



Department: Electrical Engineering

Order N°: 07 /2020

Defense authorization N°: 0174 / 2020

DOCTORAL THESIS

Presented by:
Aicha DJALAB

With a view to obtaining the doctoral degree in 3rd Cycle Doctoral (D-LMD)

Branch: Automatic

Specialty: Industrial Diagnostics

Title

Diagnosis of faults in a renewable energy system based on artificial intelligence techniques: Application on a photovoltaic system

Supported, on: 06 / 07 / 2020, before the jury composed of:

Full Name	Grade	Institution of affiliation	Designation
Mr Ameer Miloud KADDOURI	MCA	University of Djelfa	President
Mr Mohamed Mounir REZAOUI	MCA	University of Djelfa	Supervisor
Mr Imad MERZOUK	MCA	University of Djelfa	Co-Supervisor
Mr Noueddine HANINI	MCA	University of Medea	Examiner
Mr Mohamed BOUDIAF	MCA	University of Djelfa	Examiner



THESE DE DOCTORAT

Présentée par

Aicha DJALAB

En vue de l'obtention du diplôme de Docteur en 3^{ème} Cycle D-LMD

Filière : Automatique

Spécialité : Diagnostic Industriel

Sujet

**Diagnostic des défauts d'un système d'énergie renouvelable basée sur les techniques
d'intelligence artificielle : Application sur un système photovoltaïque**

Soutenue publiquement, le 06 / 07 / 2020, devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement de rattachement	Désignation
Mr Ameer KADDOURI	MCA	Université de Djelfa	Président
Mr Mohamed Mounir REZAOUI	MCA	Université de Djelfa	Directeur de thèse
Mr Imad MERZOUK	MCA	Université de Djelfa	Co Directeur de thèse
Mr Nouredine HANINI	MCA	Université de Médéa	Examinateur
Mr Mohamed BOUDHIAF	MCA	Université de Djelfa	Examinateur

Je dédie cette thèse à :
Mes très chers parents, pour leur amour infini, leurs soutiens,
A mes très chers frères, A Mes très chères sœurs, pour leurs encouragements,
leurs aides,
A tous mes proches,
A tous mes amis,
A ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.

Aicha DJALAB

Djelfa 2020

Remerciements

Je remercie, en premier lieu, **ALLAH le Tout-puissant** de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

En second lieu, je tiens à exprimer, mes remerciements à mon Directeur de thèse : Monsieur **Dr. Mohamed Mounir REZAOUI** pour sa précieuse aide, son suivi permanent, sa compréhension, et pour sa collaboration, ses conseils. Et pour son aide au cours de la réalisation de ce travail.

Je n'oublie pas mon co-directeur de thèse, **Monsieur Dr. Imad MERZOUK**, Maître de conférences à l'Université de Djelfa, à qui j'exprime ma reconnaissance et mon respect vis-à-vis son co-encadrement, Je tiens à lui exprimer mes plus vifs remerciements pour son aimable encadrement, ses conseils généreux, ses suggestions de clarification et son aide lors de chaque étape de cette thèse.

J'adresse mes vifs remerciements et ma profonde gratitude à Monsieur **Dr. Lakhdhar MAZOUZ**, Maître de conférences à l'Université de Djelfa, pour son soutien, encouragements, gentillesse, son aide, et ses précieux conseils.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail : Monsieur **Ameur KADDOURI**, Maître de conférences à l'Université de Djelfa, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse. Monsieur **Noureddine HANINI**, Professeur à l'Université de Médéa, et Monsieur **Mohamed BOUDIAF** Maître de conférences à l'université de Djelfa, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Aicha DJALAB

Djelfa 2020

ملخص

لا تزال موثوقية وكفاءة أنظمة الطاقة المتجددة موضوع الساعة. مثل جميع الأنظمة الصناعية، تخضع أنظمة الطاقة المتجددة إلى الأعطال والعيوب في تركيباتها أو في عملها. تفشل هذه الأنظمة وتتدهور خلال فترة التشغيل. وهذا يتطلب تطوير نظام تشخيصي هدفه الرئيسي هو توفير مؤشرات لكشف الأعطال وبالتالي الحفاظ على إنتاج الطاقة من النظام الكهروضوئي، يتناول العمل الحالي تشخيص الأعطال في نظام الطاقة الكهروضوئية باستعمال الذكاء الاصطناعي، يقترح هذا العمل تطوير خوارزميتين لرصد الأعطال في النظام الكهروضوئي. الأولى تستند إلى: المنطق الغامض والثانية: الشبكات العصبية الاصطناعية.

الكلمات المفتاحية: أنظمة الطاقة المتجددة، تشخيص الأعطال، النظام الكهروضوئي، المنطق الغامض. الشبكات العصبية الاصطناعية.

Résumé

La fiabilité et l'efficacité des systèmes d'énergies renouvelables sont toujours un sujet d'actualité. Comme tous les systèmes industriels, les systèmes d'énergies renouvelables sont sujets à des dysfonctionnements et des défaillances dans leurs installations ou dans leur travail. Ces systèmes tombent en panne et se détériorent pendant la période d'exploitation. Cela nécessite le développement d'un système de diagnostic dont l'objectif principal est de fournir des indicateurs pour détecter les défauts et ainsi maintenir la production d'énergie du système photovoltaïque. Les travaux en cours portent sur le diagnostic des défauts dans le système PV à l'aide de l'intelligence artificielle. Ce travail propose le développement de deux algorithmes pour diagnostic les défauts dans le système photovoltaïque. Le premier est basé sur : la logique floue et le second sur : les réseaux de neurones artificiels.

Mots-clés : systèmes d'énergie renouvelable, diagnostic des défauts, système photovoltaïque, logique floue، Réseau de neurones artificiels.

Abstract

The reliability and efficiency of renewable energy systems is always a topical subject, like all industrial systems, renewable energy systems are subject to failures and defects in their compositions or in their functioning, these systems These systems are break down and deteriorate during the period of their operation and operations. This requires the development of a diagnostic system whose main objective is to provide indicators to detect faults and thus maintain the energy production of the photovoltaic system. The work in progress relates to the diagnosis of faults in the PV system using artificial intelligence. This work proposes the development of two algorithms for diagnosing faults in the photovoltaic system. The first is based on: fuzzy logic and the second on: artificial neural networks.

Keywords: renewable energy systems, fault diagnosis, photovoltaic system, fuzzy logic, Artificial neural networks.

TABLE DES MATIERES

Liste des Figures	I
Liste des Tableaux	K
Introduction Générale	12
CHAPITRE I : Généralités sur le système photovoltaïque	15
I.1. Introduction.....	16
I.2. Bref historique	17
I.3. Production électrique mondiale par les modules PV.....	17
I.4. Développement des systèmes photovoltaïques en Algérie.....	18
I.5. Effet photovoltaïque et technologies des cellules photovoltaïques.....	19
I.6. Cellule photovoltaïque.....	20
I.6.1. Types des cellules photovoltaïques.....	21
I.6.1.1. La cellule mono- cristallin.....	21
I.6.1.2. La cellule poly- cristallin.....	21
I.6.1.3. La cellule amorphe à couche mince	22
I.6.1.4. La cellule solaire HIT	22
I.6.2. Caractéristique électrique d'une cellule PV	23
I.6.2.1. La courbe courant-tension.....	23
I.6.2.2. Le courant de court-circuit I_{cc} (pour $V_{co} = 0$).....	24
I.6.2.3. La tension de circuit ouvert V_{co} (pour $I_{cc} = 0$)	24
I.6.2.4. La puissance maximale, Le point de puissance maximale (PPM).....	24
I.6.2.5. Facteur de forme (FF).....	24
I.6.2.6. Rendement de la conversion (η)	24
I.7. Le module photovoltaïque.....	25
I.7.1. String et champ photovoltaïque.....	26
I.7.2. Protection des modules photovoltaïques	27
I.7.2.1. Diodes de by-pass.....	27
I.7.2.2. Diodes anti-retour.....	28
I.8. Système photovoltaïque	29
I.8.1. Eléments d'un système photovoltaïque	29
I.8.2. Différents types de système photovoltaïques	29
I.8.2.1. Système PV autonome	30
I.8.2.2. Systèmes couplés au réseau	31
I.8.2.3. Systèmes hybrides	31

I.9. Conclusion	32
CHAPITRE II : Modélisation du Système Photovoltaïque	33
II.1. Introduction	34
II.2. Modélisation du système photovoltaïque.....	34
II.2.1. Générateur photovoltaïque « GPV »	34
II.2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque	35
II.2.2.1. Modèle simplifié	35
II.2.2.2. Modèle à une diode.....	36
II.2.2.3. Modèle à deux diodes	38
II.2.3. Convertisseur DC-DC.....	38
II.2.3.1. Convertisseur Boost.....	39
II.2.4. Commandes de poursuite du point de puissance maximale MPPT'	41
II.2.4.1. Principe du MPPT'.....	41
II.2.4.2. Méthode de perturbation et observation (P&O).....	41
II.3. Simulation du générateur photovoltaïque.....	43
II.3.1. Choix et caractérisation du module photovoltaïque	43
II.3.2. Simulation du module PV	43
II.3.3. Effet de l'éclairement sur les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$	44
II.3.4. Effet de la température sur les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$	46
II.3.5. Simulation du système PV globale (GPV, convertisseur, MPPT', charge)	47
II.4. Conclusion.....	49
Chapitre III : Défauts liés aux systèmes photovoltaïques et méthodes de diagnostic	50
III.1. Introduction.....	51
III.2. Terminologie relative au diagnostic.....	51
III.2.1. Défaut.....	51
III.2.2. Défaillance	51
III.2.3. Panne	52
III.2.4. Dégradation	52
III.2.5. Perturbation.....	52
III.2.6. Anomalie.....	52
III.2.7. Symptôme	52
III.3. Système de diagnostic.....	53
III.3.1. Etapes du diagnostic.....	53
III.3.1.1. Acquisition des données	53
III.3.1.2. Détection	53

