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

> UNIVERSITE AHMED DRAIA ADRAR FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE DEPARTEMENT DES SCIENCES TECHNOLOGIES



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME

DE MASTER EN PHYSIQUE ENERGETIQUE

Thème

Etude et évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques (UDTS 50) sous environnement saharien : URERMS Adrar

Soutenu le : 23 Mai 2017

Présenté par : Bleila abderrahim

Encadré par	Mr. Bouraiou Ahmed	Attaché de recherche URER-MS Adrar
Président	Dr. Boussaid-Mouhamed	MC-B à l'université d' Adrar
Examinateurs	Dr. Mostefaoui Mohammed	Maitre de recherche B URER -MS Adrar

Nos remerciements vont tout d'abord à Allah le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné durant toutes ces longues années. Nous exprimons notre grande gratitude à nos parents pour leurs encouragements, leur soutien et pour les sacrifices qu'ils ont enduré.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à notre encadreur Mr Bouraiou Ahmed

qui nous honorée par son encadrement et d'avoir accepté cette lourde tâche, qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils et remarques, et pour l'aide continuelle durant la réalisation de ce mémoire. Nous lui exprimons également notre profonde reconnaissance pour son dévouement et de nous faire profiter pleinement de ses compétences scientifiques et de ses idées pour l'accomplissement de ce travail.

Nous remercions également les membres de jury de cette soutenance pour l'honneur qu'ils nous font en participant au jugement de ce travail.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous aidés à élaborer et réaliser ce mémoire.

Que tous ceux qui ont participé, directement ou indirectement, au bon déroulement de notre travail, trouvent ici l'expression de notre reconnaissance.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à tous les travailleurs de l'université d'Adrar, et pour nos amis et collèges pour le soutient qu'ils nous ont apporté.

Enfin, nous adressons des remerciements particuliers à nos proches, pour leur présence, leur soutien, et pour leurs encouragements permanents.



Je dédie ce modeste travail

Aux deux personnes les plus chers pour moi dans ce monde, qui m'ont soutenu jusqu'au bout: Ma chère mère **FATMA** qui m'a donné toute l'affection et l'amour durant toute ma vie, et qui m'a transmis toute sa volonté, sa prévenance et sa grande patience. Et à mon cher père **ABDERRAHMANE** qui m'a donné tous les efforts pour arriver à ce niveau, et qui a su m'imprégner de son savoir et de sa sagesse. Que dieu les préserve et les bénisse.

À mon frère: Mohammed Ali. À toutes mes sœurs: Amal et khadija.

À mon oncles Abdelmadjid et El-Barka. mes tantes : Fouzia, zohra, Aicha, Naaima, Fatma et Fatiha. À mon grand mère FATMA. À Mes grand mère mbarka que DIEU le tout puissant la protège pour nous, et ses fils: Abderrahmane, Abdelazize, Abdelkarim, Taher et Abdelhadi.

À la mémoire de: Mes grand pères **Mohammed**. À ma sœur: **Afaf**. Que Dieu les accueille dans ses vastes paradis. À toutes ma grande famille. À tous mes amis.

abderrahim.

<u>Sommaire</u>

Introduction générale Chapitre 1 : Généralités sur La filière photovoltaïque	1
1.1- Introduction	3
1.2 Bref historique sur l'énergie solaire photovoltaïque	3
1.3 Energie du soleil	4
1.3.1 Le soleil 1.3.2 Rayonnements solaires	4 5
1.3.3 Spectre du rayonnement1.4 Le générateur photovoltaïque1.4.1 Principe	5 6 6
1.4.2 Matériaux utilisés dans la fabrication des cellules photovoltaïques	7
1.4.2.1 Silicium monocristallin (m-c-Si)	7
1.4.2.2 Silicium multi-cristallin (poly-c-Si)	8
1.4.2.3 Silicium amorphes	8
1.4.2.4 Silicium à couche mince	9
1.4.2.5 matériaux organiques	9
1.5 La constitution d'un module photovoltaïque	10
1.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	10
1.6.1 Rendement	11
1.6.2 Facteur de forme	11
1.6.3 Les conditions standards	11
1.7 Association de cellule	11
1.8 Modélisation des modules photovoltaïques	13
1.8.1 Modèle idéal	13
1.8.2 Modèle idéal avec pertes Ohmiques	14
1.8.3 Modèle à une diode	14
1.9 Modélisation et simulation des PV modules sous Matlab-Simulink	15
1.9.1 Détermination des paramètres inconnus	15
1.9.2 Le simulateur photovoltaïque	19
1.9.2.1 Simulation d'un champ photovoltaïque	21
1.10 Conclusion	22
Chapitre 2: Evaluation de la dégradation des PV modules sous l'environnement Saharien 2.1 Introductions	24
2.2 Lieu physique	25
2.2.1 Présentation	25
2.2.2 Contexte geographique et chinatique	20

2.3 Description de la plate-forme expérimentale pour le test du module PV	27
2.3.1 Ordinateur	28
2.3.2 Traceur I-V (MP-160 tracer)	28
2.3.3 Capteurs de rayonnement et de température	30
2.3.4 Les modules photovoltaïques	31
2.4 Evaluation de la dégradation des PV modules sous l'environnement Saharien	. 32
2.4.1 Méthode de détection et évaluation	32
2.4.1.1 Inspection visuelle	32
2.4.1.2 Mesure caractéristique I-V normalisée sous les conditions STC	32
2.4.13 Calcul analytique des taux de dégradation	32
2.4.2 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	33
2.4.2.1 La corrosion	33
2.4.2.2 La délamination	34
2.4.2.3 La décoloration 2.4.2.4 Les fissures et bris de verre	34 34
2.4.2.5 Les points chauds	34
2.5 Les résultats d'inspection visuelle	34
2.6 Résultats de mesure des caractéristiques (I-V et P-V)	37
2.7 Calcul analytique des taux de dégradation	40
2.8- Conclusion 3. Conclusion générale	40 42
Référence	43

Liste de figures

Figure Titre Page Chapitre 1 Composantes du rayonnement solaire: Fig. 1.1 5 extraterrestre Association des cellules Fig. 1.2 6 solaires photovoltaïques. La structure de base de fonctionnement d'une Fig. 1.3 7 cellule PV Répartition des matériaux Fig. 1.4 pour la conversion PV 7 sur le marché mondial Photos de cellules Fig. 1.5 monocristalline et multi 8 cristalline. Photo de cellule Silicium 9 Fig.1.6 amorphe. Photo de cellule organique. 9 Fig. 1.7 La constitution d'un module Fig. 1.8 10 photovoltaïque. Les caractéristiques I-V et 10 Fig. 1.9 P-V. Association de cellules en 12 Fig. 1.10 série. Association de cellules en Fig. 1.11 12 série parallèle. Circuit équivalent d'une Fig. 1.12 13 cellule PV (Model idéal). Circuit équivalent d'une Fig. 1.13 14 cellule PV (R_s-model). Circuit équivalent d'une 14 Fig. 1.14 cellule PV(Modèle 1-D). Fig. 1.15 16 Algorithme de calcule. Courbe ajustement I-V. Fig. 1.16 17 Courbe ajustement P-V. Fig. 1.17 17 Fig. 1.18 Courbe P-V sous STC. 18 Fig. 1.19 Courbe I-V sous STC. 18

Liste des figures:

