

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : des sciences de l'ingénierie

Département : Electromécanique

Domaine : Electromécanique

Filière : Electromécanique

Spécialité : Electromécanique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème:

Détection et Localisation de Défauts dans un
système photovoltaïque.

Présenté par : ZAIOUR Meriem

Encadrant : M. HAMDAOUI Raouf

MAA

U.B.M-Annaba

Jury de Soutenance :

| | | | |
|--------------------|------------|--------------|-----------|
| CHEGHIB Hocine | Professeur | U.B.M-Annaba | Président |
| HAMDAOUI RAUF | MAA | U.B.M-Annaba | Encadrant |
| MERIDJET Mohamed-S | MCA | U.B.M-Annaba | Examineur |

Année Universitaire : 2019/2020

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à

A la lumière de ma vie, ma mère avec toute mon affection ;

A mon père avec toute ma reconnaissance ;

A mes sœurs : Selma, Wahiba, Fatiha ;

A mes frères : Nabil, Aissa ;

Aux rehentoufs de la famille ;

A mes amis, mes cousines ;

A toute la promotion Electromécanique 2020.

Remerciements

Avant tout,

Je remercie Dieu le tout puissant qui m'a donné le courage et la patience pour réaliser ce travail, malgré toutes les difficultés rencontrées.

Ensuite,

Je remercie mon encadreur M. HAMDAOUI Raouf, qui m'a donné l'occasion de travailler sur un sujet passionnant, pour sa confiance, tous ses conseils et critiques sur le plan scientifique qui m'a permis de bien orienter mes recherches.

Mes remerciements vont également à tous ceux et celles qui nous ont apporté, de près ou de loin, orientation, soutien et aide dans la réalisation et la concrétisation de ce travail, plus particulièrement M. OUADA Mehdi.

Enfin une pensée pleine de reconnaissance à tous les enseignants de mon Département d'Electromécanique, pour leurs efforts et leur Collaboration lors de mon cursus.

Meriem ZAIOUR

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, voir à son indisponibilité. Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de la 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.

Mots-clefs

Générateur photovoltaïque, modélisation, diagnostic, localisation de défauts PV.

Abstract :

As every industrial process, a photovoltaic system may subject, during his operation, to various faults and abnormalities leading to a drop of its efficiency up to its unavailability. A precise diagnosis and a fault detection and isolation make it possible to reduce the maintenance costs and above all increase the yield. In this work, a focus has been made on the fault detection and isolation in the DC part of the PV system, it means of the PV array.

Keywords

Photovoltaic generator, modeling, diagnosis, isolation of fault in sys PV.

:

عملية صناعية، يمكن يتعرض
الكهروضوئي، تشغيله،
بالتشخيص الدقيق
يزيد الإنتاجية.
الكهروضوئي،
التيار
موقعها
مهتمون
الكهروضوئي.
تركيب الكهروضوئية يقلل
تكاليف الصيانة
وجه التحديد
وتحديد

الكلمات المفتاحية :

الكهروضوئية
التشخيص توطين
الكهروضوئية.

Liste des figures

| | Page |
|----------------------|---|
| Chapitre 1 | |
| Figure I.1 | Villages du sud objet du premier programme 05 |
| Figure I.2 | Composants du système photovoltaïque 05 |
| Figure I.3 | Site isolé d'une installation photovoltaïque 06 |
| Figure I.4 | Site connecté au réseau d'une installation photovoltaïque 07 |
| Figure I.5 | Schéma simplifié d'un système PV 07 |
| Figure I.6 | Jonction PN et conversion photovoltaïque 08 |
| Figure I.7 | Système autonome à couplage direct 09 |
| Figure I.8 | Système autonome avec batteries de stockages 10 |
| Figure I.9 | Système non-autonome décentralisé 10 |
| Figure I.10 | Centrale photovoltaïque 11 |
| Figure I.11 | Etat de fonctionnement de diode by-pass 13 |
| Figure I.12 | Protection avec une diode anti-retour 13 |
| Chapitre 3 | |
| Figure III.1 | Système de poursuite Auresolar sur site avec positions du capteur optique et emplacement des pyranomètres 26 |
| Figure III.2 | Photographie des cellules solaires polycristallines 28 |
| Figure III.3 | Photographie des cellules solaires monocristallines 29 |
| Figure III.4 | Modèle d'une cellule photovoltaïque 30 |
| Figure III.5 | Bloc de simulation MATLAB / SIMULINK 31 |
| Figure III.6 | Caractéristique électrique d'une cellule solaire 32 |
| Figure III.7 | Comparaison entre les caractéristiques (P-V) dans le cas uniforme et la de déséquilibre 32 |
| Figure III.8 | Comparaison entre les caractéristiques I-V dans le cas uniforme et la déséquilibre 32 |
| Figure III.9 | Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de bypass défailante 33 |
| Figure III.10 | Bloc de simulation mauvaise protection (diod by-pass) 33 |
| Figure III.11 | Résultat simulation et élimination un diod by-pass 34 |
| Figure III.12 | Résultat simulation et élimination 2 diod by-pass 34 |
| Figure III.13 | Résultats de simulation de diode anti-retour déconnectée 35 |
| Chapitre 4 | |
| Figure IV.1 | Quelques exemples de la localisation (non la détection) de défauts par la caméra thermique 37 |
| Figure IV.2 | Principe de fonctionnement de la caméra infrarouge 38 |
| Figure IV.3 | Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV 39 |
| Figure IV.4 | Allure de la caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défailant 40 |

Liste des tableaux

| | | | |
|---------------------|--|-------|-----------|
| Tableau II.1 | Différents défauts du générateur | | 17 |
| Tableau II.2 | Différents défauts dans le générateur photovoltaïque | | 18 |
| Tableau II.3 | Différents défauts dans la boîte de jonction | | 19 |
| Tableau II.4 | Différents défauts dans le système de câblage | | 20 |
| Tableau II.5 | Différents défauts dans le système de protection | | 21 |
| Tableau II.6 | Différents défauts de l'onduleur | | 22 |
| Tableau II.7 | Différents défauts dans le système d'acquisition des données | | 23 |
| Tableau IV.1 | Avantages et inconvénients de la caméra infrarouge | | 38 |

Sommaire

| | |
|-----------------------|--|
| Résumé | |
| Liste des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Table des matières | |
| Introduction Générale | |

Chapitre I

| | |
|--|----|
| I.1. Introduction | 04 |
| I.2. Etat de l'art : | 04 |
| I.3. Le photovoltaïque en Algérie : | 04 |
| I.4. Définition du système photovoltaïque : | 05 |
| I.4.1. Cellules, panneaux et champs photovoltaïques | 05 |
| I.4.1.a. La cellule photovoltaïque | 05 |
| I.4.1.b. Un panneau photovoltaïque | 05 |
| I.5. Structures d'une installation photovoltaïque | 06 |
| I.5.1. Site isolé | 06 |
| I.5.2. Site connecté au réseau | 06 |
| I.6. Principes de fonctionnement | 07 |
| I.6.1. Principe physique | 07 |
| I.6.2. Principe électronique | 08 |
| I.7. Types de systèmes photovoltaïques | 08 |
| I.7.1. Systèmes PV Autonomes (Stand-Alone) | 09 |
| I.7.2. Systèmes PV non-autonomes (On-Grid) | 10 |
| I.8. Les différents types de générateurs photovoltaïques : | 11 |
| I.8.1. Silicium monocristallin : | 11 |
| I.8.2. Silicium poly-cristallin (multi cristallin) | 11 |
| I.8.3. Silicium amorphe | 12 |
| I.9. Système de protection | 12 |
| I.9.1. Diode de by-pass | 12 |
| I.9.2. Diode anti-retour | 13 |
| I.10. Avantages et inconvénients | 13 |
| I.10.1. Avantages | 14 |
| I.10.2. Inconvénients | 14 |
| I.11. Conclusion | 14 |

Chapitre II

| | |
|---|----|
| II.1. Introduction | 16 |
| II.2. Défauts de fonctionnement d'un générateur PV | 16 |
| II.3. Les défauts les plus fréquents dans une installation photovoltaïque | 17 |
| II.3.1. Défauts dans le générateur photovoltaïque | 18 |
| II.3.2. Défauts dans la boîte de jonction | 19 |
| II.3.3. Défauts dans le système de câblage | 20 |
| II.3.4. Défauts dans le système de protection | 21 |
| II.3.5. Défauts de l'onduleur | 22 |
| II.3.6. Défauts dans le système d'acquisition des données | 23 |

| | | |
|--|-------|-----------|
| II.4. Conclusion | | 24 |
| Chapitre III | | |
| III.1. Introduction | | 26 |
| III.2. Plan de stage | | 26 |
| III.3. Modélisation de générateur photovoltaïque | | 27 |
| III.3.1. La Cellule | | 27 |
| III.3.2. Les types de cellules | | 25 |
| <i>III.3.2.1. 1^{ère} génération : cellules cristallines</i> | | 25 |
| <i>III.3.2.2. 2^{ème} génération : couches minces "thin films"</i> | | 28 |
| <i>III.3.2.3. 3^{ème} génération : multi-jonction, concentration</i> | | 29 |
| III.3.3. Modélisation de la cellule solaire | | 29 |
| <i>III.3.3.1. Modèle à une seule diode</i> | | 30 |
| III.4. Résultats de la simulation de cellule à une seule diode | | 31 |
| III.4.1. Simulation d'un panneau photovoltaïque sain | | 31 |
| III.4.2. Simulation de défauts de bypass | | 33 |
| III.4.3. Simulation de défauts de diode anti retour | | 34 |
| III.5. Conclusion | | 35 |
| Chapitre IV | | |
| IV.1. Introduction | | 37 |
| IV.2. Méthodes de diagnostic d'un générateur PV : | | 37 |
| IV.2.1. Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie : | | 37 |
| <i>IV.2.1.1. Méthodes non –électriques</i> | | 37 |
| <i>IV.2.1.2. Méthodes électriques</i> | | 38 |
| IV.2.2. Méthodes dans la littérature | | 39 |
| <i>IV.2.2.1. Méthode de réflectométrie</i> | | 39 |
| <i>IV.2.2.2. Analyse de la puissance et de l'énergie produite</i> | | 40 |
| <i>IV.2.2.3. Analyse du point de fonctionnement</i> | | 40 |
| <i>IV.2.2.4. Analyse de la caractéristique statique</i> | | 40 |
| IV.3. Conclusion | | 41 |
| Conclusion générale | | 43 |
| Bibliographie | | 44 |
| Annexe | | 47 |



Introduction Générale

Introduction générale :

L'énergie est un élément essentiel dans la vie humaine et l'un des moteurs du développement des sociétés. Depuis des milliers d'années l'homme utilise l'énergie pour satisfaire ses besoins vitaux [BNI 15].

Depuis le premier choc pétrolier en 1973, et face à une demande croissante d'énergie et aussi l'augmentation de la pollution de l'environnement, les pays industrialisés s'orientent progressivement vers les énergies nouvelles et renouvelables [BNI 15].

Les sources essentielles des énergies renouvelables sont fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau et les marées. En plus de leur caractère illimité, ces sources d'énergie sont peu ou pas polluantes. Le solaire, l'éolien, l'eau,...etc. ne rejettent aucune pollution lorsqu'elles produisent de l'énergie [BNI15] [LTE12].

L'énergie électrique est le poumon de la société moderne et industriel, et aujourd'hui, l'énergie électrique d'origine photovoltaïque est parfois considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer afin de remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même le nucléaire.

Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance très remarquable, 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 voir même l'indisponibilité totale de celui-ci.

Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire son profit, sans compter le coût de maintenance pour remettre le système en état normal [LB06].

Cependant les installations photovoltaïques (comme le cas de tous les systèmes électriques et électroniques), tombent en panne et se dégradent pendant la durée de fonctionnement. Ceci nécessite un diagnostic dont l'objectif principal est de fournir un outil qui permet de détecter les défauts et de maximiser ainsi la production énergétique du système photovoltaïque [CHA016].

Permettre de diagnostiquer finement et de procéder à la détection et la localisation de défauts dans une installation PV augmente la productivité et réduit les coûts de maintenance en augmentant le taux de disponibilité des installations et 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'exploitant [LB06].

A la lumière de ce que nous venons d'avancer et afin de présenter une analyse concrète, nous présentons aujourd'hui ce mémoire réparti en quatre chapitres dont chacun dispose d'un but bien déterminé :

Le premier est consacré à une approche générale sur le système photovoltaïque, il comprend les définitions et rappels nécessaires, le principe de fonctionnement, les types ainsi que les avantages et les inconvénients de ce système.

Le deuxième chapitre cerne les différentes erreurs qui se produisent dans le système photovoltaïque.

Dans le troisième chapitre, nous procédons à une modélisation et puis à des simulations d'un modèle photovoltaïque sain puis avec différents défauts.

Enfin, le quatrième chapitre illustre l'analyse et l'explication des techniques de détection de défauts dans les systèmes photovoltaïques.



Chapitre I

Approche théorique sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction :

Avec la croissance remarquable quant à l'utilisation de l'énergie dans le monde et dans le but de réduire les émissions des gaz à effet de serre notamment le CO₂ dans l'atmosphère, plusieurs pays ont opté pour une stratégie afin de développer différentes applications des énergies renouvelables parmi lesquelles les applications de l'énergie photovoltaïque.

Le système photovoltaïque produit de l'électricité grâce à des rayonnements solaires. Dans ce chapitre nous allons développer une idée générale sur ce système allant de sa définition jusqu'à ces avantages et ces inconvénients.

I.2. Etat de l'art :

Découvert en 1839 par le physicien A. Becquerel, l'effet photovoltaïque a été peu utilisé jusqu'au début des années 60 où il a connu un développement important du fait de ses applications spatiales. L'électricité photovoltaïque, qui est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'électrification rurale, est obtenue par transformation directe de l'énergie lumineuse en électricité par les cellules PV [AB014].