Table des Matières

III.3.1.3. Localisation.....	54
III.3.1.4. Identification	54
III.3.1.5. Prise de décision	54
III.3.2. Performance d'une procédure de diagnostic	54
III.3.2.1. Détectabilité.....	54
III.3.2.2. Isolabilité.....	54
III.3.2.3. Sensibilité	54
III.3.2.4. Robustesse	55
III.3.3. Classification des méthodes de diagnostic	55
III.4. Défauts dans le système photovoltaïque	56
III.4.1. Défauts courants des systèmes photovoltaïques.....	56
III.4.1.1. Défaut de point chaud	57
III.4.1.2. Dégradation	57
III.4.1.3. Ombrage partiel	57
III.4.1.4. Défaut de circuit ouvert.....	57
III.4.1.5. Défaut de court-circuit.....	57
III.4.1.6. Défaut de mise à la terre.....	58
III.4.1.7. Défaut d'arc	58
III.4.1.8. Défaut de ligne à ligne	58
III.5. Méthodes de détection et de diagnostic des défauts d'un système PV	58
III.5.1. Méthodes non –électriques	59
III.5.1.1. Méthode de l'imagerie numérique infrarouge thermique.....	59
III.5.1.2. Méthode de réflectométrie	60
III.5.2. Méthodes électriques.....	61
III.5.2.1. Méthode d'analyse de la puissance produite.....	61
III.5.2.2. Méthode d'analyse des caractéristiques I-V et P-V.....	61
III.5.2.3. Méthode d'analyse du point de fonctionnement	61
III.5.2.4. Méthodes basées sur des techniques d'intelligence artificielle IA.....	62
a. Les algorithmes génétiques (AG).....	62
b. Machine à vecteur de support (SVM).....	62
c. Logique floue (LF).....	63
d. Réseaux de neurones artificiels (RNA).....	64
e. Réseaux de neurones flous (neuro-floue)	65
III.6. Choix de l'approche de diagnostic	65
III.7. Conclusion	66

Chapitre IV : Diagnostic des Défaits d'un Système Photovoltaïque par l'Intelligence Artificielle	67
IV.1. Introduction.....	68
IV.2. Diagnostic d'un système PV à base de la logique floue.....	68
IV.2.1. Principes générales de la logique floue	68
IV.2.1.1. Structure générale d'un Système Flou.....	68
IV.2.2. Principe d'un système de diagnostic flou pour un système PV	71
IV.2.2.1. Système photovoltaïque choisi et ses caractéristiques.....	73
IV.2.2.2. Types de défauts sélectionnés pour le diagnostic du système PV	74
IV.2.2.3. Méthodologie de diagnostic des défauts PV et algorithme de détection.....	77
IV.2.2.4. L'organigramme de la méthode proposée (CLF).....	77
IV.2.2.5. Structure du classificateur de logique floue proposé (de type Takagi-Sugeno)	78
IV.2.2.6. Résultats et discussion.....	81
IV.3. Diagnostic d'un system PV à base des réseaux de neurone artificiel.....	82
IV.3.1. Principes générales des réseaux de neurone artificiel	82
IV.3.2. Différents types de défauts survenant dans le module PV examiné	83
IV.3.3 Méthode basée sur le signal de seuil.....	84
IV.3.4. Méthode des réseaux neuronaux (RNAs)	86
IV.3.5. Résultat et discussion	87
IV.3.6. Test sur un système photovoltaïque en ligne.....	89
IV.4. Conclusions.....	92
Conclusion Générale	94
Bibliographie	96

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2008–2018 ...	18
Figure I.2 : Programme ERS Algérien : allocation de l'objectif de 22 GW à atteindre de 2030	19
Figure I.3 : L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule	20
Figure I.4 : Structure basique d'une cellule photovoltaïque.....	21
Figure I.5 : Types des cellules photovoltaïques.....	22
Figure I.6 : Caractéristique électrique I-V d'une cellule PV.....	23
Figure I.7 : Module photovoltaïque.....	25
Figure I.8 : Module de 36 cellules connectées en séries et protégé par deux diodes de by-pass....	26
Figure I.9 : Champ photovoltaïque composé de N strings en parallèle.....	27
Figure I.10 : Fonctionnement des diodes bypass.....	28
Figure I.11 : Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour.	29
Figure I.12 : Installation photovoltaïque autonome.	30
Figure I.13 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.	31
Figure I.14 : Système hybride	32
Figure II.1 : Composantes principales du système photovoltaïque.....	35
Figure II.2 : Modèle simplifié d'une cellule PV.....	35
Figure II.3 : Modèle à une diode d'une cellule PV.....	36
Figure II.4 : Modèle à deux diodes d'une cellule PV.....	38
Figure II.5 : La représentation symbolique d'un convertisseur DC/DC.....	39
Figure II.6 : schéma de principe du Convertisseur Boost.....	39
Figure II.7 : le principe de fonctionnement de la méthode P& O.	42
Figure II.8 : Organigramme de la méthode P&O.....	42
Figure II.9 : Simulation de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module PV - KC130GHT ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).....	44
Figure II.10 : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension du module PV KC130 GHT pour différents éclairagements et une température $T = 25^\circ\text{C}$	45
Figure II.11 : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension du module PV KC130GHT pour différents éclairagements et une température $T = 25^\circ\text{C}$	45
Figure II.12 : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension du module PV KC130GHT pour différents température et un éclairagement $G = 1000 \text{ W/m}^2$	46
Figure II.13 : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension du module PV KC130GHT pour différents température et un éclairagement $G = 1000 \text{ W/m}^2$	46
Figure II.14 : Schéma MATLAB SIMULINK d'un système photovoltaïque.....	47
Figure II.15 : Résultats de simulation du courant de sortie du système PV pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ $T=25^\circ\text{C}$	47

Liste des Figures

Figure II.16 : Résultats de simulation de la tension de sortie du système PV pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ $T=25^\circ\text{C}$	48
Figure II.17 : Résultats de simulation de la puissance de sortie du système PV pour $G=1000$ $\text{W/m}^2 T=25^\circ\text{C}$	48
Figure III.1 : Transition d'un état de bon fonctionnement à un état de panne causée par une défaillance.	52
Figure III.2 : Une classification des méthodes de diagnostic.	55
Figure III.3 : Méthodes de diagnostic de défauts d'un générateur PV.....	59
Figure III.4 : Exemple de la localisation de défauts par la caméra thermique.	60
Figure III.5 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.	61
Figure IV.1: Structure générale d'un système flou.	69
Figure IV.2 : Schéma fonctionnel du classificateur de logique floue proposé combiné dans un système PV.	72
Figure IV.3 : Schéma fonctionnel d'une chaîne photovoltaïque qui se compose de 4 modules PV connectés en série.....	73
Figure IV.4 : Caractéristique I-V l'état normal et défectueux (4 défauts considéré) du système PV	76
Figure IV.5 : Caractéristique P-V l'état normal et défectueux (4 défauts considéré) du système PV.	76
Figure IV.6 : Organigramme de la méthode de détection de défaut proposée.....	78
Figure IV.7 : Structure du classificateur de logique floue (T-S) proposé.....	79
Figure IV.8 : Diagramme de calcul de la fonction d'appartenance.....	80
Figure IV.9 : Sortie de logique floue par la méthode de Sugeno pour des différents cas examinés.	81
Figure IV.10 : Structure d'un neurone artificiel.....	83
Figure IV.11 : Algorithme de détection et de diagnostic des défauts pour un module PV par la méthode du seuil (classique).	85
Figure IV.12 : Le bloc du système de détection des défauts par la méthode RNA	86
Figure IV.13 : Structure de la classification des défauts par RNA.....	87
Figure IV.14 : I-V du module PV dans différents types de défauts.	88
Figure IV.15 : (a) Courbe d'apprentissage de RNA, (b) Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA.....	88
Figure IV.16 : I-V du système PV dans différents types de défauts.....	89
Figure IV.17 : (a)-Courbe d'apprentissage du RNA. (b)-Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA (système PV en ligne).....	90
Figure IV.18 : La puissance de sortie avec 4 défauts (détection par RNA).	91
Figure IV.19 : Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA (cas 9 défauts). Résultats obtenus par [81].	92

Liste des Figures

Figure IV.20 : Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA, (a) Résultats obtenus par [81], (b) Résultats obtenus par [82].	92
---	----

Liste des Tableaux

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module PV KC130GHT.....	43
Tableau IV.1 : Les différents défauts sélectionnés se sont produits dans le système PV	74
Tableau IV.2 : Différents types de défauts survenant dans le module PV examiné.....	83

INTRODUCTION GENERALE

Aujourd'hui, l'énergie est une base fondamentale au progrès social et économique de tout pays. La demande d'énergie est l'un des problèmes majeurs auxquels la vie moderne est confrontée au quotidien sans solution en raison de l'indisponibilité de ressources suffisantes à partir des ressources énergétiques conventionnelles telles que les combustibles fossiles et nucléaires [1]. Les combustibles fossiles tels que les gaz naturels et le pétrole sont très importants dans la production d'électricité malgré la pollution atmosphérique et leurs autres problèmes [2].

La pollution de l'air contribue aux pluies acides et au smog en plus de l'augmentation de la température de la terre en raison de la concentration de dioxyde de carbone. En outre, l'énergie nucléaire est complexe, coûteuse et son combustible est très dangereux et nécessite une technologie de sécurité et de précautions très élevée [3-4]. De plus, les combustibles nucléaires représentent principalement les meurtres et les pollutions pour l'environnement et la terre [5].

Les seules ressources permanentes sont les énergies renouvelables qui vont résoudre de nombreux problèmes environnementaux liés aux sources d'énergie fossile et à l'énergie nucléaire. Les sources renouvelables sont naturellement existantes et elles sont déjà partiellement exploitées économiquement. Les sources d'énergie renouvelables comme le vent, le solaire, la biomasse, l'hydroélectricité, les vagues et les marées sont permanentes, sûres et illimitées dans le sens et leurs mises en œuvre pour soutenir les approvisionnements et les demandes d'énergie. Ainsi, les efforts des gouvernements sont entrepris pour explorer d'autres sources d'énergie et satisfaire la réduction de la pollution [6].

La technologie solaire électrique ou photovoltaïque (PV) est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus innovantes pour générer de l'énergie électrique dans le monde [3].

L'intérêt d'utiliser les systèmes photovoltaïques (PV) ont connu une croissance rapide au cours de la dernière décennie en raison de nombreux avantages : une source d'énergie mondiale, sans pollution, sans bruit, facile à installer, il est possible de convertir installé et / ou incorporé dans les bâtiments et en plus de ça le développement de l'électronique et les outils informatiques.

Le marché photovoltaïque a augmenté de 100 GW en 2018, tandis que la capacité totale a atteint 505 GW dans le monde [2].

L'Algérie est un pays de grande surface saharienne ; les chercheurs veulent en profiter de ce type de ressources, alors on peut dire que notre pays est l'un des pays de fort potentiel d'exportation de l'énergie électrique solaire dans le monde [4].

