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

UNIVERSITE DE MEDEA
Faculté de la technologie
Département de Génie électrique

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Génie électrique
Option : Energie Solaire et Eolienne

Thème

Détection et localisation des défauts d'un système PV

Réalisé par :

- **AYAD Abdel Madjid**
- **BENAZIZE Zakaria**

Proposé et dirigé par :

- **Dr. HENINI Noureddine**
- **Pr. TLEMCANI A. Halim**

La soutenance aura lieu le **01/06/2017.**

Promotion : 2016/2017

REMERCIEMENTS

Avant tout, nos remerciements infinis sont adressés à « ***ALLAH*** le Tout Puissant » de m'avoir donné le courage et la santé pour achever ce travail.

Nous remercions vivement notre promoteur Monsieur ***HENINI Noureddine*** pour sa générosité, sa patience et ses précieux conseils sans lesquels ce travaille n'aurait pas vu le jour.

.

Nous tenons également à remercier tous nos enseignants de 2ème année mastère, ainsi que tous les autres qui nous ont suivis durant notre cursus universitaire.

Nous tenons à exprimer notre respectueuse gratitude à monsieur le président de jury et les nombres de jury d'avoir accepté de nous faire l'honneur de jury ce travail et de participer au jury.

Nos sentiments vont également à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je dédie ce mémoire :

Et bien au-delà, je le dois à mes très chers parents qui m'ont fournit au quotidien un soutien et une confiance sans faille et de ce fait, je ne saurais exprimer ma gratitude seulement par des mots. Que ALLAH vous protège et vous garde pour nous.

A mes frères, ma sœur, mon grand père et ma grande mère et toutes les membres de ma famille sans cité les noms.

A tous mes amis avec lesquels j'ai partagé mes moments de joie et de bonheur que toute personne l'ayant aidé de près ou de loin, trouve ici l'expression de ma reconnaissance.

Abdel Majid

Je dédie ce mémoire à:

Mes parents :

Mes mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour ; son soutient ; tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toutes son assistance et sa présence de ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérances, de courage et de générosité.

Mes professeurs qui doivent voir dans ce travail la fierté d'un savoir bien acquis.

Mes amis qu'il ma encourage toujours pour continue.

Zakaria

ملخص :

مثل أي نظام صناعي، النظام الكهروضوئي يمكن أن تتعرض خلال عمله لمختلف العيوب والتشوهات مما يؤدي إلى نقص في أداءه و حتى عطله التام. السماح لدقة التشخيص و الكشف عن مكان الخطأ في نظام PV يقلل تكاليف الصيانة ويزيد في الإنتاجية. هذا العمل المتواضع يهتك بوسيلة الكشف عن أخطاء جانب التيار المستمر للنظام كهروضوئي خاصة بواسطة تحليل خصائص I-V مولد PV.

الكلمات المفتاحية : نظام كهروضوئي، تشخي، الظل، الخصائص I-V P-V

Résume :

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, 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. L'objectif de mémoire est de proposer une méthode pour détecter et localiser des défauts conduisant en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques,. le choix s'est porté sur l'analyse de la caractéristique I-V du générateur PV pour les différents modes de fonctionnement considérés.

Les mots clefs : Système PV, diagnostic, ombrage, caractéristiques I-V P-V

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.

The goal of this workis to propose, by conducting the less possible measurements to meet the economic constraints , a methode to detect and isolate the faults causing a drop in the array yield. To achieve this goal, the analysis of the I-V characteristic has been chosen.

Keywords : PV système, diagnosis, shadow, caractéristique I-V P-V

CHAPITRE I : le système PV et ses défauts

Figure(I.1) : Module PV avec deux diodes de by-pass qui se chevauchent (overlay) 4
Figure(I.2) : Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau 5
Figure(I.3) : Evolution de la répartition des technologies de cellule industrialisées 5
Figure(I.4) : Mise en série des cellules PV dans le module 6
Figure(I.5) : Différentes configurations pour un champ de 36 modules 7
Figure(I.6) : Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque 7
Figure(I.7) : Caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement normal 8
Figure (I.8) : Schéma des topologies centrales d'un système PV connecté au réseau 9
Figure (I.9) : Schéma des topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau 10
Figure (I.10) : Quelques exemples de la localisation de défauts par la caméra thermique 14
Figure (I.11) : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV 16
Figure (I.12) : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant 18
Figure (I.13) : Différentes méthodes de diagnostic 22
Figure (I.14) : Différentes étapes de diagnostic par la méthode d'inférence 24

CHAPITRE II : système PV en modes sain et défaillant

Figure(II.1) : Synoptique du modèle d'un champ PV 26
Figure (II.2) : simulation du module PV BP 380 (80 W). 27
Figure (II.3) : courant génère en fonction de temps. 28
Figure (II.4) : tension du module en fonction de temps. 28
Figure (II.5) : puissance délivrée en fonction de temps. 29
Figure (II.6) : Caractéristique I(V) du module BP 380. 29
Figure (II.7): Caractéristique P(V) du module BP 380. 29
Figure (II.8) : L'influence de la température sur la caractéristique I(V). 30
Figure (II.9) : L'influence de la température sur la caractéristique P(V). 30
Figure (II.10): L'influence de l'irradiation sur la caractéristique I(V) du module BP 380. 31
Figure (II.11) : L'influence de l'irradiation sur la caractéristique P(V) du module BP 31
Figure (II.12) : Module PV (80Wc) relié a une batterie par l'intermédiaire d'un régulateur MPPT 32
Figure (II.13) : l'allure de l'irradiation en fonction de temps 33
Figure (II.14) : l'allure de courant en fonction de temps 33
Figure (II.15) : l'allure de puissance en fonction de temps. 34
Figure (II.16) : l'allure de courant de batterie en fonction de temps. 34
Figure (II.17) : l'allure de tension en fonction de temps. 35
Figure (II.18) : l'allure de puissance de batterie en fonction de temps 35
Figure (II.19) : l'allure de puissance de batterie en fonction de temps. 36
Figure (II.20) : le bloc de réglage court-circuit 36
Figure (II.21) : Le bloc de déclanchement de réglage de court-circuit. 37
Figure (II.22) : l'allure de courant de court-circuit. 37
Figure (II.23) : l'allure de tension de court-circuit. 38
Figure (II.24) : l'allure de puissance de court-circuit. 38
Figure (II.25) : l'allure du courant de court-circuit paramètre de la batterie. 38
Figure (II.26) : l'allure de tension de court-circuit paramètre de la batterie. 39
Figure (II.27) : l'allure de puissance de court-circuit paramètre de la batterie. 39
Figure (II.28) : schéma de simulation de panneaux PV 41
Figure (II.29) : Simulation des cellules en ombrage 42
Figure (II.30) : (i, v, p) de module PV partiellement ombré 43
Figure (II.31) : Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de by-pass défaillante 44
Figure (II.32) : Simulation de module en absence des diodes 44

CHAPITRE III : détection et localisation des défauts

Figure (III-1) : Organigramme des différents défauts pouvant exister sur une installation solaire PV 46
Figure (III-2) : Analyse de la chute de puissance lors d'un défaut d'ombrage sur le module PV 48
Figure (III-3) : L'organigramme du programme de détection de défaut d'ombrage 50
Figure (III-4) : Rayonnement direct et global en fonction de temps (heur) 51
Figure (III-5): Simulation de détection et d'identification de défaut d'ombrage sous Environnement 52
Figure (III-6): Allure des dérivées premières et secondes de la caractéristique I-V pour défaut D'ombrage (avec déférent pourcentage) 53

CHAPITRE I : le système PV et ses défauts

Tableau (I-1) : principaux défauts et anomalies rencontres dans un générateur PV 13
Tableau (I-2) : différents types de défauts analyses par la caractéristique I-V 19
Tableau (I-3) : comparaison des différentes méthodes de DLD 20

CHAPITRE II : système PV en modes sain et défaillant

Tableau (II.1) : caractéristique du module PV utilisé dans notre système. 27
Tableau (II-2) : impact des différents défauts sur les paramètres de la cellule 40

Liste des figures I
Liste des tableaux II
Table des matières III
Introduction générale 01

CHAPITRE I : SYSTEME PV ET SES DEFAUTS

I.1 INTRODUCTION 3
I.2 Description d'un système photovoltaïque 3
I.2.1 Générateur PV 3
I.2.2 Convertisseur 7
I.2.3 Câblage et boîte de jonction 11
I.2.4 Système de protection 11
I.3 Défauts dans le système photovoltaïque 12
I.4 Méthodes de diagnostic d'un champ PV 13
I.4.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées 14
I.4.1.1 Méthodes non-électriques 14
I.4.1.2 Méthodes électriques 15
I.4.2 Méthodes dans la littérature 16
I.4.2.1 Méthode de réflectométrie 16
I.4.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite 17
I.4.2.3 Analyse du point de fonctionnement 18
I.4.2.4 Analyse de la caractéristique statistique 18
I.4.2.5 Synthèse 19
I.5 Choix de l'approche de diagnostic 22
I.5.1 Différentes approches théoriques de diagnostic 22
I.5.2Diagnostic par la méthode d'inférence 24

I.5.CONCLUSION 24

CHAPITRE II : SYSTEME PV EN MODES SAIN ET DEFAILLANT

II.1 Introduction 26
II.2 Modélisation d'un module PV en fonctionnement sain 26
II.2.1 Simulation d'un Module PV 26
II.2.2 Paramètre de module BP 380 28
II.2.3 Influence de la température et l'éclairement sur les caractéristiques du module 30
II.2.3.1 influence de la température sur la caractéristique I(V) 30
II.2.3.2 Influence de l'irradiation sur la caractéristique I(V) 31
II.2.4 Simulation d'un module PV, un régulateur MPPT et une batterie 32
II.2.4.1 Présentation de l'MPPT 33
II.2.4.2 Les résultats avec Irradiation variable 33
II.2.4.2.1 Paramètre du module 33
II.2.4.2.2 Paramètre de la batterie 34
II.3 Modélisation d'un module PV en fonctionnement défaillant d'un module PV 36
II.3.1 Simulation d'un court-circuit 36
II.3.2 Défaut de mismatch et d'ombrage 39
II.3.3 Défaut de diodes de by-pass 43
II.4 Conclusion 45

CHAPITRE II : SYSTEME PV EN MODES SAIN ET DEFAILLANT

III.1. Introduction **46**
III.2. Etablissement d'une base de connaissances sur les différents défauts d'une installation photovoltaïque **46**
III.3. Méthodologie de détection et de localisation de défaut **47**
III.3.1. Détection de défaut d'ombrage **49**
III.3.1.1. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la puissance maximale en fonction du temps **49**
III.3.1.2. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la caractéristique I-V **52**
III.4 conclusion **54**

Conclusion générale **55**
Références bibliographiques

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. 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. L'objectif de ce mémoire est de proposer une méthode permettant de détecter et de localiser les défauts dans des installations PV. En prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques.

A l'heure actuelle, il existe des systèmes de monitoring qui permettent de calculer la puissance fournie par les panneaux et l'énergie associée par l'intermédiaire de capteurs de tension et de courant **[1]**. Il existe même des services qui permettent de faire la corrélation entre la production d'une installation et les conditions météorologiques **[1]**. Un satellite mesure l'ensoleillement émis sur le site et compare avec la productivité du champ. Les informations sont mensuelles et lorsqu'un écart important apparait, l'utilisateur est informé. Ce genre de service est une première étape intéressante vers une supervision précise de l'installation mais montre des limites car il ne permet pas de détecter et localiser dans un temps bref suite à l'apparition d'un défaut quelconque.

Notre méthode consiste à analyser les caractéristiques I-V et P-V, le mémoire est organisé comme suit :

- Le premier chapitre explique brièvement le système PV est ses défauts.
- Le deuxième chapitre parle sur le système PV en modes sain et défaillant.
- Le troisième chapitre explique la méthodologie de détection et localisation des défauts d'un système PV.

Et enfin une conclusion générale qui résume les résultats de ce mémoire.

I.1 Introduction

Dans ce chapitre Nous discutons de toutes les problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaïque et comment ces problématiques nécessitent une étude de détection et de localisation de défauts.

Dans la seconde partie, les différents composants d'un système photovoltaïque sont décrits. Les défauts associés à ces composants sont également identifiés. Parmi les défauts identifiés, seuls les principaux défauts sont retenus, sur la base de leur criticité et de leur occurrence, pour l'étude de la détection et de localisation de défauts.

La dernière partie de ce chapitre présente les différentes méthodes de diagnostic, industrialisées ou non, proposées pour détecter et/ou localiser des défauts dans un système photovoltaïque. Une brève étude bibliographique sur les différentes approches théoriques de diagnostic est menée pour choisir l'approche la plus adaptée dans le cas de diagnostic de défauts pour un système photovoltaïque.

I.2 Description d'un système photovoltaïque

Le synoptique électrique d'un système PV est illustré dans la Figure I-1. Nous le décrivons en considérant les différents composants suivants :

- Générateur PV : unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu convertisseur
- Câblage et boîte de jonction
- Système de protection : y compris la diode de by-pass, diode anti-retour et les autres dispositifs de sectionnement.

I.2.1 Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est l'unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu. Le composant élémentaire de cette unité qui convertit l'énergie solaire en l'énergie électrique est la cellule photovoltaïque.

i. Cellule PV

Il existe un grand nombre de technologies permettant la fabrication de cellules photovoltaïques mais beaucoup sont encore en phase de recherche. La Figure I-2 donne l'évolution Historique de la répartition de technologies industrialisées.

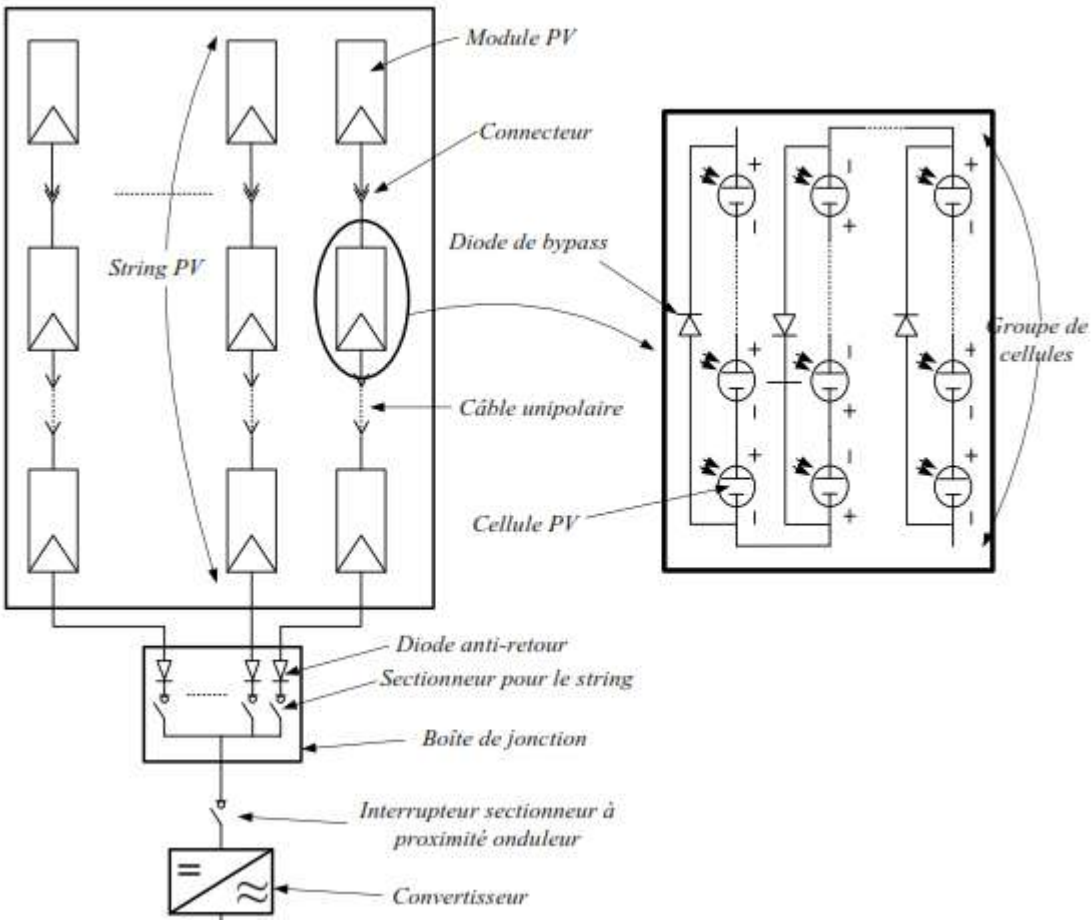


Figure I-1 : Synoptique électrique d'un système PV **[1]**

Les cellules actuellement industrialisées en grande quantité sont produites à partir de silicium (environ 80% en 2010 pour le silicium cristallin « c-Si »). La technologie amorphe (a-Si) qui a été une des technologies préférées a connu une baisse dans le marché actuel par rapport à la technologie couche mince. Par exemple, le marché de la technologie CdTe (Cadmium Telluride) a augmenté de 2% en 2005 à 13% en 2010. Une autre technologie de type couche mince comme CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) et les autres technologies émergeantes sont en voie de se développer, **[1]**.

La tension générée par une cellule photovoltaïque est limitée à la valeur du gap du matériau dont elle est issue. Elle est de l'ordre de 0.6 V pour les cellules de type cristallin et amorphe. Pour le courant, il est en fonction de la surface de la cellule et pour une même surface, il dépend du rendement de la cellule. Le rendement des cellules monocristallines est de l'ordre de 15 à 22%, tandis celui des cellules multi cristallines est de l'ordre de 10 à 15%.

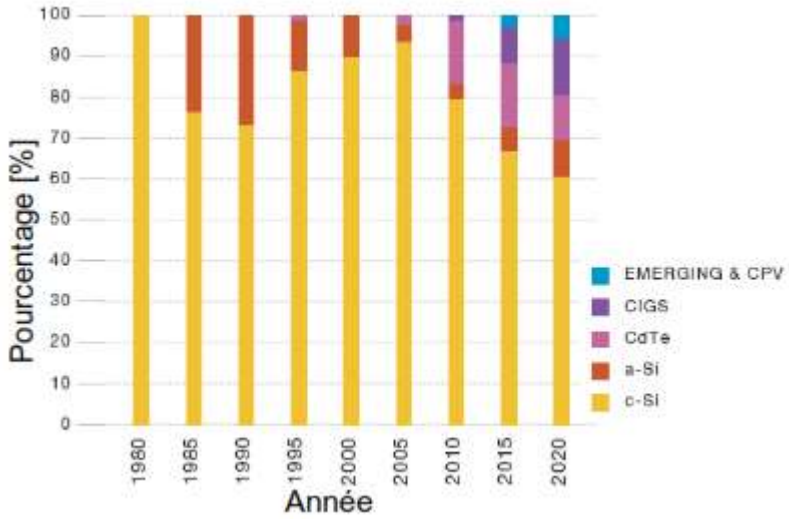


Figure I-2 : Evolution de la répartition des technologies de cellule industrialisées [1]

ii. Module PV

La tension et le courant, donc la puissance, d'une cellule ne sont pas adaptées aux applications courantes, il est donc nécessaire de les associer. De plus, les cellules photovoltaïques sont fragiles et sensibles à l'environnement extérieur, elles sont donc munies d'une protection mécanique (l'encapsulation). Pour toutes ces raisons, les cellules sont assemblées en modules photovoltaïques.

Les cellules sont généralement connectées en série dans les modules courants commercialisés. La mise en série des cellules permet d'augmenter la puissance. Le courant reste identique tandis que la tension est multipliée par le nombre de cellules en série. Un module PV « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais ce nombre de cellules peut varier selon les modules servant aux applications spécifiques. On peut trouver des modules de 40, 54, 60 ou même 92 cellules en série La Figure I-3 montre un module contenant 36 cellules interconnectées en série.

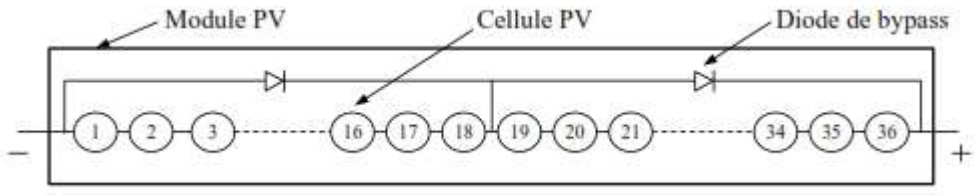


Figure I-3 : Mise en série des cellules PV dans le module

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est en- suite 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 dans le régime in- verse.

