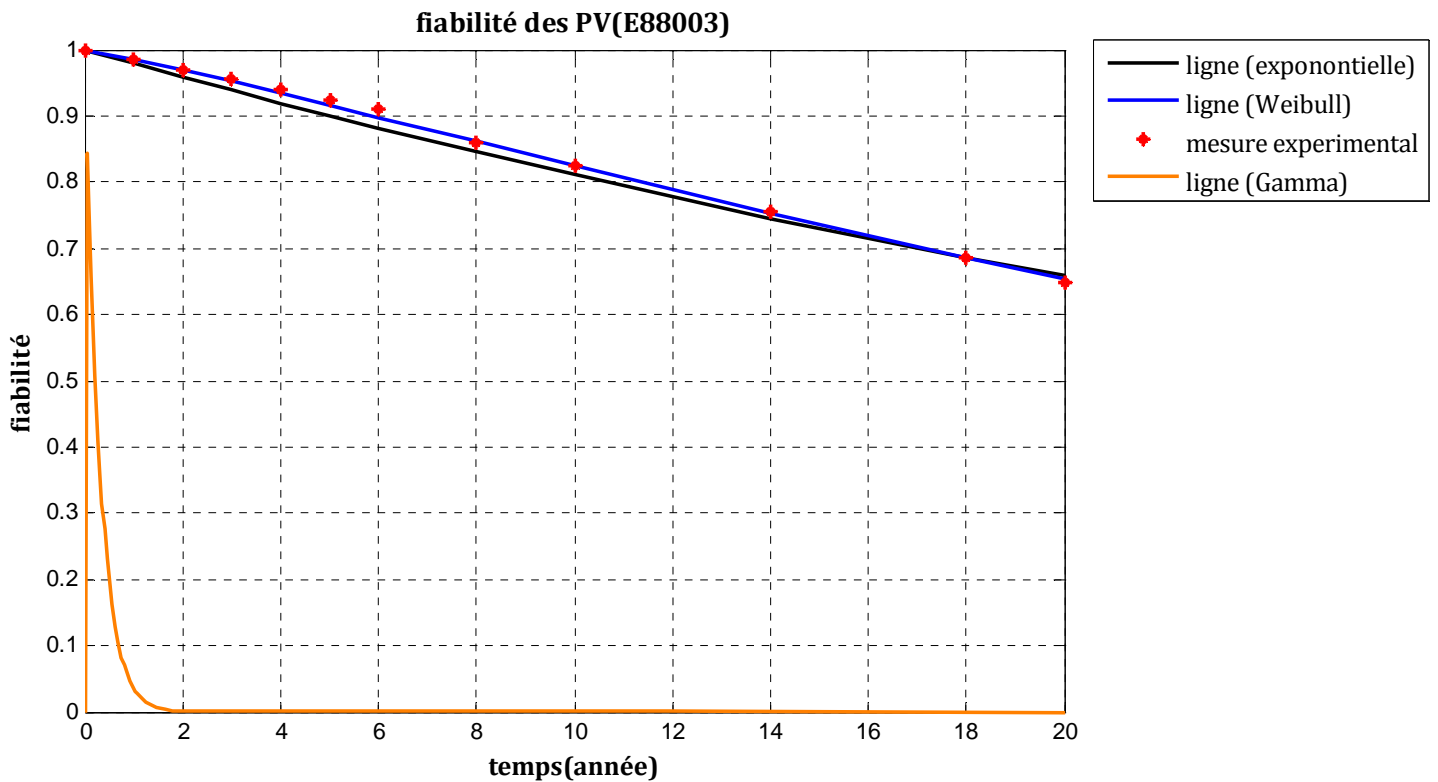


Figure (V-3). La fiabilité des modules E88003

Les observations :

1. Dans ce cas Le graphe de la loi de WEIBULL passe par tous les points de l'expérience. ce qu'il nous permet d'exprimer la fiabilité de ces modules PV suivant cette loi.
2. Le diagramme du modèle exponentiel a toujours une forme de droite qui ne touche pas tous les points des mesures pratique. mais qui était asymptotiquement le plus proche aux mesures expérimentales.
3. La fiabilité tracée par Le modèle Gamma est toujours loin de la réalité de ces modules PV.
4. Cette fois ci, nous enregistrons une dégradation de 32% après 18 ans d'exposition. elle est un peut plus élever par rapport au cas des modules PV (1,2) c'est à cause de changement de milieu d'exposition (Ghardaïa au lieu Adrar), et un changement de caractéristiques des modules PV.
5. On peut calculer la durée de vie moyenne en appliquant les relations présentées dans le tableau (IV-1), nous avons trouvés :

Tableau (V -6). Les durées de vie moyennes suivant les trois modèles.

Durée moyenne (loi Exponentiel)	Durée moyenne (loi de WEIBULL)	Durée moyenne (loi Gamma)
$E = 47,75 \approx 48 \text{ ans}$	$E = 40,19 \approx 40 \text{ ans}$	$E = 0,32 \approx 0.3 \text{ ans}$

Comme nous voyons c'est la durée calculé par la loi de WEIBULL qui est la plus pratique.

Conclusion : le modèle de WEIBULL était le plus performant de ces trois modèles à présenter la fiabilité des modules PV.

V-3 Teste des modèles dans un milieu méditerranéen :

V-3-1 Les modules PV de type KANEKA (simple jonction) dans un Milieu méditerranéen (ENEA- Portici- Italie) :

Le tableau (V-7) présente les paramètres des lois de fiabilité suivant les données de dégradation de ces modules PV dans le milieu naturel indiqué. Ces paramètres étaient calculés par le logiciel « WEIBULL++7 » :

Tableau (V-7). Les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV KANEKA (simple jonction)

Paramètres de lois exponentielles	Paramètres de lois de WEIBULL		Paramètres de lois Gamma	
Taux de défaillance	Paramètre d'échelle	Paramètre de forme	Nombre des serveurs	Taux de défaillance
$\lambda = 0.00476$	$\eta = 178.59750$	$\beta = 1.10695$	$k = 13.23097$	$\mu = 4.18939$

La figure (V-4) présente les diagrammes de la fiabilité du système PV selon les trois modèles mathématiques de la fiabilité.