Le générateur photovoltaïque est le seul convertisseur direct qui peut transformer les rayons solaires en énergie électrique à travers les panneaux PV [5], et offre la possibilité de produire de

l'électricité directement à partir d'une ressource renouvelable et largement disponible. Leurs développements constituent de ce fait, un enjeu majeur dans la perspective d'un approvisionnement énergétique compatible avec les contraintes d'environnements locaux et globaux (l'ombrage total ou partiel des panneaux solaires dû aux nuages, aux arbres, poussière, neige, l'ombres des aux feuilles, aux bâtiments.....). Le champ d'utilisation des systèmes photovoltaïques est large avec beaucoup de configurations autonomes et reliées au réseau de distribution. Les applications de l'énergie solaire incluent le pompage d'eau, réfrigération, climatisation, sources lumineuses, véhicules électriques, centrales photovoltaïques, utilisation militaire, domaine spatial, et dans les systèmes hybrides [6].

Pendant le fonctionnement du système PV, les cellules peuvent subir des perturbations dues à l'exposition à des facteurs atmosphériques externes ou à diverses pannes internes, ce qui affecte la stabilité du système et réduit leur efficacité et leur rendement de production. La détection efficace et précise des défauts du système PV peut protéger le système contre les temps d'arrêt ou l'effondrement, tout en améliorant l'efficacité du système PV, en garantissant un fonctionnement sûr et en réduisant les coûts de production d'électricité. Par conséquent, le développement de méthodes de diagnostic pour la détection des défauts dans le comportement des systèmes PV est particulièrement important et nécessaire en raison du degré d'expansion des systèmes PV et de la nécessité d'optimiser leur fiabilité et leurs performances [6].

Le travail dans cette thèse est organisé en quatre chapitres, comme suit :

Nous aborderons dans le premier chapitre des généralités sur les systèmes photovoltaïques, la construction des cellules photovoltaïques et leur effet ainsi le principe de fonctionnement du système PV.

Le deuxième chapitre, représentera la conception et la modélisation d'un système photovoltaïque et le principe de fonctionnement de chaque élément qui constitue : la cellule photovoltaïque, le convertisseur statique, le contrôleur MPPT, et ses caractéristiques.

Dans le troisième chapitre, les principaux défauts associés à un système photovoltaïque et un aperçu sur les différentes méthodes de diagnostic des systèmes photovoltaïques sera démontré.

Deux nouvelles techniques de diagnostic de défauts dans un système photovoltaïque (PV) sera proposée dans le quatrième chapitre. La première consiste à l'élaboration d'un algorithme de diagnostic de défauts basée sur l'utilisation de la logique floue de type Takagi-Sugeno (T-S). La deuxième méthode basée sur les réseaux de neurone.

Des simulations numériques sont réalisées par un programme élaboré sous le logiciel MATLAB. Dans le but de voir les performances de chaque algorithme, plusieurs possibilités ont

INTRODUCTION GENERALE

été testées, à savoir : défaut de l'ombrage partiel, court-circuit du module, circuit ouvert du module,ect.

Finalement nous terminerons par une conclusion pour résumer les principaux résultats obtenus, et donnons quelques perspectives envisagées.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

I.1. Introduction

Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre, l'utilisation de cette énergie est gratuite et rendue possible par une technologie appelée photovoltaïque, qui convertit l'énergie solaire en électricité.

La technologie solaire électrique ou photovoltaïque (PV) est l'une des ressources d'énergie renouvelable à croissance la plus novatrice pour produire de l'électricité dans le monde [5]. Les avantages les plus importants sont permanents, disponibles partout dans le monde, propres, gratuits, sans pollution et nécessitant peu de maintenance [5].

Les applications des systèmes photovoltaïques s'étendent des services énergétiques des régions éloignées jusqu'aux services publics de réseau. Ces utilisations sont résumées par l'éclairage des villages, les systèmes solaires domestiques, l'éclairage des rues et des camps, les feux de circulation, les installations médicales dans les régions éloignées, les stations de télécommunication, la recharge des batteries, le pompage de l'eau et les systèmes de purification de l'eau [6]. L'utilisation de systèmes photovoltaïques pour la production d'électricité a commencé dans les années 70 du 20^{ème} siècle et connaît aujourd'hui une croissance rapide dans le monde entier malgré le coût élevé du capital [7].

Les modules ou panneaux photovoltaïques sont constitués de semi-conducteurs qui peuvent convertir directement la radiation solaire en électricité. Ces modules peuvent constituer une source d'énergie sûre et fiable pour très longtemps. La plupart des modules sur le marché actuellement ont une garantie de plus de vingt ans [8], et ils fonctionneront bien au-delà de cette période. Des millions des produits photovoltaïques sont installés dans le monde entier, avec différents rendements allant d'une fraction de watt à plusieurs mégawatts. Pour de plusieurs applications, les systèmes d'énergie solaire sont non pas seulement plus rentables, mais sont aussi l'option la moins chère.

Dans ce chapitre, nous présentons des généralités sur les systèmes photovoltaïques. On a commençant par un bref rappel sur le principe de l'effet photovoltaïque. Ensuite, quelques statistiques sur la production mondiale d'énergie photovoltaïque et la fabrication des modules. Puis la construction des cellules photovoltaïques et leur effet ainsi leur principe de fonctionnement, et présentation les différents types des cellules photovoltaïques, et les différents Caractéristique électrique d'une cellule. Après, nous étudierons leurs interconnexions et les éléments de sécurité à

introduire lors de la réalisation d'un module ou d'un champ photovoltaïque, la constitution d'un module photovoltaïque et le système PV. Et à la fin en clôture par une conclusion.

I.2. Bref historique

L'énergie solaire convertit le rayonnement solaire en électricité qui est basée sur l'effet PV. L'effet PV est un phénomène physique qui consiste à convertir l'énergie transportée par le rayonnement électromagnétique optique en énergie électrique. En général, le terme "effet PV" fait référence à la génération d'une différence de potentiel à la jonction de deux matériaux différents en réponse à un rayonnement visible ou autre. Il a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839 lorsqu'il a constaté que certains matériaux produisent un courant électrique lorsqu'ils sont exposés à la lumière. En 1877, le premier rapport sur l'effet PV a été publié par deux scientifiques de Cambridge, Adams et Day [9]. En 1883, Charles Fritts a construit une cellule solaire en sélénium avec un rendement inférieur à 1 %. En 1954, Chapin et al. ont annoncé la première fabrication d'un élément solaire avec une jonction p-n et un rendement de 6% [9]. Aujourd'hui, un rendement de 20 % peut être atteint pour une cellule PV [10]. Pratiquement, tous les dispositifs PV sont fabriqués à partir de matériaux semi-conducteurs capables d'absorber une grande partie du spectre solaire [10].

I.3. Production électrique mondiale par les modules PV

Selon le dernier rapport de situation mondiale par RENEWABLES 2019, Le marché mondial annuel de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) n'a que légèrement augmenté en 2018, mais suffisamment pour dépasser pour la première fois le niveau de 100 GW (capacité réseau et hors réseau incluse). La capacité cumulée a augmenté d'environ 25% à au moins 505 GW [2], Cela se compare à un total global d'environ 15 GW seulement dix ans plus tôt (Figure I. 1). L'augmentation de la demande sur les marchés émergents et en Europe, due en grande partie aux réductions de prix en cours, L'énergie solaire photovoltaïque est devenue la technologie énergétique à la croissance la plus rapide au monde, avec des marchés à l'échelle du gigawatt dans un nombre croissant de pays. La demande en énergie solaire photovoltaïque se répand et s'étend, devenant l'option la plus compétitive pour la production d'électricité sur un nombre croissant de marchés - pour les applications résidentielles et commerciales et, de plus en plus, pour les projets de services publics.

La figure suivante donne l'évolution de la capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque de 2008 à 2018, cela confirme l'augmentation exponentielle de l'énergie produite de nature photovoltaïque.

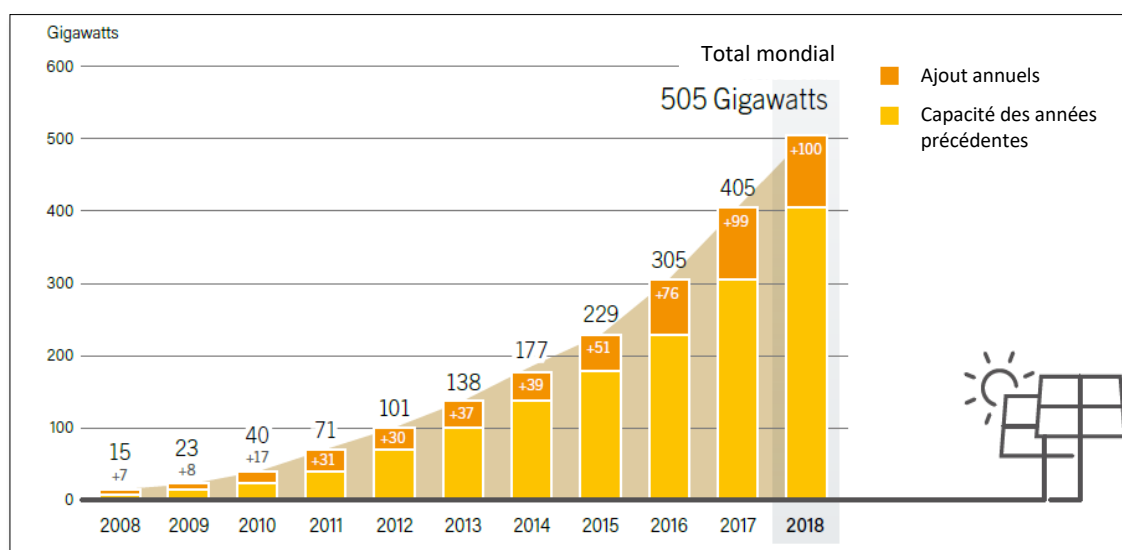


Figure I.1 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2008–2018[2].

I.4. Développement des systèmes photovoltaïques en Algérie

La révision du programme énergétique national se concentre sur le développement du photovoltaïque à grande échelle. La première phase du programme a été consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests sur les diverses technologies existantes. Le programme national pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique vise la mise en service d'une capacité de production d'énergie renouvelable de 22 000 MW d'ici 2030 (Figure I. 2), dont plus de 4 500 MW seront réalisés d'ici 2020 [11].

La deuxième phase vient d'être lancée par l'appel d'offres national et international du projet algérien dénommé « Atlas 1 », d'une capacité globale de 4.050 mégawatts, réparti en trois lots de 1.350 mégawatts chacun en énergie d'origine solaire de type photovoltaïque. Cela confirme la volonté-politique de l'état d'investir de plus en plus dans les énergies renouvelables et en particulier énergie photovoltaïque [11].

