

UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Département de Physique

Mémoire de Master

Mention : Physique et Applications

Sujet : Etude de la dégradation des caractéristiques optiques des cellules photovoltaïques en silicium cristallin sous essais accélérés par spectrométrie

Présenté par

Moussa GOUDIABY

Sous la direction de

Dr. Ababacar NDIAYE

Sous la supervision de Dr. Ibrahima SAKHO, Maître de Conférences à l'UASZ

Soutenu publiquement le 17 Mars 2018 devant le jury composé de :

NOM et Prénom	Grade	Qualité	Etablissement
SAKHO Ibrahima	Maître de Conférences	Président de jury	UASZ
THIAME Moustapha	Maître Assistant	Rapporteur	UASZ
KOBOR Diouma	Maître de Conférences	Examineur	UASZ
NDIAYE Lat Grand	Maître de Conférences	Examineur	UASZ
NDIAYE Ababacar	Maître Assistant	Encadrant	UASZ

DEDICACES

Je dédie ce mémoire de master 2 :

A l'âme de ma mère qui été pour mon corps mieux qu'un cœur ;

A mon cher père qui a sacrifié son temps pour nous ;

Aux âmes de mes oncles Abdoulaye GOUDIABY et Nfaly SAGNA ;

A tous ceux qui me sont chers ;

A toute ma grande famille GOUDIABY, SAGNA, DIATTA, DIEDHIOU et DIEME ;

A mes frères et sœurs ;

Et à tous mes amis.

REMERCIEMENTS

Je remercie très fort le Bon Dieu, le Tout-Puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener ce présent travail.

Je tiens à remercier le docteur **Ababacar Ndiaye** qui a accepté de m'encadrer, et je lui exprime particulièrement toute ma reconnaissance pour m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.

Je remercie infiniment les docteurs: **Lat Grand Ndiaye, Ibrahima Sakho (président de jury), Diouma Kobor, Modou Tine, Moustapha Thiame, Samo Diatta, Moctar Camara, Bamol A. Sow, Joseph S. DIATTA** pour la connaissance qu'ils m'ont transmise durant tout mon parcours universitaire.

Je remercie également tous les étudiants, les doctorants du bloc scientifique et tous mes amis de la même promotion de leurs soutiens dans la réalisation de ce travail.

Je remercie infiniment mes oncles Seckou SAGNA, Abdou SAGNA et mes tantes Aminata DIEME, Rokhya SAGNA, Amy SAGNA et Aissatou GOUDIABY.

Mon plus grand remerciement revient naturellement à ma famille, plus particulièrement à mes parents, mes frères et sœurs, qui m'ont toujours soutenu.

Sachez que je vous remercie tous au fond du cœur, et je suis très fière de vous.

Résumé

Le travail porte sur l'étude de l'impact de la variation de la température sur les performances des cellules photovoltaïques en silicium cristallin. Les paramètres de performances étudiées sont les caractéristiques optiques des cellules en l'occurrence l'absorbance, la transmittance et la réflectance. L'étude expérimentale a porté sur des essais accélérés de type cycle thermique issue de la norme IEC 61215. Le cycle thermique proposé a été adapté aux conditions de fonctionnement réelles des cellules photovoltaïques au Sénégal.

Les essais accélérés ont porté sur cinq et dix cycles sur les cellules polycristallines et monocristallines. Les résultats ont montré que l'impact sur les paramètres optiques dépend du nombre de cycle. D'autre part, la technologie influe sur cet impact. En effet, la technologie monocristalline reste plus sensible au cycle thermique et par conséquent à la variation de la température.

Mots clés : Cellules PV, essai accéléré, cycle thermique, IEC 61215.

Abstract

The work concerns the impact study of the variation in the temperature on the performances of the photovoltaic crystalline silicon cells. The parameters of studied performances are the optical characteristics of the cells in fact the absorptance, transmittance and reflectance. The experimental study related to accelerated tests of type cycles thermal exit of standard IEC 61215. The thermal cycle suggested was adapted to the real operating conditions of the photovoltaic cells in Senegal.

The accelerated tests related to five and ten cycles on the polycrystalline and single-crystal cells. The results showed that the impact on the optical parameters depends amongst cycle. In addition, technology influences this impact. Indeed, single-crystal technology remains more sensitive to the thermal cycle and consequently to the variation in the temperature.

Keywords : Cells PV, accelerated test, thermal cycle, CEI 61215

Liste des abréviations

PV : photovoltaïque

AM: Air masse

CEI : Commission électrotechnique internationale

EVA : Ethylène Vynil Acétate

UV : Ultraviolet

ALT : Accelerated Life Testing

Jsc: densité de courant (mA/cm²)

Voc: tension du circuit ouvert (V)

P_{max}: Puissance maximal (W)

Icc: courant de court-circuit (A)

η : Rendement de conversion

FF: Facteur de forme

RS : Réponse spectrale (A/W)

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I :.....	4
Généralités sur la filière photovoltaïque	4
Introduction	4
I.1. Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque	4
I.1.1. Le rayonnement solaire	4
I.1.2. Conversion photovoltaïque	6
I.1.2.1. Effet photovoltaïque.....	7
I.1.2.2. La cellule photovoltaïque	7
I.1.2.3. Le module photovoltaïque.....	8
I.2. Caractéristique courant - tension (I-V) d'une cellule solaire.....	9
I.3. Paramètres et modèles d'une cellule solaire.....	9
I.3.1. Paramètres caractéristiques d'une cellule solaire.....	9
I.3.1.1. Le courant de court-circuit I_{cc}	10
I.3.1.2. Tension de circuit ouvert V_{co}	10
I.3.1.3. La puissance optimale P_{max}	10
I.3.1.4. Le Facteur de forme.....	10
I.3.1.5. Le rendement η	10
I.3.1.6. Les grandeurs intrinsèques d'une cellule solaire	11
I.3.2. Modèles des cellules PV	12
I.3.2.1. Cellule idéale	12
I.3.2.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque.	12
I.4. Les facteurs influents le rendement d'un module photovoltaïque.....	13
I.4.1. Influence de l'ensoleillement	13
I.4.2. Influence de la température	14
I.5. Les technologies photovoltaïques.....	14
I.5.1. Première génération: La filière du silicium cristallin.....	15
I.5.1.1. Le silicium monocristallin	15
I.5.1.2. Le silicium polycristallin	15
I.5.2. Deuxième génération: Les couches minces	15
I.5.3. Troisième génération: les cellules organiques	16
I.6. Les normes de qualification	17
Conclusion.....	18

Chapitre II :	19
Dégradation et essais accélérés dédiés aux modules photovoltaïques	19
Introduction	19
II.1. Dégradation d'un module photovoltaïque	19
II.1.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	20
II.1.1.1. La corrosion	20
II.1.1.2. La délamination	20
II.1.1.3. La décoloration	21
II.1.1.4. Les fissures et bris de verre	21
II.1.1.5. Les points chauds ou Hot-spots	22
II.1.1.6. Les bulles	22
II.1.2. Les modèles de dégradation d'un module photovoltaïque	23
II.1.2.1. Le modèle de Pan	23
II.1.2.2. Le modèle exponentielle	24
II.1.2.3. Le modèle de Zimmerman	25
II.2. Essais accélérés	26
II.2.1. Choix de la loi d'accélération	26
II.2.2. Fiabilité par les essais	27
II.2.2.1. Essais de vieillissement	27
II.2.2.2. Essais de dégradation	27
II.2.2.3. Essais de vieillissement accéléré	28
II.3. Les techniques d'analyse spectrométrique	28
II.3.1. La spectrométrie optique	29
II.3.1.1. Principe de fonctionnement	29
II.3.1.2. Le prisme	29
II.3.1.3. Utilisation	30
II.3.2. Les paramètres optiques	30
II.3.2.1. La réflectance	31
II.3.2.2. La transmittance	31
II.3.2.3. L'absorbance	32
Chapitre III :	33
Impact des essais accélérés de type cycle thermique sur les paramètres optiques des modules PV	33
Introduction	33

III.1. Objectifs	33
III.2. Méthodologie de l'étude	33
III.3.1. Température du module	34
III.3.2. Humidité	35
III.3.3. Ensoleillement et radiation UV	36
III.3.4. Synthèse	38
III.4. Etude expérimentale	38
III.4.1. Présentation de la plateforme d'essais	38
III.4.2. Adaptation de la norme 61215	39
III.4.3. Présentation du cycle thermique proposé	43
III.4.4. Protocole expérimental	44
III.4.5. Analyse des échantillons	44
III.5. Résultats et Discussions	45
III.5.1. Présentation des données obtenues	45
III.5.2. Impact des essais accélérés sur les paramètres optiques	47
III.5.2.1. Cas des cellules monocristallines	47
III.5.2.1.1. Essais accélérés à cinq cycles	47
III.5.2.1.2. Essais accélérés à dix cycles	48
III.5.2.1.3. Synthèse	49
III.5.2.2. Cas des cellules polycristallines	49
III.5.2.2.1. Essais accélérés pour cinq cycles	49
III.5.2.2.2. Essais accélérés pour dix cycles	50
III.5.2.2.3. Synthèse	51
III.5.3. Etude comparative des impacts sur les cellules monocristallines et polycristallines .	51
III.5.3.1. Cas1: Pour cinq cycles thermiques	51
III.5.3.2. Cas2: Pour dix cycles thermiques	53
III.5.3.3. Synthèse de l'étude comparative	54
Conclusion	54
Conclusion générale et perspectives	55
Références bibliographique	xiii

Liste des figures

Figure I.1. Les différentes constantes d'illumination.....	5
Figure I.2. Spectre d'une cellule photovoltaïque [6].....	5
Figure I.3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [7].....	6
Figure I.4. Effet photovoltaïque [8]	7
Figure I.5. Coupe de deux cellules photovoltaïques au silicium interconnectées [9]	8
Figure I.6. Coupe d'un module PV [9].....	8
Figure I.7. Caractéristiques courant-tension d'une cellule photovoltaïque [10]	9
Figure I.8. Schémas électrique d'une cellule solaire idéale [12]	12
Figure I.9. Schémas équivalents d'une cellule solaire [6].....	13
Figure I.10. Influence de l'ensoleillement sur la cellule photovoltaïque.	14
Figure I. 11. Influence de la température sur les cellules photovoltaïque.....	14
Figure I.12. Cellule monocristalline.....	15
Figure I.13. Cellule polycristalline.....	15
Figure I.14. Cellules en couches minces	16
Figure II.1. Module PV atteint par la corrosion [15].....	20
Figure II.2. Module photovoltaïque présentant une délamination [15].....	21
FigureII.3. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées [15].....	21
Figure II.4. Module photovoltaïque présentant des bris de verre [15].....	22
Figure II.5. Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	22
Figure II.6. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV [15].....	23
Figure II.7. Dégradation d'un module PV en Silicium polycristallin sous exposition 85/85 [15]	24
Figure II.8. Dégradation exponentielle de la puissance d'un module photovoltaïque [15]	25
Figure II.9. Illustration du principe de fonctionnement du spectromètre optique [18].....	29
Figure II.10. Dispersion de la lumière par un prisme [18].....	30
Figure II.11. Illustration des phénomènes optiques mis en jeu lors de l'irradiation d'un film composite luminescent [19].....	31
Figure III. 1. Histogramme de fréquences de la température du module et de l'ambiante	34
Figure III.2. Histogramme des fréquences de l'humidité relative.....	36
Figure III.3. Histogramme des fréquences de l'ensoleillement global et de la radiation UV ..	37
Figure III.4. Présentation du four et des échantillons.....	39
Figure III.5. Les séquences d'essais de la norme CEI 61215	40
Figure III. 6. Les séquences d'essais de la norme 61215 proposées	42
Figure III. 7. Cycle thermique	44
FigureIII.8. Spectromètre optique utilisé	45
Figure III.9. Variation des paramètres optiques des cellules polycristallines et monocristallines à 5 cycles et 10 cycles thermiques	46
FigureIII.10. Variation des paramètres optiques à 5 cycles thermiques pour les cellules monocristallines	48
FigureIII.11. Variations des paramètres optiques à 10 cycles thermiques pour les cellules monocristallines.....	49
Figure III.12. Variation des paramètres optiques à 5 cycles thermiques pour les cellules polycristallines.....	50

Figure III.13. Variation des paramètres optiques à 10 cycles thermiques pour les cellules polycristallines.....	51
Figure III.14. Variation des paramètres optiques du monocristallin et du polycristallin pour 5 cycles.....	52
Figure III.15. Variation des paramètres optiques du monocristallin et du polycristallin pour 10 cycles.....	53

Liste des Tableaux

Tableau I.1. Synthèse des principales technologies photovoltaïques.....	17
Tableau II.1. Synthèse des lois d'accélération.....	27
Tableau III.1. Fréquences des plages de la température du module et de l'ambient.....	35
Tableau III.2. Fréquence des plages d'humidité relative	36
Tableau III.3 . Fréquence des plages d'ensoleillement et de la radiation UV	37
Tableau III.4. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV.....	38
Tableau III.5. Caractéristiques du four.....	39
Tableau III.6. Analyse des séquences de la norme CEI 61215	43
Tableau III.7. Spécifications techniques du spectromètre optique utilisé.....	45
Tableau III.8. Variation des paramètres optiques des cellules monocristallines en fonction de la longueur.....	46
Tableau III.9. Variation des paramètres optiques des cellules polycristallines en fonction de la longueur d'onde.....	47
Tableau III.10.Synthèse des paramètres optiques selon la technologie.....	54

Introduction générale

Depuis la découverte des hydrocarbures, ces gisements naturels ont bouleversé le quotidien de l'être humain et son utilisation ne cesse d'augmenter menant à une demande de plus en plus importante en énergie et réduisant des ressources qui sont passées d'abondance à épuisement enclenchant des problèmes environnementaux, des crises économiques et des guerres pour la simple raison que l'offre ne suit plus la demande. Les énergies renouvelables sont apparues comme solution alternative à ce problème. Ces énergies sont propres, durables, non polluantes et largement disponibles. Dans ce cas, l'énergie solaire plus précisément reste une excellente solution car le soleil est une source d'énergie impressionnante, qui fournit chaque jour à la terre 8 000 fois plus d'énergie qu'elle n'en a besoin [1].

La conversion photovoltaïque, appelée aussi électricité solaire, a montré depuis les années 1970 que l'être humain est capable de se procurer d'une partie substantielle de sa puissance électrique sans la combustion des carburants fossiles (charbon, pétrole ou gaz naturel) ou sans la création de réactions de fissions nucléaires. La technologie photovoltaïque aide à éviter les menaces et les risques associés aux techniques usuelles de production d'électricité et bien d'autres avantages. Elle a montré qu'elle peut produire de l'électricité pour plusieurs domaines d'applications. Les sites isolés loin du réseau électrique conventionnel peuvent être alimentés en électricité grâce aux installations photovoltaïques, bénéficiant ainsi des commodités nécessaires au confort (télévision, radio, appareils électroménagers,...). Les profits du photovoltaïque ne se limitent pas seulement à ce type d'application. En effet, le domaine de la communication a tiré également profit des avantages du photovoltaïque. Les installations photovoltaïques peuvent alimenter, en électricité, les stations d'émetteurs isolées (dans les montagnes,...) sans avoir besoin de construire des routes pour les approvisionner en fuel. Elles peuvent être aussi connectées au réseau électrique conventionnel et par conséquent, servir d'appoint pour faire face aux heures de pointes dans les étés chauds où les climatiseurs sont appelés à fonctionner à plein temps. La conversion photovoltaïque permet, également, aux foyers et aux commerçants d'avoir un nouveau niveau de disponibilité d'énergie et de sécurité garanties. Même dans le domaine de la conquête de l'espace, le photovoltaïque a été, depuis plus de 30 ans, la source de fonctionnement des satellites qui orbitaient autour de la terre [2]. Le caractère limité des réserves des combustibles fossiles et nucléaires, permet de présager aux énergies renouvelables un rôle important dans l'approvisionnement énergétique mondial. Parmi les nouvelles sources potentielles d'énergie, la conversion photovoltaïque est extrêmement prometteuse. En effet, les cellules solaires peuvent fournir de l'énergie aux

systèmes dont les niveaux de puissance s'étalent des milliwatts aux mégawatts. Ils sont fiables, statiques et ne nécessitent pas de maintenance [3]. Cependant, l'utilisation de la conversion photovoltaïque, à grande échelle, est tributaire de certains facteurs technico-économiques. Dans ce cas, le générateur photovoltaïque est le principal élément dans un système. D'un côté, il est l'élément le plus cher d'une chaîne photovoltaïque, de l'autre, les performances de tout système photovoltaïque dépendent directement du rendement du générateur (module photovoltaïque). En effet, dans n'importe quel système photovoltaïque, le module joue un rôle principal dans le bilan énergétique. Par conséquent, il doit être vu de plus près dans l'analyse du fonctionnement d'un système photovoltaïque [4].

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

Les fabricants des modules photovoltaïques ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles les modules PV sont appelés à fonctionner en conditions réelles. Les caractéristiques techniques sont données dans les conditions standards de test STC (température 25°C, ensoleillement 1000W/m²). Les garanties sont données en tenant compte des conditions de fonctionnement standards qui sont bien différentes des conditions réelles notamment en Afrique subsaharienne. Certaines séquences de la norme 61215 ne sont pas assez pertinentes par rapport au contexte du milieu local. Ainsi nous proposerons un essai de type cycle thermique à partir de la norme 61215 et qui tienne compte des conditions environnemental du contexte local. Ensuite nous étudierons son influence sur les paramètres optiques des cellules polycristallines et monocristallines. Enfin, nous ferons une étude comparative de son impact sur les deux technologies.

Pour réaliser ce travail, nous nous sommes fixés les objectifs suivants :

- Etudier la norme 61215.
- Proposer et réaliser des essais accélérés sur des cellules PV cristallines.
- Evaluer l'impact du cycle thermique proposé sur les paramètres optiques des modules par spectrométrie.

- Comparer l'impact de l'essai de type cycle thermique sur les technologies polycristallines et monocristallines.

Ce manuscrit est structuré en trois chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques. La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, les principales technologies photovoltaïques et les normes de qualification y sont présentées.

Ensuite, le chapitre II est réservé à l'étude de la dégradation des modules photovoltaïques. Les causes et les modèles de dégradations, les méthodes d'essais pour la fiabilité ainsi que les techniques d'analyse spectrale y sont présentés.

Enfin, le chapitre III est dédié à l'étude de l'impact des essais accélérés sur les paramètres optiques des modules photovoltaïques. Dans cette partie, nous allons présenter la norme 61215 utilisé pour effectuer ce travail. Une étude de l'influence du cycle thermique sur la variation des paramètres optiques des modules sera effectuée.

