RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE CENTRE UNIVERSITAIRESALHI AHMED– NAAMA



#### INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES

DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

**MÉMOIRE** 

En vue de l'obtention du diplôme de Master en :

Énergies Renouvelables

**Option : Énergies Renouvelables en Électrotechnique** 

Intitulé :

DÉTECTION ET LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS

UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

Présenté par :

- Chaala Abderrahmane
- Sayah Abdelwahhab
- Ghenim Boubaker

Soutenu le : ... 13/09/2020..... devant le Jury :

M. Khessam Medjdoub	MAA	Centre Universitaire Naâma	Président
M. DR. IBRAHIM TAIBI	MCB	Centre Universitaire Naâma	Encadreur
M. DR.BEN MOHAMED FAYSSAL	MAA	Centre Universitaire Naâma	Examinateu

Naama – Algérie - 2020

### Remerciement

Le plus grand merci revient tout d'abord à « Dieu » qui, lui seul, nous a guidé dans le bon chemin durant notre vie et qui nous a donné le courage, la volonté, et la force pour élaborer ce travail d'initiation à la recherche.

Nous tenons à remercier. Dr TAIBI IBRAHIM, directeur de ce mémoire. Pour la qualité de l'encadrement et du soutien qu'il nous accorde durant notre formation. Ses qualités humaines ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail. Nous remercions l'ensemble des enseignants du département des Sciences et Technologies.

Nous remercions aussi tous ceux qui m'ont aidé aussi bien dans mes recherches et documentations que dans mon encadrement et suivi.

Enfin, nous tenons à remercier notre famille pour leurs encouragements et leur soutien inconditionnel, et à tous notre amis qui nous apporté un grand soutien le long de ce travail.

### Dédicaces

Avant tout, nous tenons à remercier 'ALLAH ', l'unique qui nous offre le courage et la volonté nécessaire pour affronter les difficultés de la vie.

Nous dédions ce modeste travail :

À nos parents qui ont su nos donner les ailes nécessaires pour réussir notre envol dans la vie, tout en sachant la peine qu'ils auraient le jour de nos voir partir au loin.

En remerciement de ce beau geste, ce mémoire leur est dédié.

A nos frères,

A nos sœurs,

A toute nos familles,

Et A tous nos amies,

A tous les gens qui nous connaissent.

#### Résumé

Comme tout processus industriel, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système et voire à son indisponibilité. Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité. Dans ce travail de mémoire, nous nous intéressons spécifiquement à la détection et la localisation de défauts côté DC du système PV, c'est-à-dire du côté générateur PV.

Dans cette mémoire, nous éclairons l'étude des systèmes de diagnostic, des défauts de vignettage et de la résistance série.

ملخص

مثل أي عملية صناعية ، يمكن أن يتعرض النظام الكهروضوئي ، أثناء تشغيله ، لأعطال وشذوذ مختلفة تؤدي إلى انخفاض أداء النظام وحتى عدم توفره. إن السماح بالتشخيص الدقيق والكشف عن الأخطاء وتحديد موقعها في تركيب الكهروضوئية يقلل من تكاليف الصيانة وقبل كل شيء يزيد الإنتاجية. في هذا العمل الخاص بالأطروحة ، نحن مهتمون على وجه التحديد باكتشاف وتحديد الأعطال على جانب التيار المستمر من النظام الكهروضوئي ، أي جانب المولد الكهروضوئي في هذه الرسالة ، نلقي الضوء على دراسة أنظمة التشخيص و أعطال التغليل ومقاومة السلاسل

#### Abstract

Like any industrial process, a photovoltaic system can be subjected, during its operation, to various faults and anomalies leading to a drop in the performance of the system and even to its unavailability. Allowing finely diagnosing and detecting and locating faults in a PV installation reduces maintenance costs and above all increases productivity. In this thesis work, we are specifically interested in the detection and location of faults on the DC side of the PV system, i.e. on the PV generator side

In this thesis, we shed light on the study of diagnostic systems, vignetting faults and series resistance

#### SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Listes du figures	VII
Listes du tableaux	VIII
INTRODUCTION GENERALE	I
1-introduction	4
2-Irradiation solaire	4
2.1-L'irradiation directe	5
2.2- L'irradiation diffuse	5
2.3-L'irradiation réfléchie par le sol (l'albédo)	5
2.4-L'irradiation globale	5
3- Conversion photovoltaïque	6
3.1. Matériau semi-conducteur	б
3.2- dopage	6
3.3- Effet photovoltaïque	8
4- Modélisation électrique d'une cellule PV	8
4.1- Caractéristiques des cellules photovoltaïques	8
4.2- Circuit 'électrique 'équivalent	
5. Module photovoltaïque	15
5.1- Association en série	15
5.2- Association en parallèle	16
6-conclusion	17
Chapitre 2	
1-Introduction	19
2-Concepts et terminologies	19
3 -Sûreté de fonctionnement	19
3.1 Fiabilité	19
3.2 Disponibilité	20

3.3	Maintenance	
3.4	Maintenabilité	
<b>4 D</b>	iagnostic21	
4.1	Etapes du diagnostic	
4.1	.1 Détection	
4.1	.2 Localisation	
4.1	.3 Identification	
4.1	.4 Prise de décision	
4.2	Performance d'une procédure de diagnostic	
4.3	Méthodes de diagnostic d'un générateur PV23	
4.3	.1 Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie	
4.3	.1.1 Méthodes non-électriques	
4.3	.1.2 Méthodes électriques	
4.3	.2 Méthodes dans la littérature25	
4.3	2.2.1 Méthode de réflectométrie	
4.3	.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite	
4.3	.2.3 Analyse de la caractéristique statique	
5- Sé	lection de la méthode de diagnostic26	
6-Co	nclusion27	
Chapit	re 3	
1. Intro	oduction29	
2. Class	sification des défauts pour la modélisation29	
3. L'au	gmentation de la résistance série ( Rs31	
4. Défa	ut d'ombrage32	
4.1. I	L'ombrage complet32	
4.2. I	2'ombrage partiel	
4.2	.1. L'ombrage partiel du module PV	32
5. Effet	de l'ombre sur les propriétés des cellules34	
6. Désé	quilibre au sein d'un module PV avec l'ombrage36	
7. Prot	ection par diodes by-pass	
7.1. I	Rôle des diodes by-pass: Modules ombrés avec diodes by-pass	
8. Le pl	hénomène de courant inverse44	

8.1. Installez des diodes à chaque chaîne pour empêcher le courant de c inverse	circuler en sens 47
8.2. Installez des fusibles de 2 × Icc	47
9. Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série	48
9.1. Méthode de diagnostic proposée	48
9.2. Méthode de détection et de localisation	49
9.3. Méthode d'identification des defaults	50
10. Conclusion	55
Conclusion générale et perspectives	58
Reference	61

#### Liste des figures :

Figure 1 : Différents composantes du rayonnement [7]

Figure 2 : Le dopage P

Figure 3 : Le dopage N

Figure 4 : Schéma d'une jonction P-N.

Figure 5 : Caractéristique courant-tension, puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

Figure 6 : effet éclairement a cellule PV

Figure 7 : effet température a cellule PV

Figure 8 : Schéma équivalent d'une cellule PV.

Figure 9 : panneau PV formé de 3 cellules en série et 3 branches en parallèle.

Figure 10 : Définitions graphiques du MTTF, MDT, MUT, MTTR et MTBF

Figure 11 : Etapes du diagnostic industriel.

Figure 12 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique

Figure 13 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [12].

Figure 14 : Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement

Figure 15 : défaut d'augmentation de la résistance Rs.

Figure 16 : effet de défaut de mis match type Rs sur I(V).

Figure 17: Défaut d'ombrage partiel.

Figure 18 : Effet d'ombre sur les propriétés des cellules (courant et tension)

Figure 19 : Ombrage sur les modules de véhicules horizontaux ou verticaux

Figure 20 : Effet d'ombrage sur les performances du module

Figure 21 : Caractéristiques des cellules PV pour un courant donné Im présence d'ombrage.

Figure 22 : Module sans diode by-pass en fonctionnement normal

Figure 23 : Module sans diode by-pass en fonctionnement avec cellule grisée

Figure24 : Module avec diodes by-pass en fonctionnement avec cellule grisée

Figure 25 Deux modules en parallèle en fonctionnement normal

Figure26 : Deux modules en parallèle, dont un à l'ombre

Figure 27 : Diodes de découplage

Figure 28 : Fusibles

Figure 29 : Structure du PV string adopté

Figure 30 : Algorithme de diagnostic de défauts

Figure 31 : les caractéristiques d'un défaut d'ombrage partiel I(V) et (d<sup>2</sup>V/dI<sup>2</sup>)

#### Liste de tableau

Tableau 1 : Classification de défaut et d'anomalies d'un champ PV

**Tableau 2 :** L'effet de l'ombre sur la capacité de la sortie du module

### Introduction

### Générale

#### **Introduction Générale**

Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance très remarquable, surtout dans les quelques dernières années grâce aux différents facteurs stimulants: réduction des coûts de production et politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant. Or, comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système et voire à l'indisponibilité totale du système. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal.

Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité en augmentant le taux de disponibilité des installations en veillant à ce que leur rendement soit optimal. L'ajout de fonctions avancées de surveillance, de diagnostic et de supervision ne devra pas être ressenti pas l'acheteur. C'est dans cette optique qu'est né le projet DLDPV (Détection et Localisation de Défauts d'un Système Photovoltaïque) dont font partie les travaux de cette thèse. L'objectif de ce projet est de proposer un système intégré permettant de détecter et de localiser les défauts dans des installations PV. L'idée est de fournir un « service » aux utilisateurs pour superviser et diagnostiquer leurs installations.

Dans les grandes installations, une station solaire PV peut comprendre des centaines voir des milliers de panneaux photovoltaïques, ou la stabilité et la qualité de la puissance générée sont en corrélation avec l'état de fonctionnement de chaque cellule. Le défi soulevé, dans ce type d'installation, est comment surveiller l'immense réseau de cellules photovoltaïques afin de maintenir le fonctionnement normal de la station. Généralement les générateurs PV sont considérés fiables par rapport aux autres systèmes, mais comme tous procédés, un système PV peut être exposé à plusieurs pannes provoquant le dysfonctionnement de ce dernier, plusieurs études ont constaté que la fiabilité des systèmes PV est fortement dépendante du matériel utilisé pour la construction des panneaux PV, de la température, de l'humidité et du rayonnement solaire. Un système PV peut avoir plusieurs défauts que ce soit les défauts de

types construction, ou les défauts matériels et électriques causés par les conditions climatiques. A ce titre, nous pouvons citer le défaut le plus couramment rencontré dans un générateur PV qui est le défaut d'ombrage partiel[1][2][3].

Notre travail concerne essentiellement à la contribution et à la modélisation des modules photovoltaïques en présence du problème de désadaptation, il est réparti en quatre chapitres :

- Le premier chapitre aborde les éléments de base de la conversion photovoltaïque, nous y rappellerons le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, nous présenterons la structure du module PV et le comportement des cellules au sein du module en cas d'occultation ou d'ombrage partiel.

Dans le deuxième chapitre, un état de l'art sur les techniques et les méthodes utilisées dans le domaine de la surveillance et la supervision des systèmes est présenté.

Discuté au troisième chapitre, il présente les différents modes de dégradations et les effets environnementaux sur le module PV et la description du phénomène d'ombrage et leurs conséquences sur les GPV.

Le quatrième et le dernier chapitre est consacré aux résultats de la simulation des différents dispositifs photovoltaïques et leur discussion.

On terminera ce travail par une conclusion générale et on proposera quelques perspectives.

### **CHAPITRE I:** Généralité sur les systèmes photovoltaïques

#### I.1. Introduction :

L'effet photovoltaïque (PV) fut observé pour la première fois par André Becquerel en 1839. Il se traduit par l'apparition d'une tension électrique entre deux électrodes appliquées sur certains matériaux soumis à un éclairement. la première cellule solaire à base de silicium fut développée dans les laboratoires Bell en 1954 [4]. le rendement était de 6% mais fut rapidement augmenté à 10%.

Ce chapitre présente les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur l'énergie solaire. Nous décrirons ensuite le fonctionnement des cellules photovoltaïques, leurs caractéristiques principales, et l'influence des différents paramètres. Puis, nous aborderons l'association des cellules pour constituer un module photovoltaïque .

#### I.2. Irradiation solaire :

Les rayonnements du soleil constituent la principale source d'énergie dont nous disposons. situé à environ 150 millions de kilomètres de la terre, le soleil émet un rayonnement électromagnétique qui peut être assimilé.

Les radiations solaires se propagent dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques, et parviennent à la surface de la terre en huit minutes. afin de quantifier l'énergie reçue au niveau de la surface terrestre, il est nécessaire de connaître les différentes composantes de l'irradiatiation solaire qui sont au nombre de quatre [5] :

I.2.1. L'irradiation directe : c'est l'irradiation reçue directement du soleil au sol.

**I.2.2.** L'irradiation diffuse : elle est due à l'absorption et à la diffusion d'une partie de l'irradiation solaire globale par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

**I.2.3.** L'irradiation réfléchie par le sol (l'albédo) : c'est l'irradiation qui est réfléchie par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. L'albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc.).

**I.2.4.** L'irradiation globale : c'est la somme de toutes les irradiations reçues à la surface terrestre [6].

Dans la Figure I-1 ci-dessous, les différentes irradiations solaires reçues sur une surface terrestre sont schématisées .



Figure 1 : Différents composantes du rayonnement [7]

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée éclairement (noté généralement par la lettre G) ; il est exprimé en watts par mètre carré  $(W/m^2)$ .

#### I.3. Conversion photovoltaïque :

#### I.3.1. Matériau semi-conducteur

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur Terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique [8].

Le silicium pur est intrinsèquement un matériau isolant, mais nous avons besoin qu'il soit conducteur dans les cellules photovoltaïques et cela se fait par le processus de dopage, qui est le mélange de certaines impuretés avec du silicium généralement cela se fait avec des atomes de phosphore et de bore.

#### I.3.2. Dopage :

#### I.3.2.1. Le dopage P :

Consiste à ajouter un atome de bore. Celui-ci disposant de 3 électrons sur sa couche électronique externe va s'associer avec 4 atomes de silicium, laissant ainsi libre un trou : cet ajout a pour effet de donner à la structure cristalline une charge globale positive.



Figure 2 : Le dopage P

#### I.3.2.2. Le dopage N :

Consiste à ajouter un atome de phosphore au sein de la structure cristalline du silicium. Le phosphore disposant de 5 électrons sur sa couche électronique externe va s'associer avec 4 atomes de silicium, laissant ainsi libre un électron. Cet ajout a pour effet de donner à la structure cristalline une charge globale négative.



Figure 3 : Le dopage N

Lorsque la première couche est mise en contact avec la seconde. Les électrons en excès dans le matériau dopé N se dirigent naturellement vers le matériau dopé P.

Composant de jonction P-N [9].



Figure 4 : Schéma d'une jonction P-N.

#### I.3.3. Effet photovoltaïque :

Quand ces semi-conducteurs sont exposés à la lumière (composée de photons), un photon avec suffisamment d'énergie « arrache » un électron, créant au passage un trou. Normalement, l'électron trouve rapidement un trou pour se replacer, et l'énergie apportée par le photon disparaît.

Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau photovoltaïque au lieu de se replacer simplement dans la même position qu'avant jonction P-N.

Les électrons s'accumulent dans la région N (qui devient le pôle négatif), tandis que les trous s'accumulent dans la couche dopée P (qui devient le pôle positif). Ce déplacement d'électrons n'est autre que de l'électricité [9].

#### I.4. Modélisation électrique d'une cellule PV

#### I.4.1. Caractéristiques des cellules photovoltaïques :

La puissance électrique délivrée par une cellule photovoltaïque est le produit de la tension par le courant qu'elle génère. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule mais aussi de la charge électrique à ses bornes.

Les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant-tension. Tout dipôle électrique est entièrement défini par sa caractéristique courant-tension, qui lui est propre.

Une cellule photovoltaïque, en tant que dipôle électrique, dispose de sa propre caractéristique courant-tension, ainsi qu'illustré ci-dessous :



Figure 5 : Caractéristique courant-tension, puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

Cette caractéristique courant-tension est une relation entre la tension et le courant délivrés par la cellule photovoltaïque.

Deux données importantes sont à relevées :



#### Le courant de court-circuit noté Icc :

Il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est court-circuit, c'est-à-dire

lorsque le pôle + est relié au pôle – (la

tension à ses bornes est alors nulle).

Dans ce cas, la puissance fournie par la



cellule  $P = V \times I$  est nulle.

La tension en circuit ouvert notée Voc : Il s'agit de la tension aux

bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire lorsque le pôle + et le pôle – sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule  $P = V \times I$  est nulle.

#### **Chapitre I**

On retrouve bien les deux cas énoncé s précédemment (cellule en court-circuit et cellule en circuit ouvert) pour lesquels la puissance fournie est nulle.