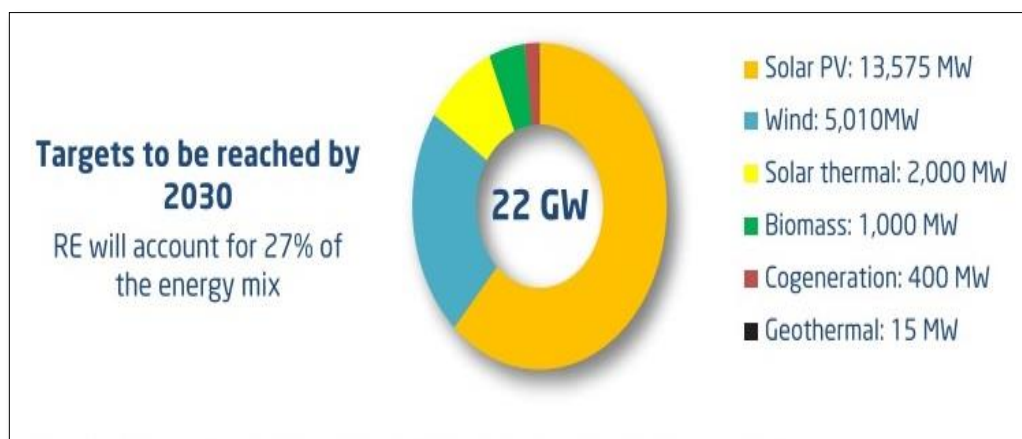


Figure I.2 : Programme ERS Algérien : allocation de l'objectif de 22 GW à atteindre de 2030 [11].

I.5. Effet photovoltaïque et technologies des cellules photovoltaïques

La technologie photovoltaïque utilisée dans les cellules photovoltaïques convertit l'énergie lumineuse des rayons du soleil directement en électricité en produisant et en transportant des charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur sous l'effet de la lumière.

Une cellule solaire typique est constituée d'une jonction p-n formée dans un matériau semi-conducteur similaire à une diode. La Figure I.3 montre un schéma de la structure de la section transversale d'une cellule solaire cristalline. Elle est constituée d'une épaisse plaquette de silicium ayant deux couches aux propriétés électriques différentes. Un champ électrique est établi à la jonction entre les couches de silicium négatives et positives. Si la lumière du soleil frappe la cellule solaire, les paires de trous d'électrons sont générées à la jonction où elles sont séparées par un champ électrique. Une tension électrique est générée au niveau des contacts externes, de sorte qu'un courant circule lorsqu'une charge est connectée, comme le montre la figure I.3 [12].

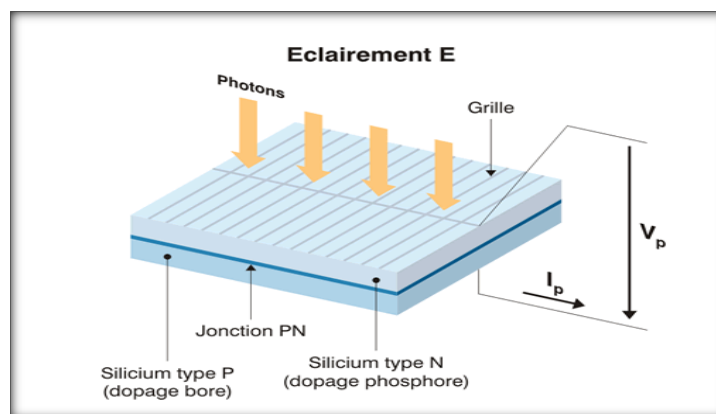


Figure I.3 : L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule

I.6. Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque (PV) est une technique de collecte d'énergie qui transforme l'énergie solaire en électricité utilisable grâce à un phénomène appelé "effet photovoltaïque". Il existe plusieurs types de cellules photovoltaïques qui utilisent toutes des semi-conducteurs pour interagir avec les photons du soleil afin de générer un courant électrique.

La cellule photovoltaïque est composée de plusieurs couches de matériaux, chacune ayant une fonction spécifique. La couche la plus importante d'une cellule photovoltaïque est la couche semi-conductrice spécialement traitée. Elle est composée de deux couches distinctes (type p et type n - voir figure I.4), et c'est elle qui convertit réellement l'énergie du soleil en électricité utile par un processus appelé effet photovoltaïque. De chaque côté du semi-conducteur se trouve une couche de matériau conducteur qui "collecte" l'électricité produite. Notez que la face arrière ou ombragée de la cellule peut se permettre d'être entièrement recouverte par le conducteur, tandis que la face avant ou éclairée doit utiliser les conducteurs avec parcimonie pour éviter de bloquer une trop grande partie du rayonnement solaire pour qu'il n'atteigne le semi-conducteur. La dernière couche qui est appliquée uniquement sur le côté éclairé de la cellule est le revêtement antireflet. Comme tous les semi-conducteurs sont naturellement réfléchissants, la perte par réflexion peut être importante. La solution consiste à utiliser une ou plusieurs couches d'un revêtement antireflet (similaire à ceux utilisés pour les lunettes et les appareils photo) pour réduire la quantité de rayonnement solaire qui est réfléchi à la surface de la cellule [13].

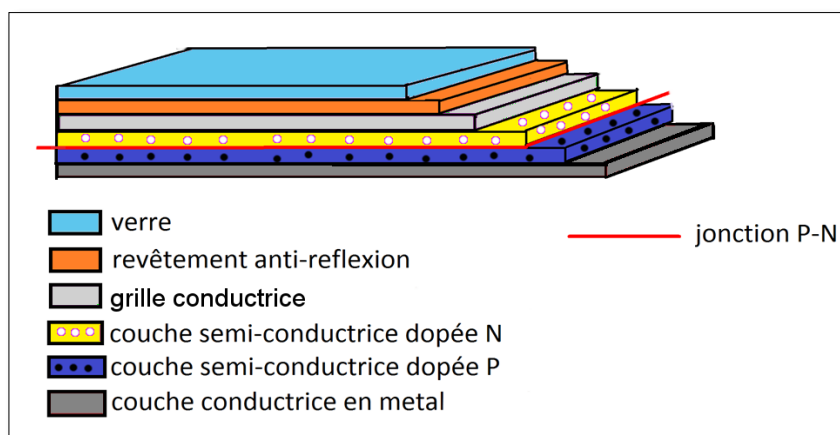


Figure I.4 : Structure basique d'une cellule photovoltaïque.

La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [14].

I.6.1. Types des cellules photovoltaïques

Il existe trois technologies principales des cellules solaires à base de silicium : cellule en silicium monocristallin, poly-cristallin et cellule en silicium amorphe avec une quatrième technologie qui consiste à la mise en contact des deux matériaux, appelé cellule hétérojonction, elle est reçue par dépôt de silicium amorphe hydrogéné ultrafines sur le substrat cristallin (mono et poly) (figure I. 5), à chaque type de cellule correspond un rendement et un coût [15-16].

I.6.1.1. La cellule mono- cristallin

Cette cellule est constituée d'un monocristal scindé en deux couches. C'est la cellule qui a le meilleur rendement (12- 16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), la cellule qui est la plus proche du modèle théorique mais aussi celle qui a le coup le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée, elle est identifiée par leur forme carrée avec 4 côtés coupés.

I.6.1.2. La cellule poly- cristallin

La conception de la cellule multi- cristallin étant la plus facile, elle est composée d'une accumulation de cristaux. Elles proviennent également du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible : 11% - 14% (18% en laboratoire). Elle est identifiée par leur forme carrée.

I.6.1.3. La cellule amorphe à couche mince

Cette catégorie a un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium déposé sur un support généralement flexible. Elle est utilisée couramment dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres.

I.6.1.4. La cellule solaire HIT

Une cellule solaire HIT est composée d'une tranche de silicium cristallin mono-mince entourée de couches de silicium amorphe ultra-minces [16]. L'acronyme HIT signifie "hétérojonction avec couche mince intrinsèque". Les cellules HIT sont produites par la multinationale japonaise d'électronique Panasonic. Les cellules solaires HIT présentent un meilleur coefficient de température que les cellules solaires conventionnelles p/n homo-jonction c-Si. Par conséquent, on peut obtenir plus de puissance avec les cellules solaires HIT en utilisation réelle que les cellules solaires c-Si conventionnelles.

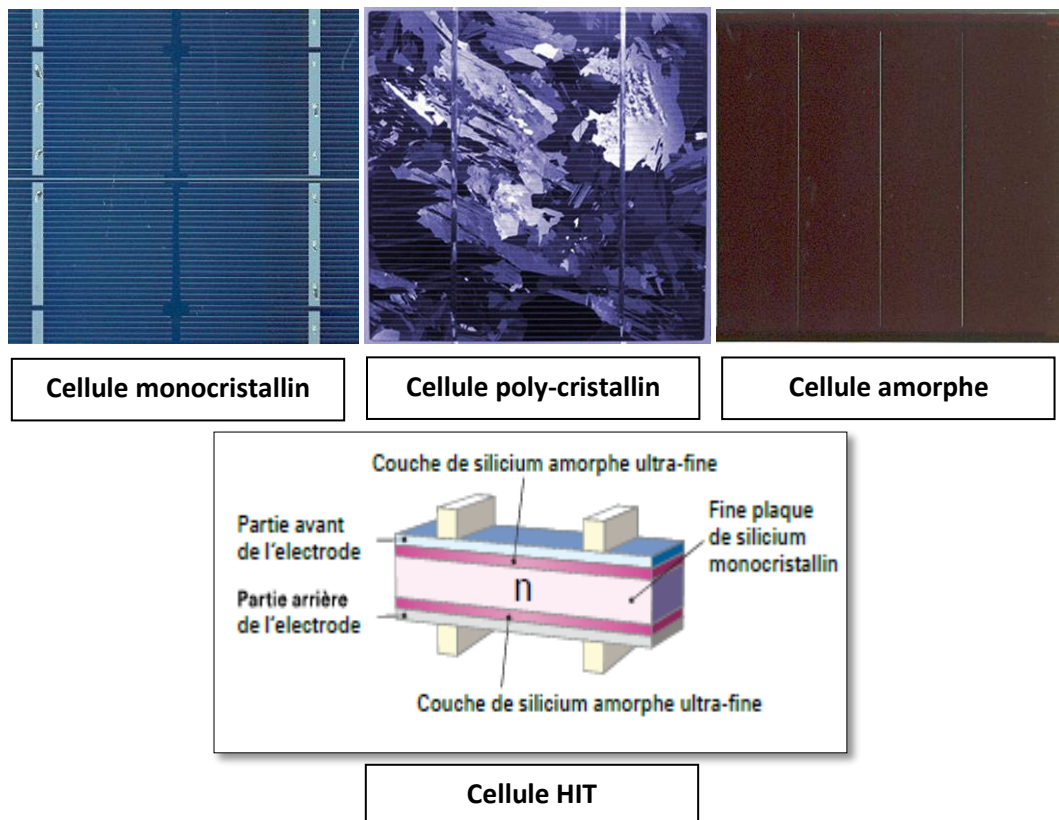


Figure I.5 : Types des cellules photovoltaïques.