Chapitre I :

Généralités sur la filière photovoltaïque

Introduction

Les technologies photovoltaïques reposent sur les cellules qui transforment le rayonnement solaire en courant électrique continu. Le rayonnement solaire et ses principales caractéristiques sont présentés dans un premier temps. Le principe de la conversion photovoltaïque permettant de transformer la lumière en électricité sera présenté. Les constituants du module, les facteurs influents le rendement et les caractéristiques électriques de performance des modules photovoltaïques seront décrits. Nous ferons une synthèse sur les différentes filières photovoltaïques relativement au rendement et à la part de marché. Enfin, une revue sur les normes de qualifications des modules photovoltaïques est présentée.

I.1. Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque

I.1.1. Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet à l'infrarouge lointain. On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. L'intensité lumineuse issue du soleil en incidence normale sur la surface de la terre est appelée la constante solaire. Cette constante est de $1,4 \text{ kW/m}^2$ au-dessus de la couche atmosphérique et est réduite sur terre à 1 kW/m^2 par réflexion et absorption des particules présentes dans la couche atmosphérique. Cette perte est appelée la « masse d'air » (AM). La désignation AM0 correspond à une masse d'air nulle pour la lumière arrivant au-dessus de notre atmosphère à incidence normale. Le titre AM1 correspond lui à une même lumière arrivant à la surface terrestre. L'appellation AM1.5 désigne la masse d'air rencontrée par la lumière arrivant à $48,2^\circ$ sur la surface de la Terre, soit une lumière plus faible du fait que l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée est plus grande (figure I.1) [5].

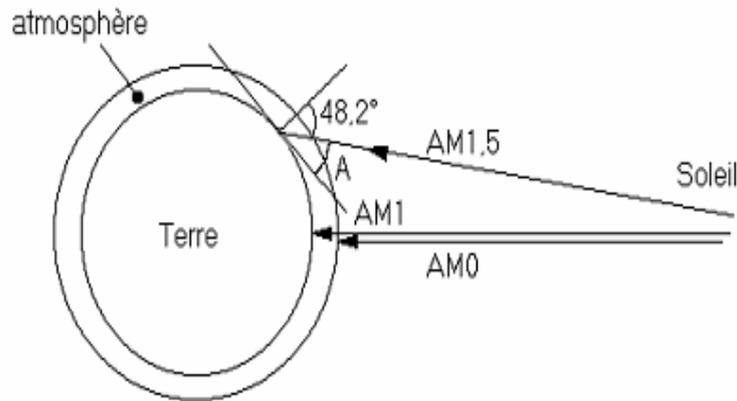


Figure I.1. Les différentes constantes d'illumination.

L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

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

Où h est la constante de Planck, C la vitesse de la lumière et λ sa longueur d'onde.

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose comme suit :

- 9 % dans la bande des ultraviolets ($< 0,4 \mu\text{m}$)
- 47 % dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$)
- 44 % dans la bande des infrarouges ($> 0,8 \mu\text{m}$)

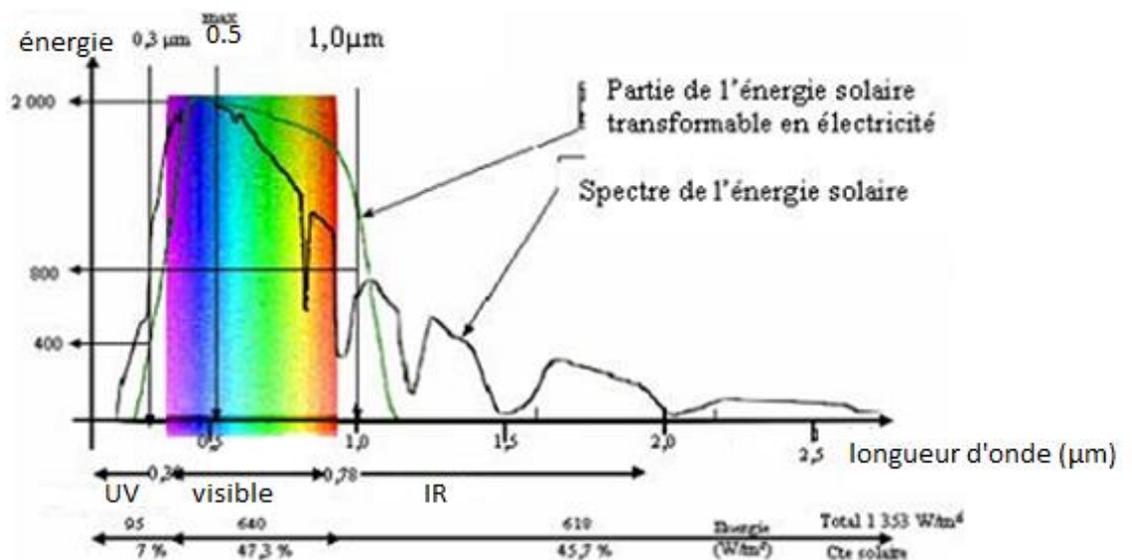


Figure I.2 . Spectre d'une cellule photovoltaïque [6]

I.1.2. Conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique [2].

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers.

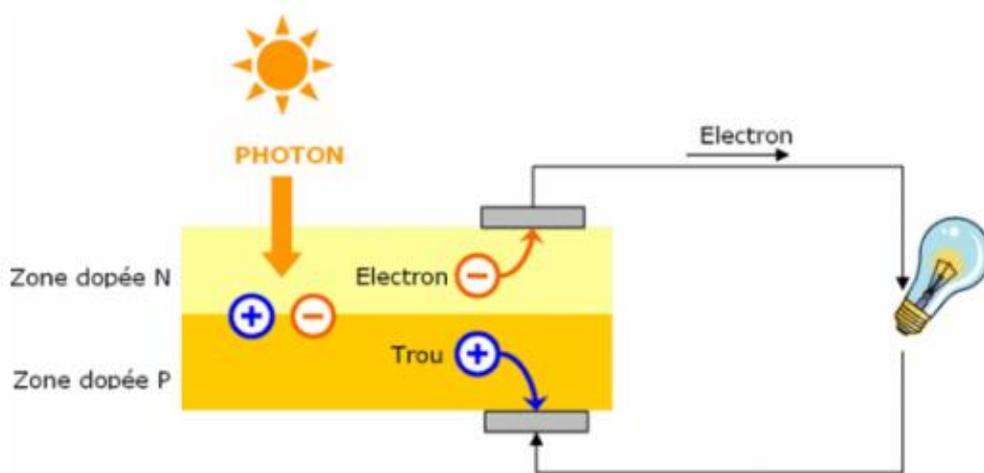


Figure I. 3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [7]

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un.

I.1.2.1. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse (photons) des rayons solaires en électricité, par le biais du déplacement de charges électriques dans un matériau semi-conducteur (le silicium). Lorsque les photons heurtent une surface mince de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique. Le matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique.

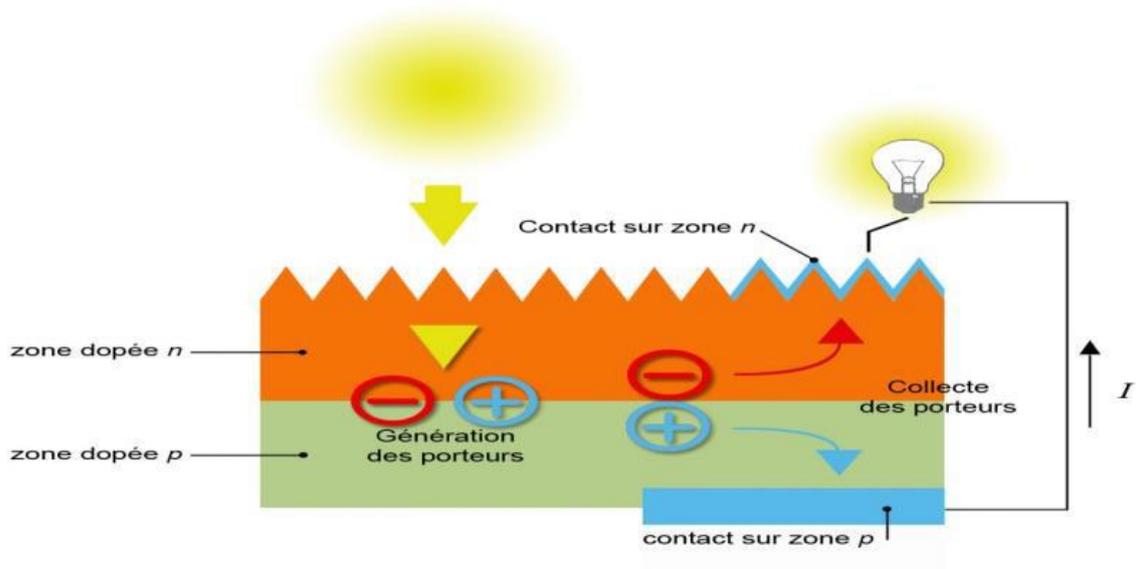


Figure I. 4. Effet photovoltaïque [8]

I.1.2.2. La cellule photovoltaïque

Les cellules sont les composants principaux des modules PV. Ils transforment l'énergie lumineuse en électricité. Ces cellules ont des puissances unitaires assez faibles (de l'ordre de 1 W). Les autres composants permettent la protection de la cellule contre les conditions atmosphériques.

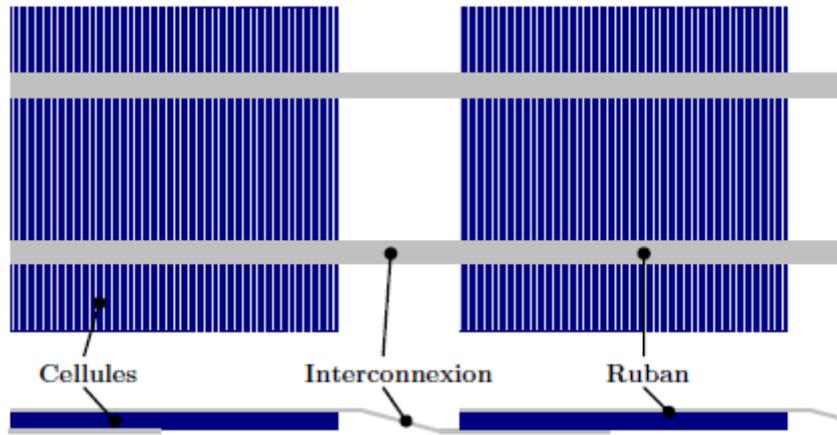


Figure I. 5. Coupe de deux cellules photovoltaïques au silicium interconnectées [9]

I.1.2.3. Le module photovoltaïque

Un module PV est à lui-même un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'un encapsulant, d'une diode bypass, de connecteur, 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 polymère (tedlar) sur la face arrière du module. Le courant qui sort des câbles d'un module est un courant continu qui dépend principalement de la luminosité du soleil qui arrive sur sa surface.

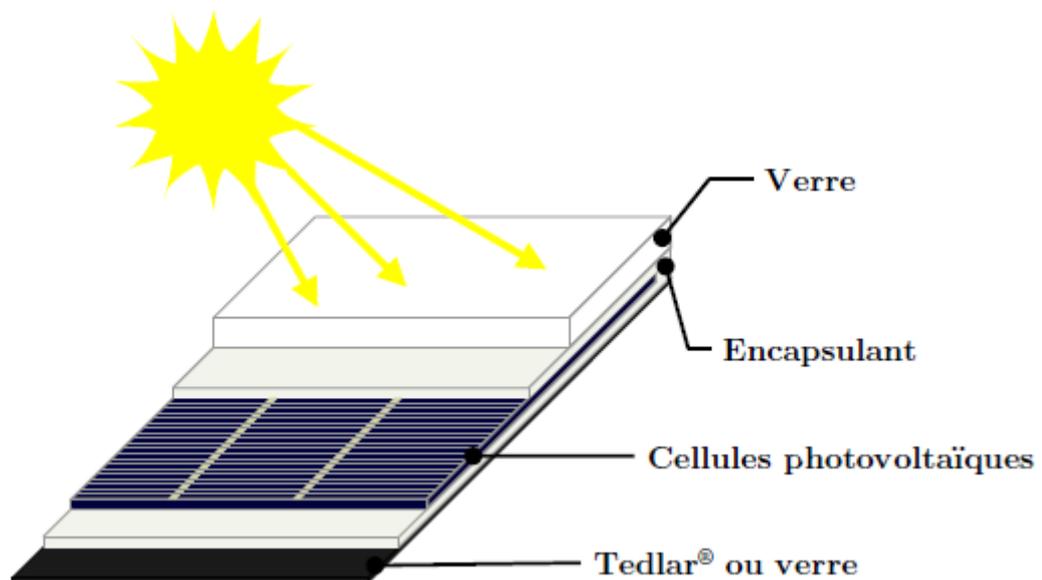


Figure I.6. Coupe d'un module PV [9]

Le module photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie électrique. Il joue donc le rôle de générateur dans le système photovoltaïque. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend du niveau de l'énergie solaire. Ainsi, durant la journée, l'énergie produite va varier en fonction de la variation de l'énergie solaire.

I.2. Caractéristique courant - tension (I-V) d'une cellule solaire

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électrique que peut prendre la cellule (voir figure I.7).

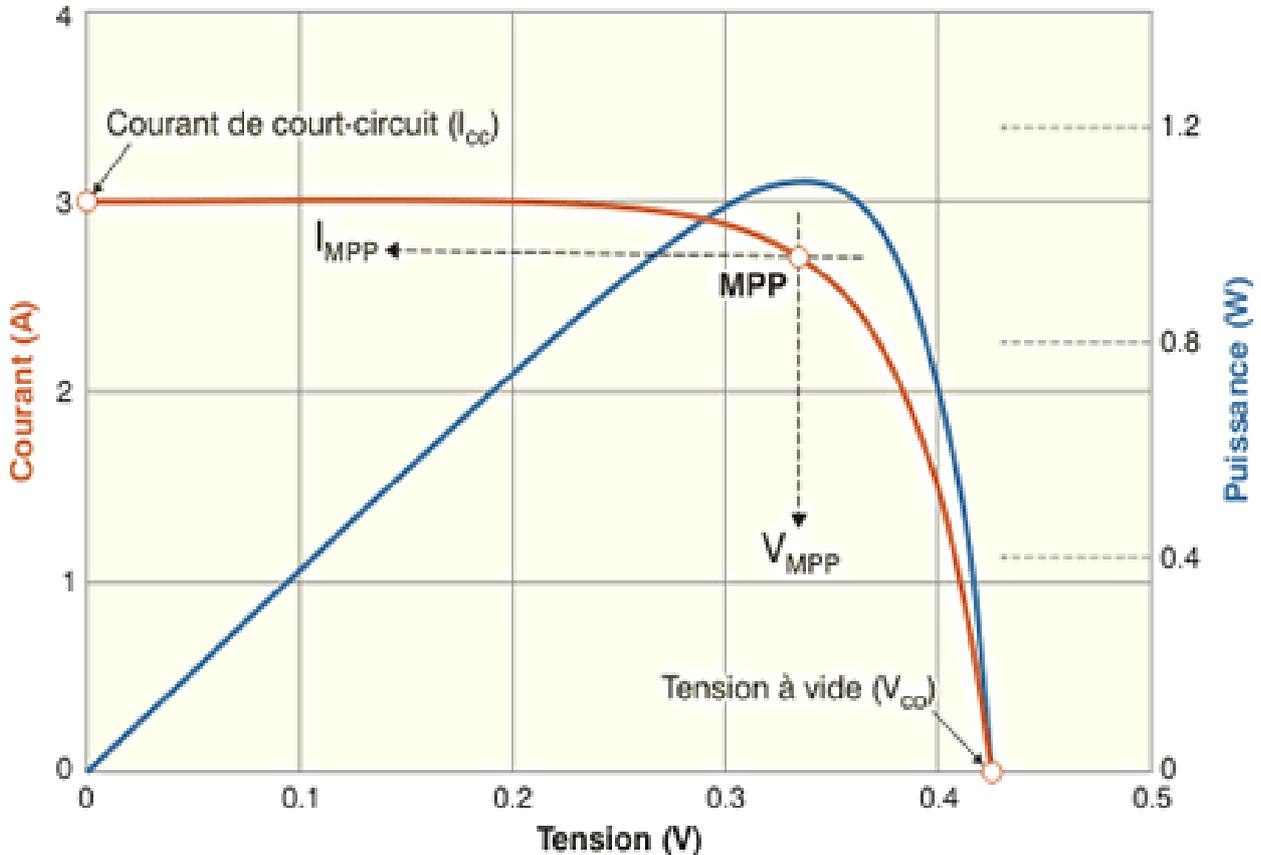


Figure I. 7. Caractéristiques courant-tension d'une cellule photovoltaïque [10]

La caractéristique I-V permet d'illustrer plusieurs paramètres externes d'une grande importance pour la caractérisation d'une cellule solaire. Pour permettre une comparaison de l'efficacité de différentes cellules, on définit ces caractéristiques dans des conditions standard de test (Ensoleillement 1000 W.m^{-2} , Température 25°C , conditions spectrales d'Air Masse 1.5).

I.3. Paramètres et modèles d'une cellule solaire.

I.3.1. Paramètres caractéristiques d'une cellule solaire.

Le courant de court-circuit I_{cc} , la tension de circuit ouvert V_{co} , la puissance maximale P_{max} , le facteur de forme FF et le rendement sont les paramètres essentiels permettant de connaître la qualité de la cellule en terme de production d'énergie [11].

I.3.1.1. Le courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit exprimé en ampère (A), est le courant qui circule dans la cellule sous éclairement et en court-circuitant les bornes de la cellule. Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et il dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde, de la mobilité des porteurs de charges et de la température.

I.3.1.2. Tension de circuit ouvert V_{co}

La tension de circuit ouvert est la tension mesurée aux bornes des électrodes quand le circuit est ouvert autrement dit quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend du type de cellule solaire (jonction PN), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode.

I.3.1.3. La puissance optimale P_{max}

La puissance optimale à la sortie de la cellule est la puissance crête fournie par une cellule dans les conditions standards c'est-à-dire sous éclairement de 1000 W/m^2 , à la température de 25°C , aux conditions spectrales AM1.5. Elle représente le coude de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque à partir duquel le courant et l'intensité sont maximaux noté respectivement le courant maximal I_{max} et la tension maximale V_{max} .