Liste de figures

Fig. 1.20	La fenêtre principale de simulateur.	19
Fig. 1.21	Squelette détaillé.	20
Fig. 1.22	I-V courbe (N_{ss} =5 et N_{pp} =5).	21
Fig. 1.23	P-Vcourbe (N _{ss} =5 et N _{pp} =5).	21
Chapitre 2		
Fig. 2.1	location géographique d'Adrar	27
Fig. 2.2	La plate-forme expérimentale.	28
Fig. 2.3	Image des données acquises par le traceur (MP 160)	29
Fig. 2.4	capteur de température (Thermocouple) sur la face arrière du module	30
Fig. 2.5	Cellule Fissuré	35
Fig. 2.6	Décoloration (EVA).	36
Fig. 2.7	Verre Brisé.	36
Fig. 2.8	Délamination.	37
Fig. 2.9	Corrosion (busbar).	37
Fig.2. 10	Modules testés: module A (gauche), module B (milieu), module C (droite)	38
Fig. 2.11	I-V courbe .	39
Fig. 2.12	P-V courbe.	39

Liste des Ta	bleaux:
--------------	---------

Tableau	Titre	Page
Chapitre 1		
Tab. 1.1	Paramètres de modèle à une seule diode.	17
Tableau	Titre	Page
Chapitre 2		
Tab. 2.1	les paramètres climatiques d'Adrar (2014).	26
Tab. 2.2	coordonnées géographiques.	27
Tab. 2.3	Les informations de base de l'ordinateur.	28
Tab. 2.4	spécifications techniques du traceur I-V (MP-160 tracer).	29
Tab. 2.5	Caractéristiques techniques du pyranomètre.	30
Tab. 2.6	Caractéristiques du capteur de température thermocouple Type-T.	31
Tab. 2.7	Spécifications électriques.	31
Tab. 2.8	Spécifications physiques et constructives.	31
Tab. 2.9	principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin.	33
Tab. 2.10	Les résultats d'inspection visuelle.	35
Tab. 2.11	Module de référence et les modules testés (A, B et C) sous STC.	38
Tab. 2.12	Calcul analytique des taux de dégradation.	40

Nomenclature

PV : Photovoltaïque.

 λ :longueur d'onde.

h :constante de Planck.

E:L'énergie de photon.

v :la fréquence.

c :la vitesse de la lumière.

CIS: diséléniure de cuivre et d'indium.

EVA: Ethylène Acétate de Vinyle.

I_{cc} :Courant de court-circuit.

V_{co}: Tension de circuit ouvert.

I_{mpp}:: Courant de fonctionnement à puissance maximale.

 V_{mpp} :Tension de fonctionnement à puissance maximale.

 η : Le rendement.

P_{mpp}:Puissance maximal

A: Surface de la cellule (m^2) .

G:Eclairement (irradiance) solaire (W/m²).

FF:facteur de forme

I : courant fourni par la cellule

IPV: photon-courant de la cellule proportionnel à l'éclairement (G)

I₀: courant de saturation inverse de la diode.

 V_T : potentielle thermodynamique.

k:la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} Joules/Kelvin).

T :la température de la cellule en Kelvin.

- q : la charge d'un électron = 1.6×10^{-19} C.
- *a* : le facteur d'idéalité de la jonction.
- *V*:la tension aux bornes de la cellule.
- R_p : La résistance modélisant les courants de fuites de la jonction
- N_s : nombre des cellules connecte en séries
- $I_{PV,STC}$ (A) : le courant générer par la lumière au STC.
- K_I : le coefficient du courant du court-circuit, normalement fourni par le fabricant.
- $K_{V:}$ le coefficient de tension en circuit ouvert, normalement fourni par le fabricant.

 ΔT = T-T_{STC} (en Kelvin, T_{STC} = 25 ° C)

- G: L'éclairement.
- G_{STC} : (1000 W/m2) : est l'éclairement au STC.
- STC :les conditions standards .
- UDTS 50 : Type de panneaux photovoltaïques
- MP 160 : traceur
- CM 11 Kipp : type de pyranomètre
- URERMS : unité de recherche en énergies renouvelable en milieu saharien.



L'énergie est la source de la vie, pour cela l'homme essayait depuis son existence d'exploiter les différents types d'énergie.

La révolution économique qui accompagne la découverte du pétrole, le monde a su que l'or noir finira à la fin, donc la solution est une énergie renouvelable non polluée comme le soleil, et après des recherches successives arrive à la technique des panneaux photovoltaïques qui ont le pouvoir de transformer l'énergie de soleil à une énergie électrique [1].

Les applications de l'énergie solaire d'origine photovoltaïque (PV) se sont multipliées de manière vertigineuse. L'approche volontariste des premières années a fait place, depuis, à une démarche plus rigoureuse introduisant de nouveaux concepts, de nouvelles technologies propres favorables à la protection de l'environnement [2].

Les chercheurs visent à améliorer le rendement des cellules photovoltaïques et à abaisser leur coût de production afin d'étendre leurs applications au-delà des spécificités liées à l'isolement des sites, le domaine spatial et de les rendre compétitives par rapport aux sources traditionnelles d'énergie. C'est dans ce contexte que la filière photovoltaïque d'utilisation de l'énergie solaire constitue une réponse envisageable à la problématique énergétique [3].

Parallèlement à la fabrication des cellules solaires, les expériences de ces dernières années ont montré que la mise au point d'une encapsulation économique constitue une activité scientifique très importante car la sous estimation de certaines contraintes climatiques entraîne une rupture mécanique d'interconnexions des cellules solaires, la dégradation des propriétés physicochimiques du polymère et par conséquent une perte considérable de la puissance produite par le module photovoltaïque [4].

Malgré cette progression du marché du photovoltaïque, L'expérience a montré qu'après une longue exposition en milieu naturel certains modules PV présentent une dégradation des cellules solaires et des matériaux polymériques, servant de protection des cellules solaires dans le module PV, induisant ainsi la dégradation des performances électriques du module photovoltaïque [5].

L'objectif de ce mémoire est L'objectif principal de ce travail est d'analyser et évaluer la dégradation des modules photovoltaïque silicium monocristallin (UDTS 50 W) au milieu saharien :une étude de cas URERMS Adrar

Le travail présent dans ce manuscrit est organisé comme suit :

- Le premier chapitre : Généralités sur La filière photovoltaïque
- Le deuxième chapitre : Evaluation de la dégradation des PV modules sous l'environnement Saharien

1

CHAPITRE 1 Généralités sur La filière photovoltaïque

1.1 Introduction:

Ce chapitre introductif du manuscrit est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque. Il rassemble les notions de base sur l'énergie solaire, ainsi que la modélisation et simulation des générateurs photovoltaïques sous l'environnement Matlab.

1.2 Bref historique sur l'énergie solaire photovoltaïque :

Le mot photovoltaïque provient de la grecque « photo » qui signifie lumière et de « volta » qui provient directement du nom du célèbre physicien Alessandro Volta qui a contribué à la découverte de l'électricité. Le photovoltaïque est la transformation d'une partie de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Depuis plus de demi-siècle, le concept du photovoltaïque est en plein essor grâce à l'emploi de nouveaux matériaux [6].

Le photovoltaïque a évolué selon les dates suivantes [7]:

1839 : Le français Alexandre Edmond Becquerel (1820/1891) découvre l'effet photoélectrique. Avec son père Antoine César Becquerel (1788/1878), ils présentent devant l'Académie des Sciences l'effet photoélectrique expérimenté avec des électrodes de platine et de cuivre plongées dans une solution électrolytique acide.