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 a été également pro- posée [1]. De plus, d'autres architectures de connexion des diodes de by-pass dans le module, comme on peut le voir dans la Figure I-4, ont été également proposées [2]. Mais ces propositions ne sont pas largement appliquées du fait de la difficulté de fabrication.

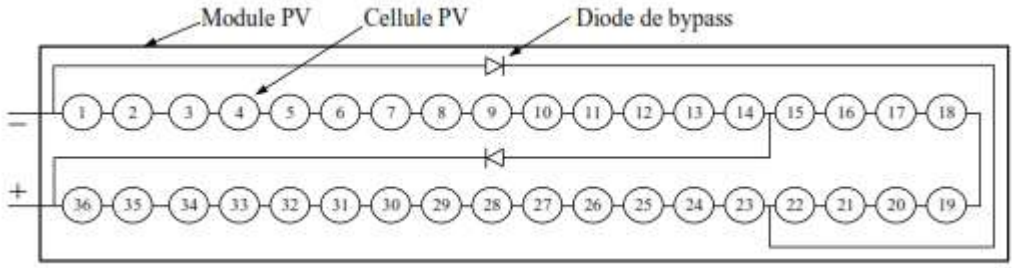


Figure I-4 : Module PV avec deux diodes de by-pass

iii. String PV

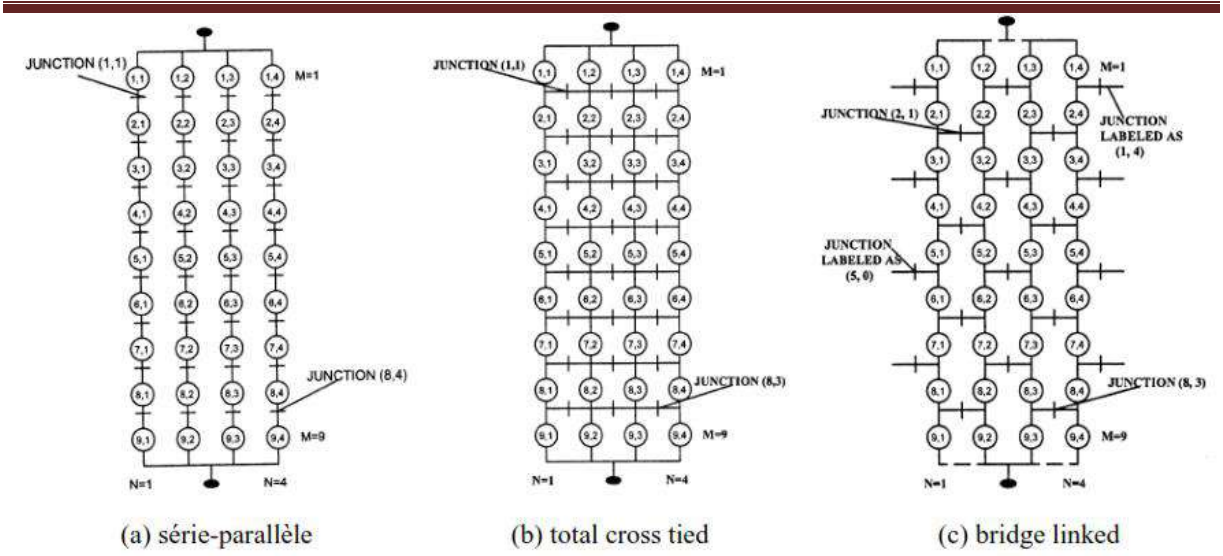
Un string PV, appelé également chaîne PV, est un ensemble de modules connectés en série afin de générer la tension de sortie spécifiée.

iv. Champ PV

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce groupement forme un champ photovoltaïque.

Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque : connexion série parallèle simple, connexion Total Cross Tide, connexion Bridge Linked. La Figure I-5 montre différentes configurations possibles pour interconnecter les 36 modules d'un champ photovoltaïque.

Il a été montré que les deux dernières configurations peuvent améliorer la performance du champ mais la viabilité économique empêche l'utilisation de telles configurations [3].



(a) série-parallèle (b) total cross tied (c) bridge linked

Figure I-5 : Différentes configurations pour un champ de 36 modules

I.2.2 Convertisseur

Comme il a été mentionné dès le début du chapitre le groupe convertisseur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV et la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage de hacheur suivi par un étage d'onduleur comme on peut le voir dans Figure I-6.

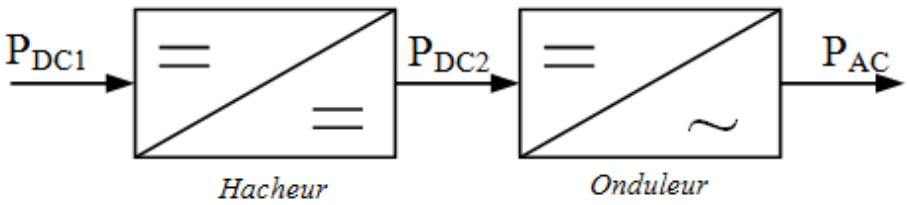


Figure I-6 : Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque

Le hacheur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV. C'est pourquoi il est muni d'un algorithme de recherche de type MPPT (Maximum Power Point Tracker). La puissance maximale extraite est ensuite convertie en puissance alternative active par l'onduleur.

i) Fonctionnement du MPPT

Un champ photovoltaïque peut être caractérisé par sa caractéristique statique courant/tension, souvent appelée caractéristique I-V. Une telle caractéristique d'un champ PV en fonctionnement normal est illustrée dans la Figure I-7.

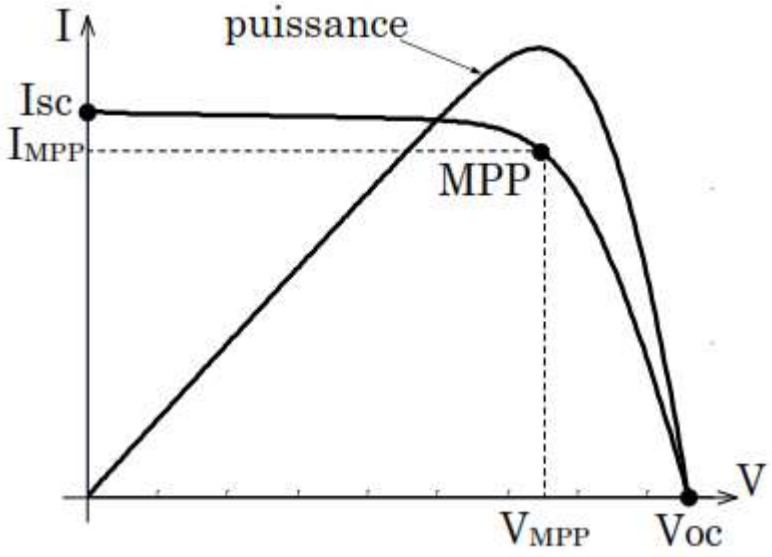


Figure I-7 : Caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement normal

Cette caractéristique s'étend du point de tension de circuit ouvert (Voc) au point de courant de court-circuit (Icc). Pendant l'opération, le champ PV fonctionne normalement en point de la puissance maximale (MPP). Le rôle de MPPT est de faire fonctionner le générateur PV à ce point MPP.

De nombreux algorithmes de MPPT ont été proposés dans la littérature pour la recherche du point MPP [04]. Ces algorithmes se différencient en termes de :

- Vitesse de convergence vers le point de MPP
- Capacité de trouver le vrai point de MPP
- Grandeurs mesurées
- Implémentation

ii) Architecture du convertisseur

Comme il a été mentionné dans le projet ; la partie DC est retenue dans ce travail. Nous ne nous intéressons donc qu'à la partie en amont de l'onduleur. Or, nous venons de montrer que le générateur PV n'est pas un composant élémentaire. Il résulte d'un assemblage de plusieurs modules en série parallèle. Alors, où sont placés les hacheurs dans la chaîne de conversion photovoltaïque ? De nombreuses architectures d'un champ photovoltaïque ont été proposées. Une étude bibliographique menée dans **[3]** a permis d'identifier six architectures principales qui peuvent encore classifiées en deux grandes topologies : topologie centrale et topologie modulaire.

- **Topologie centrale**

Les topologies centrales d'un système PV connecté au réseau sont illustrées dans la Figure I-8. I1 existe trois architectures principales : onduleur central, onduleur string et onduleur multi string.

Onduleur central : L'architecture la plus répandue de nos jours est le montage onduleur central qui consiste à utiliser un seul hacheur et un seul onduleur interfaçant le générateur PV avec le réseau électrique. Cette architecture est très attractive car elle est peu coûteuse, simple à entretenir et à surveiller.

Par contre, l'utilisation d'un seul MPPT pour le champ entier ne rend pas optimale l'extraction de puissance du champ ; en particulier lorsque celui-ci est partiellement ombré.

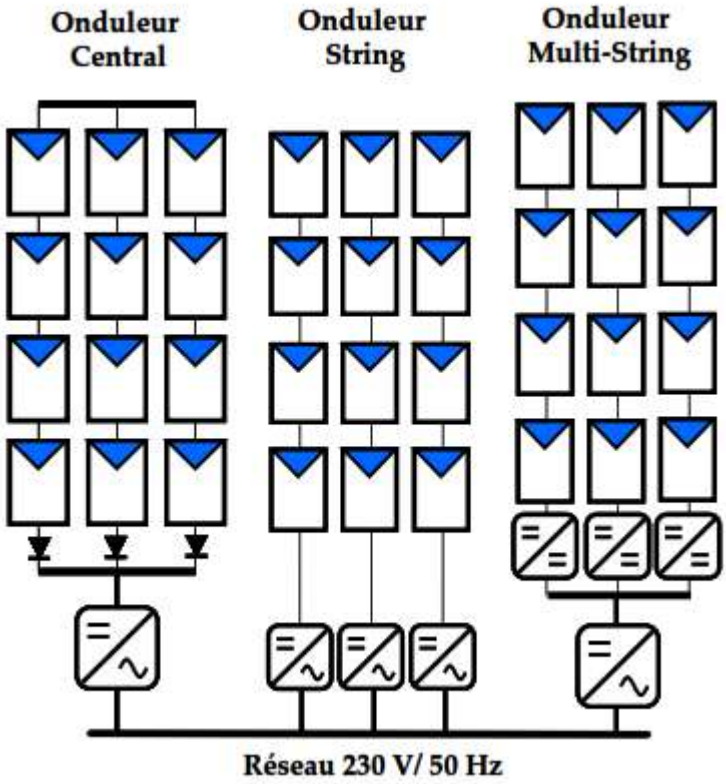


Figure I-8 : Schéma des topologies centrales d'un système PV connecté au réseau [1]

Onduleur string : Contrairement à la topologie « onduleur central », cette topologie utilise un hacheur et un onduleur par string. Ceci a pour effet d'augmenter le nombre de MPPT dans le champ et permet une meilleure continuité de service par rapport au montage centralisé, lors d'une défaillance de l'onduleur par exemple. Cette topologie permet également de mieux d'extraire la puissance maximale du générateur. Cependant, le coût global de l'installation augmente et les rendements des onduleurs string sont faibles lorsque la ressource solaire est diffuse.

Onduleur multi-string : L'onduleur multi-string permet d'utiliser un seul onduleur, tout en conservant la possibilité d'utiliser un MPPT par string en utilisant un hacheur par string. L'intérêt principal est de réduire le coût d'investissement par rapport à l'utilisation d'onduleurs string en regroupant l'inversion du courant en un seul élément. Par contre, la continuité de service et l'évolutivité de ce montage sont réduites compte tenu du nœud de puissance créé par cet onduleur unique.

- **Topologie modulaire**

Des systèmes plus modulaires ont également vu le jour pour se rapprocher au plus de la source d'énergie tels que les montages onduleur individuel (ou module AC), hacheur parallèle, et hacheur série. L'avantage de ces architectures est de réduire l'impact d'un module défaillant sur le fonctionnement global du champ, ce qui permet toujours d'extraire le maximum d'énergie du champ PV. En contrepartie, l'introduction d'électronique de puissance complexifie considérablement l'installation et la maintenance du système.

Les topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau sont illustrées dans la Figure I-9.

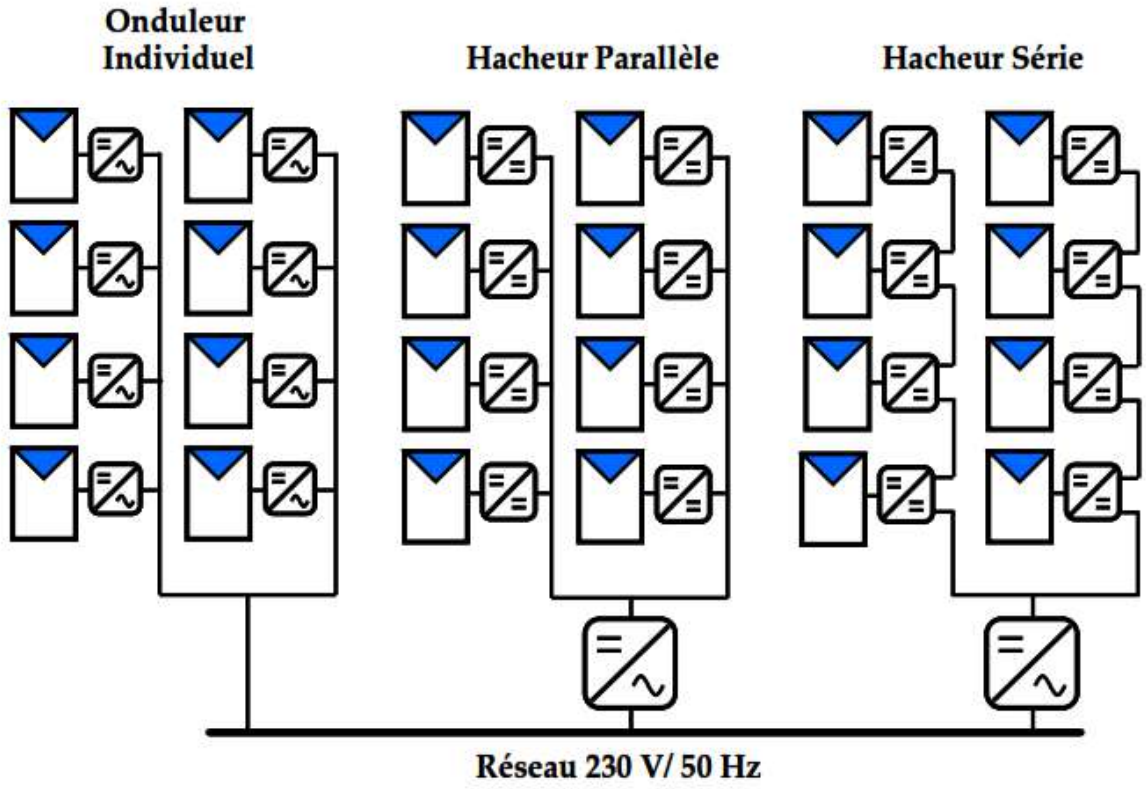


Figure I-9 : Schéma des topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau

- Onduleur individuel : cette architecture permet directement au module de fournir de l'énergie au réseau.
- Hacheur parallèle : elle utilise un hacheur par module connecté à un bus continu de tension plus élevée (400 V), auquel est relié un onduleur.
- Hacheur série : elle utilise aussi un hacheur par module, mais ceux-ci sont connectés en série afin d'augmenter le rendement de conversion du hacheur. Les montages utilisant un hacheur par module sont aussi appelées modules DC.

iii. Synthèse

Comme il a été adressé au début de ce paragraphe, seule la partie DC est retenue dans ce travail. Alors, selon l'architecture retenue pour l'installation photovoltaïque, la partie DC mentionnée peut se référer à un des différents niveaux : module, string ou champs.

I.2.3 Câblage et boîte de jonction

La mise en série de plusieurs modules pour constituer un string est assurée par des câbles. Pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, l'utilisation de câbles à simple conducteur avec double isolation est fortement recommandée.

Des connecteurs débranchables peuvent être utilisés pour simplifier la procédure d'installation. Ces connecteurs renforcent la protection contre les risques de choc électrique.

Si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs.

I.2.4 Système de protection

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV. Du fait que notre travail de thèse porte uniquement sur des défauts conduisant à une baisse de production, nous ne nous intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV.

i) Diode de by-pass

Comme il a été expliqué précédent, la diode de by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse.

ii) 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 inverse 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.

L'utilisation de la diode anti-retour introduit pourtant une perte dans la production du fait de la chute de tension causée par cette diode pendant le fonctionnement normal du champ PV. De plus, ces diodes peuvent se mettre en défaut et demandent par conséquent un contrôle régulier.

Un fusible est parfois utilisé à la place de la diode anti-retour. Par contre, l'utilisation du fusible ne permet pas de protéger le string contre le courant inverse. Le fusible doit être dimensionné afin que les composants du string (module, câble, connecteur) puissent supporter l'intensité du courant inverse lorsque ce dernier existe.

Le choix de l'un des deux composants réside donc sur la tolérance entre la perte en fonctionnement normal (pour le cas d'utilisation de la diode anti-retour) et la perte causée par le courant inverse (lors de l'utilisation du fusible).

I.3 Défauts dans le système photovoltaïque

Nous avons décrit dans la partie précédente les différents principaux constituant une unité de production d'un système PV. Nous décrivons dans cette partie les différents défauts et anomalies associés à ces composants.

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies apparus varient d'une installation à une autre en fonction de sa conception, installation, opération et maintenance.

Tableau I-1 présente une simple liste de défauts possible du système PV

TABLEAU I-1 : principaux défauts et anomalies rencontres dans un générateur PV

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	- 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
Boîte de jonction	- Rupture du circuit électrique - Court-circuit du circuit électrique - Destruction de la liaison
Câblage et connecteur	- Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts
Diode de protection (diode de by-pass et diode anti-retour)	- Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

I.4 Méthodes de diagnostic d'un champ PV

Dans la partie précédente, les principaux défauts ont été retenus à partir de la liste des défauts les plus fréquents en se fondant sur leur criticité et occurrence. Dans cette partie, nous montrons les méthodes de diagnostic existantes, même si l'intégralité des défauts retenus n'y est pas prise en compte.

Lors de la recherche des méthodes de diagnostic, il faut différencier ses deux fonctions : la détection et la localisation. Certaines méthodes utilisées ou proposées effectuent uniquement la fonction de détection. Tandis que certaines autres effectuent la fonction de localisation après que la détection de défauts a été réalisée. Quelques fonctionnalités sont aussi prises en compte telles que la finesse de diagnostic, les mesures nécessaires et la capacité de diagnostiquer en ligne.

L'étude bibliographique de la méthode de diagnostic se focalise sur deux axes : des méthodes courantes industrialisées et des méthodes proposées dans la littérature. La proposition d'une nouvelle méthode est présentée à la fin de cette partie.

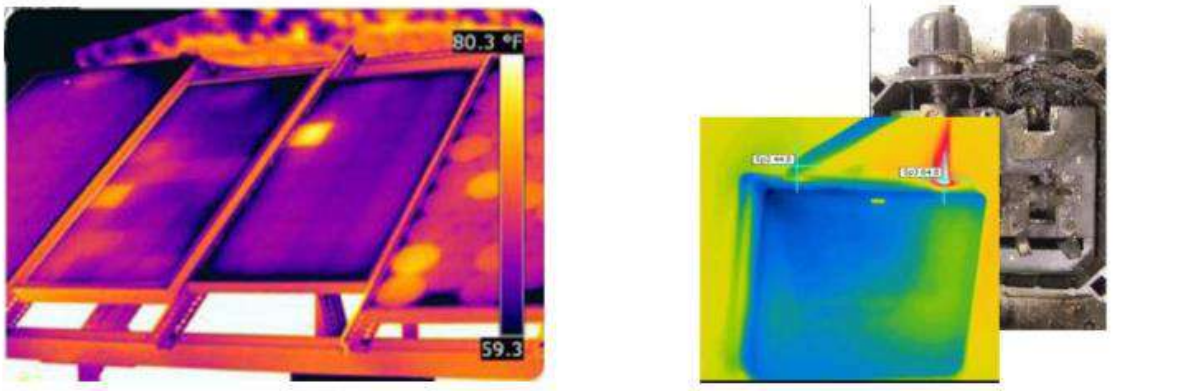
I.4.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées

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).

I.4.1.1 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. 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 I-10 : 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 by-pass **[5]**. Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction, la fonctionnalité de la diode anti-retour.