I.3.1.4. Le Facteur de forme

Le facteur de forme est un paramètre important, utilisé à partir de la caractéristique courant-tension pour qualifier la qualité d'une cellule. Il est aussi nommé facteur de remplissage ou fill factor (FF). Il représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule (P_{max}) et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{co}$. L'augmentation de sa valeur implique sur celle de la puissance de sortie de la cellule. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (I.2)$$

I.3.1.5. Le rendement η

Le rendement des cellules photovoltaïques désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente notée P_{in}

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{cc}}{P_{in}} \quad (I.3)$$

I.3.1.6. Les grandeurs intrinsèques d'une cellule solaire

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

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

$$I_{ph} = q \int_{\lambda} \phi(\lambda)(1 - R(\lambda))\eta_q^{int}(\lambda)d\lambda \quad (I.4)$$

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

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

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

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

$$SR(\lambda) = 0,808 \times \lambda \times QE(\lambda) \quad (I.5)$$

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

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

$$J_{sc} = \int_{\lambda} SR(\lambda) \times P(\lambda) \times d\lambda \quad (I.6)$$

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

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

I.3.2. Modèles des cellules PV

I.3.2.1. Cellule idéale

Le fonctionnement d'une cellule solaire est représenté sur les schémas ci-dessous. La source I_{ph} représente le photo-courant (généralisé) et I_D le courant à la borne de la branche de

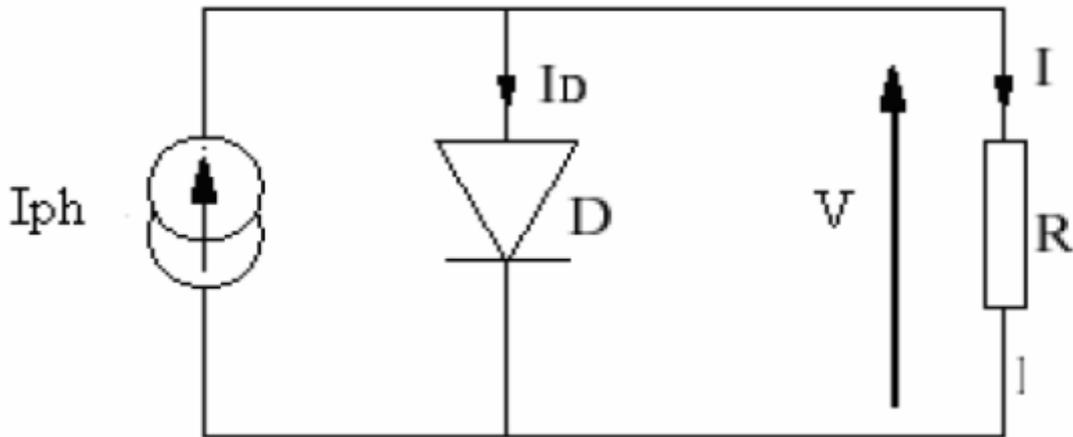


Figure I.8. Schémas électrique d'une cellule solaire idéale [12]

Ainsi le courant délivré par la cellule photovoltaïque éclairé sur une charge R s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (I.7)$$

$$I_D = I_s \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T} - 1\right) \right] \quad (I.8)$$

$$V_T = \left(\frac{K_T}{q}\right) \quad (I.9)$$

$$I = I_{PH} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T} - 1\right) \right] \quad (I.10)$$

q ; charge électrique

I_{ph} , photo-courant générer;

K , la constante de Boltzmann ;

V_T , la tension thermique ;

T , la température absolue ;

I_D , courant traversant la diode ;

I_s , courant de saturation ;

V_D , tension à la borne de la diode ;

I.3.2.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque.

Dans ce cas, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris-en considération. C'est le modèle le plus classique de la littérature. Il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances (série et shunt). La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle est principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de

la résistivité de ces grilles. La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la fonction dont celle-ci a été réalisée. Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent suivant :

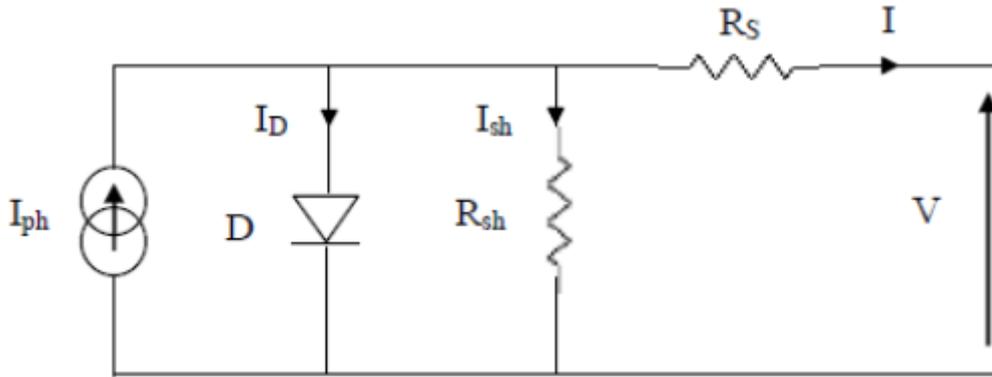


Figure I.9. Schémas équivalents d'une cellule solaire [6]

Le courant généré par la cellule est donné par la loi des mailles :

$$I = I_{PH} = I_D - I_P \quad (I.11)$$

$$I_P = \left(\frac{V_D}{R_{sh}} \right) = \left(\frac{V + I.R_S}{R_{sh}} \right) \quad (I.12)$$

$$I = I_{ph} - I_s \exp \left(\frac{V + I.R_S}{AV_T} - 1 \right) - \left(\frac{V + I.R_S}{R_{sh}} \right) \quad (I.13)$$

A, facteur de qualité ;

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

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

I.4. Les facteurs influents le rendement d'un module photovoltaïque

La quantité d'énergie produite par un système photovoltaïque dépend des paramètres météorologiques.

I.4.1. Influence de l'ensoleillement

La création d'excitons dans un semi-conducteur est assurée par l'énergie lumineuse, donc l'augmentation de cette énergie engendre aussi l'augmentation du nombre d'excitons dans la cellule. Le courant débité est proportionnel à l'ensoleillement (figure I.10) [13].

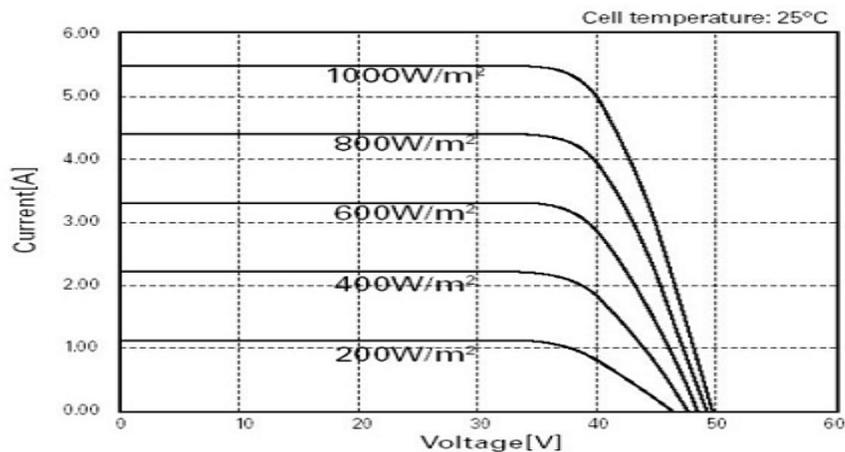


Figure I. 10. Influence de l'ensoleillement sur la cellule photovoltaïque.

I.4.2. Influence de la température

La température est un paramètre très important mais elle est souvent négligée dans le comportement des cellules photovoltaïques. Sur les 100% d'énergie incidente, seul 13% est extrait sous forme d'énergie électrique, le reste est dissipé en chaleur. Ceci augmente la température de la cellule si cette chaleur n'est pas évacuée. En générale, elle est évacuée par convection naturelle de l'air ambiant. Pour le même éclairement, les courbes courant-tension change avec la température des cellules surtout le courant du circuit ouvert (figure I.11) [13].

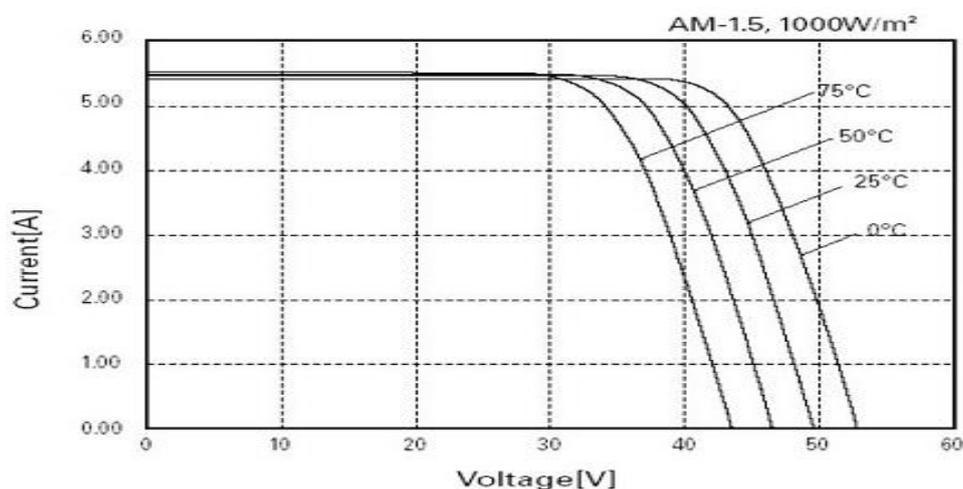


Figure I. 11. Influence de la température sur les cellules photovoltaïque

I.5. Les technologies photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques convertissent directement l'énergie solaire en énergie électrique. Ces cellules sont des composants optoélectroniques fabriquées à base des matériaux semi-conducteurs. Parmi ces matériaux utilisés, nous pouvons citer trois générations de cellules photovoltaïques en fonction de leurs technologies :

I.5.1.Première génération: La filière du silicium cristallin

La filière photovoltaïque à base de silicium cristallin domine toujours le marché avec plus de 90% de vente. Cette filière comporte deux technologies selon la nature du silicium employé et sa méthode de fabrication : le silicium monocristallin et le silicium polycristallin.

I.5.1.1. Le silicium monocristallin

La méthode la plus utilisée pour fabriquer du silicium monocristallin est la méthode dite de Czochralski. Le silicium monocristallin obtenu est sous forme de lingots circulaires avec un seul type de cristal de couleur uniforme grise. Son rendement (conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique) est environ 15%. [13].



Figure I.12. Cellule monocristalline

I.5.1.2. Le silicium polycristallin

Le silicium polycristallin est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium, d'orientation et de tailles différentes. Il est obtenu par coulage en lingotière par refroidissement lent, de lors de quelques dizaines heures. Il est moins énergivore et son rendement final des cellules est d'environ 12%.

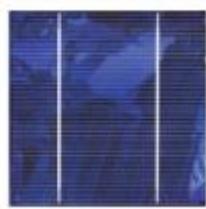


Figure I.13. Cellule polycristalline

I.5.2. Deuxième génération: Les couches minces

Ces cellules sont obtenues en déposant des couches de matériaux semi-conducteur et photosensibles, sur un support en verre, en acier, en plastique, etc. Différents matériaux peuvent être utilisés, le plus répandu est le silicium amorphe, mais d'autres matériaux intégrant des éléments chimiques rares (indium, sélénium, gallium, le tellure de cadmium). Cette technologie permet de baisser les coûts de production, mais les cellules ont un

rendement moindre que dans le silicium cristallin. Elle a connu un développement important ces dernières années.

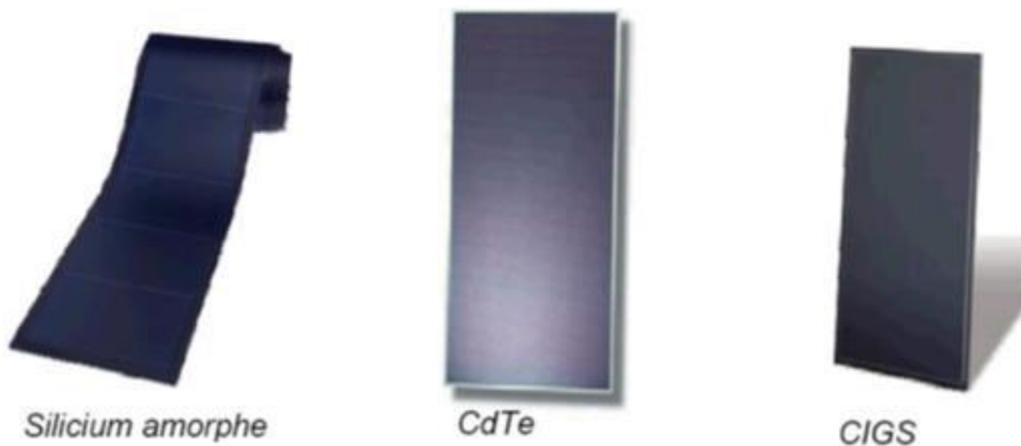


Figure I.14. Cellules en couches minces

I.5.3. Troisième génération: les cellules organiques

Ils sont constitués de molécules organiques. Les capteurs solaires se présentent sous forme de films de type photographique, souple, léger et facile à installer. Il y'a actuellement trois types de cellules photovoltaïques organiques: les moléculaires, celles en polymères, et les organiques hybrides. L'intérêt de ces technologies est d'offrir une énergie solaire à un prix significativement inférieur aux technologies de première et de deuxième génération, mais elles sont encore au stade de la recherche et développement. Ces cellules sont cependant déjà utilisées dans certaines applications spécifiques à faible consommation et fortes valeurs ajoutées comme les calculatrices ou le rechargement des appareils nomades.

I.5.4. Synthèse

Tableau I.1. Synthèse des principales technologies photovoltaïques

Filière	Rendement %	Maturité
Si mono	16 à 20	90% du marché mondial
Si multi	14 à 15	
Couches minces	5 à 13	Environ 10% du marché mondial
Cellules organiques	5 à 10	Stade expérimental

I.6. Les normes de qualification

Afin d'être commercialisés, les modules photovoltaïques doivent répondre aux exigences des normes internationales. La qualité des modules photovoltaïques est directement liée à leurs performances. De ce fait il est crucial que des tests spécifiques soient disponibles pour l'ensemble des technologies photovoltaïques.

Ces tests offrent des moyens d'essais permettant de déterminer l'aptitude du module à supporter des contraintes de déséquilibres thermiques, de fatigue ou autres, causés par des variations répétées de température et de rayonnement UV, selon les exigences normatives suivantes.

- **Les normes de qualifications des modules PV**

La commission électronique internationale (CEI) a la responsabilité de développer des normes dédiées aux modules photovoltaïques. Les principales normes dédiées aux modules PV sont :

La norme CEI 61215 : Pour les modules PV au silicium cristallin.

La norme CEI 61614 : Pour les modules PV en couches minces.

La norme CEI 61730 : Pour la sécurité et résistance des modules PV.

La norme CEI 61215 :

Cette norme est dédiée aux modules de types silicium cristallins (pour application terrestre). Elle certifie une garantie de qualité en matière de stabilité mécanique et de respect des para-

mètres électrique du module. Le but est de montrer autant que possible que le module est apte à supporter une exposition prolongée aux climats définis dans le domaine d'application.

La norme CEI 61646 :

Cette norme est semblable à la norme 61215 à la seule différence qu'elle est dédiée aux modules PV de types couches minces (pour application terrestre).

La norme 61730 :

Elle comprend deux parties :

- Exigence pour la construction ;
- Exigence pour les essais.

Elle aborde plus profondément les thèmes de prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Cette norme, dont la spécificité porte sur les aspects sécuritaires des modules, vient compléter la norme 61215, qui elle, fixe les performances électriques. La norme de référence est toujours la norme 61215.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons énoncé les notions de base sur le rayonnement solaire, avec les notions masse d'air qui caractérise la puissance transportée par le rayon solaire (1553 W/m^2 pour AM0, 833 W/m^2 pour AM1.5). Nous avons également présenté la composition d'un module photovoltaïque, et le principe de conversion photovoltaïque. Une présentation des différentes technologies PV a montré que le silicium cristallin reste toujours dominant sur le marché (90%). Nous avons présenté quelques normes de qualifications établies par la CEI. La norme 61215 dédiée au silicium cristallin reste toujours la norme de référence.

Chapitre II :

Dégradation et essais accélérés dédiés aux modules photovoltaïques

Introduction

Actuellement, l'énergie photovoltaïque occupe une place importante dans le marché des énergies renouvelables. L'optimisation et la maintenance d'un système photovoltaïque sont nécessaires pour son efficacité. Il est important dans ce cas de comprendre les causes de la dégradation des modules photovoltaïques. Les dégradations affectent les propriétés optiques des matériaux d'encapsulation et changes les propriétés mécaniques et électriques des modules. Dans ce chapitre nous parlerons de la dégradation, des essais accélérés et des techniques d'analyse spectrométriques des modules photovoltaïques.

II.1. Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation est le résultat d'une perte de puissance ou de performance dépendant d'un certain nombre de facteurs tels que la dégradation au niveau de la cellule, du module ou même du système [11]. Elle est liée à la durée de vie qui est considérée comme l'un de ses principaux avantages souhaitables. Elle est l'un des quatre facteurs qui définissent le coût de l'électricité solaire (la sécurité, le coût économique, la fiabilité et l'esthétique). C'est pour cette raison que la durée de vie est devenue un paramètre clé qui définit les garanties offertes par les constructeurs des modules photovoltaïques. Durant les périodes d'exposition, un module photovoltaïque peut subir une dégradation qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances. L'étude de l'évolution des performances des modules photovoltaïques nécessite la connaissance préalable de leurs caractéristiques expérimentales initiales ainsi que celles fournies par le fabricant [14]. En effet, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [15].

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que :

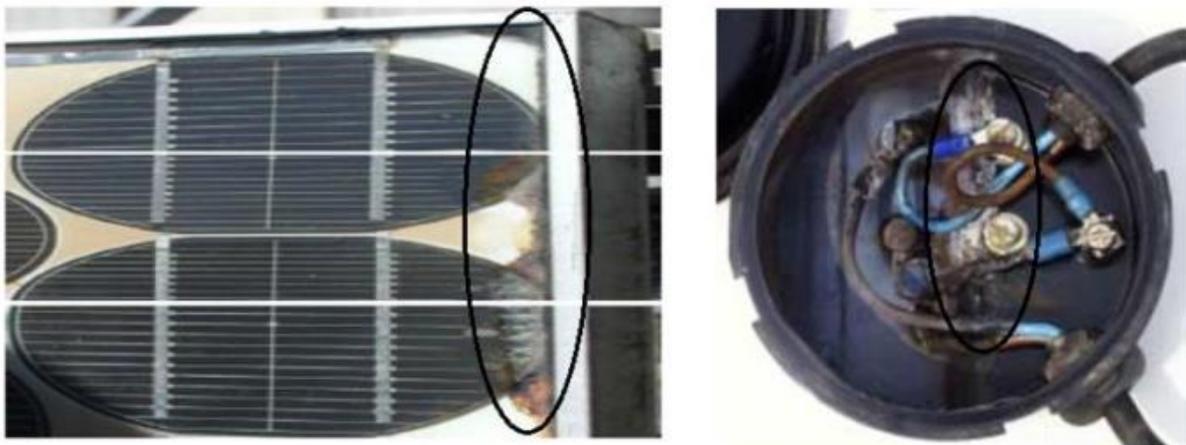
- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques.