I.3. Le photovoltaïque en Algérie :

L'Algérie a une superficie de 2,4 millions de km² dont une très grande partie est désertique (le Sahara représente 87 % de la superficie totale du pays) et une population d'environ 35 millions d'habitants, concentrée dans les régions proches du littoral méditerranéen sur une longueur de 1200 km environ. D'après les estimations, la population algérienne ne devrait atteindre 52 millions d'habitants à l'horizon 2025 [EPV].

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs [MEM011].

L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique. Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période (2011-2013). Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire [MEM011].

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW auraient dû être mises en service. Le programme de la phase (2021-2030) prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030 [MEM011].

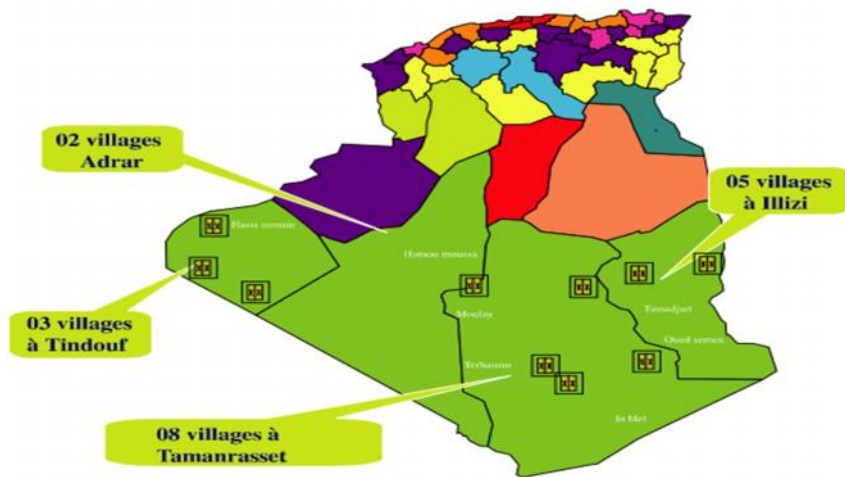


Fig I.1 : Villages du sud objet du premier programme [EPV].

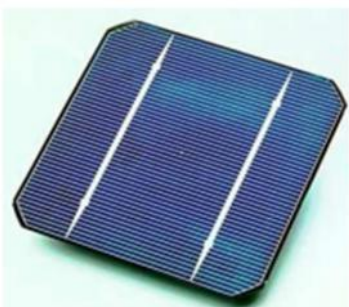
I.4. Définition du système photovoltaïque :

I.4.1. Cellules, panneaux et champs photovoltaïques

I.4.1.a. La cellule photovoltaïque : est l'unité de base qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique [CGL]

I.3.1.b. Un panneau photovoltaïque : est formé d'un assemblage de cellules photovoltaïques. Parfois, les panneaux sont aussi appelés modules photovoltaïques [CGL].

- ❖ Lorsqu'on regroupe plusieurs panneaux sur un même site, on obtient un champ photovoltaïque [CGL].



Cellule



Champ



Panneau

Fig I.2: Composants du système PV [CGL].

I.5. Structures d'une installation photovoltaïque :

I.5.1. Site isolé :

En site isolé le champ photovoltaïque peut fournir l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique) [CGL].

Un système de régulation et une batterie d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique en l'absence de soleil.

Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique selon les besoins de l'utilisateur. Le régulateur de charge a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie.

L'onduleur permet d'alimenter les récepteurs fonctionnant en alternatif [CGL].

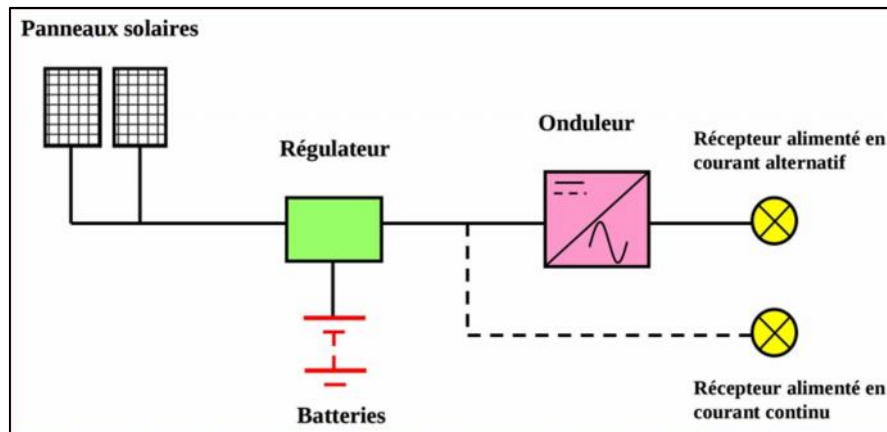


Fig I.3: Site isolé d'une installation photovoltaïque [CGL].

I.5.2. Site connecté au réseau :

Pour ce type de site, le champ photovoltaïque est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur. Le particulier peut revendre tout ou partie de l'électricité qu'il produit.

Dans ce cas, il n'est pas nécessaire d'installer de batteries de stockage de l'énergie produite [CGL].

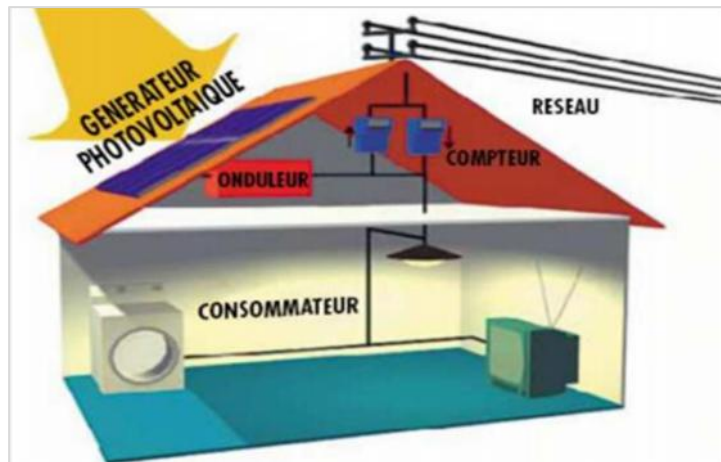


Fig I.4 : Site connecté au réseau d'une installation photovoltaïque [CGL].

I.6. Principes de fonctionnement :

I.6.1. Principe physique :

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale [BMD08]:

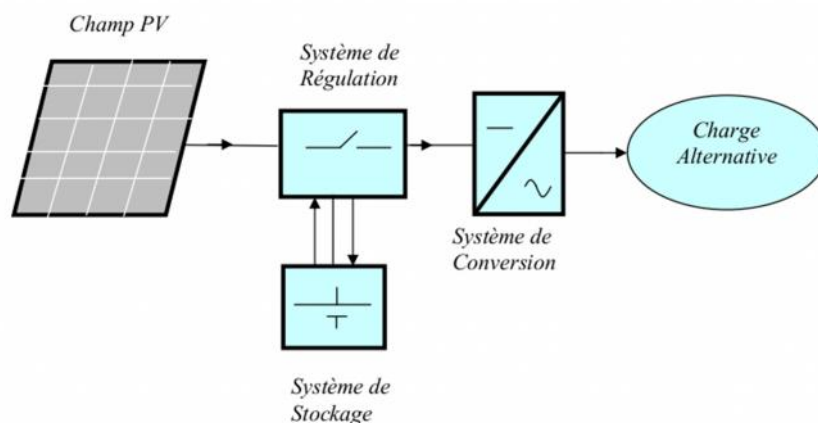
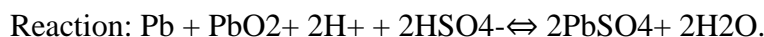
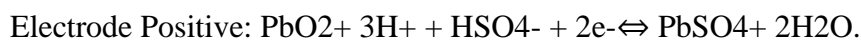


Fig I.5: Schéma simplifié d'un système PV [BMD08].

I.6.2. Principe électronique :

Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire repose sur le principe de l'effet photovoltaïque. Ce dernier permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de production et de transport de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur comme le silicium. Ce matériau est composé de deux couches, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit, dites respectivement dopée de type **N** et dopée de type **P**. Lorsque la première couche est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau **N** diffusent dans le matériau **P**. La zone initialement dopée **N** devient chargée positivement et la zone initialement dopée **P** chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone **N** et les trous vers la zone **P**. La mise en contact des deux couches à dopages opposés dans ce semi-conducteur en y ajoutant des contacts métalliques constitue un élément connu: la diode. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction, créant ainsi une paire électron-trou.

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, comme représentée sur la figure I-2-2, les électrons de la zone **N** rejoignent les trous de la zone **P** via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule [CHA016]. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, l'apparition d'un photo-courant indépendant de la tension est proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule [CHA016].

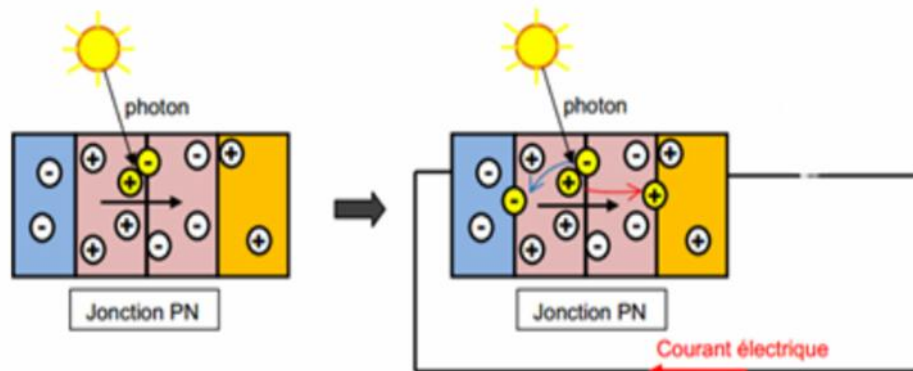


Fig I.6: Jonction PN et conversion photovoltaïque [CHA016].

I.7. Types de systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques peuvent être très simples, il suffit d'un module PV et de la charge, comme dans l'alimentation directe d'un moteur de pompe à eau, ou plus complexe, comme dans un système pour alimenter une maison. Tandis qu'une pompe à eau ne peut avoir besoin que du soleil qui brille pour fonctionner, alors que le système de la maison devra fonctionner jour et nuit.

En fonction de la configuration du système, on peut distinguer deux types principaux : Autonome (Stand Alone) et raccordé au réseau ou non autonome (On-Grid). Dans les deux cas, les principes et les éléments du système PV restent les mêmes [LH016].

I.7.1 Systèmes PV Autonomes (Stand-Alone) :

I.7.1.a) Système autonome à couplage direct

Les Systèmes autonomes photovoltaïques sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau de distribution d'électricité, et sont généralement conçus et dimensionnés pour alimenter certaines charges électriques DC et /ou AC.

Le type le plus simple de l'installation photovoltaïque autonome est un système à couplage direct, où la sortie du courant continu d'un module photovoltaïque est directement connectée à une charge à courant continu (Figure I.6.1.a). Dans les systèmes à couplage direct, la charge ne fonctionne que pendant les heures où le soleil brille. Les applications courantes pour ce type de système sont tels que les ventilateurs, les pompes à eau et les petites pompes à eau dans les systèmes de chauffage solaires thermiques [LH016].

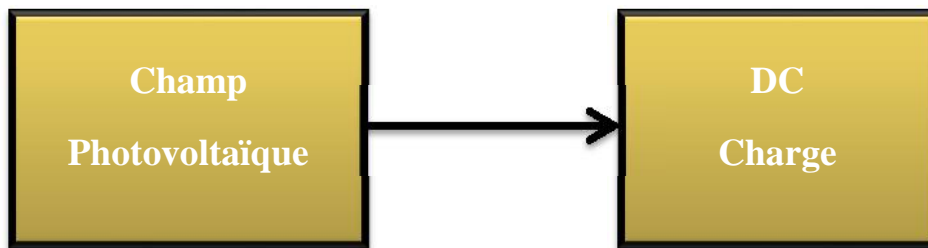


Fig I.7: Système autonome à couplage direct [LH016].

I.7.1.b. Système autonome avec batteries de stockages

Dans les applications photovoltaïques autonomes, l'énergie électrique est nécessaire pendant la nuit ou les heures d'obscurité. Ainsi, le stockage doit être ajouté au système.

En général, les batteries sont utilisées pour le stockage d'énergie.

Plusieurs types de batteries peuvent être utilisés, tels que plomb-acide, nickel-cadmium, le bromure de lithium et de zinc, le chlorure de zinc, le sulfure de sodium, le nickel-hydrogène, et le vanadium redox.

L'onduleur utilise un générateur de fréquence interne pour obtenir la fréquence de sortie correct.

Un contrôleur de charge doit garder la batterie à l'état le plus élevé possible tout en la protégeant de surcharge causé par le générateur photovoltaïque et d'une décharge excessive causé par les charges reliées au système [LH016].

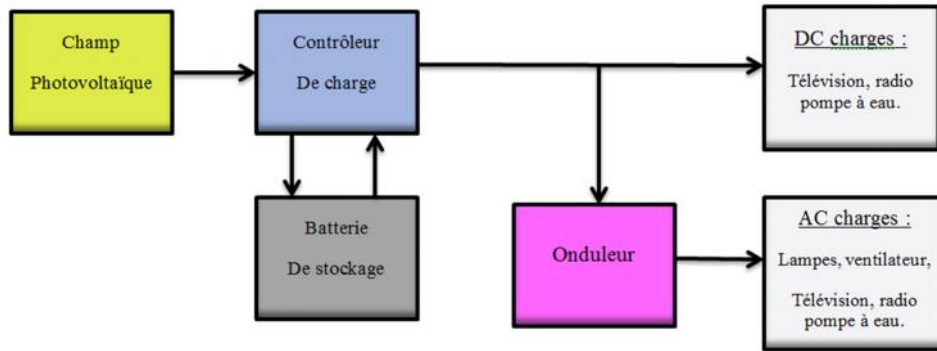


Fig I.8: Système autonome avec batteries de stockages [LH016].