I.6.2. Caractéristique électrique d'une cellule PV

En fonctionnement nominal, les cellules PV sont utilisées pour produire de l'énergie avec une tension de circuit ouvert (V_{co}) et de courant de court-circuit (I_{cc}) qui correspond au courant quand la cellule est court-circuitée, il est proportionnel à la surface de la cellule et dépend de l'intensité de lumière absorbée par la cellule. La tension de circuit ouvert (V_{co}) est la tension aux bornes de la cellule quand il n'y a pas de courant (figure I. 6) [17].

I.6.2.1. La courbe courant-tension

La caractéristique I-V est la caractéristique essentielle de la cellule solaire qui répondra à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température. Il y a trois points importants dans cette courbe (Figure I. 6) [17] :

- Le point **A** où la tension est égale à zéro et le courant est maximum (courant de court-circuit I_{cc}).
- Le point **B** c'est le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale.
- Le point **C** où le courant est égal à zéro et la tension est maximale (tension de circuit ouvert, V_{co}).

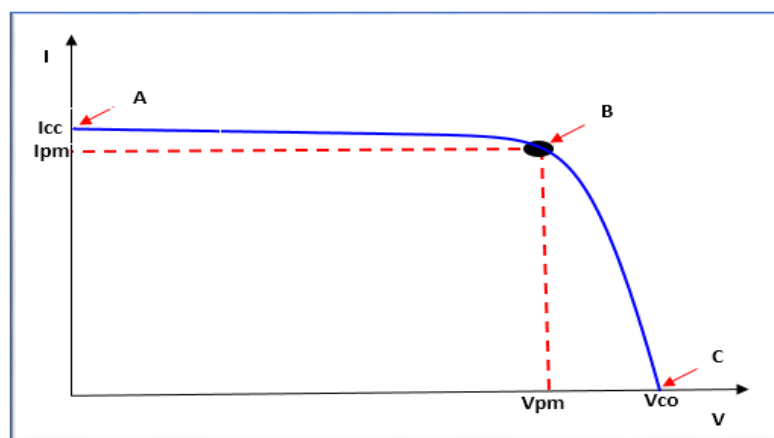


Figure I.6 : Caractéristique électrique I-V d'une cellule PV.

I.6.2.2. Le courant de court-circuit I_{cc} (pour $V_{co} = 0$)

Le courant de court-circuit I_{cc} : c'est le courant maximal généré par la cellule lorsqu'elle est soumise à un court-circuit $V = 0$ pour un éclairement « plein soleil », Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue sur la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule. Puisque $R_s \ll R_{sh}$ on peut mettre $I_{cc} \approx I_{ph}$ [17].

I.6.2.3. La tension de circuit ouvert V_{co} (pour $I_{cc} = 0$)

La tension de circuit ouvert V_{co} : c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré $I = 0$. En négligeant le courant qui passe dans la résistance parallèle R_{sh} , le V_{co} , s'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule [17].

I.6.2.4. La puissance maximale, Le point de puissance maximale (PPM)

La cellule solaire fournit des puissances différentes selon le point de fonctionnement dans lequel elle est utilisée. Le point où la puissance maximale est prévue, est appelé le point de puissance maximale (PPM). Comme la puissance d'un point de fonctionnement correspond toujours à la surface $V \times I$, cette zone doit être au maximum dans le cas de PPM. Ce cas est représenté dans la figure I. 7. Où les valeurs du courant et de la tension associée au PPM sont appelés I_{PPM} et V_{PPM} [17].

$$P_{PPM} = V_{PPM} \times I_{PPM} \quad (I.1)$$

I.6.2.5. Facteur de forme (FF)

Le FF est défini comme le rapport entre la puissance maximale de la cellule solaire et le produit de V_{co} et I_{cc} , de sorte que :

Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes, et il diminue avec la température [17], son expression est donnée par : $FF = (\text{puissance maximale délivrée sur la charge}) / (V_{co} \times I_{cc})$

$$FF = \frac{V_{PPM} \times I_{PPM}}{V_{co} \times I_{cc}} = \frac{P_{PPM}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (I.2)$$

I.6.2.6. Rendement de la conversion (η)

C'est la grandeur la plus importante dans l'étude d'une cellule solaire. Le rendement d'une cellule solaire est déterminé par la proportion de la puissance reçue qui est convertie en électricité et est défini comme suit [17] :

$$\eta = \frac{P_{PPM}}{P_{opt}} = \frac{P_{PPM}}{E \times S} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{E \times S} \quad (I.3)$$

Où,

S : La surface de la cellule solaire.

E : Rayonnement solaire.

I.7. Le module photovoltaïque

L'énergie produite par une seule cellule photovoltaïque n'est pas suffisante pour un usage général. Normalement, une seule cellule photovoltaïque génère une tension et un courant de sortie relativement faibles. Le module PV est construit en connectant des groupes de cellules PV en série et en parallèle avec leurs dispositifs de protection, ce qui représente l'unité de conversion dans le système de production. En connectant de nombreuses cellules en série, la tension du module PV est augmentée et les pertes par conduction dans les câbles sont minimisées, tandis que la connexion en parallèle des cellules augmente le courant. Un module PV représente l'élément de base pour la production d'énergie PV à grande échelle. La plupart des modules commerciaux sont composés de 36 ou 72 cellules. Les modules se composent d'une face avant transparente, des cellules PV encapsulées et d'une face arrière. Le matériau de la face avant est généralement constitué de verre trempé et à faible teneur en fer (Figure I.7). Le rendement d'un module PV est inférieur à celui d'une cellule PV car une partie de l'irradiation solaire est réfléchiée par la couverture en verre et l'ombre portée du cadre [18-19].

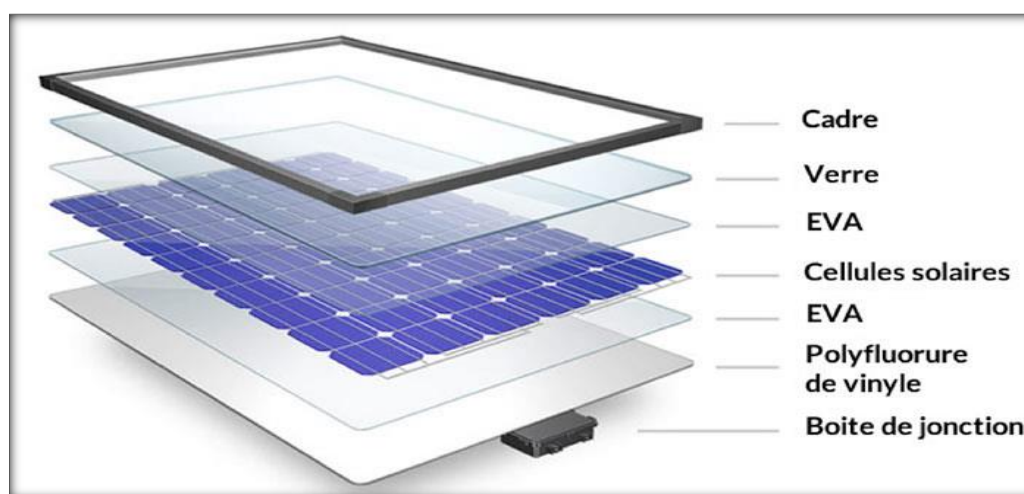


Figure I.7 : Module photovoltaïque

Pour protéger les modules PV contre le point chaud (hot-spot) à cause d'un déséquilibre d'éclairement il faut monter une diode au silicium "diode de by-pass" en parallèle tête-bêche (Figure I. 8) sur une branche en général de dix-huit cellules en série, cette diode sera conductrice dans le cas de l'ombrage d'une ou plusieurs cellules dans une branche et bloquée dans le cas normal.

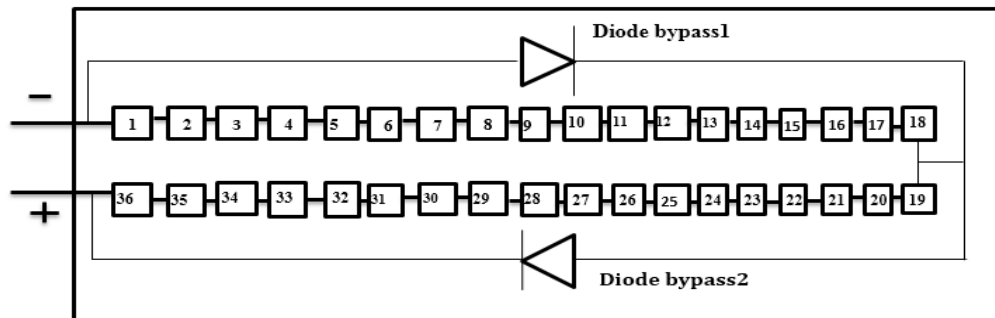


Figure I.8 : Module de 36 cellules connectées en série et protégé par deux diodes de by-pass [20].

I.7.1. String et champ photovoltaïque

Les modules peuvent également être connectés en série pour obtenir une tension accrue ou en parallèle pour obtenir un courant accru afin d'obtenir une puissance élevée dans la production à grande échelle [21]. La connexion des modules PV est classée comme suit :

- String PV : Elle est composée de plusieurs modules connectés en série comme dans la figure I.9.
- Champ PV (système) : Il est constitué de N string connectés en parallèle comme indiquée dans la Figure I.9.