II.1.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation affecte les différentes parties du module photovoltaïque. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module [15]. En effet les modes de dégradation sont entre autre la décoloration, la délamination, la corrosion, les cassures et les fissures de cellules.....

II.1.1.1. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La figure II.1 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction



a- corrosion de la bordure

b- corrosion de la boîte de jonction

Figure II.1. Module PV atteint par la corrosion [15]

II.1.1.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets: l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module. La figure II.2 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

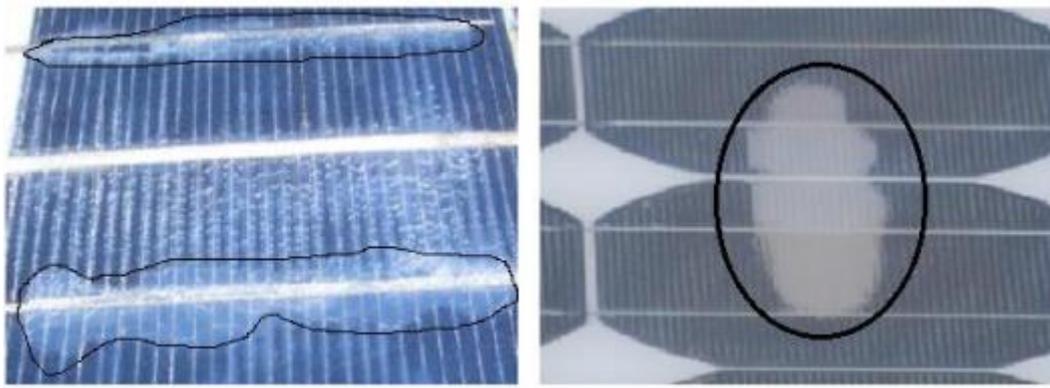


Figure II.2. Module photovoltaïque présentant une délamination [15]

II.1.1.3. La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

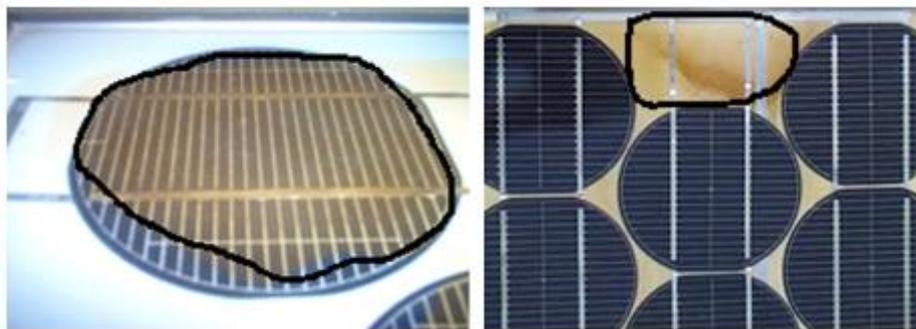


Figure II.3. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées [15]

II.1.1.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La figure II.4 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules.



Figure II.4. Module photovoltaïque présentant des bris de verre [15]

II.1.1.5. Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » dont le module montré en figure II.5 est atteint. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque [15].



Figure II.5. Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs

II.1.1.6. Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est

similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Ethylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. La figure II.6 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module.

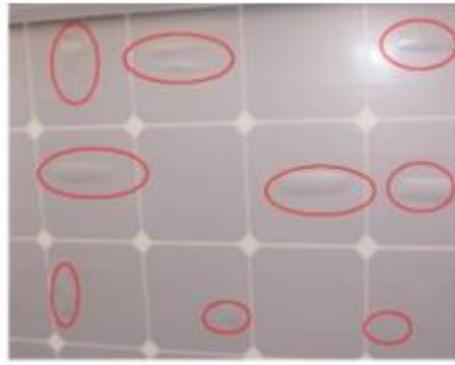


Figure II.6. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV [15]

II.1.2. Les modèles de dégradation d'un module photovoltaïque

Les modèles de dégradation sont issus de trajectoires de processus stochastiques à accroissements indépendants. La dégradation d'un module photovoltaïque est évaluée grâce à la mesure de la diminution de la puissance dans le temps par rapport à la puissance initiale [15]. Afin de modéliser la dégradation croissante dans le temps d'un sujet soumis au vieillissement, divers modèles de dégradation sont principalement utilisés : le modèle de Pan, le modèle exponentielle et le modèle de Zimmerman.

II.1.2.1. Le modèle de Pan

Pan [Pan et al] propose le modèle général de dégradation d'un module photovoltaïque suivant :

$$D(t) = 1 - \exp(-b \cdot t^a) \quad (II.1)$$

Où a et b sont des paramètres qui peuvent être évalués par des essais de dégradation. Le paramètre a est considéré constant quel que soit le niveau de sévrisation et b est variable traduisant ainsi sa dépendance aux niveaux de sévrisation. Grâce à cette relation, nous pouvons déterminer quand l'essai doit être arrêté afin de mesurer la puissance du module.

Wohlgemuth a étudié la dégradation d'un module PV polycristallin à partir du modèle de Pan, il a déterminé les paramètres de dégradation a et b à partir d'essais de chaleur humide 85/85. Ces essais lui permet de trouver les valeurs suivantes $a = 3,0868$ et $b = 5,762 \cdot 10^{-12}$. Cependant, le modèle dit de Pan reste très dépendant des essais pour la détermination des paramètres de dégradation a et b . Ainsi, il présente des limites relatives à la précision et la durée des tests.

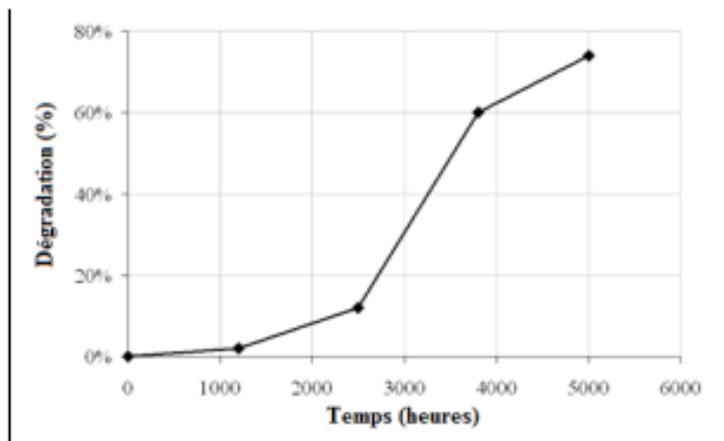


Figure II.7. Dégradation d'un module PV en Silicium polycristallin sous exposition 85/85 [15]

II.1.2.2. Le modèle exponentielle

Un modèle analytique permettant d'estimer la dégradation de la puissance d'un module PV a été proposé par Vazquez. Pour cela, il a considéré les hypothèses suivantes :

- La puissance (P) du module est considérée comme référence pour l'évaluation de la performance,
- La dégradation du module est évaluée par rapport à sa puissance initiale (P_0),
- La puissance du module PV mesurée à un instant donné suit une distribution gaussienne.

La densité de probabilité de la distribution de la puissance est donnée par la relation (Eq.II.2) :

$$P(p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(\frac{-1}{2} \left(\frac{P-\mu}{\sigma}\right)^2\right) \quad (\text{II.2})$$

Avec P représentant la puissance du module, μ sa valeur moyenne et σ son écart type. En considérant que la puissance moyenne du module photovoltaïque diminue linéairement avec le temps, elle peut être exprimée par la relation suivante (Eq.II.3) :

$$\mu(t) = P_0 - At \quad (\text{II.3})$$

Avec P_0 est la puissance moyenne à $t=0$ (la puissance nominale du module avant sa première mise en service), A est un paramètre qui représente la perte annuelle de puissance du module et t est la durée d'utilisation du module en années.

Ce modèle de dégradation linéaire est limité par l'insuffisance d'expériences disponibles dans la littérature qui pourraient confirmer cette hypothèse. Si on se base sur les études portant sur la dégradation des composants électroniques, nous pouvons considérer l'hypothèse selon laquelle l'évolution de la dégradation du module photovoltaïque serait exponentielle :

$$\frac{\mu(t)}{P_0} = e^{-\alpha t} \quad (\text{II.4})$$

La Figure II.8 représente l'évolution de cette dégradation pour un module dont la limite de dégradation de 20% est atteinte au bout de cinquante ans.

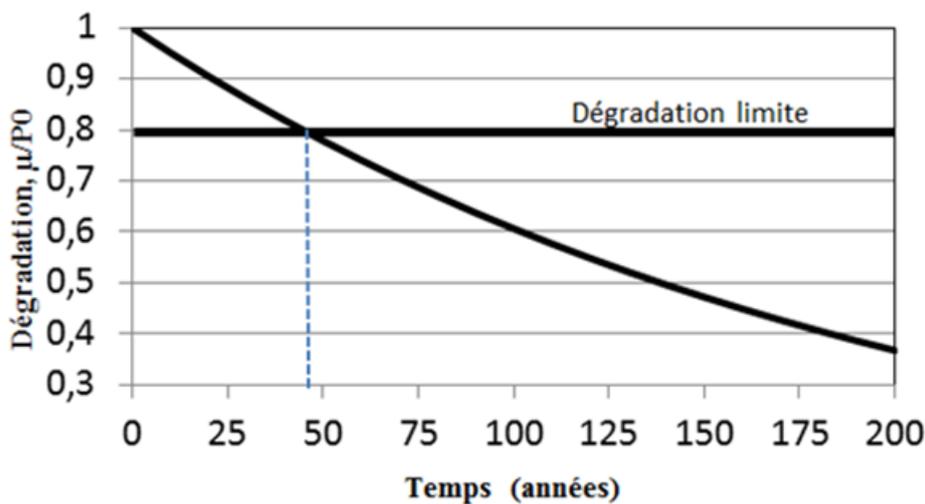


Figure II.8. Dégradation exponentielle de la puissance d'un module photovoltaïque [15]

II.1.2.3. Le modèle de Zimmerman

La photo-dégradation causée par le rayonnement ultraviolet est la principale cause de dégradation des matériaux exposés directement au rayonnement solaire. Il ressort clairement que le rayonnement ultraviolet constitue un facteur de dégradation majeur pour les modules photovoltaïques notamment dans la décoloration des modules. La quantité totale d'énergie dans l'ultraviolet reçue à la surface du module (dose) peut être considérée comme le nombre de photons absorbés par le matériau dégradable et qui causent un changement des propriétés chimiques de celui-ci. Pour les modules PV, cette dégradation se traduit par le changement de la transmittance de l'encapsulant du module et qui induit une tendance à la baisse des paramètres de la caractéristique courant-tension du module. Cette diminution peut être

quantifiée par la variation relative du courant de court-circuit du module représentant le facteur de dégradation $D(E)$ [15].

$$D(E) = \frac{I_{cc}(E)}{I_{cc}(E=0)} \quad (\text{II.5})$$

Avec I_{cc} est le courant de court-circuit du module et E la dose d'ultraviolet (UV).

II.2. Essais accélérés

Les essais accélérés consistent à vieillir artificiellement un échantillon d'un composant afin d'en estimer l'instant de défaillance et ensuite de déterminer sa fiabilité. Dans cette partie nous parlerons spécifiquement des lois d'accélération et de la fiabilité.

II.2.1. Choix de la loi d'accélération

Il existe plusieurs lois d'accélération :

- **Le modèle d'Arrhenius:** il est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un composant est sensible à la température (diélectrique, semi-conducteur, batterie, etc...) [9].

$$\tau = \exp\left(\gamma_0 + \frac{\gamma_1}{T}\right) \quad (\text{II.6})$$

τ , représente la durée de vie du produit.

$\gamma_0 = \ln A$ et $\gamma_1 = \frac{E_a}{K}$ avec E_a est l'énergie d'activation (eV), K est la constante de Boltzmann

$(8.6171 \cdot 10^{-5} eVK^{-1})$ A est une constante dépendante de la défaillance et de l'essai. Dans ce cas au moins deux essais accélérés sont nécessaires pour déterminer les paramètres γ_0 et γ_1

- **Le modèle de Peck :** Il est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un Composant est sensible à la température et à l'humidité relative [9]. Sa durée de vie τ est donnée par l'expression suivante :

$$\tau = \exp\left(\gamma_0 + \gamma_1 \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right) \quad (\text{II.7})$$

T et HR sont respectivement la température du module et l'humidité relative correspondante.

$\gamma_0 = \ln A$, $\gamma_1 = -n$ et $\gamma_2 = \frac{E_a}{K}$, A et n sont des constantes dépendantes de la défaillance et de l'essai. Dans ce cas au moins trois essais accélérés sont nécessaires afin d'obtenir les paramètres $\gamma_0, \gamma_1, \gamma_2$

Tableau II.1. Synthèse des lois d'accélération

Durée de vie	Arrhenius	Peck
τ	$\tau = \exp\left(\gamma_0 + \frac{\gamma_1}{T}\right)$	$\tau = \exp\left(\gamma_0 + \gamma_1 \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right)$

II.2.2. Fiabilité par les essais

La fiabilité est la probabilité pour qu'une pièce primaire, un dispositif ou un équipement complet soit utilisé sans défaillance pendant une période de temps déterminé, dans des conditions opérationnelles spécifiées [16]. Lorsqu'on utilise un produit, ce dernier peut s'interrompre brutalement, soit se dégrader au cours du temps. Dans ces cas on parle respectivement de défaillance et de dégradation du produit. Cette défaillance est la cessation soudaine de l'aptitude du composant à accomplir une fonction requise. Un produit connaît une défaillance lorsqu'il n'est plus en mesure de remplir sa (ou ses) fonction(s) [9]. Cette dégradation est la détérioration progressive des caractéristiques du composant ou du système, qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [9]. Cependant on peut distinguer différents types d'essais :

II.2.2.1. Essais de vieillissement

C'est l'une des méthodes les plus utilisées, elles consistent à vieillir artificiellement un échantillon de produit afin de déterminer l'instant de défaillance et ensuite déterminer la fiabilité du produit. Leurs réalisations s'effectuent dans des conditions normales d'utilisation sur un échantillon de produit, et ont pour objectifs de déterminer la distribution de durée de vie de ce dernier. Ils peuvent être conduits de deux manières : les essais de vieillissement séquentiel qui s'effectue par une succession de séquences distinctes de sollicitations; et les essais de vieillissement combinés qui sont une association simultanée de plusieurs sollicitations environnementale.

II.2.2.2. Essais de dégradation

Ils consistent à vieillir artificiellement le produit dans des conditions normales d'utilisation et de suivre régulièrement l'évolution de la dégradation du produit ainsi que l'instant de pseudo-défaillance de ce dernier. Elles ont pour objectifs de déterminer l'instant de pseudo-défaillance; qui est obtenue lorsque l'état dégradé devient critique pour le système et que la dégradation dépasse un seuil critique de dégradation.

II.2.2.3. Essais de vieillissement accéléré

Ils sont utilisés pour obtenir plus rapidement des informations concernant la vie du produit. Les essais de vieillissement accélérés (ALT: Accelerated Life Testing) se composent d'une variété de techniques d'essais pour accélérer les processus de vieillissement et atteindre plus rapidement la fin de vie des produits (modules PV) [17]. Ces essais sont effectués sous différents niveaux de sollicitations (augmentation de la température, de la tension électrique, et de l'humidité); les niveaux de sollicitation subits sont augmentés, sans pour autant modifier le mécanisme de défaillance, afin d'obtenir des données de vie plus rapide. Différents types de contraintes seront adoptées, et sur toutes les catégories de matériaux et selon le mode de défaillances attendues: Contraintes mécaniques: flexion, torsion, flexion rotative, chocs mécaniques, vibrations, vibrations acoustiques, traction, compression, etc... . La fatigue est le terme le plus communément utilisé pour les composants mécaniques à l'aide généralement d'un pot vibrant. Contrainte électrique (tension, intensité de courant, fréquence, chocs électriques, etc..). La tension est la contrainte électrique la plus utilisée.

Contrainte climatique (ou environnementales): la température et les cycles thermiques sont plus utilisés. À cela on ajoute d'autres comme les UV, le brouillard salin, la poussière, l'humidité.

II.3. Les techniques d'analyse spectrométrique

Dans cette partie nous parlerons du « Principe de fonctionnement et utilisation d'un spectromètre ». Nous avons donc cherché à comprendre et connaître tous les différents spectromètres. Mais avant tout, il est important de savoir ce qu'est un spectromètre. Nous faisons la différence entre spectroscopie et spectromètre. En effet un spectroscopie est un instrument permettant seulement d'observer la lumière un spectromètre au contraire mesure (la lumière). Un spectromètre est un appareil de mesure qui permet de décomposer une quantité observée en ses éléments simples qui constituent son spectre. On appelle alors l'étude des spectres la spectrométrie [18]. On peut utiliser cet instrument en optique pour obtenir des longueurs d'ondes ou en chimie pour obtenir les masses spécifiques de chacune des molécules mais encore en acoustique pour analyser la composition d'un signal sonore. Les grandes familles de spectromètres sont: optique, de masse et acoustique. Dans notre étude nous parlerons principalement du spectromètre optique.

II.3.1. La spectrométrie optique

II.3.1.1. Principe de fonctionnement

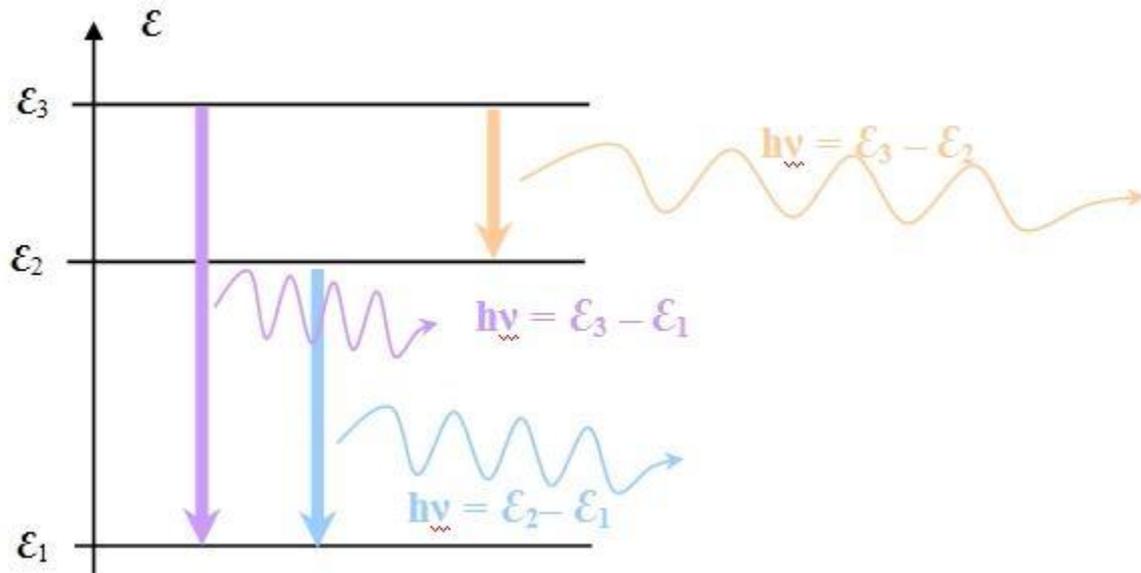


Figure II.9. Illustration du principe de fonctionnement du spectromètre optique [18]

Pour comprendre la spectrométrie optique, il faut s'intéresser à la théorie des quantas en physique quantique. L'énergie d'un atome ne peut avoir que certaines valeurs qu'on appelle valeurs discrètes. Les électrons peuvent sauter d'un niveau d'énergie à un autre suivant leur excitation. L'énergie prend des valeurs par paliers. L'état le plus bas est l'état fondamental.