1873: Willoughby Smith (1828/1891), ingénieur électricien anglais, découvre avec son assistant J. May les propriétés photosensibles du sélénium.

1875 : Ernst Werner Von Siemens (1816/1892), ingénieur et industriel allemand, expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.

1877: William Grylls Adams (1836/1915), professeur anglais, met en évidence l'effet photovoltaïque du sélénium.

1885 : Ernst Werner Von Siemens précise que la conductivité du sélénium est proportionnelle

à la racine carrée de l'intensité de la lumière et imagine les possibilités de captage de l'énergie

solaire.

1887 : Heinrich Rudolf Hertz (1857/1894), physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé "Sur un effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques".

3

1902 : Philippe Lenard (1862/1947), physicien allemand, fait une série d'observations sur l'énergie cinétique des électrons et détermine que le seuil de l'effet photoélectrique dépend de la fréquence de la lumière incidente

1905 : Albert Einstein (1879/1955), physicien allemand, publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". En 1921, il reçoit le prix Nobel de physique pour son apport à la physique théorique et particulièrement son explication de l'effet photoélectrique.

1916 : Robert Andrews Millikan (1868/1953), physicien américain, confirme expérimentalement les travaux d'Einstein.

1939 : Russel Ohl (1898/1987), ingénieur américain, découvre la jonction p-n et ses travaux le conduisent à développer la première cellule solaire en silicium.

1954 : La première photopile a été développée aux États-Unis par les chercheurs des laboratoires Bell (D.M. Chapin, C.S. Fuller, et G. L. Pearson), qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Leur cellule solaire a un rendement de conversion de 6 %. Cette découverte constitue pour l'industrie spatiale naissante une solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites.

1958 : Une cellule avec un rendement de conversion de 9 % est mise au point. Les premiers

satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1.3 Energie du soleil

1.3.1 Le soleil:

Le soleil est un globe de diamètre 1,4.10⁶ Km, soit environ 109 diamètre terrestre. Sa surface incandescente, la photosphère, n'est pas uniforme elle présente des fluctuations, les grains de riz, des tâches noires, irrégulières dans leur formes et leurs dispositions ; (elles ne sont noires que par contraste avec le fond, leur luminosité étant environ 30% de celle de la photosphère). Il y a aussi des taches brillantes ou facules.

Le soleil, comme une masse fluide, tourne plus rapidement à l'équateur qu'aux pôles ; sa durée de rotation réelle varie de 25 à 30 jours ; par suite du mouvement de la terre, ces durées de rotation paraissent être de 27 et 32 jours.

4

Le soleil est entouré d'une sorte d'atmosphère dont la densité diminue à mesure que la distance au soleil augmente, ce sont la photosphère, la couronne et le vent solaire, jet de Particules qui s'étend jusqu'aux confins l'atmosphère terrestre [6].

1.3.2 Rayonnements solaires

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes [6](voir la figure 1.1) :

Global=direct+ diffus+ Albédo

(1)

A. Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs

B. Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques.

C. Le rayonnement Albédo

L'albédo est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.



Figure 1.1 Composantes du rayonnement solaire: extraterrestre

1.3.3 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ [1]:

$$E = h.\nu = h.\frac{c}{\lambda}$$
(2)

où h est la constante de Planck, v la fréquence, c la vitesse de la lumière.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites. Sa distribution en énergie est répartie en :

- ultraviolet (UV) : 0.20 < λ < 0.38 mm
- visible : $0.38 < \lambda < 0.78$ mm
- infrarouge (IR) : $0.78 < \lambda < 10$ mm

1.4 Le générateur photovoltaïque:

1.4.1 Principe

Une cellule solaire est un composant électronique qui convertie la lumière du soleil en électricité par l'effet photovoltaïque, sans nécessiter ni pièces mobiles, ni production de chaleur et sans entraîner de pollution atmosphérique. La tension générée peut varie entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule. L'élément de base du générateur photovoltaïque est la cellule solaire seule et non pas le module ou le panneau (Figure 1.2) [8].



Figure 1.2 Association des cellules solaires photovoltaïques

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connections des bornes positive et négative de la cellule La structure de base est présentée sur la figure 1.3.



Figure 1.3 La structure de base de fonctionnement d'une cellule PV

1.4.2 Matériaux utilisés dans la fabrication des cellules photovoltaïques :

Aujourd'hui, plus de 99 % des équipements photovoltaïques utilisent le silicium comme matériau Ce dernier se présente sous différentes formes de base. (Figure 1.4), les plus répandues étant le silicium monocristallin, le silicium multi-cristallin et le silicium amorphe [8].



Figure 1.4 Répartition des matériaux pour la conversion PV 1.4.2.1 Silicium monocristallin (m-c-Si)

sur le marché mondial

Ce matériau est constitué d'un seul cristal, sa couleur est unie, grise. Il est obtenu par croissance ou étirage d'un lingot cylindrique à partir d'un monocristal « souche » selon le procédé Czochralski ou CZ. Les cellules finales ont un des meilleurs rendements, autour

de 15%, la contrepartie est une plus grande dépense énergétique pour sa mise en forme. silicium monocristallin (Figure 1.5) [8].

1.4.2.2 Silicium multi-cristallin (poly-c-Si)

Ce matériau de couleur grise est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de

Silicium, d'orientation et de tailles différentes. Il est obtenu par coulage en lingotière dans laquelle s'opère un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures. Sa mise au point est moins énergivore, et le rendement final des cellules est d'environ 12% (Figure 1.5) [8].





Monocristallin

Multicristallin

Figure 1.5 : Photos de cellules monocristalline et multi cristalline

1.4.2.3 Silicium amorphes:

On trouve également le silicium dans une forme amorphe (non cristallin), c'est-à-dire avec une structure atomique désordonnée. Sous cette forme, il possède un coefficient d'absorption de la lumière environ mille fois supérieur au silicium cristallin. Une couche de 0.3 mm est donc suffisante pour absorber l'essentiel du spectre visible. Avec ce type de matériau peu coûteux, par rapport aux autres formes de silicium, on a de faibles rendements (5 à 6 %) et des problèmes de stabilité apparaissent rapidement quand on l'expose au soleil et aux intempéries (quelques centaines d'heures). Cependant, des améliorations ont été effectuées à partir de travaux en laboratoire : on obtient de meilleurs résultats en stabilisant le silicium, en empilant des couches insérées entre deux feuilles de verre. La durée de vie est ainsi augmentée comme le rendement qui peut grimper jusqu'à 11 % (Figure 1.6) [8].



Figure 1.6 : Photo de cellule Silicium amorphe.

1.4.2.4 Silicium à couche mince :

La technologie à couche mince désigne un type de cellules obtenues par diffusion d'une couche mince de silicium amorphe sur un substrat de verre. Le rendement de ces cellules a stagné il y a long temps autour de 17 % en laboratoire. Mais des progrès continuent avec le matériau semi-conducteur arséniure de gallium, diséléniure de cuivre et d'indium (CIS). Ainsi, très récemment, une valeur de rendement de 18,8 % record pour le domaine des couches minces, a été atteinte en laboratoire pour une cellule de petite dimension [8].

1.4.2.5 matériaux organiques:

La recherche et développement de cellules solaires à base de matériaux organiques ou des polymères est motivée par les avantages que présentent ces matériaux faible coût, matière première illimitée, facilité de mise en œuvre, technologies basse température, grandes surfaces, dispositifs souples. Il existe aujourd'hui des cellules photovoltaïques organiques dont le rendement de conversion dépasse la barre des 3.6 % D'autres structures reposant sur la technologie dite de Gratzel, qui consiste en une jonction entre un polymère organique et un électrolyte liquide, sont en train de se développer pour augmenter davantage le rendement de cette technologie (Figure 1.7) [8].