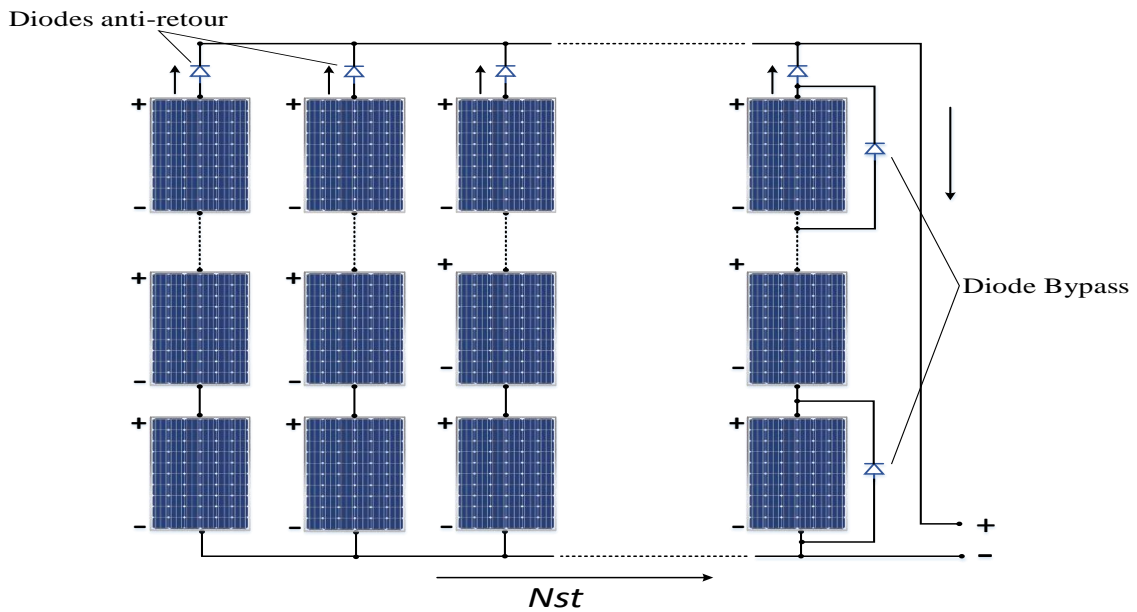


Figure I.9 : Champ photovoltaïque composé de N strings en parallèle.

Avec : Nst le nombre de strings branchés en parallèle.

I.7.2. Protection des modules photovoltaïques

Lorsque l'on conçoit une installation photovoltaïque, il est important d'assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durabilité en prévenant les pannes destructrices dues à l'association des cellules et à leur fonctionnement. Pour se protéger contre ces risques, deux types de protection sont utilisés dans les installations photovoltaïques : la diode de by-pass et la diode anti-retour, comme le montre les figures (I.10) et (I.11).

I.7.2.1. Diodes de by-pass

Comme le montre la figure I.10, la cellule ombrée cesse de produire de l'énergie électrique et se comporte davantage comme une résistance semi-conductrice. Donc elle génère moins de courant que les deux autres cellules, ce qui diminue fortement la production d'énergie de la chaîne. Par conséquent la puissance générée par les cellules « ensoleillées » sera dissipée par la cellule « ombrée » qui peut, avec le temps, provoquer une surchauffe (points chauds) et éventuellement la destruction de la mauvaise cellule [22].

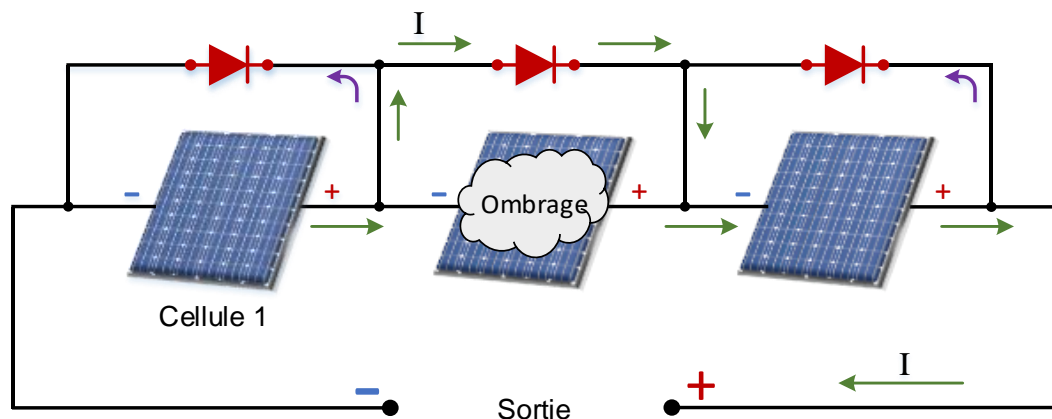


Figure I.10 : Fonctionnement des diodes bypass.

Les diodes de by-pass sont connectées à l'extérieur et en antiparallèle avec chaque cellule PV pour fournir un chemin électrique alternatif pour courant généré. Car il ne peut pas traverser la cellule lorsqu'il est ombragé. Cela permet de préserver les performances de la chaîne en limitant la tension de polarisation inverse générée à travers n'importe quelle cellule partiellement ombrée et donc de réduire la puissance électrique qui peut être dissipée par la cellule [22].

I.7.2.2. Diodes anti-retour

Lorsque le soleil brille, la tension produite par les panneaux est supérieure à celle de la batterie, donc la charge a lieu. Cependant, dans la nuit, lorsqu'aucune tension n'est produite par les panneaux, la tension de la batterie ferait circuler un courant dans la direction opposée à travers les panneaux, déchargeant la batterie. Les diodes anti-retour seront nécessaire dans tel système pour charger une batterie [23]. Les diodes de anti-retour sont généralement incluses dans la construction des panneaux solaires (Figure I.11).

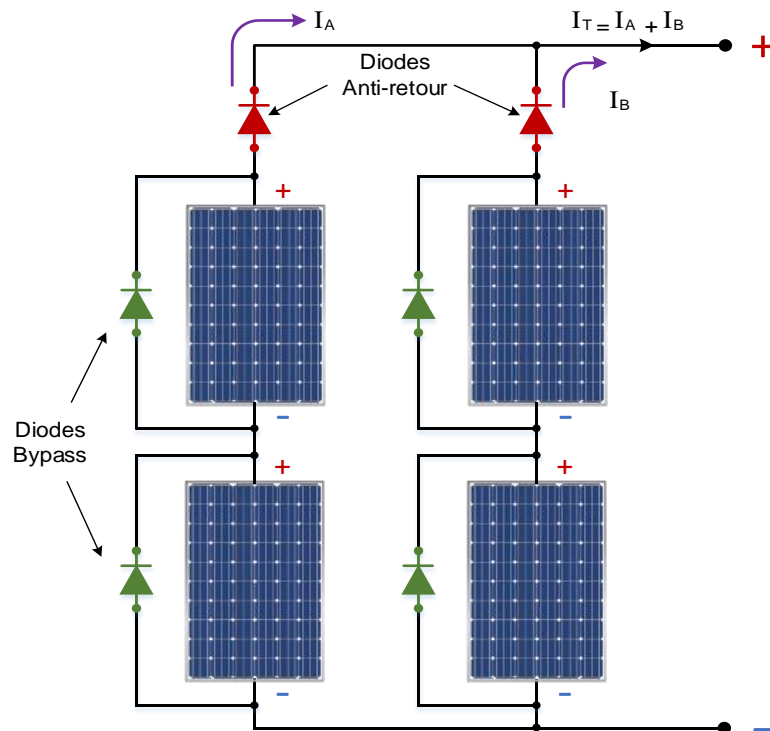


Figure I.11 : Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour.

I.8. Système photovoltaïque

I.8.1. Eléments d'un système photovoltaïque

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée : habitation isolée ou à proximité d'un réseau, utilisation de batterie ou « au fil du soleil », convertisseurs de puissance. Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque [19] :

- Les cellules solaires ou panneau solaires qui forment le champ photovoltaïque
- Les régulateurs de charge qui ont pour rôle de transférer le maximum de charge aux batteries.
- Les convertisseurs, soit des convertisseurs DC/DC ou bien DC/AC.
- Les batteries de stockage comme leurs noms l'indiquent, ont pour rôle de stocker l'énergie afin de l'utiliser ultérieurement.
- Autres composants.

I.8.2. Différents types de système photovoltaïques

Les systèmes PV peuvent être réalisés selon les exigences en trois types : autonome, raccordée au réseau et hybride [24] :

I.8.2.1. Système PV autonome

Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. Le système photovoltaïque autonome permet de fournir du courant électrique à des endroits où il n'y a pas de réseau. Donc l'énergie produite est utilisée immédiatement (pompage, l'éclairage, etc...) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée [19].

Le système PV autonome est composé principalement de :

- Un Générateur photovoltaïque
- Un Convertisseur DC/DC (Hacheur)
- Un système de régulation (commande MPPT)
- Une charge
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

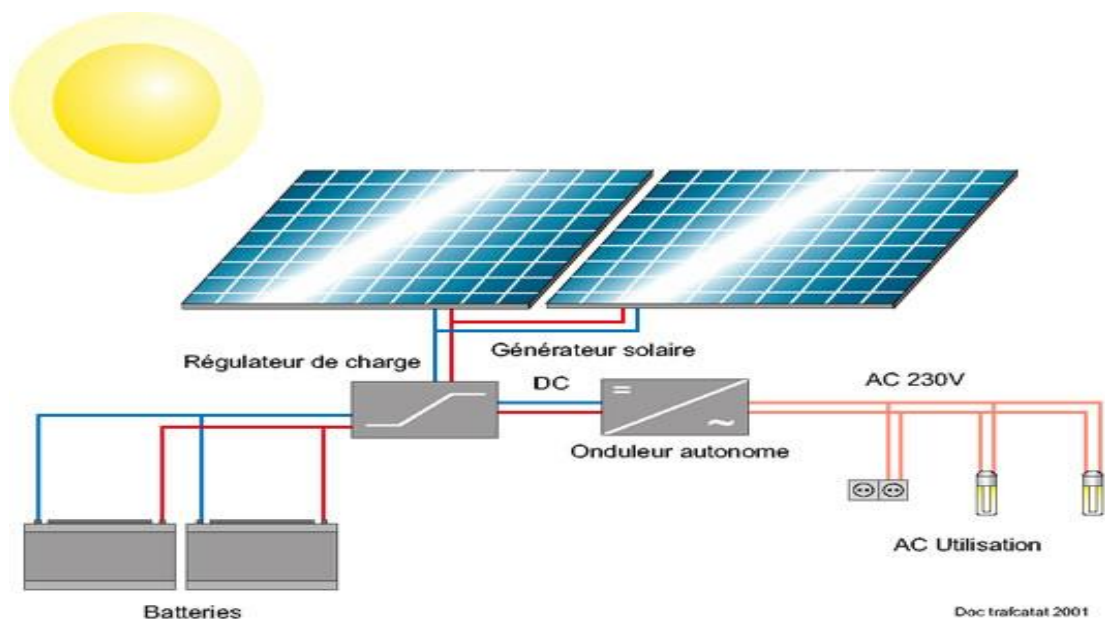


Figure I.12 : Installation photovoltaïque autonome.

I.8.2.2. Systèmes couplés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau ou interactifs avec le service public sont conçus pour fonctionner en parallèle et être interconnectés avec le réseau électrique. Le composant principal des systèmes photovoltaïques connectés au réseau est l'onduleur. L'onduleur convertit le courant continu produit par l'installation photovoltaïque en courant alternatif conforme aux exigences de tension et de qualité de l'énergie du réseau électrique, et cesse automatiquement de fournir de l'énergie au réseau lorsque celui-ci n'est pas alimenté [24].