Lorsque l'électron passe d'un niveau d'énergie plus élevé à un niveau d'énergie plus faible, il y a alors émission d'un photon. La longueur d'onde et donc la couleur de ce photon dépend de la différence d'énergie entre les deux niveaux d'énergie. On aperçoit alors une raie de lumière. C'est un spectre d'émission.

II.3.1.2. Le prisme

Pour comprendre les spectromètres en optique, il faut d'abord s'intéresser aux prismes. Ceux-ci permettent en effet de réfracter la lumière. Pour observer le phénomène de diffraction des ondes lumineuse par le prisme, on projette une onde lumineuse blanche sur une des faces du prisme. La lumière blanche, qui contient toutes les longueurs d'onde monochromatiques des différentes couleurs sera une première fois réfractée selon la loi de Descartes : $\sin i = n \sin r$ où i est l'angle d'incidence, r l'angle de réfraction et n est l'indice de réfraction du milieu, c'est à dire la matière dans laquelle est fabriquée le prisme. L'indice de réfraction de l'air est 1.

Les différentes longueurs d'onde ressortent du prisme avec chacune un angle émergent différent.

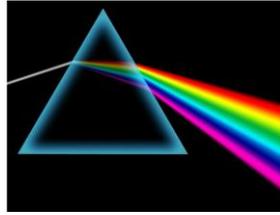


Figure II.10. Dispersion de la lumière par un prisme [18]

II.3.1.3. Utilisation

Avec ce principe de spectromètre, il existe plusieurs « familles » de spectromètres selon différentes techniques de spectroscopie. Ces spectromètres sont: la spectroscopie de fluorescence, la spectrophotométrie et la spectroscopie UV-visible (qui fera l'objet de notre étude).

- **La spectroscopie UV-visible**

C'est une technique de spectroscopie mettant en jeu les photons dont les longueurs d'onde se trouvent dans l'UV (200nm-400nm) ou dans le visible (400nm-800nm). Soumis à un rayonnement de cette gamme de longueur d'onde, les molécules, ions, complexes que l'on analyse peuvent subir une transition électronique (passage d'un électron d'un niveau d'énergie à un autre). A la fin, un spectre électronique qui relie intensité lumineuse et longueur d'onde est obtenu afin de connaître l'absorption des molécules, ions ou complexes.

II.3.2. Les paramètres optiques

Dans cette partie nous parlerons principalement de la réflectance, de la transmittance et de l'absorbance qui sont les principales caractéristiques optiques des modules photovoltaïques.

La Figure II.10 décrit schématiquement l'essentiel des phénomènes optiques relatifs à la propagation de la lumière dans un film composite.

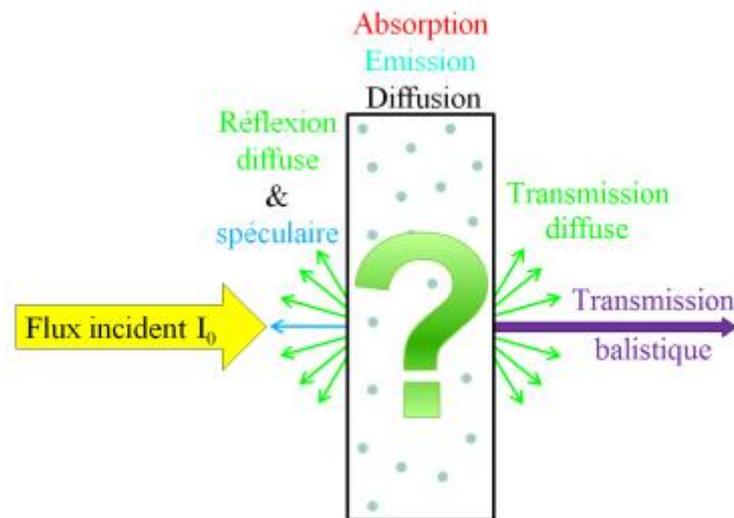


Figure II.11. Illustration des phénomènes optiques mis en jeu lors de l'irradiation d'un film composite luminescent [19]

II.3.2.1. La réflectance

Elle est nommée facteur de réflexion, est la proportion de lumière réfléchi par la surface d'un matériau. En photométrie, la réflectance, également nommée facteur de réflexion, est la proportion de lumière réfléchi par la surface d'un matériau. Elle est donc le rapport entre le flux lumineux réfléchi (ϕ_r) et le flux lumineux incident (ϕ_0).

$$\rho = \frac{\phi_r}{\phi_0} \quad (\text{II.8})$$

Elle varie en fonction des longueurs d'ondes qui la frappent.

II.3.2.2. La transmittance

C'est le rapport caractérisant la transmission d'une grandeur d'un système. En optique, la transmittance d'un matériau est la fraction du flux lumineux le traversant. Elle est donnée par :

$$T(\lambda) = \frac{I}{I_0} \quad (\text{II.9})$$

Elle peut être mesurée sur l'ensemble du domaine visible.

I_0 et I sont respectivement l'intensité incidente et transmise.

Ces deux méthodes sont complémentaires et permettent dans de nombreux cas de calculer la quantité de lumière absorbée par un échantillon à l'aide de l'équation II.10

$$I_t + I_r + I_a = 1 \quad (\text{II.10})$$

I_a : indice d'absorption

I_t : indice de transmission

I_r : indice de réflexion

II.3.2.3. L'absorbance

Elle est l'intensité d'absorption d'une lumière monochromatique par une substance en solution. Elle mesure la capacité du milieu à absorber la lumière qui le traverse.

L'absorbance A est un logarithme décimal du rapport entre l'intensité énergétique I_0 à une longueur d'onde donnée avant la traversée du milieu, et l'intensité énergétique transmise I . Elle est donnée par la relation (II.11)

$$A(\lambda) = \log_{10} \frac{I_0}{I} = -\log_{10} T \quad (\text{II.11})$$

Conclusion

Dans ce chapitre, une revue de la dégradation des modules photovoltaïques a été présentée. A travers cette étude nous avons vu que les facteurs de stress environnementaux ont une influence majeure sur le fonctionnement du module. Les modèles de Pan, exponentielle et de Zimmerman ne ciblent pas un mode de dégradation particulier mais plutôt la dégradation globale de la puissance du module. Quant aux lois d'accélération, elles nous renseignent sur les mécanismes d'endommagements du module. Pour cela, une étude des essais de dégradation a été faite afin de prédire la fiabilité des modules PV. L'étude de la spectrométrie nous a permis de comprendre le principe de fonctionnement du spectromètre optique qui est utilisée dans notre travail.

Chapitre III :

Impact des essais accélérés de type cycle thermique sur les paramètres optiques des modules PV

Introduction

Nous sommes dans une zone caractérisée par des conditions environnementales contraignantes (température et humidité élevés) pour les modules photovoltaïques. Notre étude porte sur des essais de vieillissement accélérés. Ils permettent de reproduire des conditions de fonctionnement réelles dans un milieu contrôlé [9]. Ils consistent donc en une série de tests dans lesquels le facteur de stress environnemental a été augmenté. L'accélération du facteur de stress se fait principalement dans un four où les conditions réelles d'exposition est rendu possible par un contrôle précis de la température [3]. Néanmoins les séquences utilisés dans les essais ne tiennent pas toujours compte des conditions réelles de fonctionnement. Ainsi nous proposons un cycle thermique adapté au contexte local (Sénégal) relativement aux conditions de fonctionnement dominantes. Notre travail porte sur l'étude de l'impact du cycle thermique proposé sur les paramètres optiques des modules PV. Les paramètres optiques considérés sont l'absorbance, la transmittance et la réflectance.

III.1. Objectifs

L'objectif est d'abord de proposer un cycle thermique adapté aux conditions environnementales locales. Ensuite d'étudier l'impact du cycle thermique proposé sur les paramètres optiques des modules photovoltaïques. Enfin une étude comparative de l'impact du cycle thermique relativement aux technologies polycristallines et monocristallines sera réalisée.

III.2. Méthodologie de l'étude

Notre étude peut être résumée par les cinq principales étapes suivantes :

- Détermination des conditions de fonctionnement dominantes,
- Adaptation de la norme 61215,
- Proposition d'un cycle thermique adapté,
- Etude de l'impact du cycle thermique sur l'absorbance, la transmittance et la réflectance des cellules polycristallines et monocristallines,
- Comparaison de l'impact du cycle thermique sur les cellules polycristallines et monocristallines.

III.3. Détermination des conditions de fonctionnement dominantes

Les conditions standards de test correspondant à un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} , une température de 25°C et un indice AM1.5. Elles sont très décalées des conditions réelles de fonctionnement des modules sur site. D'autre part, les contraintes ou sévérités considérées dans les tests de qualification ne sont pas toujours adaptées aux conditions de fonctionnement des modules PV dans certains milieux tel que celui du sahel.

A partir de mesures des paramètres environnementaux (ensoleillement, température ambiante, température du module, humidité) effectué sur un champ de module photovoltaïque en silicium cristallin installé à Dakar. Une étude statistique des données obtenues au bout d'une année de mesure a permis de déterminer les conditions de fonctionnement dominantes des modules photovoltaïques dans cette zone.

III.3.1. Température du module

En considérant la base de données sur les paramètres d'environnement, nous allons déterminer les températures du module et de l'ambiant les plus fréquentes durant le fonctionnement du module. Les résultats sont consignés dans le tableau III.1 et l'histogramme correspondant est donné à la figure III.1.

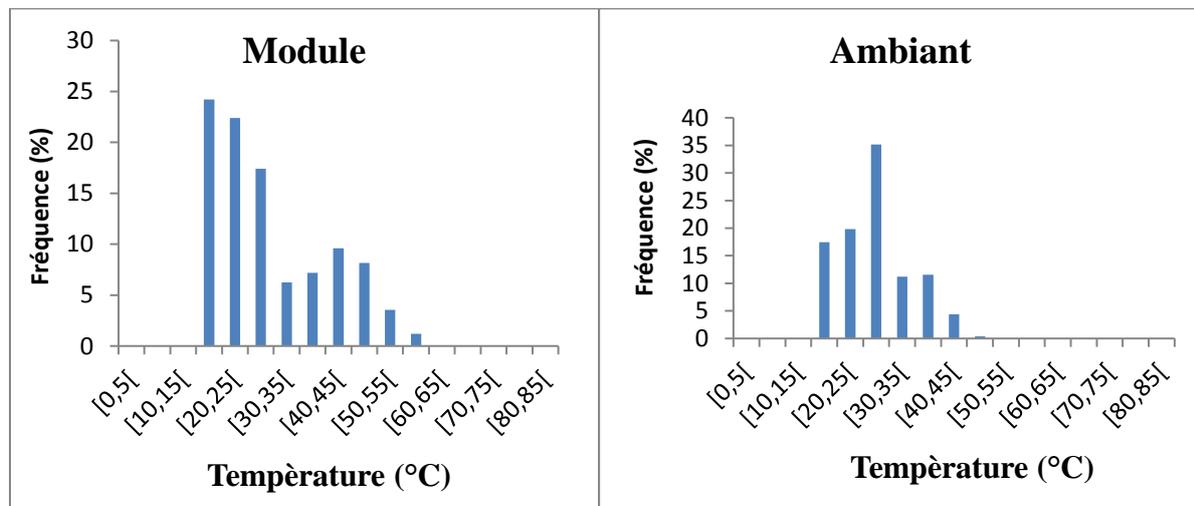


Figure III.1. Histogramme de fréquences de la température du module et de l'ambiant

On note que la température ambiante varie autour de 30°C . La température ambiante maximale reste autour de 47°C à seulement 0,39% de l'année. La température du module est généralement comprise entre 30°C et 60°C sur une année de fonctionnement. Le module PV fonctionne autour de 25°C qui correspond à la température standard de test (STC) que pendant 23% du temps.

Tableau III.1. Fréquences des plages de la température du module et de l'ambient

Plages de température (°C)	Fréquence(%)	
	Module	Ambiant
[0,5[0,00	0,00
[5,10[0,00	0,00
[10,15[0,03	0,00
[15,20[24,21	17,48
[20,25[22,38	19,84
[25,30[17,42	35,14
[30,35[6,25	11,19
[35,40[7,19	11,57
[40,45[9,61	4,39
[45,50[8,16	0,39
[50,55[3,56	0,00
[55,60[1,19	0,00
[60,65[0,00	0,00
[65,70[0,00	0,00
[70,75[0,00	0,00
[75,80[0,00	0,00
[80,85[0,00	0,00

III.3.2. Humidité

La même démarche adoptée pour la température est appliquée à l'humidité. Nous avons déterminé l'humidité relative sous laquelle le module fonctionne la plupart du temps. Les résultats sont consignés dans le tableau III.2 et l'histogramme correspondant est donné à la figure III.2.

Tableau III.2. Fréquence des plages d'humidité relative

Plages d'humidité relative (%)	Fréquence (%)
[0,10[0,00
[10,20[1,92
[20,30[7,16
[30,40[7,35
[40,50[12,70
[50,60[11,45
[60,70[9,00
[70,80[15,66
[80,90[24,34
[90,100[10,41

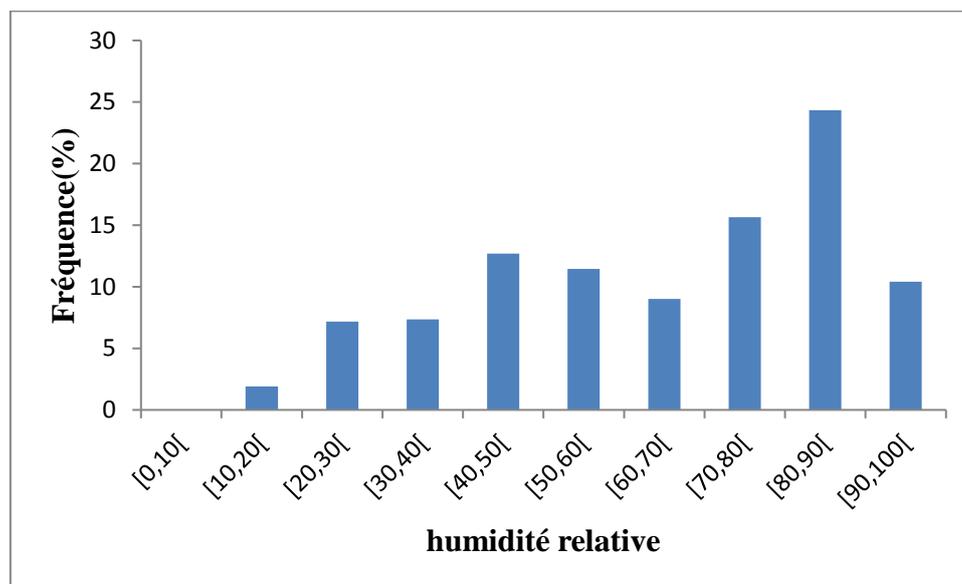


Figure III.2. Histogramme des fréquences de l'humidité relative

Généralement, le module fonctionne à une humidité comprise entre 65% et 98%. Le niveau de contrainte en humidité le plus élevé correspond à la plage d'humidité comprise entre 90% et 98%. Pour l'humidité, les tests de qualification utilisent une humidité de 85% pour les tests de chaleur humide.

III.3.3. Ensoleillement et radiation UV

La détermination de l'ensoleillement et de la radiation UV sous lesquels le module PV fonctionne la plupart du temps sont importants à évaluer. En effet, ils permettront de connaître les doses d'UV que reçoivent les modules exposés sur notre zone d'étude. Le tableau III.3 et

la figure III.3 présentent respectivement les fréquences des différentes plages d'ensoleillement et de radiation UV et les histogrammes correspondants.

Tableau III.3. Fréquence des plages d'ensoleillement et de la radiation UV

Ensoleillement Global (E)		Ultraviolet (UV)	
Plages	Fréquences(%)	Plages	Fréquences (%)
[0,100[57,98	[0,10[64,66
[100,200[3,46	[10,20[10,75
[200,300[3,41	[20,30[14,42
[300,400[3,58	[30,40[9,35
[400,500[3,83	[40,50[0,57
[500,600[3,58	[50,60[0,22
[600,700[4,52	[60,70[0,03
[700,800[4,55	[70,80[0,01
[800,900[6,44		
[900,1000[5,99		
[1000,1100[1,65		
[1100,1200[0,25		
[1200,1300[0,75		

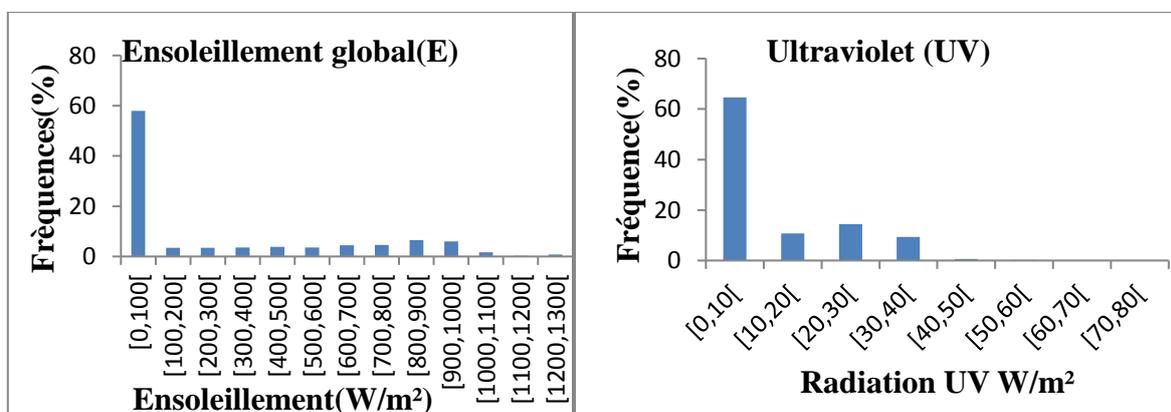


Figure III.3. Histogramme des fréquences de l'ensoleillement global et de la radiation

On remarque que les modules sont soumis à une radiation UV inférieure à 10 W.m^{-2} à 65 % du temps. Le reste du temps ils sont sous une radiation UV comprise entre 10 W.m^{-2} et 40 W.m^{-2} . Bref, la distribution de la radiation UV constitue un facteur majeur de la dégradation des modules.