I.4.1.2 Méthodes électriques

Les systèmes de monitoring actuels d'un système PV sont essentiellement intégrés aux onduleurs. Dans ce cadre, 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 champ PV

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques. Ces données nécessitent un capteur spécifique (sonde de température et cellule de référence). Il convient, dans le cas où ces grandeurs sont nécessaires, de les traiter à l'aide d'un automate spécifique. Cet automate est relié à l'onduleur et centralise la totalité des données afin de les enregistrer et/ou de les envoyer sur un serveur distant.

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 décrites 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.

Ces données sont calculées directement par le microcontrôleur embarqué dans l'onduleur ou par l'automate associé. 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)

On voit que les produits existants offrent des fonctions pour l'exploitation d'une centrale (exploitation limitée à de la mesure du productible). Les informations peuvent être traitées localement ou à distance, sur une ou plusieurs installations.

En termes de diagnostic pour de la maintenance préventive ou curative, il existe très peu d'informations et de fonctionnalités. Au mieux, seule une mesure tension/courant string par string permet d'identifier un éventuel déséquilibre de production et/ou une défaillance d'un onduleur.

I.4.2 Méthodes dans la littérature

De nombreuses méthodes de diagnostic ont été proposées pour détecter et localiser les défauts dans un système PV. Nous résumons dans cette partie les différentes méthodes proposées.

I.4.2.1 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 diagnostiquer. 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. Cette méthode a été également appliquée pour détecter le défaut dans un string photovoltaïque.

Un signal de type d'échelon ou d'impulsion est injecté dans le string PV qui consiste en une série de modules connectés par des câbles. L'étude expérimentale menée par a confirmer la possibilité de localiser la position de défaut de type « circuit ouvert », « court-circuit » et « augmentation d'impédance » dans le string.

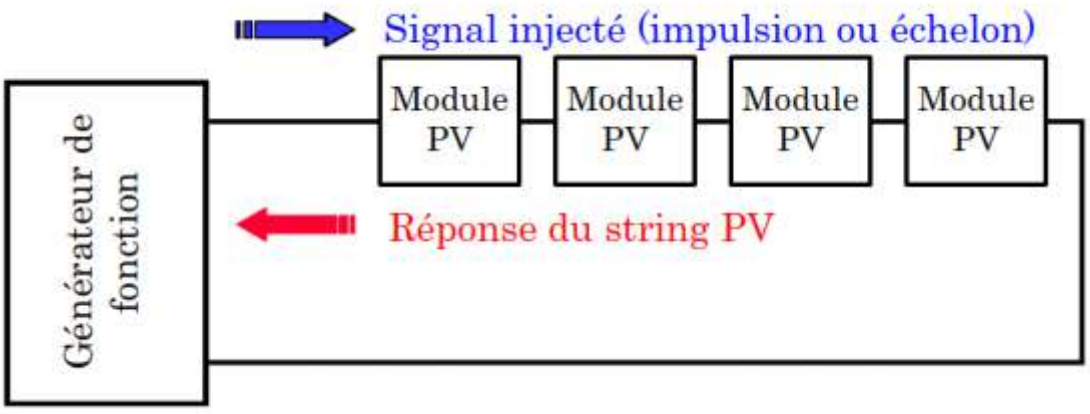


Figure I-11 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV

I.4.2.2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite

D'une manière similaire à la méthode utilisée par les onduleurs commerciaux, de nombreuses études dans la littérature reposent sur l'analyse de la puissance et de l'énergie pro- duite par le champ PV pour faire la détection et la localisation de défauts qui y sont apparus. La puissance ou l'énergie actuelle (mesurée) est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut. Par contre, une meilleure localisation de défauts peut être accomplie dans ces travaux grâce à une analyse plus approfondie sur les grandeurs mesurées.

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.

Dans les travaux de **[6]**, l'amplitude de la chute de la puissance produite a été évaluée. Selon l'amplitude de la chute et la condition de fonctionnement correspondant (ensoleillement et température), le nombre de strings et le nombre de modules par string étant en défauts peut alors être détecté.

Dans l'étude menée par **[7],** les attributs supplémentaires de la chute de l'énergie ont été analysés. Ces attributs sont l'amplitude, la durée et l'instant de la chute de l'énergie. Cette analyse permet de distinguer quatre familles de défauts :

- Pertes constantes d'énergie : dégradation, salissure, module défectueux, string défectueux
- Pertes variables d'énergie : ombrage, température élevée, échauffement de l'onduleur, erreur de MPPT
- Pertes totales : onduleur défectueux, défaillance du système de contrôle couverture par la neige

Les travaux menés par **[8]** se fondent sur le même principe que le cas précédent, par contre, différentes catégories de défauts ont été considérées. Ce sont :

- Défauts prolongés avec rendement nul : défaillance des composants, système dé- connecté (longue durée)
- Défauts brefs avec rendement nul : déconnexion temporaire de l'onduleur, système déconnecté (courte durée)

- Défauts d'ombrage : ombrage

Défauts avec rendement non nul et pas d'ombrage : erreur de MPPT, autres défauts.

I.4.2.3 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 **[9].**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 sui- vantes :

- modules défectueux dans un string
- string défectueux
- famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement
- fausses alarmes

I.4.2.4 Analyse de la caractéristique statistique

Nous avons vu précédemment qu'un champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique statique courant/tension (caractéristique I-V). La modification d'une telle caractéristique peut être espérée lorsque qu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par un changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou de défauts dans le champ. La Figure I-12 montre l'allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant (ombrage sur des cellules) comparée avec celle en fonctionnement normal.

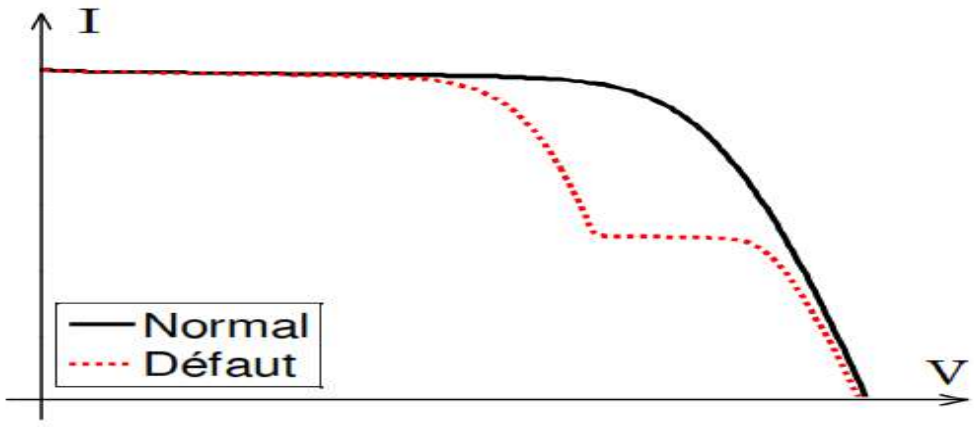


Figure I-12 : Allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant

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 **[10].**
- 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) **[11].**

L'utilisation de la caractéristique I-V pour détecter et localiser les défauts a été menée dans très peu de travaux. Par contre, l'analyse dans le sens inverse a été effectuée par de nombreuses études. Une telle analyse 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 de celui-ci. Le Tableau I-2 résume les différents travaux portant sur l'analyse de la per- formance d'un champ PV, via sa caractéristique I-V, face aux différents types de défauts.

TABLEAU I-2 : différents types de défauts analyses par la caractéristique I-V

Défauts	Niveau du système
Augmentation de la résistance série	Module
Diminution de la résistance shunt	Module
Mismatch	Module
	Champ
Ombrage	Module
	String/Champ
Connexion (court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ

I.4.2.5 Synthèse

Les différentes méthodes de diagnostic d'un champ photovoltaïque (couramment industrialisées ou non) avec leurs fonctionnalités sont résumées dans le Tableau I-3.

TABLEAU I-3 : Comparaison des différentes méthodes de DLD

Méthodes	Défauts	Mesures	Capacité de DLD	Online/ offline	Finesse de diagnostic
Méthodes non-électriques	- Fissure de la cellule	Image	Loca.	Offline	Cellule
Imagerie infra rouge	- Courant de fuite - Augmentation de la résistance de la connectique - Echauffement anormal des cellules, des modules - Dysfonctionnement de la diode (bypass et anti-retour)	Image	Loca.	Online + intervenant	Cellule Module String Champ
Méthode de réflectométrie	- Circuit ouvert - Court-circuit - Augmentation de l'impédance de la connectique	Signal réfléchi	Loca.	Offline	String
Analyse de la puissance et de l'énergie	- Familles de défauts non discriminables (voir paragraphe I.4.2.2)	I_{AC}, V_{AC}, G, T	Détec. Loca.	Online	Champ
Analyse du point de fonctionnement	- Modules défectueux - Strings défectueux - Défauts non discriminables entre (ombrage, vieillissement, erreur de MPPT) - Fausses alarmes	I_{AC}, V_{AC}, G, T	Détec. Loca.	Online	Champ
Analyse de la caractéristique statique	- Voir Tableau I-2	I-V complète	Détec. Loca.	Offline	Module String Champ

Abréviations : Détec.=Détection ; Loca.=Localisation ; IAC=Courant côté AC ; VAC=Tension côté AC ; G=Ensoleillement ; T=Température

Les différentes méthodes non-électriques offrent la possibilité de localiser très finement le défaut d'une cellule. Par contre, il est à savoir que ces méthodes sont généralement appliquées dans la phase de développement des cellules, ou pour le test de qualification ou encore plus pour un diagnostic plus approfondi pour des modules défectueux en fonctionnement.

Il est possible, grâce à la méthode de l'imagerie d'infrarouge, de localiser précisément le lieu où apparaissent les défauts dans des différents niveaux du système (module, string, champ), elle ne permet pourtant pas d'identifier la nature de défauts. En plus, une telle intervention ne sera envisagée qu'après l'apparition d'un défaut avérée. Ceci revient à dire qu'il est impossible d'automatiser le processus de diagnostic qui nécessite l'intervention d'un tiers.

La méthode de réflectométrie est limitée en nombre de défauts localisables (court-circuit, circuit ouvert, augmentation de l'impédance du câble/connectique). De plus, une telle intervention (injection du signal dans le string) nécessite une interruption du système et l'analyse du signal de retour nécessite également un traitement du signal bien sophistiqué.

La méthode de diagnostic reposant sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite offre la possibilité de détecter automatiquement la présence d'un défaut sans interrompre le système. Cependant, seule la famille de défauts peut être détectée. Il s'avère impossible de discriminer les défauts dans une même famille. En plus, une telle méthode s'applique uniquement pour un champ PV et non pas pour un string ou module.

L'analyse du point de fonctionnement offre un atout supplémentaire par rapport à l'analyse de la puissance ou de l'énergie produite. Grâce à cette analyse, il est possible d'identifier le niveau du système (module ou string) qui est en dysfonctionnement. Par contre, il est impossible d'identifier la nature des défauts apparus.

L'étude bibliographique a montré que de nombreuses études ont porté sur l'évaluation de l'impact des différents défauts par l'analyse de la caractéristique I-V résultante. Par contre, l'utilisation d'une telle caractéristique pour remonter à la nature des défauts n'est pas large- ment répandue. Deux raisons principales peuvent être citées comme barrière à l'application d'une telle méthode pour faire le diagnostic : la difficulté d'obtention enligne de la caractéristique complète I-V et la manque d'une base de données pertinente sur les causalités défauts/caractéristiques I-V.

Le premier verrou repose sur le fait que l'onduleur qui convertit la puissance continue en puissance alternative n'autorise l'évolution de son entrée que sur une plage limitée de tension qui est comprise entre 150V et 450V pour un onduleur connecté au réseau 230V. Or, l'obtention de la caractéristique I-V complète consiste à déplacer le point de fonctionnement du générateur PV du point de la tension de circuit ouvert jusqu'au point du courant de court-circuit . Ceci entraînera à une déconnexion de l'onduleur de la chaîne de conversion du système PV. Toutefois, une durée minimum est tolérée pour le fonctionnement hors zone admissible de l'onduleur. Quelques études expérimentales ont été menées pour confirmer cette possibilité [12].

Il ne reste donc que la deuxième barrière à lever qui consiste à établir d'une manière pertinente une relation causale entre les principaux défauts considérés et la caractéristique résultante, donc entre les défauts et les symptômes éventuellement apparus. Il existe donc

une potentialité dans l'analyse de la caractéristique I-V pour faire le diagnostic de défauts dans un champ PV.

Il est à rappeler que le dispositif de diagnostic que nous allons proposer doit respecter les contraintes de coût qui imposent le nombre de mesures et les contraintes d'implémentation qui font que le dispositif proposé doit être intégré dans la chaîne photovoltaïque. Or, nous venons de montrer que les défauts dans un champ PV peuvent être décrits par sa caractéristique I-V et que cette dernière peut être obtenue en ligne. Etant données ces contraintes et ces facteurs favorisants, nous nous orientons notre étude en nous fondant sur l'analyse de la caractéristique I-V pour faire la détection et la localisation de défauts. Une approche de diagnostic doit être choisie pour faire cette analyse et c'est ainsi l'objectif de la partie suivante.

I.5 Choix de l'approche de diagnostic

I.5.1 Différentes approches théoriques de diagnostic

D'une manière générale la détection et localisation de défauts pour la surveillance des systèmes nécessitent d'obtenir des symptômes caractéristiques du fonctionnement du procédé surveillé et des les analyser pour en déduire l'état du système. L'établissement des symptômes se fait toujours en référence à la connaissance du comportement sain dont on dispose. La forme (bruit, couleur, température, grandeurs électrique etc.) et la méthode de génération des symptômes sont tributaires de la forme prise par cette connaissance.

La classification des méthodes de diagnostic se fait généralement en fonction de la forme prise par la connaissance et, bien entendu, en fonction de la méthode d'analyse qui en découle. Les grandes familles de méthodes de diagnostic sont présentées dans la Figure I-13.

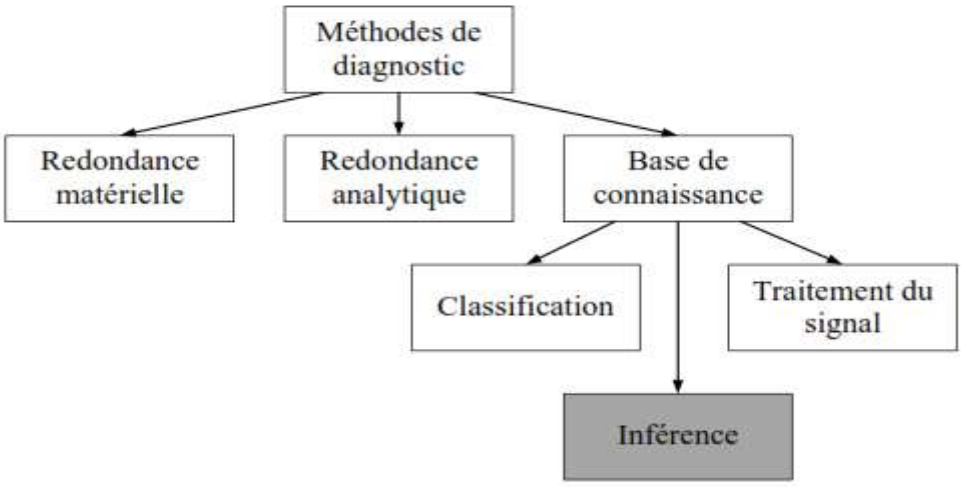


Figure I-13 : Différentes méthodes de diagnostic **[13]**

La méthode de redondance matérielle consiste à utiliser plusieurs composants (capteurs, actionneurs, générateurs etc.) identiques pour exercer une même fonction. Lorsqu'un écart existe entre les sorties de ces composants, celui qui est défectueux peut être facilement identifié. Dans l'application photovoltaïque, cette méthode est utilisée, dans certains onduleurs, pour identifier le string le plus faible. Il n'est pourtant pas possible d'identifier la nature de défauts.

La méthode de redondance analytique consiste à déduire l'état du système (processus) sur- veillé à partir de mesures (grandeur entrées/sorties) sur le système lui-même. Cette méthode requiert un modèle, généralement de type modèle d'état, qui peut représenter le système sur- veillé. Or, comme nous l'avons déjà vu, le système PV est composé de différents composants de natures différentes. La construction du modèle d'état d'un tel système est compliquée et voire impossible à faire. La méthode de redondance analytique n'est donc pas appropriée pour le diagnostic de défauts d'un champ PV.

La méthode de diagnostic à base de connaissance peut être encore divisée en trois grandes familles : la méthode de traitement du signal, la méthode de classification et la méthode d'inférence. La méthode de traitement du signal repose sur l'extraction des symptômes à par- tir du signal mesuré. Les techniques d'extraction couramment utilisées sont la démodulation, filtrage, FFT, analyse de l'ondelette etc. Néanmoins, cette technique d'extraction ne peut être appliquée que pour les signaux qui se répètent dans le temps tels que le courant, la tension, la vibration, l'onde acoustique etc. Or, la caractéristique I-V sur laquelle nous voulons faire l'analyse est le signal du type instantané qu'il n'y a pas d'évolution dans le temps.

Il ne reste donc que deux méthodes à choisir entre la méthode de classification et la méthode d'inférence. Le choix d'une de ces méthodes dépend de la connaissance qu'on a sur la relation entre les défauts et les symptômes [14]. Si aucune connaissance structurelle n'est acquise, la méthode de classification est sélectionnée. Dans le cas contraire, la méthode d'inférence est choisie. Or, nous avons montré dans la partie précédente qu'il existe une causalité entre défauts et les symptômes présentés dans la caractéristique I-V. Par conséquent, la méthode d'inférence est choisie pour faire la détection et la localisation de défauts d'un champ photovoltaïque.

I.5.2 Diagnostic par la méthode d'inférence

La méthode de diagnostic à base d'inférence peut être décomposée en trois étapes principales comme on peut voir dans la Figure I-14 **[14].**

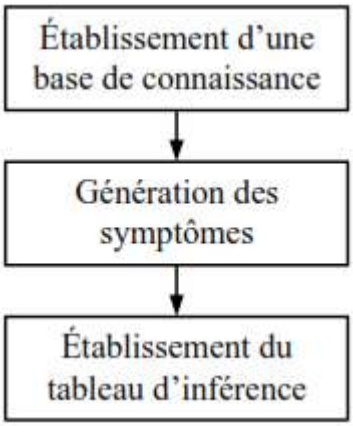


Figure I-14 : Différentes étapes de diagnostic par la méthode d'inférence

La toute première étape de cette méthode d'inférence consiste à établir une base de con- naissance 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 con- naissance 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.

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte de l'étude a été d'abord présenté et toutes les problématiques autour de la productivité d'une installation photovoltaïque ont été discutées. Le retour d'expérience sur des installations PV opérationnelles a montré qu'un système de monitoring classique est un atout dans l'amélioration de la productivité de ces installations. Un système de détection et de localisation est donc indispensable.

Ce travaille concentrée sur la détection et la localisation de défauts dans la partie DC du système PV. L'étude bibliographique sur les différentes topologies d'interface entre la partie DC et la partie AC a été également menée. Suivant la topologie retenue pour l'installation, la partie DC mentionnée peut se référer à un des différents niveaux : module, string ou champ.

Les principaux défauts dans la partie DC du générateur ont été retenus à partir d'une liste de défauts les plus fréquents, établie par le retour d'expérience des partenaires

du projet. Ces principaux défauts ont été classés selon les différents composants du système PV :

- Défauts dans le générateur PV
- Défauts dans la boîte de jonction
- Défauts dans le câblage et la connectique
- Défauts dans le système de protection

Un état de l'art sur les différentes méthodes de diagnostic de défauts d'un champ PV a été établi. Parmi les méthodes courantes industrialisées et proposées dans la littérature, la méthode reposant sur l'analyse de la caractéristique statistique I-V a montré une potentialité prometteuse.

II.1 Introduction

Nous avons constaté dans le chapitre 1 que la caractéristique I-V d'un champ PV possédait la capacité de fournir des informations sur l'état de celui-ci. Pour analyser ce potentiel, une connaissance des différents comportements du champ PV pour les défauts considérés dans le tableau I-1 (Cf. Chapitre 1) est indispensable. La méthode directe pour obtenir ces comportements consiste à créer physiquement les défauts considérés dans un champ PV réel et à enregistrer le comportement du champ résultant.