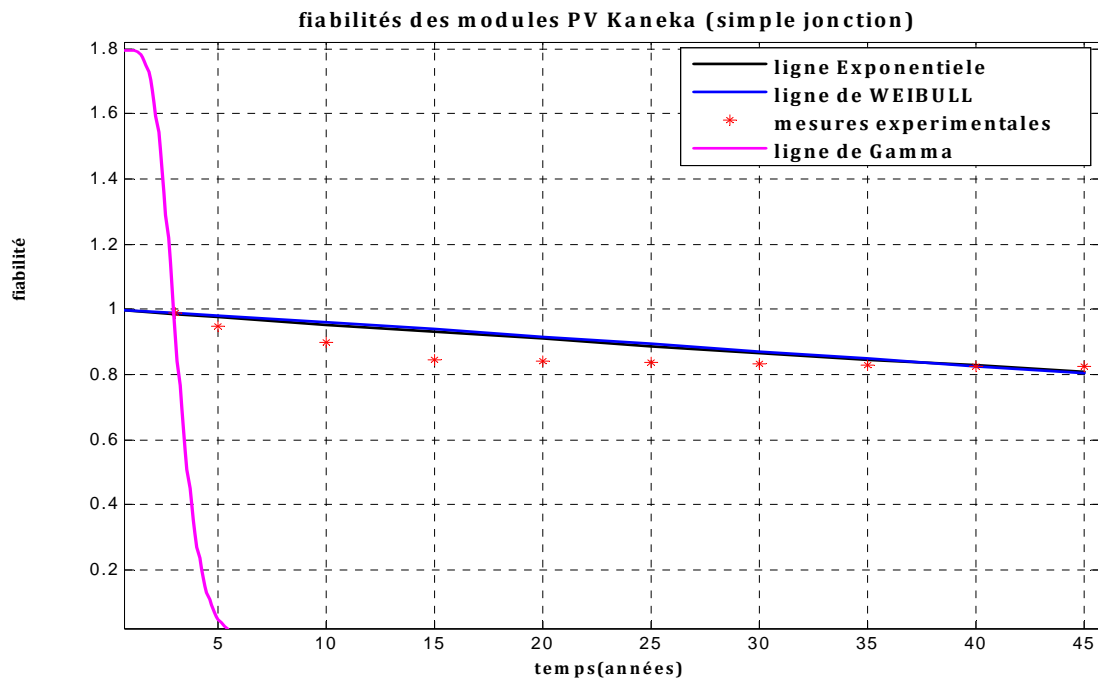


Figure (V-4). La fiabilité des modules KANEKA (simple jonction) sans extrapolation

Nous avons fait une extrapolation du graphe pour savoir comparer le diagramme de la fiabilité par les mesures expérimentales pendant une longue durée d'exposition (on a seulement prendre un taux de dégradation de 2% pour chaque mois d'exposition dans ce milieu comme il était trouvé dans les mesures expérimentales de courte durée.). (Figure V-5)

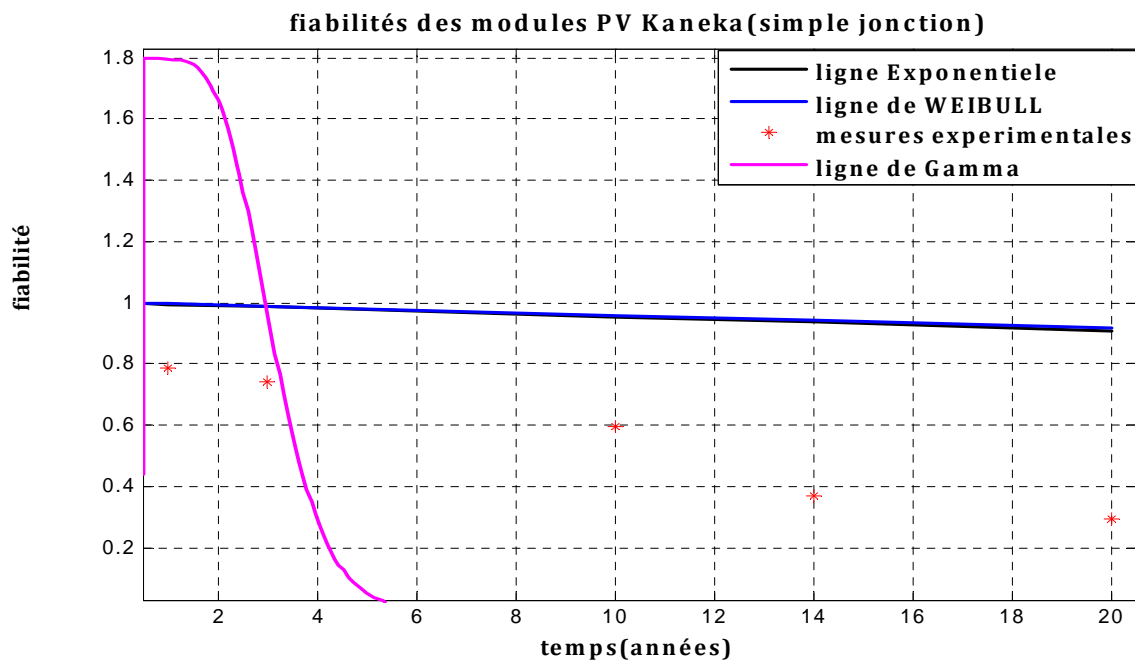


Figure (V-5). La fiabilité des modules KANEKA (simple jonction) Avec extrapolation

Les observations :

1. Les fiabilités de ces modules PV ne peuvent pas être modélisées par les modèles Exponentiel ou de WEIBULL, comme le montre la figure, ses diagrammes sont très loin des points mesurés expérimentalement, ce qui oblige à chercher d'autres modèles mathématiques plus adéquats.
2. Nous remarquons qu'il y a une dégradation plus de 17 % de la puissance initiale pendant les 45 jours premières de fonctionnement, et plus de 80% après 4 ans d'exposition. (suivant la prédiction de la loi Gamma).
3. la durée de vie moyenne dans ce cas suivant les relations présentées dans le tableau (IV-1) sont :

Tableau (V -8). Les durées de vie moyennes suivant les trois modèles.