Par ailleurs, la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque met en évidence un point de puissance maximum  $P_{MPP}$  (MPP signifie en anglais Maximal Power Point, soit Point de Puissance Maximum). Ce point de puissance maximum est le produit d'un courant et d'une tension donnés. On appelle respectivement  $I_{MPP}$  et  $U_{MPP}$  le courant et la tension correspondant au point de puissance maximum, c'est-à-dire tel que  $I_{MPP} \times U_{MPP} = P_{MPP}$ .

Le facteur de forme notée FF : est définit comme suit FF = (Puissance maximale délivrée sur la charge) / (*lcc* × Vco) Donc :

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc}.V_{co}} = \frac{I_{max}.V_{max}}{I_{cc}.V_{co}}$$
(I.1)

Ce coefficient représente le rapport entre, la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée Pmax et, la puissance formée par le rectangle  $Icc \times Vco$ . Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques, pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales

Le rendement notée  $\eta$  : Rendement de conversion, qui est définit comme suit :

$$\eta = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{solaire}}} = \frac{V_{\text{max}}I_{\text{max}}}{G.S}$$
(I.2)

Ainsi, pour résumer, 6 paramètres majeurs permettent de caractériser une cellule photovoltaïque :

- Le courant de court-circuit noté I<sub>CC</sub>,
- La tension à vide notée U<sub>CO</sub>,
- Le courant de puissance maximale noté I<sub>MPP</sub>,
- La tension de puissance maximale notée U<sub>MPP</sub>.
- Le facteur de forme FF

• Le rendement  $\eta$ 

La valeur des 6 paramètres ci-dessus varie plus ou moins en fonction d'un certain nombre de paramètres extérieurs dont :

Le niveau d'éclairement de la cellule : La Figure 1.4 présente les caractéristiques d'une cellule solaire type, pour plusieurs intensités de rayonnement solaire. On remarque que le courant électrique, est directement proportionnel au d'éclairement



Figure 6 : Effet éclairement a cellule PV

La température de la cellule : L'influence de la température est très significative, ce qui nous conduit à une considération soigneuse, lors de la mise en marche des systèmes photovoltaïques. Sur la Figure 1.5, on illustre l'effet de la température sur le comportement des photopiles. Elle montre une diminution considérable de la tension électrique délivrée avec l'augmentation de la température. Tandis que, le courant gagne quant à lui de l'intensité. Ceci peut être expliqué par la baisse du gap, ce qui provoque l'accroissement de la concentration des porteurs de charge, puisque la transition entre les niveaux devienne plus probable.



Figure 7 : Effet température a cellule PV

#### I.4.2. Circuit 'électrique 'équivalent :

Sous 'éclairement, la cellule photovoltaïque peut être représentée par un circuit électrique équivalent schématise par la figure 6 [10]



Figure 8 : Schéma équivalent d'une cellule PV.

La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance parallèle rend compte des effets, tels que le courant de fuite par les bords de la cellule, elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde).

Courant de diode donnes à l'expression suivant :

$$I_d = I_s \left( e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{I.3}$$

 $V_d$ : tension de diode [V].

A partir de la loi de maille 
$$V = V_d - R_s * I$$

$$V_d = V + R_s * I$$

V : tension à la borne de la cellule [V].

- $R_s$ : résistance série [ $\Omega$ ].
- Vt : tension thermique

$$V_t = \frac{nKT}{q}$$

- q : charge de l'électron =  $1,602. \ 10^{19}$ [C].
- K : constant de Boltzman =1.38064852  $\times$   $10^{\text{-}23}$  m^2 kg s^{\text{-}2} K^{\text{-}1}

T : température de cellule [k].

- n : facteur d'idéalité de la diode.
- $I_s$ : courant de saturation inverse de la diode [A].

Equation (1) devenus :

$$I_{d} = I_{s} \left[ e^{\frac{q(V+R_{s}.I)}{nKT}} - 1 \right]$$
(I.4)

L'équation de courant délivré par un cellule PV :

D'après la loi de nœud de Kirchhoff :

 $I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{I.5}$ 

I : courant généré par la cellule [A].

 $I_{sh}$  : courant circulant dans la résistance shunt  $I_{sh} = \frac{V + R_s}{R_{sh}}$ 

Equation (I.5) devenus :

$$I = I_{ph} - I_s \left[ e^{\frac{q(V+R_s,I)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V+R_sI}{R_{sh}}$$
(I.6)

 $I_{ph}$ : le photo-courant  $I_{ph}$  varie avec l'irradiante, il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_n} [I_{CC} + Ki \times (T - T_n)]$$
(I.7)

G : irradiation  $[W/m^2]$ .

- $G_n$ : irradiation de référence [W/m<sup>2</sup>].
- $I_{CC}$  : courant de court- circuit [A].

T et Tn : empérature de cellule et de référence [K].

ki : coefficient de température du photo-courant (ou courant de court-circuit), il est souvent donné par le fabricant, il est en général positif mais très faible

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression :

$$I_{s} = I_{rs} \left(\frac{T}{T_{n}}\right)^{3} \times e^{\left[\frac{q \times E_{g0}}{nK} \times \frac{1}{T_{n}} - \frac{1}{T}\right]}$$
(I.8)

Eg0 : energie de 'gap' de la cellule

Irs : courant de saturation inverse.

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{qV_{oc}}{nKT}} - 1}$$

Voc : la tension à vide.

Équations (I. 6) devenus :

$$I = \frac{G}{G_n} \left[ I_{CC} + Ki \times (T - T_n) \right] - \frac{I_{SC}}{e^{\frac{qV_{OC}}{nKT} - 1}} \left( \frac{T}{T_n} \right)^3 \times e^{\left[ \frac{q \times E_{g0}}{nK} \times \frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right]} \left[ e^{\frac{q(V + R_S I)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_{Sh}}$$
(I.9)

#### I.5. Module photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet, une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible, puisqu'il s'agit d'une tension de jonction. Les panneaux photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un nombre de cellules élémentaires. Afin d'obtenir des puissances sous une tension convenable.

#### I.5.1. Association en série :

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.

$$V_{cos} = V_{oc} * N_s \qquad \qquad I_{ccs} = I_{cc}$$

#### **Chapitre I**

Vcos : la tension série a vide.

Iccs : courant série de court- circuit.

Ns : nombre cellule en série

#### I.5.2. Association en parallèle :

En reliant modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche, ainsi on écrit [8].

$$V_{ocp} = V_{ocs} \qquad \qquad I_{ccp} = I_{ccs} * N_p.$$

Vcop :la tension panneau a vide.

Iccp : courant panneau de court- circuit.

Np : nombre cellule en parallèle



Figure 9 : Panneau PV formé de 3 cellules en série et 3 branches en parallèle.

#### I.6. conclusion :

Après avoir présenté dans ce chapitre la notion du rayonnement solaire, on a décrit la cellule solaire, conversion photovoltaïque et modélisation électrique d'une cellule on a terminé la partie par installation d'un panneau photovoltaïque.

# CHAPITRE I: Généralité sur les systèmes photovoltaïques

#### **II.1. Introduction**

Comme le cas de tous les systèmes électriques et électroniques, les installations photovoltaïques peuvent être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse des performances du système et voir à son indisponibilité totale. Toutes ces conséquences défavorable vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit de l'installation, ce qui nécessite un diagnostic dont l'objectif principal est de fournir un outil qui permet de détecter les pannes et par conséquent réduire les coûts de maintenance et surtout de maximiser la production énergétique du system photovoltaïque , les composants de puissance constituent le point faible de la chaîne de puissance et les défaillances de ses composants nécessitent une analyse approfondie car leurs conséquences sur le fonctionnement du système PV sont énormes. Dans ce chapitre, on intéressera spécifiquement au diagnostic des défauts.

#### **II.2.** Concepts et terminologies

En premier lieu, il convient de définir quelques termes auxquels nous aurons

- Fonctionnement normal d'un système : Un système est dit dans un état de fonctionnement normal lorsque les variables le caractérisant (variables d'état, variables de sortie, variables d'entrée, paramètres du système) demeurent au voisinage de leurs valeurs nominales. Le système est dit défaillant dans le cas contraire.

- Défaut : Le concept de défaut est fondamental dans les opérations de surveillance pour la conduite et la maintenance des procédés industriels. On appelle défaut tout écart entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique théorique.

- Panne : C'est une interruption permanente de la capacité du système à réaliser sa fonction requise.