III.3.4. Synthèse

Nous remarquons que la détermination des conditions de fonctionnement dominantes des modules photovoltaïques dans notre zone d'étude caractérisée par un climat sahélien est d'importance capitale. Cette étude nous a permis de voir dans quel environnement les modules fonctionnent dans la plupart du temps. Nous avons identifié les plages dominantes de température des modules, d'humidité relative, d'ensoleillement et de radiation UV plus réalistes à considérer dans les séquences de tests de qualification et dans les essais de vieillissement accéléré.

Le tableau III.4 présente les conditions dominantes de fonctionnement des modules PV après une année d'exposition sous notre zone d'étude.

Tableau III.4. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV

Paramètres	Plages dominantes
Température du module (T_{mod})	30°C -60°C
Température ambiante (T_{amb})	25°C-40°C
Humidité relative (HR)	70°C-90°C
Ensoleillement globale (E)	800 W.m^{-2} - 1000 W.m^{-2}
Radiation UV (UVR)	10 W.m^{-2} - 40 W.m^{-2}

III.4. Etude expérimentale

III.4.1. Présentation de la plateforme d'essais

Pour effectuer ce travail, nous avons utilisé trois échantillons par technologie comme le montre la figure III.4. Nous avons un échantillon de référence et deux consacrés aux essais thermiques respectivement à cinq et dix cycles. Les essais de cycles thermiques sont réalisés avec un four. Le four permet de varier la température selon le cycle thermique présenté sur la figure III.7. Le four présenté par la figure III.4 est de type thermolyne fabriqué par Benchtop dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau III.5.

L'utilisation des cellules polycristallines et monocristallines permet de faire une étude comparative en fonction de la technologie.

Tableau III.5. Caractéristiques du four

Capacité	Plage de température	Stabilité (uniformité) de température	Dimensions intérieurs $P \times l \times H$	Dimensions extérieurs $L \times l \times H$	Alimentation électrique	Poids	Référence
1,3L	100-1100°C	$\pm 0,3$ à $7,8^\circ\text{C}$	$13 \times 10,3 \times 9,8 \text{ cm}$	$33 \times 23 \times 36 \text{ cm}$	240V, 50/60Hz 1060W, 4,4A	9 Kg	FB1310M-33CH



Figure III.3. Présentation du four et des échantillons

III.4.2. Adaptation de la norme 61215

La norme 61215 présentée par la figure III.5 et dédiée aux technologies cristalline présente plusieurs séquences dont certaines ne tiennent pas compte des conditions de fonctionnement en milieu sahélien. Ainsi à partir de cette norme et des conditions environnementales dominantes, nous proposons une adaptation de certaines séquences de la norme au contexte local.

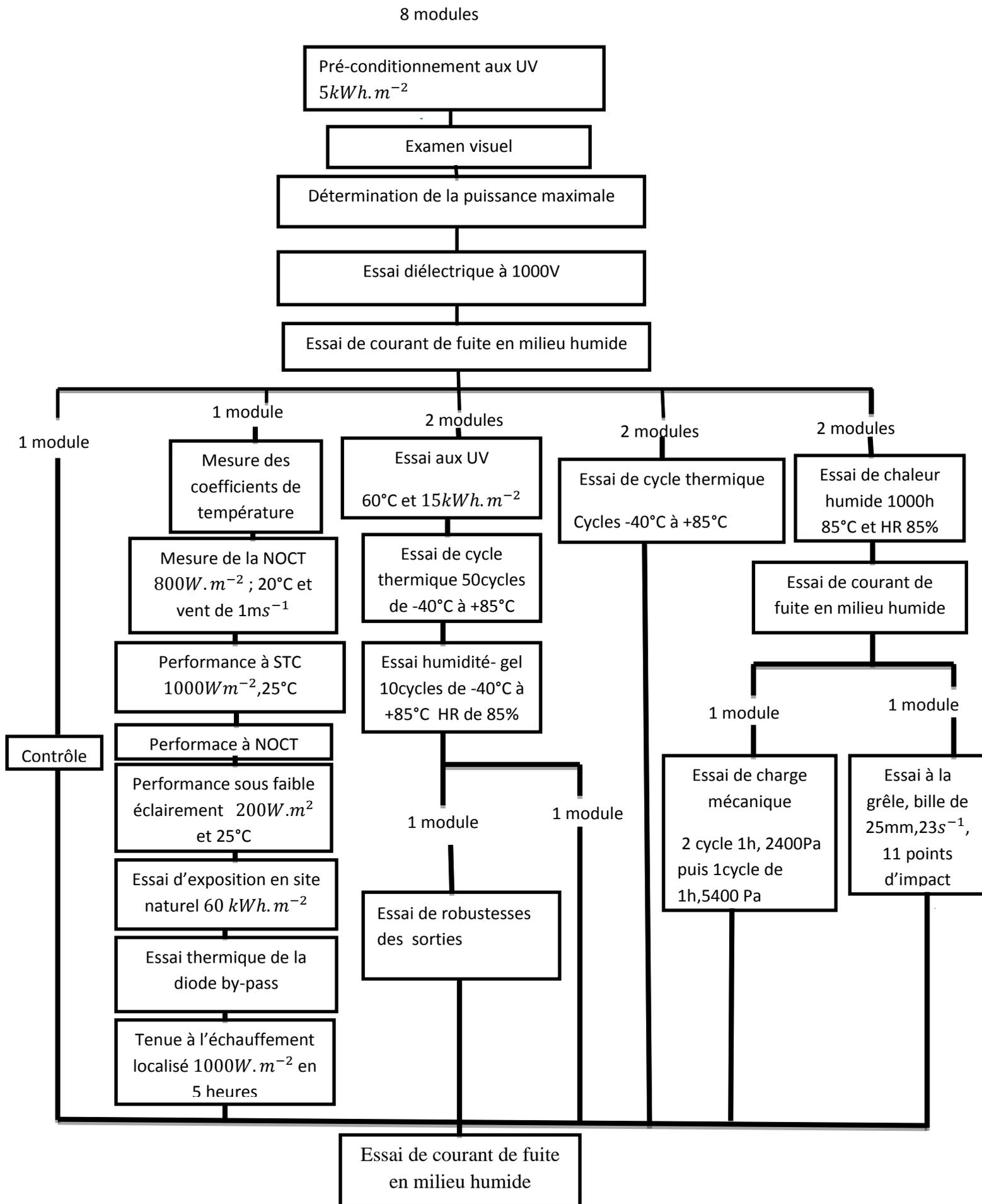


Figure III.4. Les séquences d'essais de la norme CEI 61215

Nous remarquons que la détermination des conditions de fonctionnement est d'importance capitale. En effet, il existe beaucoup de séquence qui ne sont pas pertinent relativement aux conditions environnementales du milieu sahélien. Dans ce cas on peut citer les séquences suivantes :

- essai de cycle thermique,
- essais humidité -gel,
- essais à la grêle,
- essais d'exposition en milieu naturel,
- essai de chaleur humide,

D'un autre coté nous avons des séquences secondaires qui ne sont pas prioritaires et qui nécessitent du matériel lourd :

- essai de robustesse,
- essais de charge mécanique,

Relativement aux conditions dominantes et aux moyens dont nous disposons, nous proposons les séquences présentées par la figure III.6.

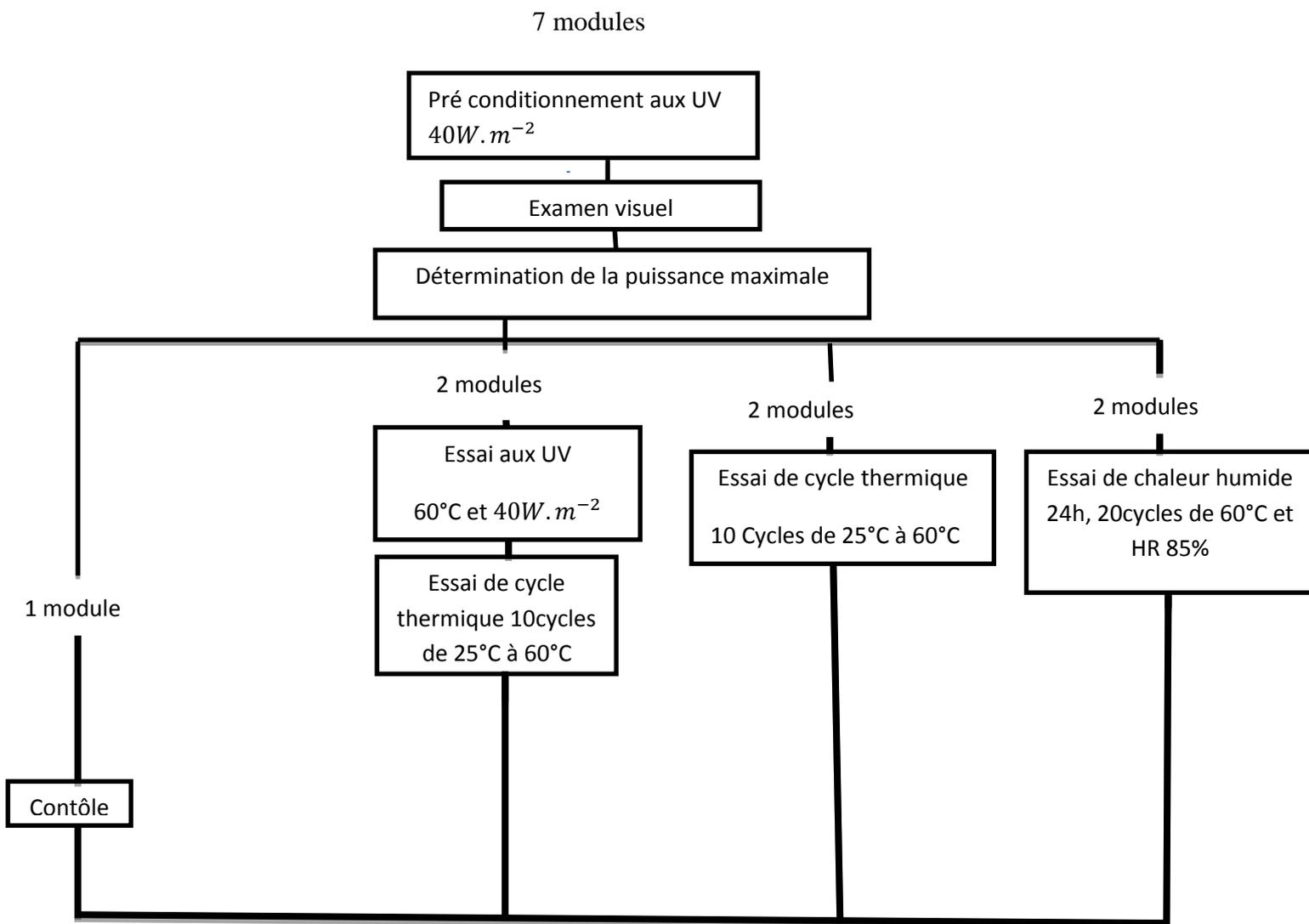


Figure III. 5. Les séquences d’essais de la norme 61215 proposées

L’analyse de cette norme est présentée dans le tableau III.6.

Tableau III.6. Analyse des séquences de la norme CEI 61215

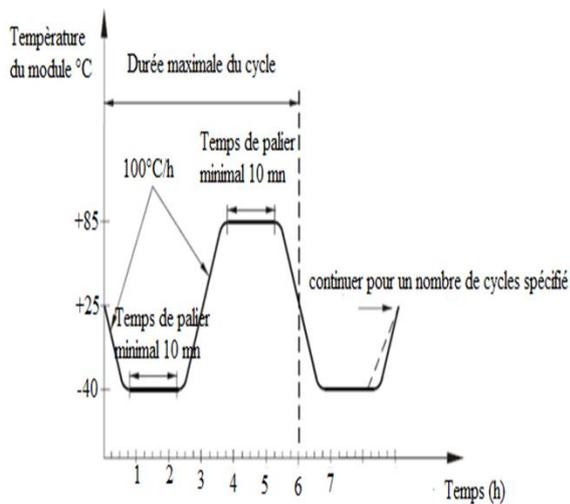
Type de test	Paramètres	Pertinence	Observations
Chaleur humide	Température ; humidité relative	Pertinent	contrôle de l'humidité et de la température
Cycle thermique	Température	Très pertinent	Seule la température est contrôlée entre deux valeurs et l'humidité n'est pas contrôlée
Humidité- gel	Température, humidité relative contrôlés	Pas pertinent	environnement rare voire inexistant dans notre contexte

III.4.3. Présentation du cycle thermique proposé

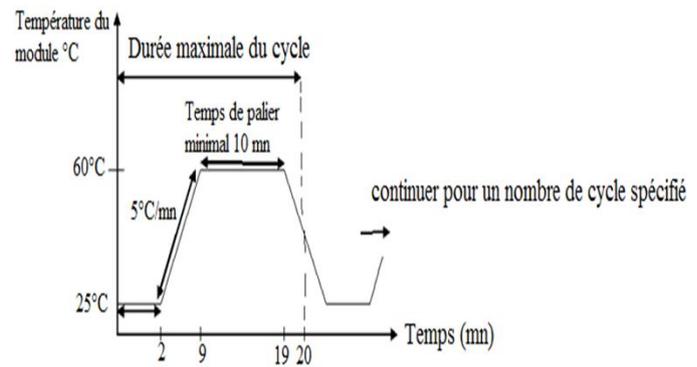
La figure III.7 présente le cycle thermique initial et celui proposé. L'essai du cycle thermique nous permettra de voir les variations des paramètres optiques des cellules photovoltaïques dans un milieu contrôlé.

Le cycle initial démarre de -40°C qui est une température qui n'est pas pertinente dans notre contexte. En effet, cette température n'est jamais atteinte dans le milieu sahélien. Le cycle proposé démarre à 25°C qui correspond à la température ambiante. Ce choix se justifie par rapport aux conditions de fonctionnement dominantes. Pour le cycle initial la montée est de 100°C/h jusqu'à atteindre les 85°C qui sont maintenues pendant 10 minutes. Pour le cycle proposé, la montée est de 5°C/min jusqu'à 60°C qui sont maintenues également pendant 10 minutes. En effet, les données des histogrammes nous montrent que les valeurs du cycle initial ne sont jamais atteintes dans notre contexte. D'où l'intérêt du cycle proposé.

La durée maximale du cycle initial est de 6 heures alors que celle du cycle proposé est de 20 minutes. Ainsi il est plus optimal en temps et plus facile à réaliser.



a. Cycle thermique initial (CEI)



b. Cycle thermique proposé

Figure III.6. Cycle thermique

III.4.4. Protocole expérimental

Afin d'atteindre l'objectif fixé, les essais accélérés de type cycle thermique ont été réalisés. Ces derniers sont basés sur le cycle proposé de la figure III.7. Pour chaque technologie trois échantillons ont été considérés :

- échantillon A, il sert de référence et n'est soumis à aucun cycle thermique,
- échantillon B, subit, 5 cycles thermiques,
- échantillon C, subit, 10 cycles thermiques.

L'essai consiste à mettre dans le four les échantillons B et C de chaque technologie au même moment. Initialement la température du four est fixée à 25°C pendant 2 minutes. Au bout de ces 2 minutes, on introduit les échantillons B et C. Ensuite on fait varier la température du four de 25°C jusqu'à 60°C durant 7 minutes en raison de 5°C/min comme indiqué sur le cycle thermique proposé de la figure III.7. L'étape suivante consiste à maintenir la température du four à 60°C pendant 10 minutes (CEI 61215), puis on fait refroidir le four pour revenir à 25°C correspondant à la fin du cycle. Le processus est repris pendant 5 fois au bout desquels les échantillons B sont récupérés. Ce même processus continu jusqu'à 10 fois pour enfin récupérer les échantillons C.

III.4.5. Analyse des échantillons

Après avoir été soumis aux essais accélérés, les échantillons sont analysés par spectrométrie dans l'UV-visible. En effet, les cellules photovoltaïques fonctionnent dans la longueur d'onde située dans l'UV-visible (200 nm à 800 nm). Ces analyses sont réalisées au niveau du département de géologie de la faculté des sciences et techniques de l'Université Cheikh Anta

Diop de Dakar. Les mesures ont été réalisées à l'aide d'un spectrophotomètre UV/Visible de marque JASCO 7800 dont les spécifications techniques sont données dans le tableau III.7. La figure III.8 présente le spectromètre optique utilisé pour faire les essais.

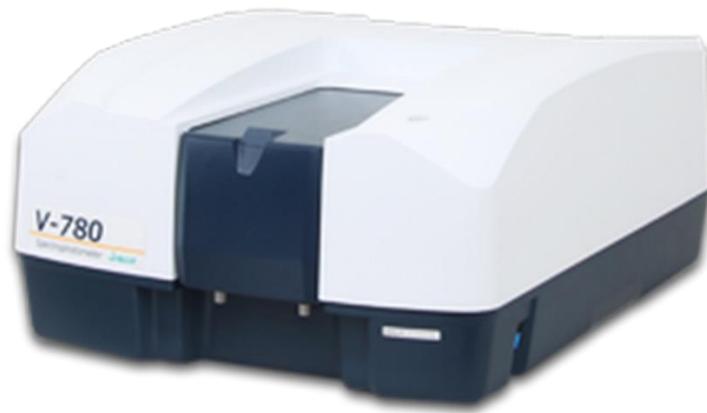


Figure III.8. Spectromètre optique utilisé

Tableau III.7. Spécifications techniques du spectromètre optique utilisé

Système optique	Monochromateur double faisceau à diffraction concave
Source de lumière	Lampe au deutérium dans l'UV (200-350 nm)
	Lampe à iodure de tungstène dans le visible- proche infrarouge (330-1100 nm)
Détecteur	Deux photocellules en silicium

III.5. Résultats et Discussions

III.5.1. Présentation des données obtenues

Les tableaux III.7 et III.8 présentent pour chaque technologie et chaque longueur d'onde (UV-visible), les données obtenues respectivement pour des échantillons de références, ceux accélérés à 5 cycles et à 10 cycles. Les différents paramètres (absorbance, transmittance et réflectance) varient selon la technologie et le type d'accélération comme le montre la figure III.9.

