

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA**  
**RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI, CONSTANTINE**  
**FACULTÉ DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE**  
**Département d'Électronique**

N° d'ordre : 60 / D3C / 2019

Série : 04 / ELEC / 2019

**THÈSE**

Présentée pour obtenir le diplôme de Doctorat 3<sup>ème</sup> cycle  
en Électronique

Option : Micro et Nanotechnologies

Par :

**Hemza ARAR**

Titre :

**Etude de la fiabilité et du vieillissement des**  
**panneaux photovoltaïques**

Soutenue le : 20 /06/ 2019

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	<b>Kerrour Fouad</b>	Prof. Univ. Frere Mentouri, Constantine 1
<b>Rapporteur :</b>	<b>Haouam Abdeslam</b>	MCA. Univ. Frere Mentouri, Constantine 1
<b>Examineurs :</b>	<b>Hocini Abdesselam</b>	Prof. Univ. Mohamed Boudiaf - M'sila
	<b>Bellel Nadir</b>	Prof. Univ. Frere Mentouri, Constantine 1
	<b>Lamamra Kheireddine</b>	MCA.Univ. MCA.Univ. Larbi Ben M'Hidi d'Oum El Bouaghi



# REMERCIEMENTS

Je remercie Dieu de m'avoir donné la santé, le courage et la volonté de faire ce présent travail.

Ce travail de thèse s'est déroulé au sein du Laboratoire de Modélisation des dispositifs à énergies renouvelables et nanométriques (MoDERNa). Je tiens donc à remercier le chef du laboratoire monsieur Kerrour Fouad pour m'avoir accueilli.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à monsieur Haouam Abdeslam, MCA du département d'Electronique, de l'Université frère Mentouri Constantine 1, qui a permis de réaliser ce travail sous sa direction et pour son soutien précieux tout le long du travail.

Mes remerciements vont principalement à monsieur Chenni Rachid professeur à l'Université frères Mentouri Constantine 1, pour son aide précieuse et son soutien moral et scientifique sans relâche pendant cette période m'ont été d'un très grand apport.

Je remercie vivement :

- Monsieur Kerrour Fouad, professeur à l'Université de frère Mentouri Constantine 1 qui me fait l'honneur de présider le jury de soutenance.
- Monsieur Hocini Abdeslam, Professeur à l'université de Mohamed Boudiaf - M'sila, pour son intérêt accru dans ce domaine et son accord pour être examinateur de cette thèse.
- Monsieur Bellel Nadir, Professeur à l'université de frère Mentouri Constantine 1, qui a accepté d'examiner ce travail.
- Monsieur Lamamra Kheireddine, MCA à l'université de Larbi Ben M'Hidi d'Oum El Bouaghi , qui m'honore de sa présence en étant membre de jury.

Je remercie également tous mes amis qui m'ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Ma chère mère et mon père*

*Mes frères*

*Tous mes proches de près ou*

*de loin*

*Tous mes amis (es).*

Arar Hemza

# Table des figures

Figure.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire. ....	7
Figure.2. Représentation schématique de l'épaisseur atmosphérique traversé par le rayonnement solaire. ....	9
Figure.3. Mesure du rayonnement solaire. ....	10
Figure.4. Le Pyranomètre. ....	11
Figure.5 Le Pyrhéliomètre. ....	11
Figure.6 Diagramme de bande d'énergie de semi-conducteur. ....	12
Figure.7 Absorption de photons dans un semi-conducteur à bande interdite directe. ....	13
Figure.8 Absorption de photons dans un semi-conducteur à bande interdite indirecte. ....	14
Figure.9 La jonction PN d'une cellule solaire. ....	15
Figure.10 Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque. ....	16
Figure.11 Composition d'une cellule photovoltaïque mono cristalline. ....	19
Figure.12 Circuit équivalent à quatre paramètres. ....	21
Figure.13 Circuit équivalent à cinq paramètres. ....	22
Figure.14 Circuit équivalent à six paramètres. ....	23
Figure.15 Caractéristique I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque. ....	24
Figure.16 La caractéristique I-V de l'association en série. ....	25
Figure.17 La caractéristique I-V de l'association en parallèle. ....	26
Figure.18 La caractéristique I-V de l'association mixte (série parallèle). ....	26
Figure.19.a L'influence de l'insolation sur les caractéristiques I-V et P-V du module multi-quartz Kyocera KD210. ....	27
Figure.19.b L'influence de température sur les caractéristiques I-V et P-V du module multi-quartz Kyocera KD210. ....	28
Figure.20 L'effet de la résistance série sur I-V. ....	29
Figure.21 L'effet de la résistance parallèle sur I-V. ....	30
Figure.22 La décoloration de la couche EVA. ....	34
Figure.23 La décoloration d'une cellule solaire. ....	34
Figure.24 Fissure de la cellule solaire. ....	35

Figure.25 Le hot spot.....	37
Figure.26 L'effet de PID. ....	38
Figure.27 L'effet de la délamination. ....	39
Figure.28 Les dégradations dans les interconnexions des cellules. ....	40
Figure.29 La caractéristique I-V d'un module photovoltaïque. ....	41
Figure.30 Circuit équivalent à cinq paramètres. ....	47
Figure.31 La configuration du système d'acquisition. ....	49
Figure.32 Schéma du circuit électronique. ....	50
Figure.33 Processus d'installation de LIFA. ....	52
Figure.34 Organigramme du système d'acquisition. ....	52
Figure.35 Bloc diagramme du système d'acquisition.....	54
Figure.36 Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:30 minutes).....	56
Figure.37 Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:25 minutes).....	57
Figure.38 Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:20 minutes). ....	58
Figure.39 Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:10 minutes). ....	59
Figure.40 La procédure de calcul de l'algorithme. ....	65
Figure.41 Schéma synoptique du programme de la simulation. ....	69
Figure.42 Les caractéristiques I-V et P-V du module Kyocera KD210 pour différents niveau d'éclairage et 25° C de température. ....	71
Figure.43 Les caractéristiques I-V et P-V du module Kyocera KD210 pour différentes température de cellule et 1000W/m2 de rayonnement solaire. ....	72
Figure.44 Les conditions d'ombrage partiel.....	73
Figure.45 Les caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode de dérivation pour la condition d'ombrage (a). ....	74
Figure.46 caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode	

de dérivation pour la condition d'ombrage (b). .....	75
Figure.47 Les caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode de dérivation pour la condition d'ombrage (c).....	76
Figure.48 La courbe de simulation (a) caractéristique I-V et (b) caractéristique P-V d'un système PV. ....	78
Figure.49 STP080S PV module. ....	79
Figure.50 Décoloration des cellules solaires. ....	81
Figure.51 Le point chaud dans les cellules solaires. ....	81
Figure.52 Effet de l'ombrage partiel sur le module PV. ....	83
Figure.53. (a)La courbe I-V, (b) la courbe du module STP080S sous la condition d'ombrage 1. ....	86
Figure.54. (a) La courbe I-V, (b) la courbe du module STP080S sous la condition d'ombrage 2. ....	87



## **Table des tableaux**

Tableau. I Les conditions de test standard des modules PV données par le fabricant. ....	67
Tableau. II Résultats des paramètres de référence et de la simulation pour les modules ET-M572190BB, Siemens SM55, Kyocera KC200GT, série BP3 220W et Schell ST40. ..	68
Tableau. III Les paramètres de simulation pour le module Kyocera KC210GT. ....	70
Tableau. IV Les paramètres de référence du module STP080S.....	82
Tableau. V Les schémas d'ombrage partiel et les données environnementales.....	83
Tableau. VI Les schémas d'ombrage partiel et les données environnementales. ....	84



# Table de matières

## Nomenclature

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

## CHAPITRE I

### Gisement solaire et systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction.....	5
I.2. Rayonnement solaire .....	5
I.2.1. Le soleil.....	5
I.2.2. Le spectre solaire dans l'atmosphère .....	6
I.2.3. Le spectre solaire à la surface de la terre .....	7
I.2.4. Mass d'air.....	8
I.3. Mesure du rayonnement solaire.....	9
I.3.1. Le pyranomètre.....	9
I.3.2. Pyrhéliomètre.....	10
I.4. L'effet photovoltaïque.....	11
I.4.1. La structure de bande de semi-conducteur .....	11
I.4.2. la conversion photovoltaïque.....	12
I.5. Rappel sur la fabrication des cellules photovoltaïques .....	14
I.5.1. La texturation de la surface de substrat.....	15
I.5.2. Réalisation de l'émetteur .....	15
I.5.3. La formation de la couche antireflet .....	16
I.5.4. Formation de contacte avant.....	16
I.5.5. Contact arrière .....	17
I.6. Les différentes technologies d'une cellule solaire.....	17
I.6.1. Les cellules solaires au silicium cristallin.....	17
I.6.1.1. les cellules photovoltaïques monocristallines .....	18

I.6.1.2. Cellules photovoltaïques poly cristallines .....	19
I.6.2. Les cellules solaires en couche mince.....	19
I.7. la caractéristique électrique de la cellule photovoltaïque .....	19
I.7.1.Le modèle photovoltaïque à quatre paramètres .....	19
I.7.2. Le modèle photovoltaïque à cinq paramètres .....	20
I.7.3. Le modèle photovoltaïque à six paramètres .....	21
I.7.4. la caractéristique courant-tension (I-V) .....	22
I.7.5. l'effet de la température et l'isolation sur la caractéristique I-V.....	26
I.7.6. l'influence de la résistance série et la résistance parallèle sur I-V.....	28
I.8. Conclusion .....	30

## CHAPITRE II

### Effets de la dégradation des PV

II.1. Introduction .....	32
II.2. Les modes de dégradation d'un module PV.....	32
II.2.1. Décoloration de la couche EVA.....	32
II.2.2. les fissures de la cellule .....	34
II.2.3. Le hot spot .....	35
II.2.4. Le PID – Potentiel Induced Degradation .....	36
II.2.5. Délamination .....	37
II.2.6. Dégradation des interconnexions des cellules.....	38
II.2.7. le dysfonctionnement de la diode by-pass.....	39
II.3. Les méthodes d'identification de la dégradation du module photovoltaïque.....	39
II.3.1. Inspection visuelle .....	39
II.3.2. La caractéristique courant-tension .....	40
II.3.3. L'imagerie par Thermographie .....	41
II.3.4. L'imagerie par électroluminescence .....	42
II.3.5. L'imagerie par fluorescence.....	42
II.4. Conclusion.....	43

## **CHAPITRE III**

### **Banc de mesure de I-V**

III.1. Introduction .....	45
III.2. Modèle mathématique de la cellule photovoltaïque .....	45
III.3. Le banc de mesure .....	47
III.4. Configuration du système de mesure.....	47
III.4.1. Charge électronique .....	48
III.4.2. Arduino.....	50
III.5. Interface NI LabVIEW pour Arduino Toolkit .....	50
III.6. Organigramme du programme .....	51
III.7. le Programme de LabVIEW.....	52
III.8. les résultats expérimentaux .....	54
III.9. Conclusion.....	59

## **CHAPITRE IV**

### **Ombrage et dégradation des PV**

IV.1. Introduction.....	61
IV.2. La méthode d'extraction de paramètres .....	62
IV.3. Les résultats de la simulation et discussions.....	67
IV.3.1 Le programme de LABVIEW .....	68
IV.3.2. L'effet de l'ombrage sur le module photovoltaïque.....	73
IV.3.3. La comparaison avec l'expérimental.....	77
IV.4. Test expérimental et résultats .....	79
IV.5. Évaluation de la dégradation du module PV STP080S.....	80
IV.5.1. L'inspections visuelles .....	80
IV.5.1.1. La dégradation de la couche antireflet (ARC) .....	80
IV.5.1.2. Les défauts de hot spot.....	81
IV.5.2. Les mesures de la caractéristique I-V .....	82
IV.6. Conditions de fonctionnement normale .....	83
IV.7. Effet de l'ombrage partiel sur le module PV .....	84
IV.8. Conclusion .....	88

Conclusion générale.....	89
Références .....	91

## Nomenclature

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>
$I_{ph}$	Le photo- courant.
$I_d$	Courant traversant la diode
$E_g$	Energie de la bande interdite
q	Charge de l'électron
k	La constante de boltzman.
$I_0$	Courant de saturation.
I	Courant de la cellule
$U_T$	Tension thermique.
V	Tension à la borne de la cellule.
T	Température absolue.
$T_a$	Température ambiante
$T_{ref}$	Température ambiante de référence
$T_{a,ref}$	Température ambiante de référence
$T_c$	Température de la cellule
NOCT	Température de fonctionnement normal de la cellule
$R_s$	La résistance série
$R_{sh}$	La résistance shunt
$I_{cc}$	Courant de court-circuit
$V_{co}$	Tension à circuit ouvert
A	Facteur de qualité
C	La vitesse de la lumière
$\lambda$	La longueur d'onde
$h$	La constante de Planck
$I_m$	Courant de la puissance maximale
$V_m$	Tension de la puissance maximale
$P_m$	puissance maximale
FF	Facteur de remplissage
n	Le facteur d'idéalité de la diode

$\eta_c$	Rendement d'une cellule solaire
E	Eclairement
$E_r$	Eclairement de référence
$N_s$	Nombre des modules solaires en série
$N_p$	Nombre des modules solaires en parallèle.
$V_t$	La tension thermique
$I_{sh}$	Le courant de fuite due de la résistance shunt $R_{sh}$ .
$T_a$ :	La température ambiante
$\alpha_{I_{sc}}$	Le coefficient de la température relative du courant de court-circuit

# **Introduction générale**

## **Introduction générale :**

L'énergie électrique est actuellement indispensable dans notre globe terrestre. Elle devient de plus en plus problématique avec la flambée des prix du pétrole d'une part et les conséquences environnementales induites par l'utilisation des ressources fossiles.

Aujourd'hui, la production énergétique mondiale provient d'une grande partie des énergies fossiles comme le pétrole (31.7 %), le charbon (28.1 %), ou le gaz naturel (21.6 %). Ces derniers sont responsables de la majeure partie des émissions de  $CO_2$  dans l'atmosphère.

Encore, la fin prévisible des énergies fossiles rend nécessaire une transition énergétique vers les énergies renouvelables [1].

Les ressources énergétiques renouvelables seront partie importante de la production de l'électricité. Aujourd'hui, différentes formes d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse) offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande. Dans ce contexte que la filière de l'énergie photovoltaïque constitue une réponse pertinente à la problématique énergétique. Les panneaux solaires transforment l'énergie lumineuse incidente en électricité. L'Afrique dispose un grand potentiel en énergies renouvelables dont en particulier, l'énergie solaire avec une durée d'ensoleillement estimée à 3500 heures/année et un potentiel énergétique de 2650 kWh/m<sup>2</sup> /année [2]. Les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles les modules photovoltaïques sont appelés à fonctionner en conditions réelles (température, humidité, irradiation UV, poussière, etc...).

Ainsi, la question liée à la durée de vie et à l'évolution des performances des modules est devenue de plus en plus problématique. Pour les modules photovoltaïques, les fabricants garantissent une durée de vie de 20 à 25 ans. Cette durée de vie est basée sur la garantie de plus de 90% de la puissance initiale après 10 ans d'utilisation et de plus de 80% après 25 ans d'utilisation en tenant compte des conditions de fonctionnement nominales qui sont bien différentes des conditions réelles.

Cependant, les concepteurs ne disposent pas une méthodologie rigoureuse permettant de valider la durée de vie du module. Par conséquent, l'exposition des modules photovoltaïques en extérieure regroupe des facteurs environnementaux (rayonnement solaire, humidité, vent, pluie, neige, grêle, salissure, etc.) qui affectent les différentes parties

constitutives du module. Ces facteurs environnementaux engendrent des dégradations sur le module photovoltaïque au cours du temps (jaunissement de l'encapsulant, délamination, bulles, corrosion, cassure des rubans d'interconnexions, hot spot, etc.)[3].

Il s'y ajoute le manque d'information sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degré d'impact sur la durée de vie et la fiabilité des modules. Les recherches sur les modules photovoltaïques se sont plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment de retour d'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles.

Toutefois le rendement de la conversion d'énergies de panneaux solaires devient plus faible avec le déroulement des années, pour cette raison, une étude a été effectuée dans cette thèse sur le vieillissement de panneaux solaires dans le but de diagnostiquer les problèmes qui endommagent le fonctionnement normale des systèmes photovoltaïques.

Le travail demandé dans ce projet se veut de répondre aux problématiques suivantes :

**Quelle est l'influence des effets naturels sur les panneaux photovoltaïques et quels sont les paramètres internes du panneau qui se dégradent et réduisent la production électrique ? Comment intervenir pour réduire au moins ces effets ?**

Les méthodologies de recherche ont porté dans un premier temps sur l'étude des performances de système photovoltaïque dans les différentes conditions météorologie (température, éclairement,..). Et par la suite, l'étude de l'effet photovoltaïque ainsi que les technologies de fabrication de panneaux solaires.

L'optimisation du rendement exige une modélisation mathématique des cellules solaires, Donc le module photovoltaïque doit être représenté par un circuit équivalent qui permet de faire des programmes de simulation plusieurs fois. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la performance du générateur PV seront basées sur la caractéristique courant – tension ainsi que puissance-tension des modules. La détermination de différents paramètres de circuit équivalent s'est faite par plusieurs méthodes expérimentales à l'aide de trois points (courant de court-circuit, tension en circuit ouvert,

puissance maximale) qui sont fournis par le fabricant. Le calcul de ces paramètres doit être précis car ils influent directement sur la caractéristique de panneaux solaires.

A partir de la comparaison entre les résultats obtenus par la modélisation et l'expérimentale, nous avons pu faire l'analyse et le comportement électrique des panneaux solaires dans les conditions climatiques réelles, conditions après que les panneaux solaires aient subi des dégradations tels que l'effet de température, de l'ombrage et de l'atmosphère humide qui se rapprochent des conditions réelles de fonctionnement, installation dans des sites désertiques ou marins( températures élevées, vent de sable et humidité importante) ainsi que le vieillissement de panneaux solaires.

**Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés en particulier à l'effet d'ombrage sur la performance des modules PV, puis à l'identification des modes de dégradation avec le vieillissement naturel sur les modules PV sous l'effet de l'environnement (climat méditerranéen).**

Cette thèse comporte quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à l'étude du gisement solaire et des généralités sur le système photovoltaïque. Dans un premier temps, nous avons expliqué des notions essentielles sur les systèmes photovoltaïques. Le principe de l'effet photovoltaïque et les différentes technologies des cellules solaires sont rappelées. Ainsi, les principaux modèles mathématiques utilisés pour la modélisation du système photovoltaïque sont présentés. Dans la seconde partie, l'influence des principaux paramètres météorologiques (ensoleillement, température) et les paramètres électriques (résistance série, résistance parallèle) sur le comportement du module photovoltaïque sont étudiés. Après, nous avons montré l'effet des paramètres électriques sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du système photovoltaïque.

Ensuite, le deuxième chapitre est destiné à l'étude des principaux modes de dégradation et les différents facteurs de stress environnementaux qui sont responsables des dégradations sur le module PV. Le but est d'obtenir une liste exhaustive de dégradations servant aux études sur le vieillissement des modules PV. Enfin, les différents moyens de détection des dégradations des modules PV sont également présentés.

Le troisième chapitre propose un banc de mesure permettant de mesurer les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un panneau photovoltaïque dans des

conditions réelles, à l'aide du logiciel LabVIEW. Le nouveau développement de ce travail inclut l'Arduino comme une plate-forme, qui acquiert les valeurs du courant et de la tension du panneau solaire et de les transférer vers l'ordinateur. Les caractéristiques du panneau solaire ont été établies rapidement en utilisant le transistor MOSFET en tant que charge électronique. Les paramètres électriques du panneau solaire, notamment le facteur de remplissage, la puissance maximale, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert sont calculés.

Le quatrième chapitre expose les résultats des études menées sur un panneau solaire situé en milieu méditerranéen. Le panneau a été placé sur la terrasse de l'université des frères Mentouri en Algérie, et qui est en service depuis 8 ans dans un environnement méditerranéen. Dans un premier temps, une inspection visuelle a été faite afin d'identifier les principaux modes de dégradations de module PV, et par la suite et à travers des mesures IV on a pu mettre en évidence les nouveaux paramètres électriques de module PV.

**Perspectives :**

- Étude de l'évolution des modes de dégradation de modules PV sous différentes conditions climatiques ( $T^\circ$  très élevée, humidité élevée, vents de sables...).
- Ou encore réaliser des essais accélérés sur les différents modules dans le but d'estimer les pertes de puissance dues aux modes de dégradation engendrés et discuter de l'effet de ces conditions sur le vieillissement pour chaque technologie considérée.
- Développer un modèle numérique sur l'évolution des effets des dégradations des modules photovoltaïques.
- Réaliser un système d'aide au diagnostic qui permet de détecter, d'identifier et de localiser les différentes modes de dégradation sur un module PV afin d'optimiser le rendement des panneaux PV, et tenir compte des effets de dégradations dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.

# **CHAPITRE I :**

## **Gisement solaire et systèmes photovoltaïques**

## I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéresserons principalement du rayonnement électromagnétique qui comprend la plus grande partie de l'énergie rayonnée par le soleil. Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend des facteurs suivants:

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre.
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude.
- la période de l'année,
- l'instant considéré dans la journée,
- la nature des couches nuageuses.

Le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque sera présenté dans un premier temps, ainsi que les constituants de base de la cellule photovoltaïque. Pour cela, nous commencerons tout d'abord par une description de base de la cellule constituée par la jonction PN, puis par une analyse des différents mécanismes d'interaction matière-rayonnement. On présentera par la suite les caractéristiques courant-tension qui souvent utilisées pour déterminer les performances des cellules solaires utilisées.

## I.2. Rayonnement solaire

### I.2.1. Le soleil

La source de l'insolation est bien sûr le soleil, il a une distance d'environ de 150 millions de kilomètres de la terre. Plusieurs réactions de fusion ont été suggérées pour fournir l'énergie rayonnée par le soleil. Ce gigantesque de 1,4 million de kilomètres de diamètre fonctionne comme étant un four thermonucléaire, qui transforme les atomes d'hydrogène en hélium. Cette réaction chimique se faisant sous des températures de plusieurs de millions de degrés (environ de 25 millions de degré Celsius) [4]. Il résulte une perte de masse qui est converti en énergie électromagnétique d'environ de  $3.8 \cdot 10^{20} MW$ . L'énergie produite à l'intérieur de soleil va être transféré à la surface et ensuite rayonnée dans l'espace sous une vitesse de  $3 \cdot 10^5 Km/s$ . Le corps noir est défini comme étant un émetteur parfait ainsi qu'un absorbeur parfait. Chaque objet émet une quantité d'énergie radiante qui est en fonction de sa température. La méthode efficace de quantifier le rayonnement émis par un objet est de le comparer avec un corps noir [5].

### I.2.2. Le spectre solaire dans l'atmosphère

Le rayonnement électromagnétique émet par le soleil est constitué de grains, qu'on appelle les photons. L'énergie de ces photons est en fonction de la longueur d'onde  $\lambda$  (équation 1):

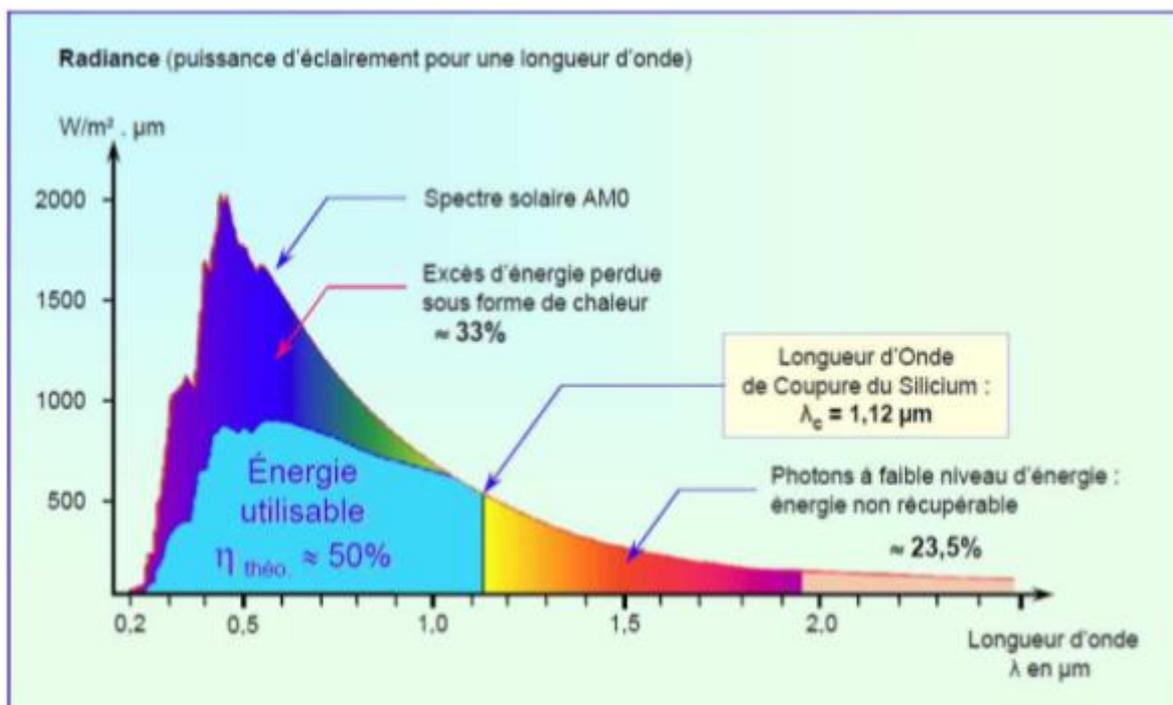
$$E_{ph} = h \frac{C}{\lambda} \quad (1)$$

Où  $C$  est la vitesse de la lumière,  $\lambda$  la longueur d'onde et  $h$  la constante de Planck.

Le rayonnement solaire comporte toute la gamme des rayonnements. Selon la longueur d'onde électromagnétique, le spectre solaire est divisé en trois zones principales [6,7] :

- ultraviolet (UV) de longueurs d'onde allant de 0  $\mu m$  vers 0,4  $\mu m$ .
- visible de longueurs d'onde comprises allant 0,4  $\mu m$  vers 0,75  $\mu m$ .
- infrarouge de longueurs d'onde comprises allant 0,75  $\mu m$  vers 24  $\mu m$ .

Le spectre solaire ainsi que son intensité dépendent de la composition de l'atmosphère terrestre, tel que les particules, les gaz et aussi les nuages. La figure.1 montre la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.



**Figure.1.** répartition spectrale du rayonnement solaire.

Dans l'atmosphère, Le rayonnement solaire est soumis à des variations dues principalement à deux phénomènes ;

- la diffusion atmosphérique par les molécules d'air, l'eau et la poussière.
- l'absorption atmosphérique par l'ozone, vapeur d'eau et le dioxyde de carbone.

La diffusion du spectre solaire est causée par l'interaction du rayonnement avec les composants de l'atmosphère, tel que les molécules d'air, de l'eau et de la poussière. Le niveau de la diffusion est en fonction du nombre de particules que le rayonnement solaire traverse, ainsi que de la longueur d'onde électromagnétique. L'épaisseur de l'atmosphère traversé par le rayonnement solaire est en fonction de la masse d'air. Les particules d'eau et de poussière qui sont traversées par le rayonnement dépendent de la masse d'air, de la quantité de poussière et de l'humidité présentes dans l'atmosphère. Ces dernières sont en fonction du temps et de l'espace [8].

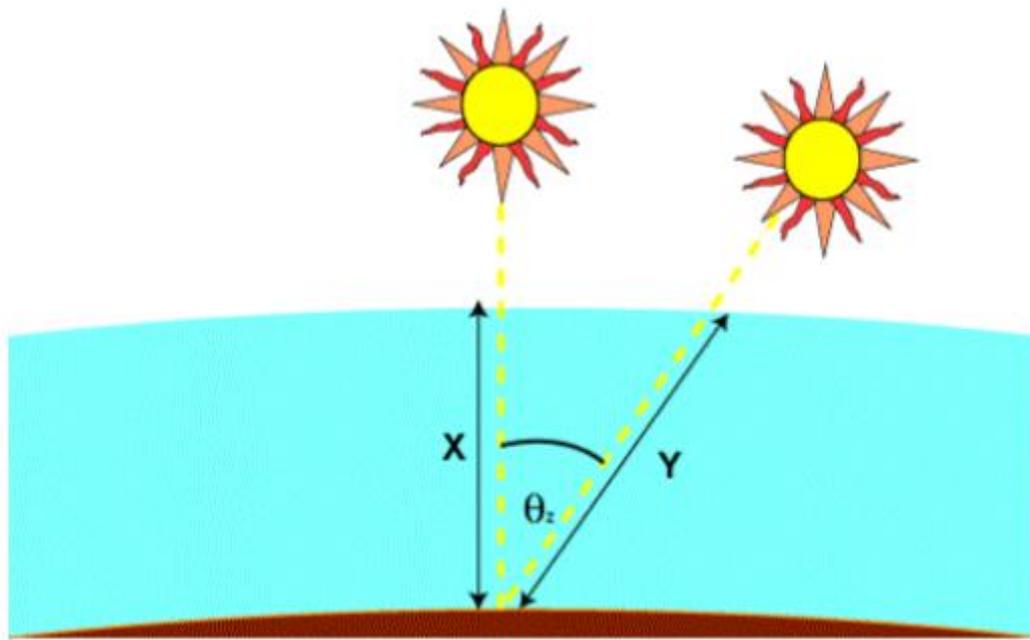
L'absorption de rayons lumineux dans l'atmosphère est due souvent à la couche d'ozone dans l'ultraviolet, et à la vapeur d'eau et au dioxyde de carbone dans les bandes de l'infrarouge. Le rayonnement qui a une courte longueur d'onde (inférieures à  $0,29 \mu m$ ) est presque complètement absorbé. L'absorption d'ozone diminue lorsque la longueur d'onde augmente au-dessus de  $0,29 \mu m$ , jusqu'à ce qu'il n'y ait pas d'absorption à  $0,35 \mu m$ . Il existe également une faible bande d'absorption de l'ozone près de la longueur d'onde de  $0,6 \mu m$ .

### **I.2.3. Le spectre solaire à la surface de la terre**

Le rayonnement solaire total reçu sur la Terre est la somme du rayonnement direct, du rayonnement réfléchi et du rayonnement diffus par l'atmosphère. Le rayonnement diffus représente la partie de la lumière qui a été diffusée soit par les molécules qui constituent l'atmosphère, ou soit par les nuages. Le rayonnement direct atteint la surface de la terre en ligne direct sans aucune interaction avec l'atmosphère. Le rayonnement réfléchi représente la partie de la lumière qui a été réfléchi par la terre, et qui lié directement de l'angle d'incidence. Afin de calculer la trajectoire des rayons solaires sur la terre, on définit la masse d'air AM qui est le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayon solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu [9].

### I.2.4. Mass d'air

En fonction de la position du soleil, la trajectoire des rayons sera plus ou moins longue dans l'atmosphère. Pour tenir compte de ce phénomène, on définit la masse d'air, AM, comme le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu [10], comme illustré sur la figure2.