#### II.3. Sûreté de fonctionnement

La sûreté de fonctionnement est devenue une préoccupation majeure dans la conception, la validation et l'exploitation de systèmes dont les défaillances peuvent avoir un impact inacceptable sur le fonctionnement, la sécurité des hommes et du matériel et l'environnement. Elle est également appelée "Science des défaillances". La sûreté de fonctionnement consiste à connaître, évaluer, prévoir, mesurer, et maîtriser les défaillances

des systèmes. La sûreté de fonctionnement d'un mécanisme est axée sur quatre grands points : La fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité, souvent appelé étude FDMS

#### II.3.1. Fiabilité

L'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant un intervalle de temps donné. La fiabilité est également la probabilité associée R(t). Le temps moyen de fonctionnement avant la première défaillance MTTF (Mean Time To Failure) est souvent associée à la fiabilité. Il désigne le temps moyen avant la première défaillance.

#### II.3.2. Disponibilité

L'aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou pendant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires soit assurée. Elle correspond à la probabilité associée A(t) de non défaillance du système ou du composant. Quelques grandeurs associées à la disponibilité sont souvent utilisées :

- Le temps moyen de disponibilité MUT (Mean Up Time) est la durée moyenne de fonctionnement après réparation ;

- Le temps moyen d'indisponibilité MDT (Mean Down Time) qui est la durée moyenne entre l'instant de défaillance et la remise en service.

#### II.3.3. Maintenance

Toutes les activités destinées à maintenir ou à rétablir un bien dans un état ou dans des conditions données de sûreté de fonctionnement, pour accomplir une fonction requise. Ces activités sont une combinaison d'activités techniques et administratives. On distingue deux types de maintenance :

- Préventive qui regroupe la maintenance prévisionnelle, conditionnelle et systématique.

- Corrective renfermant la maintenance curative et palliative.

#### II.3.4. Maintenabilité

Dans les conditions données d'utilisation, aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie, sur un intervalle de temps donné, dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des

procédures et des moyens prescrits. La maintenabilité est caractérisée par une probabilité M(t) qui exprime que la maintenance d'un système est achevée au temps t. Les grandeurs associées à la maintenabilité souvent utilisées sont :

- Le temps moyen entre le début et la fin de la réparation MTTR (Mean Time To Repair).

- Le temps moyen de fonctionnement entre deux défaillances MTBF (Mean Time Between Failure).



Figure 10 : Définitions graphiques du MTTF, MDT, MUT, MTTR et MTBF

#### **II.4.** Diagnostic

Le diagnostic est une procédure qui consiste à détecter et localiser un composant ou un élément défectueux dans un système. Il a pour objet de trouver la cause d'une défaillance. Cette définition très courte et concise résume les deux tâches essentielles en diagnostic :

- Observer les symptômes de la défaillance.

- Identifier la cause de la défaillance à fonder sur des observations.

#### II.4.1. Etapes du diagnostic

La procédure du diagnostic de défaillances et de dégradations susceptibles d'affecter les différentes entités d'un processus industriel (figure 11) s'articule autour des étapes suivantes :

- L'extraction des informations à partir de moyens de mesures appropriées ou d'observations réalisées lors des rondes par les personnels de surveillance.

- L'élaboration des caractéristiques et des signatures associées à des symptômes.

- La détection d'un dysfonctionnement par comparaison avec des signatures associées à des états de fonctionnements normaux et anormaux et la définition d'indicateurs de confiance dans la détection.

- la mise en œuvre d'une méthode de diagnostic de la défaillance ou de la dégradation à partir de l'utilisation des connaissances sur les relations de cause à effet.

- la prise de décision en fonction des conséquences futures des défaillances et des dégradations. Cette prise de décision peut conduire à un arrêt de l'installation si les conséquences de la défaillance sont importantes pour la sécurité des personnes et des biens ou à une reconfiguration du fonctionnement du procédé pour éviter une perte de production en attendant le prochain arrêt de production le plus propice aux opérations de maintenance corrective.



Figure 11 : Etapes du diagnostic industriel.

#### II.4.1.1. Détection

La détection est le premier niveau du diagnostic consiste à prendre une décision binaire : Soit le système fonctionne correctement, soit une panne s'est produite. Le résultat de la procédure de détection est une alarme signifiant que le fonctionnement réel du système ne concorde plus avec le modèle de fonctionnement sain.

#### **II.4.1.2.** Localisation

C'est le deuxième niveau du diagnostic, déclenché par une procédure de détection, consistant à déterminer de manière plus approfondie les composants défaillants : Capteur, actionneur, processus ou unité de commande.

#### **II.4.1.3. Identification**

L'identification d'un défaut est le fait d'estimer l'amplitude et l'évolution temporelle du défaut afin d'expliquer au mieux le comportement du système. Cette partie d'identification du défaut est la dernière phase de la procédure de diagnostic.

#### II.4.1.4. Prise de décision

Une fois le fonctionnement incorrect du système constaté, il est primordial d'agir de façon à maintenir les performances souhaitées ou à limiter les dégradations sur le système réel. Cette prise de décision permet de choisir entre plusieurs options comme arrêter le système pour faire de la maintenance ou accepter un fonctionnement dégradé. Il peut encore s'agir, quand cela est possible, de reconfigurer ou de réorganiser le système.

#### II.4.2. Performance d'une procédure de diagnostic

Afin de pouvoir comparer diverses approches de diagnostic, il est utile d'identifier un ensemble de caractéristiques souhaitables qu'un système de diagnostic devrait posséder. D'une manière générale, nous pouvons représentés un ensemble de caractéristiques souhaitables qu'un système de diagnostic doit posséder comme suit :

Détectabilité : c'est l'aptitude du système de diagnostic à pouvoir déceler la présence d'une défaillance sur le procédé. Elle est fortement liée à la notion d'indicateurs de défauts :
D'une certaine manière, être sensible à la défaillance que l'on souhaite détecter.

-Isolabilité : C'est la capacité du système de diagnostic à remonter directement à l'origine du défaut. Une alarme engendre bien souvent de nouvelles alarmes et il devient dès lors difficile de retrouver l'organe défaillant.

Sensibilité : elle caractérise l'aptitude du système à détecter des défauts d'une certaine amplitude. Du rapport de l'amplitude du bruit de mesure avec celle du défaut.

#### II.4.3. Méthodes de diagnostic d'un générateur PV

On peut distinguer deux grandes catégories de méthodes de diagnostic d'un générateur PV, ceux qui sont utilisé dans l'industrie, et ceux qui sont utilisés dans la littérature, les deux paragraphes qui suivent dans une description simple de ces derniers.

#### II.4.3.1. Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie

On peut distinguer deux catégories de méthodes de diagnostic courantes industrialisées:

Des méthodes reposant sur l'analyse du courant et de la tension (que nous appellerons méthodes électriques) et des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (que nous appellerons méthodes non -électriques) [9].

#### II.4.3.1.1. Méthodes non-électriques

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule PV. Le défaut principal qui peut avoir lieu à ce niveau est la fissure de la cellule. On peut citer comme méthodes : Les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence, tests de thermographie.

Au niveau du module PV, la méthode de l'imagerie d'infrarouge (caméra thermique) est largement appliquée [9]. Cette méthode repose sur le fait que tous les matériels émettent un rayonnement infrarouge sur une plage de longueur d'onde qui dépend de la température du matériau. En examinant la distribution de la température au niveau du module, des anomalies (si elles ont lieu) peuvent être localisées.



(a) cellule court-circuitée



(b) corrosion dans la boîte de jonction Figure 12 : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique.

Quelques succès de la localisation de défauts utilisant la caméra thermique ont été reportés : Courant de fuite dans la cellule, augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules, échauffement anormal des cellules, conduction de la diode de bypass. Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction, la fonctionnalité de la diode anti-retour.

#### II.4.3.1.2. Méthodes électriques

Les systèmes de monitoring actuels d'un système PV sont essentiellement intégrés, les données mesurées sont souvent les mêmes d'un système à l'autre. Les grandeurs mesurées les plus courantes sont :

- Le courant débité par le champ PV

- La tension aux bornes du champ PV

- La résistance d'isolement entre les bornes positive et négative du GPV.

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques [12].

Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever :

- Le courant AC.

- La tension AC.

- La fréquence.
- L'impédance du réseau vue par l'onduleur.

Des mesures écrites dans les deux paragraphes précédents, il est aisé de déduire :

- La puissance instantanée DC

- La puissance instantanée AC

- L'énergie produite sur différentes périodes (suivant la capacité de stockage des données) côtés DC et AC.

On y ajoute souvent :

- La durée de fonctionnement de l'onduleur
- La date de mise en service

- Le CO2 non rejeté dans l'atmosphère (économisé)

Les alertes de défaillance du système (principalement les défauts d'isolement).