Figure 1.7 : Photo de cellule organique

1.5 La constitution d'un module photovoltaïque

Un module est constitué des éléments suivants [9] (Figure 1.8):

- Câblage des cellules photovoltaïques : les cellules sont connectées entre elles par un fins ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+)
- Les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA: Ethylène Acétate de Vinyle),
- Le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation
- Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière,
- La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR,



Figure 1.8 : La constitution d'un module photovoltaïque

1.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) est présentées à la figure 1.9 suivante [1]:



Figure 1.9 : Les caractéristiques I-V et P-V

Sur cette figure nous constatons quelques paramètres qui caractérisent une cellule photovoltaïque comme suit :

- I_{cc} : Courant de court-circuit ($V_{PV}=0V$).
- V_{co} : Tension de circuit ouvert ($I_{PV}=0A$).
- I_{mpp} : Courant de fonctionnement à puissance maximale.
- V_{mpp}: Tension de fonctionnement à puissance maximale.
- P_{mpp} : Puissance maximal.

1.6.1 Rendement

Le rendement (η) d'une cellule photovoltaïque est définit comme le rapport entre la puissance maximale et de la puissance lumineuse reçue par la cellule [6].

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{AG} \tag{3}$$

A : Surface de la cellule (m^2) .

G : Eclairement (irradiance) solaire (W/m²).

1.6.2 Facteur de forme

Le facteur de forme (FF) est comme rapport entre la puissance maximum et le produit de la tension de circuit ouvert et courant de court-circuit [6].

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{co}I_{cc}} \tag{4}$$

1.6.3 Les conditions standards

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus [6].

- Eclairement solaire 1000 W/m²
- Température 25 °C
- Spectre solaire AM1.5

1.7 Association de cellules

La puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 W_c sous une tension de 0.5V. Les modules photovoltaïques sont réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires. Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même

courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule (voir la figure 1.10) [10].



Figure 1.10 : Association de cellules en série

L'association en parallèle est nécessaire pour augmentation de courant de sortie. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle (n_p), les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par somme des courants (voir figure 1.11) [10].



Figure 1.11 : Association de cellules en série parallèle

1.8 Modélisation des modules photovoltaïques

1.8.1 Modèle idéal

Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire se compose d'une diode et d'une source de courant montés en parallèle (Figure 1.12). La source du courant produit le photon courant I_{PV} qui est directement proportionnel à l'éclairement solaire G [6,11].



Figure 1.12 : Circuit équivalent d'une cellule PV (Model idéal)

L'équation courant tension I-V du circuit équivalent est donné comme suit:

$$I = I_{PV} - I_D, I_D = I_0 \left[\exp(\frac{V}{aV_T}) - 1 \right], V_T = \frac{k.T}{q}$$
(5)

I : courant fourni par la cellule

I_{PV}: photon-courant de la cellule proportionnel à l'éclairement (G)

Donc l'équation du courant délivré par une cellule photovoltaïque est décrite comme suit :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp(\frac{V}{aV_T}) - 1 \right]$$
(6)

I₀: courant de saturation inverse de la diode.

 V_{T} : potentielle thermodynamique.

k:la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} Joules/Kelvin).

T : la température de la cellule en Kelvin.

q : la charge d'un électron = 1.6×10^{-19} C.

a : le facteur d'idéalité de la jonction.

V:la tension aux bornes de la cellule

1.8.2 Modèle idéal avec pertes Ohmiques

Ce modèle tient compte de la résistivité du matériau et des pertes ohmiques dues aux niveaux des contacts, ce qui permet une meilleure représentation du comportement électrique de la cellule par rapport au modèle idéal. Ces partes sont représentées par une résistance série R_s dans le circuit équivalent représenté ci-dessous (Figure 1.13) [12-14].



Figure 1.13 : Circuit équivalent d'une cellule PV (R_s-model)

1.8.3 Modèle à une diode

Ce modèle est désigné aussi par R_p-Model. Ce model tient compte non seulement des pertes en

tension exprimée par la résistance série R_s mais aussi des fuites de courants exprimées par une résistance parallèle R_p (voir Figure 1.14) [15,16].

C'est le modèle sur lequel s'appuient les constructeurs en donnant les caractéristiques techniques de leurs cellules solaires (data sheet).il est aussi considéré satisfaisant et même une référence pour les constructeurs pour cataloguer typiquement les modules solaires.



Figure 1.14 : Circuit équivalent d'une cellule PV(Modèle 1-D)

L'équation du courant délivré par la cellule photovoltaïque est décrite comme suit :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp(\frac{V}{aV_T}) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}, V_T = N_s \frac{k.T}{q}$$
(7)

R_p: La résistance modélisant les courants de fuites de la jonction

N_s : nombre des cellules connecte en séries

1.9 Modélisation et simulation des PV modules sous Matlab-Simulink

Cette partie de chapitre est consacré à modélisation et simulation des modules photovoltaïques, ainsi que les champs qui se composent des modules connectés en série/parallèle sous l'environnement Matlab-Simulink.

Les simulations des caractéristiques I-V et P-V sous les conditions standards et les différents niveaux d'irradiation et température est basé sur les équations suivantes [17, 18].

$$I_{PV} = (I_{PV,STC} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_{STC}}$$
(8)

$$I_0 = \frac{I_{sc,STC} + K_I \Delta T}{\exp(\frac{V_{oc,STC} + K_V \Delta T}{aV_T}) - 1}$$
(9)

*I*_{PV,STC} (A) : le courant générer par la lumière au STC.

K_i: le coefficient du courant du court-circuit, normalement fourni par le fabricant.

 $K_{V:}$ le coefficient de tension en circuit ouvert, normalement fourni par le fabricant.

$$\Delta T$$
 = T-T_{STC} (en Kelvin, T_{STC} = 25 ° C)

G: L'éclairement.

 G_{STC} : (1000 W/m2) : est l'éclairement au STC.

1.9.1 Détermination des paramètres inconnus

Les paramètres à déterminer sont les suivants:

Modèle 1-D (05 paramètres inconnus :(I_{pv} , I₀ , a , R_s, R_p)

Les résistances R_s et R_p sont calculées en utilisant l'algorithme itérative propose dans la référence. Les étapes de cet algorithme sont présentées dans l'organigramme suivant (Figure 1.15).

L'expression de R_p peuvent est donnée par [17, 18] :

$$R_{p} = \frac{V_{mp,STC} + I_{mp,STC}R_{s}}{I_{PV} - I_{0} \left[\exp\left(\frac{V_{mp,STC} + I_{mp,STC}R_{s}}{aV_{T}}\right) - \frac{1}{15} \right] - \frac{p_{\max,E}}{V_{mp,STC}}$$
(10)

Les conditions initiales des R_s et R_P sont données par :

$$R_{s,\min} = 0, R_{p,\min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,STC} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,STC} - V_{mp}}{I_{mp}}$$
(11)
$$I_{PV,STC} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{sc,STC}$$
(12)

En utilisant les équations décrites précédemment, tous les quatre paramètres de ce modèle peuvent être facilement calculés, à savoir le I_{PV} , I_0 , R_p et R_s . De ce fait, seulement R_p et R_s doivent être déterminés par itération. I_{PV} et I_0 sont obtenus analytiquement.