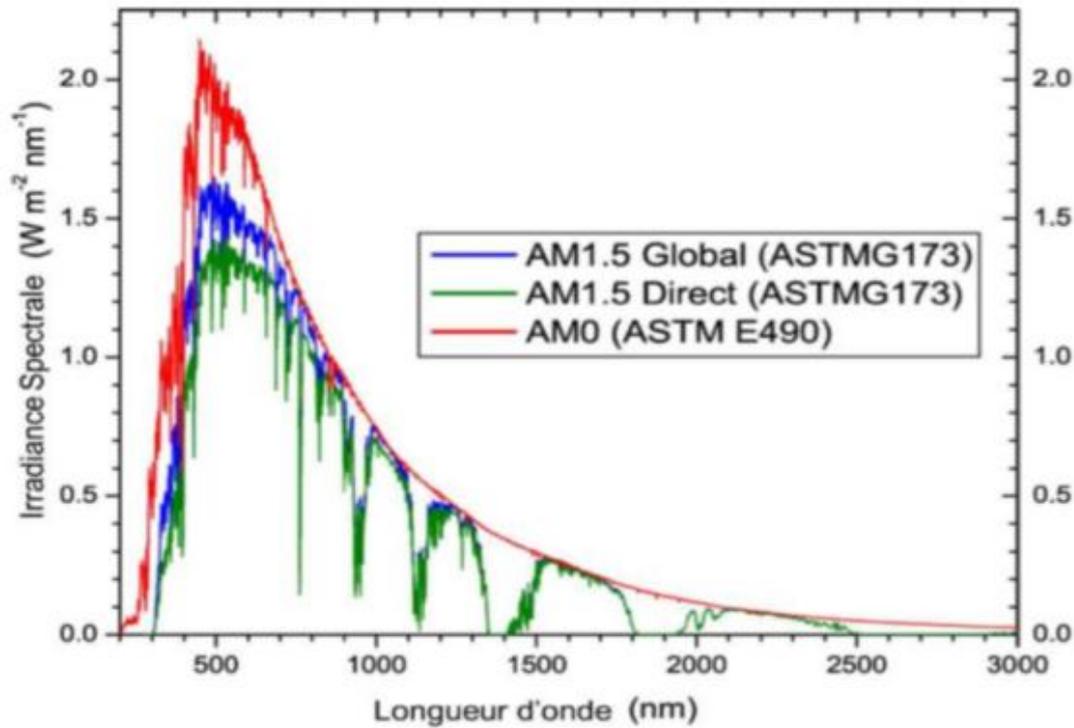


**Figure.2.** Représentation schématique de l'épaisseur atmosphérique traversée par le rayonnement solaire

$$AM = \frac{Y}{X} = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2)$$

Où :  $\theta_z$  est l'angle zénithal

Afin d'évaluer la puissance délivrée par les cellules photovoltaïques, des spectres de références AMX ont été imposés (avec  $x = 0, 1, 1.5$ ). Ces spectres (figure.3) sont publiés par une institution américaine, l'American Society for Testing and Material (ASTM). Les spectres sont : AM0 correspond au rayonnement solaire hors atmosphère, AM1 à un soleil au zénith (au niveau de la mer), AM1.5D et AM1.5G correspondent respectivement au flux direct et au flux global pour un soleil à  $41.8^\circ$  (choisi comme référence pour le photovoltaïque) et AM2 à un soleil à  $30^\circ$  [11].



**Figure.3.** Distribution spectrale du rayonnement solaire pour des trajets inclinés de masses d'air de 0, 1 et 1.5.

### I.3. Mesure du rayonnement solaire

Il existe deux types de capteurs qui sont utilisés souvent pour calculer l'intensité du l'éclairement solaires ; le pyranomètre et le Le pyréliomètre.

#### I.3.1. Le pyranomètre

Le pyranomètre (figure.4) mesure la puissance du rayonnement solaire total en Watt par mètre carré ( $W/m^2$ ) provenant de toutes les directions, y compris les rayons directs et diffusés. Le principe de fonctionnement du pyranomètre repose sur un détecteur constitué de deux surfaces différentes ; une surface blanche qui a une réflectance élevée pour le rayonnement dans le spectre de l'énergie solaire, et une autre surface noire qui a une très haute absorption pour le rayonnement solaire. La différence de température entre ces surfaces est détectée par une thermopile et qui nous donne la mesure du l'éclairement solaire absorbé. Le pyranomètre mesure les rayons solaires absorbés par un système solaire, il couvre une gamme de longueur d'ondes allant de  $300 \mu m$  à  $3000 \mu m$ .



**Figure.4. Le Pyranomètre**

### **I.3.2. Pyrhéliomètre**

Le Pyrhéliomètre (figure.5) mesure le rayonnement solaire direct dans une incidence normale. Dans les champs de mesure, le Pyrhéliomètre est orienté toujours vers le soleil. Cet instrument est équipé d'un long tube étroit, et d'un thermocouple qui a le rôle de mesurer la chaleur résultante de l'absorption des rayons solaires. Le Pyrhéliomètre fourni une tension qui est proportionnelle à l'éclairement électromagnétique du rayon direct.



**Figure.5. Le Pyrhéliomètre**

## I.4. L'effet photovoltaïque

Les matériaux de semi-conducteurs sont utilisés largement dans les technologies électroniques actuelles. Dans le domaine photovoltaïque, le semi-conducteur est utilisé pour convertir la lumière du soleil en électricité. La plupart des systèmes photovoltaïques de la génération actuelle sont à la base de silicium [12].

### I.4.1. La structure de bande de semi-conducteur

Comme tous les matériaux semi-conducteurs, le silicium possède trois bandes énergétiques ; la bande de conduction, la bande de valence et la bande interdite (figure.6). A la température zéros absolue, le silicium est un isolant électrique parfait, il n'y a pas d'électrons libres dans la bande de conduction. Lorsque la température augmente, certains électrons auront suffisamment d'énergie pour franchir la bande interdite ( $E_g$ ), et atteindre la bande de conduction. Dans le cas du silicium, l'énergie de la bande interdite est de 1.12 eV, ce qui signifie qu'un électron doit acquérir une énergie plus grand que l'énergie de la bande interdite pour se libérer de la force électrostatique qui le lie à son propre noyau [13]. Le déplacement des électrons génère des trous dans la bande de valence, ce qui nous donne des paires électrons-trous, qui sont disponible pour circuler comme un courant électrique.

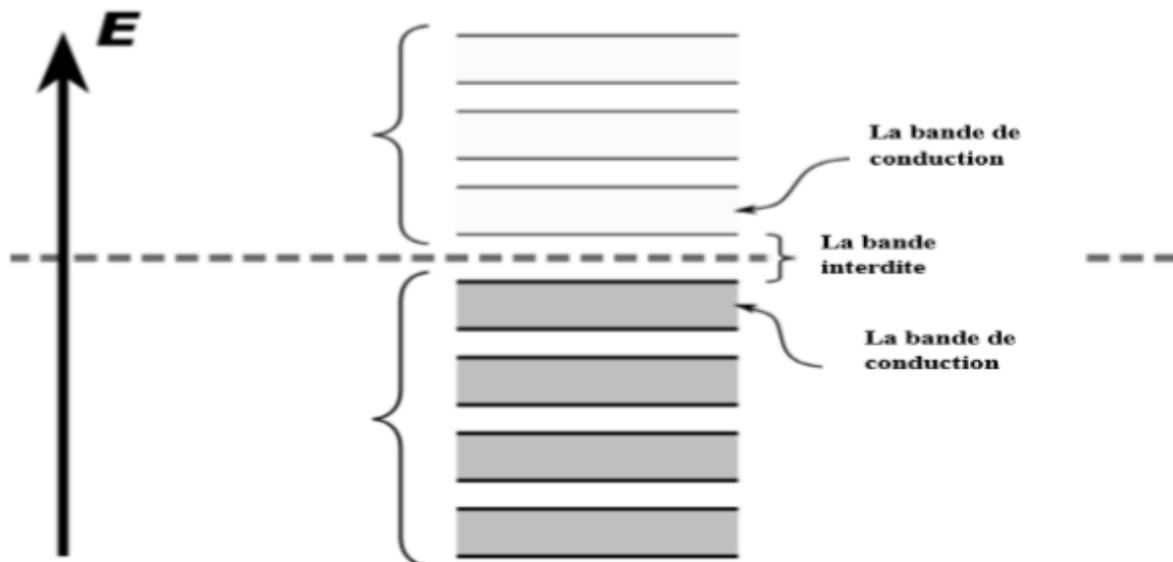


Figure.6. diagramme de bande d'énergie de semi-conducteur

En équilibre thermique, le nombre d'électrons dans la bande de conduction et le nombre de trous dans la bande de valence sont égaux, et qui ne suffira pas à générer un courant électrique. Donc, la conductivité du semi-conducteur, peut être contrôlée par l'introduction d'impuretés, qui sont appelés donneurs et accepteurs. L'introduction d'impuretés donneur et accepteur dans un semi-conducteur permet la création le n-type (les électrons sont les transporteurs primaires de courant électrique) et le p-type (trous sont les porteurs primaires de courant électrique) de semi-conducteurs, respectivement. Une jonction p-n est formée, lorsqu'un semi-conducteur de type n est met en contacte ave un semi-conducteur de type p. C'est le principe pour la construction de tous les dispositifs à semi-conducteurs, y compris les cellules solaires [14].

#### I.4.2. la conversion photovoltaïque

Le principe de fonctionnement des cellules solaires est basé sur la création de paires électron-trou via l'absorption des photons de la lumière solaire. L'absorption fondamentale de la lumière solaire est l'excitation d'un électron directement de la bande de valence à la bande de conduction.

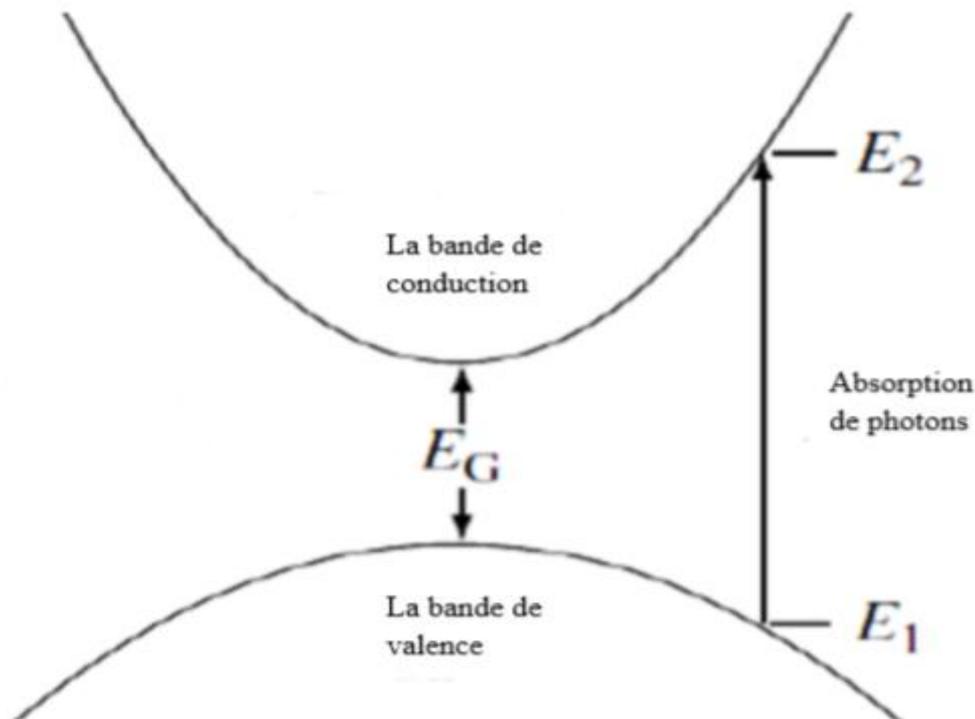
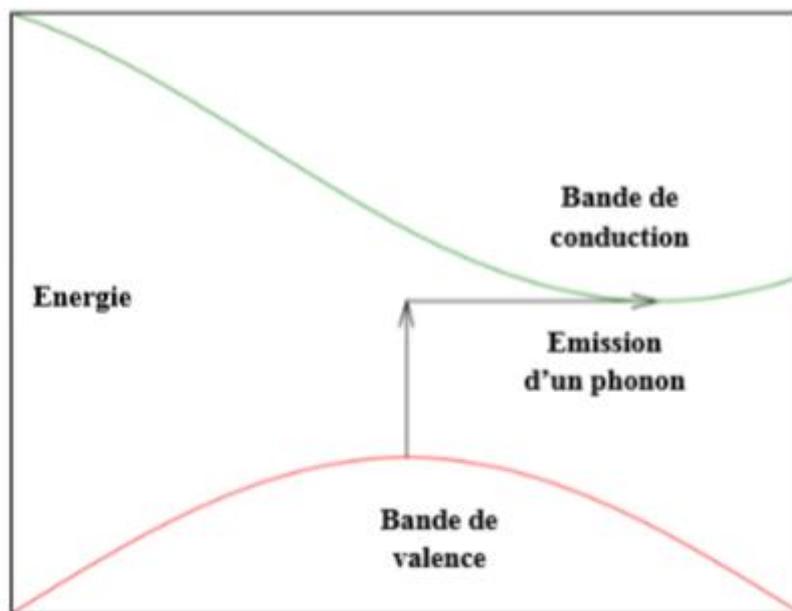


Figure.7. Absorption de photons dans un semi-conducteur à bande interdite directe

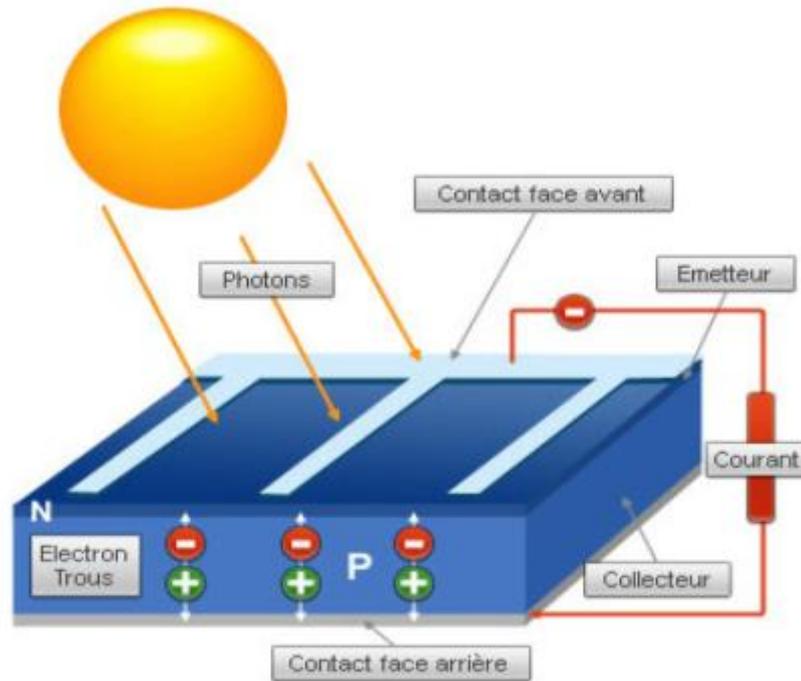
Cette absorption entraîne la création d'un électron-trou, car un électron libre excité dans la bande de conduction laisse un trou libre dans la bande de valence. Dans les semi conducteurs à bande interdite directe, tels que GaAs, GaInP et CdTe le processus d'absorption de photon est illustré dans la figure.7 [15,16].

Dans les semi-conducteur à bande interdite indirecte tels que Silicium (Si) et Germanium (Ge), où le maximum de la bande de conduction se produit à un moment cristallin différent de celui de la bande de valence, la conservation minimale du moment d'électron nécessite l'émission d'un phonon (figure.8).



**Figure.8. Absorption de photons dans un semi-conducteur à bande interdite indirecte**

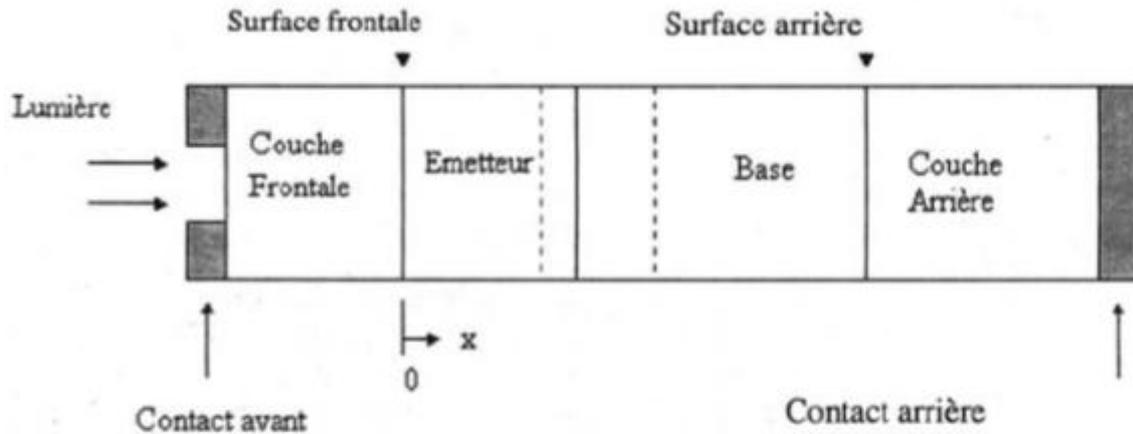
Dans les matériaux à bande interdite direct et indirect, un certain nombre de processus d'absorption de photons sont impliqués. Une transition directe, sans assistance d'un phonon, est possible dans les matériaux à bande interdite indirecte dans le cas d'énergie photonique est suffisamment élevée. Lorsque les photons sont absorbés, des paires électron-trou peuvent se générer. Si ces porteurs de charge mobiles atteignent la zone de charge d'espace, le champ électrique dans la région d'appauvrissement poussera les trous dans la région P et poussera les électrons vers la région N. La région P accumulera des trous et la région N accumulera des électrons, ce qui crée une tension qui peut être utilisée pour fournir du courant à une charge (figure.9). Si les contacts électriques sont fixés en haut et en bas de la cellule, le courant s'écoulera de la région N vers la région P [17].



**Figure.9. La jonction PN d'une cellule solaire.**

### **I.5. Rappel sur la fabrication des cellules photovoltaïques**

Plusieurs structures de fabrication des cellules solaires sont disponibles dans l'industrie. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque sur substrat de silicium de type p (figure.10) sont les suivants : Les contacts en face avant et en face arrière qui assurent la conduction de charges. La couche antireflet afin de mieux piéger la lumière solaire. L'émetteur dopé n<sup>+</sup> (au phosphore) qui est la région n de la jonction p-n. La région de base dopée au bore qui représente la région p de la jonction p-n [18].



**Figure.10. Les constituants de base d'une cellule photovoltaïque**

### I.5.1. La texturation de la surface de substrat

Il est important de réduire la réflexion des rayons solaire au niveau de la surface de substrat pour la réalisation de cellules solaires à haut rendement. Dans une cellule solaire au silicium monocristallin, la texture pyramidale est formée sur sa surface. La lumière réfléchiée sur la surface de la cellule tombe sur une autre surface de la pyramide, et rentre à l'intérieur de sorte que la lumière est absorbée efficacement dans la cellule solaire.

Plusieurs types de texturation sont disponibles (alcaline, acide, plasma, mécanique). La texturation alcaline ou acide est basée sur des réactifs tels que l'hydroxyde de sodium (Na-OH) ou l'hydroxyde de potassium (KOH). Cette technique est préférable pour les cellules monocristallines, car elle creuse le silicium d'une manière anisotrope. Cependant, cette technique ne réduit pas suffisamment la réflexion pour le silicium multicristallin à cause de ses différentes orientations cristallines. La texturation par plasma utilise des réactifs à base de chlore ou de fluor, elle a un intérêt de réduire les dépenses concernant les produits chimiques coûteux. L'utilisation de cette technique conduit à des bonnes qualités de texturation (texturation isotrope) avec un haut rendement [19].

### I.5.2. Réalisation de l'émetteur

La diffusion d'émetteur (type-n) est l'une des étapes critiques dans la fabrication de cellules solaires en silicium. Au départ, les plaquettes de silicium sont généralement dopées au bore (type-p). Afin de former la jonction p-n, le phosphore est l'impureté de type-n la plus utilisée. Ce processus de diffusion est effectué dans un four à une température d'environ

de 900 ° C. Le temps de traitement typique de cette étape est limité d'environ de 30 minutes avec une profondeur de pénétration d'environ de 0,5  $\mu$  [20].

### **I.5.3. La formation de la couche antireflet**

La réduction de la réflexion de la face avant d'une cellule solaire en silicium cristallin présente une possibilité d'améliorer le rendement de la cellule. La couche anti-réfléctive est conçue pour minimiser la réflectivité de la cellule au niveau de la face avant [21]. Plusieurs matériaux avec des indices de réfraction compris entre 1,4 et 2,7 peuvent être utilisés comme couche antireflet sur les cellules solaires en silicium. La couche antireflet déposée sur la surface de la cellule peut être conductrice comme le ZnO ou L'ITO (Indium Tin Oxyde) ou isolante tels que TiO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, ZnS, MgF<sub>2</sub>, et SiN<sub>x</sub>. Actuellement, le nitrure de silicium (Si<sub>3</sub>N<sub>4</sub>) est la couche anti reflet la plus dominante des cellules solaires au silicium, en raison de son indice de réfraction optimal et du bénéfice supplémentaire des propriétés de passivation en masse [22, 23].

### **I.5.4. Formation de contact avant**

Le processus de formation du contact est une étape vitale de la fabrication des cellules solaires, Il affecte fortement sur les propriétés électrique de la cellule en silicium, telles que le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, la résistance série et la résistance parallèle. Les contacts métalliques en face avant doivent être constituées à la fois de lignes métalliques étroites et épaisses avec une faible résistance avec le silicium. Les contacts métalliques assurent la circulation du courant entre le semi conducteur et la charge externe. La technique de métallisation en face avant détermine les pertes de la résistance en série, le profil de diffusion de l'émetteur et la surface de la concentration de dopage. Afin d'atteindre une cellule solaire avec haute rendement, il est préférable que les électrodes avant aient une faible résistance série et une faible couverture de la surface. La technique de sérigraphie est la plus utilisée pour la formation des contacts métalliques. Cette technologie est rapide, économique avec une minimisation de déchets chimiques. Le titane, est le matériau le plus utilisé comme des contacts avec le silicium, il assure un meilleur contact mécanique et électrique et ne pénètre pas dans l'émetteur vu sa faible constante de diffusion [24].

### **I.5.5. Contact arrière**

Actuellement, dans la plupart des structures de cellules solaires industrielles, la passivation de la face arrière est réalisée en alliant une pâte d'aluminium déposée par sérigraphie avec le silicium. La région Al-Si fondue agit comme un puits pour de nombreuses impuretés, produisant un effet de piégeage parfait. La recombinaison en face arrière de la cellule est élevée à cause du contact métallique qui est déposé sur une grande surface de la cellule. Cette recombinaison a un effet négatif sur le rendement de la cellule solaire. Afin de réduire les pertes dues par cette recombinaison, un procédé consiste à l'augmentation de la vitesse locale d'entraînement des porteurs de charge par adjonction d'un champ répulsif de porteur appelé champ BSF (back surface field). Ce champ électrique est obtenu par la création d'un gradient de dopage dans la région de la base, en prolongeant une fine couche très dopée (p+) [25].

### **I.6. Les différentes technologies d'une cellule solaire**

Actuellement, selon l'épaisseur de semi conducteur, ils existent deux grandes familles de technologies de cellule photovoltaïque: la première est basée sur le silicium cristallin relativement épais, de l'ordre de 200-500 $\mu$ m, tels que le mono ou multi-cristallin. La deuxième est basée sur les semi-conducteurs en couche minces (1-10 $\mu$ m) tels que le silicium amorphe, poly cristallin ou microcristallin, ainsi que celles au tellure de cadmium, au cuivre indium sélénium et à l'arséniure de gallium [26]. Les cellules solaires en couche mince nécessitent moins de matériau de semi-conducteur, donc ils ont moins cher que les cellules épaisses.

#### **I.6.1. Les cellules solaires au silicium cristallin.**

Ce type de cellule est constitué de fines plaques d'un élément chimique très abondant et qui s'extrait notamment du sable ou du quartz. Le silicium est obtenu à partir d'un seul cristal ou de plusieurs cristaux : on parle alors de cellules monocristallines ou multi cristallines.

### I.6.1.1. les cellules photovoltaïques monocristallines

La cellule au silicium monocristallin est constituée d'un seul cristal uniforme. Pour fabriquer le silicium monocristallin, un lingot monocristallin, est cultivé en utilisant la méthode de Czochralski. Le lingot est de diamètre compris entre 10 et 15 cm, il est ensuite découpé en tranches de 0,3 mm d'épaisseur pour former une cellule solaire d'environ de 35 mA/cm<sup>2</sup> avec une tension de 0,55V à pleine illumination. Les cellules solaires monocristallines offrent un rendement de conversion de l'ordre de 15 à 19% dans l'industrie, et de 25% dans le laboratoire. La composition assez générale d'une cellule monocristalline est représentée dans la figure.11. le rendement de ce type de cellule diminue fortement à faible température. Le gap indirect (1.12 eV) du silicium, exige une cellule épaisse pour absorber un rayonnement solaire max, ce qui augmente le coût de la fabrication.

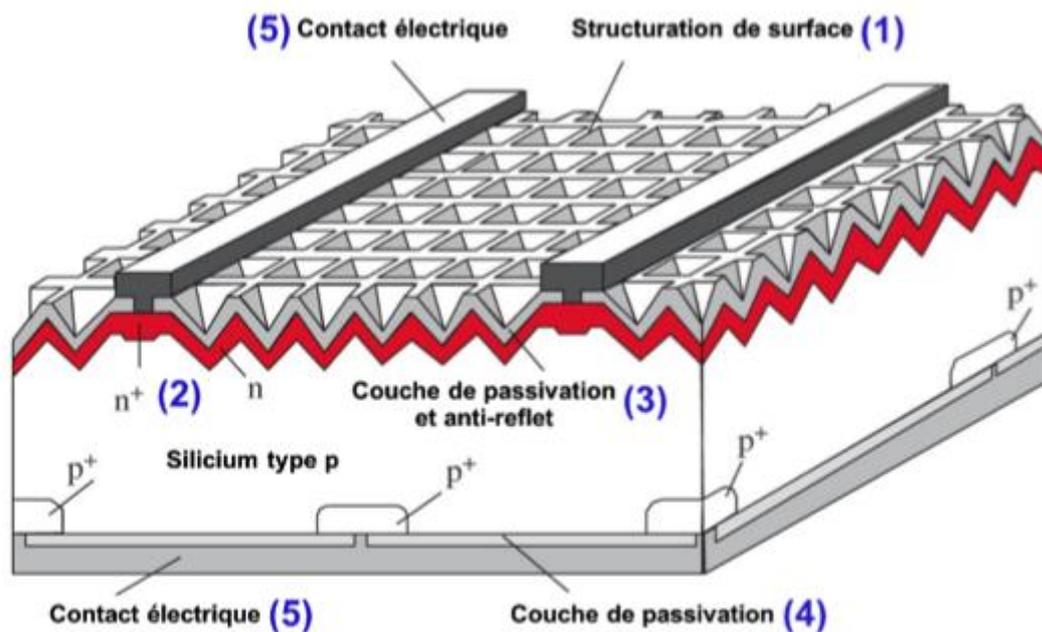


Figure.11. Composition d'une cellule photovoltaïque mono cristalline

### I.6.1.2. Cellules photovoltaïques poly cristallines

Les recherches dans le domaine photovoltaïque ont conduit au développement de nouvelles techniques de cristallisation afin de réduire les coûts et augmenter le débit de la production d'électricité. La fabrication de cellules poly cristallines est débutée par la fusion du silicium pour orienter les cristaux dans une direction fixe, produisant un lingot rectangulaire de silicium multi-cristallin, qui est découpé en blocs et finalement en tranches minces. L'avantage de convertir la production de cellules solaires cristallines de mono-silicium en multi-silicium est de réduire les défauts dans la structure cristalline [27].

### I.6.2. Les cellules solaires en couche mince

En comparaison avec les cellules au silicium cristallin, la technologie des couches minces permet de réduire le coût des cellules photovoltaïques en abaissant le matériau et la fabrication sans compromettre la durée de vie des cellules ainsi que tout risque pour l'environnement. En outre, les cellules solaires en couche mince représentent une flexibilité via la mise en œuvre des matériaux, notamment avec l'utilisation de substrats souples. L'intérêt de cette méthodologie réside dans le fait que l'épaisseur des couches déposées qui ont moins de 10µm d'épaisseur par rapport aux plaquettes cristallines. De l'autre côté, les inconvénients de cellule en couche mince résident dans le rendement de conversion, qui est reste faible ainsi que la rareté et la toxicité de certains matériaux [28].

## I.7. la caractéristique électrique de la cellule photovoltaïque

### I.7.1. Le modèle photovoltaïque à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres (figure.12) est l'un des modèles utilisés pour la modélisation de cellules solaires, à partir duquel on peut décrire la caractéristique courant-tension (équation.3) de la cellule [29].

$$I = I_{PH} - I_d \quad (3)$$

$$\text{Où : } I_d = I_0 \left( \exp \left( \frac{V + R_s * I}{n * V_t} \right) - 1 \right)$$

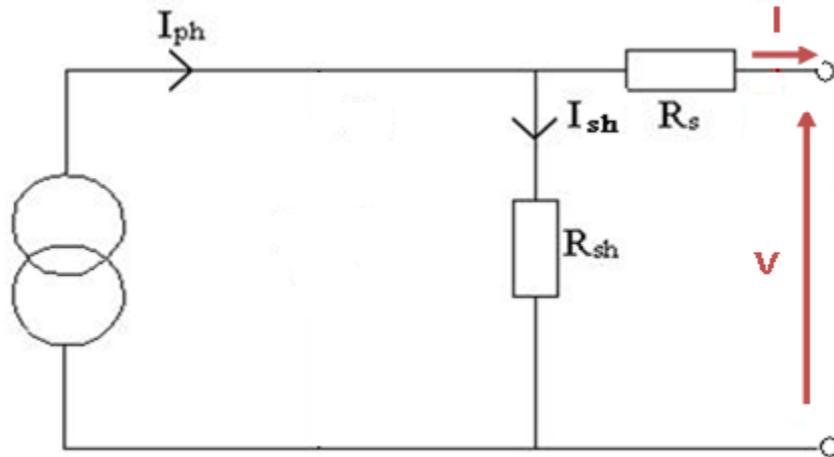


Figure.12. Circuit équivalent à quatre paramètres

Les quatre paramètres inconnus dans ce modèle sont :

$I_0$  : Le courant de saturation de la diode (A),

$I_{ph}$  : Le courant photovoltaïque (A),

$n$  : le facteur d'idéalité de la diode,

$R_s$  : La résistance série ( $\Omega$ ),

$V_d$  : La tension de la diode (V),

$I_d$  : Le courant de la diode (A),

$V_t$  : La tension thermique :  $V_t = \frac{K * T}{q}$  (J.C<sup>-1</sup>)

$K$  : La constante de Boltzmann (  $K = 1.38 * 10^{-23} J.K^{-1}$  ),

$q$  : La charge de l'électron en Coulomb (  $1.302 * 10^{-19} C$  ),

$T$  : La température de cellule(K),

### I.7.2. Le modèle photovoltaïque à cinq paramètres

Le simple modèle de circuit équivalent d'une cellule solaire (figure.13) est constitué d'une diode en parallèle avec une source de courant idéale  $I_{ph}$ , et une résistance en série  $R_s$  qui prend en considération les pertes ohmiques des matériaux, des métallisations et du contact métal semi-conducteur, et d'une résistance parallèle  $R_{sh}$  qui tient compte le courant de fuite entre le dessus et le dessous de la cellule, au bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou des impuretés [30-31]

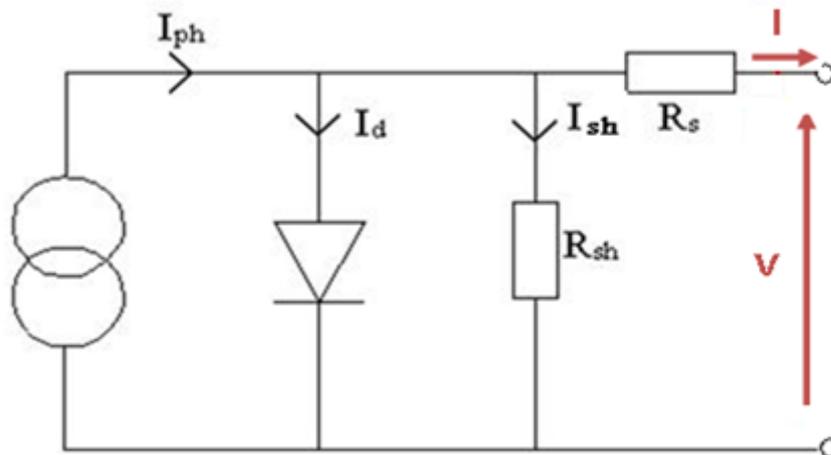


Figure.13. Circuit équivalent à cinq paramètres

L'équation caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire est représentée par l'équation.4 :

$$I = I_{PH} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V + R_s * I}{n * V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I * R_s}{R_{sh}} \quad (4)$$

Où :  $R_{sh}$  : résistance shunt ( $\Omega$ )

### I.7.3. Le modèle photovoltaïque à six paramètres

Dans ce modèle, le courant de saturation ( $I_0$ ) de la cellule PV est le résultat d'une superposition linéaire de la diffusion de charge et de la recombinaison dans la région d'espace de charge (deux diodes). Le schéma du circuit électrique équivalent est illustré dans la figure.14 [32, 33].