Durée moyenne (loi Exponentiel)	Durée moyenne (loi de WEIBULL)	Durée moyenne (loi Gamma)
$E = 210,08 \approx 210 \text{ ans}$	$E = 160,74 \approx 161 \text{ ans}$	$E = 3,15 \approx 03 \text{ ans}$

On remarque que les durées de vie ne sont pas logiques suivant les deux lois Exponentiel et de WEIBULL. Mais elle est acceptable suivant le modèle Gamma qui est plus proche de la mesure pratique.

Conclusion :

Ce type de modules PV n'était pas fiable de fonctionner dans ces milieux humides et tempérés (Italie) ils subissent des dégradations importantes après une courte durée d'exposition. Les modèles classiques choisis ne peuvent pas prévoir la durée de vie de ce type de module PV. La loi Gamma est la plus fiable parmi ces 3 modèles dans ce cas. Donc Il faut chercher d'autres modèles de fiabilité pour arriver à estimer la vie de ces modules.

V-3-2 Les PV silicium amorphe US 64 (triple jonction) dans un Milieu méditerranéen (ENEA Portici) :

Le tableau (V-9) présente les paramètres des lois de fiabilité suivant les données de dégradation de ces modules PV dans le milieu naturel indiqué. Ces paramètres étaient calculés par le logiciel « WEIBULL++7 » :

**Tableau (V-9).les valeurs des paramètres de fiabilité
pour la dégradation des modules US 64 (triple jonction)**

Paramètres de lois exponentielles	Paramètres de lois de WEIBULL		Paramètres de lois Gamma	
Taux de défaillance	Paramètre d'échelle	Paramètre de forme	Nombre des serveurs	Taux de défaillance
$\lambda = 0.02551$	$\eta = 36.67691$	$\beta = 1.04269$	$k = 12.93833$	$\mu = 2.50059$

La figure (V-6) présente les diagrammes de la fiabilité du module PV suivant les trois modèles mathématiques de la fiabilité.

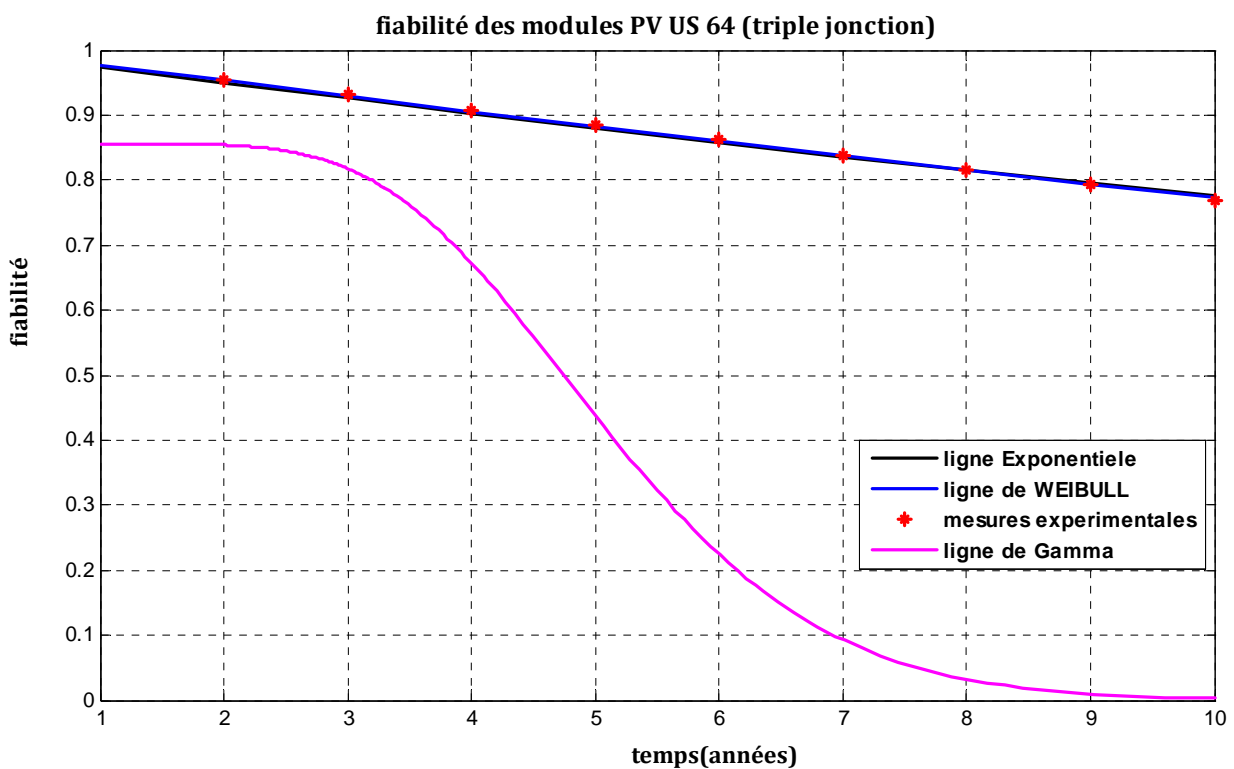


Figure (V-6). La fiabilité des modules US 64 (triple jonction)

Les observations :

1. Le graphe de lois (exponentiel, WEIBULL), passent presque par tous les points de l'expérience. Alors dans ce cas nous pouvons simuler la fiabilité du système PV suivant les deux modèles mathématiques.
2. Le graphe de loi Gamma toujours est très loin des résultats expérimentaux.