L'objectif de ce chapitre est de concevoir un modèle d'un champ PV défaillant qui permet d'obtenir la caractéristique I-V à une condition de fonctionnement donnée (ensoleillement et température) pour un défaut quelconque et pour une configuration quelconque du système PV (module, string ou champ). Le défaut à l'entrée du modèle peut être un défaut simple ou plusieurs défauts accumulés. Le synoptique du modèle souhaité est montré dans la Figure II-1.

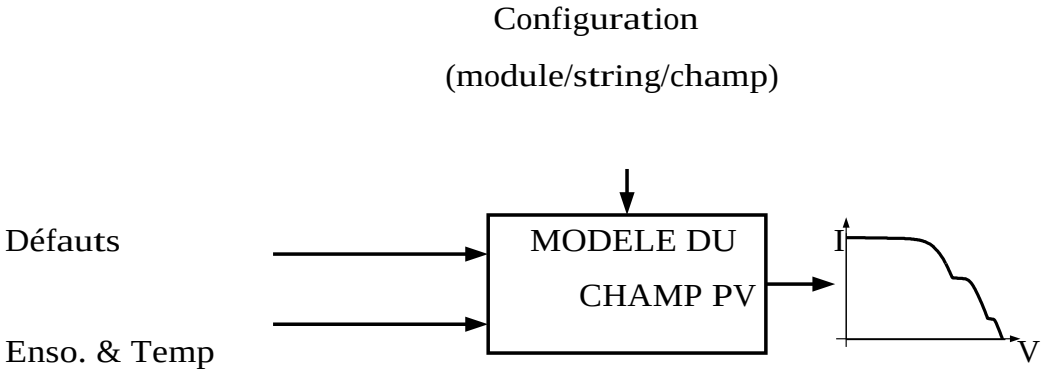


Figure II-1 : Synoptique du modèle d'un champ PV

II.2 Modélisation d'un module PV en fonctionnement sain

II.2.1 Simulation d'un Module PV

Cette simulation nous permet de tracer les caractéristique I(V), P(V) d'un module PV dans des conditions standard (irradiation 1000 W/m² et température 25 °C masse d'air 1.5), le module PV qu'on a modélisé est de type BP 380 (80 W) ayant les caractéristiques suivantes :

Tableau (II.1) : Caractéristique du module PV utilisé dans notre simulation**.**

Caractéristique électrique typique	**BP 380**
Puissance maximale P_{max}	80 W
Minimum garanti P_{max}	76 W
Tension a P_{max} (V_{mpp})	17.6 V
Courant a P_{max} (I_{mpp})	4.55 A
Courant de court-circuit (I_{sc})	4.8 A
Tension a circuit ouvert (V_{oc})	22.1 V
Coefficient de température de I_{sc}	(0.065 ±0.015) %/K
Coefficient de température de V_{oc}	-(80±10)mV/K
Coefficient de température de la puissance	-(0.5±0.05)%/K
Nombre de cellules série	36
Résistance sérieR_s	0.12 Ohm

La figure ci-dessous représente la simulation du module PV BP 380 (80W).

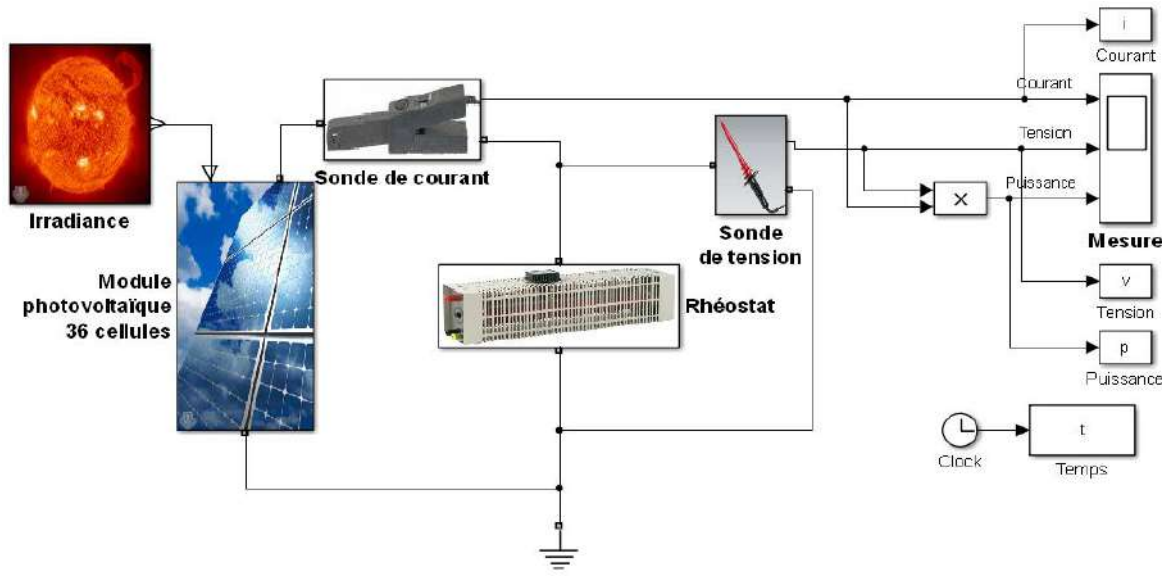


Figure (II.2) Simulation du module PV BP 380 (80 W).

Une fois ce modèle est valisé on peut simuler n'importe quel panneau PV sachant ses caractéristiques.

II.2.2 Paramètre de module BP 380

Avant de définir les différentes caractéristiques de module BP 380 on doit tout d'abord confirmé les paramètres écrite sur le module (I_c,V_{co},P_{max}) et aussi le bon fonctionnement de notre simulation.

Les résultats sont les suivants :

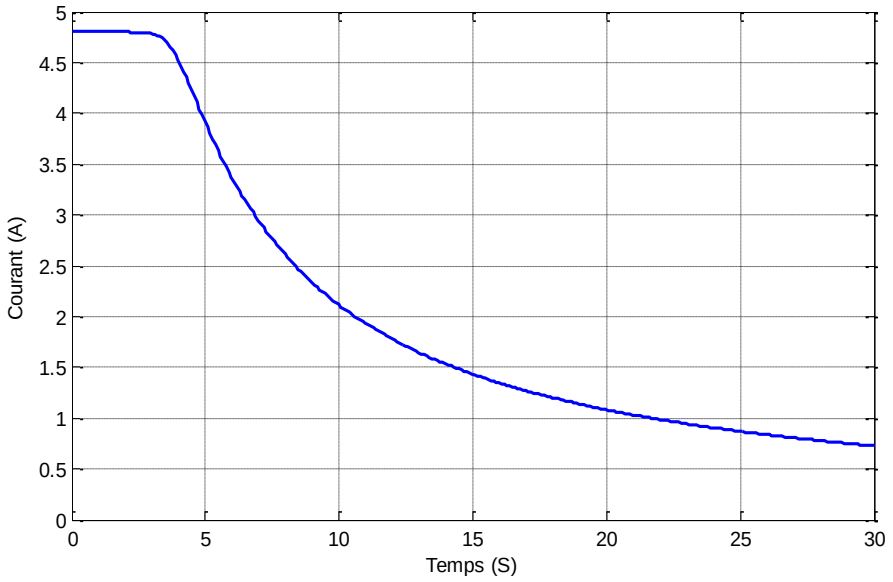


Figure (II.3) courbe de courant génère en fonction de temps.

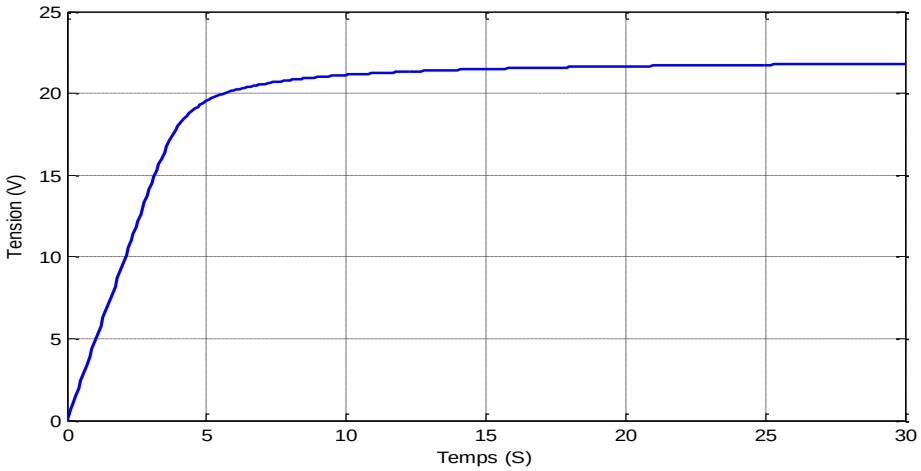


Figure (II.4) : courbe de la tension du module en fonction de temps.

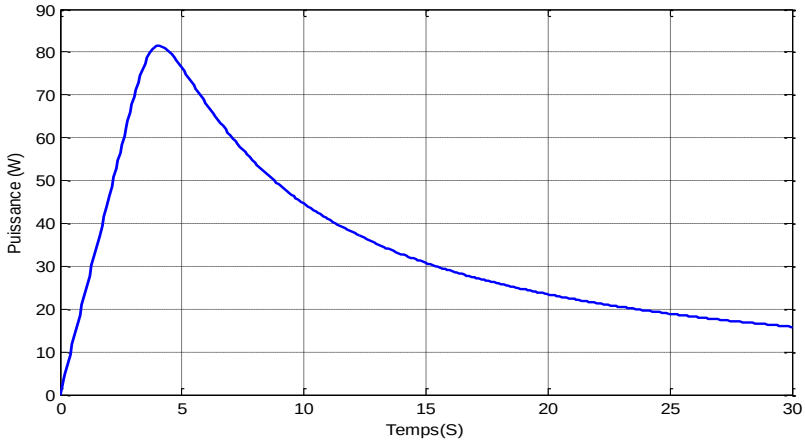


Figure (II.5) : courbe de la puissance délivrée en fonction de temps.

On constate que les valeurs de la simulation sont identiques a ceux trouvé sur la plaque du module.

Une fois les valeurs sont vérifier et que la simulation marche parfaitement on trace les courbes des caractéristiques I=f(V) et P=g(V).

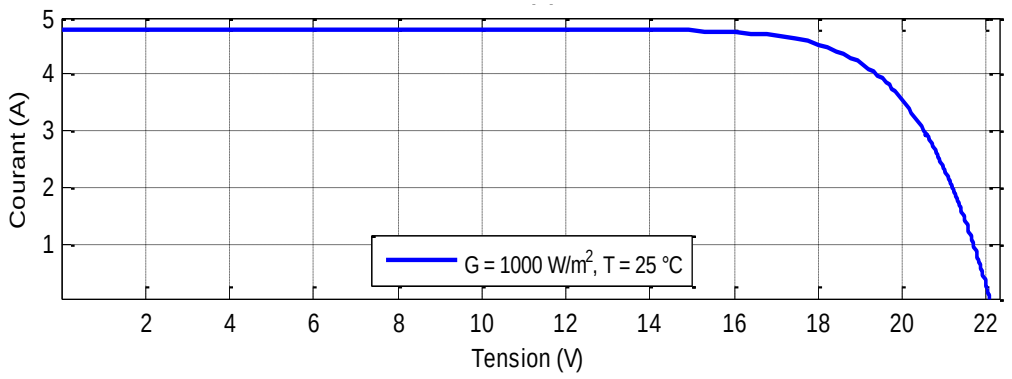


Figure (II.6) : caractéristique I(V) du module BP 380.

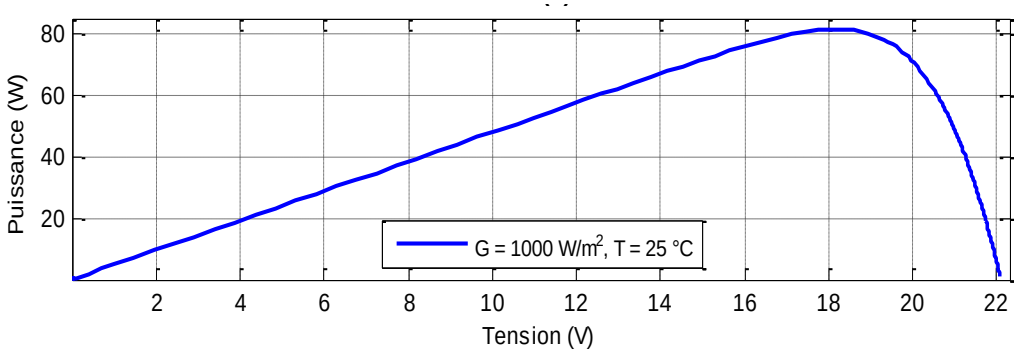


Figure (II.7): caractéristique P(V) du module BP 380.

Les deux figures (II.6 et II.7.) montres les caractéristique I(V) et P(V) du module BP 380 On déduit aussi les différents grandeurs électrique I_{mpp}, V_{mpp} et les comparé par celle écrite sur la fiche technique du panneau.

II.2.3 Influence de la température et l'éclairement sur les caractéristiques du module

Maintenant on varie l'éclairement et la température pour voir leur influence sur les caractéristiques on prend les valeurs G=(200,400,600,800,1000) W/m² pour l'éclairement et T=(5,15,25,45,65)°C pour la température.

II.2.3.1 influence de la température sur la caractéristique I(V)

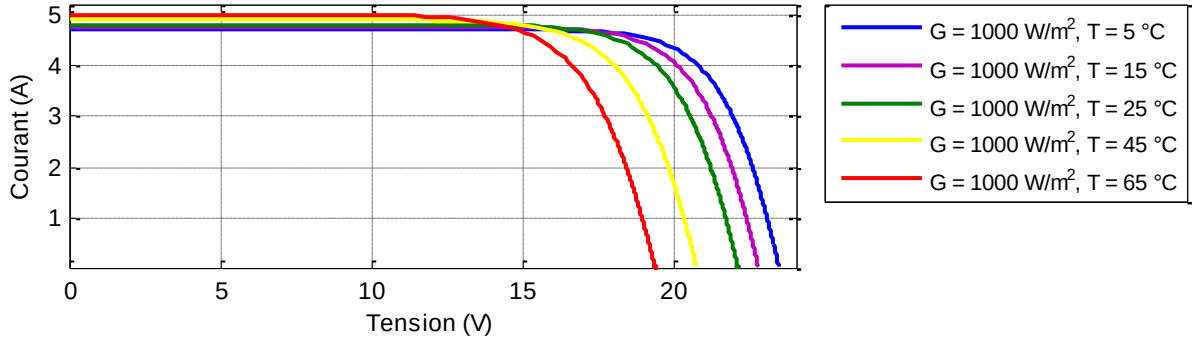


Figure (II.8) : L'influence de la température sur la caractéristique I(V).

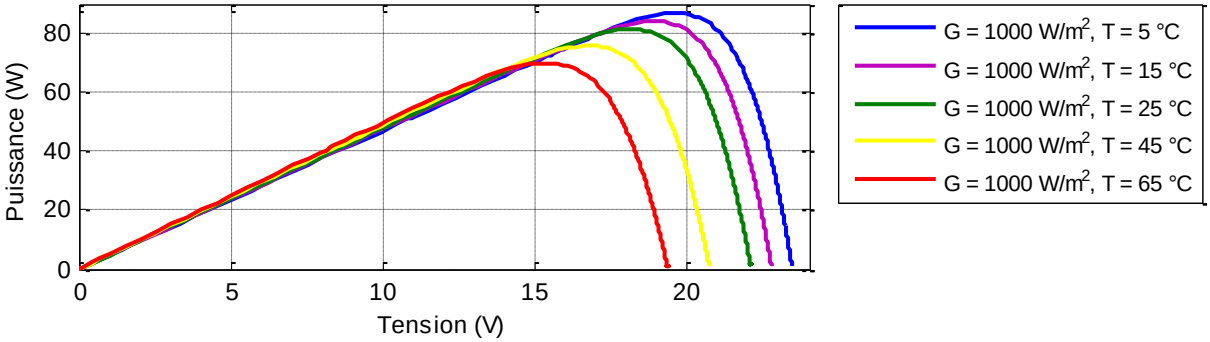


Figure (II.9) : L'influence de la température sur la caractéristique P(V).

Pour une irradiation de 1000 W/m², on remarque une importante influence de la température sur la caractéristiques I(V) et P(V) du module BP 380, le courant I_{cc} est presque constant lorsque la température augmente tandis que la tension V_{co} varie de façon significative, plus la température est importante plus la tension diminue, ce changement influe sur le point de puissance maximale de la courbe P(V), plus la température augmente le point de puissance maximale diminue.

II.2.3.2 Influence de l'irradiation sur la caractéristique I(V)

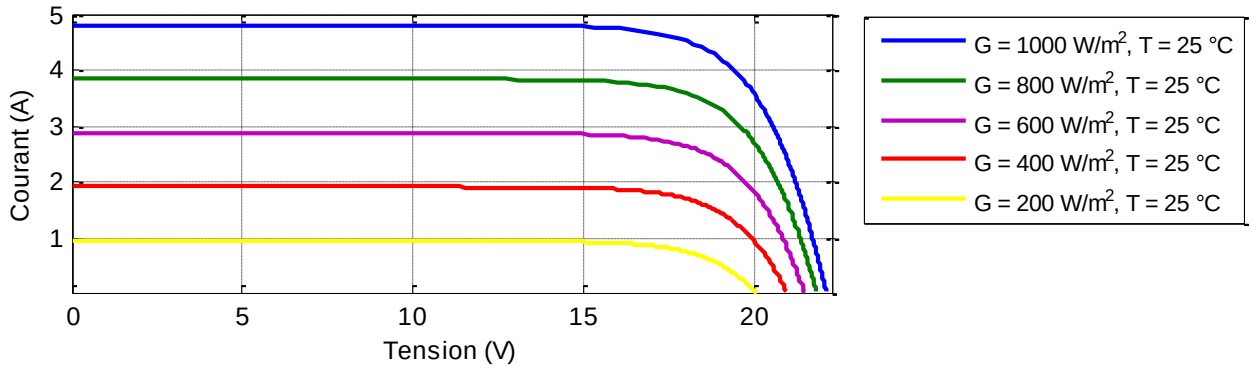


Figure (II.10): L'influence de l'irradiation sur la caractéristique I(V) du module BP 380.

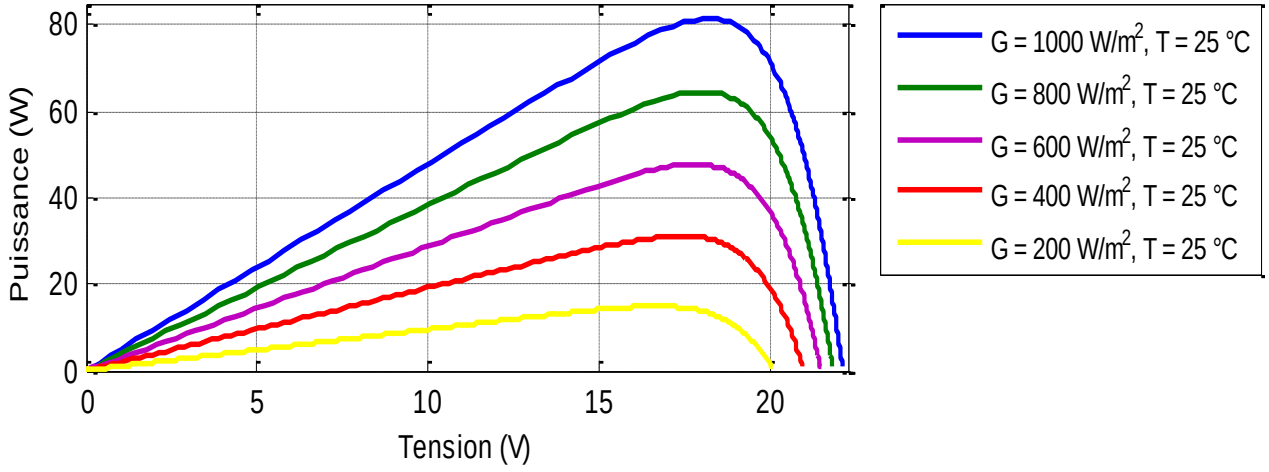


Figure (II.11) : L'influence de l'irradiation sur la caractéristique P(V) du module BP 380.

Pour une température de 25°C, on remarque que l'irradiation a une importante influence sur le courant de court-circuit de module BP 380, plus l'irradiation est forte le courant Icc augmente, par contre on distingue une légère diminution de la tension V_{co} pour les fortes irradiations, cela varie aussi le point de puissance maximal qui augmente proportionnellement avec l'irradiation.