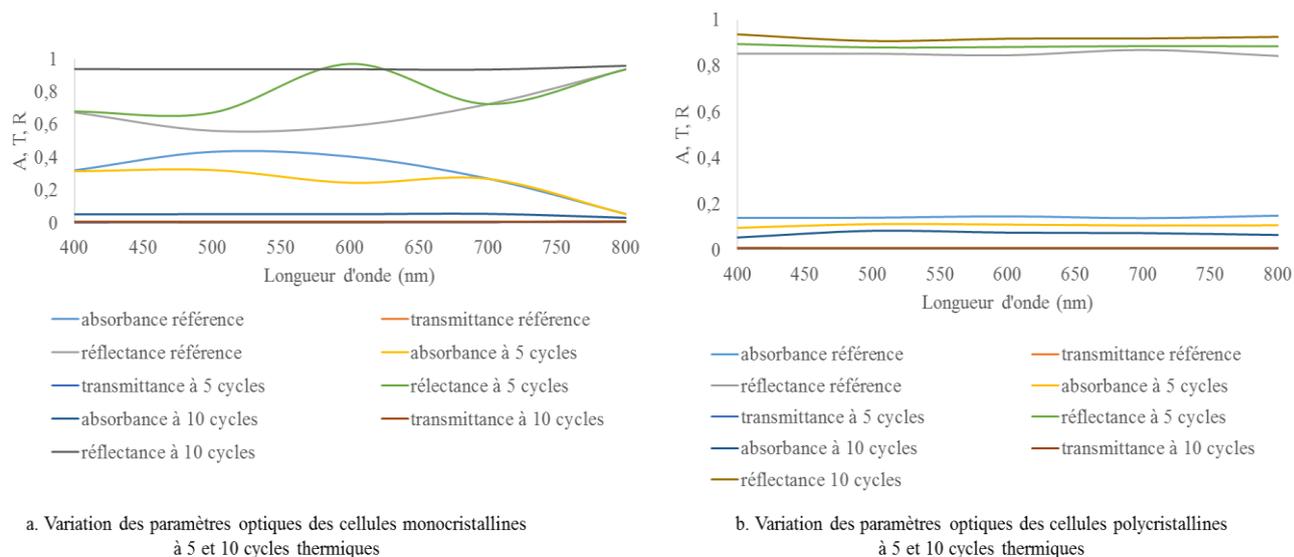


Figure III.9. Variation des paramètres optiques des cellules polycristallines et monocristallines à 5 cycles et 10 cycles thermiques

Tableau III.8. Variation des paramètres optiques des cellules monocristallines en fonction de la longueur

Longueur d'onde	Référence			5 Cycles			10 Cycles		
	Absorbance	Transmittance	Réflectance	Absorbance	Transmittance	Réflectance	Absorbance	Transmittance	Réflectance
400 nm	0,321	0,005	0,674	0,315	0,004	0,68	0,053	0,008	0,938
500 nm	0,434	0,004	0,562	0,323	0,005	0,672	0,054	0,008	0,937
600 nm	0,405	0,004	0,591	0,245	0,005	0,970	0,054	0,008	0,937
700 nm	0,271	0,005	0,724	0,269	0,005	0,725	0,056	0,008	0,935
800 nm	0,055	0,009	0,936	0,054	0,008	0,937	0,032	0,009	0,958

Tableau III.9. Variation des paramètres optiques des cellules polycristallines en fonction de la longueur d'onde

Longueur d'onde	Référence			5 Cycles			10 Cycles		
	Absorbance	Transmittance	Réflectance	Absorbance	Transmittance	Réflectance	Absorbance	Transmittance	Réflectance
400 nm	0,139	0,007	0,853	0,096	0,008	0,895	0,054	0,008	0,937
500 nm	0,140	0,007	0,853	0,112	0,007	0,880	0,083	0,008	0,908
600 nm	0,146	0,007	0,846	0,110	0,007	0,882	0,075	0,008	0,918
700 nm	0,138	0,007	0,869	0,106	0,007	0,886	0,073	0,008	0,919
800 nm	0,149	0,007	0,843	0,107	0,007	0,885	0,065	0,008	0,926

III.5.2. Impact des essais accélérés sur les paramètres optiques

III.5.2.1. Cas des cellules monocristallines

III.5.2.1.1. Essais accélérés à cinq cycles

La figure III.10 présente les variations des paramètres optiques des cellules monocristallines après 5 cycles thermiques.

A 5 cycles, on voit que l'absorbance diminue progressivement jusqu'à 600 nm. Elle augmente légèrement à 700 nm pour ensuite diminuer jusqu'à 800 nm. On remarque également que l'absorbance à 5 cycles reste inférieure à celle de référence pour des valeurs comprises entre 400 nm et 600 nm avec une variation maximale de 0,2.

Pour la transmittance, l'impact maximal des 5 cycles est très faible. Celle-ci est de 0,001.

Pour la réflectance, on remarque une augmentation de 400 nm à 600 nm suivie d'une diminution dans la gamme de 650 nm à 700 nm. De 400nm à 600 nm la réflectance à 5cycles est supérieure à celle de référence. La variation maximale de la réflectance par rapport à la référence est de 0,001.

En effet, la diminution de l'absorbance des cellules photovoltaïques traduit une diminution du rendement de conversion.

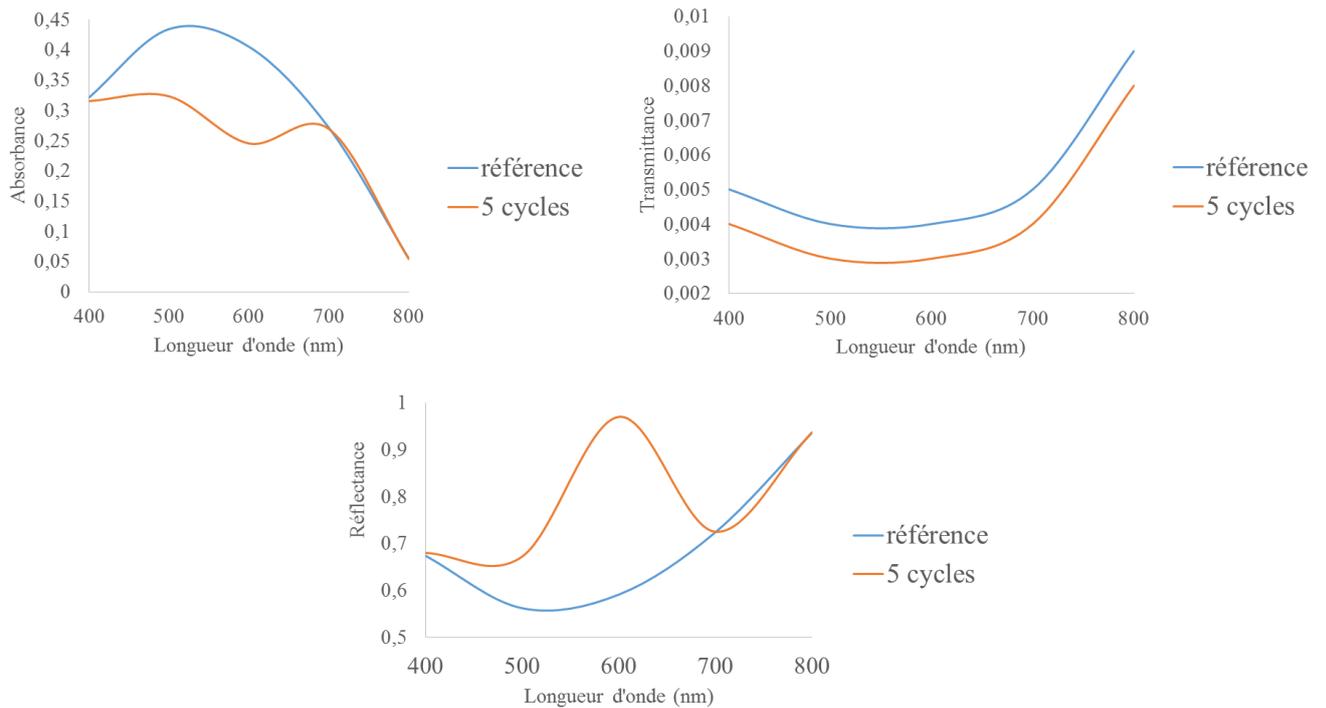


Figure III.10. Variation des paramètres optiques à 5 cycles thermiques pour les cellules monocristallines

III.5.2.1.2. Essais accélérés à dix cycles

Nous remarquons pour l'essai à 10 cycles que l'absorbance, la transmittance et la réflectance varient peu dans la gamme de longueur d'onde de 400 nm à 800 nm comme le montre la figure III.11. L'absorbance reste très inférieure à la référence alors que la transmittance et la réflectance restent supérieures à celle-ci. Leurs variations maximales respectives sont de 0,4, 0,002 et 0,022. Ce constat nous amène à dire qu'à 10 cycles thermiques les cellules monocristallines absorbent très peu dans l'UV-visible. Cette variation constatée nous ramène à une très forte transmission et réflexion optique des cellules.

Pour une cellule photovoltaïque, l'augmentation de sa réflectance et de sa transmittance entraîne forcément la baisse de son absorbance. Ces résultats sont en accord avec les résultats trouvés dans la littérature [19].

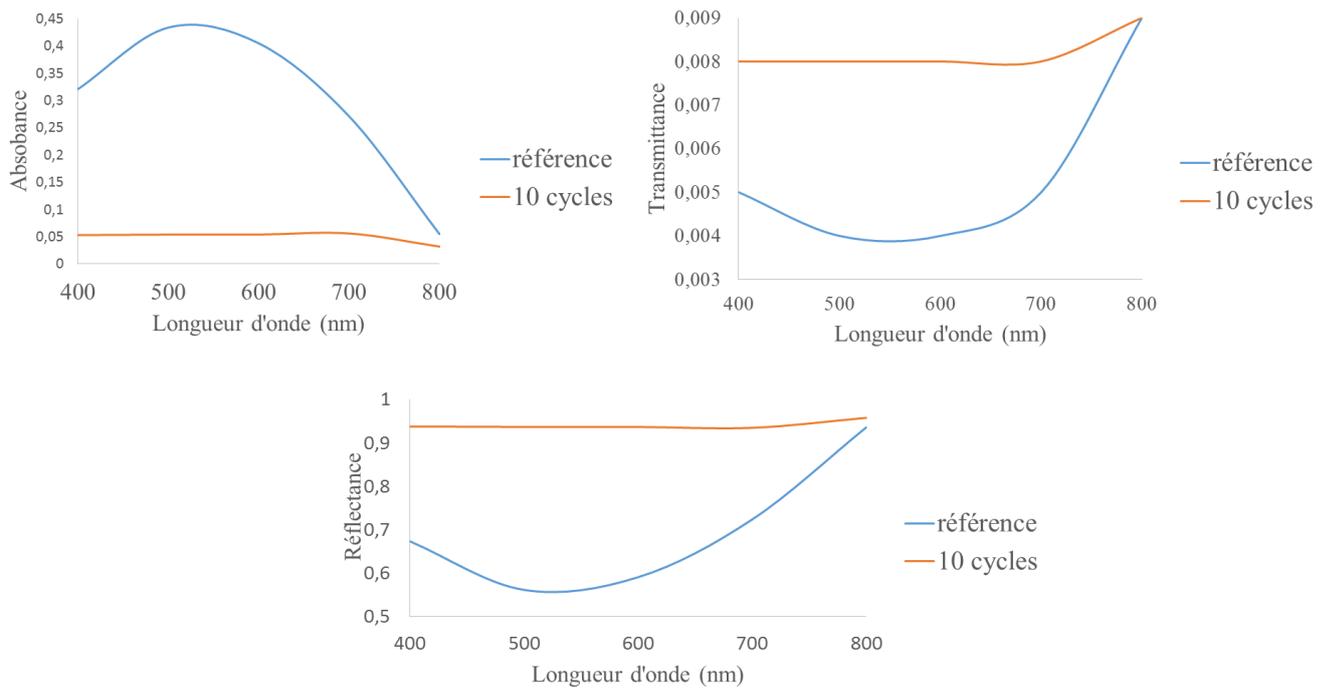


Figure III.11. Variations des paramètres optiques à 10 cycles thermiques pour les cellules monocristallines

III.5.2.1.3. Synthèse

Cette étude a montré que, pour les cellules monocristallines, les paramètres optiques étudiés en l'occurrence l'absorbance, la transmittance et le réflectance, plus le nombre de cycle est élevé et plus l'impact est grand. En effet, pour l'absorbance la variation maximale vaut 0.2 et 0.4 respectivement à 5 et 10 cycles.

La variation maximale de la transmittance par rapport à la référence vaut 0,001 et 0.002 respectivement à 5 cycles et 10 cycles.

La variation maximale de la réflectance par rapport à la référence vaut 0,001 et 0,022 respectivement à 5 cycles et 10 cycles.

III.5.2.2. Cas des cellules polycristallines

III.5.2.2.1. Essais accélérés pour cinq cycles

On constate que l'absorbance varie peu en fonction de la longueur d'onde comme le montre la figure III.12. De 400 nm à 800 nm l'absorbance à 5 cycles reste inférieure à celle de référence avec une variation maximale de 0,037.

La transmittance à 5 cycles diminue de 400 nm à 500 nm en ayant une valeur supérieure à celle de référence avec une variation maximale de 0.001

Pour la réflectance, on note une légère augmentation de 400 nm à 500 nm. La réflectance à 5 cycles est supérieure à celle de référence entre 400 nm à 800 nm avec une variation maximale de 0,026 par rapport à la référence. Donc le cycle thermique n'impact pas beaucoup sur les paramètres optiques. Néanmoins la réflectance reste beaucoup plus significative que l'absorbance et la transmittance. En effet les cellules ne sont pas protégées par du verre et restent réfléchissantes.

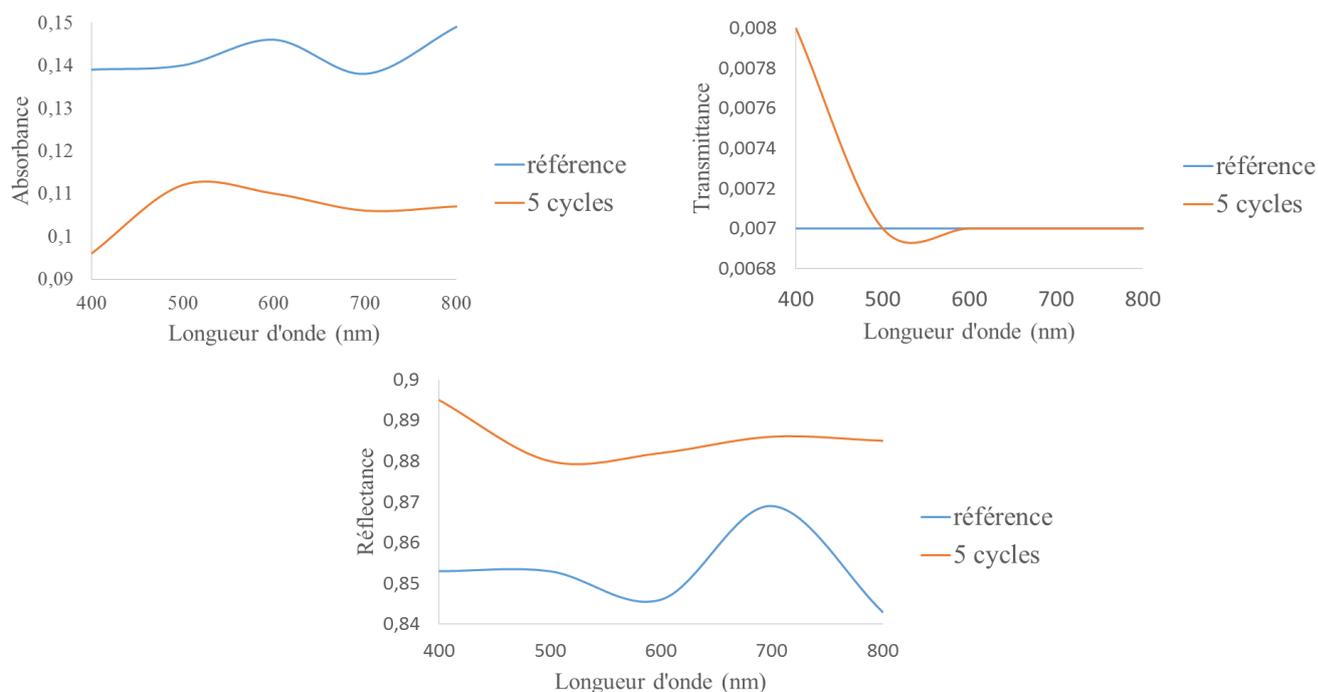


Figure III.12. Variation des paramètres optiques à 5 cycles thermiques pour les cellules polycristallines

III.5.2.2.2. Essais accélérés pour dix cycles

La figure III.13 présente la variation des paramètres optiques à 10 cycles pour les cellules polycristallines.

Nous remarquons que l'absorbance augmente de 400 nm à 500 nm puis elle diminue progressivement jusqu'à 800nm. De 400 nm à 800 nm elle reste inférieure à celle de référence avec une variation maximale de 0,066.

La transmittance reste constante de 400 nm à 800 nm. On remarque également que la transmittance à 10 cycles reste supérieure à celle de référence dans toute la gamme de longueur (400 à 800 nm) d'onde avec une variation maximale de 0,001.

Pour la réflectance, on note une diminution de 400 nm à 500 nm suivie d'une augmentation dans la gamme de 500 nm à 800 nm. De 400 nm à 800 nm la réflectance à 10 cycles est

supérieur à celle de référence. La variation maximale de la réflectance par rapport à la référence est de 0,068.