3. la fiabilité de ces modules PV se dégrade à 80% de leurs valeurs initiales après une durée de 9 ans de fonctionnement (suivant les deux modèles, et les mesures pratiques).
4. la durée de vie moyenne dans ce cas suivant les relations présentées dans le tableau (IV-1) sont :

Tableau (V -10). Les durées de vie moyennes suivant les trois modèles.

Durée moyenne (loi Exponentiel)	Durée moyenne (loi de WEIBULL)	Durée moyenne (loi Gamma)
$E = 39,2 \approx 39 \text{ ans}$	$E = 36,67 \approx 37 \text{ ans}$	$E = 5,17 \approx 5 \text{ ans}$

Comme nous voyons les valeurs de la durée moyenne de bon fonctionnement calculés par les modèles de WEIBULL et Exponentiel sont proches ce qui est confirmé par l'expérimental.

Conclusion : les modèles de WEIBULL et exponentiel sont performants pour la description de la fiabilité de ces qualités des modules PV et bien estimer leurs durée de vie de bon fonctionnement dans ces milieux de fonctionnement.

V-4 Résumé des résultats obtenus dans ce chapitre :

Nous résumons ces résultats d'évaluation de vieillissement des modules PV proposés dans cette étude dans le tableau (V-11) suivant :

Tableau (V-11). Résumé du résultat de simulation de la fiabilité des modules PV étudiés

Modules PV de Test	Milieux d'exposition	Les paramètres des modèles de fiabilité					Durée de vie moyenne calculée		
		λ	η	β	k	μ	Exponentiel	WEIBULL	Gamma
UDTS 50 (E88001)	Saharien(Adrar)	0,0173	34.142	1,806	1,997	2,876	58 ans	30 ans	0,7 ans
UDTS 50 (E88002)	Saharien(Adrar)	0,0208	30.842	1,805	2,018	2,748	48 ans	27 ans	0,7 ans
UDTS 50 (E88003)	Saharien(Ghardaïa)	0,0209	42.075	1,145	1,175	3,582	48 ans	40 ans	0,3 ans
KANEKA (simple jonction)	Méditerranéen(Italie)	0,0048	178.597	1,107	13,23	4,19	210 ans	161 ans	03 ans
US 64 (triple jonction)	Méditerranéen(Italie)	0.025	36.677	1,042	12,94	2,5	39 ans	37 ans	5 ans

Les durées de vie des modules sont calculées lorsque la fiabilité atteint la valeur de 37% (valeur de la fiabilité en prenant($t=\eta$ dans la loi de WEIBULL. (Équation (III-11))). [2].

Afin de prévoir la garantie sur la puissance électrique délivrée par les modules photovoltaïques, le fabricant décide du risque qu'il prend pour un retour sous garantie des modules. [94]. On a choisi ici de prendre un risque de 20% (soit une fiabilité de 80%), on obtient les temps de garantie suivantes :

Tableau (V -12). Les temps de garanties des modules PV suivant la loi de WEIBULL.

Temps de garantie	UDTS E88001	UDTS E88002	UDTS E88003	US 64 triple jonction
	15 ans	13.5 ans	11.35 ans	9 ans

Cela signifie (par exemple) que si le constructeur garantit les modules UDTS 50(E88001) pendant 15 ans, il prend le risque de voir 20% de ces modules revenir en service après-vente. En considérant la garantie des constructeurs, cette étude permet d'estimer que les fabricants risquent de voir revenir 32% de leur production si la garantie est de 20 ans et 10% si la garantie de puissance est de 10 ans dans ces milieux de fonctionnement.

V-5 Conclusion :

Ce chapitre présente une méthodologie permettant l'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque tout au long de sa durée de vie. Comme il a été précisé précédemment, les points de comparaison proviennent des données réelles mesurés par les ingénieurs des stations de recherche (le site de l'URAER de Ghardaïa, le site de l'URAER/MS d'Adrar et le site de l'ENEA Portici Italie). On a choisi les lois de fiabilité les plus connues et les plus simples pour décrire la fiabilité des modules PV testés dans ces milieux naturels.

Parmi ces trois modèles de fonction de survie, nous pouvons estimer que le modèle de WEIBULL fût le plus performant pour s'informer sur les fiabilités des modules PV fonctionnant dans ces différents milieux naturels, et de donner des valeur de temps de bon fonctionnement plus comparable à l'expérience.

VI Conclusion Générale.

Ce Mémoire avait pour objectif principal de modéliser le phénomène de vieillissement des modules PV exposés dans certains milieux naturels de type saharien et de s'informer sur la dégradation de leurs caractéristiques électriques. Dans une première phase nous avons abordé un rappel bibliographique sur les notions de base (scientifique et technologique) de ce domaine photovoltaïque, nous avons rappelé la composition du spectre solaire, les cellules PV et leurs caractéristiques électriques. On a donné des résultats pratiques sur le problème de dégradation des modules PV (la dégradation des cellules et de l'encapsulant EVA) après une durée de fonctionnement assez longue dans les milieux naturels (milieux Sahariens, milieux méditerranéens). Après vingt années d'exposition en milieu naturel type saharien on a observé qu'un module au silicium cristallin peut perdre environ 35% de sa puissance nominale dans le sud de l'Algérie principalement à cause de la décoloration de l'encapsulant EVA, de délamination au niveau de l'interface EVA-cellule solaire, de la diminution de la résistance shunt. La spécificité climatique de la région doit être prise en considération dans l'étude de la fiabilité et l'efficacité énergétique des systèmes PV dans les régions du sud de l'Algérie. On a vérifié que Les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire, la température du module, l'humidité relative, et les résistances du modules PV. Dans cette partie, nous avons présenté les effets remarquables sur les caractéristiques, sur la puissance nominale des modules PV pour différentes conditions d'ensoleillement et de température. La puissance maximale d'un module PV augmente sous l'effet de l'augmentation de l'ensoleillement ou de la résistance shunt mais elle diminue quand la température ou l'humidité de l'environnement sont augmentée.