De cette premier partie on conclue que l'irradiation et la température ont une influence sur les caractéristiques de panneau solaire, on remarque aussi que la puissance maximale de générateur PV est très sensible a l'éclairement par contre cette puissance maximale diminue légèrement avec la température.

II.2.4 Simulation d'un module PV, un régulateur MPPT et une batterie

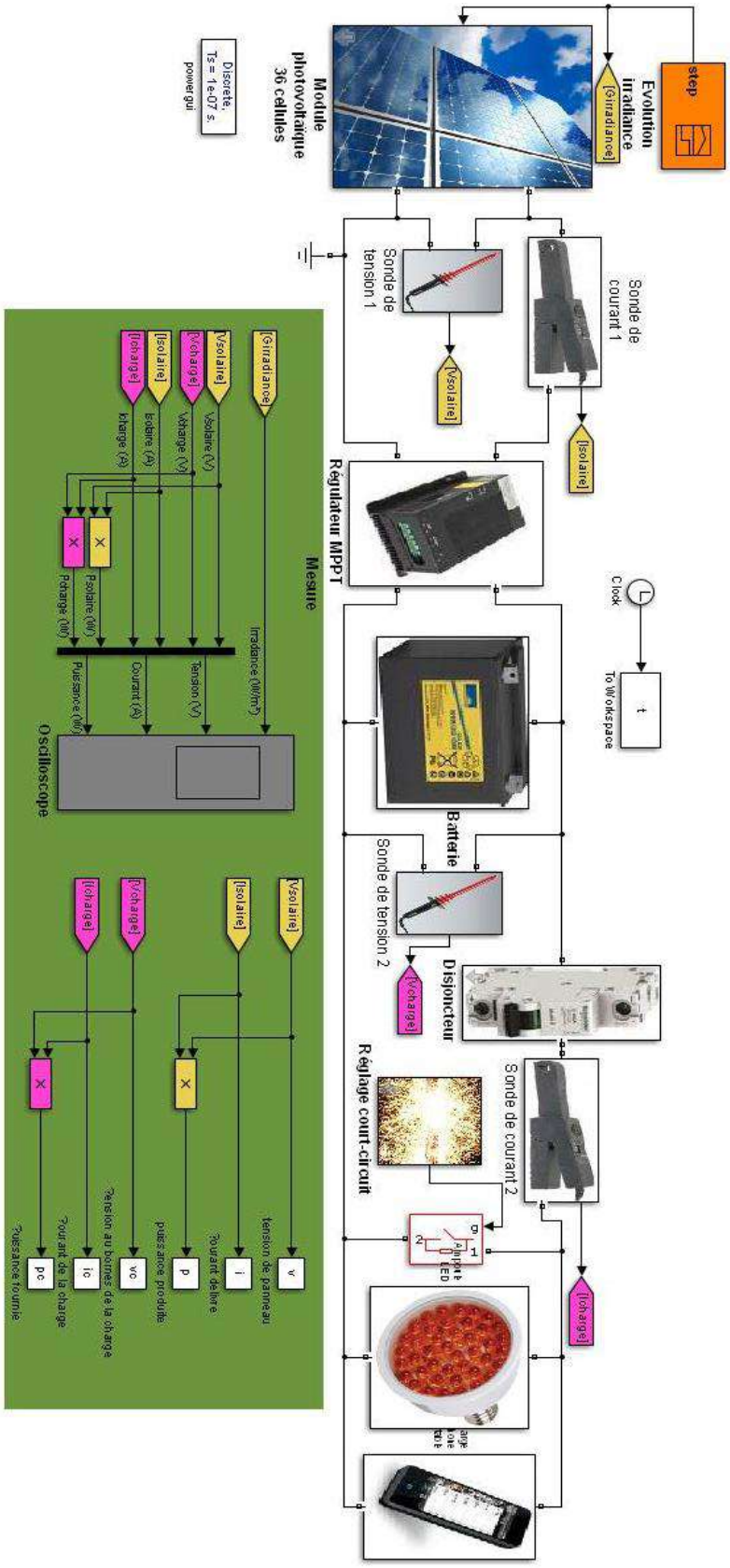


Figure II-12 : Module PV (80Wc) relié a une batterie par l'intermédiaire d'un régulateur MPPT

II.2.4.1 Présentation de l'MPPT

La figure représente le model de simulation d'un système photovoltaïque autonome constitué d'un panneau solaire avec un régulateur MPPT et une batterie l'ensemble est connecte a une charge a courant continue, le régulateur MPPT permet d'obtenir une puissance maximale quelque soient l'ensoleillement la température et la charge.

II.2.4.2 Les résultats avec Irradiation variable

Dans cette partie on considère que l'irradiation reçu sur le module modélise deux heurs d'ensoleillement à midi solaire pour une journée d'hiver, cela pour estimer la production de notre système dans les pires conditions.

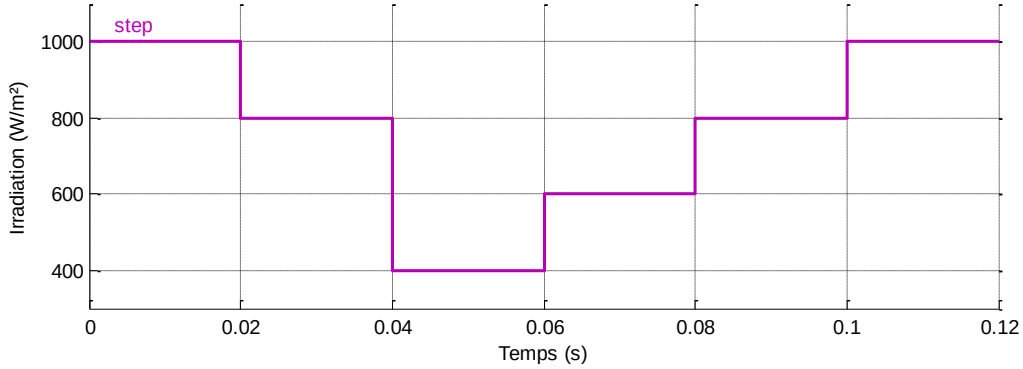


Figure (II.13) : l'allure de l'irradiation en fonction de temps.

II.2.4.2.1 Paramètre du module

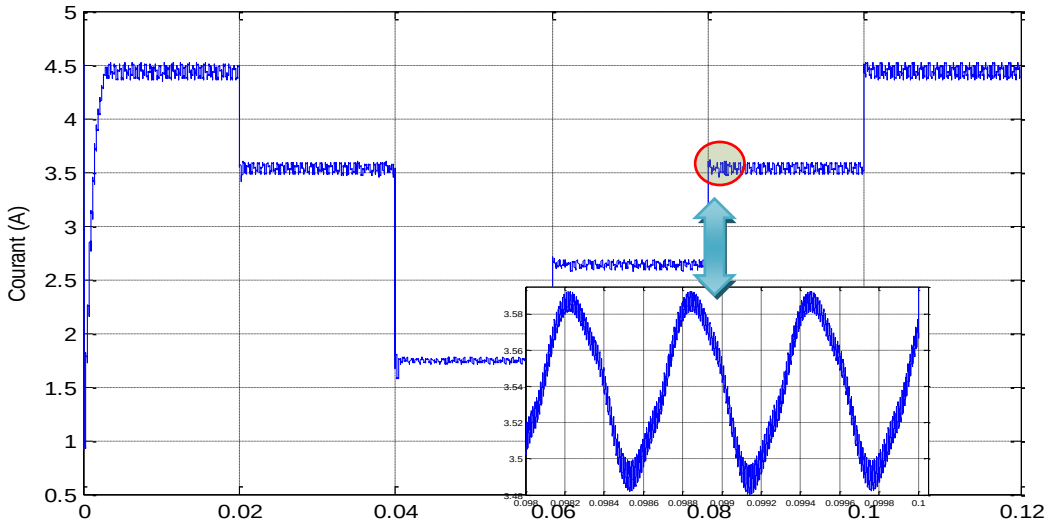


Figure (II.14) : l'allure de courant en fonction de temps.

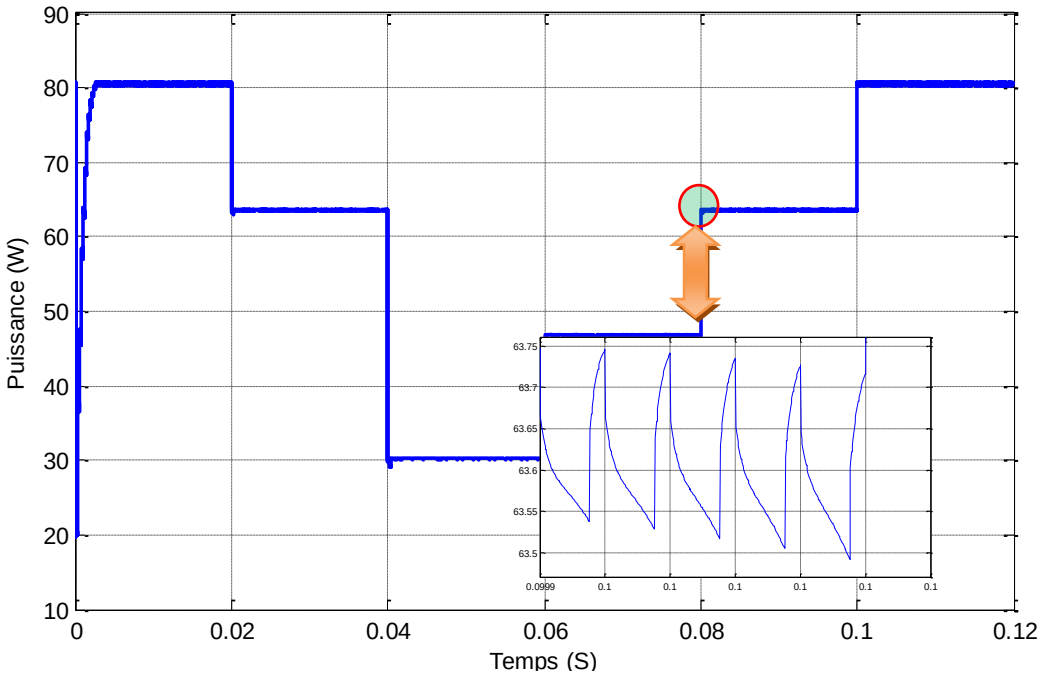


Figure (II.15) l'allure de puissance en fonction de temps.

Les deux figures précédentes (II.14 et II.15) représente les paramètres d'un module connecte a un régulateur MPPT, on distingue que la puissance délivré par le panneau change suivant l'évolution de l'irradiation elle atteint la valeur maximale pour une irradiation de 1000 W/m², tandis que la tension de panneau reste constante (légère variation) autours de 17,6 V

II.2.4.2.2 Paramètre de la batterie

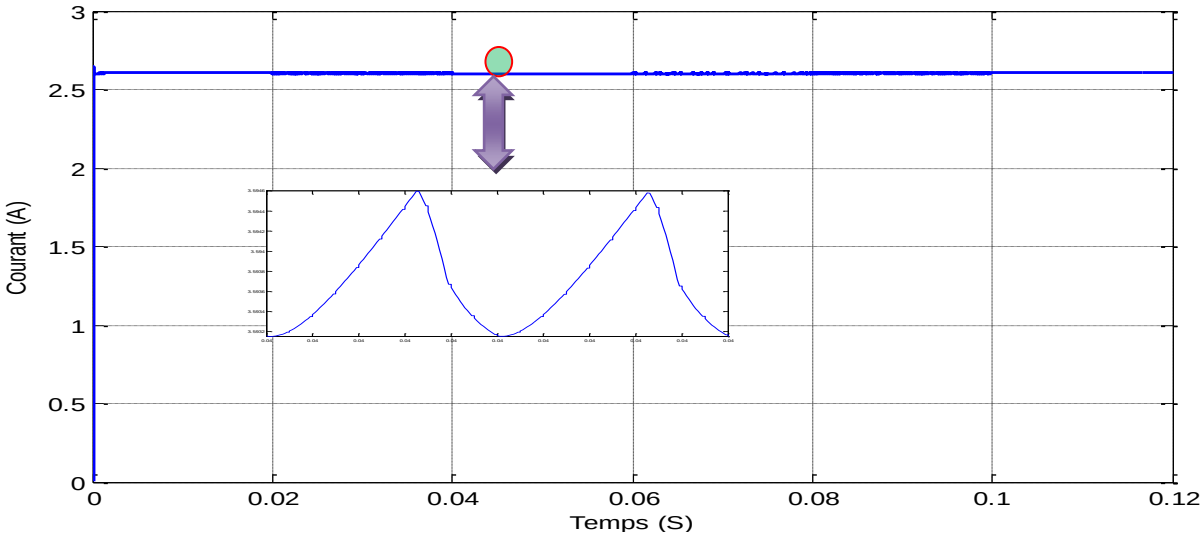


Figure (II.16) : l'allure de courant de batterie en fonction de temps**.**

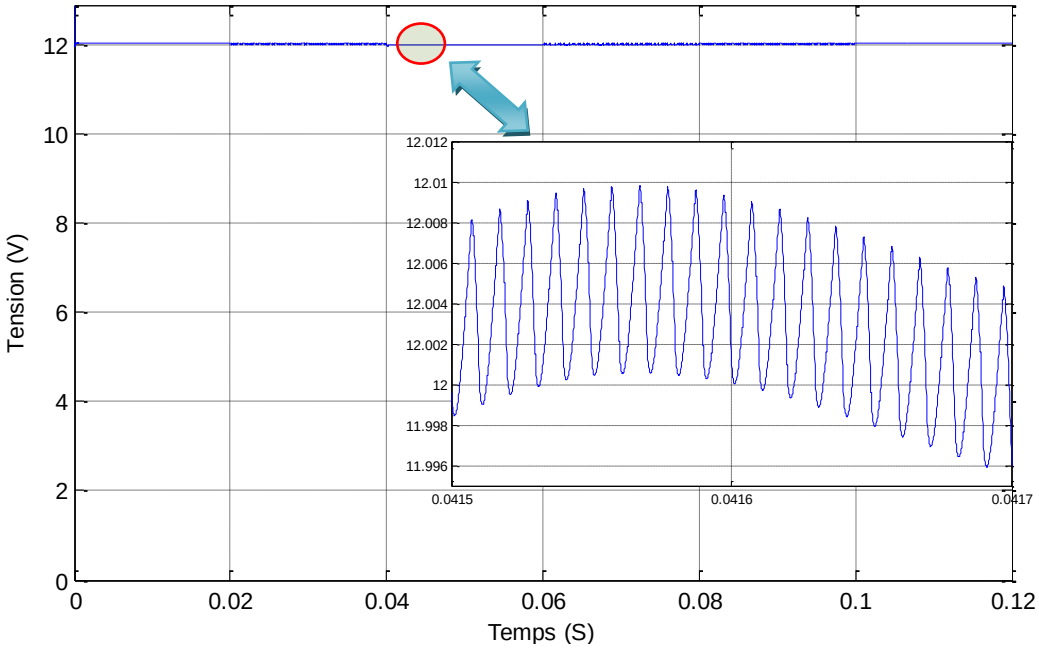


Figure (II.17) : l'allure de tension en fonction de temps.

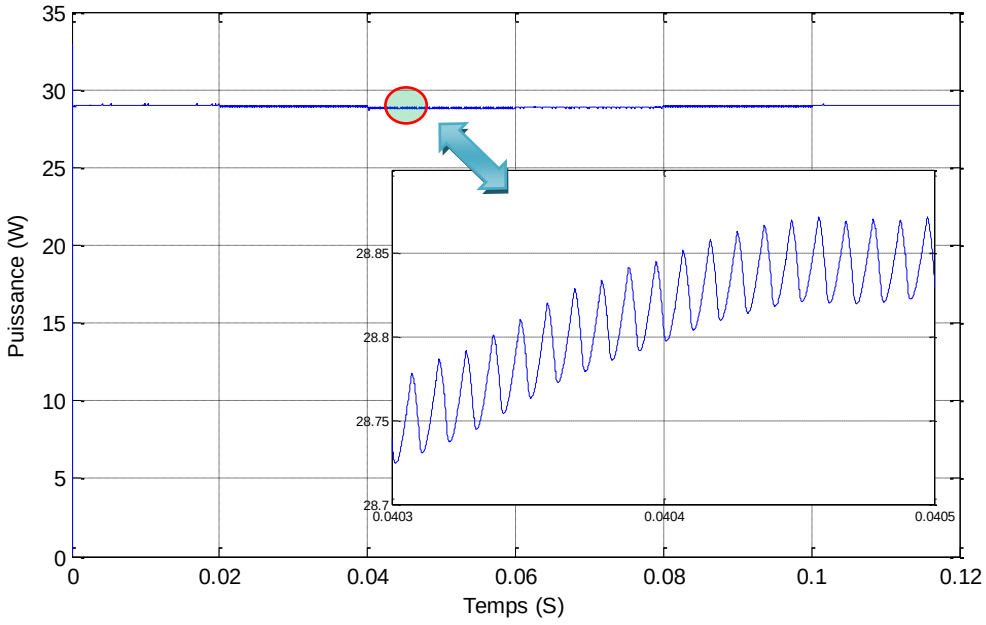


Figure (II.18) : l'allure de puissance de batterie en fonction de temps.

Apres la régulation des paramètres de panneau tracer dans les figures (II.14 et II.15) on distingue que les nouveaux paramètres fournie par la batterie a la charge figure (II.16 et II.17 et II.18) ont une valeur constante quel que soit l'irradiation reçu.

La puissance fournie par la batterie a la charge est de l'ordre de 34 W , cette puissance dépond essentiellement de la tension de la batterie qui égale dans notre exemple a 12 V pour augmenter cette tension on doit associer deux batterie en série ou bien remplacer cette batterie

avec une autre de 24 V , si on change la tension de la batterie et la rendre identique a celle de module (17,6 V) .

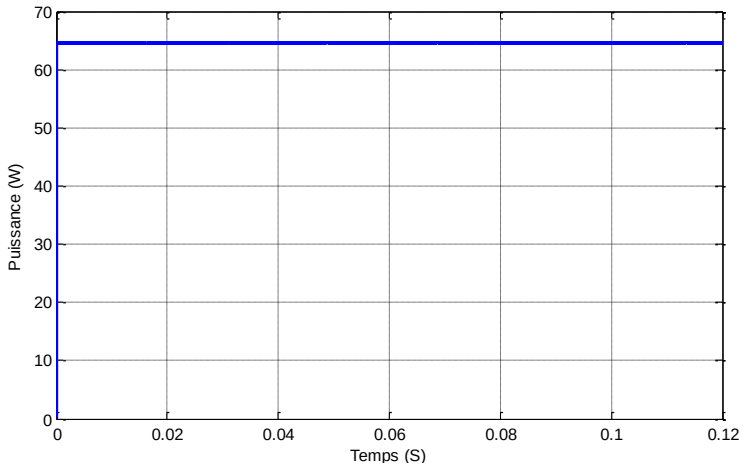


Figure (II.19) : l'allure de puissance de batterie en fonction de temps.

On conclue de cette partie que pour une même forme d'irradiation et pour une même température que la partie précédente (étape 2 irradiation variable) on distingue que les paramètres de panneau solaire change lorsqu'on a placé le régulateur MPPT, le changement principale c'est la tension de fonctionnement de panneau qui est au voisinage de

$V_{mpp} = 17{,}6$ V et cela quelque soient l'irradiation.

A premier vu on constate que les paramètres régulé avec le MPPT sont constante mais lorsqu'on fait un zoom sur ces paramètre on distingue clairement qu'il y'a des oscillations autours des pics pour se fixé en principe a sa meilleur valeurs, cela veut dire que le régulateur MPPT fonctionne parfaitement.

II.3 Modélisation d'un module PV en fonctionnement défaillant d'un module PV

II.3.1 Simulation d'un court-circuit

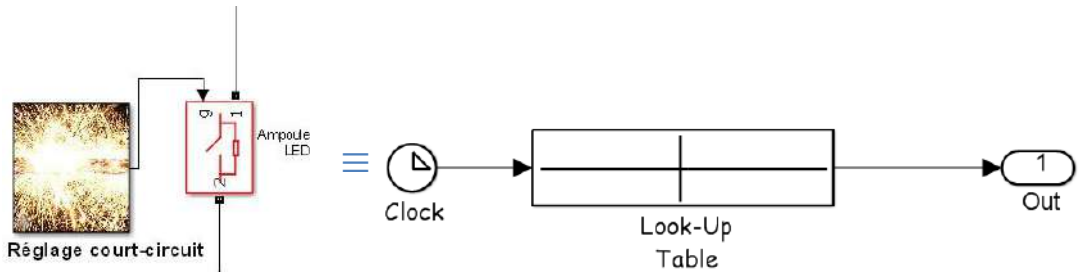


Figure (II.20) : le bloc de réglage court-circuit.