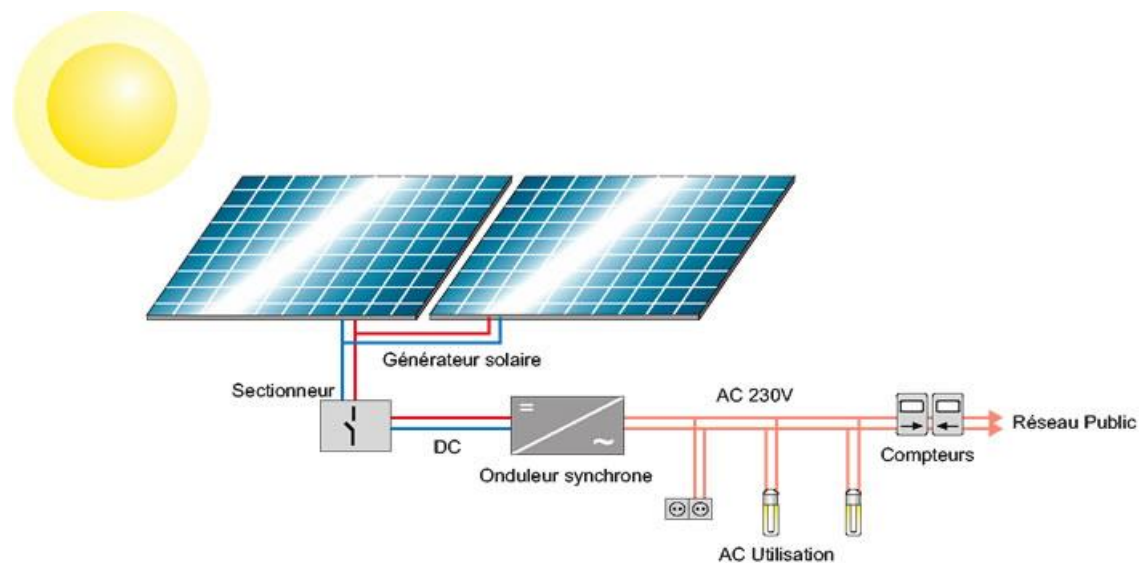


Figure I.13 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.

I.8.2.3. Systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie solaire hybride sont des systèmes d'énergie hybride qui combinent l'énergie solaire d'un système photovoltaïque avec une autre source d'énergie génératrice [25]. Les systèmes hybrides solaires comprennent les systèmes éoliens-solaires. La combinaison de l'éolien et du solaire a l'avantage que les deux sources se complètent, car les pics de fonctionnement de chaque système se produisent à des moments différents de la journée et de l'année. La production d'électricité d'un tel système hybride est plus constante et fluctue moins que celle de chacun des deux sous-systèmes composants [24].

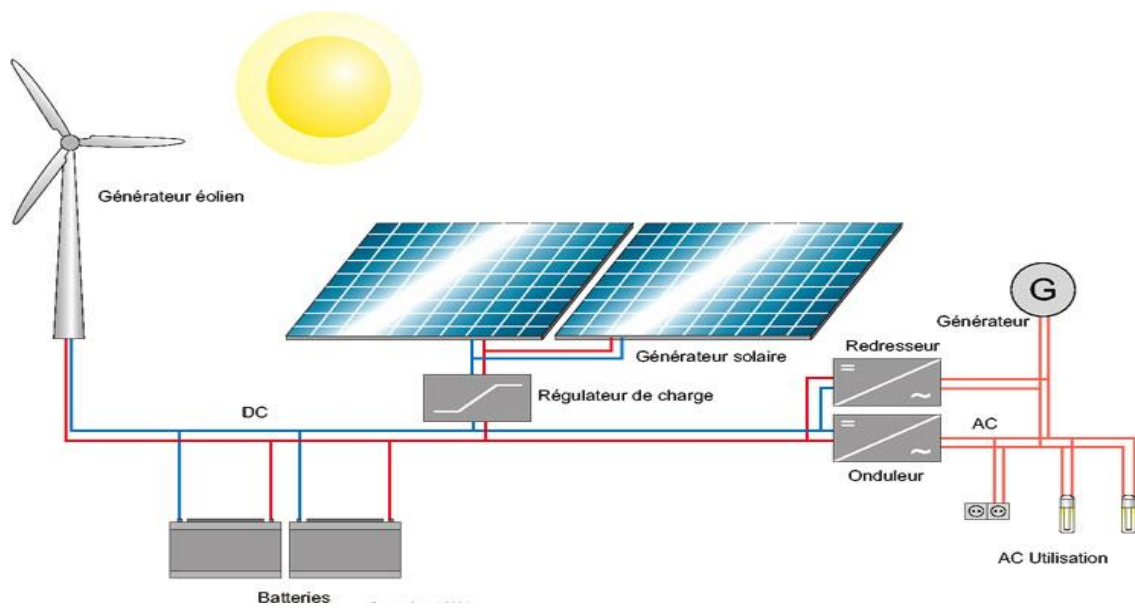


Figure I.14 : Système hybride

I.9. Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons exposé des généralités sur les systèmes de production de l'énergie électrique qui se repose sur l'effet photovoltaïque, dans ce cadre des statistiques sur la production mondiale en été présenté au premier lieu. Puis le principe de la conversion, types des cellules, et les caractéristiques du module PV ainsi que les différents types du système photovoltaïque en été bien détaillé.

Le second chapitre sera consacré à la modélisation et l'étude du système photovoltaïque.

CHAPITRE II

MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

II.1. Introduction

La modélisation mathématique des cellules solaire est indispensable pour toute opération d'étude du fonctionnement, d'optimisation du rendement ou de diagnostic du générateur photovoltaïque. L'objectif principal de ce chapitre est la modélisation d'un système de photovoltaïque et la présentation de principe de fonctionnement de chaque élément le constituant : la cellule photovoltaïque, le convertisseur statique, le contrôleur MPPT, et nous présentons les modèles relatifs à chaque partie du system PV. On suppose que toutes les cellules du système PV sont identiques et soumises aux mêmes conditions de fonctionnement d'ensoleillement et de température. Par ailleurs, la variation des paramètres de la cellule PV et les conditions météorologiques ayant un impact considérable sur le fonctionnement des modules PV, l'influence de l'ensoleillement et de la température de la cellule PV sur sa production électrique sera également menée dans ce chapitre.

II.2. Modélisation du système photovoltaïque

II.2.1. Générateur photovoltaïque « GPV »

L'énergie en sortie d'un générateur photovoltaïque n'est pas automatiquement adaptée à la charge. Donc, il est nécessaire d'introduire des convertisseurs statiques comme un étage intermédiaire entre le générateur PV et la charge, assurons à leur sortie une énergie convenable pour la charge.

En générale, cet étage est contrôlé par une technique MPPT ((MPPT : Maximum Power Point Tracking) qui permet de faire fonctionner GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance (a comme objectif de tiré le maximum de puissance du GPV relativement aux condition météorologiques (température et irradiation)) [25]. Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système de conversion photovoltaïque autonome et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant, et nous présentons les modèles relatifs à chaque partie du système de conversion. La structure du système de conversion photovoltaïque et sa commande MPPT, est présenté à la Figure (II.1).

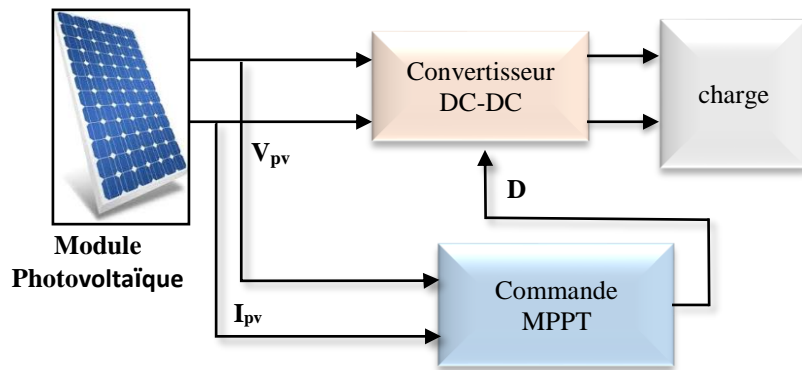


Figure II.1 : Composantes principales du système photovoltaïque.

II.2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

Afin de simuler le comportement de la cellule photovoltaïque, il est indispensable de développer un modèle mathématique à partir du circuit électrique équivalent. Dans la littérature, trois modèles électriques principaux ont largement été utilisés, un enjeu de configuration physique de la cellule est les paramètres inclus qui font la différence entre ces modèles [26].

II.2.2.1. Modèle simplifié

La cellule sera modélisée par une source de courant I_{ph} en parallèle avec une diode. La résistance série R_s présentée dans la figure II.2 est introduite comme des pertes ohmiques, justifiant quelques phénomènes au niveau de la cellule [27].

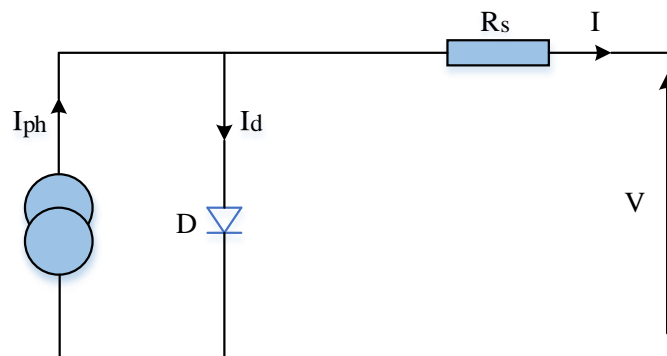


Figure II.2 : Modèle simplifié d'une cellule PV.

Ce modèle électrique modélise la cellule en un générateur de courant idéal, selon la loi des nœuds, le courant à la sortie de la cellule I est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II. 1})$$

Avec :

I_{ph} : Le photo-courant qui est constant pour un ensoleillement donné.

I_d : Le courant traversant la diode donnée par l'équation II.2.

$$I_d = I_S \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (\text{II. 2})$$

Avec :

a : Facteur d'idéalité de la diode.

V_t : Tension thermique à la température T.

Le courant fourni par ce modèle est donc donné par :

$$I = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (\text{II. 3})$$

II.2.2.2. Modèle à une diode

L'un des modèles de cellules solaires les plus utilisés est le modèle à une diode également connu sous le nom de modèle à cinq paramètres. Ce modèle comprend une combinaison d'une source de courant I_{ph} , une diode, et une résistance de shunt R_{sh} et une résistance série R_s modélisant les pertes de puissance [27]. Le circuit équivalent pour ce modèle est donné à la figure II.3.