I.7.2. Systèmes PV non-autonomes (On-Grid) :

Les systèmes photovoltaïques non-autonomes ou connectés au réseau offrent la possibilité de générer des quantités importantes d'énergie de haute qualité à proximité du point de consommation, en évitant les pertes de transmission et de distribution. Ces systèmes fonctionnent en parallèle avec les réseaux électriques existants, ce qui permet l'échange d'électricité entre le système PV et le réseau électrique [LH016].

I.6.2.a. Système non-autonome décentralisé

Dans ces systèmes, le stockage d'énergie n'est pas nécessaire parce que durant les jours ensoleillés le rayonnement solaire peut fournir l'énergie nécessaire ou plus pour alimentées les maisons ou le système désiré. Et s'il y a un surplus d'énergie, elle peut être injectée dans le réseau (Figure I.6.2.a) [LH016].

Dans ce cas, l'onduleur doit intégrer harmonieusement avec l'énergie fourni par le réseau électrique (tension et fréquence). Au cours de la nuit ou durant les jours où la puissance PV est insuffisante, le réseau électrique peut être utilisé comme un système de stockage pour alimentés les maisons [LH016].

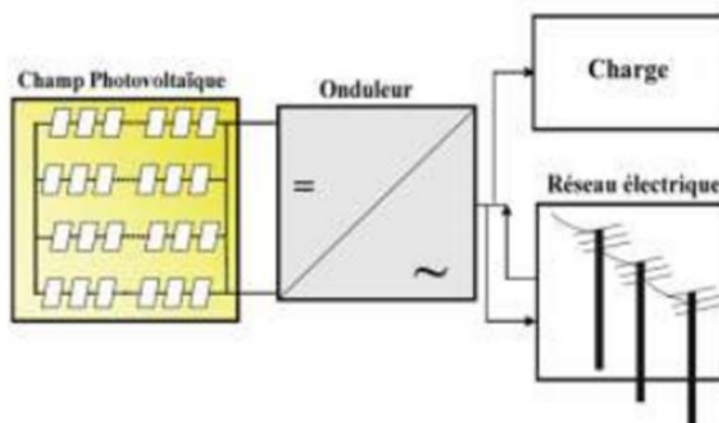


Fig I.9: Système non-autonome décentralisé [LH016].

I.7.2.b. Système non-autonome centralisé

C'est une station centrale photovoltaïque et elle est installée pour des systèmes avec une puissance allant jusqu'à MW. Avec cette centrale, nous pouvons obtenir un réseau à moyenne tension ou à haute tension (Figure I-6) [LH016].

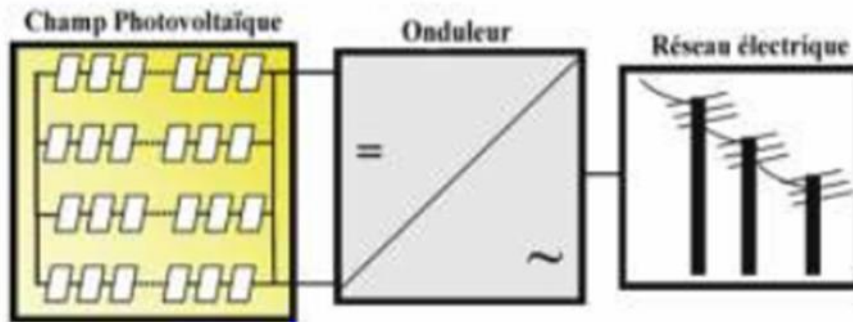


Fig I.10 : Centrale photovoltaïque [LH016].

I.8. Les différents types de générateurs photovoltaïques :

I.8.1. Silicium monocristallin :

Les cellules en silicium monocristallin représentent la première génération des générateurs photovoltaïques. Pour les fabriquer, on fond du silicium en forme de barreau. Lors d'un refroidissement lent et maîtrisé, le silicium se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Durée de vie : 20 à 30 ans [CGL].

| Avantages | Inconvénients |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bon rendement, de 12% à 18% ; ▪ Bon ratio Wc/m² (environ 150 Wc/m²) ce qui permet un gain de place si nécessaire ; ▪ Nombre de fabricants élevé. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Coût élevé ; ▪ Rendement faible sous un faible éclaircissement. |

I.8.2. Silicium poly-cristallin (multi cristallin) :

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux [CGL].

Ce sont les cellules les plus utilisées pour la production électrique (meilleur rapport qualité-prix). Durée de vie : 20 à 30 ans [CGL].

| Avantages | Inconvénients |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module ; ▪ Moins cher qu'une cellule monocristalline. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Moins bon rendement qu'une cellule monocristalline : 11 à 15% ; ▪ Ratio Wc/m² moins bon que pour le monocristallin (environ 100 Wc/m²) ; ▪ Rendement faible sous un faible éclairement. |

I.8.3. Silicium amorphe :

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaires" [CGL]

| Avantages | Inconvénients |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fonctionne avec un éclairement faible ou diffus (même par temps couvert) ; ▪ Un peu moins chère que les autres technologies ; ▪ Intégration sur supports souples ou rigides. | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rendement faible en plein soleil, de 6% à 8% ; ▪ Nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m² plus faible, environ 60 Wc/m²) ; ▪ Performances qui diminuent avec le temps (environ 7%). |

I.9. Système de protection :

Des protections électriques sont ajoutées aux modules PV, afin d'augmenter sa durée de vie, en évitant les pannes liées à l'association des cellules. Pour cela, deux types de protections sont employées dans l'installation PV. Du fait que notre travail porte sur les défauts du générateur PV nous nous n'intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV [CHA016].

I.9.1. Diode de by-pass :

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de by-pass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement en régime inverse. On compte généralement 18 cellules pour une diode de by-pass. Par contre, ce nombre peut varier selon les différents fabricants des modules.

Par ailleurs, pour mieux protéger les cellules, la connexion de chaque cellule individuelle à une diode de by-pass, d'autres architectures de connexion des diodes de by-pass dans le module [CHA016].

En court-circuitant le groupe de cellules associées en défaut et évitant ainsi l'apparition d'un sur-échauffement (Point chaud), ce qui peut endommager le groupe affecté et peut dégrader définitivement les performances du module PV en entier ou risque de feu. Comme le montre la figure (I.7.1) [CHA016].

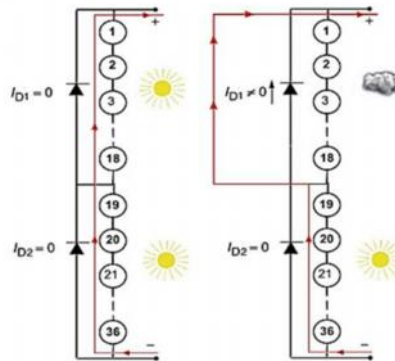
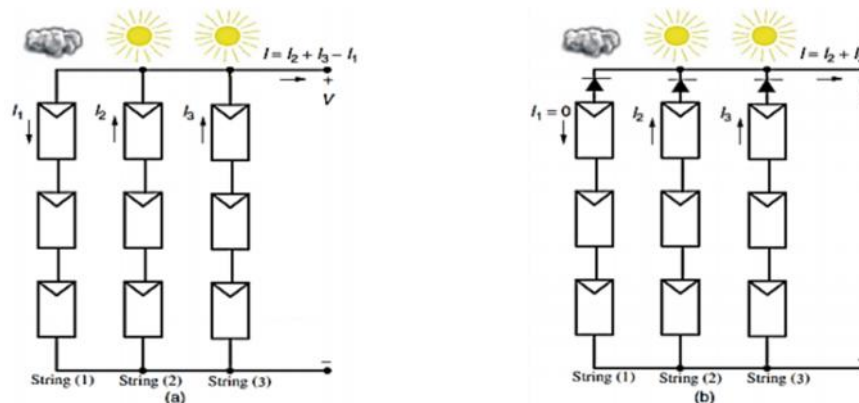


Fig I.11: Etat de fonctionnement de diode by-pass [CHA016].

I.9.2. Diode anti-retour :

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string [CHA016].



Sans diode anti-retour

Avec diode anti-retour

Fig I.12: Protection avec une diode anti-retour [CHA016].

I.10. Avantages et inconvénients :

I.10.1. Avantages :

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils sont de fonctionnements sûrs, non polluants et silencieux [LH016] ;
- Ils sont très fiables [LH016] ;
- Ils n'exigent presque aucun entretien [LH016] ;
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales [LH016] ;
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en matière d'électricité [LH016] ;
- Ils ont une longue durée de vie [LH016].

I.10.2. Inconvénients :

L'inconvénient majeur d'énergie d'origine photovoltaïque est le cas d'absence de l'ensoleillement, ciel couvert ou pendant la nuit, ce qui exige un stockage d'énergie produite par le système durant les jours ensoleillés sous forme chimique dans des accumulateurs, qui sont souvent des batteries en Plomb ou en Nickel, sachant que l'énergie stockée n'est pas intégralement restituée, le coût additionnel du système de stockage est capital en outre ses système ont une durée de vie limitée de 4 à 7 ans, qui alourdit l'investissement [LH016].

- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable [MS017] ;
- Le coût d'investissement des panneaux [MS017] ;
- S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente [MS017] ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible [MS017].

I.11. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons survolé une approche des panneaux photovoltaïque allant des généralités, aux définitions, au principe de fonctionnement et les types jusqu'aux avantages et les inconvénients.



Chapitre II

Défauts et anomalies dans les systèmes PV

II.1.Introduction :

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 voir même à son indisponibilité.

Dans ce chapitre, nous survolons ces défauts et leurs conséquences sur le système photovoltaïque.

II.2.Défauts de fonctionnement d'un générateur PV :

Pour mieux comprendre, nous avons défini quelques notions dans les phrases suivantes :

Défaut : On appelle défaut tout écart entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique théorique [CHA016].

Symptôme : C'est le changement de la quantité observée du comportement normal [CHA016].

Détection : Elle consiste à reconnaître qu'un dispositif est dans un mode de dysfonctionnement à partir de la connaissance de certaines caractéristiques [CHA016].

Localisation : Elle consiste à déterminer les causes physiques ou fonctionnelles d'une panne, c'est-à-dire à déterminer le ou les éléments à l'origine du défaut [CHA016].

Le tableau II-1 suivant représente les différents défauts et anomalies classés suivants l'emplacement de leur apparition au niveau d'un générateur PV

| Composant | Défaut et anomalie |
|--|--|
| Générateur PV | <ul style="list-style-type: none"> • Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. • Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules. • Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions. • Corrosion des liaisons entre les cellules. • Modules de performances différentes. • Module arraché ou cassé. • Modules court-circuités, modules inversés. |
| Boîte de jonction | <ul style="list-style-type: none"> • Rupture du circuit électrique. • Court-circuit du circuit électrique. • Destruction de la liaison. • Corrosion des connexions. |
| Câblage et connecteur | <ul style="list-style-type: none"> • Circuit ouvert. • Court-circuit. • Mauvais câblage (module inversé). • Corrosion des contacts. • Rupture du circuit électrique. |
| Protection (diode by-pass et diode anti-retour) | <ul style="list-style-type: none"> • Destruction des diodes. • Absence ou non fonctionnement de diodes. • Inversion de la polarité des diodes au montage. |

Tableau II.1: Différents défauts du générateur [CHA016].

II.3. Les défauts les plus fréquents dans une installation photovoltaïque :

Les défauts que l'on peut retrouver sur une installation photovoltaïque, surviennent autant lors de sa conception, de son installation, que lors de son exploitation. Ils sont alors responsables d'une baisse voir d'un arrêt total de la production photovoltaïque. Une bonne connaissance des différents défauts possibles permet d'assurer une bonne maintenance du système photovoltaïque [LH016].

Les défauts sont classifiés selon la fonction des différents composants constituant l'installation PV. Sept groupes de défauts ont été formés :

- Défauts dans le générateur photovoltaïque.
- Défauts dans la boîte de jonction.
- Défauts dans le système de câblage.
- Défauts dans le système de protection.
- Défauts de l'onduleur.
- Défauts dans le système d'acquisition des données.

II.3.1. Défauts dans le générateur photovoltaïque :

| Défaut | Conséquence |
|--|---|
| Salissure (pollution, sable, neige) | Perte de puissance |
| Inversion des liaisons de sortie | Module mal câblé, diminution des Performances |
| Air marin, Couple galvanique dû au mélange de matériau de la jonction module/support | Corrosion |
| Dégradation des modules par Vandalisme | Diminution des performances, Non fonctionnement de l'installation |
| Vol des modules | Non fonctionnement de l'installation |
| Mauvaise orientation et/ou inclinaison des modules | Ombrage, diminution des performances |
| Module mal ou pas ventilé | Échauffement |
| Module mal fixé | Déplacement du module, diminution des Performances |
| Modules non câblés | Diminution des performances |
| Fissure | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules, diminution des performances |
| Rouille par infiltration d'eau | Perte d'étanchéité, détérioration des Cellules |
| Mauvaise isolation entre modules et onduleur | Court-circuit, destruction du module, Incendie |
| Détérioration des joints d'étanchéité | Perte d'étanchéité, détérioration des Cellules |
| Déformation du cadre des Modules | Infiltration d'eau |
| Corrosion du cadre des modules | Perte d'étanchéité, détérioration des Cellules |
| Délaminage | Diminution des performances, échauffement |
| Foudre | Détérioration des modules |
| Tempête, Faiblesse au vent des Structures | Module arraché, cassé |

| | |
|--|---|
| Pénétration de l'humidité | Hot spot, augmentation du courant de fuite, corrosion, perte d'adhérence et d'isolation, diminution de la résistance de CC à la terre |
| Foudre sur l'installation | Destruction des modules |
| Modules de performances Différentes | Diminution des performances du champ |
| Sortie par le bas des boîtes de connexions impossibles | Mauvais câblage |
| Support mécanique des modules inadéquat ou mal posé | Efforts mécaniques importants sur les Modules |
| Inclinaison des modules trop Faible | Stagnation d'eau, dépôt de terre, prolifération de champignons, problème d'étanchéité |
| Panneaux inaccessibles | Panneaux inaccessibles |
| Chaleur | échauffement, détérioration des joints |

Tab II.2: Différents défauts dans le générateur photovoltaïque [LH016].