Figure 1.15 : Algorithme de calcule

Les Figures 1.16 et 1.17, ainsi que le tableau 1.1 donnent les résultats d'ajustement du module UDTS 50







Figures 1.17 : Courbe ajustement P-V

Paramètres	UDTS 50
I _{sc} (A)	3.18
V _{oc} (V)	21.6
I _{mp} (A)	2.9
V _{mp} (V)	17.5
I _{pv} (A)	3.184
I ₀ (A)	5.021 x 10 ⁻⁸
Α	1.3
$\mathbf{R}_{p}\left(\Omega ight)$	198.1
$R_{s}(\Omega)$	0.25
N _s	36

Tableau 1.1 Paramètres de modèle à une seule diode

Les Figures suivantes (1.18, 1.19) illustrent la simulation des caractéristiques (I-V et P-V) sous les conditions standards (STC) après l'extraction des paramètres en utilisant l'algorithme précédant.



Figures 18 : Courbe P-V sous STC

L			
		a de la constante de la consta	

Figures 19 : Courbe I-V sous STC

1.9.2 Le simulateur photovoltaïque

Le simulateur photovoltaïque est un dispositif sous Matlab/Simulink qui permette la simulation des modules photovoltaïques sous les différentes conditions climatiques, ainsi que les connexions avec les convertisseurs et les charges électriques [19]. La fenêtre principale et le squelette détaillé du simulateur sont présentés sur les Figures 20 et 21.



Figure 20 :La fenêtre principale de simulateur

Discrete, Ts = 0.0001 s.



Figure 21 : Squelette détaillé

1.9.2.1 Simulation d'un champ photovoltaïque

Les résultats de la simulation des caractéristiques (I-V, P-V) d'un champ photovoltaïque composé par N_{ss} =5 et N_{pp} =5 basant sur l'équation du modèle à une seule diode d'un champ sont présentés sur les Figure 22, 23.

$$I = I_{ph}N_{pp} - I_0N_{pp}(\exp(\frac{V + IR_s(\frac{N_{ss}}{N_{pp}})}{aV_TN_{ss}}) - 1) - \frac{V + IR_s(\frac{N_{ss}}{N_{pp}})}{R_p(\frac{N_{ss}}{N_{pp}})}$$
(13)



Figure 22 : I-V courbe (N_{ss}=5 et N_{pp}=5)



Figure 23 : P-V courbe (N_{ss}=5 et N_{pp}=5)

1.10 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de synthétiser les notions de base sur le rayonnement solaire, l'effet photovoltaïque, les cellules solaires conventionnelles et la technologie de leurs élaborations. Plus loin, permis aussi de simuler les caractéristique I-V et P-V sous les conditions standard (1000 W/m², 25° C) qui est nécessaire dans le chapitre suivant pour l'évaluation de la dégradation électrique des PV modules.

CHAPITRE 2

Evaluation de la dégradation des PV modules sous environnement Saharien

2.1 Introduction:

Ce chapitre est consacré à l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques sous l'environnement Saharien basant sur trois méthodes, l'un est l'inspection visuelle et l'autre caractérisation (I-V et P-V) ainsi que le calcul des taux des dégradations.

2.2 Lieu physique

2.2.1 Présentation

Les études de cette mémoire sont réalisées au sein de l'unité de recherche en énergies renouvelables en milieu saharien à Adrar. Cet organisme est une structure de recherche, créé par Arrêté n° 76 du 22 mai 2004 au sein de l'EPST Centre de Développement des Energies Renouvelables de Bouzaréah. L'Unité a joué un rôle de premier plan en ce qui concerne l'installation d'équipements solaires dans la région d'Adrar. En outre, bien que l'infrastructure adéquate et les moyens requis faisaient défaut, l'Unité s'est intégrée parfaitement dans son environnement saharien et a fait de la wilaya d'Adrar l'une des wilayas les mieux pourvues en installations solaires. Les activités de recherche scientifique et de développement technologique menées à l'URERMS s'inscrivent dans le cadre du programme national de recherche en énergies renouvelables, considéré par les pouvoirs publics comme prioritaire et mobilisateur. La vocation essentielle de l'Unité est la recherche scientifique appliquée et le développement technologique. Elle est chargée d'entreprendre des activités de recherche et d'expérimentation pour la promotion et le développement des énergies renouvelables dans les régions sahariennes. Il s'agit de :

- Collecter, exploiter, traiter et analyser l'ensemble des données nécessaires à une évaluation précise des gisements solaire, éolien et de biomasse dans les régions sahariennes,
- Effectuer des travaux scientifiques et technologiques sur la conception et le développement des dispositifs et équipements de conditionnement d'énergie solaire et de biomasse,
- Procéder à des études relatives à la qualification des sites d'installation des systèmes d'énergie solaire et éolienne,
- Entreprendre des travaux d'essai, d'observation, d'expérimentation, d'exploration, de mesure, de fiabilité et d'endurance des équipements d'énergie solaire et éolienne,
- Entreprendre des travaux de production et de valorisation de la biomasse à des fins énergétiques, environnementales et agronomiques.

2.2.2 Contexte géographique et climatique

La wila	ya d'Adrar	situé a	u sud-ouest	de l'Algérie,	caractérisée	par un	climat	désertique	sec et	t chaud
[20-23]	. Le détail	de ces i	nformations	est donné da	ns la Figure 2	.1 et Ta	bleau 2	.1, 2.2 ci-de	essous	

Mois	H (kWh/m²)	T _{min} (°C)	T _{max} (°C)	RH (%)	Ws (m/s)
Janvier	4.36	8.12	22.67	38	2.8
Février	5.49	10.91	26.06	26	2.9
Mars	6.64	12.93	27.98	21	3.2
Avril	7.73	17.92	32.72	14	3.6
Mai	7.8	23.88	39.76	12	3.4
Juin	8.1	27.07	42.42	11	3.1
Juillet	7.48	32.83	47.39	8	3
Aout	6.96	31.26	45.86	13	3.3
Septembre	6.16	29.22	43.93	15	3.4
Octobre	5.48	22.11	37.15	18	3
Novembre	4.23	14.59	27.28	35	2.8
Décembre	4.26	6.94	20.68	43	2.8
Moyenne mensuelle	6.22	19.81	34.49	21.16	3.1

Tableau 2.1 les paramètres climatiques d'Adrar (2014)



Figure 2.1 location géographique d'Adrar

Surface	424 948 km²
Latitude	27.88°N
Longitude	-0.27°E
Altitude	262 m

Tableau 2.2 coordonnées géographiques

2.3 Description de la plate-forme expérimentale pour le test du module PV

La plate-forme expérimentale (voir la figure 2.2) utilisée pour tester la performance et la dégradation des modules photovoltaïques installés dans le champ URERMS se compose des outils suivants :

- Ordinateur
- Traceur I-V (MP-160)

- Capteurs d'irradiation et de température
- Modules photovoltaïques



Figure 2.2 La plate-forme expérimentale

2.3.1 Ordinateur

Les informations de base sur la station informatique sont présentées dans le tableau 2.3

Edition de Windows	System	
Microsoft Windows XP	Processeur	Intel [®] Pentium [®] Dual CPU
Professional (5.1)		E2220 @ 2.4 GHz
	RAM	2 GB
	Disque dur	160 GB
	Type system	32-bit

Tableau 2.3	Les informations	de base de	l'ordinateur
-------------	------------------	------------	--------------

^{2.3.2} Traceur I-V (MP-160 tracer)

L'évaluation de la performance et la dégradation des module est effectuée dans ce travail à l'aide du logiciel et du matériel de cet instrument (traceur MP-160), il est utilisé pour la mesure du champ des courbes caractéristiques I-V et des principaux paramètres caractéristiques d'une cellule solaire individuelle, d'un module ou d'un champ. L'instrument mesure simultanément la tension et le courant, ainsi que l'irradiation et la température solaires incidentes à l'aide d'un pyranomètre et d'un thermocouple. Les données acquises sont ensuite traitées et traduites aux conditions d'essai standard (STC) afin de procéder à la comparaison avec les données nominales (Valeurs de référence des paramètres de performance sous les conditions STC) déclarées par le fabricant de modules photovoltaïques (Figure 2.3). Les principales spécifications techniques du traceur I-V (MP-160) sont présentées dans le tableau 2.4 [24].