#### II.4.3.2. Méthodes dans la littérature

Les différentes méthodes proposées dans la littérature pour la détection et la localisation des défauts ou l'une des deux fonctions (détection ou localisation), sont les suivantes :

#### II.4.3.2 .1. Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiqué. Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est renvoyée vers le point d'injection. L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations sur le système ou le milieu considéré [12].



Figure 13 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [12].

#### II.4.3.2.2. Analyse de la puissance et de l'énergie produite

La puissance ou l'énergie mesurée est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut.

L'analyse mentionnée consiste à générer des attributs supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : La durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes attributs sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des attributs considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute [12].

#### II.4.3.2.3. Analyse de la caractéristique statique

La déformation de la caractéristique courant-tension peut être provoquée par le changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement ou température) ou par l'apparition d'un ou des défauts dans le système PV. La figure III-3 montre l'allure de la caractéristique I-V en mode défaillant (ombrage d'un module de 36 cellules à 50%) comparée à celle du mode normal.



Figure 14 : Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement.

En exploitant des informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), la détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées.

Une telle analyse a été trouvée dans quelques études dans la littérature :

- La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string ou dans un champ [13, 14].

- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement Conditions de Test Standard, point de puissance maximale) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [15].

L'analyse de la caractéristique I-V consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique I-V elle-même.

#### II.5. Sélection de la méthode de diagnostic

La sélection de la méthode de diagnostic la plus appropriée à un système industriel donné ne peut se faire qu'après un recensement des besoins et des connaissances disponibles. Ce paragraphe a pour objectif de structurer la démarche pour retenir la méthode techniquement et économiquement la plus efficace. L'inventaire des éléments à étudier est le suivant :

- Nature des causes de défaillances à localiser.
- Connaissance des symptômes associés aux défaillances induites par les causes.
- Maîtrise des moyens de mesure des symptômes.
- Maîtrise des moyens de traitement des symptômes.
- Connaissance des mécanismes physiques entre les causes et les effets.
- Inventaire du retour d'expérience.
- Recensement des expertises disponibles.
- Définition du niveau de confiance dans le diagnostic.
- Identification des utilisateurs finaux du diagnostic.

#### **II.6.** Conclusion

L'objective de ce chapitre est de présenter les méthodes de diagnostic servant à la localisation et la détection des défauts qu'on peut rencontrer dans des installations photovoltaïques. Seulement elles sont confrontées souvent à un problème d'ambigüité entrainant le masquage des défauts entre eux et qui rend en conséquence leur identification difficile. Ceci nous a conduits à opter entre les méthodes classiques et les méthodes d'inférence.

### **CHAPITRE III:**

# Modélisation et diagnostic des défauts d'ombrage dans les systèmes photovoltaïques

#### **III.1. Introduction :**

Il est généralement bien connu que les générateurs PV sont considérés fiables par rapport aux autres systèmes, mais comme tous procédés industriels que ce soit chimique ou énergique..., un système PV peut être la cible de plusieurs pannes qui peuvent provoquer des défauts.

Nous présentons tout d'abord l'identification des différentes classes de défauts intervenant dans différents composants du champ. Ensuite, nous détaillons la modélisation de ces défauts.

L'effet de l'ombre sur les propriétés des cellules (courant et tension), ce qui entraîne un changement de la matrice photovoltaïque lorsqu'elle est exposée aux ombres.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les principaux défauts associés à un système photovoltaïque et de donner un aperçu sur les différentes méthodes de diagnostic des systèmes photovoltaïques, et comportements des cellules sous l'effet d'ombrage dans différents sites et à l'évaluation de l'effet d'ombrage sur une ou plusieurs cellules d'un module PV. Les caractéristiques I-V (courant-tension) sont relevées en conditions standards de test (STC) pour ces différents cas d'étude avec et sans ombrage pour déterminer les pertes de puissance induites par de tels ombrages et le rôle des diodes by-pass. Ensuite, une étude comparative par rapport à la simulation de l'effet d'ombrage sur un module PV, et étudier l'effet de l'augmentation de la résistance série (Rs). Enfin, une méthode de détection des cellules ombragées est présentée.

#### III.2. Classification des défauts pour la modélisation :

Les défauts présentés dans le Tableau I-1 ont été classés suivant l'emplacement de leur apparition dans une installation PV (panneaux, connexion, câblage, système de protection). Par contre, selon la démarche de modélisation retenue, on cherche à classer les défauts selon l'étape à laquelle ils interviennent et s'ils peuvent modifier le comportement du composant de cette étape (cellule, groupe de cellules, modules, strings, champ). En tenant compte de cette hiérarchie, la nouvelle classification de défauts est illustrée dans le Tableau II-3. La première colonne montre la succession des composants considérés dans la démarche. La deuxième donne la nature des différents défauts intervenant dans les étapes. Et la dernière colonne donne la dénomination de chaque catégorie de défauts pour la modélisation.

Composant du champ	Nature des defaults	Dénomination de défauts		
Cellules	Module arraché ou cassé	Défaut de mismatch et		
	Pylônes, cheminée, sable, neige	d'ombrage		
	etc. Echauffement des cellules			
	Dégradation des interconnexions			
	Fissure Corrosion des liaisons			
	entre cellules Modules de			
	performances différentes			
	Détérioration des cellules			
	Pénétration de l'humidité			
Groupes de cellules	Destruction des diodes Absence	Défaut de diode de bypass		
	de diodes Inversion de la polarité			
	des diodes Diode mal connectée			
	Diode court-circuitée			
Module	Modules court-circuités	Défaut de module		
	Inversion de polarité du module			
	Modules shuntés			
Strings	Rupture du circuit électrique	Défaut de connectique		
	Destruction de la liaison			
	Corrosion des connexions			
	Corrosion des contacts Court-			
	circuit du circuit électrique			
	Module déconnecté			
Champ	Destruction des diodes Absence	Défaut de diode antiretour		
	de diodes Inversion de la polarité			
	des diodes Diode mal connectée			
	Diode court-circuitée			

**Tableau 1 :** Classification de défaut et d'anomalies d'un champ PV

#### **III.3.** L'augmentation de la résistance série ( Rs ):

L'augmentation de la résistance série est causée généralement par la corrosion de la connectique entre deux modules PV, une vis de connexion mal serrée, la corrosion de point de soudure entre cellules..., etc. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux [13].





Figure 15 : Défaut d'augmentation de la résistance Rs.

Une grande augmentation de cette dernière entraine une perte en tension pour une limite donnée, la perte en tension peut être suffisamment grande pour rendre la tension du groupe négative et faire basculer la diode de by-pass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe I(V). La Figure montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série.



Figure 16 : Effet de défaut de mis match type Rs sur I(V).

Dans cette figure, on voit que la perte en tension pour un courant donné est plus importante au fur et à mesure que la résistance série augmente.

#### **III.4. Défaut d'ombrage :**

Les modules photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage. Les modules photovoltaïques ne peuvent être occultés, principalement à cause des connections électriques (en série) entre les cellules et entre les modules. On distingue 2 types d'ombrage : l'ombrage total et l'ombrage partiel.

#### **III.4.1.** L'ombrage complet

Empêche tout rayonnement (direct et indirect) d'atteindre une partie de cellule photovoltaïque (Exemples : une déjection d'oiseau, une branche d'arbre sur le panneau, une couverture).

#### **III.4.2.** L'ombrage partiel

Empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (Exemples : une cheminée, un arbre, un nuage) [14].

Dans ce cas d'étude, on s'intéresse au type de l'ombrage partiel qu'on va simuler dans ce chapitre pour voir le comportement des courbe I-V et P-V d'un module PV et les pertes de production photovoltaïque dues à ce dernier

#### III.4.2.1. L'ombrage partiel du module PV :

Sans entrer dans les modes de dégradation des cellules qui seront vus, leur association peut induire des défaillances catalectiques pouvant conduire à la destruction d'une des cellules. Lorsque des cellules PV sont associées en série, le courant circulant dans l'ensemble est limité par le courant généré par la cellule la moins performante ou la moins éclairée. Ainsi, une cellule qui ne recevrait pas la même quantité de lumière que le reste de l'ensemble, produirait un courant plus faible ; c'est ce qu'on appelle l'ombrage partie.

A cause de l'ombrage partiel, plus l'ombrage est important, plus l'énergie dissipée est grande. Dans les faits, la cellule ombrée voit à ses bornes une tension inverse qui, si elle est suffisamment élevée, lui permet de franchir sa tension de claquage entraînant sa destruction [14].



Figure 17 : Défaut d'ombrage partiel.