L'équation courant-tension de ce modèle est exprimé par :

$$I = I_{PH} - I_{01} \left( \exp \left( \frac{V + R_s * I}{n * V_{t1}} \right) - 1 \right) - I_{02} \left( \exp \left( \frac{V + R_s * I}{n * V_{t2}} \right) - 1 \right) - \frac{V + I * R_s}{R_{sh}} \quad (5)$$

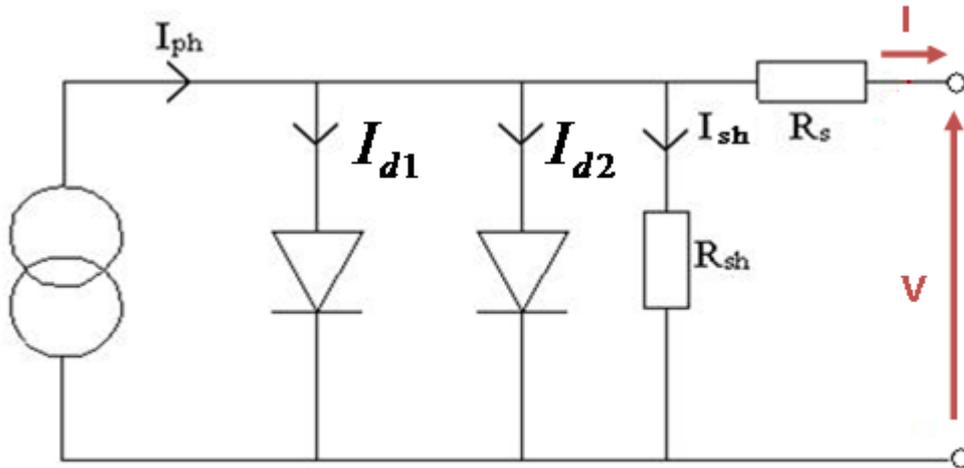


Figure.14. Circuit équivalent à six paramètres

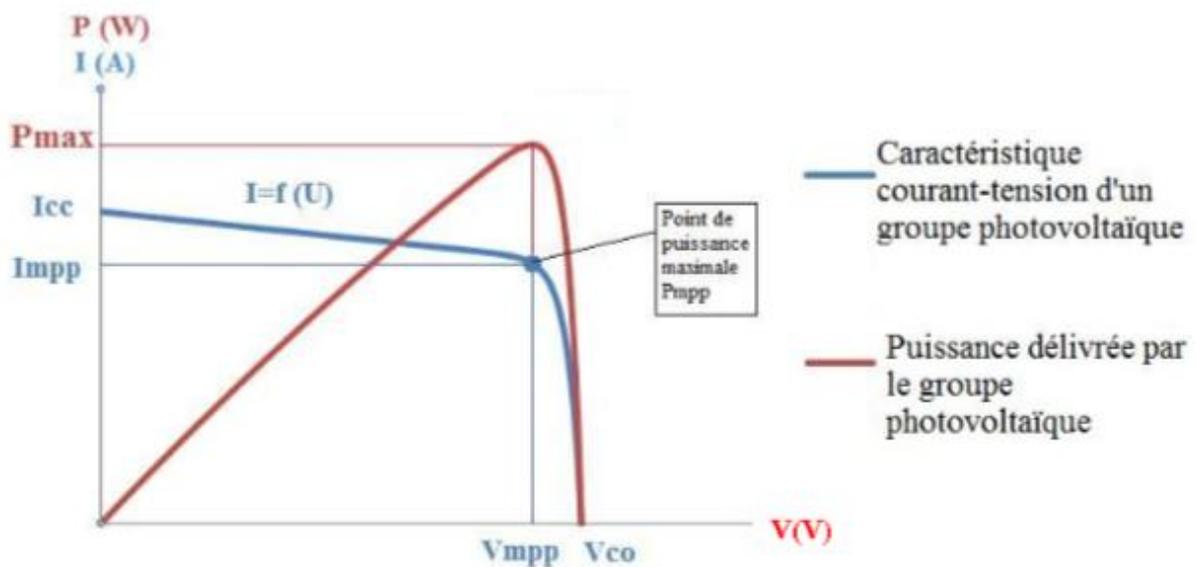
#### I.7.4. la caractéristique courant-tension (I-V)

La cellule solaire est le générateur élémentaire du module photovoltaïque, elle ne produit qu'environ de 0.5V, c'est une application rare pour laquelle une seule cellule solaire est utile. Pour une application photovoltaïque, les cellules solaires sont assemblées en série pour former un module photovoltaïque (entre 36 et 72 cellules). Les modules photovoltaïques sont liés les uns avec les autres en série et en parallèle afin d'atteindre la tension et le courant nécessaires pour répondre à nos besoins.

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque mettent en évidence son comportement vis-à-vis des charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de la température.

La charge aux bornes de la cellule qui détermine le point de fonctionnement du générateur électrique. D'après les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (figure.15), on peut extraire les paramètres suivants :

- Le courant de court circuit  $I_{CC}$  : c'est le courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle. En pratique ce courant est très proche du courant photovoltaïque.
- Le courant maximum  $I_{mpp}$  : le courant correspondant au point de puissance maximale.
- La tension de circuit ouvert  $V_{OC}$  : c'est la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul
- La tension maximum  $V_{mpp}$  : la tension correspondant au point de puissance maximale.
- La puissance maximum  $P_{max}$  : c'est le point où le générateur travaille en rendement maximal et produit une puissance de sortie maximale.



**Figure.15. caractéristiques I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque**

Les modules PV peuvent être câblés en série pour augmenter la tension, et en parallèle pour augmenter le courant.

Le panneau solaire est constitué d'une combinaison de modules série et parallèle afin d'augmenter la puissance. Pour les modules en série, les courbes I -V sont simplement ajoutées le long d l'axe de la tension. C'est-à-dire, à tout courant donné (qui circule dans

chacun des modules), la tension totale est la somme des tensions individuelles du module comme le représente la figure.16.

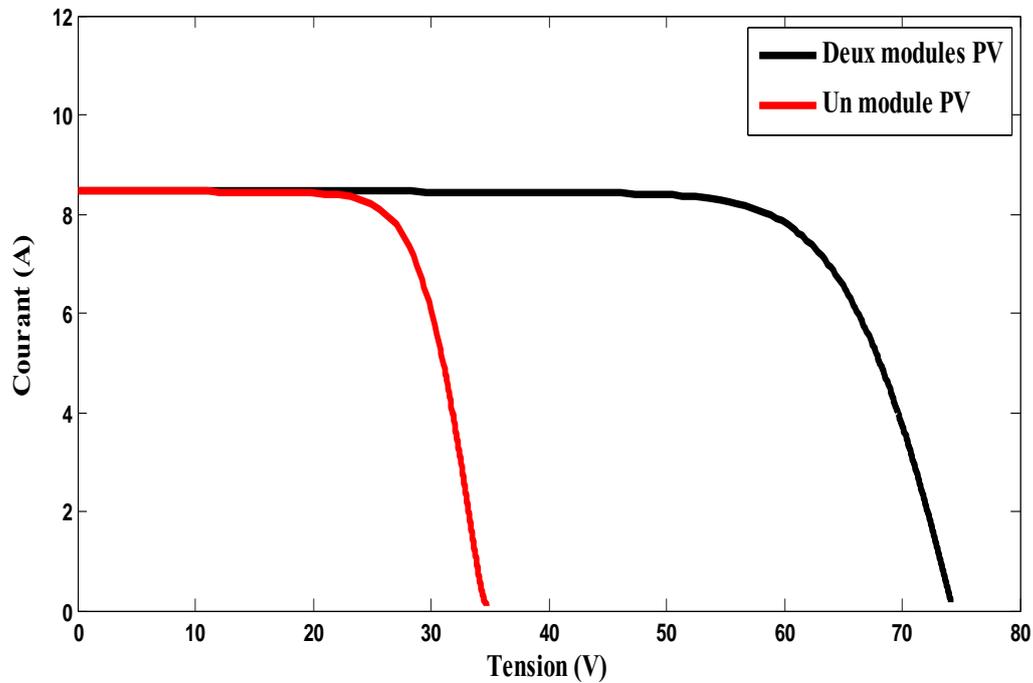


Figure.16. la caractéristique I-V de l'association en série.

Pour les modules en parallèle ((Figure.17), la même tension est présentée sur chaque module, mais le courant total est la somme des courants individuels du chaque module. C'est-à-dire, à toute tension donnée, la courbe I-V de la combinaison parallèle est la somme des courants de chaque module à cette tension.

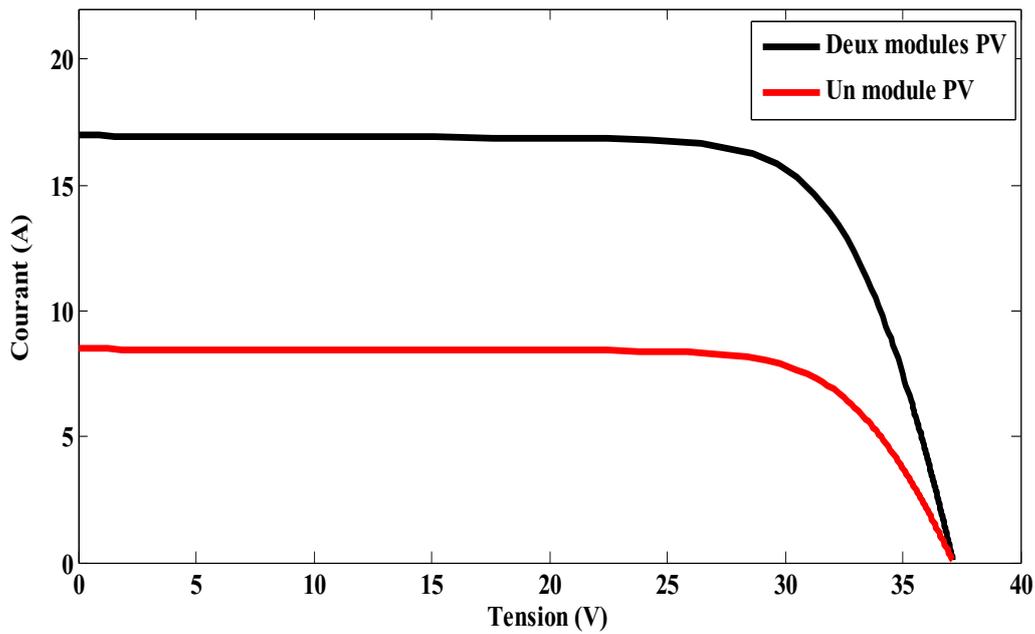


Figure.17. la caractéristique I-V de l'association en parallèle.

Dans le cas d'une puissance élevée, le panneau solaire consiste d'une combinaison des modules en série et en parallèle (Figure.18) pour lesquels la courbe I -V totale est la somme des I-V de tous les modules.

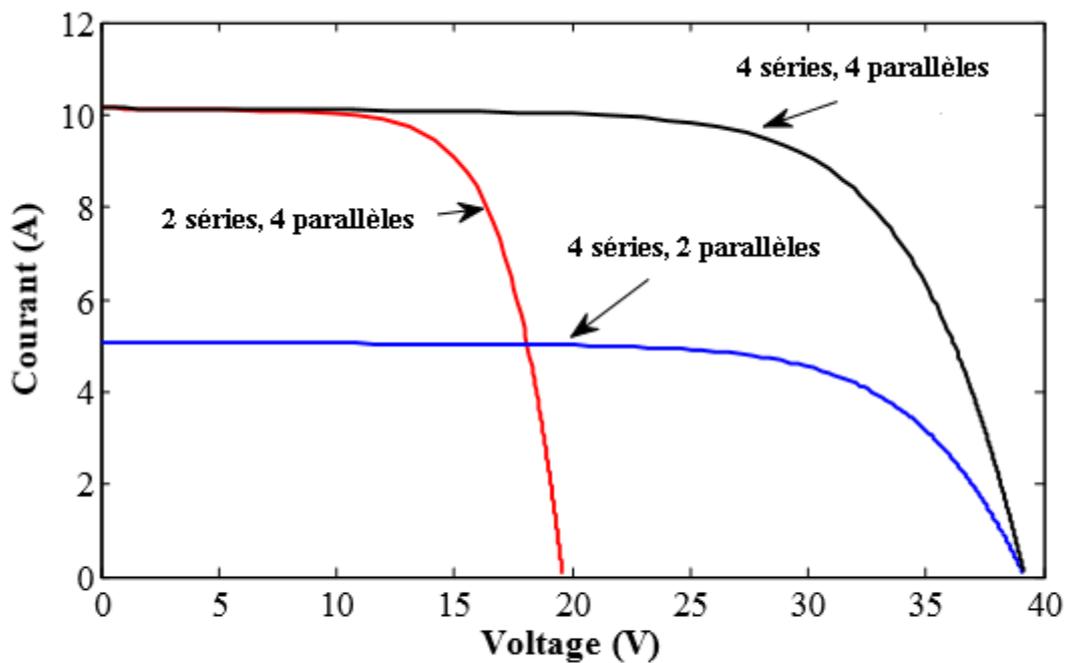


Figure.18. la caractéristique I-V de l'association mixte (série parallèle).

Les caractéristiques I-V d'un système photovoltaïque varient en fonction de la quantité d'insolation et de la température des cellules. Les conditions de test standard (STC) ont été établies pour permettre des comparaisons d'un module à l'autre. Les conditions de test standard comprennent une irradiation solaire de  $1 \text{ KW}/\text{m}^2$ , un rapport de masse d'air de 1,5 (AM 1,5), et une température de  $25^\circ \text{C}$  (il est important de noter que  $25^\circ$  est la température de la cellule, et non la température ambiante).

### 1.7.5. l'effet de la température et l'isolation sur la caractéristique I-V

Dans la fiche technique, les fabricants fournissent les caractéristiques du module PV qui montrent la variation de la courbe I-V en fonction de l'insolation et de la température. La figure.19 montre un exemple du module multi-quartz Kyocera 120W.

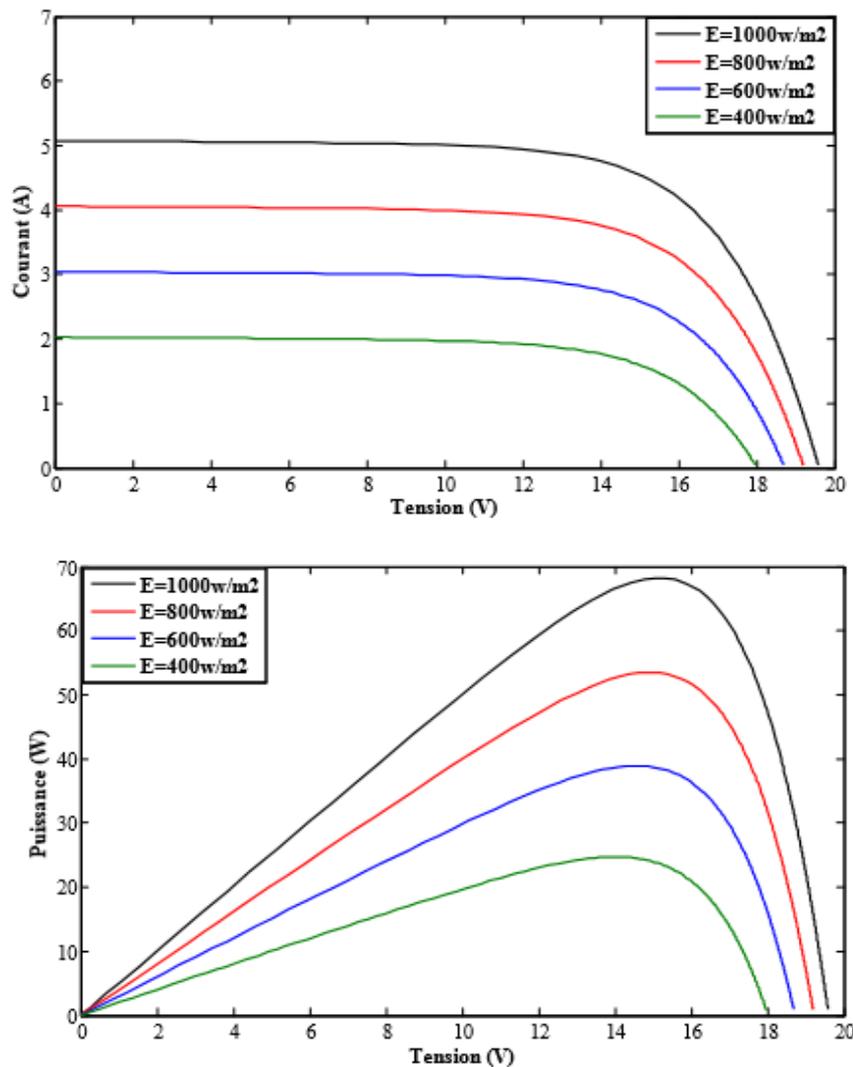
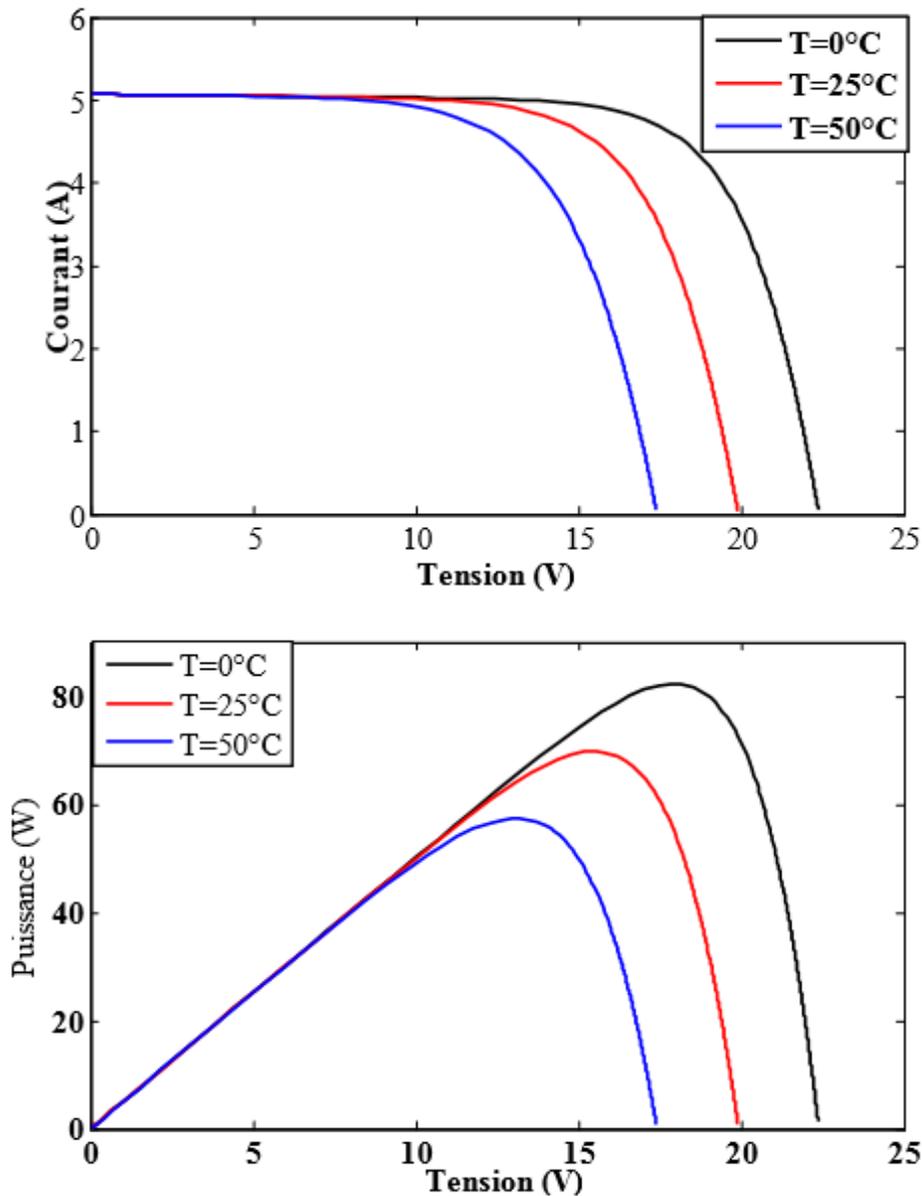


Figure.19.a. L'influence de l'insolation sur les caractéristiques I-V et P-V du module multi-quartz Kyocera KD210

D'après la figure.19.a, lorsque l'insolation diminue, le courant  $I_{sc}$  chute en proportion directe, avec une légère réduction de la tension  $V_{oc}$ .

Comme le montre la figure.19.b, Lorsque la température de la cellule augmente, la tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  et la puissance maximale  $P_{max}$  diminuent, tandis que le courant de court-circuit  $I_{sc}$  augmente légèrement.



**Figure.19.b.** L'influence de la température sur les caractéristiques I-V et P-V du module multi-quartz Kyocera KD210

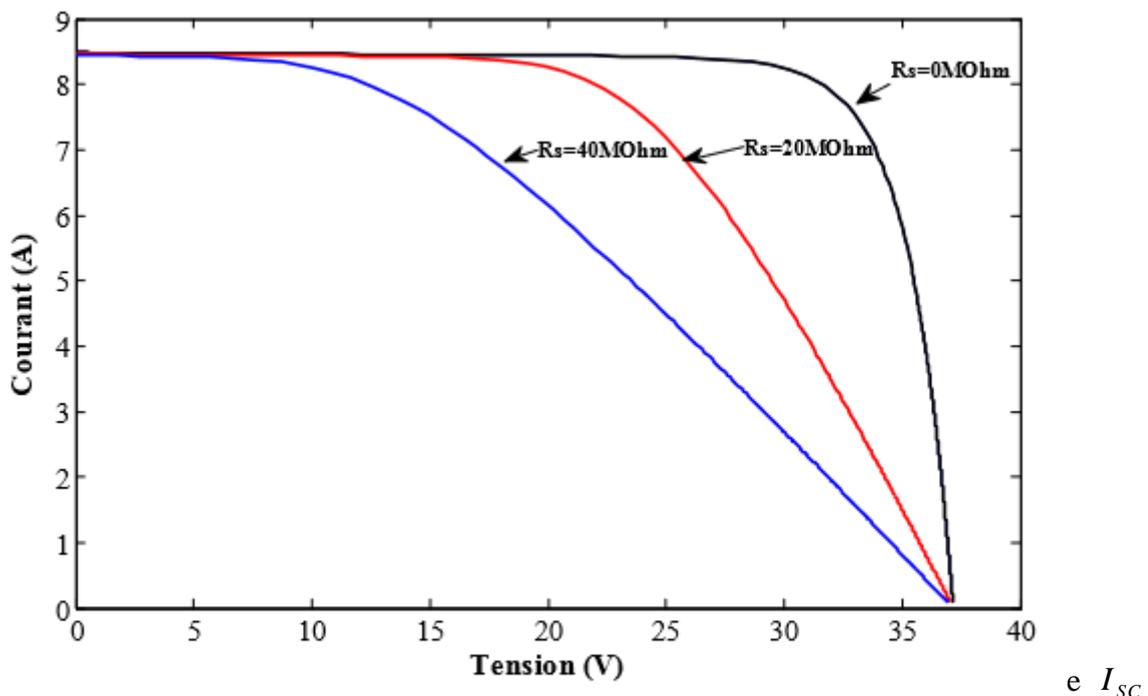
La température de la cellule solaire varie avec le changement de la température ambiante, mais aussi avec le changement de l'insolation. Afin de comprendre le changement des performances de la cellule PV en fonction de la température, les fabricants fournissent un indicateur appelé NOCT, qui correspond à la température nominale de la cellule. Le NOCT est la température de la cellule dans un module lorsque la température ambiante est de 20 °C, avec un rayonnement solaire de 0,8  $KW/m^2$  et d'une vitesse du vent de 1  $m/s$ . L'équation.6 représente la variation de la température de la cellule en fonction de la température NOCT.

$$T_{cell} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{0.8} \right) S \quad (6)$$

Où  $T_{cell}$  est la température de la cellule (°C),  $T_{amb}$  est la température ambiante (°C),  $S$  est l'irradiation solaire ( $KW/m^2$ ).

#### 1.7.6. l'influence de la résistance série et la résistance parallèle sur I-V

La résistance série, ( $R_s$ ) d'un module PV représente les résistances dans les liaisons de soudure cellulaire, la métallisation des cellules, les barres d'interconnexion des cellules et les résistances dans les boîtes de jonction. La figure 20 montre l'effet de la résistance série sur les caractéristiques I-V simulées d'un module photovoltaïque.



comr

Fig.20 : l'effet de la résistance série sur I-V

La résistance shunt ( $R_{SH}$ ) représente tous les chemins parallèles de haute conductivité (shunts) à travers la jonction p-n de la cellule solaire ou sur ses bords. La figure 21 représente l'effet de la résistance parallèle sur les caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque.

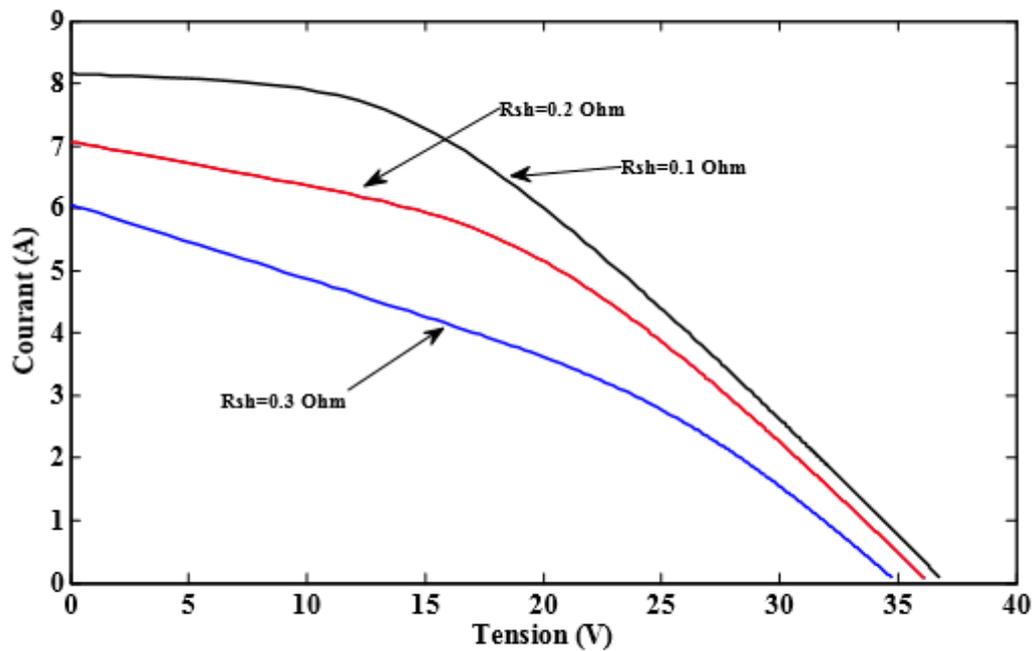


Figure.21. L'effet de la résistance parallèle sur I-V

### **I.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté les différentes notions théoriques sur le rayonnement solaire, les modules PV ainsi que les différentes technologies de cellules photovoltaïques. Ensuite, on a abordé les principes physiques de base qui décrivent le fonctionnement d'une cellule solaire. Pour cela, on a passé en revue les propriétés fondamentales des matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir l'énergie de la lumière en électricité. La cellule solaire fonctionne comme étant une diode à jonction p-n. Pour le cas d'une cellule solaire, on a donné l'expression du courant généré déduit à partir des équations simplifiées.

La caractéristique I-V de la cellule a permis d'illustrer certains paramètres importants: la tension en circuit ouvert, le courant de court circuit, la puissance maximale. Le circuit équivalent d'une cellule solaire réelle introduit d'autres grandeurs pour tenir compte de l'effet des résistances parasites et de la recombinaison. A la fin du chapitre, on a montré l'effet des conditions ambiantes sur les performances de la cellule solaire ainsi que les paramètres qui influent sur son efficacité.

## **CHAPITRE II**

### **Effets de la dégradation des PV**

## II.1. Introduction

Aujourd'hui, il est noté un déficit d'information sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degré d'impact sur la durée de vie et la fiabilité des modules PV [34]. Un facteur de la réduction des coûts des systèmes photovoltaïques consiste à augmenter la fiabilité et la durée de vie des modules PV. Ce chapitre présente une revue bibliographique approfondie sur les modes de dégradation des modules photovoltaïques où les principaux types de dégradations des modules PV sont présentés [35]. Il existe actuellement, un grand nombre de méthodes pour caractériser les défaillances des modules PV en extérieur et en laboratoire basées sur l'étude des facteurs (Température, humidité ...) et des moyens de détection des dégradations des modules PV.

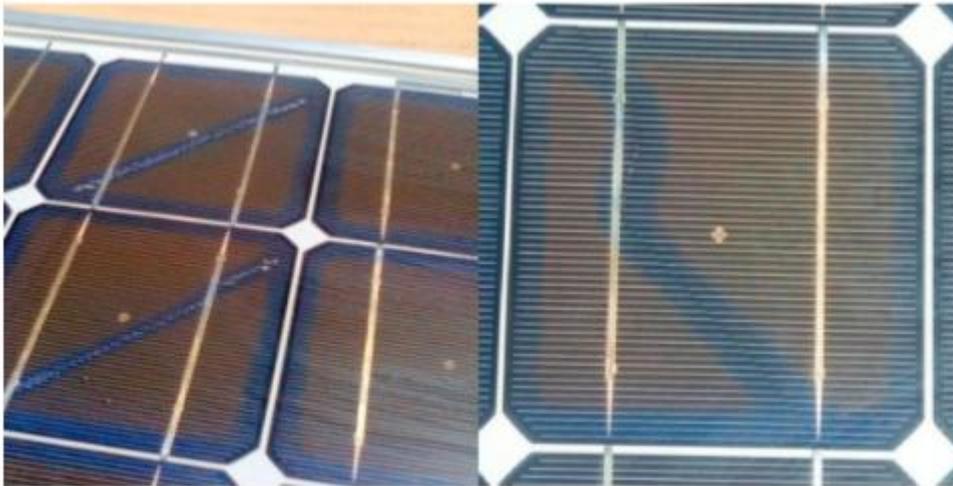
## II.2. Les modes de dégradation d'un module PV

Les modules PV les plus utilisés dans les champs photovoltaïques sont constitués de cellules solaires au silicium. Par conséquent, une grande base de connaissances a été accumulée pour l'investigation sur les dégradations de modules PV de ce type. La dégradation d'un module PV est un effet qui détériore progressivement la puissance délivrée par le module. La caractéristique des modules PV peut être dégradée par plusieurs facteurs tels que la température, l'humidité, la poussière et l'irradiation. Ces facteurs sont les causes de plusieurs types de dégradation tels que le PID (Potentiel induced degradation), la corrosion, la délamination et les fissures dans les cellules [36].