Caractéristiques	Détails
Méthode de mesure	Charge électronique
Tension	300 V (Max 320 V)
Courant	10 A (Max 11A)
Puissance	300 W (Max 360 W)
Tempérante	T-type ou K-Type thermocouple
Irradiation	Pyranomètre (30 mV)
Alimentation	AC 100-240 V, 50/60 Hz
conditions de fonctionnement	Humidité 0–90% et environnement sec

Tableau 2.4 spécifications techniques du traceur I-V (MP-160 tracer)



Figure 2.3 Image des données acquises par le traceur (MP 160)

2.3.3 Capteurs de rayonnement et de température

Les capteurs d'irradiation et de température sont utilisés par l'instrument de traçage MP 160 IV pour la caractérisation des modules testés dans des conditions de fonctionnement réelles (extérieures) et des conditions d'essai standard (STC). Le capteur d'irradiance est placé avec la même inclinaison du module PV (voir Figure 2.2), mais le capteur de température est monté en dessous (face arrière) du module PV (voir Figure 2.4).



Figure 2.4 Le capteur de température (Thermocouple) sur la face arrière du module

Le pyranomètre CM 11 Kipp & Zonen et le thermocouple Type-T ont été utilisés dans nos tests expérimentaux. Lorsque les principales caractéristiques techniques de l'éclairement et de la température des capteurs sont indiquées respectivement dans le tableau 2.5, tableau 2.6.

Spécifications	CM 11
Ray Max (W/m²)	4000
Temps de réponse à 95 % (s)	12
Sensibilité (μ V/W/m ²)	4-6
Précision (%)	± 3
Long. Onde (nm)	305-2800
Température (°C)	-40 to +80
Coefficient de calibrage (μ V/W/ m ²)	4.46

Tableau 2.5 Caractéristiques techniques du pyranomètre

Spécifications	Туре-Т
Plage (°C)	-250 to 400
Précision (°C)	1

Tableau 2.6 Caractéristiques du capteur de température thermocouple Type-T

2.3.4 Les modules photovoltaïques

Le tableau 2.7 et 2.8 donnent les principales spécifications électriques, physiques et constructives des modules (UDTS 50) pour le test de la dégradation.

Paramètres	UDTS 50
Dimensions (m ²)	0.385
Nombre de cellules en série	36
Puissance maximum P _{max} (W)	50
Courant maximum I _{max} (A)	2.9
Tension maximum V _{max} (V)	17.5
Tension circuit ouvert V _{oc} (V)	21.6
Courant court-circuit I_{sc} (A)	3.18
Technologie	Silicium monocristallin

Tableau 2.7 Spécifications électriques

Paramètres	UDTS 50
Encapsulant	EVA (ethylene viny1 acetate)
Nombre du bypass diode	2
Face avant	Verre trempé
Face arrière	Multi-couches Tedlar
Boîte de connexion	Deux boîtes de jonction (une pour chaque polarité)
Cadre	Aluminium

Tableau 2.8 Spécifications physiques et constructives

2.4 Evaluation de la dégradation des PV modules sous l'environnement Saharien

2.4.1 Méthode de détection et évaluation

Il existe plusieurs méthodes pour la détection et évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques. On concentre dans cette mémoire sur les méthodes utilisées tel que [25-27]:

- Inspection visuelle
- Mesure caractéristique I-V normalisée sous les conditions STC.
- Calcul analytique des taux de dégradation

2.4.1.1 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première étape pour évaluer les modes de dégradation des modules photovoltaïques, qui fait partie des normes CEI 61215 et CEI 61646, cette approche permet de détecter et d'identifier les défauts visibles comme la décoloration, la délamination ou la bulle, le verre cassé, la corrosion des contacts métalliques, des fissures dans les cellules, des interconnexions ou des pannes de boîtes de jonction, des défauts de liaison et des points chauds [28,29].

2.4.1.2 Mesure caractéristique I-V normalisée sous les conditions STC

L'évaluation de la dégradation nécessite la translation des mesures extérieures (outdoor) à la condition standard (STC) selon la norme de la Commission électrotechnique internationale (CEI 60891) pour comparer avec les données de référence (données nominales) fournies par le fabricant des panneaux photovoltaïques [30]. Dans ce travail, l'acquisition de la mesure et la traduction à l'état de test standard de chaque module PV ont été assurées par l'instrument EKO (traceur MP-160 I-V).

2.4.1.3 Calcul analytique des taux de dégradation

L'estimation de la dégradation de chaque module testé a été calculée en fonction du taux de dégradation (R_D) et du taux de dégradation annuel (R_{DA}) pour les paramètres de performance comme le courant court-circuit (I_{sc}), la tension de circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF) ont été calculés analytiquement par les expressions suivantes [31-36] :

$$R_D(Y)(\%) = (1 - \frac{Y}{Y_0}) X100$$
(2.1)

$$R_{DA}(Y)(\%) = \frac{R_D(Y)}{AT}$$
(2.2)

Où Y = $[P_{max}, I_{sc}, V_{oc}, FF]$ après dégradation et Y = $[P_{max0}, I_{sc0}, V_{oc0}, FF_0]$ représentent les valeurs de référence (fiche technique) des paramètres fournis par les données du fabricant aux conditions standard (STC), ΔT (années) est la durée d'exposition dans les conditions réelles.

2.4.2 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [37]. La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties du module photovoltaïques. 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. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques en Silicium cristallin selon littératures sont présentés dans le tableau 2.9 [38].

Principaux modes de dégradation
Interconnexions cassées
Cellules cassées
Corrosion
Délamination de l'encapsulant
Décoloration de l'encapsulant
Vitrage cassé
Points chauds
Défaillance de la diode bypass
Cassure des rubans d'interconnexion



2.4.2.1 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 [38,39].

2.4.2.2 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 [38, 40].

2.4.2.3 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 [38,41,42].

2.4.2.4 Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules photovoltaïques IIs surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [38,43].

2.4.2.5 Les points chauds

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 » [38,44].

2.5 Les résultats d'inspection visuelle

L'observation visuelle a été menée dans l'Unité de recherche sur les énergies renouvelables dans le milieu saharien en jours clairs en utilisant une caméra photographique haute résolution afin de recueillir des données utiles concernant les modes de dégradation existant dans le domaine extérieur. Le tableau 2.10 présente les défauts les plus importants résultant de l'observation visuelle de 62 modules UDTS 50 [45].