Pour arriver au point essentielle de ce travail, nous avons rappelé mathématiquement les lois de base de la fiabilité dans la statistique appliqué, on a défini la fonction de survie, le temps instantané de défaillance, la durée de vie moyenne, ensuite, nous avons présentés les trois modèles de fiabilité: le modèle exponentiel, le modèle de WEIBULL, le modèle Gamma.

Finalement, on a fait une simulation sur les fiabilités des modules PV testés en milieu Saharien (URAER/MS Adrar, URAER/ Ghardaïa) et on a comparé les graphes de ces modèles avec les mesures expérimentaux obtenues par les chercheurs de ces sites. Nous sommes arriver à confirmer que le modèle de WEIBULL était le plus adéquat par rapport aux autres modèles à modéliser la fiabilité des système PV dans les différents milieux naturels et d'estimer leurs durées moyennes de bon fonctionnement. On a constaté que les modules PV de type UDT5 50 peuvent fonctionner normalement dans un milieu Saharien jusqu' a 15 ans avec un risque de garantie de 20%.

Le modèle Gamma n'était pas fiable pour l'étude du vieillissement de ces modules PV (peut être ce n'est pas le cas pour d'autres générateurs PV). Le modèle exponentiel est plus au moins adaptable aux mesures pratiques de la fiabilité de ces modules PV mais pas comparable au modèle de WEIBULL.

Les paramètres (de forme β , et d'échelle η) de la loi de WEIBULL sont calculé par le logiciel « WEIBULL++7 » en utilisant des données pratiques de dégradation des modules PV dans les milieux considérés. Les expressions explicites des paramètres en fonction des données climatiques (température, humidité, ...) peuvent améliorer le modèle de WEIBULL à fin de mieux modéliser le phénomène de vieillissement des appareils PV très proches à la réalité.

7. Références Bibliographiques.

- [1] A.Groune; Enjeux et conditions d'émergences des énergies renouvelables en Algérie ; 2ième Journées Nationales de Valorisation de l'Energie Solaire. Batna, Algérie, 1997.
- [2] C.Honsberg; Photovoltaics : Devies, Systèms and Applications ; [CDROM]. 1998.
- [3] A.Ricaud; Modules photovoltaïques filières technologiques; Article D 3940- 2005.
- [4] J. H. Wohlgemuth and R.C. Petersen ; Solarex experience with ethylene vinyl acetate encapsulation ; Solar Energy Materials & Solar Cells. Vol. 30, pp. 83-387, 1991.
- [5] <<ftp://ftp.urgy.fr/ucp/geol/enseignement/cergy>>
- [6] k. Graoui; Contribution au Développement des Techniques de Contrôle de Qualité des Modules Photovoltaïques de Diverses Technologies; thèse de doctorat d'état Bechar 2010.
- [7] O.Ben cheikh; Colloque sur l'Héliothermie, l'Environnement et la Maîtrise des Systèmes Solaires (CHEMSS 2000); Alger, 13-15 mai, 2000.
- [8] <http://comprendre.meteofrance.com/> Le rayonnement solaire,
- [9] M. LIPINSKI, P. PANEk et Al; Double pourous silicom layer ou milticrystalline si for photovoltaic application; solar.En.Mot.s.sol.celles. vol.72, pp-271-276- 2002.
- [10] <http://comprendre.meteofrance.com>
- [11] Alain Ricaud ; Photopiles solaires ; Edition Presses polytechniques et universitaires romandes, 2010.
- [12] Ludovic Protin, Stephane Astier ; Convertisseurs photovoltaïques ; D 3360, 2010.
- [13] E.R.Observ; Baromètre du solaire photovoltaïque; système solaire Avril 2004.
- [14] D.Sarti, R.Einhaus; silicon feed stock for the milticrystalline Photovoltaic industry Solari; En. Mat. s sol celles, vol 74 pp.27-40. 2002
- [15] D.M.Chapin, C.S.Fuller, G.L.Pearson; A new silicom pn jonction photocell for converting solar radiation into electrical power; JApp phys, vol.25, pp.676-677. 1954
- [16] A.Aberle ; crystalline silicon thin fillm solar celles; Strasbourg june 2002.
- [17] John Weily ; semiconductor devices ; New-york - 867p. 1981
- [18] Oleksiy Nichiporuk ; Thèse en physique /INSA de Lyon /2005.
- [19] Jianhua Zhao, Aihua Wang, P.Altermat, R .Wenlam and A. Green ; 24% efficient perl silicon solar cell ; récent improvement in high efficiency silicom cell research. solar En. Mat. & Sol Celles, ,vol.41/42,pp.87-99- 1996.
- [20] Xi.Zhenqiang, Daren Yang et al ; Investigation of texturization for monocrystalline silicom solar cells with différent kinds of alkaline ; Renwable Energy - 2004.
- [21] M.J.Stocks, A.J.Carr, A.W.Backer; Tewturing of poly cristalline silicon solar solar En; Mat.& sol. Cells. - 1996.
- [22] P.Fath, C.Borst et al ; Progress in a novel High -throughput mechanical texturization technology for highly efficient multicrystalline .silicon solar cells Solar ;.En.Mat. & sol.cells.1997