#### III.5. Effet de l'ombre sur les propriétés des cellules :

La figure 18 montre l'effet de l'ombre sur les propriétés de la cellule (courant et tension), ce qui entraîne un changement Courbe V-I de la matrice photovoltaïque lors de l'exposition aux ombres.

L'effet d'ombres dépend d'une courbe des caractéristiques de la matrice en mode matrice photovoltaïque, sont-elles en position portrait ou paysage ? pour l'ombre.

La figure 19 (a) montre que les modèles sont verticaux, tandis que la figure 19 (b) est les modèles sont horizontaux et bien que la teinte soit la même dans les deux cas, l'effet est différent.

Lorsque vous remarquez sous la forme de 19 (a) a que le nombre de 4 cellules exposées à l'ombre alors que sous la forme de 19 (b) seulement deux cellules pour l'ombre.

Ainsi, le choix idéal de la direction des modèles peut améliorer les performances de la matrice en tenant compte de la direction de stabilisation des cellules qui pourrait être la plus avantageuse pour surmonter les situations d'ombre.

Une cellule non ombrée Une cellule partiellement ombragée Une cellule entièrement ombrée



100% sortie courant et tension



Le courant de la prise lui est proportionnel Avec la zone de rayonnement exposée Pas de changement de tension



Peut-être pas de sortie





(a) Modules installé verticalement



(b) Modules installé Horizontalement

Figure 19 : Ombre sur les modules de véhicules horizontaux ou verticaux

De plus, en cas de petite ou partielle teinte sur les modules, le résultat est une diminution importante dans le réalisateur.

Certains types de modules sont plus affectés que d'autres.

Il est bien compris que la plupart des modèles contiennent 32 cellules photovoltaïques de silicium monocristallin, dans un cas le module ne contient pas de diode de voie latérale interne et une cellule est exposée à l'ombre la capacité du module diminue, comme le montrent le tableau 1 et la figure 18.

Rapport d'ombre sur une cellule	Rapport entre la perte de puissance et le module
%0.0	%0.0
%25	%25
%50	%50
%75	%66
%100	%75
3 cellules tombent dans l'ombre	%93

Tableau 2 : L'effet de l'ombre sur la capacité de la sortie du module



Figure 20 : Effet d'ombre sur les performances du module

#### III.6. Déséquilibre au sein d'un module PV avec l'ombrage :

Les caractéristiques courant-tension des cellules ou modules sont généralement considérées identiques vis-à-vis de l'éclairement et de la température. Mais ces conditions sont idéales et ce n'est pas toujours le cas en pratique. Les problèmes rencontrés sont liés au fait qu'une cellule peut être amenée à travailler comme récepteur électrique au lieu de générer de l'énergie, cela se produit notamment si elle est ombragée.

Elle aura donc à dissiper de l'énergie électrique qui va s'ajouter à l'énergie du rayonnement solaire puisque cette cellule ne travaillera pas en convertisseur.

Dans un assemblage série, le courant est le même dans toutes les cellules. Si le courant de la rangée est plus grand que le photo-courant de la cellule ombragée (courant de court- circuit), ce qui se produit dans la plupart des cas, cette cellule ombragée se met à fonctionner en mode inversé et dissipe de la puissance. Une telle situation est illustrée sur la Figure 3.2 dans le cas de trois cellules connectées en série.





Si la rangée de cellules travaille à un point de fonctionnement correspondant à un courant Im au-delà du courant de court-circuit de la cellule ombragée (cellule 2), le point de fonctionnement du module correspond à une tension négative aux bornes de la cellule ombragée (cellule 2), ce qui permet de dissiper de l'énergie. Pour résoudre ce problème, on utilise une Diode de dérivation (by-pass diode) connectée en parallèle sur chaque connexion série des multiples cellules PV. Si une telle diode by-pass était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit. Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial.

 $I_{module} = I_{donne} + I_{by-pass}$   $V_{module} = \sum V_{cellule} \quad si \sum V_{cellule} \ge 0$   $V_{module} = 0 \qquad si \sum V_{cellule} < 0$ 

#### **III.7.** Protection par diodes by-pass :

La tension inverse à laquelle est soumise une cellule ombragée est plus élevée lorsqu'il s'agit d'un champ de modules où le nombre de cellules connectées en série devient très important. Une solution est de court-circuiter par une diode parallèle (by-pass) qui devient passante lorsque la cellule est polarisée en inverse tout en restant bloquée lorsque la cellule fonctionne normalement.

#### III.7.1. Rôle des diodes by-pass: Modules ombrés avec diodes by-pass :

Pour éviter les effets indésirables du phénomène "hot-spot", les constructeurs ont installé des diodes dites de by-pass dont le principe est de court-circuiter les cellules grisées.

Les fabricants de modules installent généralement entre 2 et 5 diodes by-pass par module (dans le boîtier de connexion du module). Chacune des diodes de dérivation est associée à un sous- réseau de cellules de module. Lorsque l'une des cellules du sous-réseau est grisée, la diode de dérivation devient allumée, c'est-à-dire que le courant circule dans la diode, isolant ainsi le sous- réseau de cellules associé du circuit électrique.

Afin de bien comprendre le rôle et l'intérêt des diodes by-pass, nous considérerons l'exemple d'un module d'une puissance de 180W, composé de 60 cellules en série .

#### Cas N ° 1 - Module en fonctionnement normal

En fonctionnement normal, c'est-à-dire sans effet d'ombrage, toutes les cellules photovoltaïques composant le module fournissent leur puissance maximale. Dans ce cas, toutes les cellules fournissent 3 W chacune.

Puissance du module					
*	-	12	50 00		*
зw	3 W	зw	3 W	3 W	зw
зw	зw	зw	3 W	3 W	зw
зw	3 W	3 W	3 W	3.W	зw
3 W	3 W	3 W	зw	зw	зw
3 W	зw	зw	зw	зw	3 W
зw	3 W	зw	3 W	зw	зw
зw	3 W	3 W	зw	зw	зw
зw	зw	зw	3.W	зw	зw
зw	зw	зw	3 W	3 W	зw
3.W	3.W	зw	зw	зw	зw

Figure 22 : Module sans diode by-pass en fonctionnement normal

#### Cas N ° 2 - Module ombragé sans diode by-pass

Lorsqu'une des cellules est ombrée, cela correspond à une sous-irradiation de la cellule. Il en résulte une diminution du courant délivré par la cellule grisée, et par conséquent une diminution de la puissance fournie ( $P = U \times I$ ).

Les cellules du module étant connectées en série, la cellule qui délivre le moins de courant impose ce courant aux autres cellules. Par conséquent, la puissance fournie par les autres cellules (non grisées) diminue également. En première approximation, on peut considérer que la puissance générée par les cellules non ombrées est égale à la puissance de la cellule ombrée (cette approximation est d'autant plus vraie que le pourcentage de cellule ombrée est important).

Considérez que la cellule ombrée délivre 1 W. Par conséquent, toutes les autres cellules fournissent également 1 W.

Puissance du module					
		6	o w		
Y					1
1 W	t VV	1.W	1 W	1 W	1 W
1 W	1 W	1.10	-1 W	t W	1 1
1 W	1 W	-1/W	1 W	1.00	3.00
1 W	* W	1 W	t w	3 W	1 11
1 VV	1 W	1 W	+ w	1 11	1 W
1 W	n w	1 W	-1 W	1.97	TW
1	T W	1 W	TW	1.92	a w
-1 W	T W	1 W	1 W	1 W	TW
1 W	1 W	1.20	1 W	TW	1 11
1 W	1 W	a w	-1 W	T VV	1 W

Figure 23 : Module sans diode by-pass en fonctionnement avec cellule grisée

La puissance du module se trouve être de  $60 \times 1 = 60$  W. Cela correspond à une perte de puissance très importante due à une seule cellule grisée.

De plus, il peut y avoir une inversion de polarité aux bornes de la cellule grisée (le signe des changements de tension). Concrètement, cela signifie que le produit  $U \times I$  change également de signe: la cellule ne se comporte plus comme un générateur mais comme un récepteur. En d'autres termes, il se comporte comme un dipôle qui dissipe l'énergie électrique (au lieu de la produire)

de dérivation devient allumée, c'est-à-dire que le courant circule dans la diode, isolant ainsi le sous-réseau de cellules associé du circuit électrique.