Le bloc de ‘réglage court-circuit’ est formé d’un compteur ‘times’ qui est composé d’un bloc ‘clocs’ pour la fonction du temps.

‘look-up table’ un bloc utilise les valeurs d'entrée pour générer des valeurs en sortie utilisant la méthode qu’on est besoin selon l’utilité, dans notre cas on est besoin d’utiliser la méthode ‘interpolation-extrapolation’ ça veut dire si l'entrée du bloc est inférieure à la premières ou supérieures à l'élément de dernier vecteur d'entrée notre ‘times’ initiale le calcule de temps (temps de déclenchement du court-circuit).

Double clic sur l'élément qui correspond au réglage de court circuit une boit de dialogue qui apparait pour régler les paramètres de court-circuit remplace la valeur 0 par 1 (1=court circuit 0 = absence de court-circuit) puis on lance la simulation du système**[15].**

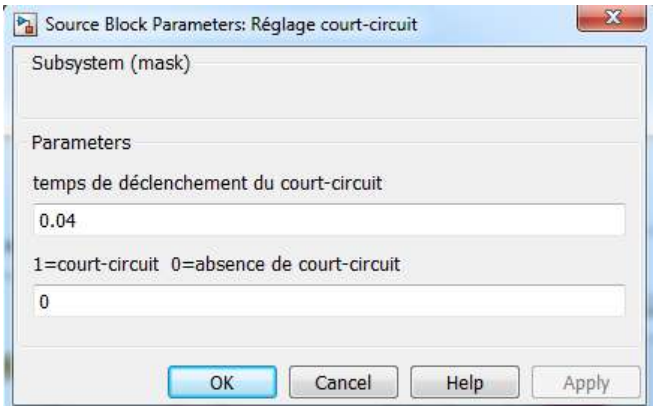


Figure (II.21) : le bloc de déclanchement de réglage de court-circuit.

Les résultats obtenus sont les suivant :

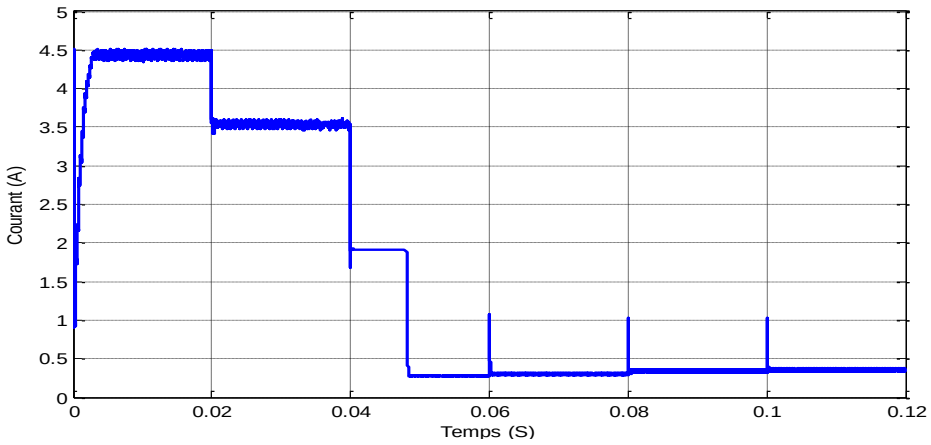


Figure (II.22) : l'allure de courant de court-circuit.

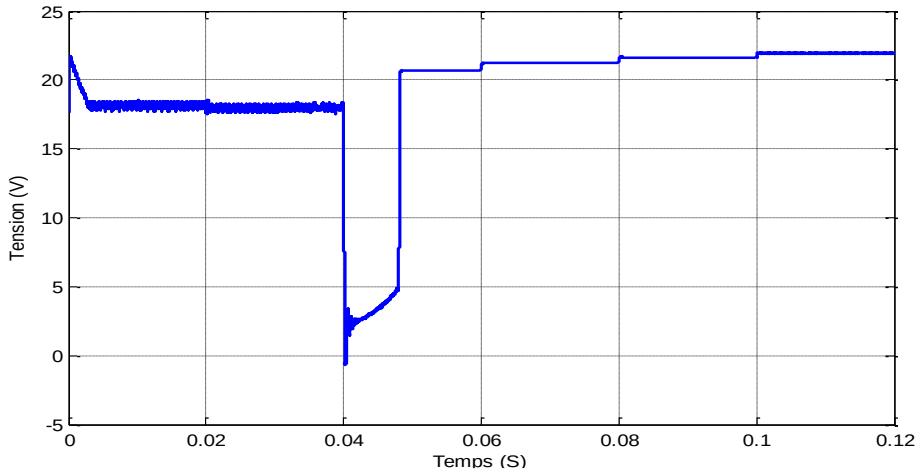


Figure (II.23) : l'allure de tension de court-circuit.

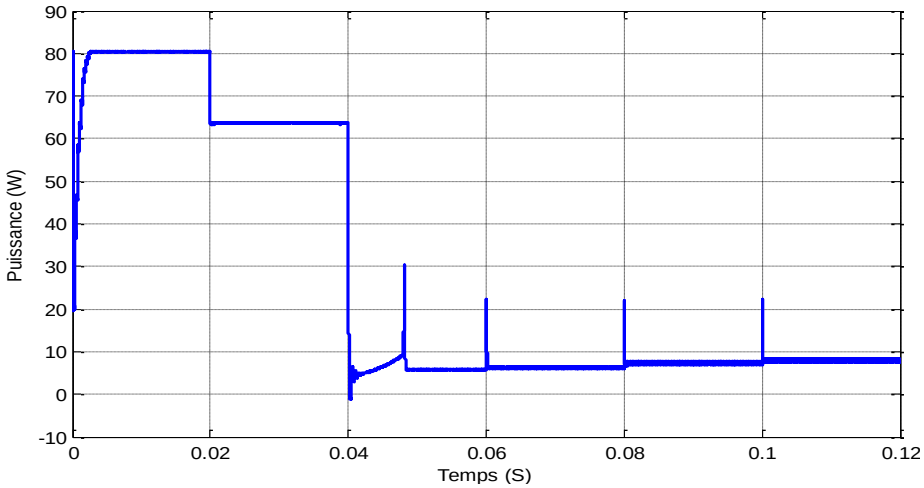


Figure (II.24) : l'allure de puissance de court-circuit.

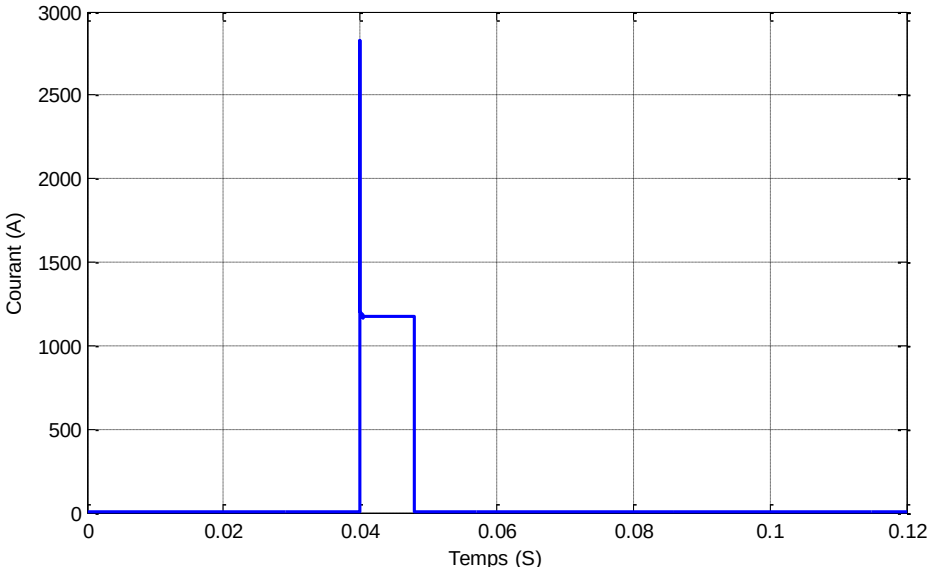


Figure (II.25) : l'allure du courant de court-circuit paramètre de la batterie**.**

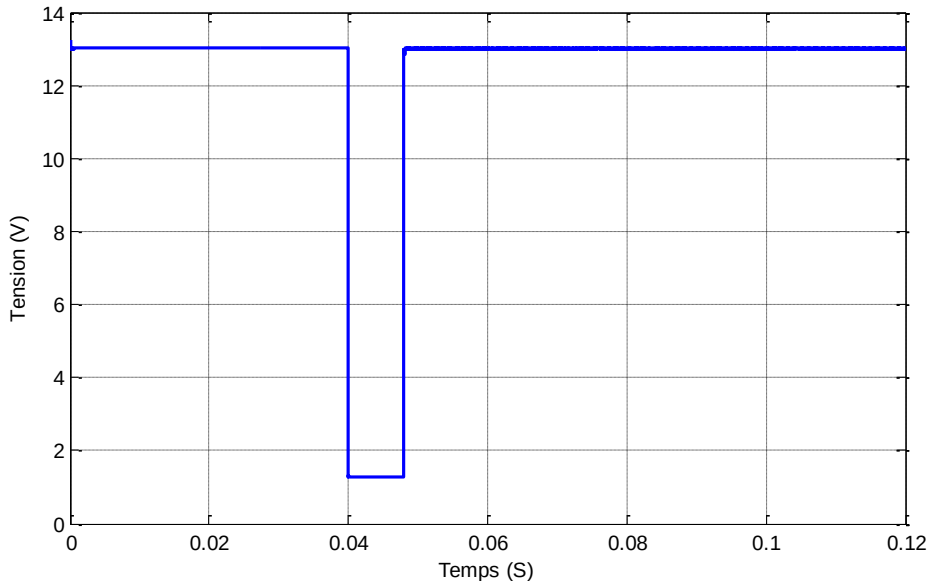


Figure (II.26) : l'allure de tension de court-circuit paramètre de la batterie.

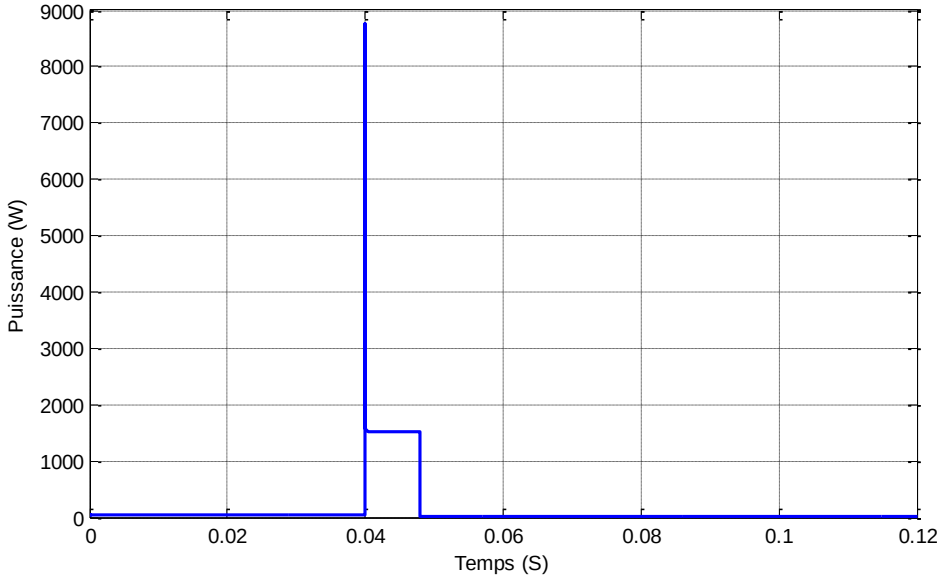


Figure (II.27) : l'allure de puissance de court-circuit paramètre de la batterie.

II.3.2 Défaut de mismatch et d'ombrage

Le défaut de mis match est le défaut causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique. Tout changement dans l'un des paramètres .Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mis match car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules. Le changement de ces paramètres provient de deux facteurs principaux.

Premièrement, des cellules pourraient posséder des propriétés physiques différentes suite à une tolérance dans la fabrication. Seule la tolérance de la puissance du module est

donnée par les fabricants de la cellule ou du module. Elle peut varier entre +/-3% et +/-5% selon les fabricants **[16].**

Deuxièmement, des cellules PV peuvent être exposées à des conditions de fonctionnement différentes causées par les différents. D'une manière qualitative, les paramètres de la cellule affectés par ces défauts peuvent être identifiés (voir Tableau II-3).

TABLEAU II-3 : impact des différents défauts sur les paramètres de la cellule

Nature des défauts	Paramètres affectés
Module arraché ou cassé Ombrage : Feuilles d'arbre, déjections, sable, pollution, neige etc.	Variation de I_{ph}
Echauffement des cellules	Variation de T
Dégradation des interconnexions Fissure Corrosion des liaisons entre cellules	Variation de R_S
Modules de performances différentes Détérioration des cellules Pénétration de l'humidité	Variation de tous les paramètres des cellules

Simulation:

Le module utiliser est constituer de 36 cellule en séries diviser en 6 bloc chaque bloc est maintenue avec une diode anti retour a ces bornes :

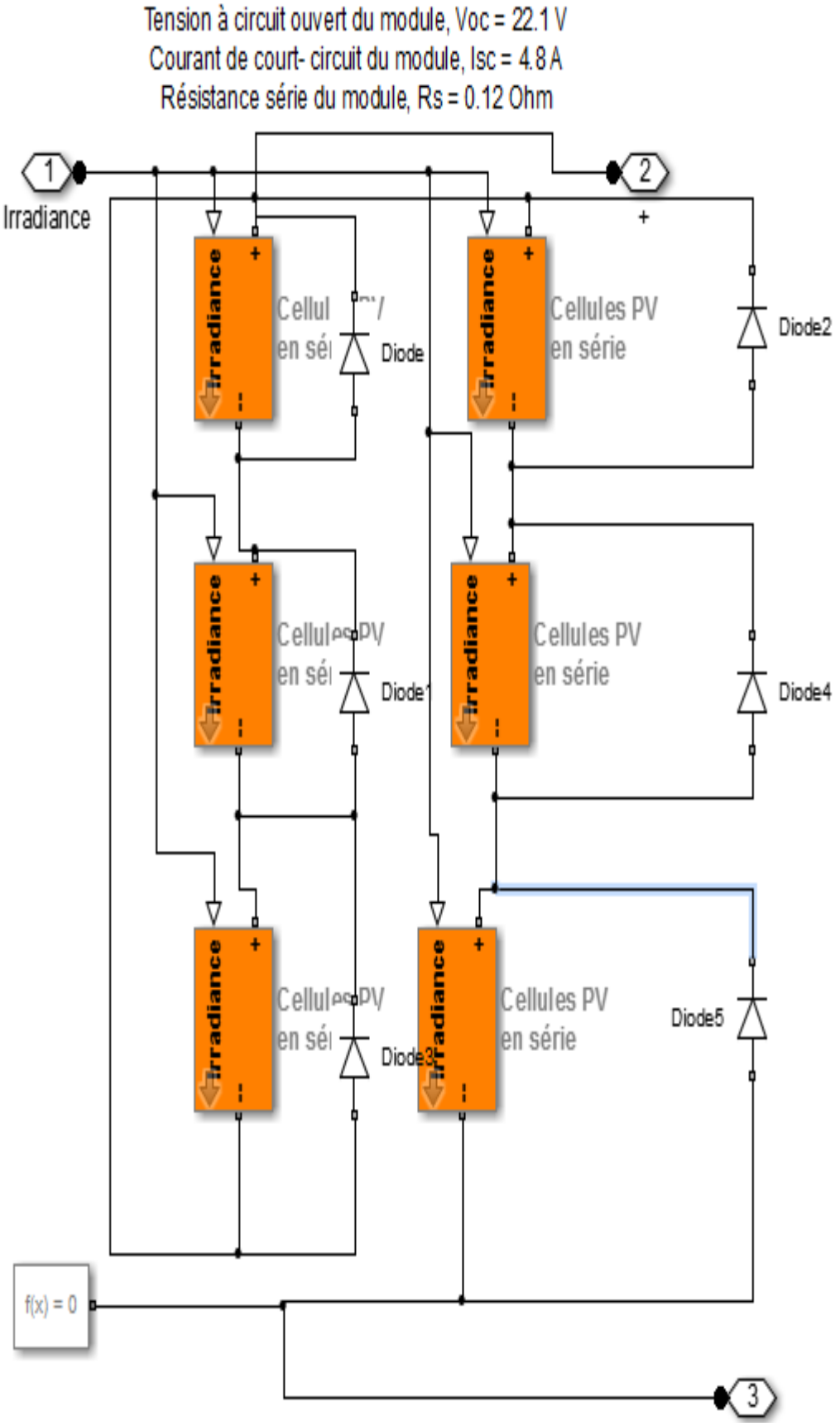


Figure (II-28):schéma de simulation de panneaux PV

On a utilise l'ombrage au niveau de la deuxième cellule dans la première groupe et pour ce la on a remplacé l'irradiance (1000 w/m²) avec constant(0) et utiliser un convertisseur de signal, figure II-29.

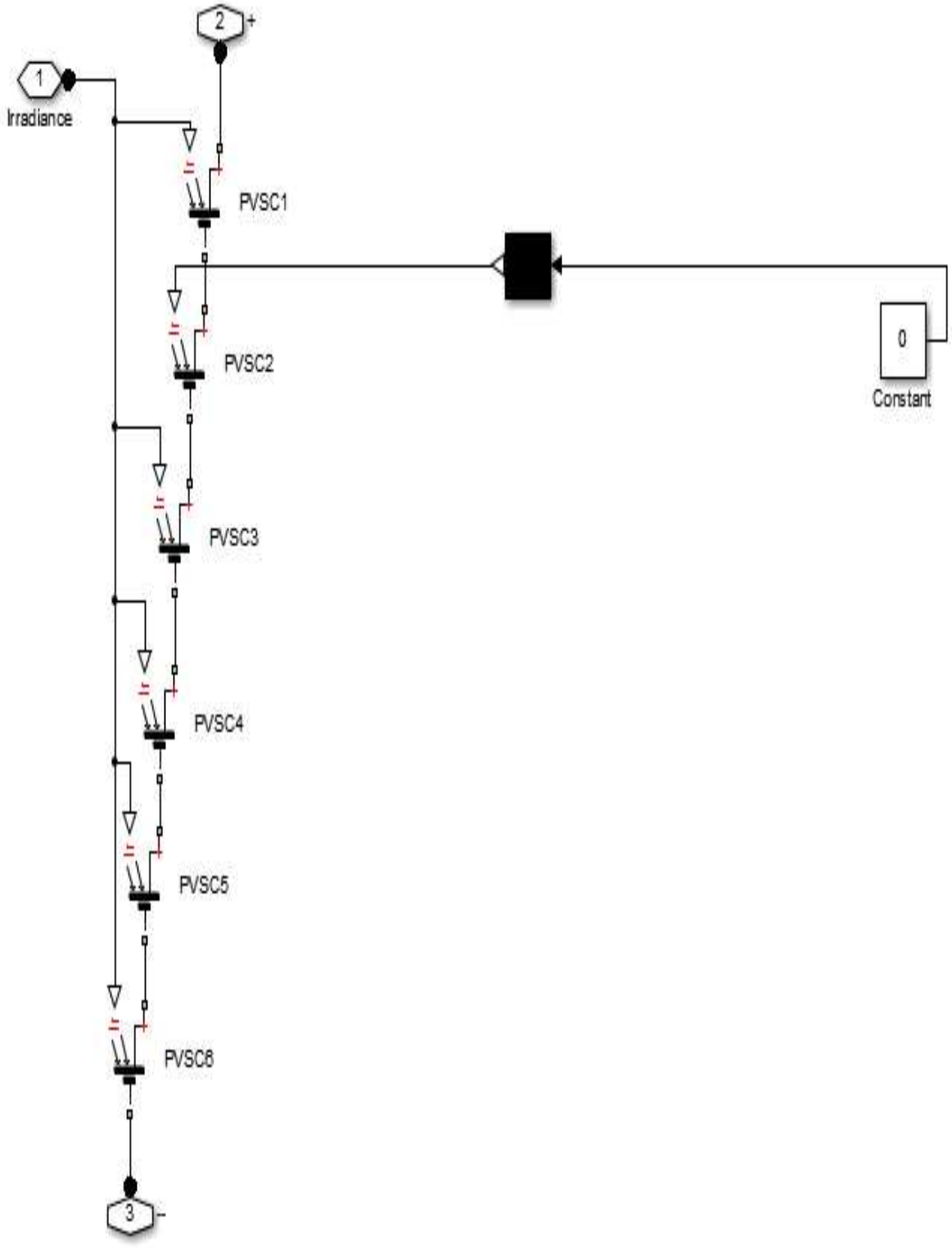


Figure (II-29) : simulation des cellules en ombrage

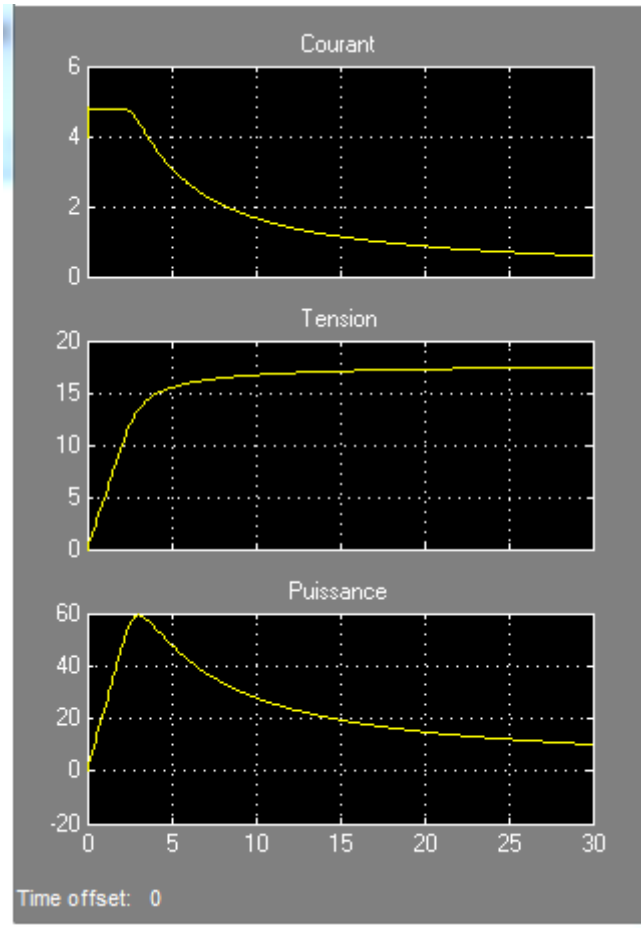


Figure (II-30) : (i, v, p) de module pv partiellement ombré

Dans la figure (II-30) on a remarque que la tension et la puissance diminue par rapport la figure (II-29) a cause de l'ombrage appliqué

II.3.3 Défaut de diodes de by-pass

i) Définition

Dans son bon état, la diode de by-pass est passante quand la somme de la tension des cellues qu'elle protège est négative et elle est bloquée dans le cas contraire. Dans son état défaillant, 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.