- [23] [http://www.pv.unsw.edu.au/documents Annual% 20 Report% 202003/ Research.pdf](http://www.pv.unsw.edu.au/documents%20Annual%20Report%202003/Research.pdf)
- [24] M.Bashahu and A.Habyarimana ; Riew and test of methods for determination of the solar series resistance Renewable Energy ; 1995.
- [25] [http://www. Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque.pdf](http://www.Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque.pdf)
- [26] L.Baxerres, A.Michallet, C.Ramet; Le Microtransat : Partie électronique et énergétique .année 2005-2006.
- [27] L.Kemmouche; Modèle de fonctionnement d'une station solaire PV en prévision de pannes; Thèse de magistère .Constantine, 2002.
- [28] R.C Campbell ; A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies; 39th North American Power Symposium. NAPS '07, pp.97 – 101, 30 Sept 2007
- [29] C. Boccaletti, G. Di Grazia, G. Fabbri, E. Nistic; *Energy models for stand alone power systems*; Department of Electrical Engineering - University of Rome "la Sapienza", Rome, Italy 2007.
- [30] M. Oukachmih ; *les cellules photovoltaïques a base de matériaux organiques discotiques* ; Thèse de doctorat en électronique option matériaux, technologies et composants, université paul sabatier, 2003
- [31] B. Mamri, M. Zaidi ; *contribution de systèeme photovoltaïque avec pompage* ; Mémoire d'ingénieur en électronique, Université de Constantine, 2006.
- [32] M. Angel Cid Pastor ; *conception et realisation de modules photovoltaïques electroniques* ; these presentee en vue de doctorat, l'institut national des sciences appliquees de toulouse, septembre 2006
- [33] A.Ricaud ; photopiles solaires; Lausanne. Universitaires romandes 1997.
- [34] C. Lerouge, et al ; *Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis* ; 2006.
- [35] J.C MULLER; *Électricité photovoltaïque* ; in BE 8578. 2007, Techniques d'Ingénieur.
- [36] A.Kaminski; Etudes des etapes technologiques critiques dans la production des cellules solaires en silicium multi cristallin; thèse EEA Lyon 1997.
- [37] R. Chenni ; Etude technico-economique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire; Thèse de doctorat en sciences en physique énergétique, université de constantine, 2007.
- [38] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman; Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance; Solar Energy, Vol. 80, N°1, pp. 78 - 88, 2006.
- [39] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, Member, IEEE, and Nicholas C. Voulgaris; Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System; IEEE transactions on power electronics. 2001.
- [40] L. Zarour; Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie; Mmoire de magister en électrothecnique, université mentouri de constantine, 2005.

- [41] M. Vázquez & I. Rey-Stolle; Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies; *Progress in Photovoltaics*: pp 419-433, 2008
- [42] J.H. Wolgemut, D.W. Cunningham, M. Nguyen, et al; Long terme reliability of PV modules; 20th Européen Photovoltaic Solari Energy Conférence. pp 1942-1946, 2005
- [43] R. Laronde ; Solutions photovoltaïques dans le bâtiment ; *GINGER CATED*, 2009
- [44] C.R.Osterwald ; Terrestrial photovoltaic module accelerated test-to-failure protocol; NREL Technical Report, 2008
- [45] F. Lasnier , T. Angy; Photovoltaic engineering handbook ; Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand, 1990.
- [46] R. P. Kenny, A. Ioannides, H.M. Iejans, W. Zaaïman and E. D. Dunlop ; Performance of thin film PV modules ; *Thin Solid Films*. Vol. 511–512, pp. 663-672, 2006.
- [47] F. Lasnier and T. Angy ; Photovoltaic engineering handbook ; Asian Institute of Technology ; Bangkok, Thailand, 1990.
- [48] B.V. Roedem ; New insights into the Staebler-Wronski degradation mechanism from analyses of solar cell and module degradation data; Proceedings of the 16th Européen photovoltaic solar energy conference, Glasgow, UK, May 1–5, 2000.
- [49] A. Luque. John Wiley; Handbook of photovoltaic science and engineering; 2003.
- [50] E. E. Van Dyka, A. Audouarda, E. L. Meyera and C.D. Woolardb; Investigation of the degradation of a thin-film hydrogenated amorphous silicon photovoltaic module; *Solari Energy Materials & Solari Cells*, Vol. 91, N°. 2-3, pp. 167-173, 2007.
- [51] http://www.nrel.gov/pv/thin_film/docs/unc05ff.pdf>
- [52] S. Krauter, G.A. Rodrigo, S. Sandra; Hybrid thermal insulating PV facade elements; Proceedings of the 2nd World Conférence and Exhibition on Solari Energy Conversion, Vienna, Austria, July 6-10, 1998.
- [53] A. Mermoud ; PVSYST a user friendly software for PV systems simulation ; Proceedings of the 13th Européen Photovoltaic Solari Energy Conférence , Nice, France, October 23, 1995.
- [54] P. Koltay, and K. Bücher; Outdoor measurements of NOCT and simulation of its influence on energy collection; Proceedings of the 2nd World Conférence and Exhibition on Solari Energy Conversion, Vienna, Austria, 1998.
- [55] J. Wenk ; Mesure de la température nominale d'utilisation des cellules (NOCT); Article 10.5, CEI 61215, 2005.
- [56] M. Pellegrino, S. Bolognesi, L. Bonfili, F. Fantozzi, G.Flamínio and C. Privato ; Determination of the thermal properties of PV components in buildings; Proceedings of the 19th Européen Photovoltaic Solari Energy Conférence, Paris, France, June 7-11, 2004.
- [57] R. P. Kenny and all; Performance of the film PV modules; 2006.