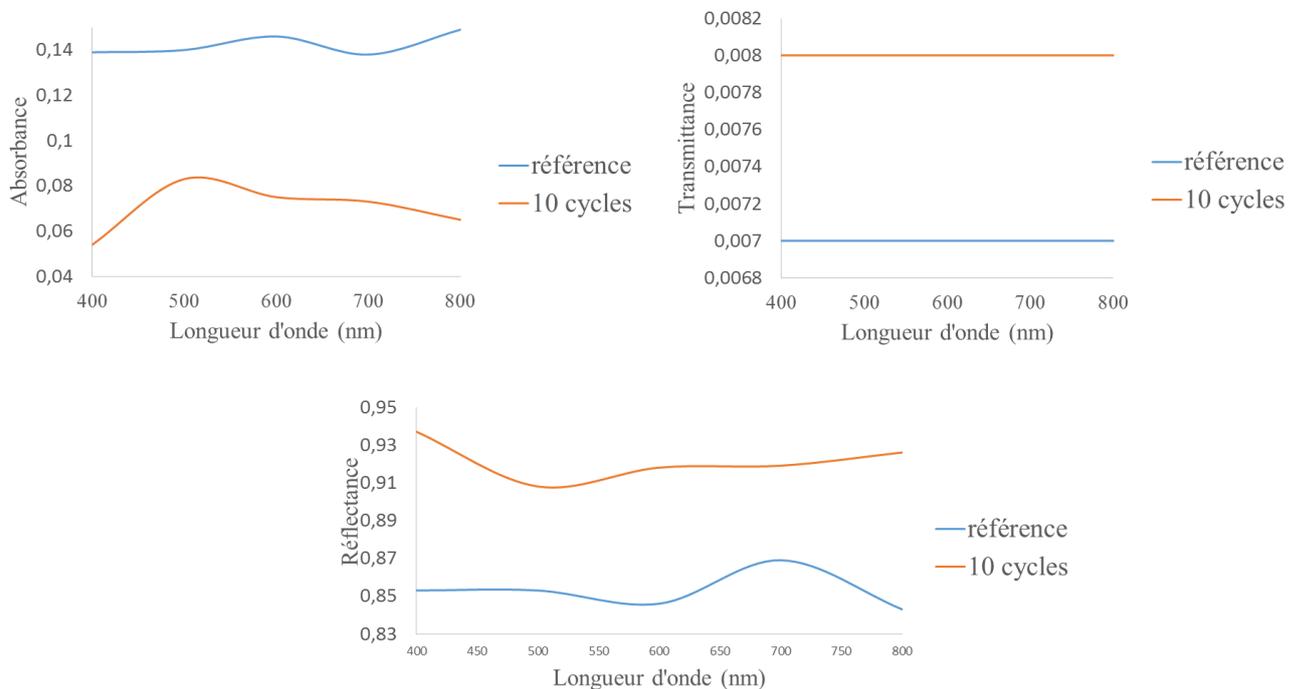


Figure III.13. Variation des paramètres optiques à 10 cycles thermiques pour les cellules polycristallines

III.5.2.2.3. Synthèse

Cette étude a montré que, pour les cellules polycristallines, les paramètres optiques étudiés en l'occurrence l'absorbance, la transmittance et le réflectance, plus le nombre de cycle est élevé et plus l'impact est grand. En effet, pour l'absorbance la variation maximale vaut 0.037 et 0.066 respectivement à 5 et 10 cycles.

La variation maximale de la transmittance par rapport à la référence vaut 0,001 respectivement à 5 cycles et 10 cycles.

La variation maximale de la réflectance par rapport à la référence vaut 0,026 et 0,068 respectivement à 5 cycles et 10 cycles

III.5.3. Etude comparative des impacts sur les cellules monocristallines et polycristallines

III.5.3.1. Cas1: Pour cinq cycles thermiques

La figure III.14 montre les variations comparatives des deux technologies. On remarque que l'absorbance des cellules polycristallines est inférieure à celle des cellules monocristallines de

400nm à 750 nm. En effet, les cellules monocristallines sont plus absorbant dans cette gamme de longueur d'onde. Cependant la variation maximale est plus grande pour le monocristallin avec 0,3 et 0,1 pour le polycristallin.

La transmittance du polycristallin est supérieure à celle du monocristallin de 400 nm à 700 nm. De 700 nm à 800 nm la transmittance du polycristallin devient inférieure à celle du monocristallin. La variation maximale est de 0,008 pour le polycristallin et de 0,009 pour le monocristallin.

La réflectance des cellules polycristallines reste constante tandis que celle des cellules monocristallines varie de 400 nm à 800 nm pour atteindre une valeur maximale à 600 nm. La variation maximale est de 0,8 pour le polycristallin et de 0,9 pour le monocristallin.

De façon globale, l'impact à 5 cycles thermique est plus important pour le polycristallin que pour le monocristallin. Ces variations constatées se justifient par le fait que les indices d'absorption, de transmission et de réflexion du monocristallin sont supérieurs à celles du polycristallin [19].

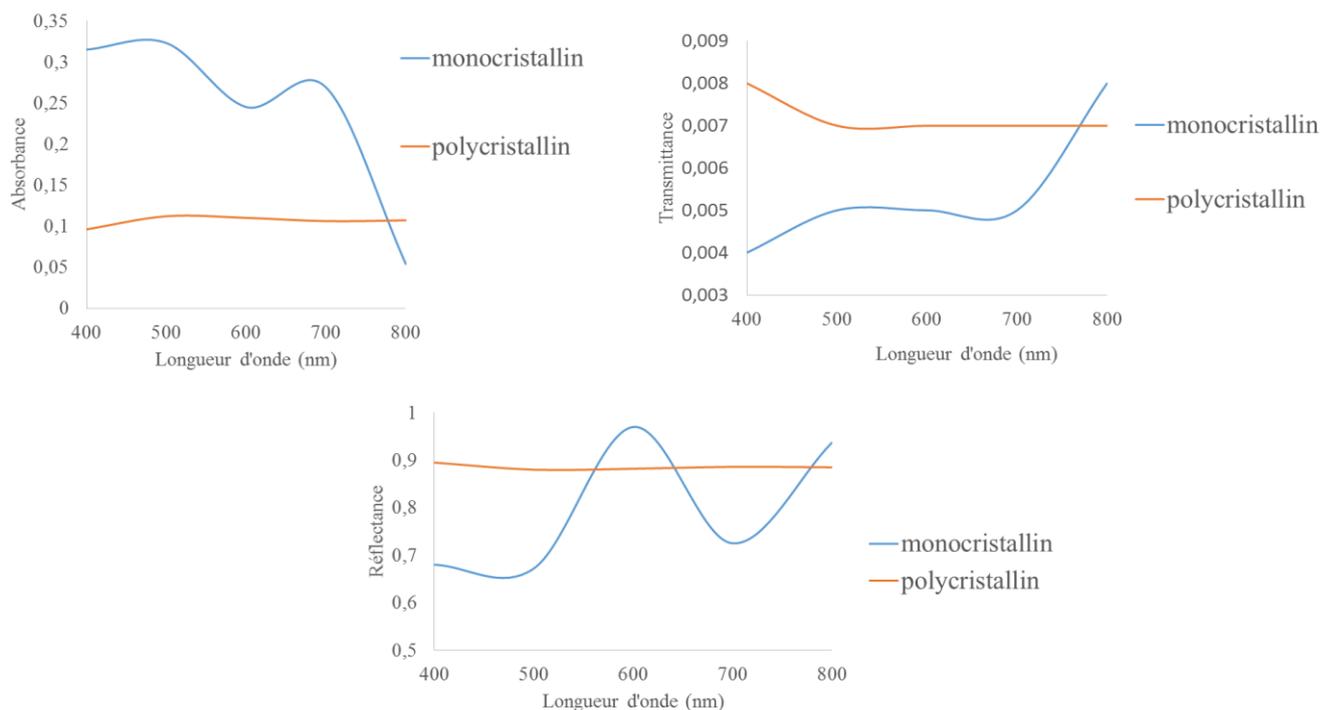


Figure III.14. Variation des paramètres optiques du monocristallin et du polycristallin pour 5cycles

III.5.3.2. Cas2: Pour dix cycles thermiques

On remarque que l'absorbance des cellules polycristallines est supérieure à celle des cellules monocristallines de 400 nm à 800 nm comme le montre la figure III.15. L'absorbance du polycristallin augmente de 400 nm à 500 nm puis diminue progressivement jusqu'à 800 nm. Au même moment celle du monocristallin reste presque constante pour ensuite augmenter légèrement à 700 nm avant de diminuer à 800 nm. La variation maximale est de 0,08 pour le polycristallin et de 0,06 pour le monocristallin.

La transmittance du polycristallin est inférieure à celle du monocristallin dans presque toute la gamme de longueur d'onde (visible). La variation maximale est de 0,008 pour le polycristallin et de 0,09 pour le monocristallin.

La réflectance du polycristallin reste inférieure à celle du monocristallin de 400 nm à 800 nm. La variation maximale du polycristallin est de 0,93 et de 0,96 pour le monocristallin.

Pour les essais accélérés à 10 cycles thermiques, l'impact de l'absorbance est plus important pour le polycristallin que pour le monocristallin. Ces variations montrent que le cycle thermique impact sur les propriétés optiques des cellules cristallines. Par conséquent le cycle thermique impact sur le rendement de conversion et les performances des cellules photovoltaïques.

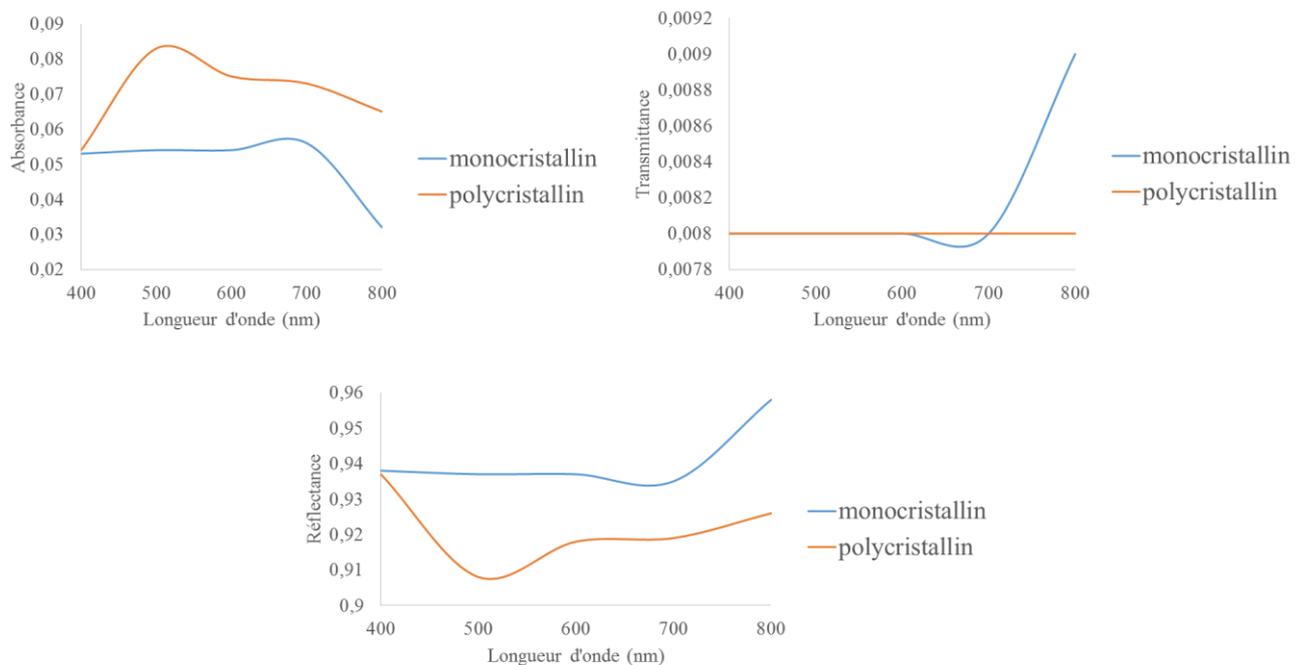


Figure III.15. Variation des paramètres optiques du monocristallin et du polycristallin pour 10cycles

III.5.3.3. Synthèse de l'étude comparative

Cette étude a montré que l'impact du cycle thermique dépend de la technologie. Elle a également montré que le monocristallin est plus sensible aux cycles thermiques comme le montre tableau III.9

Tableau III.10. Synthèse des paramètres optiques selon la technologie

	5 cycles			10 cycles		
	absorbance	transmittance	réflectance	absorbance	transmittance	Réflectance
monocristallin	0,32	0,008	0,93	0,05	0,009	0,96
polycristallin	0,11	0,008	0,87	0,07	0,008	0,94

Ces résultats viennent confirmer celles d'Engman et al. [19] qui ont abordé dans le même sens de l'étude de la performance des paramètres optiques des cellules photovoltaïques soumises à des températures élevées.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons déterminé les conditions de fonctionnement dominantes des modules PV en milieu sahélien. La détermination des conditions de fonctionnement a montré que les modules fonctionnent entre 25°C et 60°C. Nous avons présenté les séquences d'essais de la norme 61215. A partir de cette norme et des conditions environnementales dominantes, nous avons proposé une adaptation de certaines séquences de la norme au contexte local.

Après le traitement des données obtenues, nous avons représenté le comportement des paramètres optiques pour 5 cycles et 10 cycles thermiques pour les deux technologies poly et monocristallin. Nous notons que la variation des paramètres (absorbance, transmittance et réflectance) est fonction du nombre de cycles thermiques effectués et de la technologie. Globalement l'étude a montré plus le nombre de cycles thermiques est élevé plus l'impact est grand. D'autre part les cellules monocristallines sont plus sensibles aux cycles thermiques.

Conclusion générale et perspectives

La protection de l'environnement est devenue une préoccupation majeure des populations. De nombreuses voies de recherches se sont donc orientées vers l'utilisation des énergies renouvelables, dont l'énergie solaire. L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable car elle utilise une source d'énergie d'origine naturelle qui est le Soleil. Elle constitue donc une vraie alternative efficace aux énergies fossiles à plusieurs titres : elle est inépuisable, elle peut être produite localement et selon les besoins locaux, elle préserve l'environnement car elle n'émet pas de gaz à effet de serre, ne produit pas de déchets et n'entraîne aucun risque majeur et aucune nuisance significative. Cette énergie est produite par un dispositif (cellule solaire photovoltaïque) qui transforme l'énergie électromagnétique du rayonnement solaire en énergie électrique. La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules solaires; car les performances électriques et optiques d'une cellule solaire sont très sensibles à celle-ci.

Les travaux présentés dans cette étude concernent les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles (milieu saharien). Ces facteurs incluent, en particulier, les paramètres optiques de performance des modules photovoltaïques. L'étude de leur impact est d'une grande importance puisque le comportement d'un module photovoltaïque joue un rôle primordial dans la balance énergétique du système photovoltaïque entier. C'est dans ce sens que s'inscrit l'étude de la dégradation des paramètres et performances des modules photovoltaïques. En effet, notre étude s'est focalisée sur des cellules polycristallines et monocristallines testés dans des conditions réelles de fonctionnement (milieu contrôlé) après cinq cycles et dix cycles thermiques. Par ailleurs la première partie effectuée dans ce travail traite uniquement les généralités sur la filière photovoltaïque. L'étude de cette partie a été consacrée sur le rayonnement solaire et le principe de conversion photovoltaïque. Les paramètres caractéristiques des cellules, et les différentes technologies PV ont été également présentés, avec le silicium cristallin comme technologie dominant sur le marché mondial. Nous avons également étudié les différentes normes de qualification des modules PV donnés par la CEI, avec la norme 61215 dédiée au silicium cristallin comme référence.

Ensuite nous avons fait une revue globale sur la dégradation, les essais accélérés et les techniques d'analyse spectrale. Cette étude a porté principalement sur les facteurs de stress environnementaux et les modèles de dégradation des modules photovoltaïques. L'évaluation de la fiabilité par les essais a permis de mieux comprendre les lois d'accélération utilisés

notamment la loi d'Arrhenius et le modèle de Peck. Une étude sur la spectrométrie a été réalisée afin de comprendre le principe de fonctionnement d'un spectromètre optique et de son utilisation. L'absorbance, la transmittance et la réflectance sont les principaux paramètres optiques des modules PV.

La dernière partie du travail a porté sur l'impact des essais accélérés de type cycle thermique sur les paramètres optiques des cellules photovoltaïques en silicium cristallin. Dans cette partie, la détermination des conditions de fonctionnement dominantes en milieu sahélien a montré que les modules fonctionnent entre 25°C et 60°C. L'étude de l'impact à cinq et dix cycles thermiques sur les deux technologies a montré que celui-ci est plus important pour les cellules monocristallines.

En définitif, plus le nombre de cycles est élevé plus l'impact est grand. La comparaison selon la technologie a montré que les cellules monocristallines sont plus sensible au cycle thermique que les polycristallines.

En perspectives, il sera intéressant d'augmenter le nombre de cycle des essais sur les même technologies afin d'approfondir l'étude.

L'impact de la durée (temps de montée, temps de maintien et temps de descente) du cycle sur les paramètres optiques des cellules cristallines devrait être étudié en perspectives.

D'autres types de cycles devraient être également étudiés notamment celui de chaleur humide qui tient compte simultanément de la variation de la température et de l'humidité.

Références bibliographique

- [1] Benghabrit. S, Elaboration et caractérisation de couches CdS par bain chimique CBD pour application, Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran « Mohamed BOUDIAF », pp.1-187, 2015
- [2] Sadok.M, Détermination des paramètres, Performance et Etude de la Dégradation des Modules photovoltaïques en milieu Saharien, Thèse de doctorat, Université Aboubakr BELKAÏD – TLEMCCEN, pp.1-142, 2011.
- [3] Overstraten R.Van and Mertens.R, Physics, Technology and use of photovoltaics, Adam Hilger, Britol, 1986.
- [4] Sadok.M, Mehdaoui, Outdoor testing of photovoltaic arrays in the saharan region, Renewable Energy, 33, pp.2516-2524, 2008.
- [5] Radbeh.R, Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones, Thèse de doctorat, Université de limoges, pp.1-72, 2008.
- [6] Djamil.B, Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage, Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, pp.1-94, 2007.
- [7] Fontaine.B, La production photovoltaïque d'électricité : quelles perspectives pour le Pays Provence Verte ?, rapport de projet, 2009.
- [8] Ouarda. F, Élaboration de nanofils de silicium par gravure chimique assistée par un métal caractérisation et application en photocatayse hétérogène de l'oxyde de graphène, du chrome (VI) et de la rhodamine B, Thèse de doctorat, Université Sétif 1, pp.1-190, 2014.
- [9] Laronde.R, Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables Application à un système photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université D'Angers, N°1175, pp.1-194, 2011.
- [10] [https://www.energie plus-liste.be/index ?id=16696](https://www.energie-plus-liste.be/index?id=16696).
- [11] Ndiaye.A et al, Degradation evaluation of cristalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environnement, Solar Energy, 103, pp.70-77, 2014.

- [12] Boussaid .M, Modélisation des phénomènes de vieillissements des modules PV, Mémoire de magister, Université Abou-bakr Belkaïd - TLMCEN, pp.1-85, 2012.
- [13] Training.C, Etude comparative de panneaux solaires photovoltaïques, rapport, pp.26-28, 2006.
- [14] Sadok.M, Benyoucef.B, et Mehdaoui.A, Performances et dégradation des modules PV en milieu Saharien, Revue des énergies Renouvelables SIENR' 12 Ghardaïa, pp.203- 212, 2012.
- [15] Ndiaye.A et al, Degradation of cristalline photovoltaic modules: A literature review, Solar Energy, 96, pp.140-151, 2013.
- [16] Pasquinelli. M, Fiabilité et caractérisation des modules photovoltaïques, séminaire master/Doctorants Université Assane SECK, 2016.
- [17] Loïc. M, Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement d'assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration, Thèse de doctorat, Université PARIS-SUD, pp.1-241,2014.
- [18] Jerom.Y, Principe de fonctionnement et utilisation d'un spectromètre, rapport de projet de Physique STPI, 2012.
- [19] Perthue. A, Vers une amélioration des performances et de la durabilité cellules photovoltaïques organiques par l'application d'un film composite multifonctionnel, Thèse de doctorat, Université Blaise Pascal, N°783, pp.1-207, 2014.