Considérons que notre module photovoltaïque dispose de 3 diodes by-pass (D1, D2 et D3), chacune étant associée à un sous-réseau de 20 cellules. Supposons que la cellule grisée appartient au sous-réseau 1. La diode de dérivation D1 va donc court-circuiter le sous-réseau n ° 1 en laissant le courant circuler directement vers le sous-réseau n ° 2



Figure 24 : Module avec diodes by-pass en fonctionnement avec cellule grisée

L'effet immédiat est que les 20 cellules du sous-réseau 1 ne fonctionnent plus : elles fournissent 0W. Cependant, les 40 cellules restantes ne sont plus affectées par la cellule ombrée : elles fournissent leur pleine puissance, c'est-à-dire 3 W. Par conséquent, la puissance du module est de  $40 \times 3 = 120$  W.

La présence des diodes by-pass a donc amélioré les performances du module. Idéalement, il devrait y avoir une diode de dérivation en parallèle sur chaque cellule.

Pour des raisons techniques et économiques, le nombre de diodes by-pass sur un module est généralement limité à 5.

#### **Remarque :**

Homogénéité des cellules

Cet exemple montre qu'une cellule ombrée affecte les cellules voisines connectées en série.

Ce phénomène se produit plus généralement lorsque les cellules en série ne sont pas identiques. D'où l'importance pour les fabricants de modules de cellules photovoltaïques équivalentes toujours assorties.

De même, la connexion de modules en série qui n'ont pas la même orientation et inclinaison aurait les mêmes conséquences (perte de puissance).

#### III.8. Le phénomène de courant inverse

Le phénomène de courant inverse se produit lorsque deux modules différents (ou des chaînes de modules différents) sont connectés en parallèle. Deux effets notables peuvent se produire:

Perte de pouvoir. endommagement du module.

Afin de bien comprendre le phénomène de courant inverse, nous considérerons l'exemple d'un module d'une puissance de 180 W délivrant une tension U = 30 V et un courant I = 6 A.

#### Cas N $^\circ$ 1 - Modules en fonctionnement normal

En fonctionnement normal, c'est-à-dire lorsque les deux modules en parallèle sont équivalents, le courant traversant chacune des deux branches est égal à : I1 = I2 = 6 A. Evidemment, la tension aux bornes des deux modules connectés en parallèle est le même.



Figure 25 : Deux modules en parallèle en fonctionnement normal

#### Cas N ° 2 - Modules ombragés

Lorsque l'un des deux modules est ombré, son courant et sa tension diminuent. La réduction du courant ne pose pas de problème a priori puisque les deux modules sont connectés en parallèle: la puissance du module grisé diminue mais n'affecte pas la puissance du module non grisé. En revanche, la réduction de la tension du module ombré affectera la tension du module non ombré. En effet, la tension U est calée sur la plus petite tension, c'est-à-dire celle du module grisé. Par conséquent, il y a non seulement une perte de puissance du module ombré (ce qui est normal) mais également une diminution de la puissance du module non ombré (ce qui est préjudiciable).

Dans notre exemple, l'un des deux modules est grisé: son courant chute à 1 A (au lieu de 6 A) et sa tension diminue à 25 V (au lieu de 30 V). Du coup, la puissance développée par ce module est de  $1 \times 25 = 25$  W (au lieu de 180 W). Le courant du module non ombré est très peu affecté mais sa tension est égale à la tension du module ombragé, soit 25 V. Du coup, la puissance développée par ce module est de  $6 \times 25 = 150$  W (au lieu de 180 W).



Figure 26 : Deux modules en parallèle, dont un à l'ombre

Au-delà de la perte de puissance, il peut y avoir une inversion du courant dans le module ombré : c'est ce qu'on appelle un courant de retour. Ce courant de retour peut endommager le module lorsqu'il devient trop élevé. Généralement, la valeur maximale tolérée du courant de retour est 2 fois le courant de court-circuit du module ( $2 \times Icc$ ). Afin de protéger les modules contre les courants inverses, il existe deux solutions :





Figure 27 : Diodes de découplage

Ces diodes sont appelées diodes de découplage. Ce procédé est coûteux et induit des chutes de tension singulières au niveau des diodes. Dans les installations photovoltaïques autonomes, ces diodes permettaient également de bloquer les courants nocturnes provenant des batteries, mais de nos jours, ce sont les régulateurs qui assurent cette fonction de blocage.





Figure 28 : Fusibles

Ces fusibles n'empêchent pas les courants de retour mais sautent dès qu'ils dépassent la valeur limite, évitant ainsi la détérioration des modules. Cette solution est beaucoup moins chère que les diodes. Il est ainsi préféré par les concepteurs d'installations photovoltaïques. Attention: le dimensionnement de ces fusibles doit également prendre en compte les courants de décharge des batteries à travers le champ PV (même en présence d'une protection intégrée au régulateur, car cela peut être inefficace).

#### III.9. Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série :

L'objectif d'appliquer aux panneaux photovoltaïques une méthode

de diagnostic complète qui doit réaliser les trois tâches principales :

- La détection, qui consiste à prendre une décision binaire, soit le système fonctionne

- correctement soit une panne s'est produite.

- La localisation, son rôle est de déterminer l'emplacement et les composants

Défectueux.

- et l'identification, elle consiste à déterminer l'allure de la panne en vue de déterminer

le type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

#### III.9.1. Méthode de diagnostic proposée :

Parmi les méthodes de détection et de localisation, de nombreuses approches récentes proposent de nouveaux types de connexions des panneaux photovoltaïques autres que les connexions classiques « série et parallèle » et se caractérisent par l'ajout d'un certain nombre de capteurs de courant et de tension comparaison de ces courants, conduit à localiser l'emplacement des panneaux photovoltaïques qui sont en défauts. L'utilisation de certaines règles de fusions de données aident à l'amélioration de la prise de décision et à la localisation des défauts.

Ces méthodes n'ont pas d'efficacité sur des connexions classiques. En plus, le recours à un certain nombre de capteurs et spécialement les capteurs de courant rend l'installation coûteuse d'un point de vue économique.

#### III.9.2. Méthode de détection et de localisation :

Afin de réaliser l'étape complète de diagnostic, la méthode de détection et de localisation des pannes proposée consiste à utiliser un nombre minimum de capteurs de tension (qui ont un prix très réduit par apport aux capteurs de courant) implantés sur un groupe constitué de n x M panneaux, tout ça sur une connexion classique (série/parallèle) Figure 29. Chaque string est composé de N groupes connectés en série, avec k1, k2,..kM sont des interrupteurs commandés





Figure 29 : Structure du PV string adopté

La tension totale délivrée par un string est donnée par l'équation suivante :

$$V_{s} = \sum_{i=0}^{N} V_{Gi}$$
 (III.1)

Avec : Vs est la tension d'un string, VGi la Tension délivrée par un groupe i. Dans le cas d'un fonctionnement normal (D=0) la tension d'un groupe est donnée par l'équation suivante :

$$V_{Gi} = n . V$$

Avec v la tension d'un panneau, n Nombre de panneau dans un groupe, dans le cas d'une panne (D=1) dans un groupe, la tension du groupe sera

$$V_{Gi} = (n - K).v + \sum_{i=0}^{N} V_k$$
 (III.2)

Ou k est le Nombre de panneaux en pannes dans un groupe,  $V_k$  est la tension du panneau en défaut et D le signal présentant l'absence ou la présence du défaut. Pour réaliser l'étape de détection et de localisation, il faut comparer les tensions  $V_{Gi}$  mesurés de chaque groupe à un seuil S calculé d'après les équations du modèle d'où l'importance de l'identification des paramètres

(III.3)

du générateur PV citée dans le chapitre II. cette identification est en fonction des conditions climatiques, et les incertitudes du système et de l'instrumentation de mesures utilisés.

 $S = V_{Ge} \pm \varepsilon$ 

Avec  $V_{Ge}$  la tension du groupe estimé,  $\varepsilon$  est l'incertitude sur le système et sur l'instrumentation de mesures, cette incertitude est ajoutée pour garantir la robustesse de la méthode de diagnostic. Suivant la valeur de la tension  $V_{Gi}$  qu'elle soit inferieure ou supérieure du seuil, met le signal de défaut D à 1 ou à 0, D=1 signifie la défaillance du groupe i.

#### **III.9.3.** Méthode d'identification des defaults :

Dans cette partie on va exploiter le changement de la caractéristique I(V) pour identifier le défaut d'ombrage partiel, et l'augmentation importante de la résistance série ; ce changement peut être espéré lorsqu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par une variation des conditions climatiques (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou des défauts dans le champ. Parmi les symptômes des défauts cités précédemment, On peut citer la présence d'un ou plusieurs points d'inflexion. Ces points d'inflexion sont les résultats de la mise en conduction d'une ou de plusieurs diodes de by-pass. Cette mise en conduction entraîne une perte brusque de la tension du groupe de cellules pour une très faible variation de courant.