- [58] E. D. Dunlop; Life time performance of crystalline silicon PV modules; Proceedings of the 3rd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Osaka, Japan, May 12-16, 2003.
- [59] A.R. Ghashekaa, E.E. van Dyka and E.L. Meyer; Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors; Renewable Energy 2005.
- [60] A. Parretta and all; Analysis of loss mechanisms in crystalline silicon modules in Outdoor operation; Proceedings of the 14th European photovoltaic solar energy conference, Barcelona, Spain, June 30 – July 4, 1997.
- [61] A. M. Reis, N.T. Coleman, M.W. Marshall, P.A. Lehman, and C.E. Chamberlin ; Comparison of PV module performance before and after 11 years field exposure ; Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaics Specialists Conference, New Orleans, Louisiana, May 20 -24, 2002.
- [62] M. Sadok and A. Mehdaoui ; Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region ; Renewable Energy, Vol. 33, N°. 12, pp. 2516-2524, 2008.
- [63] C. R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel and L. Ottoson ; Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules ; Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, Louisiana May 20-24, 2002
- [64] M. A. Quintana, D. L. King, F. M. Hosking, J. A. Kratochvil, R. W. Johnson and B. R. Hansen ; Diagnostic analysis of silicon photovoltaic module after 20 years field exposure ; Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, USA, September 8-15, 2000.
- [65] A. Wagner ; Peak power and internal resistance measurements under natural ambient conditions ; Euro Sun 2000 Conference, Copenhagen, Denmark, June 19-22, 2000.
- [66] E. E. van Dyk and E.L. Meyer ; Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules ; Renewable Energy, Vol. 29, pp. 333-344, 2004.
- [67] F. Apicella¹, V. Giglio¹, M. Pellegrino¹, S. Ferlito¹, F. Tanikawa and Y. Okamoto ; Thin film modules operational experience in Mediterranean climate ; Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany, Munich, October, 22-26, 2001.
- [68] E. N. Twesme, P. Weiss and D. McLeod ; Evaluation of the potential usefulness of water immersion for a-Si thin film modules ; Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 28, N°.2, pp. 115-119, 1990.
- [69] M. van Cleef, P. Lippens and J. Call ; Superior energy yields of UNI-SOLAR triple junction thin film silicon solar cells compared to crystalline silicon solar cells under real outdoor conditions in western Europe ; Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition ; Munich, Germany, 22-26 October, 2001.

- [70] A. Gregg, R. Blieden, A. Chang, and H. Ng; Performance analysis of large scale amorphous silicon photovoltaic power systems; Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialist Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida USA, 2005.
- [71] C. Radue, E.E. van Dyk; Pre-deployment evaluation of amorphous silicon photovoltaic modules; Solari Energy Materials & Solari Cells 2007.
- [72] F.J. Pern and A.W. Czanderna; Characterization of ethylene vinyl acetate (EVA) encapsulant; Effects of thermal processing and weathering degradation on its discoloration. Solari Energy Materials & Solari Cells, Vol. 25, pp. 3-23, 1992.
- [73] F.J. Pern, A.W. Czanderna, K.A. Emery and R. Dhere; Weathering degradation of EVA encapsulant and effects of its yellowing on solar cell efficiency; Proceedings of the 22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New York, 7-11 October, 1991.
- [74] F.J. Pern; Luminescence and absorption characterization of ethylene vinyl acetate encapsulant for PV modules before and after weathering degradation; Polymer Degradation Stability, Vol. 41, N°. 1-2, pp. 125-139, 1993.
- [75] X. A. M. Jonas, T.P. Russel and Do. Y. Yoon; Synchrotron X-ray scattering studies of crystallization of poly(ether-ketone) from the glass and structural changes during subsequent heating-cooling processes; Macromolécules 1995.
- [76] K. Agroui, A. Belghachi, G. Collins and J. Farenc. Quality control of EVA encapsulant in photovoltaic module process and outdoor exposure. Desalination 2007.
- [77] <http://www.cythelia.fr> Conseil et formation en énergie photovoltaïque.
- [78] L.Kemmouche; Modele de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prevision de panne", mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.
- [79] F. zerhouni, and al; Approche Dans La Modélisation D'un Générateur Photovoltaïque; ICEL, november 13-15, U.S.T. Oran, Algeria 2000.
- [80] Z.M. Salaeh and al; Optimum Switching Points For Array Reconfiguration Controler; Department of electrical Engi university of lowell MA 01854. IEEE,pp:971-976. 1990
- [81] O.Mohamed Yahya; Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque; Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 2008.
- [82] A. Ricaud; Photopiles solaire de la physique de conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés; presses polytechniques et universitaires romandes 1997.
- [83] L. Zarour; Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie; Mimore de magister en électrothecnique, université mentouri de constantine, 2005.
- [84] M. Vázquez & I. Rey-Stolle; Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies; Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2008
- [85] J.H. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, M. Nguyen, et al; Long term reliability of PV modules; 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2005.

- [86] W.B. Nelson; Accelerated Testing: Statistical Models, Test Plans and Data Analyses ; Wiley-Interscience. 1990
- [87] S. Voiculescu, F. Guerin, M. Barreau et al; Reliability estimation in random environment: Different Approaches ; RAMS 2007
- [88] PARTRAT et BESSON; Pour les propriétés des distributions usuelles ; 2004.
- [89] J.DROESBEKE, B.FICHET, P.TASSI; Analyse statistique des durées de vie ; Pari. 1989.
- [90] F. Planchet; Modeles de duree ; Support de cours 2010-2011 .
- [91] CALOT. DUNOD; cours du calcul des probabilité ; 1963
- [92] A. PLAIT; The Weibull distrubution with tables; Indistrial Quality Control nov 1962
- [93] F.PLANCHET, P.THEROND; Modèles de durée : applications actuarielles ; Paris 2006.
- [94] L. Rémi; essais accélères de degradation de modules photovoltaiques; 2008.
- [95] L. Rémi, A. Charki, D. Bigaud et al; Life-time estimation of a photovoltaic module submitted to stochastic conditions ; ALT 2010.
- [96] <http://www.ReliaSoft.fr>