### II.2.1. Décoloration de la couche EVA

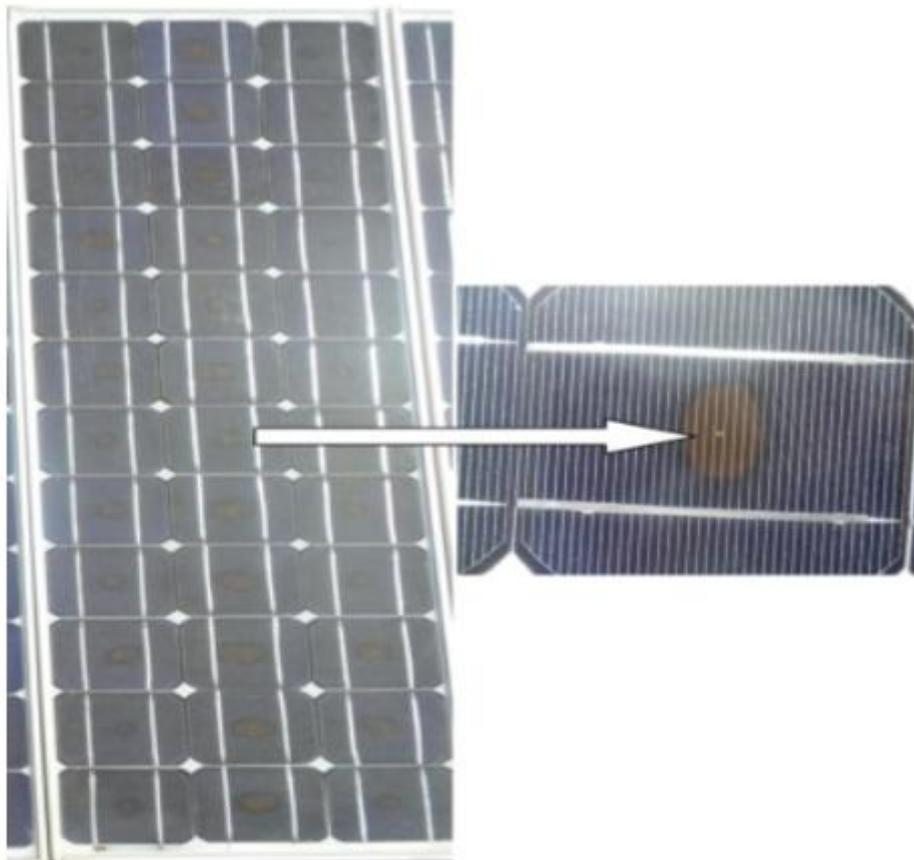
La décoloration de la couche d'encapsulation EVA (l'éthylène-acétate de vinyle) est l'un des mécanismes de dégradation les plus évidents dans les modules PV.

La couche EVA est généralement formulée avec des additifs, y compris des stabilisants UV et thermiques. Mais le choix de ces additifs et leurs concentrations sont décisifs sur la qualité et la résistivité de la couche d'encapsulation. L'interaction entre des additifs incompatibles sur le terrain peut produire des chromophores décolorants ou l'appauvrissement des additifs (tels que l'absorbeur UV) avec le temps peut rendre la couche EVA décolorée comme le montre la figure.22. Les modes de décoloration observées sur le terrain peuvent être complexes en raison de la diffusion de l'oxygène ou des produits de réaction, tels que l'acide acétique, générés par l'interaction de la chaleur et de la lumière UV avec l'EVA [37].



**Figure.22. La décoloration de la couche EVA**

. La figure.23 montre un exemple où une seule cellule est plus sombre par rapport aux autres cellules adjacentes. Cela implique que la cellule la plus décolorée était sous une température supérieure à celle des autres cellules dans le même module PV.



**Figure.23. La décoloration d'une cellule solaire**

La décoloration de l'EVA peut contribuer à la dégradation de la majorité des modules en silicium. Un moyen de dégradation de 0,5% /année a été rapporté dans un résumé de 1800 études sur la dégradation des modules de silicium. Cette dégradation est traduite généralement par une diminution de courant de court-circuit [38,39].

### II.2.2. les fissures de la cellule

Les cellules solaires en silicium sont très fragiles. Les fissures cellulaires sont des fissures dans le substrat de silicium des cellules photovoltaïques qui souvent ne peuvent pas être vues à l'œil humain. Lors du processus de fabrication des modules solaires, un certain nombre de cellules solaires sont intégrées dans un module photovoltaïque. Souvent, les modules les plus utilisés dans le marché photovoltaïque sont composés de 60 cellules solaires. Le processus de la fabrication de module photovoltaïque présente un risque qui provoque les fissures dans les cellules solaires (figure.24).



**Figure.24. fissure de la cellule solaire**

Lors de la production de la cellule solaire, il existe trois sources différentes de fissures;

- Les fissures provenant du ruban d'interconnexion de cellules qui sont provoquées par la contrainte résiduelle induite par le processus de soudage. Ces fissures sont souvent situées aux extrémités du connecteur.

- La fissure dite croisée, provoquée par des aiguilles qui se pressent sur la plaquette de silicium pendant la production.
- Les fissures de bord de la cellule sont provoquées par le rebondissement de la cellule contre un objet dur.

Pendant le fonctionnement du module solaire, les fissures de cellules puissent se développer en fissures plus longues et plus larges, à cause du vent ou la charge de neige et les contraintes thermomécaniques [40] sur les modules solaires en raison des variations de la température. Selon le type de la fissure, les contraintes thermiques, mécaniques et l'humidité peuvent conduire une partie de la cellule en état inactive, qui provoque une perte de puissance de la cellule photovoltaïque concernée. Lorsque cette partie inactive de la cellule photovoltaïque est supérieure à 8% de la surface totale de la cellule, cela entraînera une perte de puissance sensiblement linéaire avec la surface cellulaire inactive. Une zone inactive de 50% ou plus de la cellule entraînera une perte de puissance d'un tiers de la puissance du module solaire lorsque la diode de dérivation (by-pass diode) est activée et raccourcit la ligne entière qui contient la cellule endommagée [41].

### II.2.3. Le hot spot

Le hot spot est une défaillance présentée par des points chauds sur la cellule solaire, comme indiqué sur la figure.25. Elle est observée couramment dans les modules photovoltaïques à base de silicium. Cette dégradation est associée à des parties du module devenant très chaud en raison d'une défaillance des soudures, d'une rupture de ruban ou d'un écoulement de courant en inverse. Cette dernière est survenue lorsque le courant délivré par le module photovoltaïque est supérieur de celui de la cellule solaire défectueuse ou faiblement éclairée. Dans ce cas là, la cellule défectueuse est fonctionnée comme une charge électrique. Lorsque la température augmente, la résistance peut également augmenter jusqu'à ce que la température soit suffisamment élevée pour décolorer l'encapsulation de la cellule. Toutefois, tous les modules photovoltaïques sont équipés par des diodes qu'on appelle les diodes by pass. Cette diode devient active lorsqu'une partie du module (une cellule ou plusieurs cellules) ne fonctionne pas normalement comme l'autre partie du module. Elle a le rôle de mettre en court circuit la partie défectueuse qui est présentée généralement un tiers de la partie entière du module. Par contre, cette solution réduit la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module [42].

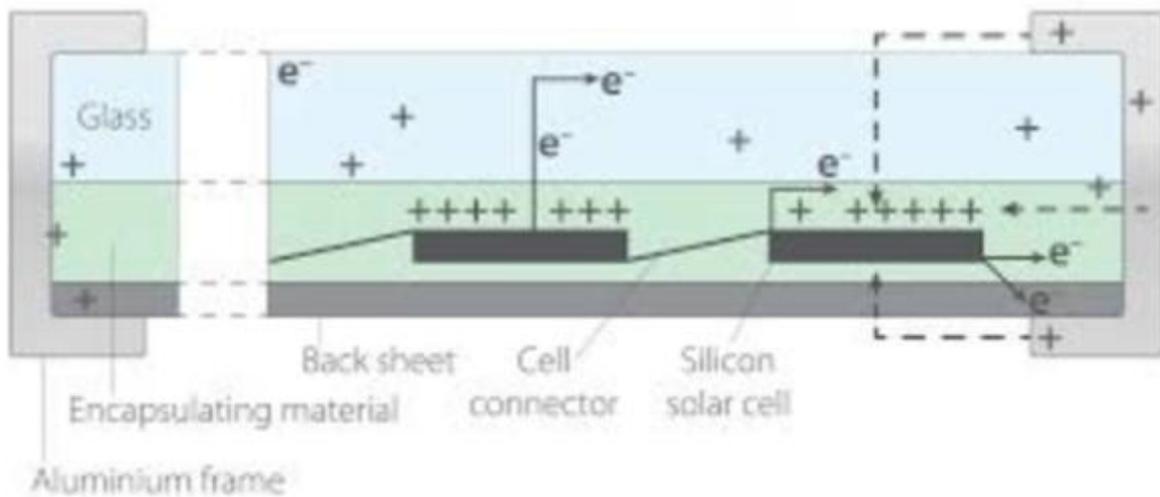


Figure.25. Le hot spot

#### II.2.4. Le PID – Potentiel Induit de dégradation

Dans les systèmes photovoltaïques, les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'atteindre la tension désirée. Un potentiel électrique avec une polarisation négative à la terre peut se créer entre les structures métalliques des modules et les cellules solaires à l'intérieur des modules. Ainsi, il peut se créer des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre les structures et les cellules solaires. Au cours des cinq dernières années, il a été constaté que le courant de fuite à travers la vitre du module et la couche l'encapsulation de la cellule entraînent une accumulation de charge négative piégée à la surface de la cellule. Ce phénomène est connu sous le nom potentiel induced degradation (PID). L'effet PID (figure.26) indique que le potentiel force les charges positives sous forme d'ions de sodium de s'introduire de la surface de la vitre du module vers la couche antireflet de nitrure de silicium de la cellule solaire. Les ions de sodium peuvent s'accumuler dans certaines régions de la couche de nitrure de silicium [43].

Dans le cas de cellules de silicium de type p, ces centres de charge peuvent générer des shunts locaux dans la jonction p-n.



**Figure.26. L'effet de PID**

Ce phénomène dégrade progressivement les performances des modules photovoltaïques à base de silicium. Par conséquent, le facteur de forme (FF), le courant de court-circuit ( $I_{CC}$ ) et la tension de circuit ouvert ( $V_{CO}$ ) ont été considérablement réduits. Les études sont montrées que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [44].

### II.2.5. Délamination

La délamination est la défaillance d'adhérence entre la couche d'encapsulation et la cellule, ou entre la cellule et le verre du module photovoltaïque (figure.27). La perte d'adhérence se produit en raison d'une contamination comme le manque de nettoyage du verre, ou de facteurs environnementaux tels que la pénétration d'humidité à l'intérieur de la structure du module PV [45]. Par conséquent, la présence de l'humidité à l'intérieur du module provoque des dégradations sous l'effet des réactions chimiques telles que la corrosion. D'autre part, ce phénomène affecte la trajectoire de la lumière incidente sur le module PV, elle favorise la réflexion de la lumière, qui réduit le courant délivré par le module, induisant une diminution de la performance du système photovoltaïque [46].

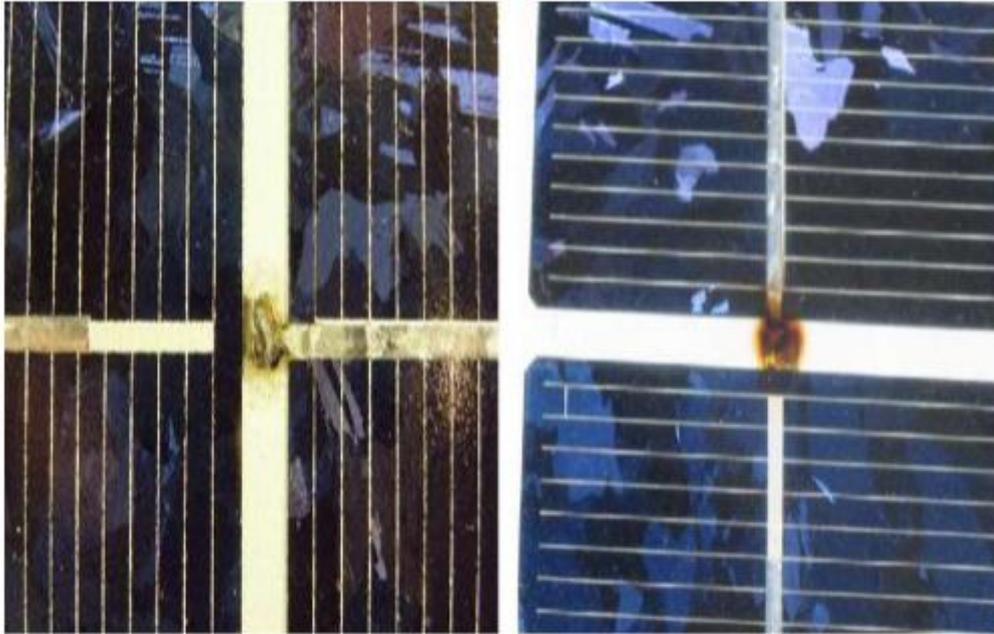


**Figure.27. L'effet de la délamination**

### **II.2.6. Dégradation des interconnexions des cellules**

Dans un module photovoltaïque, les cellules solaires sont connectées en série par des connexions métalliques de l'avant vers l'arrière afin d'atteindre une tension plus élevée. Les liaisons métalliques sont susceptibles de défaillance au cours du fonctionnement du module photovoltaïque (voire la figure.28). Il peut y avoir plusieurs causes possibles pour cette défaillance. Parmi les quelle on peut citer :

- Une mauvaise soudure de la connexion métallique entre les cellules solaires représente la principale raison de cette défaillance.
- Une distance étroite entre les cellules favorise la défaillance de ces liaisons entre les cellules.
- Les points chauds par un ombrage partiel des cellules pendant le fonctionnement à long terme du système PV forcent les contacts métalliques à se rompre.



**Figure.28. les dégradations dans les interconnexions des cellules**

### **II.2.7. le dysfonctionnement de la diode by-pass**

Actuellement, les diodes by-pass sont intégrées dans les modules photovoltaïques. Ces diodes réduisent la perte de puissance due à l'ombrage partiel du module PV. Les diodes by-pass protègent le module photovoltaïque dans le cas d'une polarisation inverse supérieure de la tension de polarisation inverse permise pour les cellules solaires. Si une cellule est polarisée en inverse avec une tension plus élevée que celle conçue pour la cellule, ceci est susceptible de provoquer des points chauds, ou peut être un incendie. Des nombreuses défaillances de diodes by-pass peuvent se produire. Mais il est difficile de les trouver, car elles n'attirent l'attention que lorsque les modules PV présentent un décalage grave dans la caractéristique I-V individuelle des cellules solaires. La défaillance de la diode by-pass est causée par l'ombrage, les fissures de la cellule ou les ruptures des interconnexions métalliques de la cellule [47].

## **II.3. Les méthodes d'identification de la dégradation du module photovoltaïque**

### **II.3.1. Inspection visuelle**

L'inspection visuelle est une méthode puissante pour identifier les causes des défaillances ou pour identifier les problèmes susceptibles de provoquer des dégradations des performances d'un module photovoltaïque. Il existe de dégradations invisibles qui doivent être étudiées avec des outils plus sophistiqués. A l'aide l'œil humain, l'inspection visuelle est

efficace pour identifier les points chauds (hot spot), le délaminage, la décoloration de la couche EVA, les fissures dans les cellules solaires et les défaillances de la boîte de jonction du module photovoltaïque. Pour effectuer une inspection visuelle, le module peut être divisé en plusieurs parties et chaque partie du module PV est inspectée et documentée séparément avec les défauts relatifs. Lors de l'inspection visuelle et selon les normes IEC 61215 et 61646 [48, 49], le module photovoltaïque exigent un éclairage supérieur à 1000 lux.

### II.3.2. La caractéristique courant-tension

Les mesures de la caractéristique I-V du module PV déterminent le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, la puissance et d'autres paramètres. Le système de mesures de la caractéristique I-V d'un module PV consiste en un banc d'essai, une source de lumière, un capteur de température, un système de surveillance et un système d'acquisition de données. La mesure de la caractéristique I-V repose sur la mesure de la tension aux bornes du module ou le courant traversant le module en fonction de d'une charge électronique externe ou une alimentation électrique. D'après la caractéristique I-V, certains paramètres clés ( $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $P_m$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ) peuvent être extraits pour détecter la dégradation du module PV [50]. La courbe I-V d'un module PV illuminé est illustrée dans la figure.29.

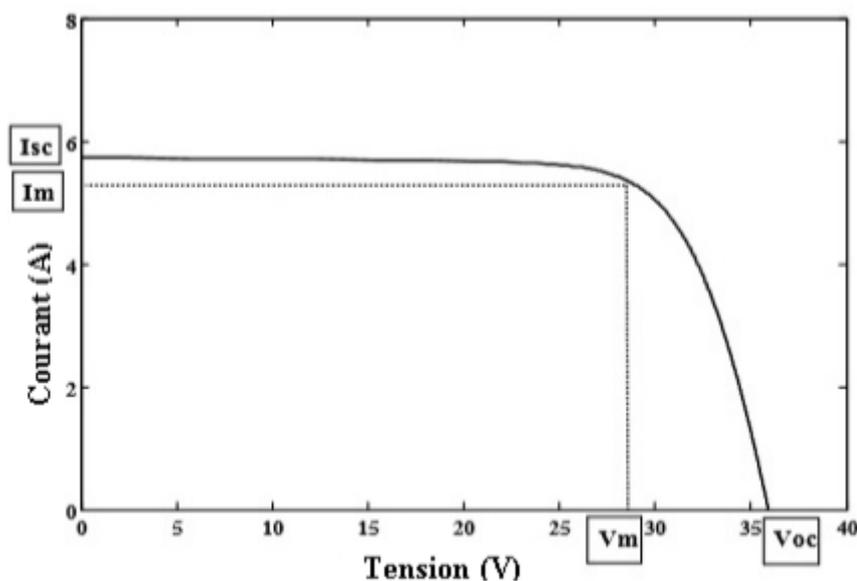


Figure.29. la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque

Afin de détecter la dégradation de la puissance délivrée par le module PV, le résultat de mesure en temps réel doit être transformé en SRC (condition de référence standard). Les conditions de référence standard sont présentées par une irradiation de  $1000W/m^2$ , une température du module de  $25^\circ$  et une répartition spectrale du rayonnement (AM) de 1.5. Les différences entre les résultats mesurés avec les valeurs obtenues dans la fiche technique, peuvent être divisées en :

- Un courant de court-circuit plus faible que prévu, ce cas est probablement causé par la perte de transparence de l'encapsulation due de la corrosion du verre qui réduit le piégeage de la lumière du module ou le délaminage entraîne un découplage optique des couches.
- La courbe I-V devient inclinée près du courant de court circuit  $I_{SC}$ . Cette modification signifie que la résistance parallèle  $R_p$  a diminué en raison des défauts autour des interconnexions des cellules.
- Une inclinaison de la courbe I-V près de la tension de circuit ouvert  $V_{OC}$  est constatée, ce qui indique une augmentation de la résistance série  $R_s$  dans le module PV. La résistance série dans le module pourrait augmenter en raison de l'augmentation de la résistance des interconnexions.

### II.3.3. L'imagerie par Thermographie

La thermographie ou l'imagerie infrarouge (IR) est une technique de mesure non destructive qui fournit en temps réels et bidimensionnels les caractéristiques des modules PV. La gamme de longueur d'onde correspondante va de  $3\mu m$  à  $5\mu m$ . Cette méthode permet d'identifier les pertes de puissance dans les modules PV. Le détecteur utilisé est de type CCD (Charge Coupled Detector). Les mesures thermographiques montrent les différences de température dans le module PV induites par un courant externe ou une lumière. Pendant le test à l'obscurité, les cellules sont en conditions de circuit ouvert [51]. Pendant le test à l'éclairage, le courant et la chaleur sont générés par la lumière incidente qui peut provoquer une température inhomogène du module PV. Pour une détection plus précise des défauts, l'imagerie thermographique est réalisée sous la condition d'éclairage du module PV, et la répartition de la température des différentes conditions de charge (le point maximum de puissance, circuit ouvert, le court circuit) doit être comparée. Les mesures de thermographie

éclairées (en plein air) doivent être effectuées par temps ensoleillé sans nuages, avec un minimum d'irradiation de  $700W / m^2$  au niveau du module sous une faible température.

Dans le cas d'une irradiation uniforme, les températures des cellules peuvent ne différer que de quelques degrés. Les variations de température seront plus importantes dans les zones des cellules qui contiennent les défauts (hot spot, les fissures).

#### **II.3.4. L'imagerie pare électroluminescence**

Dans un semi-conducteur, l'électroluminescence est le résultat d'une recombinaison radiative d'électrons et de trous. Les électrons excités libèrent leur énergie sous forme des photons. La technique de l'imagerie par électroluminescence (EL) permet d'identifier les défauts qui sont difficilement détectés par les autres techniques. Le module de test PV est excité par un courant continu pour provoquer les radiations émises par les recombinaisons dans les cellules solaires [52]. Cette technique (EL) repose sur un détecteur de type infrarouge IR-CCD (Infrarouge - Charge Coupled Detector). En utilisant l'imagerie EL, il est possible de détecter les défauts cristallographiques et les fissures dans les modules photovoltaïques, ils apparaissent sous forme de lignes sombres sur la cellule solaire.

#### **II.3.5. L'imagerie par fluorescence**

La fluorescence UV (FL) de la couche EVA (l'acétate d'éthylène-vinyle) a été utilisée pour la première fois pour analyser la décoloration des modules photovoltaïques [53]. Cette technique est basée sur l'exposition de la cellule solaire au rayonnement ultra violet (UV), les molécules de la couche EVA se décomposent pour former des luminophores. Pour ce faire, une source de lumière UV de 315 nm a été utilisée pour exciter les luminophores de la couche EVA, qui émettent une lumière fluorescente dans une gamme de 325 nm à 800 nm.

Tout d'abord, un spectre d'émission est obtenu en surveillant la réponse à une longueur d'onde d'excitation particulière, telle que 315 nm. Ensuite, un spectre d'excitation est obtenu en surveillant une longueur d'onde de fluorescence particulière et en balayant la longueur d'onde du signal d'excitation. Le test est répété de manière itérative jusqu'à ce que chaque pic de fluorescence soit corrélé avec un spectre d'excitation correspondant [54].

Cependant, cette technique nécessite un accès direct à la couche d'encapsulation, car les verres avant utilisés sont no transparents pour la lumière UV en dessous de 350 nm. En utilisant l'imagerie FL, il est particulièrement possible de détecter des fissures dans les cellules des modules photovoltaïques [55]. Sur l'image FL, les fissures apparaissent sous la forme d'une barre sombre sur la cellule solaire. Une fissure est beaucoup plus facile à identifier que dans une image EL.

#### **II.4. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté une revue des modes de dégradation rencontrés par les modules photovoltaïques au cours des années d'exploitation. Les modes de dégradation principales des modules PV recensés dans la littérature sont : la délamination, la corrosion, les bris de verre, la décoloration, les fissures de cellules et les points chauds (hot spot). Plusieurs études ont mis évidence ces modes de dégradation. Les paramètres environnementaux tels que l'humidité, la température et l'irradiation UV sont les principaux facteurs de dégradation.

## **CHAPITRE III**

### **Banc de mesure de I-V**

### III.1. Introduction

Dans les conditions de test standard (STC:  $1000W / m^2$  d'éclairement énergétique, température de la cellule de  $25^{\circ}C$  et masse d'air de 1,5), les caractéristiques (I-V) et les paramètres des modules PV sont fournis par les fabricants. Cependant, les conditions de fonctionnement réelles sont différentes de celles du STC. Comme nous le savons, l'étude du comportement et de la performance des modules photovoltaïques se fait grâce à sa caractéristique I-V. Pour cette raison, nous avons mis au point un système d'acquisition de données pour tracer les caractéristiques de tension et de courant d'un panneau solaire dans des conditions de fonctionnement normales. Ce système peut tracer la courbe des caractéristiques du module solaire en utilisant une charge électronique. Dans le domaine photovoltaïque, on peut tester le module PV avec différents types de charge.

Selon la référence [56] on a pu voir qu'avec une résistance variable simple (rhéostat) on peut obtenir chaque point de la courbe I-V en faisant varier la résistance de zéro à l'infini. La précision de ce type de charge est faible, car le changement de charge peut être effectué manuellement et qu'il est impossible d'automatiser la mesure. Il a été également signalé que nous pouvons obtenir tous les points de la courbe I-V du court-circuit au circuit ouvert du panneau solaire avec un amplificateur de puissance à base de transistors bipolaires, sauf qu'avec cette méthode on a beaucoup de pertes de puissance. Dans [57, 58, 59, 60], ils ont réalisé un circuit électronique pour obtenir les caractéristiques du module PV en utilisant un transistor à effet de champ (MOSFET) comme charge électronique; dans sa région active, on peut amener la borne de tension de sortie du circuit ouvert à zéro et la matrice de courant de sortie de zéro au court-circuit. Le grand avantage de cette méthode est le test rapide du module PV. Le balayage rapide de toutes les valeurs de cette charge rend les mesures des modules PV très précises. Dans ce travail, nous utilisons L'environnement LABVIEW pour créer une plate-forme entre l'ordinateur et le panneau solaire afin d'afficher la caractéristique Courant-tension du panneau PV [61]. Ce travail combine toutefois la carte Arduino avec LABVIEW, qui permet à l'utilisateur de représenter graphiquement les tableaux de mesures traités par ordinateur.

### III.2. Modèle mathématique de la cellule photovoltaïque

Dans ce travail, la cellule solaire est représentée par le modèle de cinq paramètres afin d'analyser la caractéristique I-V d'un système photovoltaïque.

Dans [62], le modèle est simplifié en quatre paramètres en supposant que la résistance parallèle est infinie. Le modèle utilisé dans ce travail comprend cinq paramètres qui

doivent être connus pour décrire la caractéristique I-V de la cellule solaire (Comme le montre la figure 30).

En utilisant la loi des nœuds, on trouve :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1)$$

Où :  $I_L$  (A) est le photo-courant généré sous une certaine irradiation,  $I_d$  (A) est le courant de la diode de la jonction P-N,  $I_{sh}$  (A) est le courant de fuite due de la résistance shunt  $R_{sh}$ .

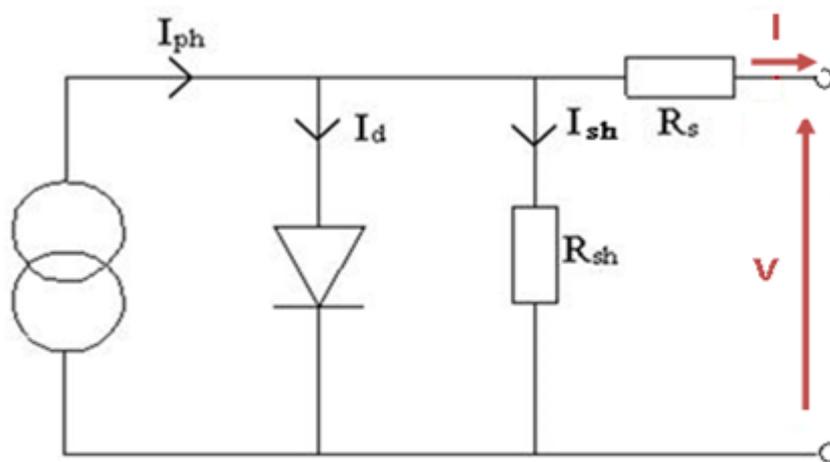


Figure.30. Circuit équivalent à cinq paramètres

Par substitution des expressions de  $I_d$  et  $I_{sh}$  l'équation relative du courant et de la tension délivrée par une cellule solaire PV individuelle [63] est obtenue comme suit :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{(V + IR_s)q}{nkT_c}\right) \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2)$$

Où :  $I_0$  (A) est le courant de saturation de la diode;  $R_s$  (Ohm) est la résistance série;  $R_{sh}$  (Ohm) est la résistance shunt / parallèle;  $V_t = nkT/q$  est la tension thermique de la diode; n est le facteur d'idéalité de la diode; q est la charge de l'électron ( $1.602 \cdot 10^{-19}$  C); K est la constante de Boltzmann ( $1.381 \cdot 10^{-23}$  J/K), et T est la température de la cellule solaire.

En se basant sur l'équation 2 ; si les cellules solaires sont connectées en série dans un module photovoltaïque, l'équation non linéaire est donnée par l'équation (3):

$$I_M = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{(V_M + I_M N_S R_S)}{N_S V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_M + I_M N_S R_S}{N_S R_{Sh}} \quad (3)$$

Dans un système photovoltaïque, les modules solaires sont connectés en série ( $N_S$ ) et en parallèle ( $N_P$ ) afin d'atteindre un courant  $I_p$  et une tension  $V_p$ . L'équation I-V d'un système photovoltaïque est donnée dans l'équation (4) :

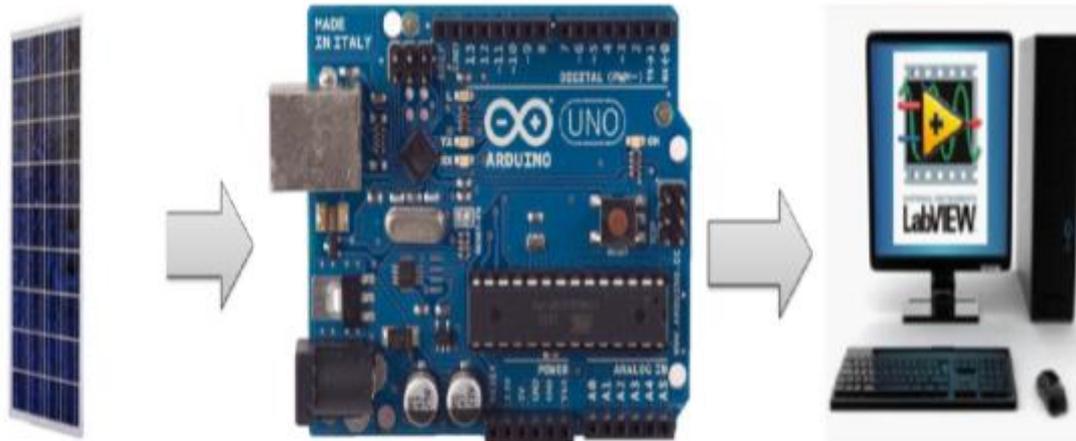
$$I_P = N_P I_L - N_P I_0 \left[ \exp\left(\frac{(V_P + I_P \frac{N_S}{N_P} R_S)}{N_S V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_P + I_P \frac{N_S}{N_P} R_S}{\frac{N_S}{N_P} R_{Sh}} \quad (4)$$

### III.3. Le banc de mesure

Cette partie décrit un système de mesure, qui permet de mesurer les caractéristiques courant-tension (I-V), et puissance-tension (P-V) d'un panneau photovoltaïque (PV) dans les conditions réelles. En se basant sur le logiciel de LABVIEW, les paramètres du panneau solaire, y compris le facteur de forme, la puissance maximale, le courant de court-circuit et la tension de court circuit sont calculés. Les caractéristiques du panneau solaire ont été tracées rapidement en utilisant le MOSFET comme charge électronique, et qui est contrôlée au moyen d'une tension grille-source appropriée.

### III.4. Configuration du système de mesure

Pour caractériser les performances d'un système photovoltaïque, il est nécessairement de tracer son caractéristique courant-tension (I-V). Les chercheurs ont utilisé la carte microcontrôleur pour automatiser l'évaluation des performances de la cellule solaire [64]. Dans un autre travail, ils ont utilisé la carte d'acquisition de données DAC comme plateforme entre le panneau solaire et le logiciel LABVIEW pour obtenir la caractéristique I-V [65,66]. Dans ce travail (figure.31), l'Arduino représente le composant principal du système d'acquisition.



**Figure.31. La configuration du système d'acquisition**

### III.4.1. Charge électronique

Dans ce travail, nous configurons un système d'acquisition pour mesurer la courbe I-V et P-V d'un panneau solaire PV, comme illustré dans la figure.32. Le diagramme du traceur électronique montre que le circuit utilise le MOSFET IRFP064 comme résistance variable pour prendre tous les points (courant, tension) de chaque valeur de la résistance de la tension en circuit ouvert au courant de court-circuit du panneau solaire. Le courant  $I_d$  fourni entre le drain et la source augmente avec la tension de polarisation drain-source ( $V_{DS}$ ) et l'augmentation de la tension grille-source ( $V_{GS}$ ). Le mode de fonctionnement du transistor MOSFET est contrôlé par la tension  $V_{gs}$ ; Lorsque la tension de la grille est supérieure à la tension de seuil ( $V_t$ ), le MOSFET fonctionne en mode de saturation ( $V_{gs} - V_t \leq V_{ds}$ ) comme décrit dans l'équation. (3), dans le cas où le problème de tension du panneau photovoltaïque est plus faible, le MOSFET sera dans son régime linéaire ( $V_{gs} - V_t \geq V_{ds}$ ) comme représenté dans équation(4). Cependant, le MOSFET sera dans la région bloquée lorsque  $V_{gs}$  est inférieur à  $V_t$ .

$$I_d = K_N [2(V_{GS} - V_t)V_{DS} - V_{DS}^2] \quad (3)$$

$$I_d = K_N [2(V_{GS} - V_t)] \quad (4)$$

Où:  $K_N$  est le constante de l'instrument.