II.3.2. Défaits dans la boîte de jonction :

| Défauts | Conséquences |
|--|---|
| Absence de parafoudre ou protection foudre inadaptée | Destruction en cas de foudre |
| Presse-étoupe mal serré | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique |
| Liaison de mise à la terre non fixée ou sectionnée | Pas de mise à la terre |
| Boîte de jonction sans presse-étoupe | Pas d'étanchéité, corrosion des contacts, rupture du circuit électrique |
| Presse-étoupe en caoutchouc | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique |

| | |
|--|--|
| Infiltration d'eau par les vis de Fixation | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique |
| Boîte de jonction non repérée | Problème pour contrôle et Maintenance |
| Déconnexion des soudures | Arc électrique, incendie, diminution des performances |
| Boîtier infesté d'insectes | Rupture du circuit électrique |
| Fourreaux non prévus pour usage extérieur | Destruction de la protection |
| Liaison sans protection | Destruction de la liaison |
| Pénétration de l'eau ou de l'humidité | Corrosion des connexions, des diodes, des bornes, incendie |

Tab II.3: Différents défauts dans la boîte de jonction [LH016].

II.3.3. Défaits dans le système de câblage :

| <u>Défauts</u> | <u>Conséquences</u> |
|---|---|
| Mauvais dimensionnement des câbles | Chute de tension >3 %, échauffement |
| Connexion desserrée ou Cassée | Arc électrique, incendie, destruction de la boîte de jonction, destruction des diodes |
| Principe de câblage en goutte d'eau non respecté | Mauvais câblage |
| Câbles inter module de section trop faible par rapport au presse-étoupe | Corrosion des contacts, rupture du circuit Electrique |
| Bornes rouillées | Faux contacts, circuit ouvert, arc Electrique |
| Câbles non fixés | Boucle de câblage, circuit ouvert |
| Mauvais câblage | Court-circuit, claquage des diodes anti-retour, destruction des connecteurs (circuit ouvert), aléas de fonctionnement sur disjoncteur |

| | |
|---|--|
| Toron | Boucle électromagnétique |
| Câbles d'arrivée des sous-champs entamés lors du dénudage | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique |
| Absence de graisse de Silicone | Humidité |
| Câble mal dénudé | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique |
| Câble rongé par des rats | Faux contacts, circuit ouvert, arc Electrique |
| Modification du câblage par l'utilisateur non compétent | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique |
| Boîte de connexion décollée | Connexion des cellules en série Endommagée |

Tab II.4: Différents défauts dans le système de câblage [LH016].

II.3.4. Défaits dans le système de protection :

| Défauts | Conséquences |
|---|--|
| Protections inappropriées ou mal dimensionnées | Court-circuit, hot spot, incendie, arrêt de l'installation |
| Interrupteur, disjoncteur Inapproprié | Arc électrique, incendie, destruction à l'ouverture |
| Disjoncteur différentiel non conforme à la norme | Non déclenchement, tension entre neutre et terre |
| Armoire électrique posée à même le sol à l'extérieur | Dysfonctionnement en cas de pluie |
| Parafoudre non connecté à la Terre | Pas de protection |
| Impossibilité de déconnecter les modules par branche | Problème de sécurité |
| Pas de possibilités de sectionnement extérieur au coffret | |

| | |
|---|---|
| Mauvaise dissipation de la chaleur des diodes | Échauffement |
| Sous dimensionnement des diodes de bypass | Hot spot, destruction des diodes, échauffement de la boîte de jonction |
| Absence de protection contre les courants inverses | |
| Diode mal connectée | Non fonctionnement des diodes, absence de protection contre les courants inverses |
| Inversion de la polarité des diodes au montage | Non fonctionnement des diodes, court-circuit, hot spot |
| Phénomènes de résonance | Non fonctionnement des fusibles et des protections de surtension |
| Dégradation à cause de la Lumière | Non fonctionnement des diodes de Bypass |
| Échauffement des diodes placées dans un endroit mal ventilé | Température de destruction atteinte |
| Vieillesse des Disjoncteurs | Non fonctionnement des disjoncteurs |

Tab II.5: Différents défauts dans le système de protection [LH016].

II.3.5. Défaits de l'onduleur :

| Défauts | Conséquences |
|--|---|
| Dégradation à cause de la chaleur | Détérioration de l'onduleur, des Connexions |
| Faux contact, Fusible fondu, Bobine des filtres, thyristors, capacités en défaut | Arrêt de l'onduleur |
| Surtension | Déconnexion de l'onduleur |
| Foudre sur le réseau | Surtension, destruction de l'onduleur |
| Tension du générateur inférieure à la limite basse de l'onduleur | Déconnexion de l'onduleur |

| | |
|---|---|
| Onduleur sous dimensionné | Destruction de l'onduleur |
| Problème d'interface avec le réseau | Découplage de l'onduleur |
| Défaut d'isolement | Détérioration de l'onduleur |
| Surchauffe des onduleurs | Diminution des performances |
| Onduleur installé dans un lieu non Etanche | Panne de l'onduleur |
| Onduleur mal fixé | Chute de l'onduleur |
| Onduleur surdimensionné | Perte de puissance, diminution des performances |
| Visserie et bouton de commande Oxydés | Réglage impossible |
| Mauvais choix de la tension nominale d'entrée | Diminution des performances |
| Pile de sauvegarde HS | Perte de données |
| Témoins de défaut d'intensité allumé en permanence | Mauvaise information sur l'intensité |
| Onduleur non mis à la terre | Disjoncteur différentiel non Actif |
| Perte de la mémoire (mauvaise manipulation du technicien) | Perte de données |
| Afficheur de cristaux liquide endommagé ou illisible | Pas d'information sur le Fonctionnement |

Tab II.6: Différents défauts de l'onduleur [LH016].

II.3.6. Défaits dans le système d'acquisition des données :

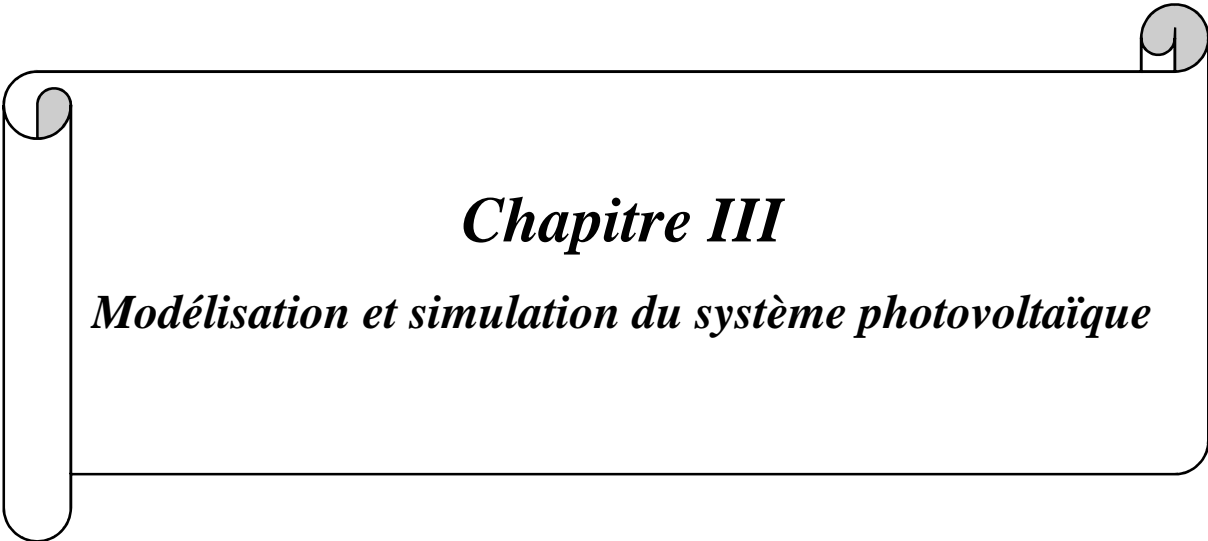
| Défauts | Conséquences |
|-----------------------------------|---------------------|
| Coupure de courant | Perte de données |
| Sonde de température non câblée | Mesure impossible |
| Sonde d'ensoleillement non câblée | |
| | |

| | |
|--|---|
| Défaut de paramétrage | Enregistrement de fausses Données |
| Mauvais câblage des shunts de mesure | Mesure impossible ou Erronée |
| Afficheur de données mal placé (trop haut) | Données non visibles |
| Carte électronique mal positionnée | Touches inactives, défaut de Commande |
| Non configuré pour l'acquisition des Données | Pas de donnée enregistrée |
| Armoire fermée par le service de maintenance ou présence d'un code | Lecture des données par l'exploitant impossible |
| Bornier de mesures et de sonde de température trop proches | Câblage difficile, risque de court-circuit |
| Acquisition de données vierge | Aucune information Enregistrée |
| Mesure de données non nulles alors que système PV à l'arrêt | Données non fiables |

Tab II.7: Différents défauts dans le système d'acquisition des données [LH016].

II.4.Conclusion :

L'objectif de ce chapitre a été de cerner les différents défauts qui se produisent dans le système photovoltaïque et les conséquences de ces anomalies.



Chapitre III

Modélisation et simulation du système photovoltaïque

III.1. Introduction :

Suite aux directives de mon Directeur de mémoire, mon plan initial était de me rendre au « **LABORATOIRE DE RECHERCHE EN PRODUCTIQUE « LRP** » de la Faculté de Technologie à l'université El-Hadj Lakhdar de Batna qui est bien équipé en photovoltaïque pour accomplir un stage de courte durée sous le suivi d'enseignants chercheurs travaillants dans ce domaine précis.

Expérimentalement, ce séjour allait me permettre d'effectuer des essais et prélever des mesures sur des panneaux réels illustrés sur la figure qui suit.

J'avais programmé des séries de test à effectuer sur le site expérimental du **PROJET SOLAIRE INTEGRE "AURESOLAR"** dans le Campus de l'université, et ce sur un système fixe orienté vers le sud et incliné de 45° par rapport à l'horizontal.

Dans cette installation, l'énergie solaire collectée en termes d'éclairement est mesurée par deux pyranomètres qui sont placés en parallèles à la surface du panneau solaire.

Les résultats expérimentaux sont obtenus par un **Enregistreur Digital "Data Acquisition Recorder BD300 Kipp & Zonen"** connecté avec un PC on-line afin d'enregistrer les valeurs d'éclairement obtenues le long de la journée.



Fig. III.1: Système de poursuite Auresolar sur site avec positions du capteur optique et emplacement des pyranomètres.

III.2. Plan de stage :

Après une large recherche bibliographique, nous nous sommes tracés le plan suivant que nous avons même adressé au Directeur du Laboratoire pour avis en prévision de mon déplacement à Batna :

a-Détection des défauts dans la génératrice

- Salissure (pollution, sable, neige, pluie...);
- Module mal fixé;
- Inversion des liaisons de sortie.

b-Détection des défauts dans la boîte de jonction

- Liaison de mise à la terre mal fixé;
- Liaison sans protection.

c-Détection des défauts dans le système de câblage

- Câbles non fixés;
- Mauvais câblage.

d-Détection des défauts dans le système de protection

- Interrupteur, disjoncteur;
- Diode mal connecté;
- Absence de protection contre les courants inverses.

e-Détection des défauts de l'onduleur

- Faux contact, thyristor;
- Surtension;

f-Détection des défauts d'acquisition des données

- Coupure de courant;
- Défaut de paramétrage;
- Afficheur de données mal placé.

Malheureusement, pour cause principale de la pandémie qui a touché le monde entier comme elle a touché notre pays, il nous a été impossible de se rendre à Batna et exécuter le plan que nous nous sommes tracés.

III.3. Modélisation du générateur photovoltaïque :

III.3.1. La Cellule :

En 1839, Antoine-César Becquerel constate les effets électriques que produisent les rayons solaires dans une pile. En 1905, Einstein découvre que l'énergie de ces quanta de lumière est proportionnelle à la fréquence de l'onde électromagnétique [OM017].

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante. Le domaine spatial a besoin d'une énergie sans combustible embarqué. La recherche s'intensifie sur le photovoltaïque [OM017].

En 1954 est créée par les laboratoires BELL la première cellule photovoltaïque avec un rendement de 4% [OM017].

III.3.2. Les types de cellules :

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui lorsqu'il est exposé au spectre solaire génère une tension électrique par effet photovoltaïque [OM017]. Toutes les cellules sont créées à partir de matériaux semi-conducteurs. La plupart du temps, c'est le silicium (Si) qui est utilisé mais on rencontre aussi le sulfure de cadmium le tellure de cadmium, des alliages de cuivre indium et sélénium [OM017].