Par l'analyse de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), l'identification de défauts peut être réalisée. Une telle analyse a été faite dans quelques études dans la littérature, ou la dérivée de la tension par rapport au courant ( $d^2V/dI^2$ ) tout au long de la caractéristique permet d'identifier le défaut la figure 31 montre la courbe I(V) et ( $d^2V/dI^2$ ) dans le cas d'un ombrage partiel [15][16]. Soit  $\Delta V$  la différence entre la caractéristique sans et avec défaut, le calcul de ( $d^2\Delta V/dI^2$ ), va nous permettre de vérifier la présence des points d'inflexion, plusieurs résultats de simulation ont montré que dans le cas d'un défaut d'ombrage partiel le max ( $d^2\Delta V/dI^2$ ) >0 [15].

La Figure 30 suivante montre l'organigramme de l'approche de diagnostic proposé, qui résume l'étape de détection, localisation et d'identification expliquée plus haut.



Figure 30 : Algorithme de diagnostic de défauts



Figure 31 : les caractéristiques d'un défaut d'ombrage partiel I(V) et  $(d^2V/dI^2)$ 



Simulation Matlab pour panneau pv constitué 36 cellule



#### Simulation Matlab pour point d infliction

#### **III.10. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons montré par l'analyse des caractéristiques I-V l'effet

d'ombrage partiel d'un module PV par des contraintes environnementales (salissure, feuille d'un arbre, parties de construction voisinage et poussière de sable)

Comme le domaine du photovoltaïque est vaste et complexe, on s'est contenté d'un bref sommaire sur ce phénomène et son champ d'application. Par contre l'objectif de ce chapitre est orienté vers les caractéristiques I-V des cellules photovoltaïques et leurs paramètres les plus usuels. Certains parmi eux constituerons les jalons de notre étude sur le diagnostic des défauts fréquents chez les panneaux solaires et seront traités ultérieurement. De même, une étude sur l'influence de la disposition des cellules et leur connexion dans une installation PV a été envisagée dans ce chapitre puisqu'elle constitue une partie prenante dans notre travail.

Aussi Dans ce chapitre une méthode automatique de détection et de localisation des

défauts dans un générateur photovoltaïque connecté en série parallèle est présentée. Cette méthode combinant l'utilisation d'un minimum de capteurs de tension, les méthodes de test de

point de fonctionnement ainsi que l'analyse de la caractéristique I(V). Dans un premier temps des résultats de simulations sont présentés, ces simulations sont faites sur une branche de panneaux connectés en série afin de valider la méthode proposée.

## **Conclusion Générale**

#### **Conclusion générale et perspectives :**

Ce travail a été orienté vers le diagnostic des défauts d'ombrage et de l'augmentation de la résistance série au niveau des panneaux photovoltaïques. Une approche globale a été proposée en se basant essentiellement sur l'analyse de la caractéristique I(V). La motivation majeure de ce travail réside dans le fait que les défauts cités précédemment engendrent la même signature sur la caractéristique. La contribution apportée dans cette thèse apparait dans la capacité de séparer les deux signatures d'une part et de proposer tout un environnement matériel et logiciel, entièrement réalisé au laboratoire permettant de tracer la caractéristique de n'importe quel PV de manière automatique et de fournir une aide à la décision du diagnostic des défauts précédents.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté des généralités sur les générateurs photovoltaïques. Dans un premier temps, nous avons rappelé les différents éléments constituant un générateur photovoltaïque, en allant des cellules jusqu'à l'injection aux réseaux puis, dans un second temps, nous avons donné un aperçu sur la théorie d'identification des paramètres des cellules photovoltaïques et particulièrement la méthode des cinq paramètres, en raison de sa simplicité.

Dans le second chapitre, une étude de diagnostiqué le système PV on a divisé l'analyse en deux étapes: analyse basée sur la détection de seuil, et analyse reposant sur la logique floue. Dans la première situation, le diagnostic de défauts se fait seulement en considérant le seuil de chaque symptôme. Et dans la deuxième, le diagnostic est fait en introduisant la logique floue pour mieux discriminer les défauts .

Dans le chapitre III, une étude de l'effet d'ombrage sur les performances électriques des modules PV causé par différentes contraintes environnementales (salissure, feuille d'un arbre, parties de construction au voisinage et poussières de sable) dans un site urbain et saharien est réalisée expérimentalement. Celle-ci a montré une perte de puissance constatée de plus de 50% pour les modules ombragés dans le milieu urbain et d'environ 80% dans le milieu désertique. La perte de puissance maximale des modules PV sous l'effet de la poussière de sable est de 8,5% après une semaine sans nettoyage. Pour cela il est nécessaire de nettoyer les modules chaque fin semaine.

Des tests de défauts d'ombrage partiel et l'augmentation de la résistance série sur une branche de panneaux connectés en séries, et la comparaison des tensions de chaque groupe à une tension de seuil à permis de détecter et de localiser les défauts, l'étape d'identification de défauts est réalisée par l'analyse de la caractéristique I(V). Toutes les commandes et les

résultats sont réalisés à travers une interface graphique développée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Les résultats de simulation et les tests pratiques obtenus ont montré l'efficacité de la méthode proposée et du modèle utilisé.

#### Perspectives

Ce travail ouvre de nombreuses perspectives. Nous pouvons citer les tâches essentielles qui pourraient être conduites rapidement :

 $\neg$  l'élément principal pour avoir des données sur un générateur photovoltaïque est le capteur. Suivant le nombre et le type de capteur (passif ou actif), et en fonction des distances entre la station solaire et le poste de supervision qui risquent d'être grandes, le câblage sera énorme ce qui entraine un coût et un encombrement en plus.

Afin de résoudre ces problèmes l'utilisation des réseaux de capteurs sans fil (WSN) devient indispensable.

 $\neg$  la méthode d'analyse de la caractéristique I(V) est une méthode très prometteuse pour la détection et la localisation des défauts des générateurs photovoltaïques. D'autres pistes consistent à développer d'autres techniques de recherche des points d'inflexion et d'analyse de I-V.

afin d'augmenter la robustesse de cette méthode.

- Etendre les tests pour d'autres types de défauts tels que les défauts des diodes de bypass,...

 $\neg$  exploiter d'autres types de capteurs à base de matériaux dits intelligents tel que les PVDF, les PZERT...

## Les

## Références

#### Reference

[1] D. M CHAPIN, C. S FULLER, G. L PEARSON, A new silicon pn junction photocell for converting solar radiation into electrical power. J. Appl. Phys (1954).

[2] 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.

[3] Z. Bendjellouli, Contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Mémoire de magister, Université de Bechar, 2009.

[4] A. ADJATI, « Etude des machines asynchrones à double étoile en pompage », Université Abderrahmane MIRA, Béjaia, Décembre 2012.

[5] http://www.iso.org/iso/catalogue\_detail.htm, csnumber=16629.

[6] <u>https://panosol.fr/cellule-photovoltaique-produit-</u> electricite/?fbclid=IwAR26FaSxsKo\_Kn6FJ7u7znCVmBWcK2\_LNPdgggqHtQAjRPTWy1fI\_ Ki2\_zyg

[7]A.Zerga, B. Benyoucef and J.P. Charles, "Insufficiencies of the Single Exponential Model and Efficiency of the Double Exponential Model in the Optimization of Solar Cells Efficiency", Active and Passive Electronic Components, 21, (1998) 265-278.

[8] G. Schirripa Spagnolo, P. Del Vecchio, G. Makary, D. Papalillo, A. Martocchia, " A Review if IR Thermography applied to PV Systems", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference, 879-884

[9] H. R Karshenas, and H. Saghafi, "Performance Investigation of LCL Filters in Grid Connected Converters" Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES, Page(s): 1-6.

[10] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno and K. Naito, "A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray," presented at the Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002.

[11] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura and H. Ohno, "Diagnosis of a Power Output Lowering of PV Array with a (-dI/dV)-V Characteristic " presented at the Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Waikoloa, HI, 2006.

[12] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation" in Industrial Electronics, 2008.
 IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195 – 2199.

[13] A. M. Bazzi, K. A. Kim, B. B. Johnson, P. T. Krein, and A. Dominguez-Garc??a, "Fault impacts on solar power unit reliability," in Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, 2011, pp. 1223–1231.

[14] L. Bun, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV." These Dr. Université de Grenoble, 2011.

[15] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno, and K. Naito, "A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray," Conf. Rec. TwentyNinth IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2002., 2002.

[16] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura, and H. Ohno, "Diagnosis of a power output lowering of PV array with a (-dI/dV)-V characteristic," in Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006, vol. 2, pp. 2442–2445.