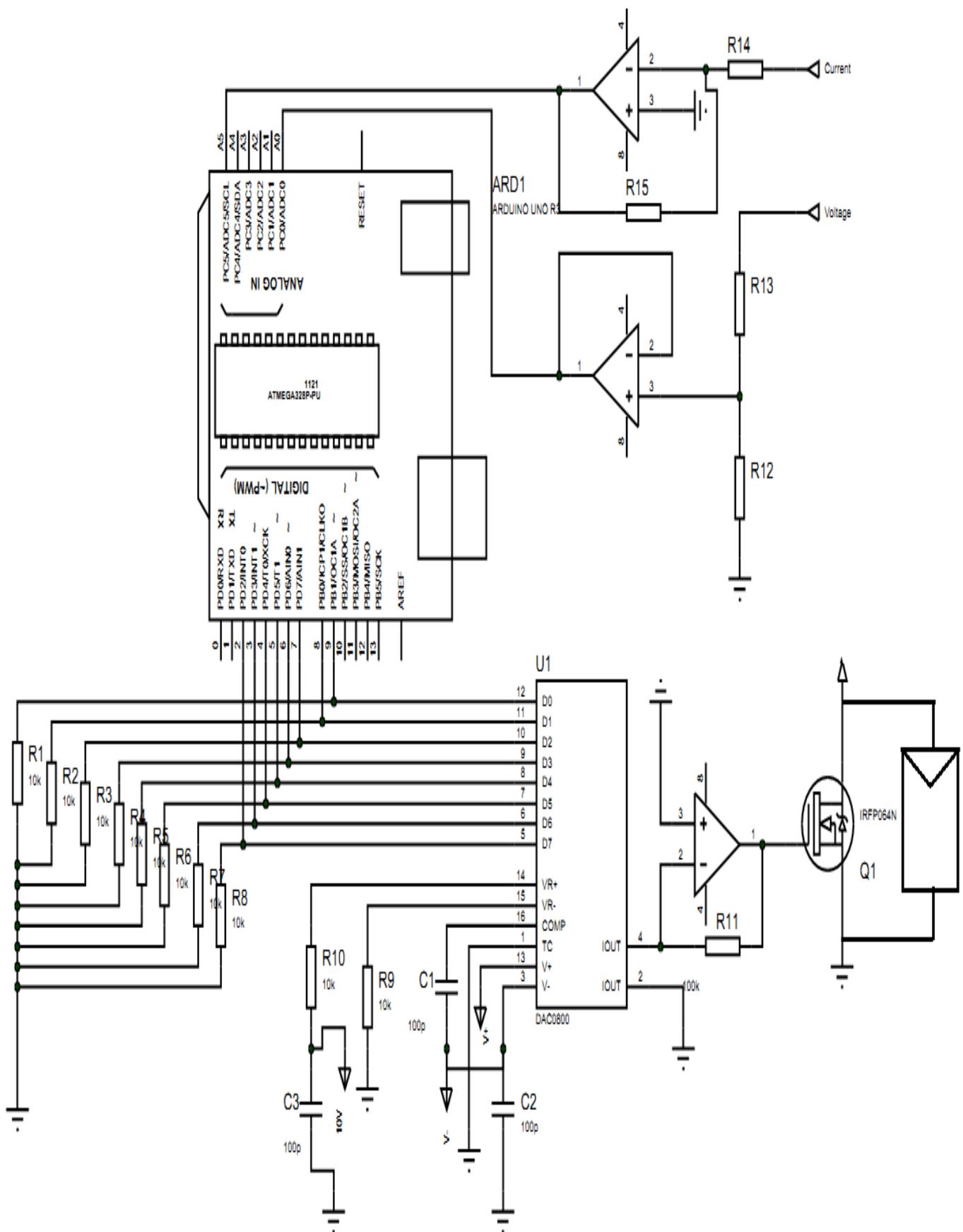


Figure.32. Schéma du circuit électronique

### III.4.2. Arduino

- L'Arduino Uno est une carte à microcontrôleur basée sur l'ATmega328. (Il possède 14 broches d'entrée / sortie numériques dont 6 peuvent être utilisées comme sortie PWM, 6 entrées analogiques, un résonateur céramique de 16 MHz et une connexion USB. Il contient tout le nécessaire pour prendre en charge le microcontrôleur, elle est adaptable à connecté simplement à un ordinateur via un câble USB. L'ATmega328 possède 32 Ko (avec 0,5 KB utilisé pour le chargeur de démarrage), 2 KB de SRAM et 2 KB d'EEPROM. L'Arduino Uno peut être alimenté via la connexion USB ou avec une alimentation externe [67].
- L'Arduino ne peut générer qu'une tension de signal numérique pour alimenter la borne de porte du MOSFET. Dans ce cas, nous devons utiliser un convertisseur numérique-analogique (DAC). Le circuit électronique utilise le DAC0800 de 8 bits, Il s'agit de convertisseurs numérique-analogique qui fournit un courant négatif à son sortie, qui est l'entrée d'un amplificateur opérationnel pour le convertir en tension analogique.
- Nous pouvons mesurer toutes les valeurs de courant de sortie du module solaire en utilisant le capteur CS100-VP, car la plage de fonctionnement de ce capteur de courant est supérieure à 100A et sa réponse est très rapide et précise.
- Ce capteur est basé sur le principe de l'effet de Hall, la borne de sortie du capteur fournit une tension qui représente l'image parfaite du courant primaire (entrée) du panneau photovoltaïque.
- Lorsque la carte Arduino détecte la tension de sortie, cette dernière sera transmise à l'ordinateur, puis l'environnement de programmation graphique LABVIEW effectue la transformation nécessaire.
- Pour mesurer la tension fournie par le panneau solaire, nous avons configuré un diviseur de tension (R12, R13) afin de minimiser la valeur de la tension (car la carte Arduino fonctionne dans une plage de tension positive comprise entre 0 et 5V).

### III.5. Interface NI LABVIEW pour Arduino Toolkit

L'interface NI LABVIEW pour Arduino (LIFA) est installé Pour créer une interface entre le microcontrôleur Arduino et l'ordinateur portable. Avec cette interface et l'environnement de programmation graphique LABVIEW, nous pouvons contrôler ou acquérir des données à partir du microcontrôleur Arduino (figure.33).



Figure.33. Processus d'installation de LIFA

### III.6. Organigramme du programme

Nous pouvons contrôler l'Arduino open source en utilisant le microcontrôleur ATmega328 (comme indiqué dans figure.34). La résistance (MOSFET) est variable à chaque tension source-grille données, les mesures générées par le panneau photovoltaïque peuvent être transférées via une communication série vers l'ordinateur.

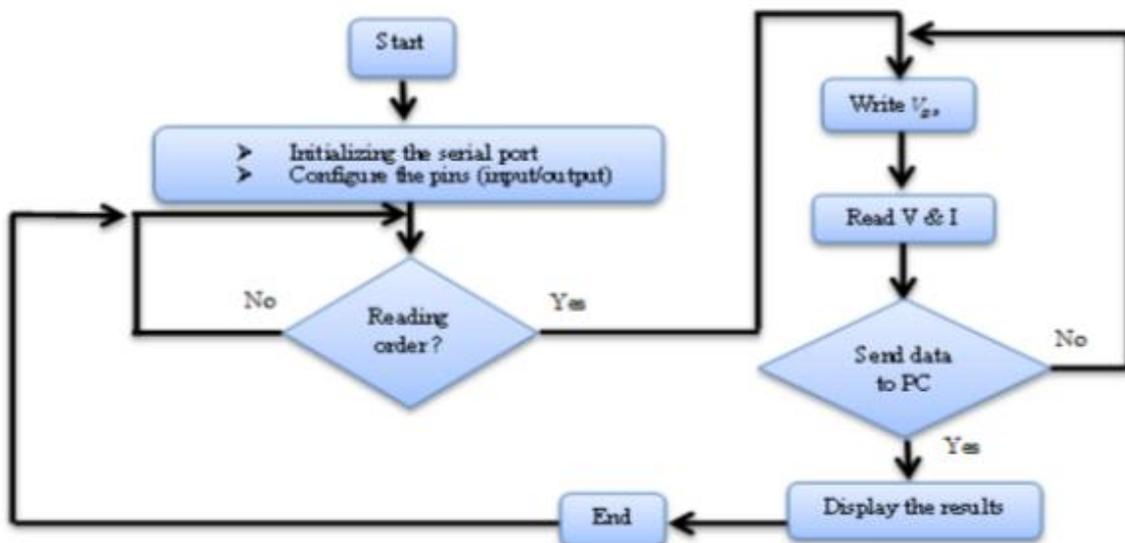


Figure.34. Organigramme du système d'acquisition

### **III.7. le Programme de LabVIEW**

L'Arduino Uno peut communiquer avec d'autres microcontrôleurs, de l'ordinateur ou avec autres carte Arduino. Le microcontrôleur ATmega328 fournit une communication série UART TTL (5V), disponible sur les broches numériques 0 (RX) et 1 (TX). Dans ce travail, nous utilisons le toolkit NI LABVIEW Interface pour intégrer la carte Arduino dans les bibliothèques instrumentales virtuelles de LABVIEW. La figure 35 représente le schéma synoptique du système de test de panneau PV utilisé pour acquérir les données mesurées. le diagramme est divisé en quatre parties :

- La première partie illustre l'initialisation du visa en série entre le matériel et le logiciel, ainsi que la configuration des 8 broches en sortie (2-9 broches) de l'Arduino.
- La deuxième étape rend l'ordre à chaque broche sélectionnée (écriture).
- La troisième étape, le courant et la tension sont réalisés via deux canaux d'entrées analogiques (0,5 broches).
- Dans la dernière partie, les résultats sont affichés sur l'écran de l'ordinateur.

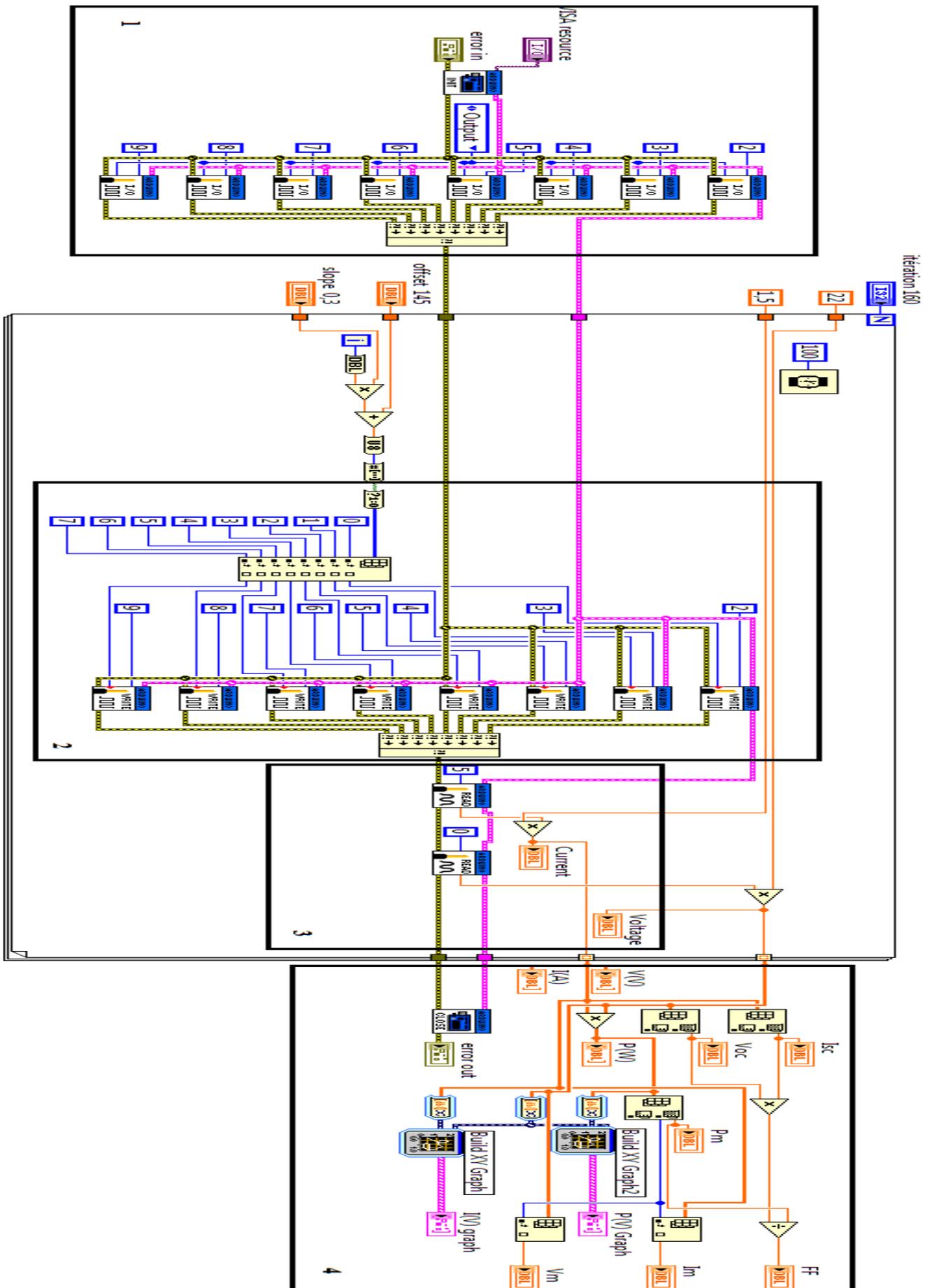


Figure.35. Bloc diagramme du système d'acquisition

### III.8. les résultats expérimentaux

Le système d'acquisition décrit précédemment est utilisé mutuellement avec le logiciel d'application GUV LABVIEW pour obtenir les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V). Les figures 36-39 représentent des mesures de test d'un panneau photovoltaïque poly cristallin PWX500 contenant 36 cellules solaires de (101,50 x 101,50 mm). Les résultats obtenus sur l'environnement LABVIEW sont également résumés sur des tableaux, dans lesquels nous avons les valeurs numériques de courant, de tension et la puissance. Le système d'acquisition développé calcule également la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), le point de puissance maximum ( $P_m, I_m, V_m$ ) et le facteur de remplissage (FF). Les résultats sont affichés en face avant dans l'interface LABVIEW. Plusieurs études ont été réalisées pour modéliser le comportement du module PV selon les interconnexions des cellules [54-57] et ont révélé des résultats similaires. La caractéristique I-V données dans la fiche technique de PWX500 et celles obtenues avec le circuit électronique présenté dans ce travail sont similaires, ce qui indique que le programme LABVIEW développé dans ce travail est valide.

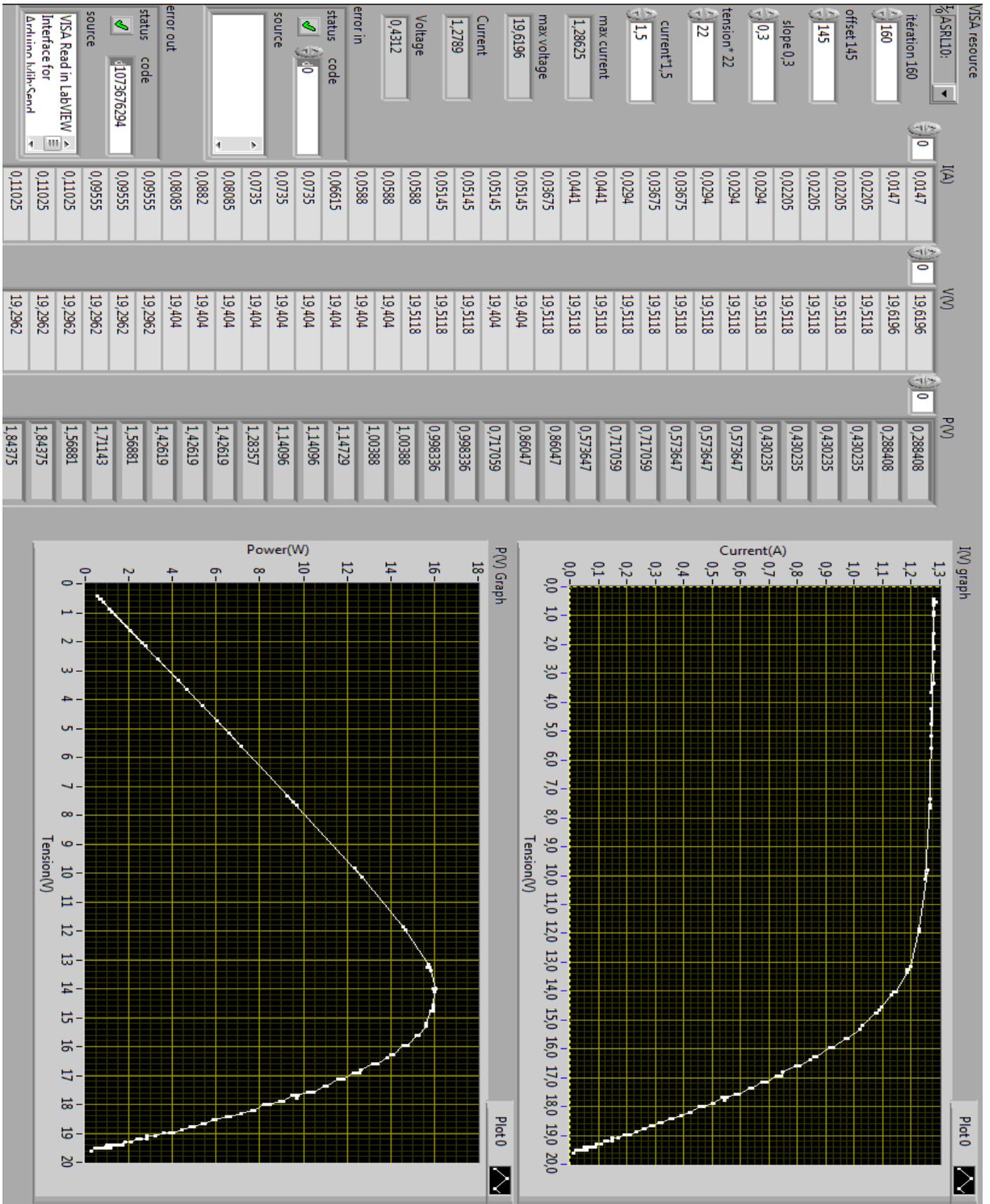


Figure.36. Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:30 minutes)

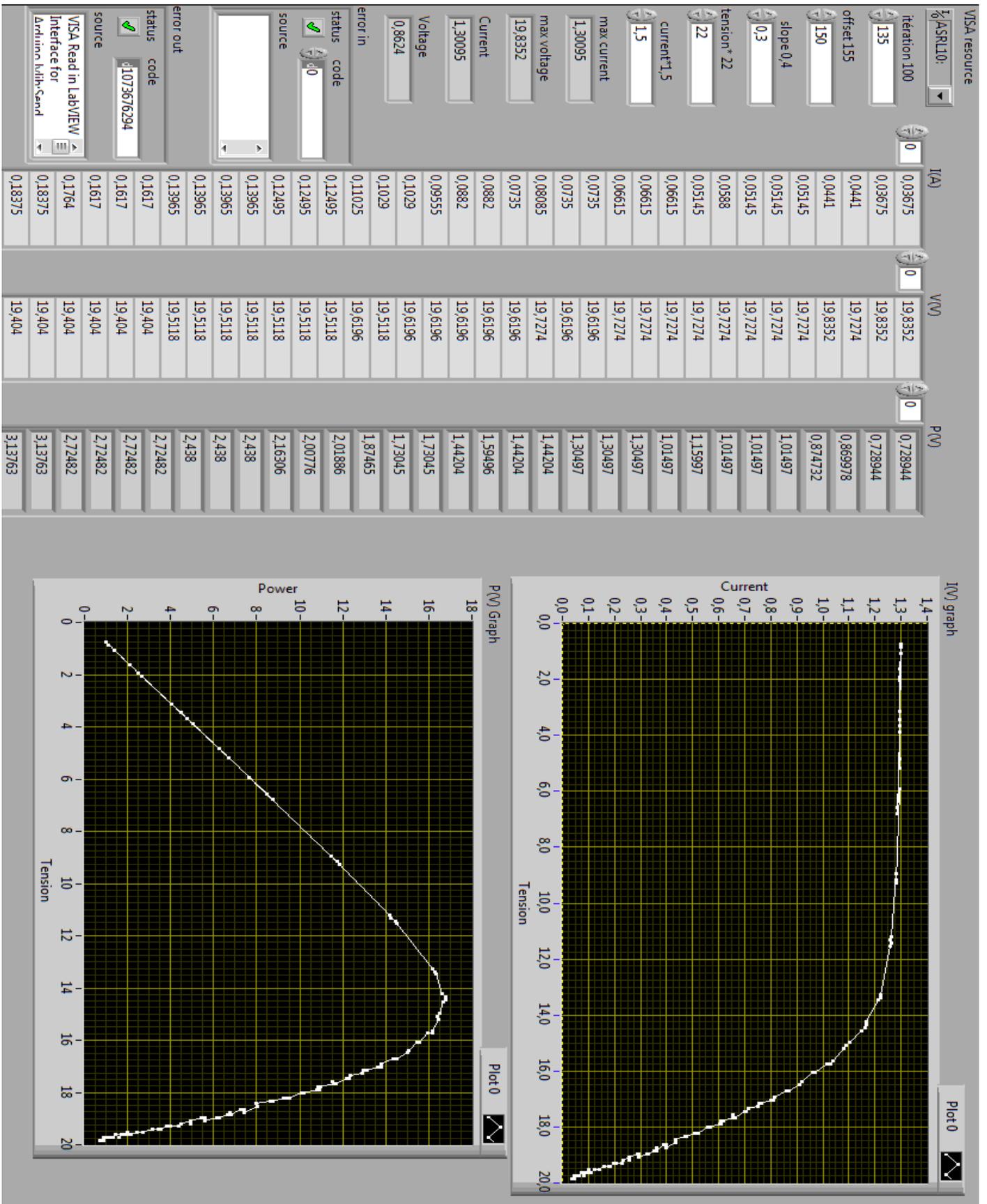


Figure.37. Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:25 minutes)

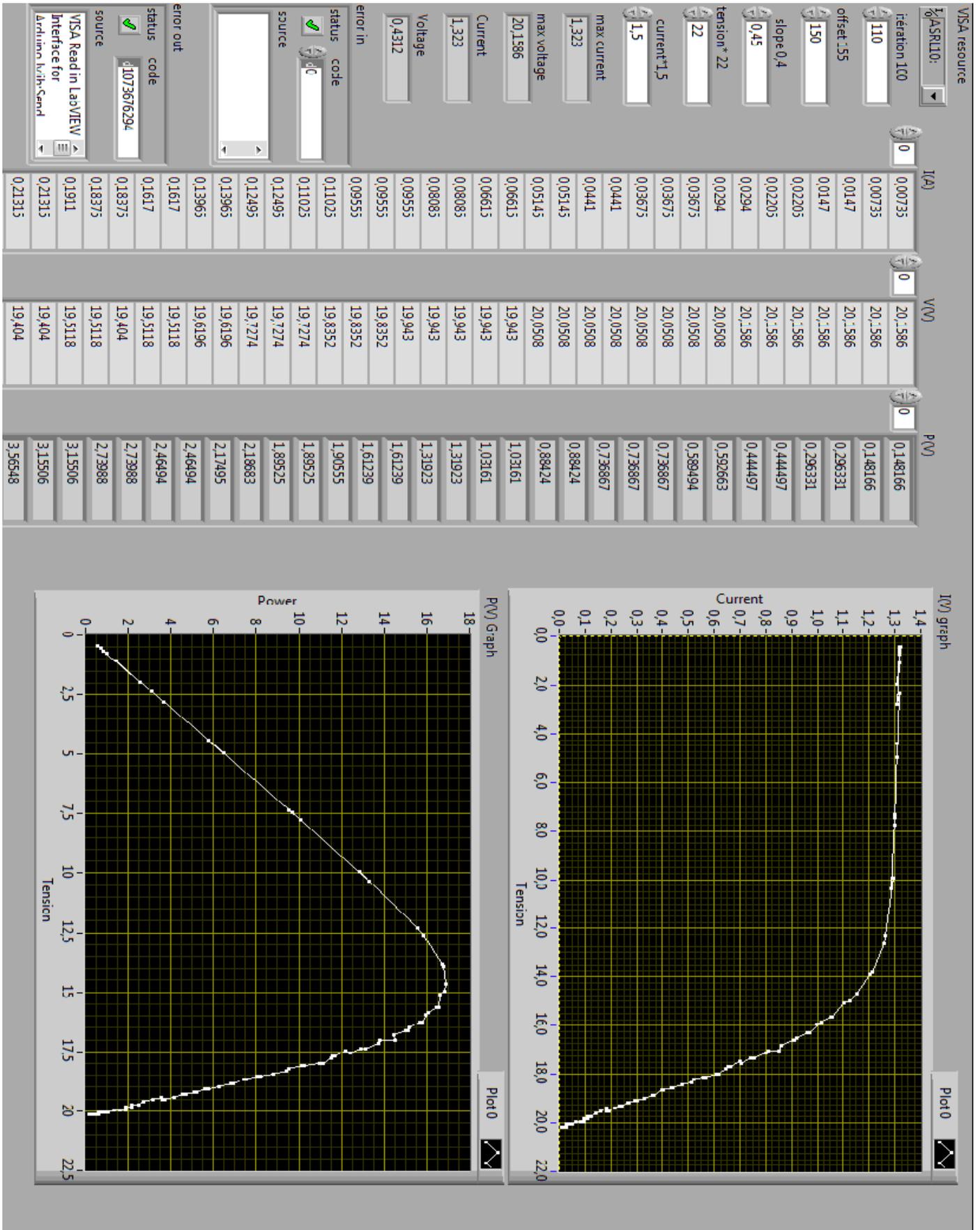


Figure.38. Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:20 minutes)

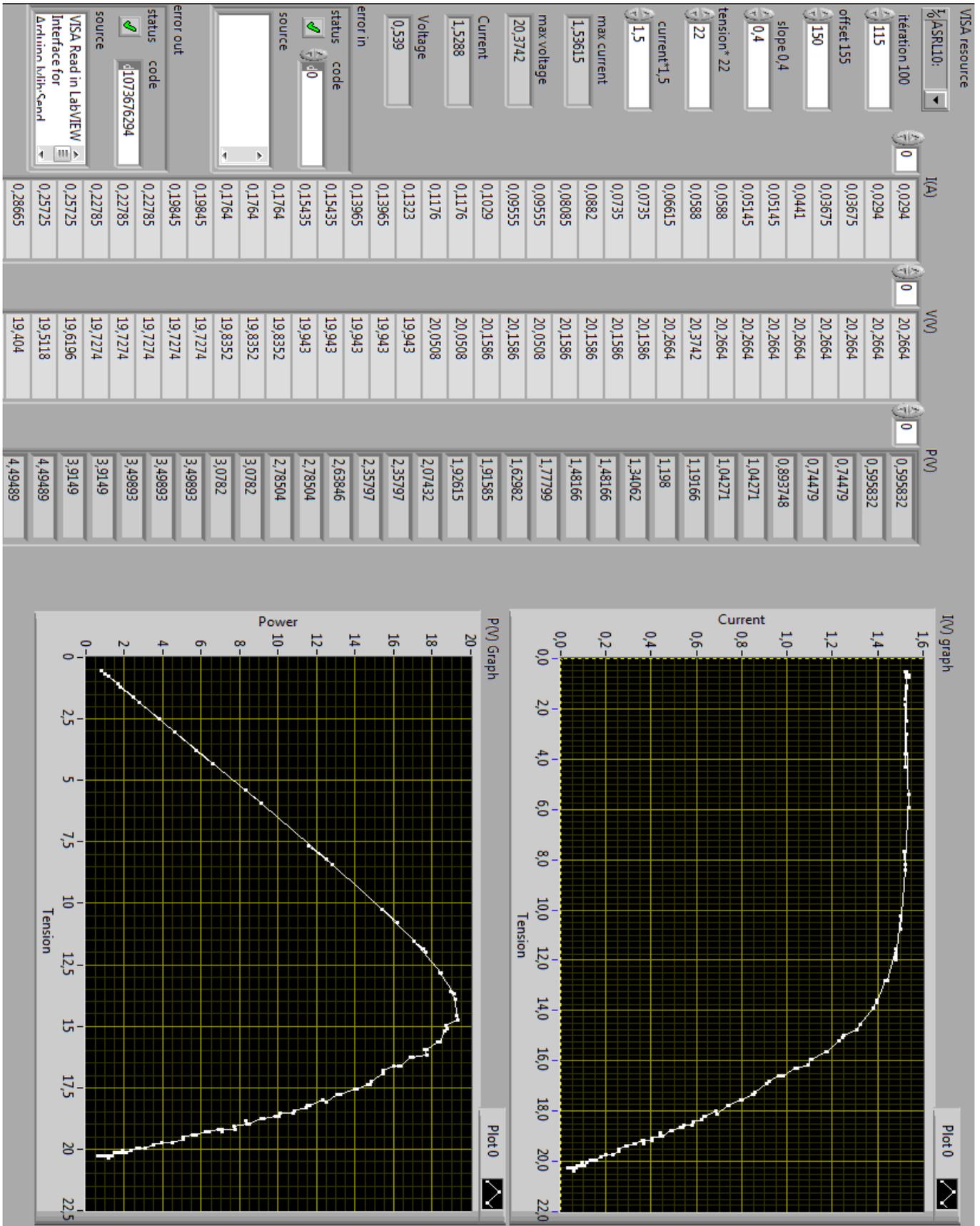


Figure.39. Les résultats expérimentaux du système d'acquisition (le 24-03-2014 à 11:10 minutes)

## **CHAPITRE IV**

### **Ombfrage et dégradation des PV**

### IV.1. Introduction

Les modules sont câblés les uns aux autres en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant nécessaires à nos besoins. L'énergie de sortie générée par un générateur photovoltaïque sera considérablement réduite en raison de la perte de disparité créée par l'effet de l'ombrage partiel, des variations de température et de non uniformité d'irradiation [68]. De nos jours, l'impact de l'ombrage partiel est le problème principal étudié par les chercheurs. L'ombrage partiel est causé par de nombreuses objets tels que; la neige, le sable, les arbres ou les excréments d'oiseaux recouvrant la surface des modules PV [69,70]. L'ombrage peut conduire à des phénomènes de points chauds et par conséquent à des dommages permanents et au vieillissement des modules [71]. L'intégration de la diode by-pass est l'un des solutions utilisée pour protéger les cellules solaires ombragées [72,73]. Le nombre et l'état des diodes de dérivation dans les modules PV dépendent du nombre de cellules solaires connectées en série. La modélisation de prévision précise et fiable de la sortie du système PV aide les concepteurs à développer des modules PV efficaces. Plusieurs modèles mathématiques ont été proposés pour représenter les comportements des cellules solaires, mais deux sont prédominants: le modèle à deux diodes [74,75] et le modèle à cinq paramètres [76-80]. Le modèle à deux diodes est connu plus précis aux faibles niveaux d'irradiation, mais il comporte un grand nombre de paramètres électriques qui compliquent l'algorithme et augmentent le temps de calcul. Les chercheurs utilisent le modèle à cinq paramètres en raison de sa simplicité et sa minimisation de nombre de paramètres électriques. Dans [81] le modèle à sept paramètres a été réduit à quatre paramètres pour obtenir les performances de sortie du modèle basé sur la méthode de Newton-Raphson. Le même auteur dans [82] a présenté la modélisation et la simulation du courant-tension d'un générateur photovoltaïque en utilisant un modèle à deux diodes modifié avec un temps de calcul réduit. De même dans [83] il a été proposé une nouvelle équation mathématique à partir du modèle à une diode afin de simuler les caractéristiques de sortie du module PV dans une condition de polarisation inverse. Ce modèle est utilisé pour analyser la perte électrique du module photovoltaïque due à la présence de l'ombrage. Ce chapitre présente une procédure de modélisation d'un système photovoltaïque par la résolution d'un système d'équations non linéaires (cinq équations) à l'aide de l'algorithme de Levenberg – Marquardt (LM). La précision de l'extraction des paramètres électriques améliore la prédiction des caractéristiques I-V et P-V du module PV.