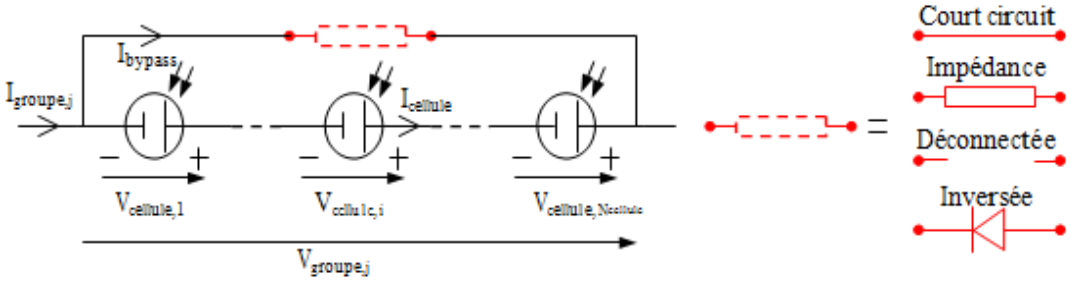


Figure II-31 : Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de bypass défaillante

- **Cas « circuit ouvert »**

La tension du groupe est égale à la somme de la tension des cellules du groupe. Le courant du groupe est égal au courant circulant dans le string de cellules.

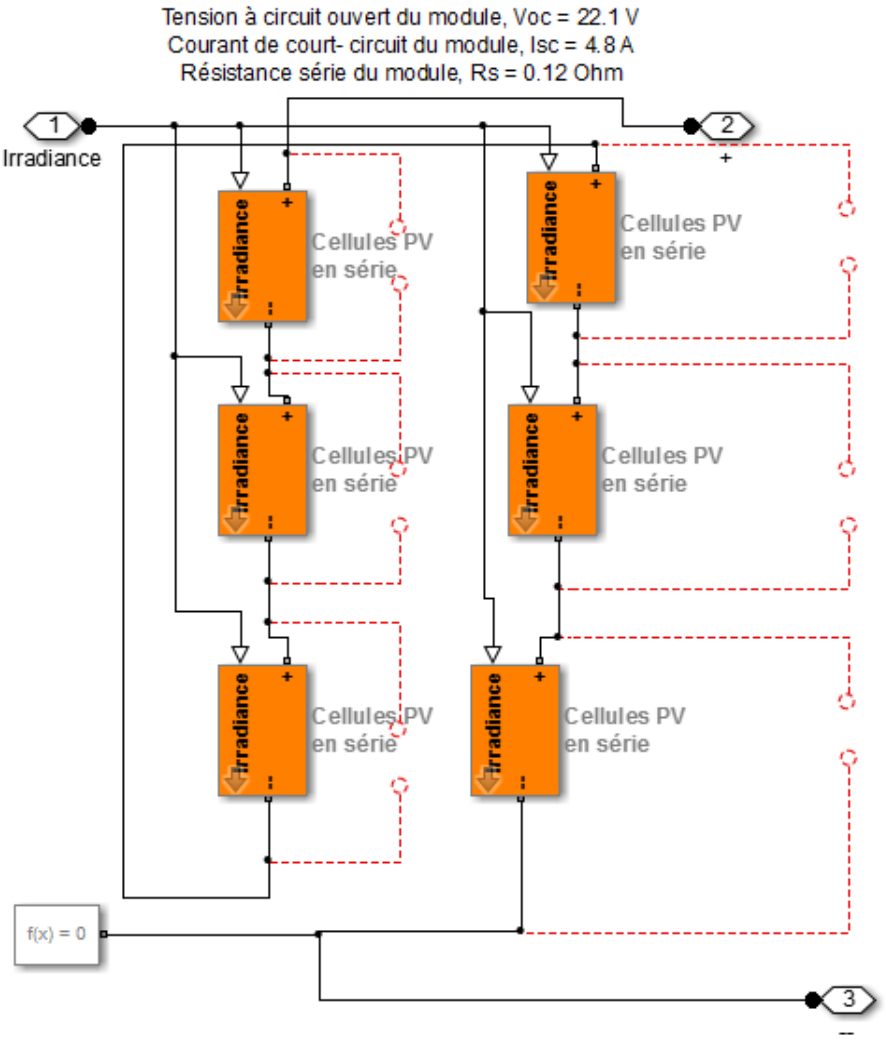


Figure (II-32) : simulation de module en absence des diodes

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation du générateur photovoltaïque a été réalisée en considérant deux types de fonctionnement: normal, puis défaillant. Pour représenter le modèle de la cellule en fonctionnement normal et/ou défaillant. le modèle de Bishop est utilisé. En effet, ce modèle prend en compte l'effet d'avalanche de la cellule et peut donc représenter une cellule PV tant en régime de fonctionnement normal qu'en régime inverse.

Ensuite, la caractéristique I-V du système PV a été représentée selon plusieurs configurations avec différents défauts choisis.

Nous avons identifié des paramètres influençant la performance des modules PV comme :

-Défaut de court-circuit ;

- Défaut d'ombrage ;

- Défaut d'absence de diode ;

L'analyse de la caractéristique I-V peut être un moyen de visualiser l'influence de ces Différents défauts sur le comportement de cette caractéristique.

Nous avons évalué, par la suite, les différences en tension entre les caractéristiques I-V en fonctionnement normal et défaillant. Ainsi, nous avons essayé de localiser dans un plan la position du point maximal de puissance selon l'influence des défauts. Mais, il est difficilement possible d'identifier simplement la nature du défaut en étudiant la position de la puissance maximale.

Néanmoins, pour limiter l'utilisation du nombre de capteurs pour des contraintes économiques, nous allons analyser la chute de puissance afin d'identifier la nature de ces Défauts. Nous présentons alors dans le dernier chapitre, la méthode adoptée. Une analyse Complémentaire sur la caractéristique I-V est présentée pour conclure.

III.1. Introduction

Plusieurs méthodes de détection et de localisation de défauts, sont utilisées afin de vérifier et d'améliorer l'efficacité d'une installation solaire photovoltaïque. L'analyse de la puissance du générateur PV est une des solutions la plus adéquate car elle permet de détecter en temps réel un défaut éventuel sur une installation PV en analysant les variations de puissance. Les résultats obtenus ont permis d'indiquer la production réelle de l'installation PV considérée. La première partie établit une base de connaissances des différents défauts qui peuvent exister au niveau d'une installation photovoltaïque. L'analyse de la puissance maximale du générateur PV nous permet de détecter, puis de localiser le défaut. La reconnaissance du type de défaut s'articule autour de la base de connaissance des défauts élaborés dans la première partie. La seconde partie consiste à analyser de façon plus approfondie les différents défauts et notamment en étudiant la caractéristique I-V. La troisième partie présente un algorithme complet de détection et de localisation de défaut. Pour cela, nous présentons une méthodologie pour amener à une détection et une localisation de défaut.

III.2. Etablissement d'une base de connaissances sur les différents défauts d'une installation photovoltaïque

Il essentiel avant de proposer une méthodologie de détection et de localisation de défauts d'établir une base de connaissances de ces défauts. La figure III-1 représente les différents défauts pour chaque élément d'une installation photovoltaïque.

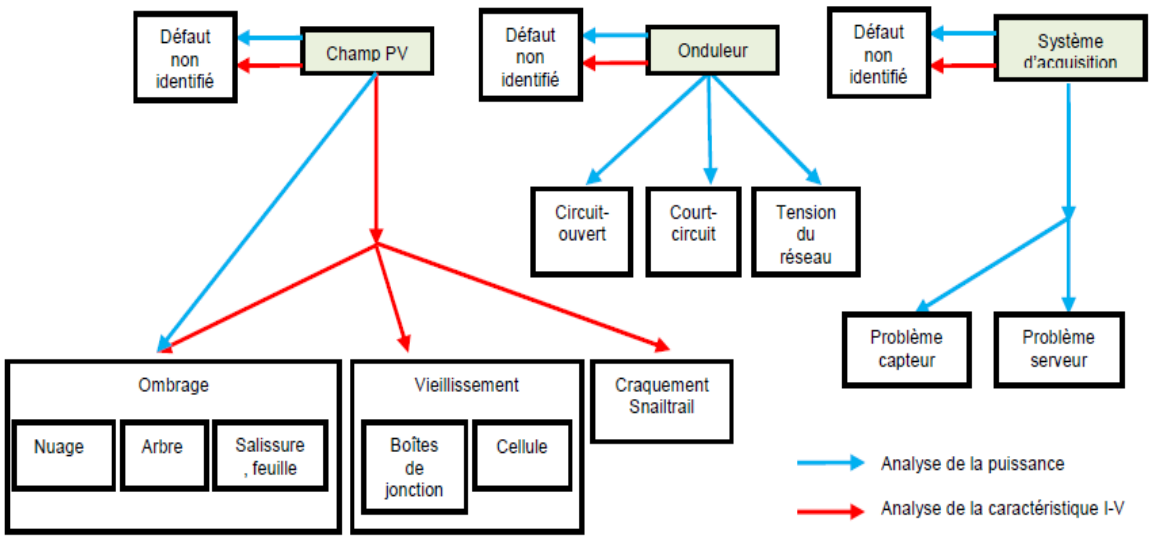


Figure III- 1: Organigramme des différents défauts pouvant exister sur une installation solaire PV

Nous pouvons classer les méthodes de détection en 3 catégories en étudiant la différence entre:

- La puissance mesurée et celle du modèle en fonction du temps ;
- La tension mesurée et celle du modèle en fonction du temps ;
- Le courant mesuré et celui fournit par le modèle en fonction du temps ;

La méthode de détection est choisie de façon à minimiser l'utilisation des capteurs pour des contraintes économiques. Pour cela, nous choisissons d'analyser les variations de puissance en fonction du temps en s'affranchissant des données météorologiques. Pour cela, nous proposons une méthodologie de détection et d'identification qui s'articule autour de la puissance et de la durée de la défaillance le défaut qui correspond au cas du défaut d'ombrage peut être représenté par :

- Le cas où il y a un passage de nuage, le défaut est intermittent ;
- Le cas où l'ombrage varie en fonction de l'environnement autour de l'installation et de la position du soleil (hauteur) ;
- Le cas où, au bout d'un certain temps, une couche de salissure s'accumule. Le défaut devient donc fixe dans le temps ;

Pour ce cas de défaut, nous pouvons l'analyser de deux manières, par :

- La puissance en fonction du temps;
- La caractéristique I-V ;

lorsque un défaut d'ombrage existe sur le champ PV. Ces défauts vont varier selon la durée. Par exemple, lors d'un passage nuageux, la durée du défaut est plus faible qu'une ombre qui varie en fonction de l'environnement et de la position du soleil. Plus la durée du défaut est longue, plus le défaut d'ombre permanent se rapproche.

Nous pouvons compléter cette étude ensuite par une analyse complémentaire en étudiant la caractéristique I-V. Ensuite, nous proposons une méthode pour détecter et identifier les autres défauts d'une installation PV .

III.3. Méthodologie de détection et de localisation de défaut

De nombreuses études comme celle de **[17]** analysent les performances d'une installation PV. L'énergie produite de référence est déterminée à l'aide de données d'ensoleillement fournies par satellite et à l'aide d'informations spécifiques du système PV. Si l'énergie réelle produite est plus faible que celle de référence, la méthode de détection de

défaut analyse le motif de la perte d'énergie en prenant en compte la durée et la valeur des pertes. Ce modèle prend en compte des défaillances prédéfinies qui se produisent fréquemment comme l'ombrage, l'étude menée par **[17]** évalue une gamme de pourcentage de pertes énergétiques de 0 à 35 % sur une durée maximale de 5 heures.

Cette méthode permet de détecter un défaut mais ne présente pas une identification claire et précise du défaut. Dans cette partie, nous présentons les étapes qui ont amené à une méthode permettant de détecter et identifier la cause du défaut d'ombrage par :

- L'analyse de la puissance mesurée en fonction du temps ;
- L'analyse complémentaire sur la caractéristique I-V ;

Nous terminons cette partie ensuite par une méthodologie complète, cette étude en étudiant les autres.

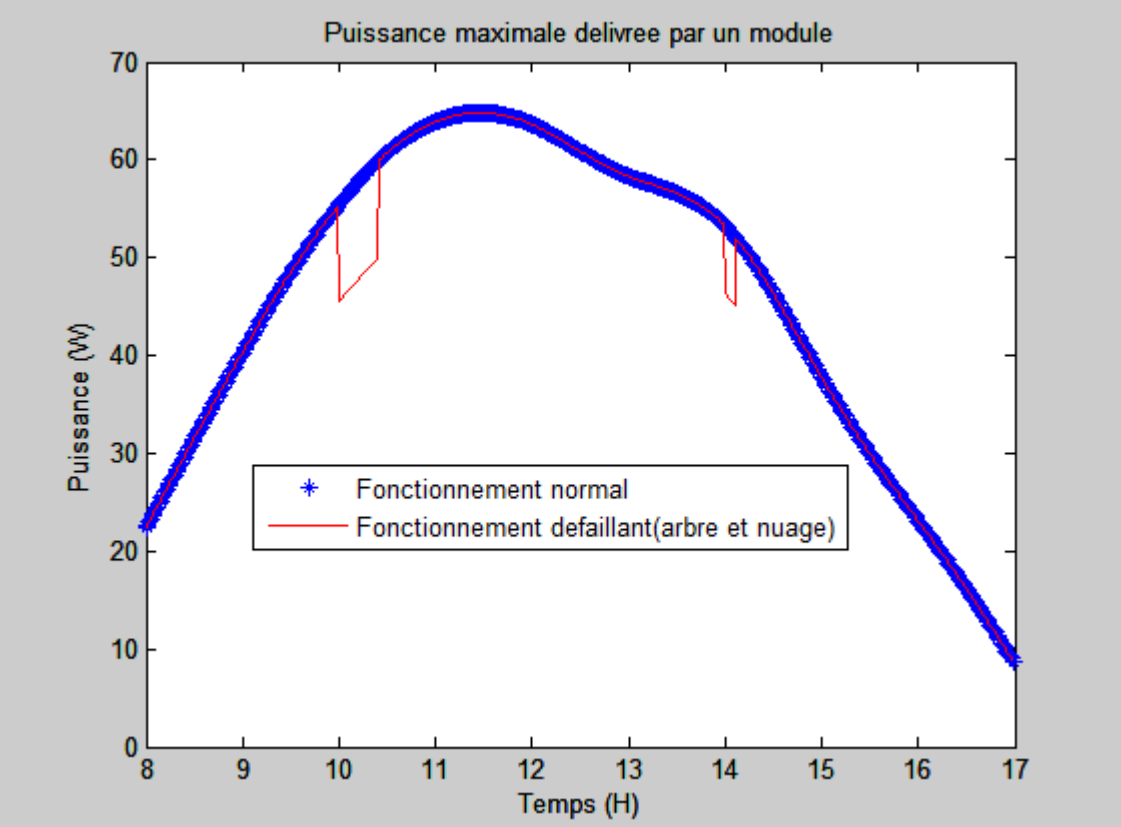


Figure III- 2: Analyse de la chute de puissance lors d'un défaut d'ombrage sur le module PV

III.3.1. Détection de défaut d'ombrage

III.3.1.1. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la puissance maximale en fonction du temps

Afin de détecter ce type de défaut, nous avons à notre disposition un convertisseur DC-DC de type BOOST, une charge électronique et un simulateur solaire.

Les moyens expérimentaux mis à disposition sont ceux qui ont été développés dans la thèse de . L'objectif de ce travail est d'optimiser la production solaire. L'algorithme de recherche du point maximal de puissance est intégré dans le microcontrôleur du convertisseur afin de maximiser au mieux la puissance fournie par le module PV. L'algorithme de détection de défaut d'ombrage est intégré dans le microcontrôleur du convertisseur.

La figure III-3 représente l'organigramme du programme de détection de défaut d'ombrage implémenté dans le microcontrôleur du convertisseur BOOST. Cette méthode consiste à déterminer en fonction de la durée de la défaillance, la nature de l'ombrage : si c'est un nuage,

Une ombre liée à l'environnement extérieur (poteau) ou bien une tâche fixe sur le module.

Pour interpréter cet organigramme, nous stockons, sous forme de tableau, les différentes valeurs de P pour chaque instant. Nous utilisons différentes variables comme :

« Défaut » qui prendra la valeur 0 dans le cas où aucun défaut n'est détecté et prendra la valeur 1 dans le cas contraire ;

· « P0 » et « P01 » qui sont initialisées à zéro et prendront ensuite une valeur affectée selon une condition sur la puissance mesurée à l'instant t ;

· « c » qui permet de classifier le type de défaut selon la durée de la défaillance. Par exemple si un défaut est détecté, « c » prendra la valeur 1 et le défaut initialement identifié est celui du passage de nuage. Ensuite, cette variable sera incrémentée tant que « Défaut =1 ». Dès lors, nous pourrons identifier la nature du défaut d'ombrage selon la valeur de cette variable ; « nuage », « poteau », « tâche » seront des variables d'identification de défaut et prendront la valeur « 0 » dans le cas où il n'y a aucun défaut et la valeur « 1 » dans le cas où un défaut est détecté et dépendra de la variable « c ».Selon le défaut identifié.