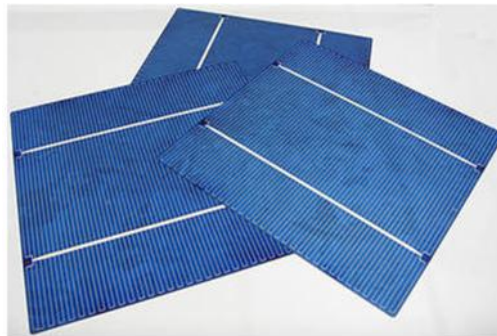
Trois technologies de cellules existent suivant leur mode de production :

III.3.2.1. 1^{ère} génération : cellules cristallines

Ces cellules, généralement en silicium, ne comprennent qu'une seule jonction p-n. La technique de fabrication de ces cellules, basée sur la production de "wafers" à partir d'un silicium très pure, reste très énergivore et coûteuse. On distingue deux types de cellules cristallines :

III.3.2.1.a. Les cellules poly cristallines :

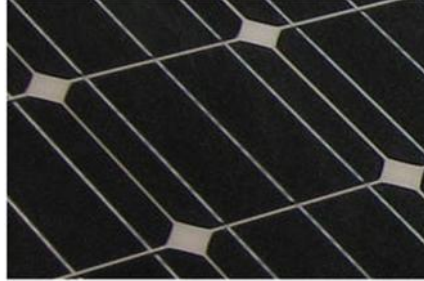
Le refroidissement du silicium en fusion est effectué dans des creusets parallélépipédiques à fond plat. Par cette technique, des cristaux orientés de manière irrégulière se forment. Cela donne l'aspect caractéristique de ces cellules bleutées présentant des motifs générés par les cristaux Figure (III.2.2.1.a) [OM017] .



FigIII.2 : Photographie des cellules solaires polycristallines [OM017].

III.3.2.1.b. Les cellules monocristallines :

Ces cellules sont constituées de cristaux très purs obtenus par un contrôle strict et progressif du refroidissement du silicium Figure (III.2.2.1.b).



FigIII.3 : Photographie des cellules solaires monocristallines [OM017].

III.3.2.2. 2^{ème} génération : couches minces "thin films"

Dans le cas de "couches minces", le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple).

Le silicium amorphe (a-Si) (silicium non cristallisé de couleur gris foncé), le tellure de cadmium (le diséléniure de cuivre indium (CIS) font notamment partie de cette génération. Ce sont des cellules de cette technologie que l'on retrouve dans les montres, calculatrices,... dite solaires [OM017].

III.3.2.3. 3^{ème} génération : multi-jonction, concentration

Pour améliorer les rendements des cellules, la recherche se tourne actuellement vers plusieurs pistes dont notamment :

- Cellules multicouches : superposition de multiples cellules aux propriétés différentes (utilisant des bandes d'énergie différentes permettant un balayage plus large du spectre solaire).

Ce type de cellules est déjà commercialisé, mais principalement pour des applications spatiales. Les rendements obtenus sous concentration sont très prometteurs (de l'ordre de 30 %) [OM017].

- Cellules à concentration (permet d'utiliser des photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas absorbés par la cellule) [OM017].
- Cellules organiques [OM017].

III.3.3. Modélisation de la cellule solaire :

Nous proposons l'étude de trois configurations (schéma équivalent) de cellule photovoltaïque [OM017].

- Modèle à une seule diode.
- Modèle à deux diodes.
- Modèle à trois diodes.

III.3.3.1. Modèle à une seule diode :

La figure (III.4) présente le schéma équivalent à une diode d'une cellule photovoltaïque :

Le courant délivré par la cellule est exprimé comme suit [OM017] :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p$$

Tel que :

I_{ph} : le courant photonique généré dans les conditions standard (STC) (A).

Ce courant définit par : $I_{ph} = (I_{pn} + k_i \Delta T) \frac{G}{G_n}$

$$\Delta T = (T - T_n)$$

Tel que :

T : température de référence 298(°k).

T_n : température de la cellule(°k).

G et G_n : ensoleillement et l'ensoleillement de référence (1000 W/m²).

K_i : coefficient de température court -circuit

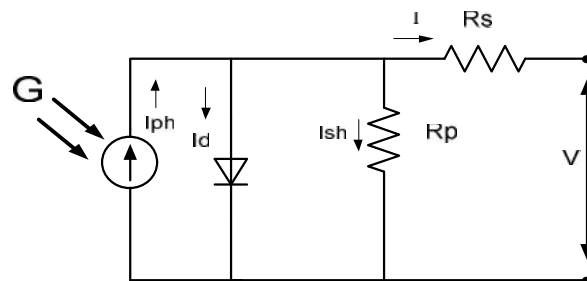


Fig. III.4: Modèle d'une cellule photovoltaïque [OM017].

T : température de référence 298 (° k) ;

T_n : température de la cellule (° k) ;

Le courant de la diode est défini par :

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(q \left(\frac{V + R_s I}{V_t} \right) - 1 \right) \right]$$

Bien que : I_0 = courant de saturation de la diode qui est égale à :

$$I_0 = (I_{sc} + K_i \Delta T) / \exp\left(\frac{V_{co} + k_i \Delta T}{AV_t}\right) - 1$$

Où :

$K = 1.38 \times 10^{-23}$ J/K (constante de Boltzmann).

$q = 1.6 \times 10^{-19}$ C.

V_{co} = tension du circuit ouvert (v).

I_{sc} : courant de court-circuit(A) .

R_s : la résistance série ().

V : la tension au borne de la cellule (v).

Le courant de la résistance shunt égale:

$$I_p = \frac{(V + R_s I)}{R_p}$$

III.4. Résultats de la simulation de cellule à une seule diode :

III.4.1. Simulation d'un panneau photovoltaïque sain :

La figure (III.5) représente un générateur PV, il contient trois (03) modules de type KC200GT tel que : l'irradiation $G_1 = 750 \text{ W/m}^2$, $G_2 = 1000 \text{ W/m}^2$, $G_3 = 250 \text{ W/m}^2$.

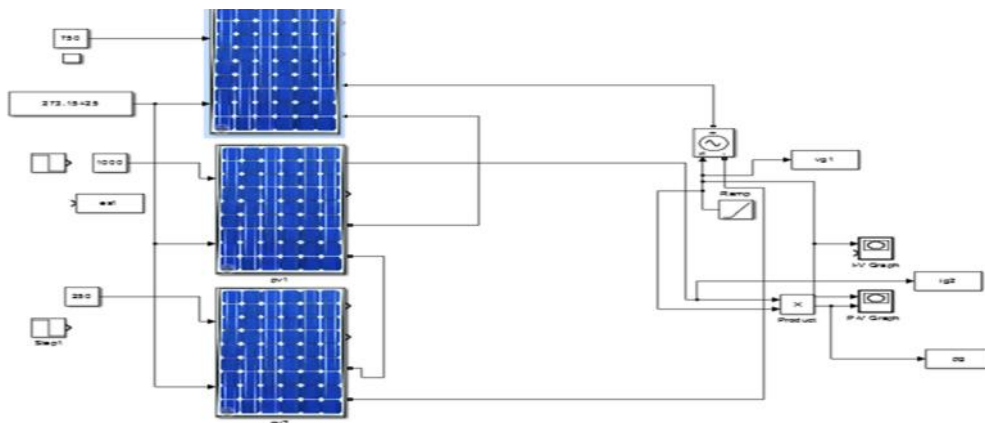


Fig. III.5: Bloc de simulation MATLAB / SIMULINK.

Les figures (III.7), (III.8) montrent la différence entre les caractéristiques P-V, I-V des trois panneaux KC200GT associés en série dans le cas uniforme et dans le cas d'ombrage partiel (déséquilibre de la répartition d'irradiation solaire).

D'après ces résultats, on déduit que sous le no-uniforme pour une coordonnée donnée de température, il a plusieurs pics (maximums), cette caractéristique est plus compliquée par rapport à la caractéristique uniforme.

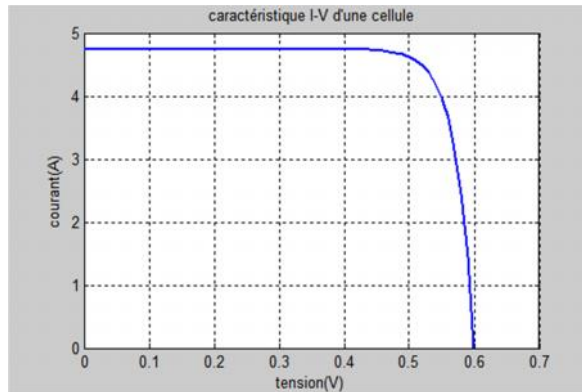


Fig. III.6: Caractéristique électrique d'une cellule solaire.

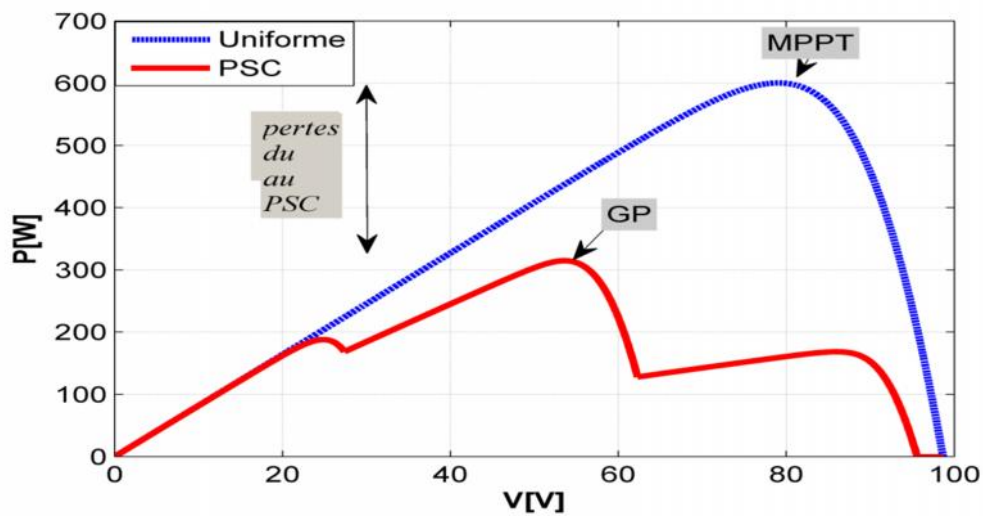


Fig. III.7: Comparaison entre les caractéristiques (P-V) dans le cas uniforme et la de déséquilibre.

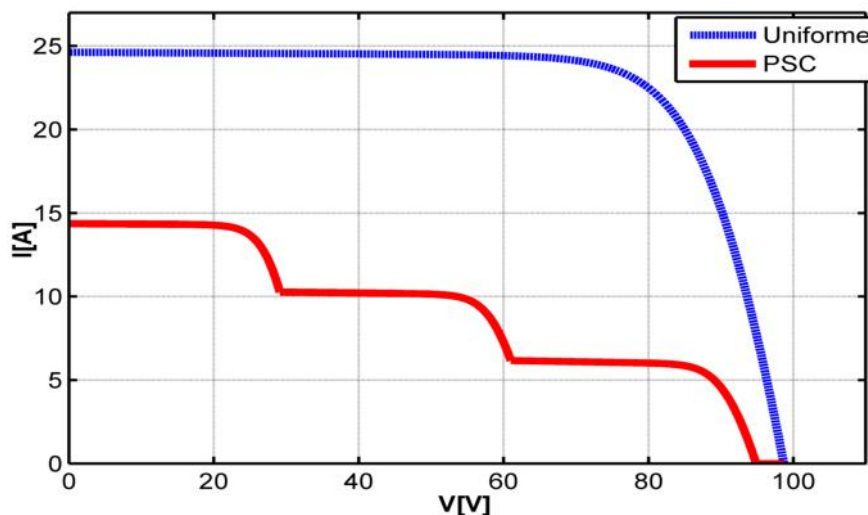


Fig. III.8: Comparaison entre les caractéristiques (I–V) dans le cas uniforme et la déséquilibre.

III.4.2. Simulation de défauts de bypass :

Dans son bon état, la diode de bypass est passante quand la somme de la tension des cellules qu'elle protège est négative et elle est bloquée dans le cas contraire.

Dans son état défailant, ce rôle de protection n'est plus assuré.

Les défauts électriques associés à cette diode sont : diode court-circuitée, diode déconnectée et diode inversée.

En plus de ces défauts électriques, cette diode pourrait être éventuellement claquée en cours de fonctionnement et se comporter comme une impédance d'une valeur quelconque.

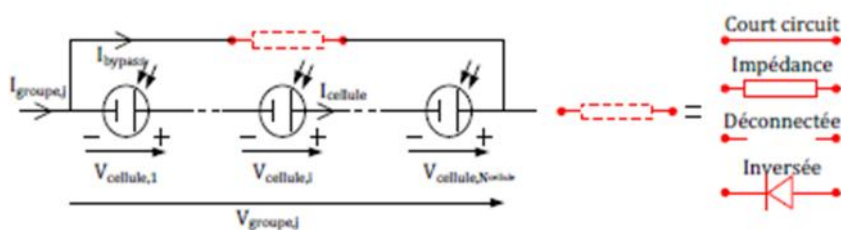


Fig. III.9: Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec diode de bypass défailante.

La Figure (III.9) montre un schéma d'un groupe de cellules dans lequel la diode de bypass est remplacée par un élément qui peut, à chaque fois, prendre un des états défailants de la diode : court-circuit, circuit ouvert, impédance quelconque et diode inversée.