La simulation est réalisée à l'aide de l'environnement Matlab / Simulink et du logiciel LabVIEW. De plus, la présence de vieillissement dû aux défaillances des cellules dans un module PV a un impact sur la réduction de la production d'énergie [84]. Ainsi, afin de valider expérimentalement la modélisation proposée, il est fondamental de commencer par étudier l'état du module PV après une longue exposition sur le toit du laboratoire de l'université de Constantine sous l'effet de l'environnement méditerranéen.

Ce chapitre est organisé comme suit. La section 1 décrit le modèle mathématique de la cellule solaire et la méthode d'extraction des paramètres de référence. Dans la section 2, Matlab / Simulink simule les caractéristiques de sortie d'un module PV et d'un réseau pour différents types d'ombrage. Enfin, une série de mesures expérimentales est présentée dans la section 3.

#### IV.2. La méthode d'extraction de paramètres

En se basant sur le modèle de cinq paramètres ; si les cellules solaires sont connectées en série dans un module photovoltaïque, l'équation non linéaire d'un panneaux solaire est donnée par l'équation (1):

$$I_M = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_M + I_M N_S R_S}{N_S V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_M + I_M N_S R_S}{N_S R_{Sh}} \quad (1)$$

Dans un système photovoltaïque, les modules solaire sont connectées en série ( $N_S$ ) et en parallèle ( $N_P$ ) afin d'atteindre un courant  $I_p$  et une tension  $V_p$ . L'équation I-V d'un système photovoltaïque est donnée dans l'équation (2) :

$$I_p = N_P I_{ph} - N_P I_0 \left[ \exp\left(\frac{(V_p + I_p \frac{N_S}{N_P} R_S)}{N_S V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_p + I_p \frac{N_S}{N_P} R_S}{\frac{N_S}{N_P} R_{Sh}} \quad (2)$$

D'après l'équation (2), cinq équations algébriques contenant les paramètres ( $I_{ph}, I_0, R_S, R_{sh}$  et  $n$ ) sont nécessaires pour résoudre l'équation non linéaire courant-tension (I-V) d'un système PV.

Dans la condition de circuit ouvert:  $I = 0$ ,  $V = V_{OC}$ . En remplaçant ces valeurs dans (2):

$$0 = N_P I_{Ph,ref} - N_P I_{0,ref} \left[ \exp\left(\frac{V_{CO,ref}}{N_S V_{t,ref}}\right) - 1 \right] - \frac{N_P V_{CO,ref}}{N_S R_{Sh,ref}} \quad (3)$$

Où  $V_{t,ref} = n_{ref} KT_{ref}/q$ .

Dans le point de court circuit ( $V = 0$ ,  $I = I_{CC}$ ), L'équation (2) sera:

$$I_{CC,ref} = N_P I_{Ph,ref} - N_P I_{0,ref} \left[ \exp\left(\frac{I_{CC,ref} R_{S,ref}}{N_P V_{t,ref}}\right) - 1 \right] - \left( \frac{I_{CC,ref} R_{S,ref}}{R_{Sh,ref}} \right) \quad (4)$$

Au point de puissance maximale sous la condition SRC;  $I = I_m$  and  $V = V_m$ ,

$$I_m = N_P I_{Ph,ref} - N_P I_{0,ref} \left[ \exp\left(\frac{V_{m,ref} + \frac{N_S}{N_P} R_{S,ref}}{N_P V_{t,ref}}\right) - 1 \right] - \frac{V_{m,ref} + I_{m,ref} \frac{N_S}{N_P} R_{S,ref}}{\frac{N_S}{N_P} R_{Sh,ref}} \quad (5)$$

Au point de puissance maximale, la dérivée de la puissance par rapport à la tension est égale à zéro.

$$\frac{\partial P}{\partial V}_{P=P_{max,STC}} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (6)$$

L'équation (2) sera :

$$\frac{I_{m,ref}}{V_{m,ref}} = \frac{\frac{N_P}{N_S V_{t,ref}} I_{0,ref} \exp\left(\frac{V_{m,ref} + I_{m,ref} \frac{N_S}{N_P} R_{S,ref}}{N_S V_{t,ref}}\right) + \frac{1}{\frac{N_S}{N_P} R_{Sh,ref}}}{1 + \frac{R_{S,ref}}{V_{t,ref}} I_{0,ref} \exp\left(\frac{V_{m,ref} + I_{m,ref} \frac{N_S}{N_P} R_{S,ref}}{N_S V_{t,ref}}\right) + \frac{R_{S,ref}}{R_{Sh,ref}}} \quad (7)$$

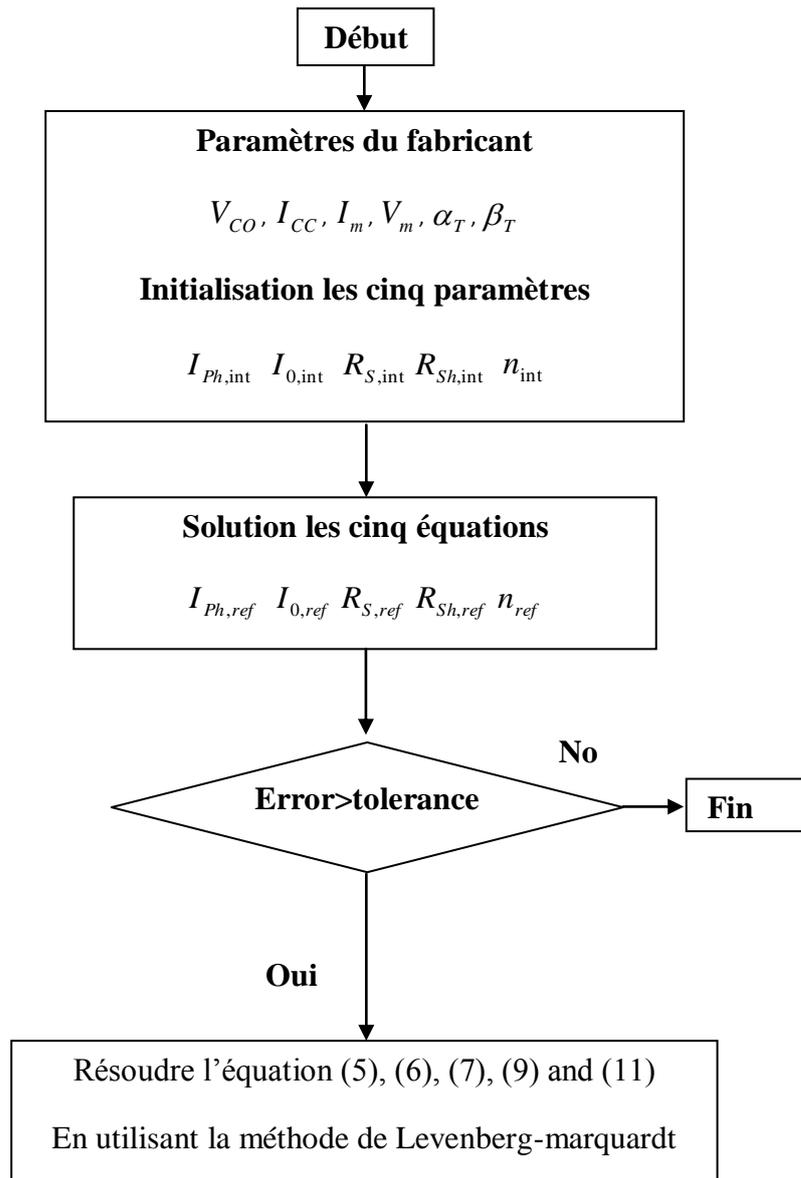
La résistance shunt affecte la pente de la caractéristique I-V au niveau de courant de court-circuit. Ainsi, la cinquième et la dernière équation pourraient être déterminées comme suit:

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{I=I_{SC}}^{V=0} = -\frac{1}{R_{Sh,ref}} \quad (8)$$

$$\frac{\frac{N_p}{N_s V_{t,ref}} I_{0,ref} \exp\left(\frac{I_{SC} \frac{N_s}{N_p} R_{S,ref}}{N_s V_{t,ref}}\right) - \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{Sh,ref}}}{1 + \frac{R_{S,ref}}{V_{t,ref}} I_{0,ref} \exp\left(\frac{I_{SC} \frac{N_s}{N_p} R_{S,ref}}{N_s V_{t,ref}}\right) + \frac{R_{S,ref}}{R_{Sh,ref}}} = -\frac{1}{R_{Sh,ref}} \quad (9)$$

A l'aide des équations (2), (4), (5), (7) et (9), on peut déterminer les cinq paramètres du modèle mathématique ( $I_{CC}, V_{CO}, R_S, R_{sh}$  et  $n$ ). La méthode itérative utilisée dans ce travail est basée sur l'algorithme de 'Levenberg–Marquardt (LM)' dans le logiciel de Matlab [85] à l'aide de solveur de équations non linéaire 'fsolve' (figure.40).

Si les valeurs de cinq paramètres sont obtenu dans les conditions SRC, le model mathématique peut prédire les performances du panneau photovoltaïque utilisée. En plus, le model mathématique sera généralisé sous différentes conditions de fonctionnement en variant l'irradiation solaire et la température dans les équations (10)-(16) ci-dessus.



**Figure.40.** La procédure de calcul de l'algorithme

Le photo-courant généré par un système PV augmente légèrement avec la température à cause de la longue diffusion des porteurs minoritaires. Alors que l'irradiation solaire a un impact sur le photo-courant comme le décrit dans l'équation (12).

$$I_L(G,T) = I_{L,ref} \left[ 1 + \alpha_{I_{sc}} (T - T_{ref}) \right] \frac{G}{G_{ref}} \quad (10)$$

Où :  $I_{L,ref}$  et  $\alpha_{I_{sc}}$  sont le photo-courant et le coefficient de la température relative du courant de court-circuit sous les conditions SRC.

L'irradiation solaire et la température de la cellule solaire dans les conditions SRC sont respectivement :  $1000W/m^2$  et  $T_{ref}=25^\circ C$ .

Le courant de saturation de la diode est dépend de la température de la cellule PV comme l'indique l'équation (11).

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[ \frac{E_{g,ref}}{KT_{ref}} - \frac{E_g}{KT} \right] \quad (11)$$

$$E_g = 1.16 - 7.02 * 10^{-4} \left( \frac{T^2}{T - 1108} \right) \quad (12)$$

Où :  $I_{0,ref}$  et  $E_{g,ref}$  sont le courant de saturation et l'énergie de bande interdite à SRC.

La température de la cellule solaire T dépend de la température ambiante [83] comme indique l'équation (13).

$$T = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20^\circ C}{0.8} \right) G \quad (13)$$

Où : ( $T_{amb}$ ) est la température ambiant et NOCT est la température nominale de fonctionnement de la cellule.

La valeur du facteur forme est compris entre 1 et 2 ( $1 \leq n \leq 2$ ). Dans [86], l'auteur a supposé que  $n=1.3$  pour le silicium. Dans ce travail, la valeur du facteur d'idéalité n est supposée équivalente à la valeur  $n_{ref}$  dans les conditions SRC.

$$n = n_{ref} \quad (14)$$

La résistance série est supposée être constante avec la variation de l'irradiation solaire et de la température de fonctionnement.

$$R_S = R_{S,ref} \quad (15)$$

La résistance shunt représente la fuite du courant due principalement à la recombinaison des porteurs dans l'interface p-n de la diode. La résistance shunt ( $R_{sh}$ ) est proportionnelle à l'irradiation solaire donnée par (équation 16) [83].

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,ref}} = \frac{G_{ref}}{G} \quad (16)$$

### IV.3. Les résultats de la simulation et discussions

Dans ce travail, le modèle d'une seule diode et ses paramètres ont été utilisés pour simuler les performances de sortie d'un module PV sous différentes conditions de fonctionnement (irradiations solaire et température) en utilisant Matlab / Simulink et LabVIEW. Les spécifications du module - ET-M572190BB et Siemens SM55 (mono-cristallin), Kyocera KC200GT et BP 3series 220W (multi-cristallin) et Shell ST40 (CIS-couche mince) - sont résumées dans le tableau I.

**Tableau I. Les conditions de test standard des modules PV données par le fabricant**

Paramètres	ET-M572190 BB	Siemens SM55	Kyocera KC200GT	BP3 series-220W	Shell ST40
$P_m$ (W)	190	55	200	220	40
$V_{OC}$ (V)	45.21	21.7	32.9	36.6	23.3
$I_{SC}$ (A)	5.56	3.45	8.21	8.20	2.68
$V_m$ (V)	36.68	17.40	26.30	28.91	16.60
$I_m$ (A)	5.18	3.15	7.61	7.6	2.41

Les résultats de simulation sous les conditions SRC (irradiance de 1000 W / m<sup>2</sup>, température de 25 ° C) et les paramètres de référence des modules PV mentionnés ci-dessus sont détaillés dans le tableau II.

**Table II. Résultats des paramètres de référence et de la simulation pour les modules ET-M572190BB, Siemens SM55, Kyocera KC200GT, série BP 3 220W et Shell ST40**

parameter	ET-M 190W		Siemens SM55		KyoceraKC200		Shell ST40	
	LabVIEW	Matlab	LabVIEW	Matlab	LabVIEW	Matlab	LabVIEW	Matlab
$P_m$ (W)	189.91	190.08	54.81	54.94	200.14	199.98	40.16	40.12
$V_{OC}$ (V)	45.05	45.17	21.67	21.69	32.99	32.83	23.3	23.3
$I_{SC}$ (A)	5.55	5.55	3.45	3.45	8.21	8.21	2.68	2.68
$V_m$ (V)	36.62	36.53	17.36	17.52	26.32	26.42	16.66	16.66
$I_m$ (A)	5.18	5.20	3.15	3.13	7.60	7.56	2.41	2.41
$I_{L,ref}$	5.56		3.45		8.21		2.69	
$I_{0,ref}$	$3.65 \cdot 10^{-9}$		$2.7 \cdot 10^{-8}$		$4.31 \cdot 10^{-8}$		$6.16 \cdot 10^{-9}$	
$R_{S,ref}$	0.0065		0.0099		0.0046		0.034	
$R_{sh,ref}$	8.48		6.00		7.35		6.72	
$n$	1.156		1.25		1.24		1.014	

Les performances de sortie du modèle mathématique sont comparées d'une part avec les mesurées fournies par le fabricant et d'une autre part avec les résultats obtenus par le logiciel LabVIEW, qui est récemment utilisés dans la modélisation du système PV [87]. La comparaison au niveau du courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et de point de fonctionnement maximal révèle que les valeurs de prédiction du modèle mathématique proposé en utilisant Matlab / simulink et LabVIEW sont proches aux valeurs publiées dans les fiches techniques des modules.

### IV.3.1 Le programme de LABVIEW

La figure 41 représente le schéma synoptique de la modélisation d'un système photovoltaïque, le diagramme est divisé en trois parties ; la première illustre les paramètres environnementaux nécessaires (irradiation solaire et température de la cellule), la seconde étape effectue les points de fonctionnements principaux ( $MPP, V_{OC}, I_{SC}$ ) du module sous test, et enfin les résultats sont affichés sur l'écran de l'ordinateur dans la dernière section.

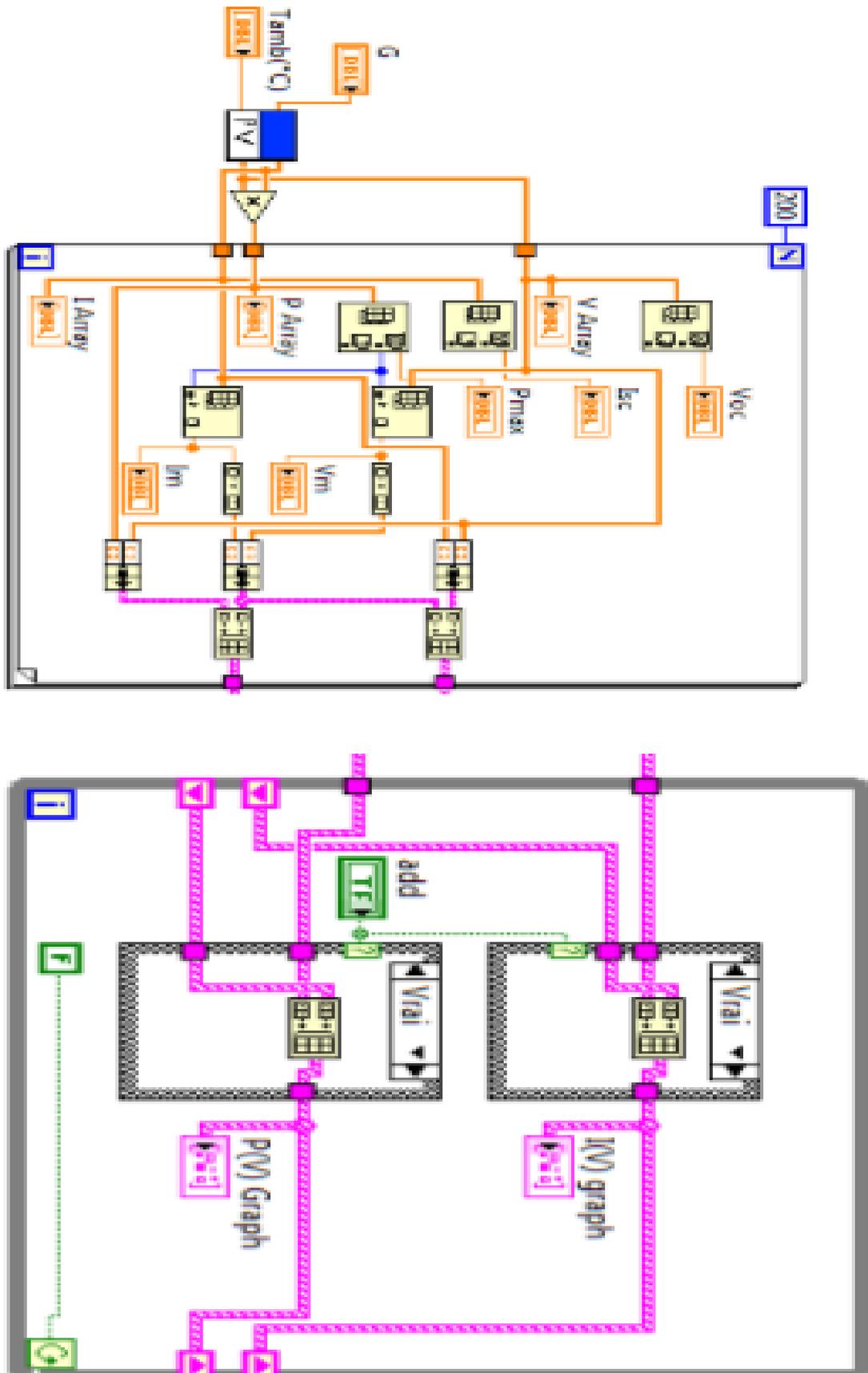
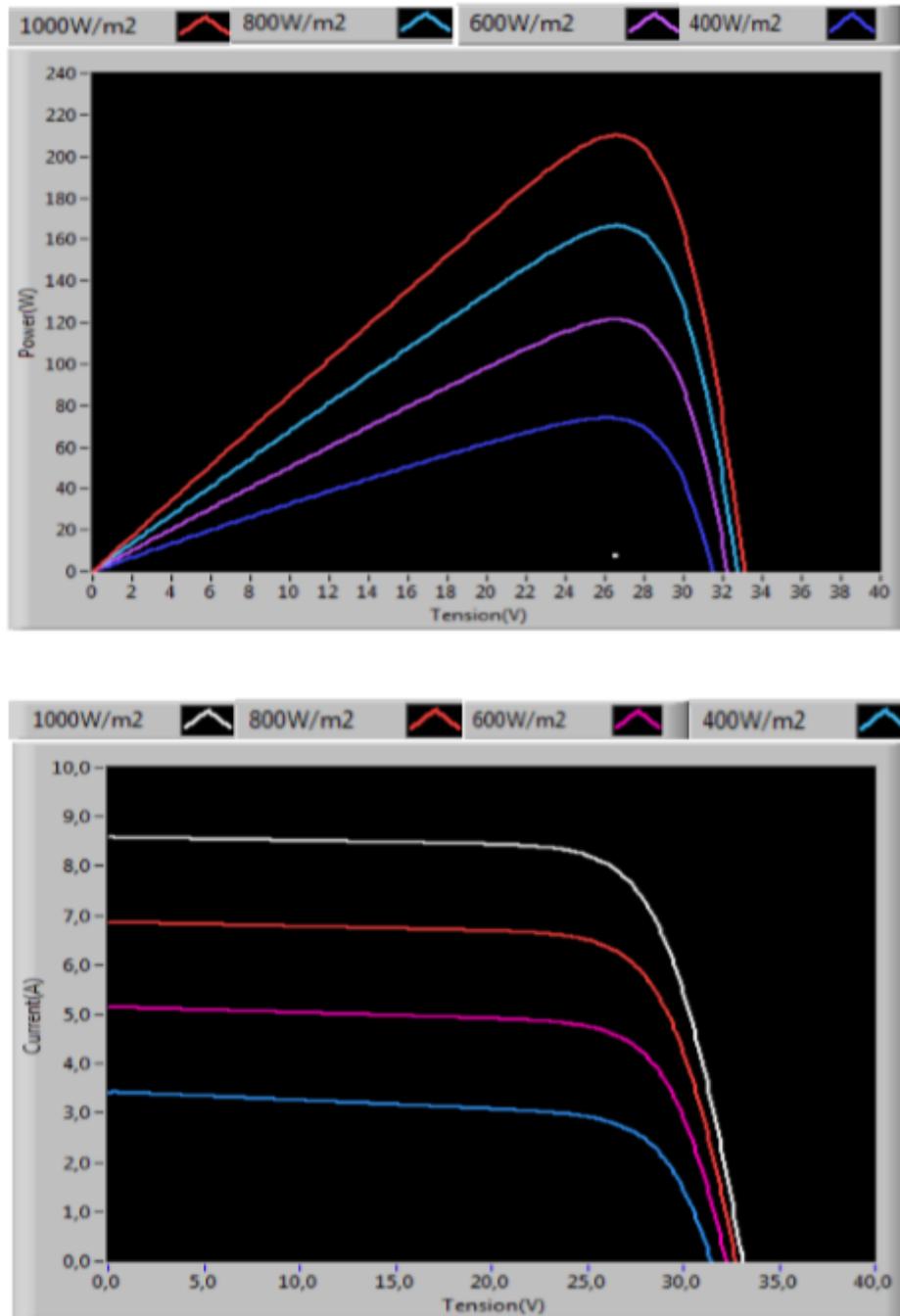


Figure.41. schéma synoptique du programme de la simulation

Les résultats de la simulation sous les conditions STC ( $1000\text{W}/\text{m}^2$  d'éclairement énergétique,  $25\text{ }^\circ\text{C}$  de température) pour le module Kyocera KC210GT sont résumés dans le tableau 3. Les paramètres du panneau solaire simulés sous le logiciel de LabVIEW sont comparés avec les mesures fournies par le constructeur. La comparaison au niveau du courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et le point de fonctionnement maximal montre que les simulations proposées sont valables. Dans la figure.42, la simulation des caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module Kyocera KC210GT ( $25^\circ\text{C}$  de température) présente que les courbes de la caractéristique et le MPPT du module sont proches en comparissant avec les mesures du constructeur.

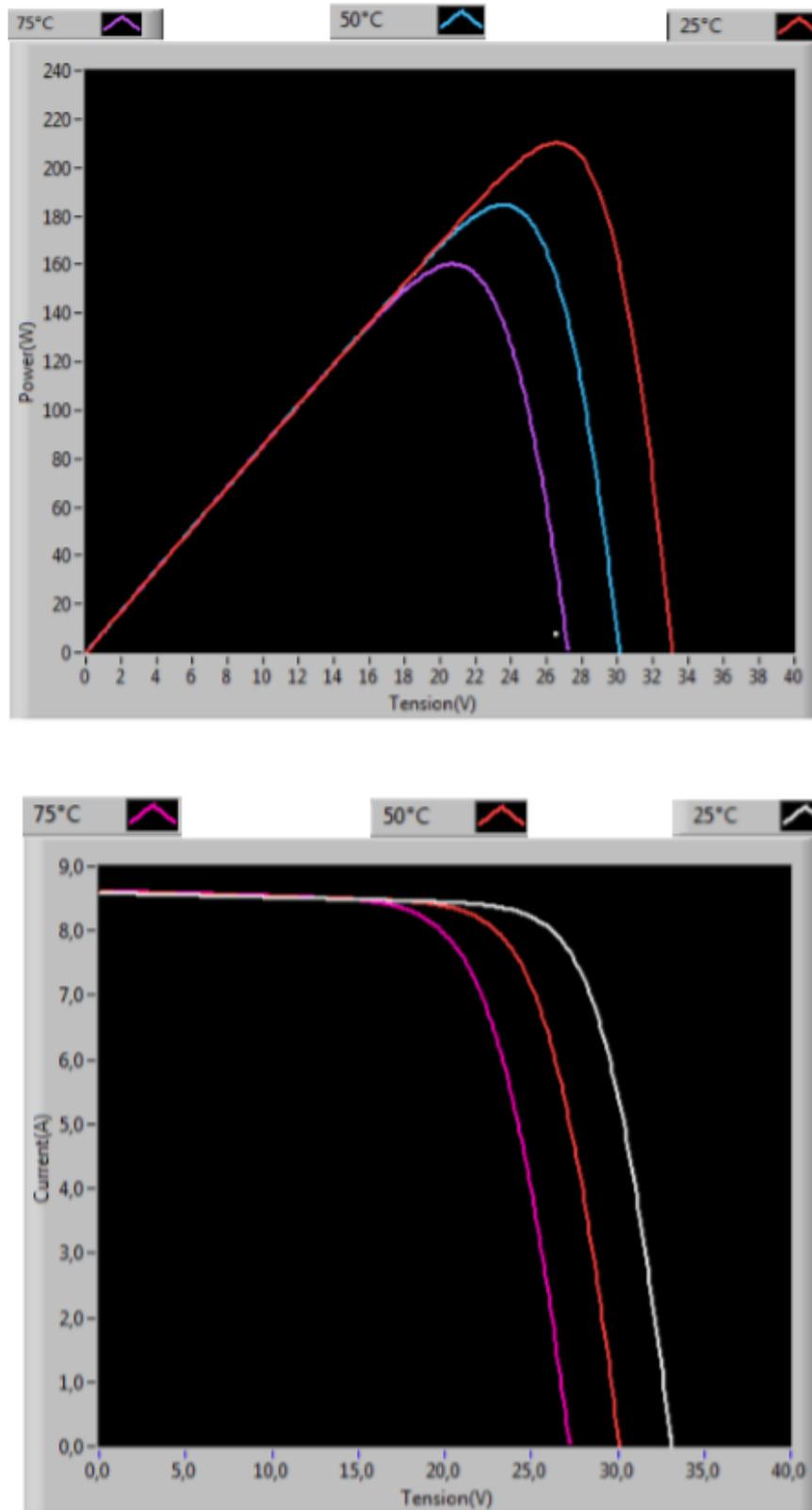
**Tableau III. Les paramètres de simulation pour le module Kyocera KC210GT**

<b>Performances électriques sous des conditions de test standard (STC)</b>	<b>Simulé</b>	<b>Mesuré</b>
Puissance maximale (W)	210	210
Tension maximale (V)	26.56	26.6
Courant maximum (A)	7.9	7.9
Tension de circuit ouvert (V)	33.1	33.2
Courant de court-circuit (A)	8.58	8.58
<b>Performances électriques sous la température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT)</b>	<b>Simulé</b>	<b>Mesuré</b>
Puissance maximale (W)	146.96	148
Tension maximale (V)	23.64	23.5
Courant maximum (A)	6.21	6.32
Tension de circuit ouvert (V)	29.85	29.9
Courant de court-circuit (A)	6.87	6.98



**Figure. 42.** Les caractéristiques I-V et P-V du module Kyocera KD210 pour différents niveaux d'éclairement et 25 ° C de température

La figure 43 représente les performances du module Kyocera KD210 sous diverses température de [25 ° C, 50 ° C, 75 ° C et 1000 W/m<sup>2</sup>] d'irradiation. La forme de la caractéristique courant-tension simulé obtenue sous l'environnement de LabVIEW est en bon accord avec les données fournies par le constructeur.

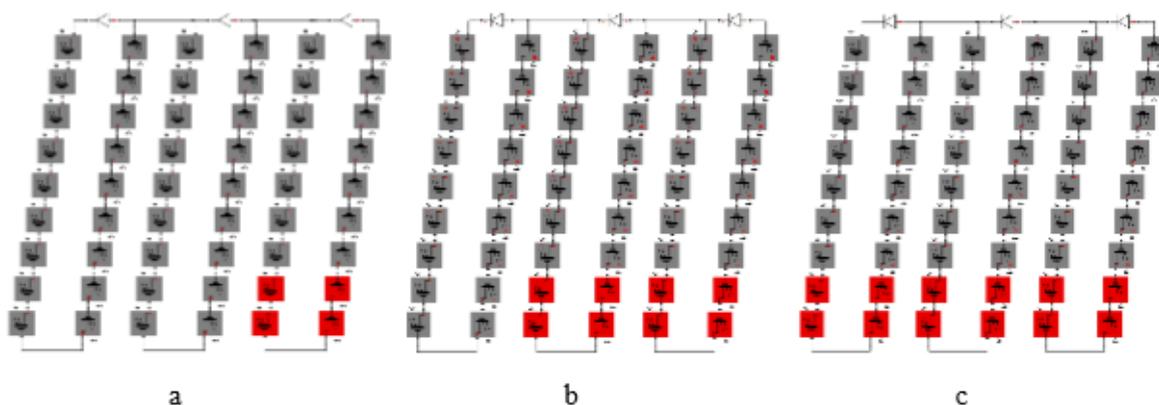


**Figure. 43.** Les caractéristiques I-V et P-V du module Kyocera KD210 pour différentes température de cellule et  $1000W / m^2$  de rayonnement solaire

### IV.3.2. L'effet de l'ombrage sur le module photovoltaïque

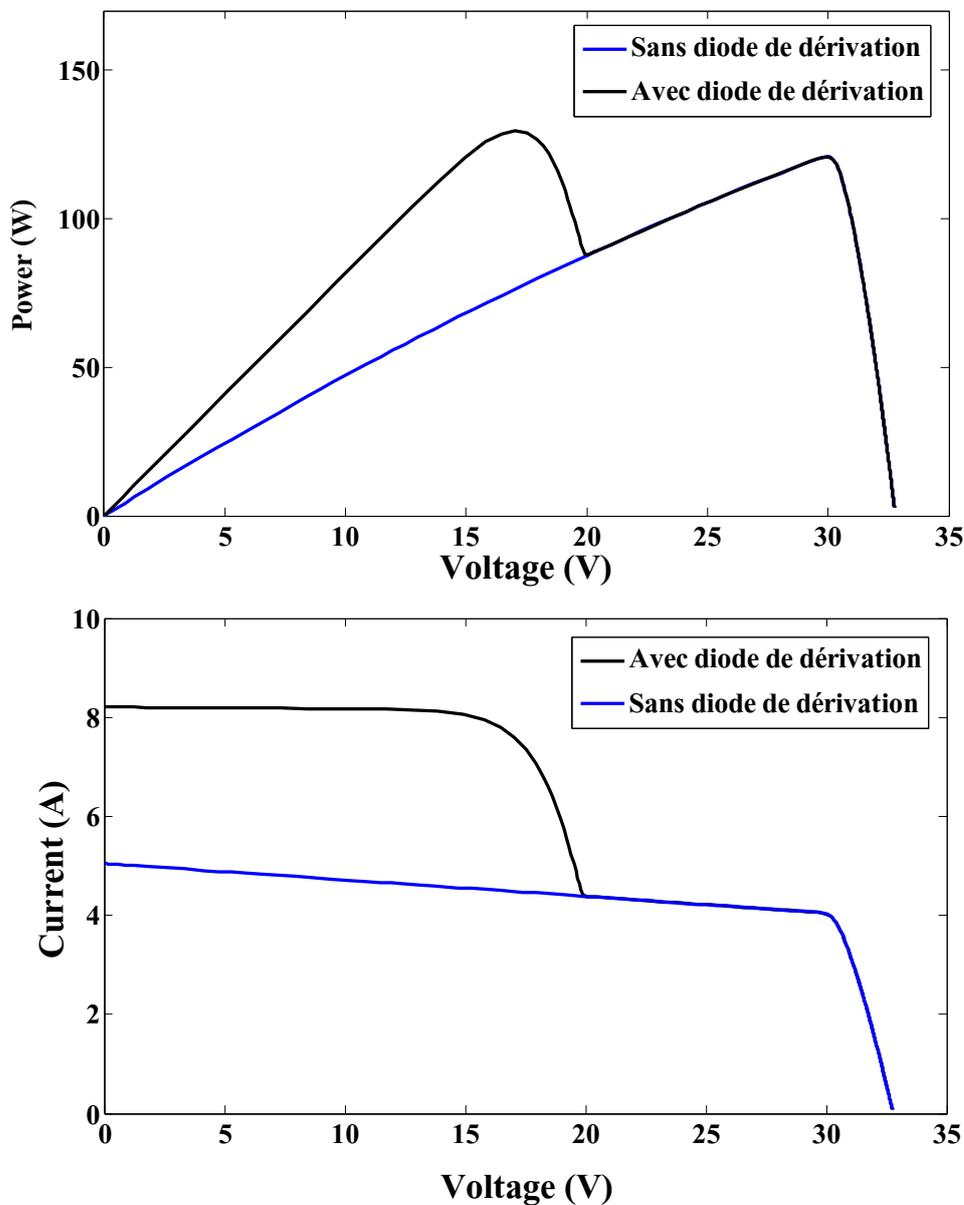
La puissance de sortie d'un système photovoltaïque diminuera considérablement en cas de déséquilibre dû à l'ombrage partiel. Le faible rendement des cellules solaires partiellement ombragées dans un module photovoltaïque entraîne la mise en état active de la diode de dérivation, qui résulte une réduction de la puissance maximale du module PV. L'ombrage partiel peut entraîner une polarisation inverse des cellules solaires. La condition de polarisation en inverse des cellules solaires conduit à une augmentation de la température de la cellule. Si la polarisation en inverse des cellules solaires ombragées n'est pas limitée par la diode de dérivation, la cellule sera endommagée (apparition de points chauds). L'ombrage partiel peut être causé par des éléments tels que la neige, l'ombre des arbres ou les bâtiments qui recouvrent la surface des modules PV. Actuellement, un module photovoltaïque comporte une ou plusieurs diodes de dérivation, dont le nombre est en fonction de la quantité de cellules dans le module photovoltaïque. Donc, il est utile d'analyser la caractéristique I-V d'un module PV avec des diodes de dérivation dans des conditions d'ombrage partiel.