34

Modes de dégradation	Module affecté	Pourcentage (%)
Décoloration (EVA)	62	100
Délamination	4	6.46
Corrosion	21	50
Bris de verre	1	1.61
Cellule Fissuré	2	3.22

Tableau 2.10 Les résultats d'inspection visuelle

Les figures 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9 présentent des exemples des modes de dégradation citées dans tableau précédent [45].



Figure 2.5 Cellule Fissuré



Figure 2.6 Décoloration (EVA)



Figure 2.7 Verre Brisé



Figure 2.8 Délamination



Figure 2.9 Corrosion (busbar)

Sur la base de l'analyse de l'inspection visuelle, les points suivants ont été dessinés: la décoloration EVA affecte tous les modules testés (62 modules) suivis respectivement des défauts de corrosion. Les autres défauts tels que la délamination, le verre brisé, les fissures des cellules sont également observés dans le champ (URERMS) avec un faible pourcentage (voir tableau 2.10).

2.6 Résultats de mesure des caractéristiques (I-V et P-V)

Trois modules (A, B et C) ont été caractérisés sur le terrain extérieur d'URERMS Adrar. La figure 2.10 présente la photographie des modules testés (A, B et C). Les paramètres de performance du module

de référence (paramètres nominaux déclarés par le fabricant) et les modules testés à STC (après la mesure et la translation) sont fournis dans le tableau 2.11[45].



Figure 2.10 Modules testés: module A (gauche), module B (milieu), module C (droite)

Paramètres	Module de référence	Module C	Module B	Module A
P _{max} (W)	49.4	2.72	19.42	24.7
I _{sc} (A)	3.18	1.05	2.18	2.34
V _{oc} (V)	21.6	5.63	5.63	18.6
FF (%)	72	46.2	48.2	56.7

Tableau 2.11 Module de référence et les modules testés (A, B et C) sous STC

Les résultats des caractéristiques I-V et P-V des modules (A, B et C) dégradé sous les conditions STC comparée aux caractéristiques nominales (module de référence) ont été présentés aux figures 2.11et 2.12 [45].



Figure 2.11 I-V courbe



Figure 2.12 P-V courbe

La dégradation des caractéristiques (I-V, P-V) dans les modules A, B et C (les Figures 2.11 et 2.12) et les paramètres de performance (Tableau 2.11) en raison d'une décoloration EVA de défaut commun qui touche les modules (A, B et C) et d'autres défauts visibles tels que verre brisés dans le module C, une cellule fissurée le module B.

2.7 Calcul analytique des taux de dégradation

L'estimation de la dégradation de chaque module (A, B et C) a été calculée en fonction des du taux de dégradation (R_D) et du taux de dégradation annuel (R_{DA}). Le tableau 2.12 fournit les résultats de calcul analytique de R_D et R_{DA}.

Module	Paramètres	R _D (%)	R _{DA} (%/année)
	P _{max} (W)	94.49	7.87
	I _{sc} (A)	66.98	5.58
	V _{oc} (V)	73.93	6.16
Module C	FF (%)	35.83	2.98
	P _{max} (W)	60.68	5.05
	I _{sc} (A)	31.44	2.62
	V _{oc} (V)	14.62	1.21
Module B	FF (%)	33.05	2.75
	P _{max} (W)	50	4.16
	I _{sc} (A)	23.58	1.96
	V _{oc} (V)	13.88	1.15
Module A	FF (%)	21.25	1.77

Tableau 2.12 Calcul analytique des taux de dégradation

La diminution de toutes les valeurs des paramètres de performance, en particulier, en puissance de sortie des modules A, B et C a comparé les valeurs nominales (R_D et R_{DA} (P_{max}): module A: 94,49%, 7,87%, module B: 60,68%, 5,05%, module C: 50%, 4,16%) en raison de la diminution de la lumière atteignant le module, conduit à la réduction du courant de court-circuit (I_{sc}): (R_D et R_{DA} module A: 66,98%, 5,58%, module B: 31,44%, 2,62%, Module C: 23,58%, 1,96%) causé par la décoloration EVA dans trois modules et autres dégradations optiques telles que le verre brisés dans le module C B, ainsi que une cellule fissurée dans le module B [46].

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques (UDTS 50) est réalisée par trois méthodes, le premier est l'inspection visuelle de 62 modules, le deuxième est Mesure caractéristique I-V normalisée sous les conditions STC, le troisième est le calcul analytique des taux de dégradation.



3. Conclusion générale

Dans ce travail, l'analyse de la dégradation et l'évaluation de 62 modules UDTS 50 ont été examinés après une exposition à long terme (plus de 12 ans) dans l'environnement saharien en utilisant l'inspection visuelle, la mesure I-V / P-V normalisée aux conditions STC et le calcul des taux de dégradation afin de Fournir une collection de données utiles sur les modes de dégradation existant dans la zone désertique , pour les chercheurs et les entreprises d'installation de systèmes photovoltaïques, cette étude prouve que la décoloration EVA est le défaut prédominant dans la région désertique d'Adrar, parmi d'autres défauts tels que la délamination, la corrosion , fissure des cellules , bris de verre.

Bibliographie

Bibliographie

[1] Tom Markvart, Luis CastaÑe. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications.Elsevier 2003;ISBN: 978-1-85617-390-2.

[2] Fernando de Llano-Paz ,AnxoCalvo-Silvosa , Susana Iglesias Antelo, Isabel Soares. The European low-carbon mix for 2030:The role of renewable energy sources in an environmentally and socially efficient approach. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015 ;48 : 49–61.

[3] Eoin P. Ahern , Paul Deane , Tobias Persson , Brian O Gallach_oir ,Jerry D. Murphy. A perspective on the potential role of renewable gas in a smart energy island system. Renewable Energy 2015 ;78, 648-656.

[4] Mani G. Tamizh Mani, Joseph Kuitche ,Research Students of ASU-PRL. Failure and Degradation Modes of PV modules in a Hot Dry Climate: Results after 12 to 26 years of field exposure; PV Module Reliability Workshop NREL, 26 Feb 2013.

[5] Joseph M. Kuitche, Rong Pan, GovindaSamyTamizh Mani. Investigation of Dominant Failure Mode(s) for Field-Aged Crystalline Silicon PV Modules Under Desert Climatic Conditions IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS 2014;4:814-826.

[6] Arno Smets, Klaus Jäger, MiroZeman, Olindo Isabella, René van Swaaij. Solar Energy:Fundamentals, Technology and Systems. UIT Cambridge Ltd, ISBN 13: 9781906860325, 2016.

[7] Djicknoum DIOUF.Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière. Thèse de doctorat université Paris-Sud 11 2010.

MOUHADJER Samir.Contribution l'optimisation du rendement [8] à des générateursphotovoltaïques et éoliens par l'intégration des systèmes électroniques d'adaptation à commande MPPT. Thèse de doctorat université Tlemcen 2013.

[9] AbabacarNdiaye ,AbdérafiCharki, AbdessamadKobi , Cheikh M.F. Kébé,Pape A. Ndiaye, Vincent Sambou. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. Solar Energy 2013; 96: 140–151.

[10] Amara Karima . Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1 MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension. Mémoire de magister université de TIZI Ouzou 2014.

43

[11] Tao Ma ,Hongxing Yang, Lin Lu. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2014; 36 :304–315.

[12] Yousef Mahmoud , W. Xiao , H. H. Zeineldin. A Simple Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on SustainableEnergy 2012 ; 3(1): 185 - 186.

[13]R. Khezzar , M. Zereg , A. Khezzar. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules. SolarEnergy 2014;110: 452–462.