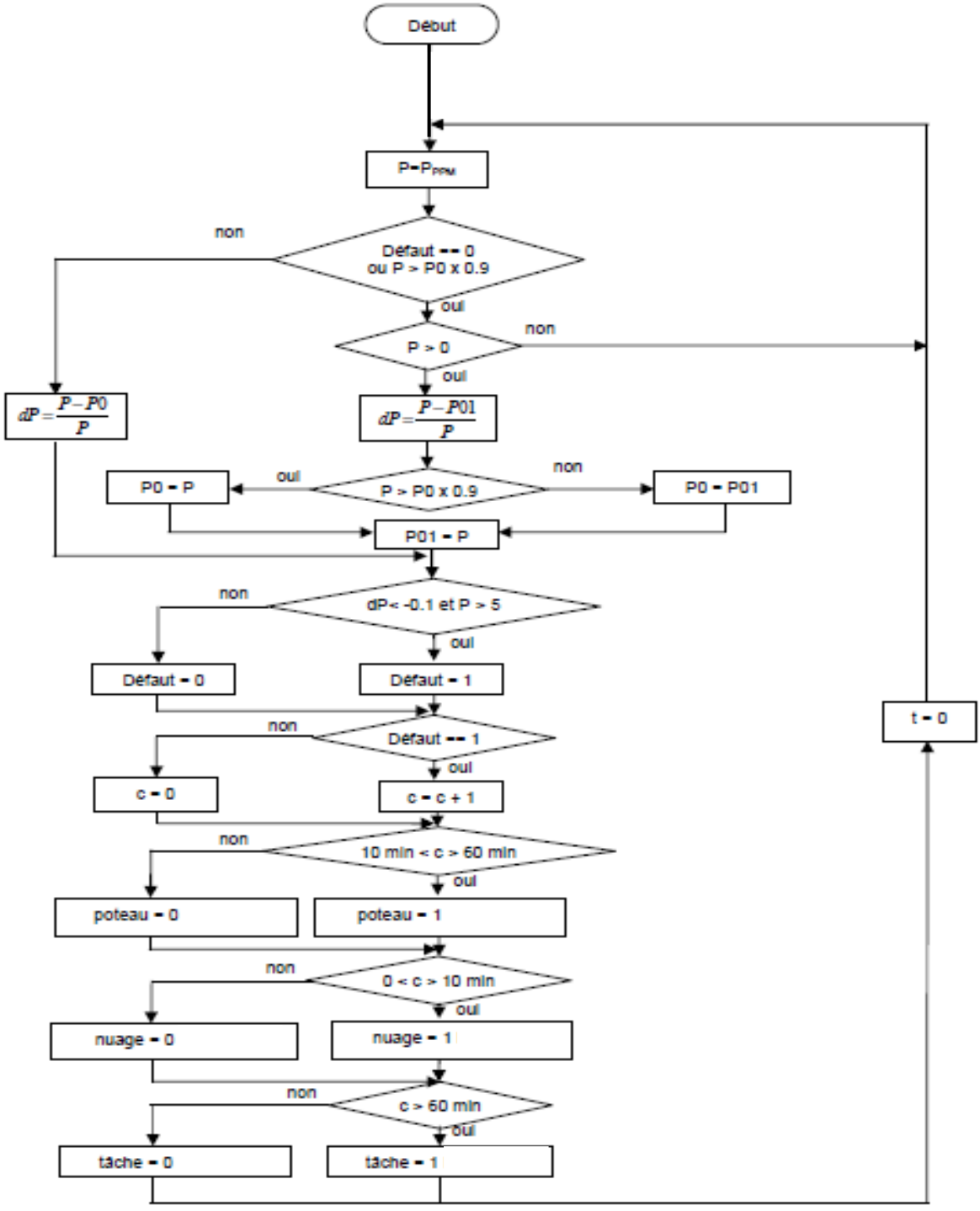


Figure III-3 : l'organigramme du programme de détection de défaut d'ombrage

Les mesures de puissance ont été effectuées par .Ainsi, pour obtenir ces mesures, deux types de défaut ont été modélisés :

- La mise en place d'un élément qui permet d'activer le défaut « poteau » ;
- La mise en place d'un élément qui permet d'activer le défaut « nuage » ;

La connaissance des défauts appliqués pour ces mesures a permis de tester l'algorithme présenté sur la figure III.3. Les résultats obtenus à partir de ces mesures sont représentés de sous forme graphique sur la figure III.4. Pour interpréter ce graphique, nous affectons des variables binaires. Si la variable binaire est à 1, un défaut est détecté. Si dans le cas contraire, la variable binaire est à 0, aucun défaut n'est détecté.

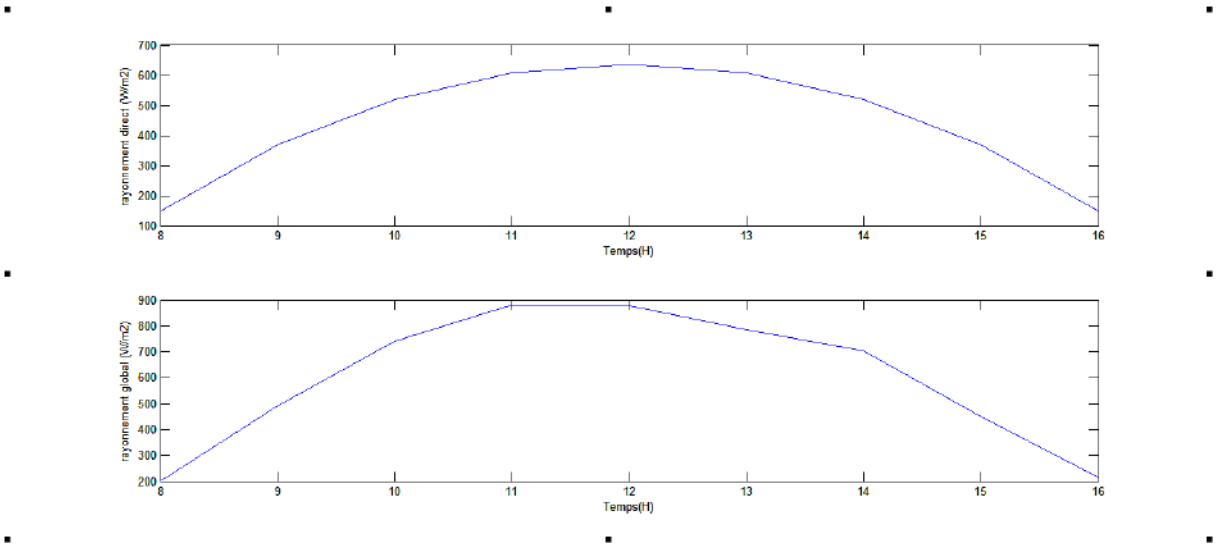


Figure III-4 : rayonnement direct et global en fonction de temps (heur)

Lorsqu'une chute de puissance apparaît, l'algorithme détecte tout d'abord un premier défaut sans en identifier la nature. La première identification est celui d'un passage de nuage, mais la durée de la défaillance est plus longue. Par conséquent, il s'agit plus d'un défaut d'ombrage variable selon l'environnement et la position du soleil puisque la puissance atteint sa puissance normale au bout d'une certaine durée. Lors de la deuxième détection défaut, la durée de la défaillance est faible, le passage de nuage est alors identifié.

Une fois le défaut détecté et identifié, une analyse sur la caractéristique I-V peut-être effectuée afin de visualiser la présence d'un point d'inflexion lié à l'activation ou non d'une ou plusieurs diodes by-pass

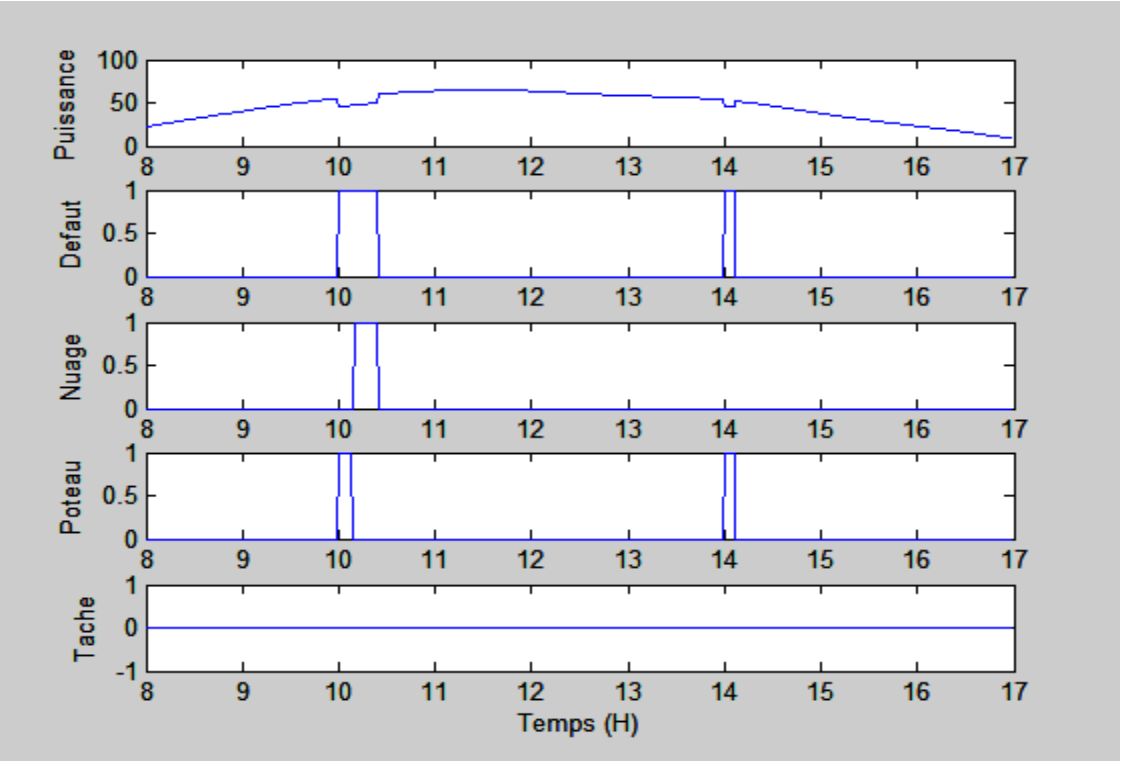
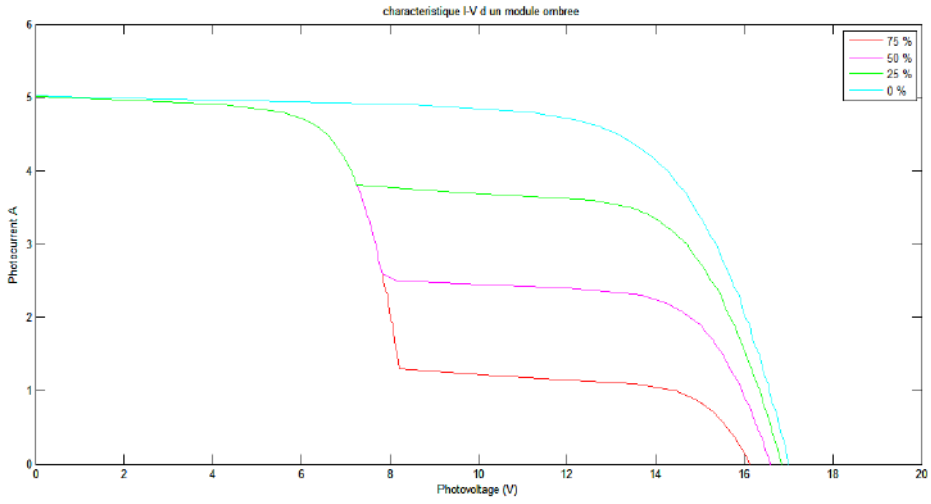


Figure III- 5: Simulation de détection et d'identification de défaut d'ombrage sous environnement

III.3.1.2. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la caractéristique I-V

L'étude de la déviation brusque de la caractéristique I-V en défaut à un ou plusieurs points d'inflexion. Ces derniers peuvent être détectés par le changement du signe de la dérivée seconde. la caractéristique V-I et de ses dérivées, première et seconde pour le cas d'un défaut d'ombrage



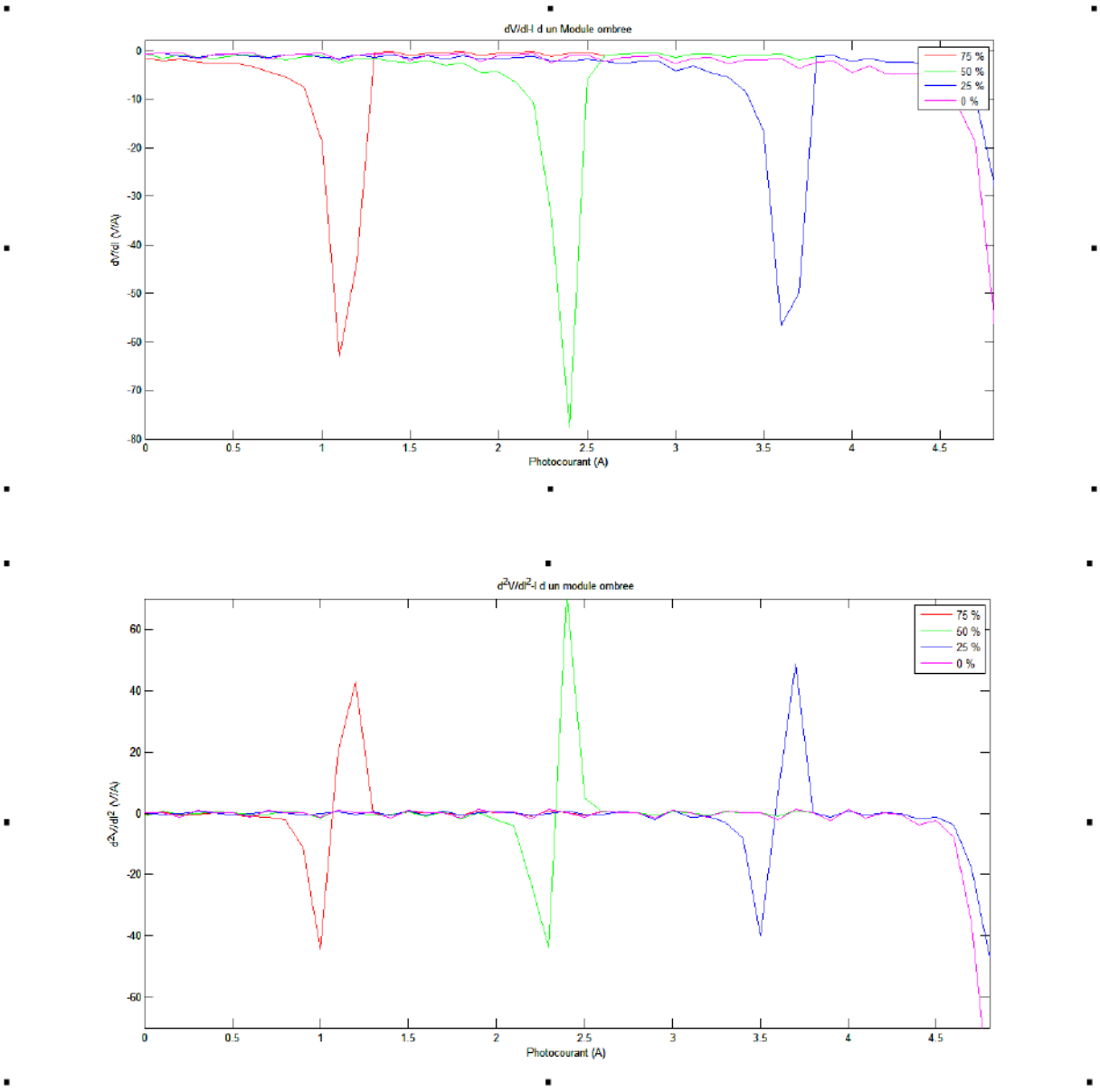


Figure III-6: Allure des dérivées premières et secondes de la caractéristique I-V pour défaut D'ombrage (avec déférent pourcentage)

En observant le profil de la dérivée première, la présence d'un point d'inflexion est impossible à détecter. Par contre, le défaut est détectable en identifiant le maximum de la dérivée seconde. Cette étude est basée sur une simulation de la caractéristique V-I en défaut. Les deux cas de défauts représentés, c'est à dire l'ombrage et la résistance série, montrent l'apparition d'un point d'inflexion sur la caractéristique V-I.

III.4 conclusion

L'objectif de ce chapitre est de développer une méthode de détection et de localisation de défauts d'un champ photovoltaïque. 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. On a utilise le défaut de l'ombrage comme un exemple

Dans ce chapitre la modélisation de générateur PV a été réalisé en considérant deux types de fonctionnement normale et défaillants pour présenter le module de la cellule en fonctionnement normale et/ou défaillants. La caractérisation I-V du système PV a été représentée selon plusieurs configurations (cellule, module, string) avec défirent défauts choisis.

Nous avons identifié des paramètres influençant la performance des module PV comme :

- Défaut d'ombrage
- Défaut de court circuit

Conclusion générale

Ce mémoire s'est concentrée sur la détection et la localisation de défauts dans la partie DC du système photovoltaïque, c'est-à-dire du côté générateur PV. L'objectif de la mémoire est de proposer, en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques de tels systèmes, une méthode pour détecter et localiser des défauts conduisant à une baisse de production

Suite à une étude bibliographique sur les différentes méthodes de diagnostic de 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 large- ment répandue

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. Ceci nous a conduits à choisir la méthode d'inférence à base de raisonnement discret pour faire la détection et localisation de défauts pour un système PV.

Selon la méthode d'inférence que nous avons retenue, la toute première étape consiste à établir une base de connaissances sur le comportement défaillant d'un champ PV. Les différents outils existants pour simuler le comportement défaillant d'un champ PV ont été trouvés, selon notre étude bibliographique, inadaptés car les défauts considérés ne sont pas tous pris en compte. Une nouvelle démarche de modélisation a été proposée dans le but d'obtenir la caractéristique I-V du système PV pour les différents défauts considérés. La démarche proposée repose sur le principe d'addition de la caractéristique I-V des composants constituant le champ PV, les cellules. Le modèle de Bishop a été choisi pour simuler le comportement de la cellule PV. Ce choix réside sur le fait que ce modèle peut représenter une cellule PV tant en régime de fonctionnement normal qu'en régime inverse.

Après avoir disposé de la base de connaissances sur le comportement défaillant d'un champ PV, à partir de cette base, on construire la méthode de détection et de localisation de défauts. 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.

[1] Long Bun. Detection et localisation de défauts pour un système PV. Autre. These doctorat Universitéé Grenoble Alpes,France, 2011.

[2] H. E. Suryanto, S. R. Wenham and M. A. Green, "Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells," Solar Cells, vol. 19, pp. 109-122, 1986.

[3] E. Diaz-Dorado, A. Suarez-Garci, C. Carrillo and J. Cidras, "Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes," in Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium on, 2010, pp. 134-139.

[4] D. Picault, "Reduction of Mismatch Losses in Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies," Thèse de doctorat, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB), Université de Grenoble, 2010.

[5] T. Esram and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, vol. 22, pp. 439-449, 2007

[6] D. L. King, J. A. Kratochvil, M. A. Quintana and T. J. McMahon, "Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing," in Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Anchorage, AK , USA 2000, pp. 1487 - 1490

[7] K.-H. Chao, S.-H. Ho and M.-H. Wang, "Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system," Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 97-105, 2008.

[08] A. Drews, A. C. de Keizer, H. G. Beyer, E. Lorenz, J. Betcke, et al., "Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations," Solar Energy, vol. 81, pp. 548-564, 2007.

[9] S. K. Firth, K. J. Lomas and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," Solar Energy, vol. 84, pp. 624-635, 2010

[10] A. Chouder, S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis", Energy Conversion and Management Volume 51, Issue 10, October 2010, Page(s): 1929–1937

[11] 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", Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, Page(s): 1630-1633

[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] F. Barruel, N. Chantreuil and A. Labrunie, "Procédé de diagnostic de la défaillance d'un générateur photovoltaïque," France Patent FR2944647 (A1), 2010-10-22, 2010.

[14] B. Raison, "Détection et localisation de défaillance sur un entraînement électrique," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.

[15] R.LACHEMOT, S.BEDDI , R,KLALIB , "Etude et simulation dune installation photovoltaïque autonome mémoire de licence ' université de Médéa 2015

[16] R. Iseramann,Fault Diagnosis Systems-An Introduction from Fault Detec-tion to Fault Tolerance,2006

[17] S. Stettler, P. Toggweiler, E. Wiemken, W. Heydenreich, A. C. de Keizer, et al., "Failure detection routine for grid-connected PV systems as part of the PVSAT-2 project," in Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition, Barcelona, Spain, 2005, pp. 2490–2493.