Pour tester l'efficacité de la modélisation du module, Dans cette étude, le module Kyocera KC200GT poly cristallin a été choisi comme exemple pour étudier ses caractéristiques I-V et P-V sous la présence de l'ombrage partiel. La fiche technique de constructeur fournit uniquement les performances du module sous des conditions de fonctionnement spécifiques (température et irradiation). L'effet de la diode de dérivation dans le circuit de la modélisation a été étudié. La figure 44 représente différents schémas d'ombrages partiels utilisés pour étudier les caractéristiques du modèle. Le module KC200GT contient trois diodes de dérivation pour chacune des trois chaînes de cellules solaires, dans lesquelles 18 cellules sont connectées en série.



**Figure 44.** Les conditions d'ombrage partiel.

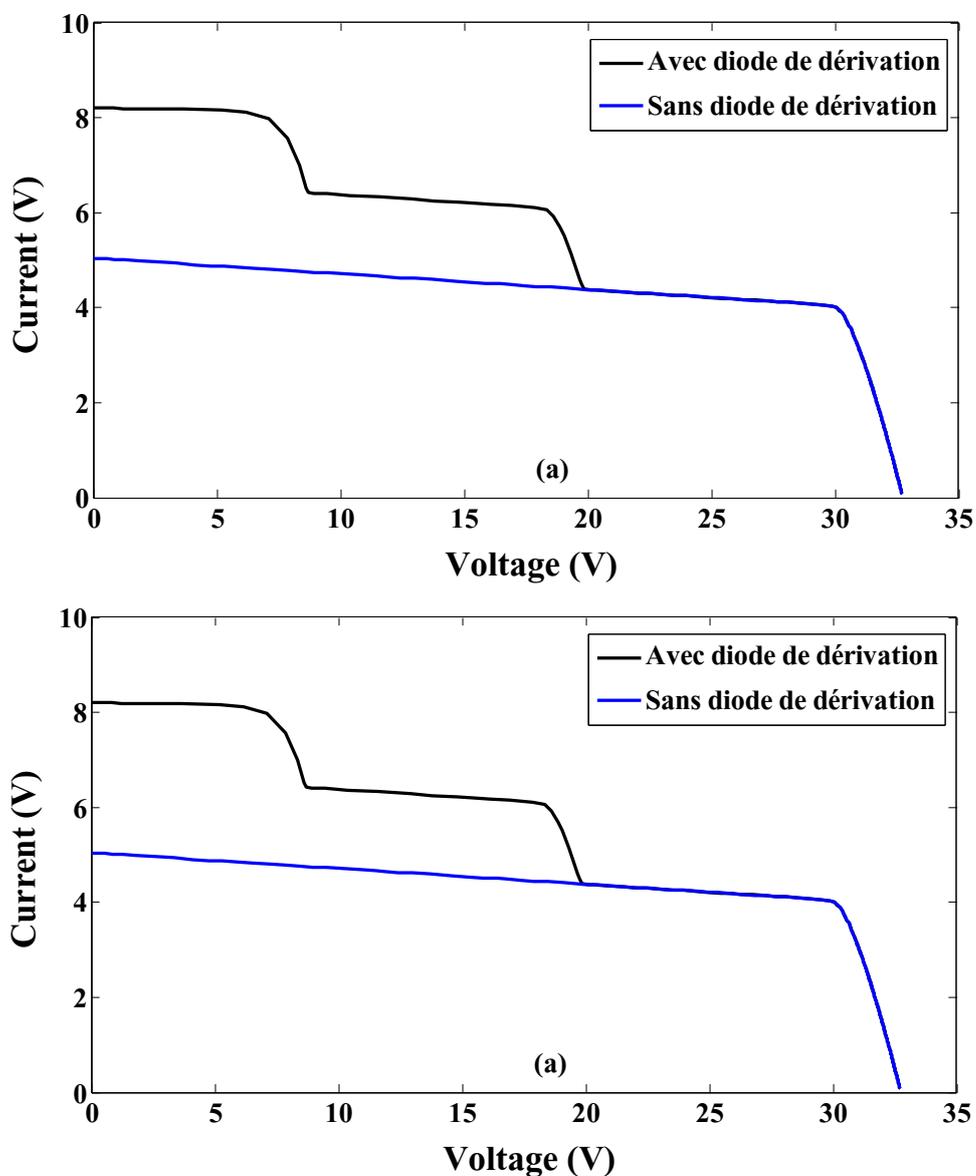
La figure 45 illustre les courbes I-V et P-V avec et sans diode de dérivation associée à la condition d'ombrage (a), il existe quatre cellules solaires partiellement ombrées ( $500 \text{ W/m}^2$ ) dans la première chaîne du module. Sous l'effet de l'ombrage, on constate la déformation des caractéristiques I-V qui révèlent des diminutions du courant de court-circuit et de la puissance maximale. Les cellules solaires partiellement ombrées ne reçoivent pas le même pourcentage d'ensoleillement. Donc, ils génèrent moins de courant que les autres cellules non ombrées (réception de  $1000 \text{ W/m}^2$ ), ils comportent comme une charge, ce qui réduit considérablement le courant généré par le module.



**Figure 45.** Les caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode de dérivation pour la condition d'ombrage (a)

Cependant, la chaîne contenant les cellules ombrées est contournée par la diode de dérivation, ce qui explique les doubles points d'inflexion de la caractéristique I-V et les deux pics de la courbe P-V. Plus l'ombrage est important, plus le courant au point d'inflexion diminue.

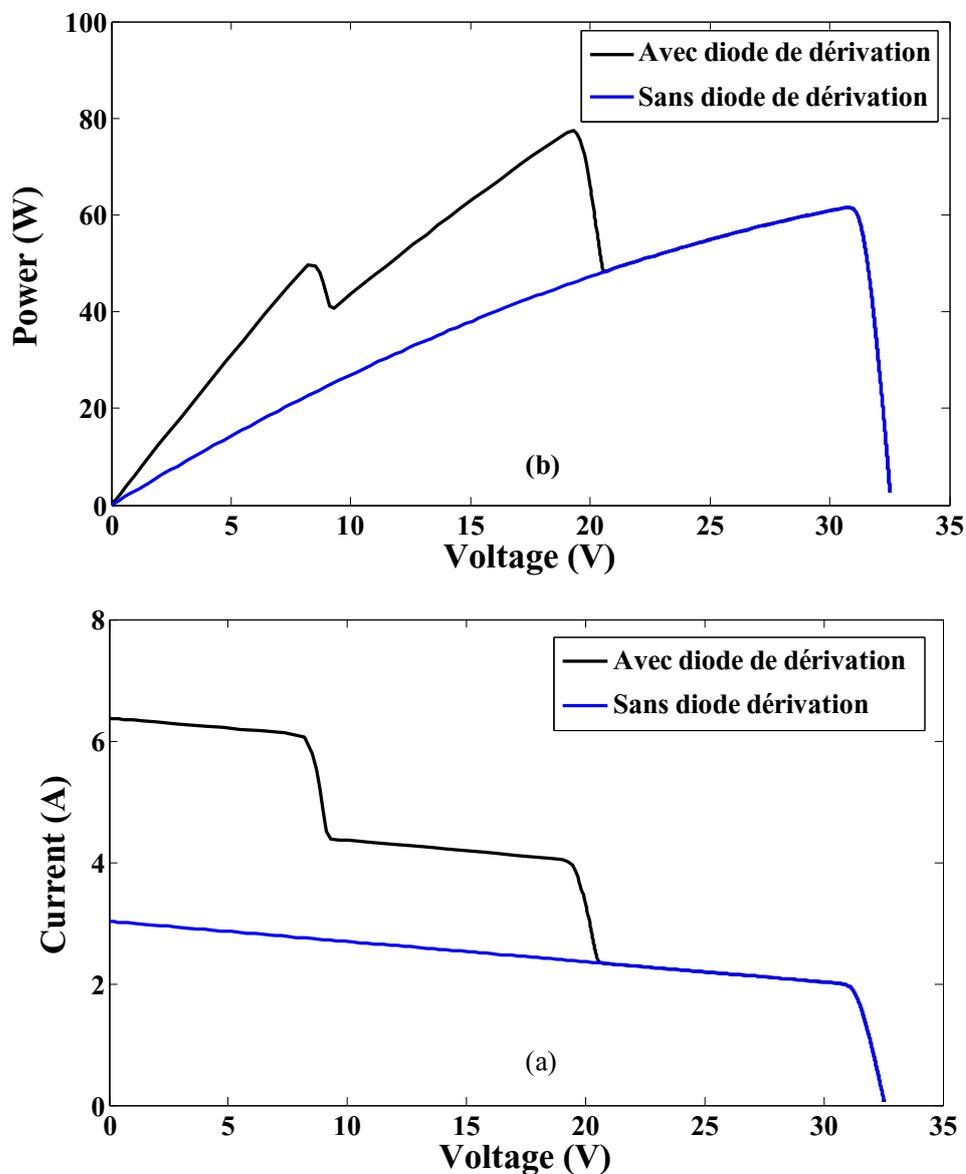
Pour la condition d'ombrage (b), les caractéristiques I-V et P-V du module PV sont représentées dans la figure 46. Quatre cellules sont partiellement ombrées dans la première chaîne de cellules solaires (recevoir  $750W/m^2$ ) et quatre cellules dans la deuxième chaîne de cellules solaires (recevoir  $500W/m^2$ ), les autres cellules non ombrées reçoivent la même irradiation de  $1000W/m^2$ .



**Figure 46.** Les caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode de dérivation pour la condition d'ombrage (b)

La figure 46-a montre trois points d'inflexions dans la courbe I-V correspondant à l'effet de l'état de conduction des deux diodes de dérivation affectées. Des observations similaires peuvent être observées sur la figure 46-b, les deux pics à gauche dans la courbe P-V étant directement liés à l'état de transition de la diode de dérivation sous l'effet de l'ombrage partiel.

Pour la condition d'ombrage (c), les caractéristiques I-V et P-V du module PV sont représentées dans la figure 47. Il existe quatre cellules ombrées dans chaque chaîne de cellules solaires dans le module PV, ce qui signifie que toutes les diodes de dérivation sont affectées par la condition d'ombrage.



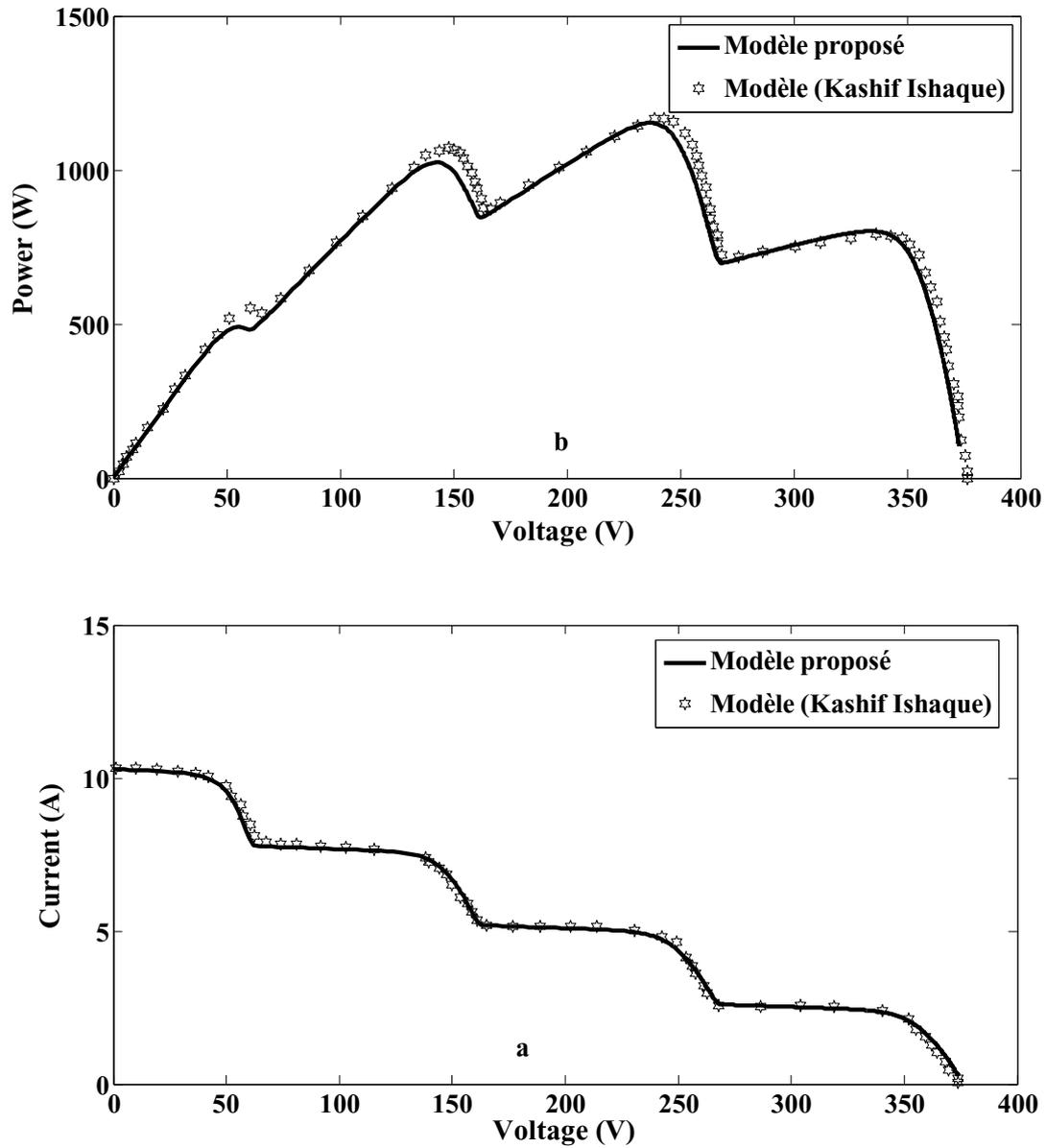
**Figure 47.** Les caractéristiques I-V et P-V du module KC200GT avec et sans diode de dérivation pour la condition d'ombrage (c)

Dans la figure 47-a le courant diminue au niveau de courant de court-circuit. Dans ce cas, la diode de dérivation moins ombrée ( $750W/m^2$ ) reste dans l'état de polarisation inverse et les deux autres diodes de dérivation (réception de  $500W/m^2$  et  $250W/m^2$ ) sont actives. Le point d'inflexion situé au milieu de la courbe P-V dans la figure 47-b correspondent à l'activation de la diode de dérivation qui protège la chaîne de cellules solaires la plus ombrée.

### IV.3.3. La comparaison avec l'expérimental

Dans le présent travail, le modèle d'une seule diode a été utilisé pour simuler les performances du module PV sous plusieurs valeurs de températures et d'irradiation basées sur Matlab / Simulink. Pour valider la précision du modèle proposé, différents modèles d'ombrages ont été étudiés pour valider les résultats. Le module monocristallin Siemens SM55 a été choisi comme exemple pour étudier ses caractéristiques. Les résultats de la simulation sont comparés avec le modèle expérimental à deux diodes réalisé dans [82]. La figure 48 montre les caractéristiques I-V (figure 9-a) et P-V (figure 9-b) du modèle proposé réalisé pour un système photovoltaïque.

Le système PV constitue de quatre sous-systèmes photovoltaïques d'une configuration série-parallèle. Chaque sous-système comprend cinq modules PV en série et trois modules PV en parallèle. Les conditions de fonctionnements sont  $50^{\circ}C$  de température et une irradiation solaire variant comme suit ; sous-système 1 ( $1000W/m^2$ ), sous-système 2 ( $750W/m^2$ ), sous-système 3 ( $500W/m^2$ ), sous-système 4 ( $250W/m^2$ ). La comparaison révèle une bonne cohérence à l'emplacement de tous les points d'inflexions de la caractéristique I-V. Néanmoins, il existe certains désaccords, en particulier dans l'emplacement des pics de la courbe P-V en raison de la différence du modèle de cellule solaire utilisé.



**Figure 48.** La courbe de simulation (a) caractéristique I-V et (b) caractéristique P-V d'un système PV

#### IV.4. Test expérimental et résultats

Dans cette étude, une série de mesures en champs de mesure ont été effectuées à l'aide d'un module PV installé sur le toit du laboratoire nord de l'Université de Constantine pendant plus de huit ans. Le module photovoltaïque STP080S a été sélectionné comme un module de test (figure 49) pour valider les résultats de la simulation obtenus avec le modèle proposé.

Toutes les mesures présentées dans ce travail ont été réalisées dans le champ de l'unité de recherche de l'énergie renouvelable, URERMS, Adrar, Algérie (Latitude 27.88N, Longitude 0.27E). Le traceur MP-160-I-V d'EKO a été utilisé pour tracer les caractéristiques I-V du module PV. Le pyranomètre CM11 Kipp & Zonen et le thermocouple de type T ont été utilisés pour mesurer le rayonnement solaire et la température du module respectivement.



**Fig. 49:** STP080S PV module

## IV.5. Évaluation de la dégradation du module PV STP080S

Dans cette section, on a cherché à identifier la dégradation des performances du module PV STP080S après une longue période d'exposition. Ce module a été installé sur le toit d'un bâtiment de l'Université de Constantine (Latitude 36.32N, Longitude 6.61E), situé dans le nord-est de l'Algérie, pendant plus de huit ans. Actuellement, il existe plusieurs méthodes pour caractériser la dégradation des modules PV [88-90]. Dans ce test, deux méthodes sont utilisées:

- Inspections visuelles; Cela représente la méthode la plus rapide pour identifier la dégradation due à une défaillance.
- Les mesures des caractéristiques I-V sous des conditions de STC; Cela a été utilisé comme outil de diagnostic pour vérifier les dégradations de la performance du module photovoltaïque.

### IV.5.1. L'inspections visuelles

#### IV.5.1.1. La dégradation de la couche antireflet (ARC)

Pour améliorer les performances du module PV, il existe une couche de dioxyde de silicium et de nitrure de silicium (ARC) sur toutes les cellules PV du module solaire pour différentes technologies [91, 92]. La couche antireflet augmente la quantité de la lumière qui atteint les cellules, ce qui augmente l'efficacité de conversion du module PV. Après une longue exposition du module photovoltaïque STP080S au soleil sur le toit du laboratoire de l'Université de Constantine, le mode de dégradation de la décoloration est observé sur la couche antireflet des cellules. D'après la figure 50, on constate que certaines cellules du même module ont des couleurs ARC différentes, ce qui induit des modifications de leurs propriétés, ce qui réduit le rendement de conversion du module photovoltaïque.

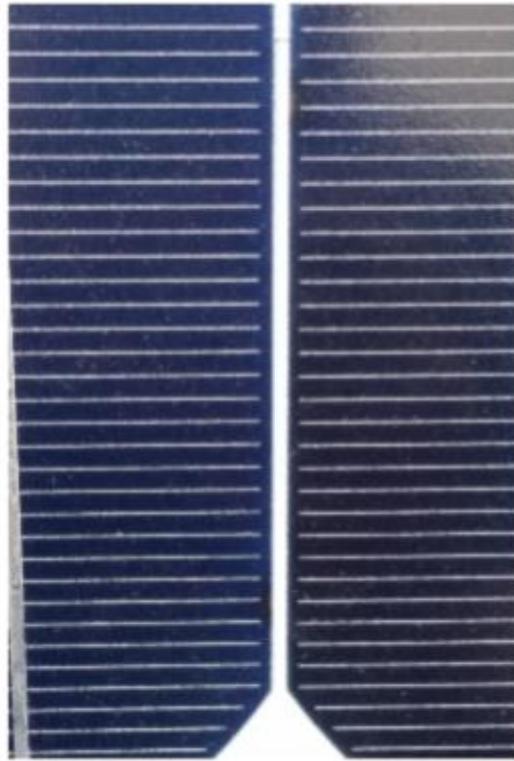


Fig. 50: Décoloration des cellules solaires

#### IV.5.1.2. Les défauts de hotspot

Un deuxième défaut d'inspection visuelle a été observé dans notre module PV, des points chauds sont apparus au bord de certaines cellules du module PV STP080S (figure 51).

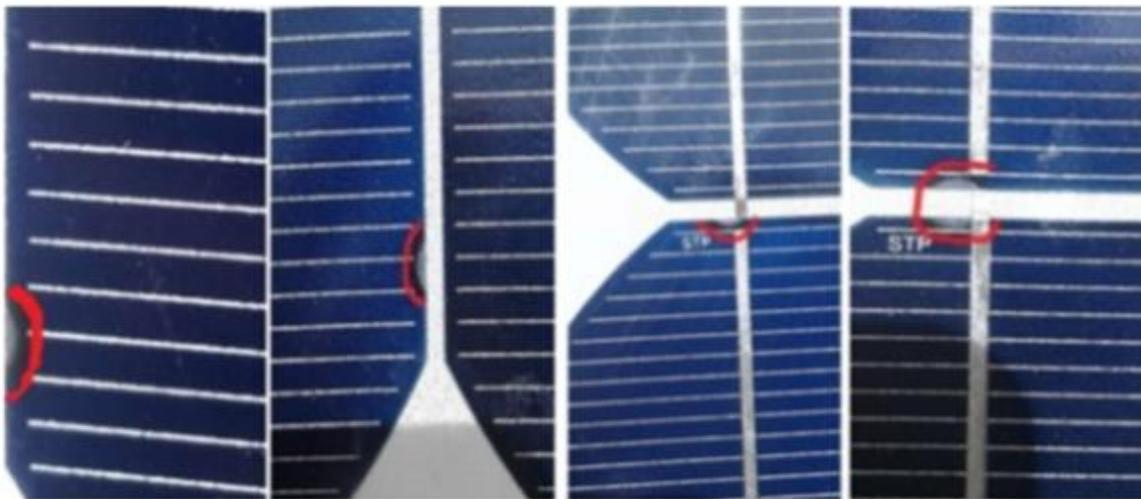


Fig. 51. Le point chaud dans les cellules solaires

Ce défaut est le résultat de l'élévation de la température de la cellule qui est dû à diverses causes, notamment l'ombrage partiel ou la défaillance d'une des diodes de dérivations. Les cellules solaires qui contiennent des points chauds, elles fonctionnent comme une charge, ce qui affecte sur le rendement de la conversion du panneau solaire.

#### IV.5.2. Les mesures de la caractéristique I-V

Les caractéristiques I-V et P-V sont les meilleures méthodes de déterminer les paramètres électriques du module PV. Après une longue période d'exposition, l'évaluation de la dégradation du module photovoltaïque a été faite en se basant sur la normalisation des courbe I-V et P-V mesurées dans les conditions de fonctionnement réels en conditions STC à l'aide d'un traceur MP-160-I-V. Ensuite, les données mesurées sont collectées et comparées aux données expérimentales fournies par le fabricant en se basant sur certains paramètres clés: la puissance maximale ( $P_m$ ), la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), le courant maximal ( $I_m$ ) et la tension maximale ( $V_m$ ). Le tableau IV illustre les résultats expérimentaux et les données fournies par le fabricant du module photovoltaïque STP080S sous STC ( $1000W/m^2$ ,  $25^\circ C$ ). La comparaison entre les résultats expérimentaux en extérieur et les données fournies par le fabricant a révélé que les paramètres électriques ( $P_m, I_m, V_m, I_{SC}, V_{OC}$ ) du module photovoltaïque STP080S sont dégradés. La puissance maximale est réduite de 80 W à 69,64 W (1,61% / an) qui est dissipée sous forme de chaleur. Cela pourrait être dû au vieillissement du module PV et à la décoloration de la couche antireflet du module PV. De plus, le défaut du point chaud réduit la zone active de la cellule photovoltaïque. Donc, la cellule photovoltaïque ne pourra pas produire sa puissance nominale, ce qui diminuera l'efficacité de la conversion du module photovoltaïque.

**Tableau IV. Pourcentage de la dégradation du module STP080S**

Parameters	Experimental data	Manufacturer data	Degradation rate (%)
$P_m$ (W)	69.64	80	12.95
$V_{OC}$ (V)	19.93	21.6	7.73
$I_{SC}$ (A)	5.00	5.00	0
$V_m$ (V)	15.48	17.2	10
$I_m$ (A)	4.49	4.65	3.44

#### IV.6. Conditions de fonctionnement normales

Le tableau V présente les paramètres de référence du module PV STP080S après la dégradation.

Tableau V. Les paramètres de référence du module STP080S

Paramètres	expérimental
$I_{L,ref}$	5.074
$I_{0,ref}$	$3.58 \cdot 10^{-9}$
$R_{S,ref}$	0.0036
$R_{sh,ref}$	6
$n$	1.81

La figure 52 représente la courbe I-V pour un seul module PV (STP080S) avec une température de  $55^{\circ} \text{C}$  et une irradiation de  $873 \text{W}/\text{m}^2$ . Les performances de sortie calculée à partir du modèle proposé dans Matlab / simulink a été évaluée par rapport aux données mesurées. Le modèle a une bonne prédiction du point de puissance maximale (MPP) par rapport aux valeurs du fabricant, ce qui prouve que les paramètres de référence extraits et la méthode utilisée sont valides.

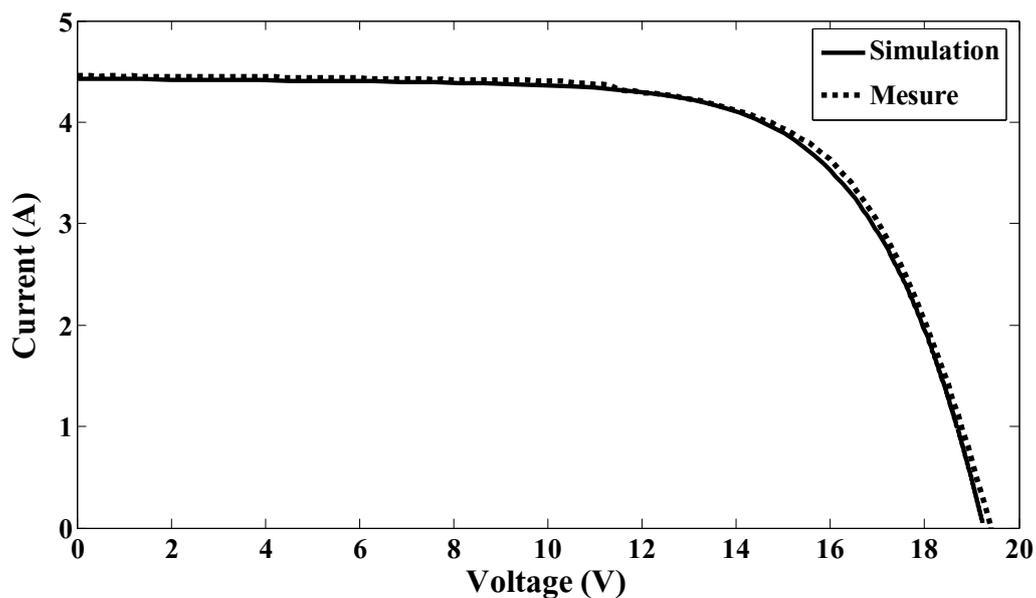


Figure.52. La caractéristique I-V pour le module STP080S

#### IV.7. Effet de l'ombrage partiel sur le module PV

Dans cette partie, le module monocristallin STP080S a été sélectionné comme module de test afin de tester l'efficacité du modèle utilisé sous des conditions d'ombrage partiel. La fiche technique du fabricant ne fournit que les performances du module sous des conditions de fonctionnement spécial (irradiation, température). Par conséquent, nous avons étudié l'effet de la diode de dérivation dans le circuit. Le tableau VI regroupe différents schémas de conditions d'ombrages partiels utilisés pour étudier les performances de sortie du modèle.

Tableau VI. Les schémas d'ombrage partiel et les données environnementales

Testing scheme	Shading condition of No. 1 cell string	Shading condition of No. 2 cell string	Solar irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Temperature (°C)
1	Three cells 50% shading	No shading	837	53.5
2	Three cells 50% shading	Three cells 75% shading	820	60

Le module STP080S contient deux diodes de dérivation pour chacune des deux chaînes de 18 cellules solaires qui sont connectées en série. Les figures 53 à 54 représentent les courbes des caractéristiques I-V et P-V pour le module PV testé sous deux schémas d'ombrage partiel. Les courbes I-V comportent des « marches d'escalier » typiques du déclenchement des deux diodes by-pass. Cela explique que les diodes by-pass protègent les cellules contre les effets néfastes d'une ombre et permettent aux autres cellules de continuer à fonctionner. Dans ce cas, les cellules reçoivent très peu de lumière et la différence d'irradiation est très forte. Si l'ombrage persiste pendant une longue durée de fonctionnement du module, cela induit le phénomène d'échauffement (hot spot) [93].

Cependant, la chaîne de cellules contenant les cellules ombrées est mise hors circuit par la diode de dérivation, ce qui explique les deux points d'inflexion dans les caractéristiques P-V. Les résultats de la simulation sont comparés aux données expérimentales. La comparaison révèle une bonne cohérence dans la courbe de la caractéristique I-V.

Néanmoins, il existe certains désaccords, notamment à l'emplacement des pics de la courbe P-V, probablement dus à la déférence de capteur de température et le modèle de la cellule solaire qui sont utilisées.