[14]Rekioua, Djamila, Matagne, Ernest. Optimization of Photovoltaic Power Systems :Modelization, Simulation and Control. Springer-Verlag London 2012; ISBN 978-1-4471-2403-0.

[15]SamkelisoShongwe, MoinHanif. Comparative Analysis of Different Single-Diode PV .IEEE Journal of Photovoltaics 2015; 5(3) : 938 – 946.

[16]Valerio LoBrano, Aldo Orioli, GiuseppinaCiulla. On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. Solar Energy Materials and

Solar Cells.2012; 105: 27–39.

[17] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. R. Filho. Approach to Modeling and simulation of Photovoltaic Arrays. IEEE Transactions on Power Electronic 2009;24(5),1189-1208

[18] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. R. Filho.ModelingAnd Circuit-Based Simulation Of Photovoltaic Arrays. Brazilian Journal of Power Electronics2009;14(1).35-45.

[19] BouraiouAhmed ,Hamouda, Messaoud ,ChakerAbdelkader, Sadok Mohammed, Mostefaoui Mohammed, Lachtar, Salah. Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array Based on One and Two Diode Model Using Matlab/Simulink. Energy Procedia 2015,74 : 864-877.

[20] MoussaZerrouki ,NoureddineSettou, YacineMarif , Mohmed Mustapha Belhadj. Simulation study of a capillary film solar still coupled with a conventional solar still in south Algeria. Energy Conversion and Management 2014 ;85 :112-119.

[21] Boukar M, Harmim A. Performance evaluation of a one-sided vertical solar still tested in the Desert of Algeria. Desalination 2005;183:113–26.

[22] Dabou R, Bouchafaa F, Arab AH, Bouraiou A, Draou MD, Neçaibia A, et al. Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria.

[23] Benhammou M, Draoui B, Zerrouki M, Marif Y. Performance analysis of an earth-to-air heat exchanger assisted by a wind tower for passive cooling of buildings in arid and hot climate. Energy Convers Manag 2015;91:1–11.

[24] https://eko-eu.com/products/photovoltaic-evaluation-systems/i-v-tracers/mp-160-i-v-tracer.

[25]Vikrant Sharma, O.S. Sastry ,Arun Kumar, Birinchi Bora , S.S. Chandel. Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetro-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. Energy 2014 ;72 : 536-546.

[26] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, Nieves Vela, F. Chenlo. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. Solar Energy 2011;85: 2264–2274.

[27] Cl. Buerhop ,D.Schlegel , M.Niess, C.Vodermayer , R.Weißmann , C.J.Brabec. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. Solar Energy Materials & Solar Cells 2012;107: 154–164.

[28] Lorenzo E, Zilles R, Moretón R, Gómez T, Martínez De Olcoz A. Performance analysis of a 7-kW crystalline silicon generator after 17 years of operation in Madrid. ProgPhotovoltaics Res Appl 2014;22:1273–9.

[29] Davis KO, Kurtz SR, Jordan DC, Wohlgemuth JH, Sorloaica-Hickman N. Multipronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida. ProgPhotovoltaics Res Appl 2013;21:702–12.

[30]Polverini D, Tzamalis G, Müllejans H. A validation study of photovoltaic module series resistance determination under various operating conditions according to IEC 60891. Prog. PhotovoltaicsRes. Appl., vol. 20, 2012, p. 650–60. doi:10.1002/pip.1200.

[31] M. Sadok and A. Mehdaoui. Outdoor testing of photovoltaic array in the saharan region. Renewable Energy 2008;33: 2516-2524.

[32] Nabil Kahoul ,MouradHouabes, Mohammed Sadok. Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. Energy Conversion and Management 2014 ;82 : 320–326.

[33] Kahoul N, Chenni R, Cheghib H, Mekhilef S. Evaluating the reliability of crystalline silicon photovoltaic modules in harsh environment. Renew Energy 2017;109:66–72.

[34] Bandou F, Hadj Arab A, Belkaid MS, Logerais PO, Riou O, Charki A. Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment. Int J Hydrogen Energy 2015;40:13839–48.

[35] Ndiaye A, Kébé CMF, Charki A, Ndiaye PA, Sambou V, Kobi A. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. Sol Energy 2014;103:70–7.

[36] Bouraiou A, Hamouda M, Chaker A, Mostefaoui M, Lachtar S, Sadok M, et al. Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment. Energy Convers Manag 2015;106:1345–55.

[37]Lannoy, A., Procaccia, H., 2005. Evaluation et mattrise du vieillissementindustriel. Edition Lavoisier.

Bibliographie

[38] AbabacarNdiaye.Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques – Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance. Thèse de doctorat université de Dakar 2013.

[39] Carlson DE, Romero R, Willing F, Meakin D, Gonzalez L, Murphy R, et al. Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules. ProgPhotovoltaics Res Appl 2003;11:377–86.

[40] Park NC, Jeong JS, Kang BJ, Kim DH. The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module. Microelectron. Reliab., vol. 53, 2013, p. 1818–22.

[41] Klemchuk P, Ezrin M, Lavigne G, Holley W, Galica J, Agro S. Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulant in field-aged solar energy modules. PolymDegrad Stab 1997;55:347–65.

[42] Pern FJ. Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated 7 exposure. Sol Energy Mater Sol Cells 1996;41–42:587–615.

[43] Wenham SR, Green MA, Watt ME CR. Applied Photovoltaics. 2nd ed. Earthscan; 2007.

[44] J. Munoz, Y. E. Lorenzo, F. Martinez-Moreno, L. Marroyo and M. Garcia. An Investigation into Hot-Spots in Two Large Grid-Connected PV Plants. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2008; 16:693–701.

[45]Bouraiou Ahmed, et all.Experimental evaluation of the performance and degradation of single crystalline silicon photovoltaic modules in the Saharan environment. Energy 2017;132:22-30.

[46] Tsanakas JA, Ha L, Buerhop C. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. Renew Sustain Energy Rev 2016;62:695–709.

Résumé

Les sources d'énergies renouvelables jouent un rôle important dans la production de plusieurs énergies utilisées par l'humain dans le monde. L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable; Il peut générer de l'électricité en convertissant le rayonnement solaire à l'aide de l'effet photovoltaïque.

La performance et la dégradation des modules photovoltaïques sont affectées par plusieurs facteurs comme la température, irradiation solaire, vitesse de vent.

L'objectif principal de ce travail est d'analyser et évaluer la dégradation des modules photovoltaïque silicium monocristallin après une longue terme d'exposition sous environnement saharienne en utilisant la mesure de puissance, inspection visuelle et le calcul des taux des dégradations

Mot clé : Dégradation, Performance, PV modules, Environnement saharienne.

ملخص

تلعب الطاقات المتجددة دورا هاما في إنتاج المزيد من الطاقة التي يستخدمها البشر في العالم. الطاقة الشمسية(الضوئية)هي .شكل من أشكال الطاقة المتجددة ؛يمكن أن تولد الكهرباء من خلال تحويل الإشعاع الشمسي باستخدام التأثير الكهروضوئي

يتأثر أداء وتدهور الألواح الكهروضوئية بعدة عوامل مثل درجة الحرارة والإشعاع الشمسي وسرعة الرياح.

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تحليل وتقييم تدهور والألواح الشمسية بعد التعرض لفترة طويلة في البيئة الصحر اوية باستخدام قياس الاستطاعة ،والفحص البصري وحساب معدل التدهور.

الكلمات المفتاحية: تدهور ' أداء ' الالواح الشمسية ' البيئة الصحر اوية