Liste des tableaux

- Tableau (V-11). Résumé du résultat de simulation de la fiabilité des modules PV étudiés.
- Tableau (V -10). Les durées de vie moyennes des PV US 64(triple jonction) suivant les trois modèles.
- Tableau (V -9).les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules US 64 (triple jonction)
- Tableau (V -8). Les durées de vie moyennes des PV KANEKA(simple jonction) suivant les trois modèles.
- Tableau (V -7).les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV KANEKA (simple jonction)
- Tableau (V -6). Les durées de vie moyennes des PV E88003 suivant les trois modèles.
- Tableau (V -5).les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV(E88003)
- Tableau (V -4). Les durées de vie moyennes des PV E88002 suivant les trois modèles.
- Tableau (V -3).les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV(E88002)
- Tableau (V -2). Les durées de vie moyennes des PV E88001 suivant les trois modèles.
- Tableau (V -1).les valeurs des paramètres de fiabilité pour la dégradation des modules PV(E88001)
- Tableau (IV-1) récapitulation des paramètres des modèles de fiabilité
- Tableau (II-5). Performances électriques du module US 64 Avant et après exposition en milieu naturel à la condition STC
- Tableau (II-4). Performances électriques du module amorphe KANEKA Avant et après exposition en milieu naturel
- Tableau (II-3).Test I-V du module PV UDTS 50 référencé E88003 avant et après exposition sur le site l'URAER de Ghardaïa
- Tableau (II-2).les Performances des modules PV UDTS 50 avant et après exposition Sur le site de l'URAE/MS d'Adrar (mesures in situ)
- Tableau (II -1). Performances électriques des modules PV
- Tableau (I-1). Le spectre de rayonnement solaire extraterrestre en énergie

Liste des figures

Figure (I-1) : spectre solaire

Figure (I-2) : Utilisation des matériaux photovoltaïques

Figure (I -3) : Transitions inter-bandes d'électrons dans un semi-conducteur.

Figure (I -4) : Coefficient d'absorption du silicium et profondeur de pénétration des photons en fonction de la longueur d'onde.

Figure (I -5) : fonctionnement d'une cellule PV

Figure (I -6) : Structure (image gauche) et diagramme de bande (image droite) d'une cellule photovoltaïque

Figure (I-7) : Composition d'une cellule photovoltaïque.

Figure (I -8) : Association des cellules solaires photovoltaïques

Figure (I -9) : coupe d'un module photovoltaïque.

Figure (I -10) : Schéma électrique d'une cellule solaire idéale

Figure (I -11) : Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque

Figure (I -12) : Mise en évidence du MPP

Figure (I -13) : Différents pertes lors de la conversion photovoltaïque du rayonnement solaire en énergie électrique

Figure (I -14) : Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule solaire

Figure (I -15) : Les différentes zones de Caractéristique $I(V)$ d'un générateur Photovoltaïque

Figure (II-1) : schéma électrique du circuit cellulaire du module PV UDTS 50

Figure (II -2) : test d'isolement d'un module PV

Figure (II -3) : caractéristiques I-V des modules PV aux conditions STC

Figure (II -4) : évolution de la température de la cellule solaire dans le module PV UDTS 50 en fonction du temps dans l'enceinte du simulateur solaire

Figure (II -5) : température ambiante en fonction de l'éclairement pour les modules PV UDTS 50 et PWX 500

Figure (II -6) : caractéristiques I-V des modules PV UDTS 50 et PWX 500 sous les conditions NOCT

Figure (II -7) : Générateur de modules PV sur le site de MELOUKA

Figure (II -8) : Formes de dégradation des modules PV à l'URAER d'Adrar. - (a)

Changement de coloration de la boîte de jonction. - (b) Etat de l'EVA sur la face avant du module PV (Jaunissement) - (c) Etat de l'EVA sur la face arrière du module PV (accumulation de sable sur le côté)

Figure. (II -9) : Variation de la température, de l'éclairement du module PV UDTS 50 sur le site Adrar

Figure (II -10) : caractéristiques I-V aux conditions STC du module PV Avant et après exposition en milieu naturel

Figure (II -11) : Délaminage : Sensibilité à l'humidité de l'encapsulant EVA

Figure (II -12) : Dégradation des modules PV sur le site de l'ENEA-Portici

Figure (II -13) : Caractéristiques I V du module PVUS64 aux conditions STC

Figure (II -14) : Spectrométrie UV – Visible d' EVA réticulé Avant et après exposition

Figure (II -15): Spectrométrie proche infrarouge d' EVA réticulé Avant et après exposition

Figure (II -16) : Variation de la permittivité de l'EVA réticulé en fonction de la température avant et après exposition

Figure (II -17) : Variation des pertes diélectriques de l'EVA réticulé En fonction de la température avant et après exposition

Figure (II -18) : Variation de la résistivité de l'EVA réticulé En fonction de la température avant et après exposition

Figure (II -19) : Variation du logarithme de la résistivité de l'EVA réticulé en fonction de la température avant et après exposition

Figure (II -20) : Spectre TSC de l'EVA réticulé avant et après exposition À la température de polarisation de 60°

Figure (III-1) : Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ pour une irradiation solaire de 1000W/m²

Figure (III -2) : Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module pour différentes irradiances solaires à 25°C

Figure (III -3) : L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

Figure (3-4) : L'influence de la résistance shunt R_{sh} Sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$

Figure (III -5) : Variation de résistance des couches de si exposé à des variations d'humidité

Figure (IV -1) : la forme de la fonction de survie

Figure (IV-2) : La fiabilité suivant la valeur de k

Figure (IV -.3) : Courbe en baignoire

Figure (V-1) : La fiabilité des modules E88001

Figure (V -2) : La fiabilité des modules E88002

Figure (V -3) : La fiabilité des modules E88003

Figure (V -4) : Figure (V-4). La fiabilité des modules KANEKA (simple jonction) sans extrapolation

Figure (V -5) : La fiabilité des modules KANEKA (simple jonction) Avec extrapolation

Figure (V -6) : La fiabilité des modules US 64 (triple jonction)