On constate des déformations sur les caractéristiques I-V obtenues après l'exposition à des différents pourcentages d'ombrage : la première condition d'ombrage (50%) et la deuxième condition d'ombrage (50% et 75%). Ces derniers induisent une diminution de la puissance maximum de 29% et 37% respectivement.

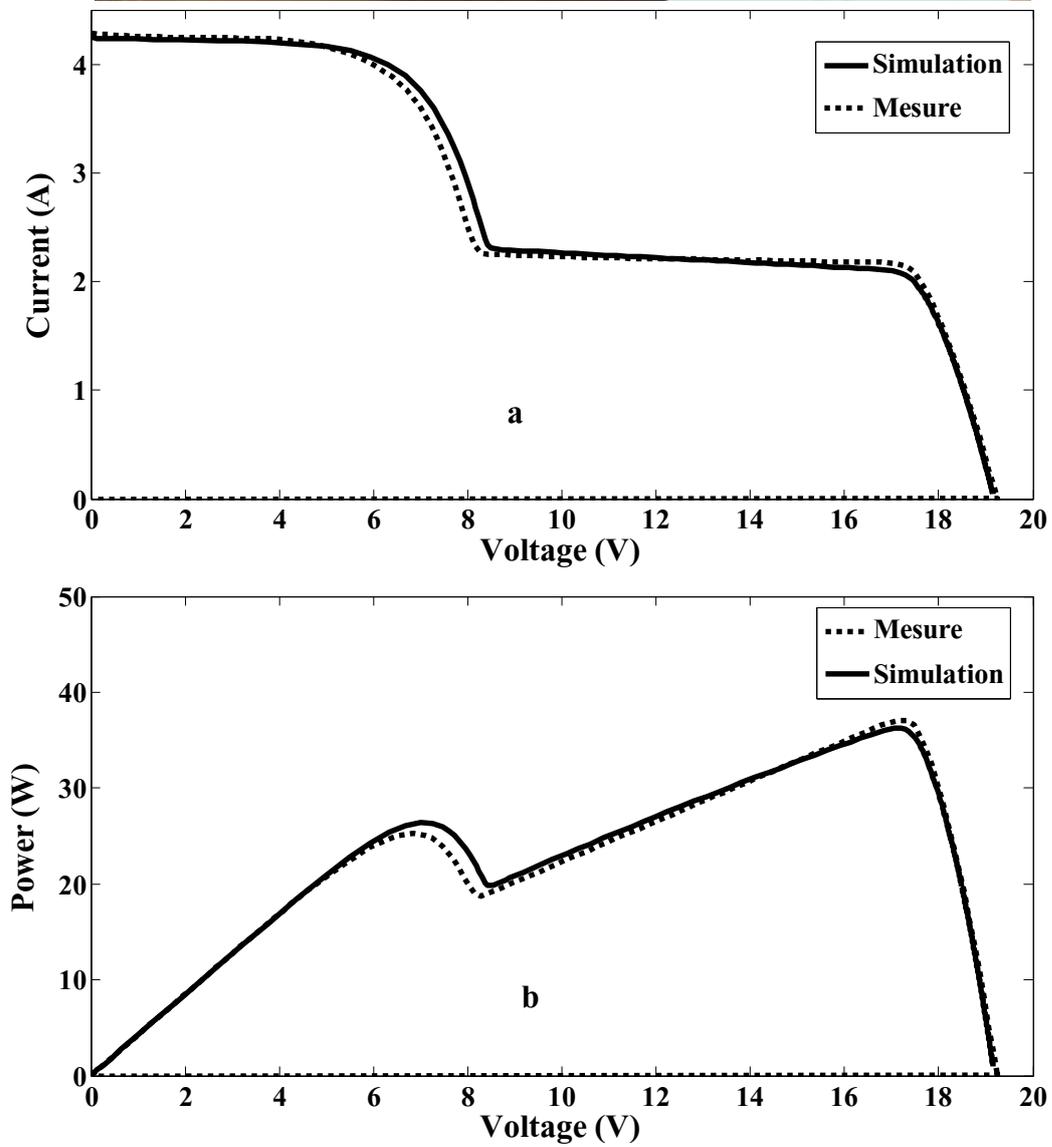


Figure. 53. (a) La courbe I-V, (b) la courbe du module STP080S sous la condition d'ombrage 1

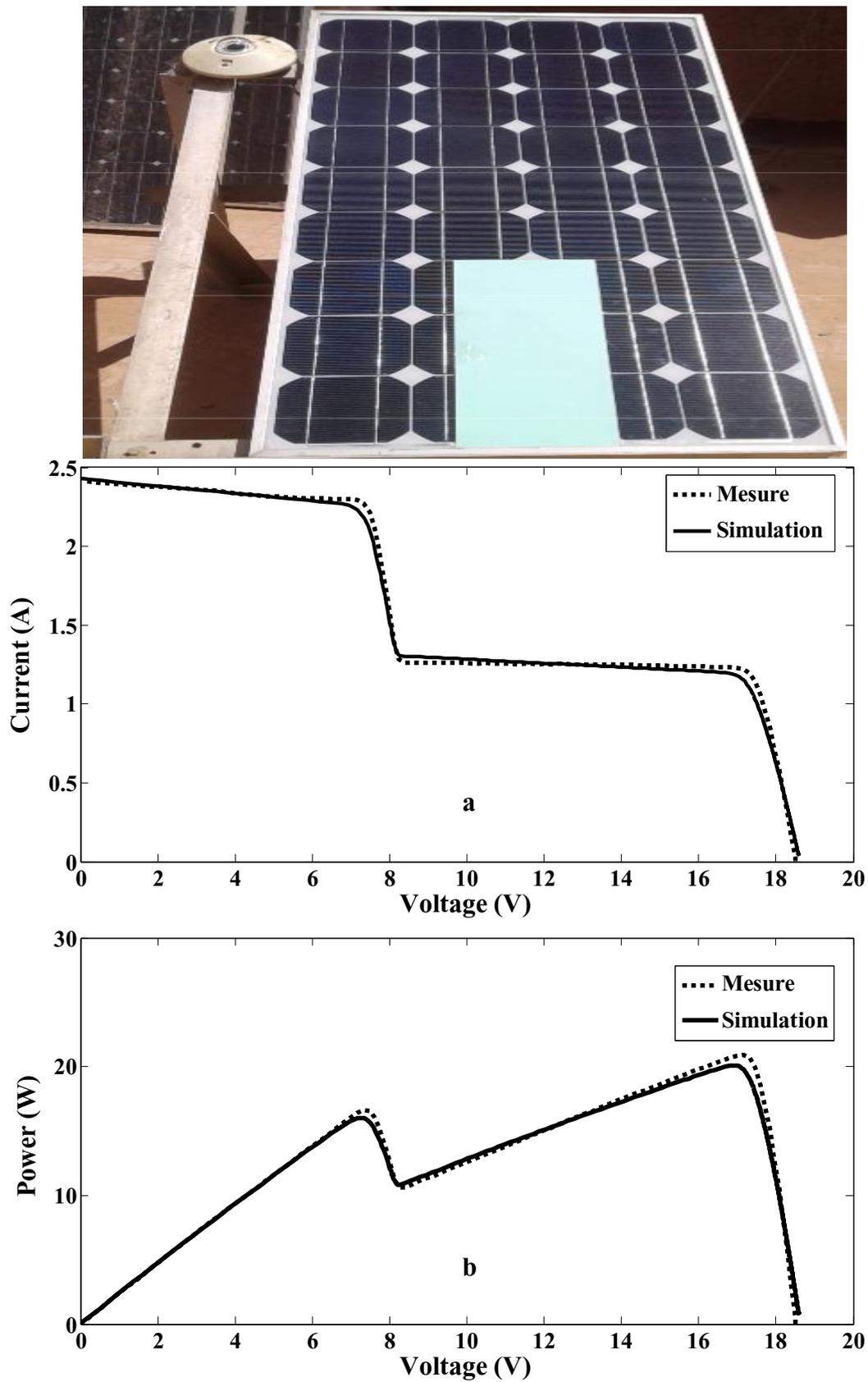


Figure. 54. (a) La courbe I-V, (b) la courbe du module STP080S sous la condition d'ombrage 2

#### **IV.8. Conclusion**

Dans ce travail, une procédure de modélisation du panneau solaire sous des conditions d'ombage partiel est présentée en basant sur le modèle équivalent à cinq paramètres. L'algorithme itératif de Levenberg-Marquardt (LM) a été utilisé pour extraire les cinq paramètres de référence de la cellule PV. Premièrement, l'étude du vieillissement dû à la défaillance d'un module PV STP080S a montré que la dégradation affectait la puissance nominale du module PV de 80 W à 69,64 W (1,61% / an). Deuxièmement, les cinq paramètres du module PV STP080S ont été extraits en fonction de sa nouvelle puissance maximale après une longue période d'exposition (plus de huit ans). Enfin, le modèle a été validé en comparant les caractéristiques I-V et P-V du module STP080S avec les mesures dans des conditions d'ombage partielles données.

## Conclusion générale :

Le travail réalisé dans cette thèse constitue une contribution à la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques en silicium cristallin durant leur fonctionnement dans un environnement méditerranéen. Nous nous sommes intéressés dans ce travail à l'évaluation des performances électriques des modules PV sous l'effet de l'ombrage partiel et du vieillissement naturel.

Ce travail présente des mesures de test d'un panneau photovoltaïque polycristallin PWX500 contenant 36 cellules solaires de (101,50 x 101,50 mm). Les résultats reçus par la face avant de LABVIEW sont également illustrés sous la forme de tableaux, dans lesquels nous avons les valeurs numériques de courant, de tension et la puissance. Le système d'acquisition développé calcule également la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), le courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), le point de puissance maximum ( $P_m, I_m, V_m$ ) et le facteur de forme ( $n$ ). Les résultats sont affichés en face avant dans l'interface LABVIEW. Les caractéristiques I-V et P-V donnés dans la fiche technique de PWX500 et celles obtenues avec le système d'acquisition sont similaires, ce qui indique que le programme LABVIEW développé dans ce travail est valide.

Les performances de sortie du modèle mathématique utilisé sont comparées d'une part avec les mesures fournies par le fabricant et d'une autre part avec les résultats obtenus sous l'environnement LABVIEW. La comparaison au niveau du courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et de point de fonctionnement maximal révèle que les valeurs de prédiction du modèle mathématique proposé en utilisant Matlab / Simulink et l'environnement LABVIEW sont proches aux valeurs publiées dans les fiches techniques des modules.

Pour valider la précision du modèle proposé, différents modèles d'ombrages ont été étudiés pour valider les résultats. Les résultats de la simulation sont comparés avec le modèle expérimental à deux diodes [79]. La comparaison révèle une bonne cohérence à l'emplacement de tous les points d'inflexions de la caractéristique I-V. Néanmoins, il existe certains désaccords, en particulier dans l'emplacement des pics de la courbe P-V en raison de la différence du modèle de cellule solaire utilisé.

L'étude du vieillissement dû à la défaillance d'un module PV STP080S a montré que la dégradation affectait la puissance nominale du module PV de 80 W à 69,64 W (1,61% / an). Les principaux modes de dégradation qui ressortent pour les modules installés en milieu méditerranéen : la décoloration d'encapsulant, et les points chauds (hot spots). Les cinq paramètres du module PV STP080S ont été extraits en fonction de sa nouvelle puissance maximale après une longue période d'exposition (plus de huit ans). Enfin, le modèle a été validé en comparant les caractéristiques I-V et P-V du module photovoltaïque STP080S avec les mesures dans des conditions d'ombrage partielles données.

**Références:**

- [1] F. Birol. Key World energy statistics. IEA Publications, International Energy Agency, rue de la Federation, Paris, France, 2017
- [2] Canadian Electronic Library (Firm). Renewables: Global Status Report.2018.
- [3] ISE Fraunhofer. Photovoltaics report. 2018.
- [4] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sadasy, Le pompage photovoltaïque, Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.
- [5] ASTM Standard E-490, "Standard solar constant and zero air mass spectral irradiances tables," tech. rep., ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014
- [6] C. Muresan, Etude des transferts thermiques rayonnement spectral -conduction-convectionnaturelledansdessystemesphotovoltaïqueshybrides en vue de leur integration au bati. PhD thesis, INSA de Lyon, 2005
- [7] ASTM Standard G173-03, "Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiance : Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface," tech. rep., ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012
- [8] Z. Bendjellouli, Contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Mémoire de magister, Université de Bechar, 2009.
- [9] Dahbi M. Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne. Thèse de Doctorat, Université de Bechar, 2007.
- [10] F. Kasten, A.T. Young, Revised optical air mass tables and approximation formula, Applied Optics, Vol. 28, pp. 4735–4738, 1989.
- [11] T. Ishii, K. Otani, A. Itagaki and K. Utsunomiya, A methodology for estimating the effect of solar spectrum on photovoltaic module performance by using photon energy and a water absorption band, Japanese Journal of Applied Physics, 2012.
- [12] R. Couderc, « Etude du comportement thermique et électrique des cellules photovoltaïques en silicium cristallin sous concentration », PhD Thesis, 2015.
- [13] F. Héroguel, les cellules photovoltaïques, Epreuve de projet Ecole Normale Supérieure. Lyon, Juillet 2007.
- [14] C. Lerouge, et al, Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis, Sciences Physiques, 2006.
- [15] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », PhD Thesis, Paris 11, 2014.

- [16] A. Ndiaye, « Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques- Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », PhD Thesis, 2013.
- [17] B. G. Lohan, « Modélisation, élaboration et caractérisation de cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin pour des applications sous concentration », PhD Thesis, 2018.
- [18] F. Gérenton. Procédés innovants adaptés aux cellules photovoltaïques PERC en couches minces de silicium cristallin. PhD Thesis, Université de Lyon, 2016.
- [19] S. Ranjan, C. Edwards, and B. E. Ydstie. Surface texturization of silicon wafers : A comparative experimental investigation for bulk, industrial application. pages 2157– 2161. IEEE, 2013.
- [20] P. Papet. Nouveaux concepts pour la réalisation de cellules photovoltaïques à contacts interdigités sur substrats minces en silicium cristallin. PhD Thesis, INSA de Lyon, 2007.
- [21] J. Hong *et al.*, « Bulk passivation of multicrystalline silicon solar cells induced by high-rate-deposited ( $> 1$  nm/s) silicon nitride films », *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, n° 2, p. 125–130, 2003.
- [22] J. Dupuis, E. Fourmond, O. Nichiporuk, F. Gibaja, and M. Lemiti. Rear passivation schemes for industrial silicon solar cells. In Proc. of 23rd European PVSC, page 4, 2008
- [23] J.-F. Lelievre. Elaboration de SiNx : H par PECVD : optimisation des propriétés optiques, passivantes et structurales pour applications photovoltaïques. Thesis of INSA Lyon, 2007
- [24] Z. C. Holman, M. Filipič, B. Lipovšek, S. De Wolf, F. Smole, M. Topič, and C. Ballif. Parasitic absorption in the rear reflector of a silicon solar cell : Simulation and measurement of the sub-bandgap reflectance for common dielectric/metal reflectors. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 120 :426–430, 2014.
- [25] A. Lanterne. Étude, réalisation et caractérisation de dopages par implantation ionique pour une application aux cellules solaires en silicium. PhD thesis, 2014.
- [26] A. Lennon, Y. Yao, et S. Wenham, « Evolution of metal plating for silicon solar cell metallisation », *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, n° 7, p. 1454–1468, 2013.
- [27] D. Meekhum, Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.

- [28] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », PhD Thesis, Paris 11, 2014.
- [29] A. Labouret, M. Viloz, *Energie solaire photovoltaïque* (4ème édition : Dunod), 2012.
- [30] S. R. Pendem et S. Mikkili, « Modeling, simulation and performance analysis of solar PV array configurations (Series, Series-Parallel and Honey-Comb) to extract maximum power under Partial Shading Conditions », *Energy Reports*, vol. 4, p. 274–287, 2018.
- [31] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, et Y. Zhang, « Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules », *Energy Conversion and Management*, vol. 79, p. 294–303, 2014.
- [32] S. Yadir, S. Assal, A. El Rhassouli, M. Sidki, et M. Benhmida, « A new technique for extracting physical parameters of a solar cell model from the double exponential model (DECM) », *Optical Materials*, vol. 36, n° 1, p. 18–21, 2013.
- [33] V. J. Chin, Z. Salam, et K. Ishaque, « An accurate modelling of the two-diode model of PV module using a hybrid solution based on differential evolution », *Energy conversion and management*, vol. 124, p. 42–50, 2016.
- [34] C. Huang et L. Wang, « Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules », *Energy conversion and management*, vol. 165, p. 236–243, 2018.
- [35] S. Bana et R. P. Saini, « Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios », *Energy*, vol. 127, p. 438–453, 2017.
- [36] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. Kébé, P. A. Ndiaye, et V. Sambou, « Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review », *Solar Energy*, vol. 96, p. 140–151, 2013.
- [37] A. Bouraiou *et al.*, « Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria », *Solar Energy*, vol. 159, p. 475–487, 2018.
- [38] T. Shioda, « UV-accelerated test based on analysis of field-exposed PV modules », in *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV*, 2011, vol. 8112, p. 81120I.
- [39] S. S. Chandel, M. N. Naik, V. Sharma, et R. Chandel, « Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water

- pumping system in western Himalayan region of India », *Renewable Energy*, vol. 78, p. 193–202, 2015.
- [40] E. Andenæs, B. P. Jelle, K. Ramlo, T. Kol\aaas, J. Selj, et S. E. Foss, « The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells », *Solar Energy*, vol. 159, p. 318–328, 2018.
- [41] V. Sharma, O. S. Sastry, A. Kumar, B. Bora, et S. S. Chandel, « Degradation analysis of a-Si,(HIT) hetro-junction intrinsic thin layer silicon and mC-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions », *Energy*, vol. 72, p. 536–546, 2014.
- [42] A. Hemza, H. Abdeslam, C. Rachid, et N. Aoun, « Simplified methods for evaluating the degradation of photovoltaic module and modeling considering partial shading », *Measurement*, vol. 138, p. 217–224, 2019.
- [43] D. DeGraaff, R. Lacerda, et Z. Campeau, « Degradation mechanisms in Si module technologies observed in the field; their analysis and statistics », in *NREL 2011 Photovoltaic Module Reliability Workshop*, 2011, p. 20.
- [44] S. Pingel *et al.*, « Potential induced degradation of solar cells and panels », in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, p. 002817–002822.
- [45] A. Bouraiou *et al.*, « Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment », *Energy Conversion and Management*, vol. 106, p. 1345–1355, 2015.
- [46] N. Park, J. Jeong, et C. Han, « Estimation of the degradation rate of multi-crystalline silicon photovoltaic module under thermal cycling stress », *Microelectronics Reliability*, vol. 54, n° 8, p. 1562–1566, 2014.
- [47] F. Bandou, A. H. Arab, M. S. Belkaid, P.-O. Logerais, O. Riou, et A. Charki, « Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment », *international journal of hydrogen energy*, vol. 40, n° 39, p. 13839–13848, 2015.
- [48] K. Kato, « PVResQ!: a research activity on reliability of PV systems from an user’s viewpoint in Japan », in *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV*, 2011, vol. 8112, p. 81120K.
- [49] I. E. Commission, « International Electrotechnical Commission (IEC) 61215 », *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules—design qualification and type approval*, 2005.

- [50] A. Limmanee *et al.*, « Degradation analysis of photovoltaic modules under tropical climatic conditions and its impacts on LCOE », *Renewable energy*, vol. 102, p. 199–204, 2017.
- [51] T. J. Silverman *et al.*, « Characterisation of Performance of Thin-film Photovoltaic Technologies », 2014.
- [52] U. Hoyer *et al.*, « Analysis of PV modules by electroluminescence and IR thermography », in *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition—EUPVSEC, Hamburg, Germany*, 2009, p. 3262–3266.
- [53] T. Fuyuki, H. Kondo, T. Yamazaki, Y. Takahashi, et Y. Uraoka, « Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence », *Applied Physics Letters*, vol. 86, n° 26, p. 262108, 2005.
- [54] F.-J. Pern et S. H. Glick, « Improved photostability of NREL-developed EVA pottant formulations for PV module encapsulation », in *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1997*, 1997, p. 1089–1092.
- [55] D. C. Miller, M. T. Muller, M. D. Kempe, K. Araki, C. E. Kennedy, et S. R. Kurtz, « Durability of polymeric encapsulation materials for concentrating photovoltaic systems », *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, n° 4, p. 631–651, 2013.
- [56] H. Mekki, A. Mellit, et H. Salhi, « Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules », *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 67, p. 1–13, 2016.
- [57] H. Amiry *et al.*, « Design and implementation of a photovoltaic IV curve tracer: Solar modules characterization under real operating conditions », *Energy Conversion and Management*, vol. 169, p. 206–216, 2018.
- [58] S. Fadhel *et al.*, « PV shading fault detection and classification based on IV curve using principal component analysis: Application to isolated PV system », *Solar Energy*, vol. 179, p. 1–10, 2019.
- [59] Y. Chaibi, M. Malvoni, A. Chouder, M. Boussetta, et M. Salhi, « Simple and efficient approach to detect and diagnose electrical faults and partial shading in photovoltaic systems », *Energy Conversion and Management*, vol. 196, p. 330–343, 2019.
- [60] C. R. Jeevandoss, M. Kumaravel, et V. J. Kumar, « Sunlight based IV characterization of solar PV cells », in *2011 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2011, p. 1–4.

- [61] C. Huang et L. Wang, « Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules », *Energy conversion and management*, vol. 165, p. 236–243, 2018.
- [62] V. Nanjannavar, P. Gandhi, et N. Patel, « LabVIEW based PV cell characterization and MPPT under varying temperature and irradiance conditions », in *2013 Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE)*, 2013, p. 1–6.
- [63] E. Piccoli, A. Dama, A. Dolara, et S. Leva, « Experimental validation of a model for PV systems under partial shading for building integrated applications », *Solar Energy*, vol. 183, p. 356–370, 2019.
- [64] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, et P. Jenkins, « A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels », *Solar energy*, vol. 86, n° 9, p. 2695–2706, 2012.
- [65] M. Bressan, A. Gutierrez, L. G. Gutierrez, et C. Alonso, « Development of a real-time hot-spot prevention using an emulator of partially shaded PV systems », *Renewable energy*, vol. 127, p. 334–343, 2018.
- [66] W.-T. Huang, K.-C. Yao, C.-C. Wu, et Y.-H. Huang, « A labview tm based photovoltaic cells virtual instrumental system for educational purpose », *Electronic Products*, vol. 11, p. 14, 2014.
- [67] A. Sahbel, N. Hassan, M. M. Abdelhameed, et A. Zekry, « Experimental performance characterization of photovoltaic modules using daq », *Energy Procedia*, vol. 36, p. 323–332, 2013.
- [68] [www.ni.com](http://www.ni.com).
- [69] Y. Kouhlane *et al.*, « Effect of rapid thermal processing on light-induced degradation of carrier lifetime in Czochralski p-type silicon bare wafers », *Journal of Electronic Materials*, vol. 45, n° 11, p. 5621–5625, 2016.
- [70] J. Bai, Y. Cao, Y. Hao, Z. Zhang, S. Liu, et F. Cao, « Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions », *Solar Energy*, vol. 112, p. 41–54, 2015.
- [71] H. Patel et V. Agarwal, « MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics », *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 23, n° 1, p. 302–310, 2008.
- [72] D. Rossi, M. Omaña, D. Giaffreda, et C. Metra, « Modeling and detection of hotspot in shaded photovoltaic cells », *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems*, vol. 23, n° 6, p. 1031–1039, 2014.

- [73] S. Silvestre, A. Boronat, et A. Chouder, « Study of bypass diodes configuration on PV modules », *Applied Energy*, vol. 86, n° 9, p. 1632–1640, 2009.
- [74] F. Belhachat et C. Larbes, « Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions », *Solar Energy*, vol. 120, p. 399–418, 2015.
- [75] F. Attivissimo, F. Adamo, A. Carullo, A. M. L. Lanzolla, F. Spertino, et A. Vallan, « On the performance of the double-diode model in estimating the maximum power point for different photovoltaic technologies », *Measurement*, vol. 46, n° 9, p. 3549–3559, 2013.
- [76] S. Malathy et R. Ramaprabha, « Comprehensive analysis on the role of array size and configuration on energy yield of photovoltaic systems under shaded conditions », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, p. 672–679, 2015.
- [77] S. Bana et R. P. Saini, « Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios », *Energy*, vol. 127, p. 438–453, 2017.
- [78] S. R. Pendem et S. Mikkili, « Modeling, simulation and performance analysis of solar PV array configurations (Series, Series–Parallel and Honey-Comb) to extract maximum power under Partial Shading Conditions », *Energy Reports*, vol. 4, p. 274–287, 2018.
- [79] S. Bensmail, D. Rekioua, et H. Azzi, « Study of hybrid photovoltaic/fuel cell system for stand-alone applications », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, n° 39, p. 13820–13826, 2015.
- [80] L. Zhu, Q. Li, M. Chen, K. Cao, et Y. Sun, « A simplified mathematical model for power output predicting of Building Integrated Photovoltaic under partial shading conditions », *Energy conversion and management*, vol. 180, p. 831–843, 2019.
- [81] J. Bai, Y. Cao, Y. Hao, Z. Zhang, S. Liu, et F. Cao, « Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions », *Solar Energy*, vol. 112, p. 41–54, 2015.
- [82] K. Ishaque, Z. Salam, et H. Taheri, « Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules », *Solar energy materials and solar cells*, vol. 95, n° 2, p. 586–594, 2011.
- [83] K. Ishaque, Z. Salam, et H. Taheri, « Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model », *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 19, n° 7, p. 1613–1626, 2011.

- [84] T. H. Jung, J. W. Ko, G. H. Kang, et H. K. Ahn, « Output characteristics of PV module considering partially reverse biased conditions », *Solar Energy*, vol. 92, p. 214–220, 2013.
- [85] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, et P. Jenkins, « A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels », *Solar energy*, vol. 86, n° 9, p. 2695–2706, 2012.
- [86] T. Ma, H. Yang, et L. Lu, « Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays », *Solar Energy*, vol. 100, p. 31–41, 2014.
- [87] A. D. Rajapakse et D. Muthumuni, « Simulation tools for photovoltaic system grid integration studies », in *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009, p. 1–5.
- [88] A. Chouder, S. Silvestre, B. Taghezouit, et E. Karatepe, « Monitoring, modelling and simulation of PV systems using LabVIEW », *Solar Energy*, vol. 91, p. 337–349, 2013.
- [89] A. Limmanee *et al.*, « Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: a case study in Thailand », *Renewable Energy*, vol. 89, p. 12–17, 2016.
- [90] S. Bana et R. P. Saini, « Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios », *Energy*, vol. 127, p. 438–453, 2017.
- [91] C. Buerhop, D. Schlegel, M. Niess, C. Vodermayr, R. Weißmann, et C. J. Brabec, « Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 107, p. 154–164, 2012.
- [92] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, et F. Chenlo, « Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions », *Solar energy*, vol. 85, n° 9, p. 2264–2274, 2011.
- [93] G. S. Krishna et T. Moger, « Reconfiguration strategies for reducing partial shading effects in photovoltaic arrays: State of the art », *Solar Energy*, vol. 182, p. 429–452, 2019.
- [94] F. Bandou, « Contribution à l’analyse des performances électriques et thermiques des modules photovoltaïques de différentes technologies », PhD Thesis, Université Mouloud Mammeri, 2016.

**Résumé**

Dans cette thèse, une procédure de modélisation d'un système photovoltaïque par la résolution d'un système d'équations non linéaires (cinq équations) à l'aide de l'algorithme de Levenberg – Marquardt (LM). La précision de l'extraction des paramètres électriques améliore la prédiction des caractéristiques I-V et P-V du module PV. La simulation est réalisée à l'aide de l'environnement Matlab / Simulink et du logiciel LabVIEW. De plus, la présence de vieillissement dû aux défaillances des cellules dans un module PV a un impact sur la réduction de la production d'énergie. Ainsi, afin de valider expérimentalement la modélisation proposée, il est fondamental de commencer par étudier l'état du module PV après une longue exposition sur le toit du laboratoire de l'université de Constantine sous l'effet de l'environnement méditerranéen.

Termes d'indexation— Cellule solaire, logiciel LabVIEW, modèle PV mathématique, ombrage partiel, inspection visuelle.

**Abstract**

In this paper, an accurate modeling procedure of a photovoltaic (PV) cell or module is proposed. The simulation behavior of the solar module is presented under different operation conditions, considering the effect of mismatch conditions due to the shadow patterns. The model is flexible in accurately predicting the current-voltage (I-V) and power-voltage (P-V) curves and maximum power point under partial shading of different solar module types. In this paper, a single STP080S PV module was experimentally tested for more than eight years of exposure on the roof of the University of Constantine (Mediterranean climate). For the first time, the evaluation of ageing due to the failure of the PV module in the Mediterranean climate was tested using visual inspection and I-V output. These two inspections show a decrease in the conversion efficiency of the STP080S PV module over time. Finally, the experimental and simulated I-V and P-V curves of the STP080S PV module are compared and demonstrate the effectiveness of the proposed modeling.

**Index Terms**— Solar cell, LABVIEW software, Mathematical PV model, Partial shading, visual inspection.

خلاصة :

في هذه العمل، نقدم نموذج للنظام الكهروضوئي من خلال حل نظام المعادلات غير الخطية (خمس معادلات) باستخدام خوارزمية ليفنبرغ - ماركوارت (LM). دقة استخراج المعلمات الكهربائية يحسن من التنبؤ بخصائص كهرباء-فرق الكمون و الطاقة-فرق الكمون للوحدة الكهروضوئية. يتم إجراء المحاكاة باستخدام Matlab / Simulink وبرنامج LABVIEW. بالإضافة إلى ذلك، وجود شيخوخة بسبب فشل الخلايا في وحدة الكهروضوئية له تأثير على الحد من توليد الطاقة. وبالتالي، من أجل التحقق من صحة النموذج المقترح تجريبياً، من الضروري البدء بدراسة حالة الوحدة الكهروضوئية بعد العمل لمدة طويلة على سطح مختبر جامعة قسنطينة تحت تأثير الطبيعة.

مصطلحات الفهرس- الخلية الشمسية، برنامج LABVIEW، نموذج PV الرياضي، التظليل الجزئي، الفحص البصري.

## **Publications :**

- Arar Hemza<sup>1\*</sup>, Haouam Abdeslam<sup>1</sup>, Chenni Rachid<sup>1</sup>, Nouar Aoun<sup>2</sup>,  
**“Simplified methods for evaluating the degradation of photovoltaic module and modeling considering partial shading “** published in international journal of measurement (2 February 2019)  
<https://doi.org/10.1016/j.measurement.2019.01.098>
- Arar Hemza<sup>1\*</sup>, Haouam Abdeslam<sup>1\*</sup>, Chenni Rachid<sup>1\*</sup>, Marcel Pasquinelli<sup>2\*</sup>, Damien Barakel<sup>2\*</sup>, **“Tracing current-voltage curve of solar panel Based on LabVIEW Arduino Interfacing”** published in international journal of Informatics Technologies, IJIT (29 Mai 2015).

## **Conferences:**

- Arar Hemza<sup>1</sup>, Haouam Abdeslam<sup>1</sup>, Chenni Rachid<sup>1</sup> **“Photovoltaic system output simulation under various environmental conditions”** published in International Conference of Renewable and sustainable Energy, Marrakech-Morocco. (November 2016).
  - Arar Hemza<sup>1\*</sup>, Haouam Abdeslam<sup>1\*</sup>, Chenni Rachid<sup>1\*</sup>, Marcel Pasquinelli<sup>2\*</sup>, Damien Barakel<sup>2\*</sup>, **“Tracing current-voltage curve of solar panel Based on LabVIEW Arduino Interfacing”** published in international conference on Nuclear and Renewable Energy Resources, Antalya, Turkey (September 2014).
-

- Arar Hemza<sup>1</sup>, Haouam Abdeslam<sup>1</sup>, Chenni Rachid<sup>1</sup>, Marcel Pasquinelli<sup>2</sup>  
**“Photovoltaic system output performance including normal operation condition and partial shading”** published in European Conference On Renewable Energy Systems, Istanbul, Turkey (August 2016).