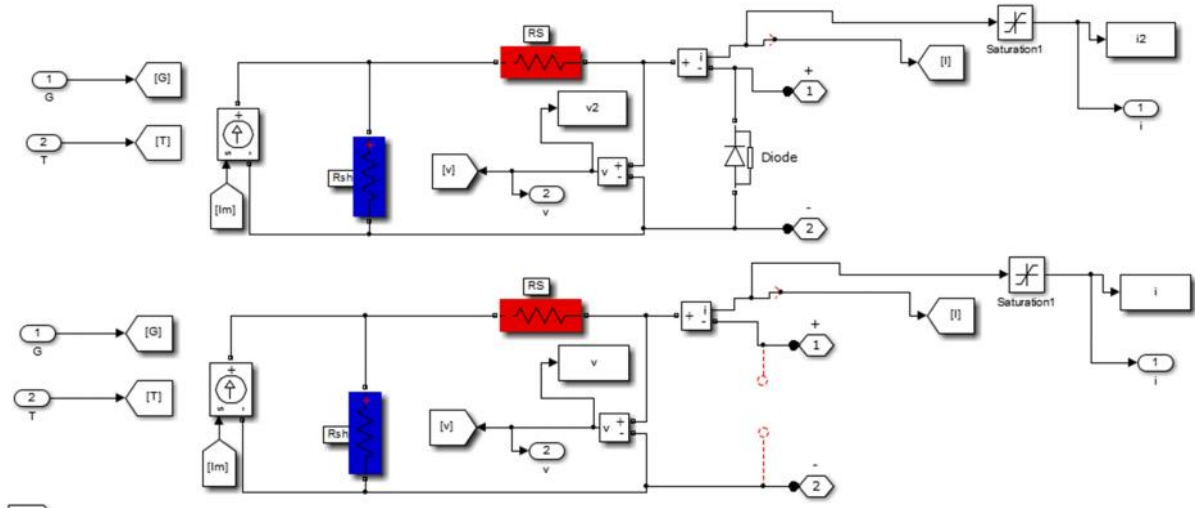


Fig. III.10: Bloc de simulation mauvaise protection (diode by-pass).

La figure suivante représente la caractéristique $P = f(V)$:

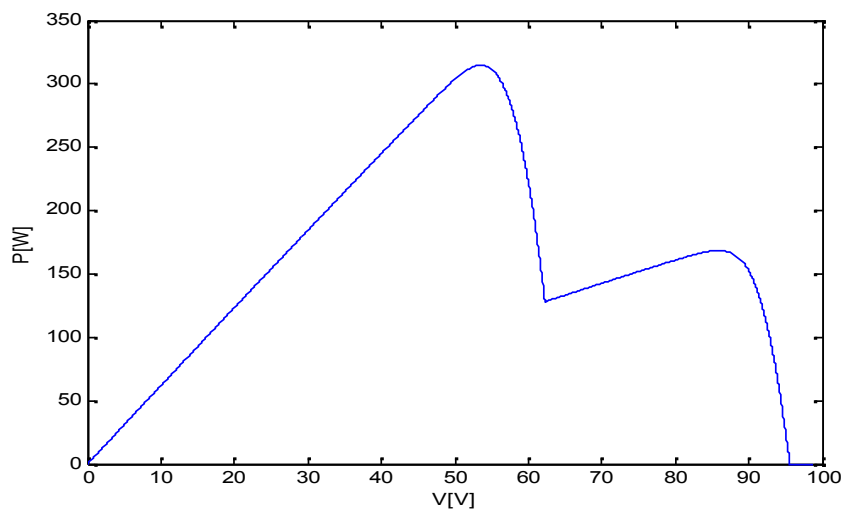


Fig. III.11: Résultats de simulation et élimination d'une diode by-pass.

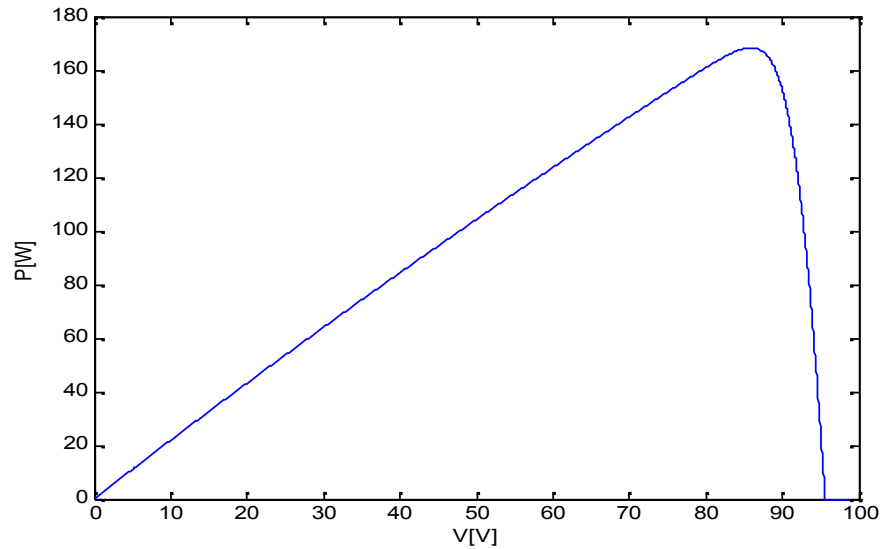


Fig. III.12: Résultats de simulation et élimination de diode by-pass.

III.4.3. Simulation de défauts de diode anti retour :

De la même manière que pour la diode de bypass, 4 types de défauts peuvent être envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et inversée.

La toute première étape de cette méthode d'inférence consiste à établir une base de connaissance sur la relation entre les défauts définis et les symptômes apparus.

L'étape suivante est de générer analytiquement les symptômes potentiels identifiés à partir de la base de connaissance établie.

La dernière étape consiste à établir le tableau d'inférence (ou tableau de signatures de défauts) afin d'analyser ensuite la capacité de diagnostic.

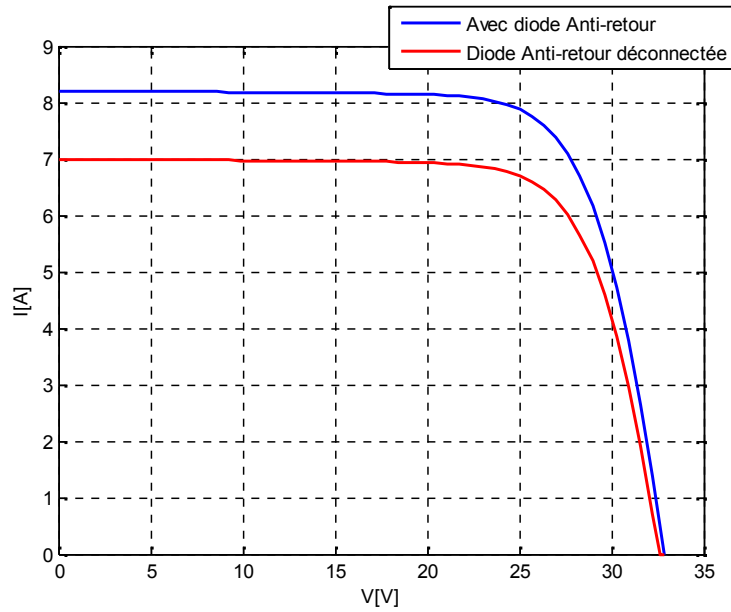
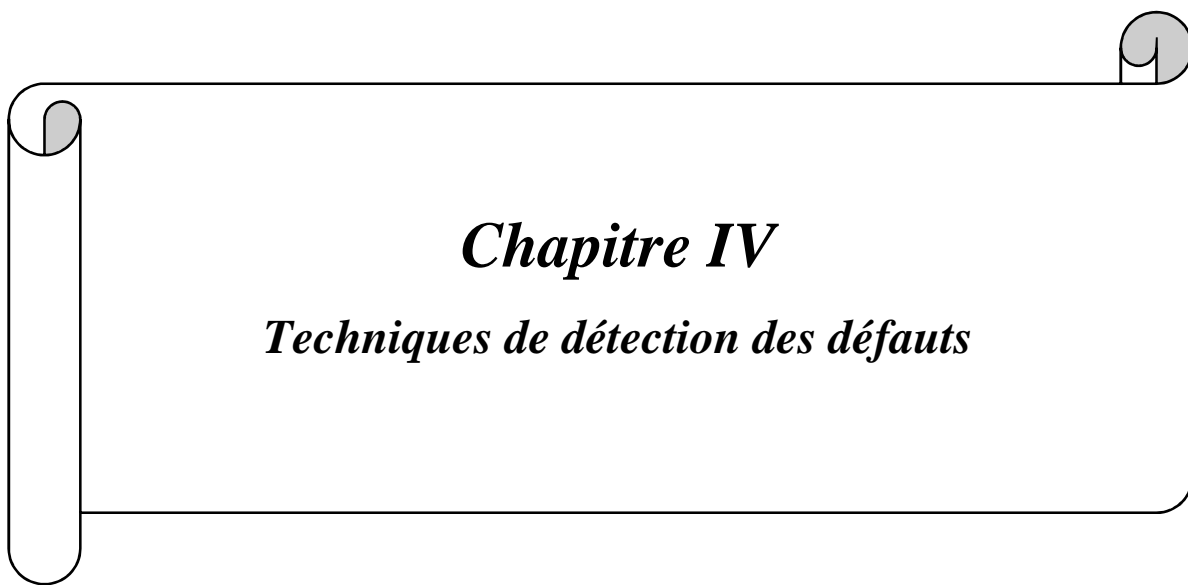


Fig. III.13 : Résultats de simulation de diode anti-retour déconnectée.

III.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons élaboré la modélisation et la simulation de deux systèmes photovoltaïques : l'un sain et l'autre avec des défauts.

Nous avons par conséquent établis le suivi et l'analyse des changements de caractéristiques P-V et V-I dans les deux cas.



Chapitre IV

Techniques de détection des défauts

IV.1. Introduction :

Dans la majorité des recherches et études, on cite que uniquement les machines tournantes sont souvent exposées à différentes pannes.

Dans d'autres études, on montre que ceci est faux parce que le panneau photovoltaïque en tant qu'une machine de production statique est également exposé à plusieurs pannes et défauts.

Dans ce chapitre, nous exposons les différentes méthodes de détection des défauts.

IV.2. Méthodes de diagnostic d'un générateur PV :

On peut distinguer deux grandes catégories de méthodes de diagnostic d'un générateur PV, ceux qui sont utilisés dans l'industrie, et ceux qui sont listés dans la littérature.

IV.2.1. 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) [AB014].
- Des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (que nous appellerons méthodes non-électriques) [AB014].

IV.2.1.1. Méthodes non –électriques :

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule P V.

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.

Pour le diagnostic des modules PV, la méthode de l'imagerie (caméra thermique) infrarouge est largement appliquée [AB014].

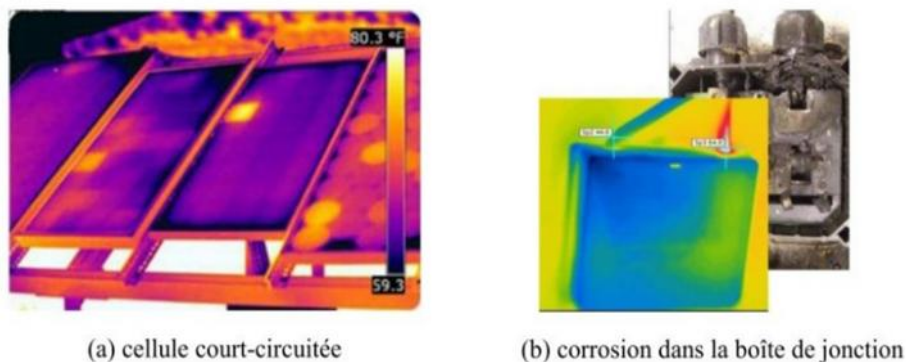


Fig IV.1 : Quelques exemples de la localisation (non la détection) de défauts par la caméra thermique[AB014].

IV.2.1.1.a. Définition thermographie infrarouge :

La thermographie infrarouge «TIR» est la science de l'acquisition et de l'analyse d'informations thermiques à l'aide de dispositifs d'imagerie thermique à distance.

La technologie de détection par thermographie infrarouge est devenue un moyen irremplaçable de garantir la sécurité des conditions de production industrielle.

Son utilisation est commune à des secteurs de l'industrie aussi divers que la métallurgie et la sidérurgie, l'énergie électrique, l'industrie pétrolière, l'automation, l'exploitation du gaz naturel, l'industrie des transports, et à d'autres professions engagées tel que dans la lutte contre le feu et la surveillance des frontières [BRA].

IV.2.1.2.b. Principe de l'analyse thermographique :

La caméra infrarouge capte au travers d'un milieu transmetteur les rayonnements émis par une scène thermique.

Le système radiométrique convertit la puissance de rayonnement en signaux numériques ou analogiques : ceux-ci sont transcrits en température par le calculateur et transformés en points lumineux sur un écran.

L'image ainsi obtenue s'appelle «thermogramme » [BRA].



Fig IV.2 : Principe de fonctionnement de la caméra infrarouge [BRA].

IV.2.1.3.c. Avantages et inconvénients :

| Avantages | Inconvénients |
|---|---|
| Mesure sans contact ; Gain de temps ; Multidimensionnel ; Aide à la compréhension ; Mesure en temps réel ; Prédiction des défauts. | Nécessite du matériel spécifique et onéreux ; Risques d'erreur ; Nécessite un opérateur compétant et formé. |

Tab IV.1 : Avantages et inconvénients de la caméra infrarouge [BRA].

IV.2.1.2. Méthodes électriques :

Dans ces méthodes les grandeurs mesurées les plus courantes sont [AB014] :

- ❖ Le courant débité par le GPV.
- ❖ La tension aux bornes du GPV.
- ❖ 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.

Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever [AB014] :

- ❖ 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 [AB014]:

- ❖ 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 [AB014] :

- ❖ 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) [AB014].

IV.2.2. Méthodes utilisées 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 :

IV.2.2.1. 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 [AB014].

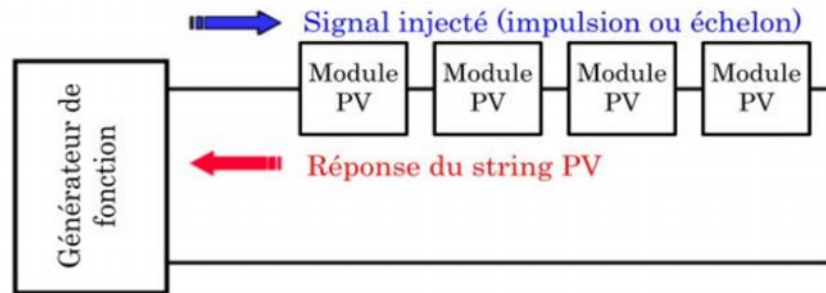


Fig IV.3: Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [AB014].

IV.2.2.2. 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 [AB014].

IV.2.2.3. Analyse du point de fonctionnement :

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite actuelle et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale actuel (courant et tension correspondant à la puissance maximale) et celui attendu peut apporter plus d'information sur l'état du système PV [AB014].

La comparaison relationnelle entre ces courants et entre ces tensions donne deux couples de valeur binaire (0 ou 1).

Suivant la combinaison de ces deux couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre familles de problèmes sont les suivantes [AB014] :

- ❖ Modules défectueux dans un string ;
- ❖ String défectueux ;
- ❖ Famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement ;
- ❖ Fausses alarmes.

IV.2.2.4. 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 dessous 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 [AB014].

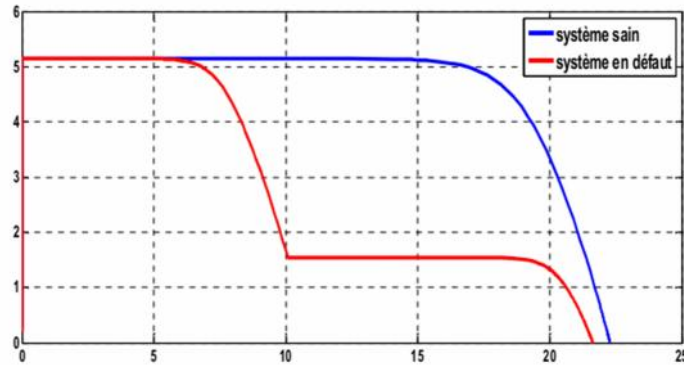


Fig IV.4 : Allure de la caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant [AB014].

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 [AB014].
- ❖ L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement au STC – Conditions de Test Standard, point de puissance maximale au STC) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [AB014].

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 [AB014].

IV.3. Conclusion :

Le suivi du système PV d'une manière périodique augmente le rendement global du produit et diminue des pannes.

Dans ce chapitre, nous avons établis une synthèse des méthodes de détection des défauts dans les panneaux photovoltaïques.



Conclusion Générale

Conclusion générale :

Ce travail représente une initiation à une recherche sur les panneaux photovoltaïques et en particulier sur les différents défauts dans ce système.

Dans notre mémoire, nous nous sommes principalement concentrés sur la détection et la localisation des défauts dans le système solaire photovoltaïque.

Suite à une étude bibliographique sur les différentes méthodes de diagnostic des défauts d'un champ PV, couramment industrialisées ou non, l'approche reposant sur l'analyse de la caractéristique I-V a été retenue. L'utilisation de cette caractéristique pour évaluer l'impact des différents défauts sur la performance du champ PV a été largement appliquée.

Par contre, l'utilisation d'une telle caractéristique pour remonter à la nature des défauts n'est pas largement répandue. Deux raisons principales peuvent être citées comme barrière à l'application d'une telle méthode pour faire le diagnostic : la difficulté d'obtention en ligne de la caractéristique complète I-V d'une part et d'autre part le manque d'une base de données pertinente sur les causalités entre défauts et modifications de la caractéristique I-V.

Pour analyser la caractéristique I-V d'un champ PV défaillant à des fins de diagnostic, une brève étude bibliographique sur les différentes approches théoriques de diagnostic a été menée.

La démarche la plus simple et la plus efficace, du côté utilisateur du système de diagnostic, consiste à s'appuyer uniquement sur la réduction de la puissance maximale pour fixer le seuil.

Le seuil du symptôme pour la détection de défauts est donc choisi selon la réduction de la puissance maximale tolérée. Pour éviter les problèmes de fausses alarmes, le seuil minimum de chaque symptôme devrait être également évalué.

En conclusion et en comparant la caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement sain et celle en fonctionnement défaillant pour les différents défauts considérés dans la base de connaissance, cinq symptômes ont été retenus pour faire la détection et la localisation de défauts.

Ce sont :

- La réduction de la puissance maximale ;
- La réduction de la tension de circuit ouvert ;
- La réduction du courant de court-circuit ;
- La présence d'un ou de points d'inflexion ;
- La déviation de la pente de la caractéristique I-V.



Références Bibliographiques

Références Bibliographiques :

[LH016] : LAHLOU Samir, Mémoire de fin d'études «Détection et localisation des défauts convertisseurs statiques dans un système Photovoltaïque raccordé au réseau moyenne tension », Université M'Hamed BOUGARA – Boumerdes, Juin 2016.

[CHA016] : CHEBABHI Ardjouna, mémoire de master « Etude d'identification et localisation des défauts d'un générateur photovoltaïque » , Université MOHAMED BOUDIAF M'SILA, juin 2016.

[PPT011] : PETIT Pierre, thèse de doctorat « Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques », Université de Metz , 06 juillet 2011.

[BW012] : BENSACI Wafa, projet de fin d'études «Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », Université Kasdi Merbah–Ouargla, 2011/2012.

[JS010] : R. Merahi, R. Chenni, M. Houbes, 10^{ème} Séminaire International sur la Physique Energétique « Modélisation et Simulation d'un Module PV par Matlab »,2010

[BMD08] : BELHADJ Mohammed ,Mémoire de Magister « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome »,Universitaire De Bechar,2008.

[MS017] : SAOUDI Messaoud , SALHI Massinissa , Mémoire de Fin de Cycle « Etude et optimisation d'un système Photovoltaïque » ,Université A.MIRA-BEJAIA, 15 Juin 2017.

[CRA011] : CHOUDER Aissa, Division Energie solaire photovoltaïque « Diagnostic et détection des Pannes dans les Systèmes Photovoltaïques »,2011.

[LB06] : BUN Long, thèse de doctorat « Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV », Université de GRENOBLE , 7 août 2006.

[AB014] : BELAOUT Abdesslam, mémoire de magister « Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension », Université – Sétif-1, 28/10/2014.

[SH011] : HACHOUR Samir , Approche décentralisée pour la détection et la localisation de défauts dans une ferme photovoltaïque, 07 septembre 2011.

[BNI 15] : Benali Oussama, Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud-est du Sahara algérienne, le : 08 / 06 / 2015.

[LTE 12] : LATRECHE Mohammed Tahar, mémoire de magister « Commande Floue de la machine synchrone à aimant permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien», département d'Electrotechnique, université Ferhat Abbas de Sétif le: 24 /06 /2012.

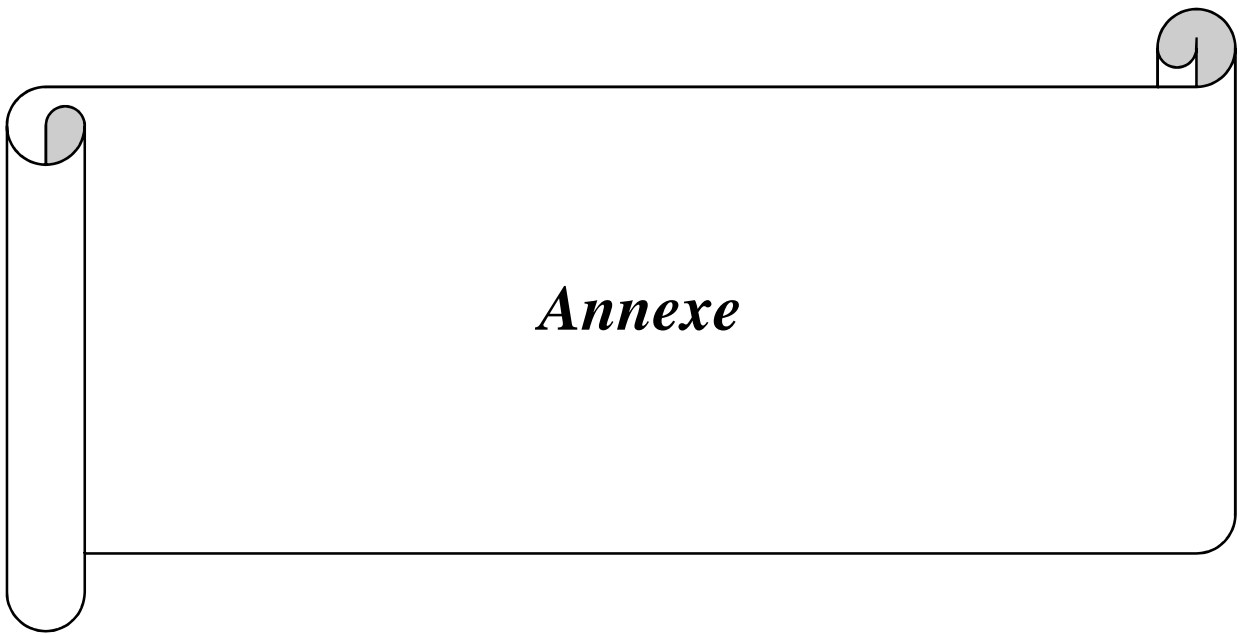
[CGL] : Notions de base sur l'énergie solaire photovoltaïque, Lycée Jules GARNIER .

[OM017] : OUADA Mehdi, thèse de doctorat « Analyse, conception et optimisation des systèmes de commande relative aux énergies renouvelables », Département électromécanique, université Badji Mokhtar Annaba.

[BRA] : BOURAS Abdelkrim, cours « L'analyse par thermographie infrarouge ».

[MEM011] : « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », Société du Groupe Sonelgaz.

[EPV] : Article « Expérience photovoltaïque et perspectives des énergies renouvelables au Sud », l'énergie en Algérie.



Annexe

Les défauts les plus rencontrés dans une installation photovoltaïque ont été collectés grâce au retour d'expérience des partenaires exploitants. Les défauts collectés ont été classifiés selon la fonction des différents composants constituant l'installation PV.

Sept groupes de défauts ont été formés :

- Défauts dans le générateur photovoltaïque ;
- Défauts dans la boîte de jonction ;
- Défauts dans le système de câblage ;
- Défauts dans le système de protection ;
- Défauts de l'onduleur ;
- Défauts dans le système d'acquisition des données.

Dans chaque groupe de défauts, un tableau a été établi reprenant le type du défaut, sa conséquence principale, puis son degré d'impact sur la production du système ou criticité (1 : faible, 2 : moyen, 3 : fort), son occurrence (1 : faible, 2 : moyenne, 3 : forte). Ainsi que sa phase d'origine (C : Conception ; I : Installation ; E : Exploitation).

Dans cette annexe, quelques exemples de défauts sont également illustrés sous forme d'images.

A.1. Défauts dans le générateur PV :

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|--|---|------|------|------|
| Salissure (pollution, sable, neige) | Perte de puissance | 3 | 3 | E |
| Inversion des liaisons de sortie | Module mal câblé, diminution des performances | 3 | 2 | I, C |
| Air marin | Corrosion | 3 | 2 | E |
| Dégradation des modules par vandalisme | Diminution des performances, Non fonctionnement de l'installation | 3 | 2 | E |
| Vol des modules | Non fonctionnement de l'installation | 3 | 2 | I, E |
| Mauvaise orientation et/ou inclinaison des modules | Ombrage, diminution des performances | 2 | 3 | C, I |
| Couple galvanique dû au mélange de matériau de la jonction module/ support | Corrosion | 2 | 3 | C |
| Module mal ou pas ventilé | Echauffement | 2 | 2 | I, C |
| Module mal fixé | Déplacement du module, diminution des performances | 2 | 2 | I, C |
| Modules non câblée | Diminution des performances | 2 | 2 | I, C |

| | | | | |
|---|---|---|---|------|
| Fissure | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules, diminution du shunt, diminution des performances | 3 | 1 | E |
| Rouille par infiltration d'eau | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules | 3 | 1 | E |
| Mauvaise isolation entre modules et onduleur | Court-circuit, destruction du module, incendie | 3 | 1 | I, C |
| Détérioration des joints d'étanchéité | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules | 3 | 1 | E |
| Déformation du cadre des modules | Infiltration d'eau | 3 | 1 | E |
| Corrosion du cadre des modules | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules | 3 | 1 | E |
| Délaminage | Diminution des performances, échauffement | 3 | 1 | E |
| Foudre | Détérioration des modules | 3 | 1 | E |
| Tempête | Module arraché, cassé | 3 | 1 | E |
| Pénétration de l'humidité | Hot spot, augmentation du courant de fuite, corrosion, perte d'adhérence et d'isolation, diminution de la résistance de CC à la terre | 3 | 1 | E |
| Faiblesse au vent des structures | Module arraché, cassé | 3 | 1 | C, I |
| Foudre sur l'installation | Destruction des modules | 3 | 1 | E |
| Modules de performances différentes | Diminution des performances du champ | 1 | 3 | I, C |
| Sortie par le bas des boîtes de connexions impossible | Mauvais câblage | 1 | 3 | C, I |
| Bouchons de presse-étoupe manquant sur la boîte de connexion | Pénétration d'eau, corrosion des liaisons | 1 | 3 | I, C |
| Boîte de connexion montée à l'envers | Entrée d'eau dans le boîtier par le presse-étoupe | 1 | 3 | I, C |
| Ombrage partiel (feuilles d'arbre, déjections) | Hot spot, détérioration de cellules | 2 | 1 | E |
| Dégradation de l'encapsulant à cause des ultraviolets, EVA jaunissant | Absorbe les photons qui n'arrivent plus jusqu'à la cellule, diminution des performances | 2 | 1 | E |
| Augmentation de la résistance série due au cycle thermique | Diminution des performances | 2 | 1 | E |
| Détérioration de la couche anti-reflet | Diminution des performances | 2 | 1 | E |

| | | | | |
|--|---|---|---|------|
| Dégradation à cause de la lumière | Diminution des performances, surtension, destruction de diodes | 2 | 1 | E |
| Dégradation à cause de la chaleur | Diminution des performances, échauffement, détérioration des joints | 2 | 1 | E |
| Inclinaison des modules trop faible | Stagnation d'eau, dépôt de terre, prolifération de champignons, problème d'étanchéité | 2 | 1 | C,I |
| Dégradation des interconnexions | Détérioration des joints, diminution des performances, augmentation de la résistance série, de la chaleur | 2 | 1 | E |
| Support mécanique des modules inadéquat ou mal posé | Efforts mécaniques importants sur les modules | 2 | 1 | I, C |
| Mauvaise résistance mécanique des supports des modules | Déformation du support | 2 | 1 | I, C |
| Diffusion du phosphore (dopant) vers la surface | Perte d'adhérence de l'encapsulant | 2 | 1 | E |
| Important courant de fuite | Echauffement | 2 | 1 | E |
| Echauffement des modules par la boîte de connexion | Décollement du Tedlar, diminution des performances | 2 | 1 | C, I |
| Nid d'insectes sur les modules | Diminution des performances | 2 | 1 | E |
| Panneaux inaccessibles | Nettoyage impossible | 2 | 1 | C, I |
| Module produisant moins que prévu | Diminution des performances | 1 | 1 | E |
| Apparition de bulles à la surface des modules | Diminution des performances | 1 | 1 | E |



(a) Salissure



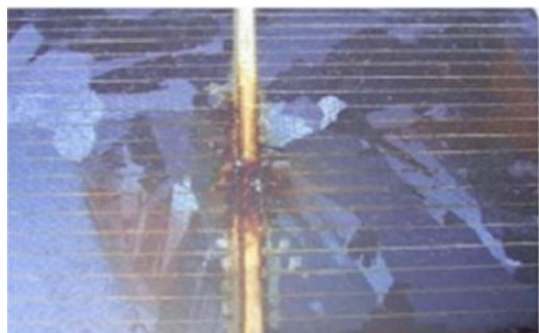
(b) Ombrage



(c) Echauffement de la cellule (face avant)



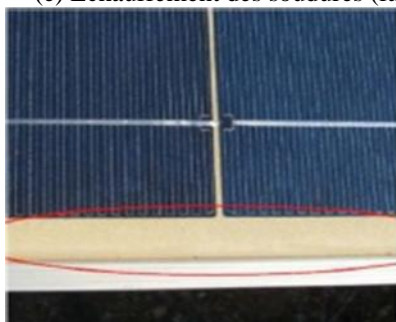
(d) Echauffement de la cellule (face arrière)



(e) Echauffement des soudures (face avant)



(f) Echauffement des soudures (face arrière)



(g) Dégradation de EVA



(h) défaut mécanique de la face arrière

Figure 1 : Exemples de défauts rencontrés dans des générateurs PV.**A.2. Défauts dans la boîte de jonction :**

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|--|---|------|------|------|
| Absence de parafoudre ou protection foudre inadaptée | Destruction en cas de foudre | 3 | 2 | C, I |
| Presse-étoupe mal serré | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 3 | I |
| Liaison de mise à la terre non fixée ou sectionnée | Pas de mise à la terre | 2 | 2 | I |
| Boîte de jonction sans presse-étoupe | Pas d'étanchéité, corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 2 | I |

| | | | | |
|--|--|---|---|------|
| Presse-étoupe en caoutchouc | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 2 | C, I |
| Infiltration d'eau par les vis de fixation | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 2 | I |
| Boîte de jonction non repérée | Problème pour contrôle et maintenance | 1 | 3 | I |
| Déconnexion des soudures | Arc électrique, incendie, diminution des performances | 2 | 1 | E, I |
| Boîtier infesté d'insectes | Rupture du circuit électrique | 2 | 1 | E |
| Fourreaux non prévus pour usage extérieur | Destruction de la protection | 2 | 1 | C |
| Liaison sans protection | Destruction de la liaison | 2 | 1 | C, I |
| Pénétration de l'eau ou de l'humidité | Corrosion des connexions, des diodes, des bornes, incendie | 2 | 1 | I |



Figure 2 : Exemples de défauts rencontrés dans des boîtes de jonction.

A.3. Défaut dans le système de câblage :

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|---|---|------|------|------|
| Mauvais dimensionnement des câbles | Chute de tension > 3%, échauffement | 2 | 3 | C |
| Connexion desserrée ou cassée | Arc électrique, incendie, destruction de la boîte de jonction, destruction de diodes | 2 | 3 | I, E |
| Principe de câblage en goutte d'eau non respecté | Mauvais câblage | 2 | 3 | |
| Câbles inter module de section trop faible par rapport au presse-étoupe | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 3 | CI |
| Mauvais dimensionnement des câbles | Chute de tension > 3%, échauffement | 2 | 3 | C |
| Connexion desserrée ou cassée | Arc électrique, incendie, destruction de la boîte de jonction, destruction de diodes | 2 | 3 | IE |
| Principe de câblage en goutte d'eau non respecté | Mauvais câblage | 2 | 3 | I |
| Câbles inter module de section trop faible par rapport au presse-étoupe | Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique | 2 | 3 | CI |
| Bornes rouillées | Faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | E |
| Câbles non fixés | Boucle de câblage, circuit ouvert | 2 | 2 | I |
| Mauvais câblage | Court-circuit, claquage des diodes anti-retour, destruction des connecteurs (circuit ouvert), aléas de fonctionnement sur disjoncteur | 2 | 2 | I |
| Toron | Boucle électromagnétique | 2 | 2 | I |
| Câbles d'arrivée des sous-champs entamés lors du dénudage | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | I |
| Absence de graisse de silicone | Humidité | 2 | 2 | I |
| Câble mal dénudé | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | I |
| Câble rongé par des rats | Faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | E |
| Modification du câblage par l'utilisateur non compétent | Mauvais câblage, faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | E |
| Bornes rouillées | Faux contacts, circuit ouvert, arc électrique | 2 | 2 | E |
| Câbles non fixés | Boucle de câblage, circuit ouvert | 2 | 2 | I |
| Boîte de connexion décollée | Connexion des cellules en série endommagée | 2 | 1 | E |



Figure 3 : Exemples de défauts rencontrés dans le système de câblage.

A.4. Défauts dans le système de protection :

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|---|---|------|------|------|
| Protections inappropriées ou mal dimensionnées | Court-circuit, hot spot, incendie, arrêt de l'installation | 2 | 2 | C |
| Interrupteur, disjoncteur inapproprié | Arc électrique, incendie, destruction à l'ouverture | 3 | 1 | C |
| Disjoncteur différentiel non conforme à la norme | Non déclenchement, tension entre neutre et terre | 3 | 1 | C |
| Armoire électrique posée à même le sol à l'extérieur | Dysfonctionnement en cas de pluie | 3 | 1 | C, I |
| Parafoudre non connecté à la terre | Pas de protection | 3 | 1 | I |
| Impossibilité de déconnecter les modules par branche | Problème de sécurité | 1 | 3 | C, I |
| Pas de possibilités de sectionnement extérieur au coffret | Problème de sécurité | 1 | 3 | C |
| Mauvaise dissipation de la chaleur des diodes | Echauffement | 2 | 1 | C, I |
| Sous dimensionnement des diodes de bypass | Hot spot, destruction des diodes, échauffement de la boîte de jonction | 2 | 1 | C |
| Absence de protection contre les courants inverses | Hot spot, destruction des diodes, échauffement de la boîte de jonction | 2 | 1 | C |
| Diode mal connectée | Non fonctionnement des diodes, absence de protection contre les courants inverses | 2 | 1 | E, I |
| Inversion de la polarité des diodes au montage | Non fonctionnement des diodes, court-circuit, hot spot | 2 | 1 | E, I |
| Phénomènes de résonance | Non fonctionnement des fusibles et des protections de surtension | 2 | 1 | C |

| | | | | |
|---|---|---|---|------|
| Dégradation à cause de la lumière | Non fonctionnement des diodes de bypass | 2 | 1 | E |
| Echauffement des diodes placées dans un endroit mal ventilé | Température de destruction atteinte | 2 | 1 | C, I |
| Vieillessement des disjoncteurs | Non fonctionnement des disjoncteurs | 1 | 1 | E |

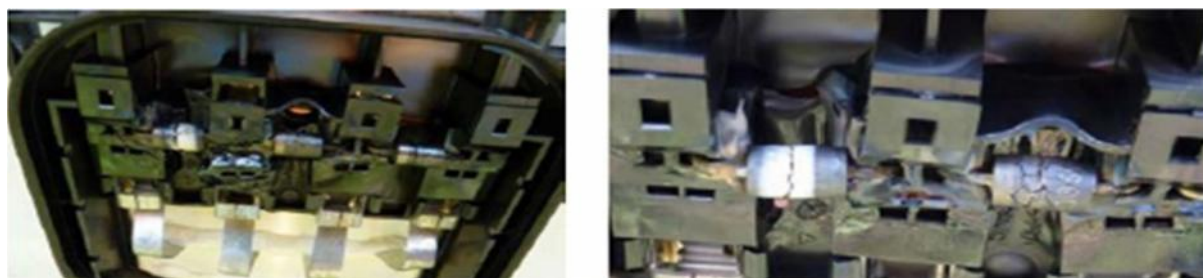


Figure 4 : Exemples de défauts de diodes de bypass.

A.5. Défauts dans l'onduleur :

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|--|---|-------------|-------------|-------------|
| Dégradation à cause la chaleur | Détérioration de l'onduleur, des connexions | 3 | 2 | E, C, I |
| Faux contact | Arrêt de l'onduleur | 3 | 2 | I |
| Surtension | Déconnexion de l'onduleur | 3 | 2 | C |
| Fusible fondu | Arrêt de l'onduleur | 3 | 2 | E, C, I |
| Foudre sur le réseau | Surtension, destruction de l'onduleur | 3 | 2 | E |
| Tension du générateur inférieure à la limite basse de l'onduleur | Déconnexion de l'onduleur | 3 | 2 | C |
| Onduleur sous dimensionné | Destruction de l'onduleur | 2 | 3 | C |
| Bobine des filtres, thyristors, capacités en défaut | Arrêt de l'onduleur | 3 | 1 | E, C, I |
| Problème d'interface avec le réseau | Découplage de l'onduleur | 3 | 1 | E |
| Défaut d'isolement | Détérioration de l'onduleur | 3 | 1 | C, I |
| Surchauffe des onduleurs | Diminution des performances | 3 | 1 | E |
| Onduleur installé dans un lieu non étanche | Panne de l'onduleur | 3 | 1 | I, C |
| Onduleur mal fixé | Chute de l'onduleur | 3 | 1 | I |
| Onduleur surdimensionné | Perte de puissance, diminution des performances | 2 | 1 | C |
| Visserie et bouton de commande oxydés | Réglage impossible | 2 | 1 | E |

| | | | | |
|---|---|---|---|------|
| Mauvais choix de la tension nominale d'entrée | Diminution des performances | 2 | 1 | C |
| Pile de sauvegarde HS | Perte des données | 1 | 2 | E |
| Témoins de défaut d'intensité allumé en permanence | Mauvaise information sur l'intensité | 1 | 2 | E, I |
| Onduleur non mis à la terre | Disjoncteur différentiel non actif | 1 | 2 | I |
| Perte de la mémoire (mauvaise manipulation du technicien) | Perte des données | 1 | 1 | E |
| Afficheur de cristaux liquide endommagé ou illisible | Pas d'information sur le fonctionnement | 1 | 1 | E |

A.6. Défaits dans le système d'acquisition :

| Défaut | Conséquences | Cri. | Occ. | Ori. |
|--|---|------|------|------|
| Coupage de courant | Perte de données | 1 | 3 | E |
| Sonde de température non câblée | Mesure impossible | 1 | 3 | I |
| Défaut de paramétrage | Enregistrement de fausses données | 1 | 3 | I |
| Mauvais câblage des shunts de mesure | Mesure impossible ou erronée | 1 | 3 | I |
| Afficheur de données mal placé (trop haut) | Données non visibles | 1 | 2 | C, I |
| Carte électronique mal positionnée | Touches inactives, défaut de commande | 1 | 2 | I |
| Non configuré pour l'acquisition des données | Pas de donnée enregistrée | 1 | 2 | I |
| Armoire fermée par le service de maintenance ou présence d'un code | Lecture des données par l'exploitant impossible | 1 | 2 | E, I |
| Bornier de mesures et de sonde de température trop proches | Câblage difficile, risque de court-circuit | 1 | 1 | C, I |
| Acquisition de données vierge | Aucune information enregistrée | 1 | 1 | E |
| Mesure de données non nulles alors que système PV à l'arrêt | Fiabilité des données | 1 | 1 | E |