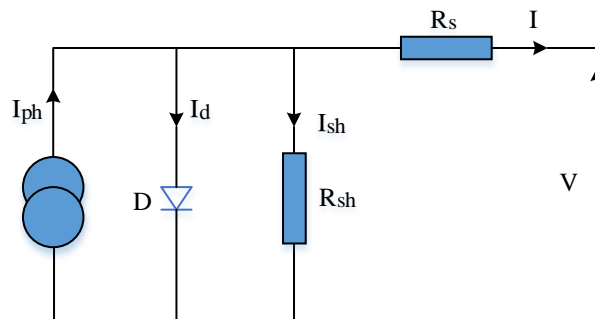


Figure II.3 : Modèle à une diode d'une cellule PV.

Le courant de sortie de la cellule PV est calculé en appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit équivalent représentée sur la figure précédente :

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I \quad (\text{II. 4})$$

Tel-que

I_{ph} : Courant photonique.

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_{sh} : Le courant circulant dans la résistance.

I : Courant générer par la cellule photovoltaïque.

Le courant dans la diode est donné par :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{V_t a} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.5})$$

Le courant qui passe dans la résistance R_{sh} est donné par :

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_S I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II. 6})$$

De l'équation II-4, nous obtenons l'expression du courant I :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II. 7})$$

Remplaçant II-7 dans les équations II-5 et II-6, l'équation caractéristique devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_S I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II. 8})$$

Où :

$V_t = \frac{N_S K T}{q}$: tension thermique à la température T.

q : Charge de l'électron ($1.6 * 10^{-19}$ C)

K : Constante de Boltzmann ($1.3854 * 10^{-23}$ J/K)

a : Facteur d'idéalité de la diode

T : Température effective de la cellule en degré Kelvin [°K]

N_S : Nombre de cellule en série par module.

II.2.2.3. Modèle à deux diodes

Actuellement le modèle électrique le plus proche d'une cellule photovoltaïque est celui à deux diodes (double exponentiel), où la cellule est bien sûr présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant avec deux diodes en parallèle. Et pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, comme les modèles précédents, ce modèle est complété par les deux résistances série R_s et parallèle R_{sh} comme le montre le schéma électrique équivalent de la figure II.4 [28].

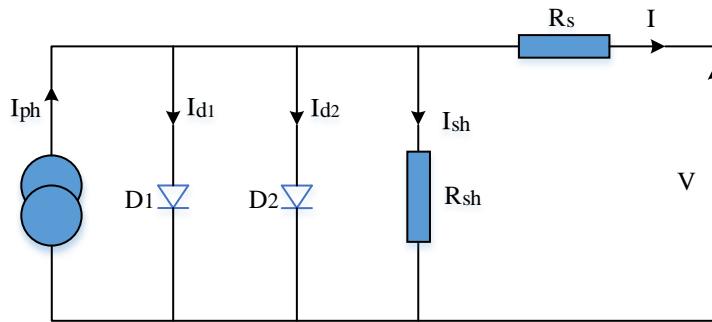


Figure II.4 : Modèle à deux diodes d'une cellule PV.

Avec quelques, étape de calcul et développement mathématique, ce modèle donne un courant presque semblable au courant d'une cellule PV réel selon la relation :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{Sh} \quad (II.9)$$

Donc :

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t a_1} \right) - 1 \right] - I_{S2} \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t a_2} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (II.10)$$

Avec :

a_1 et a_2 : Facteurs d'idéalité des diodes D1 et D2 respectivement.

II.2.3. Convertisseur DC-DC

Les convertisseurs DC/DC sont des convertisseurs linéaires et à découpage utilisés pour transformer la tension d'une source de courant continu d'un niveau à un autre. Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue [28]. Les convertisseurs linéaires maintiennent un flux de courant continu de l'entrée à la charge tandis que les convertisseurs à commutation régulent le même flux de courant en hachant la tension d'entrée et en contrôlant le flux de courant moyen en faisant varier le rapport cyclique du système.

La représentation symbolique la plus couramment utilisée d'un convertisseur DC-DC est donnée par la figure suivante :

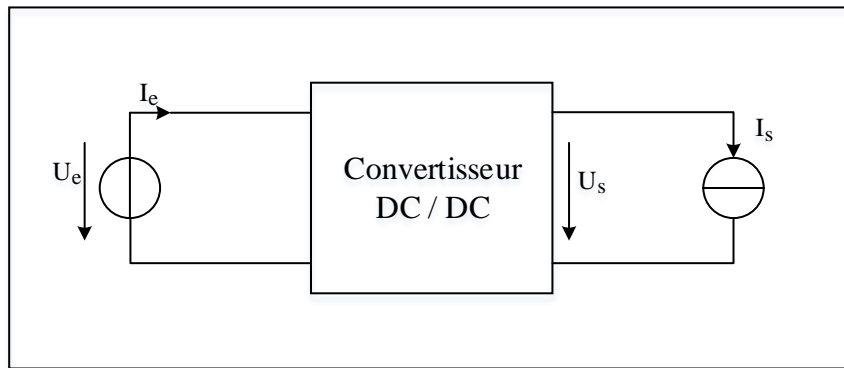


Figure II.5 : La représentation symbolique d'un convertisseur DC/DC.

Les types de convertisseurs DC-DC généralement utilisés sont : le convertisseur élévateur de tension (boost), abaisseur de tension (buck) et élévateur-abaisseur de tension (buck-boost). Dans ce qui suit nous rappelons brièvement le principe de fonctionnement du convertisseur élévateur.

II.2.3.1. Convertisseur Boost

Le convertisseur Boost est un élévateur de tension, la tension de sortie est toujours supérieure à la tension d'entrée, peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom hacheur parallèle ou survolteur [16]. Le schéma de principe est représenté par la figure II.6.

Quand le semi-conducteur (S) est passant, la diode est polarisée en inverse, l'alimentation d'énergie (rangée de cellule solaire) alimentant de ce fait l'inductance. En même temps, la charge reçoit sa puissance du condensateur. Quand (S) est bloqué, le courant circule de l'alimentation à la charge à travers l'inductance et la diode.

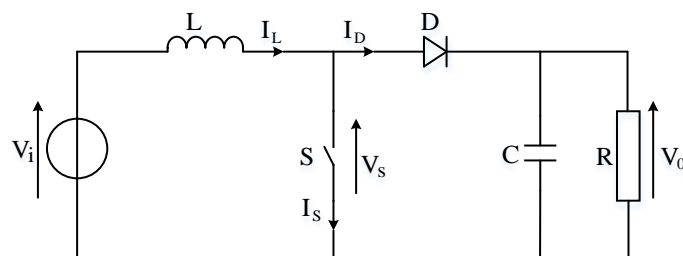


Figure II.6 : schéma de principe du Convertisseur Boost.

Le principe de fonctionnement d'un convertisseur boost est divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur S :

- Lorsque l'interrupteur S est fermé (état passant), le courant dans l'inductance va augmenter, et une énergie sous forme d'énergie magnétique est stockée. La diode est donc bloquée, et la charge sera déconnectée de la source. L'expression de V_i est donc :

$$V_i = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (\text{II.11})$$

A la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté de la valeur ΔI_L on exprimée par :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{D \cdot T} dI_L = \int_0^{D \cdot T} \frac{V_i \cdot dt}{L} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} \quad (\text{II.12})$$

D est le rapport cyclique qui représente la fraction de la période T lorsque l'interrupteur S est passant $0 < D < 1$.

- Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance est alors en série avec le générateur et sa tension va s'ajouter à celle du générateur : c'est l'effet survolteur. L'énergie cumulée dans l'inductance va être donc transférée vers la capacité et la charge.

L'expression de V_i est alors :

$$V_i - V_o = L \cdot \frac{dI_L}{dt} \quad (\text{II.13})$$

La variation de I_L durant l'état bloqué sera donc égale à :

$$\Delta I_{Loff} = \int_0^{(1-D)T} dI_L = \int_0^{(1-D)T} \frac{(V_i - V_o) \cdot dt}{L} = \frac{(V_i - V_o)(1-D)T}{L} \quad (\text{II.14})$$

La quantité d'énergie emmagasinée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. Par conséquent, la valeur du courant I_L est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta I_{Lon} + \Delta I_{Loff} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1-D)T}{L} = 0 \quad (\text{II.15})$$

Le rapport entre V_i et V_o sera donc :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (\text{II.16})$$

II.2.4. Commandes de poursuite du point de puissance maximale MPPT

Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour fournir de l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, un suiveur du point de puissance maximum est utilisé pour la commande du convertisseur [30]. La technique de suivi du point à puissance maximal a été développée depuis 1968, cette commande est essentielle pour un fonctionnement optimal du système photovoltaïque.

II.2.4.1. Principe du MPPT

Le principe du MPPT repose sur l'utilisation d'un algorithme de commande pour tirer l'énergie au point de puissance maximale appuyer sur la mesure de la tension et le courant du module PV. Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie est fourni à la sortie.

Le PPM varie avec les conditions changeantes telles que les niveaux d'éclairement et de la température. Pour tirer en permanence du champ photovoltaïque sa puissance maximale, il est essentiel de fonctionner toujours au PPM [30]. On va présenter et étudier par la suite la méthode MPPT dite perturbation et observation (perturbe and observe P and O) Qui fait partie des méthodes les plus fréquentes dans la littérature.

II.2.4.2. Méthode de perturbation et observation (P&O)

La méthode de perturbation et observation (P&O) est la méthode la plus simple du MPPT qui nécessite la mesure d'un nombre réduite de paramètre, il consiste à perturber l'un des paramètres d'entrées du convertisseur statique (généralement la tension V_{pv}) puis d'observer l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du système, Elle permet d'extraire la puissance maximale même si l'éclairement et la température varient.

Le principe de cette méthode est qu'à partir d'un rapport cyclique initialement petit, on mesure V_{pv} et I_{pv} et on calcule $P(k)$. La valeur obtenue est comparée avec la valeur $P(k-1)$ calculée au cycle précédent, et selon le résultat de comparaison, V_{pv} est ajustée soit dans le même sens que dans le cycle précédent soit dans une direction opposée. Ainsi, la puissance va augmenter, repasser par le maximum, puis diminuer et dès la détection d'une diminution de la puissance, le sens de la commande est à nouveau inversé, ...etc. Cependant, l'oscillation du système autour du maximum permet de suivre le maximum de puissance [31]. La figure II.7 résume le principe de fonctionnement de cette méthode.

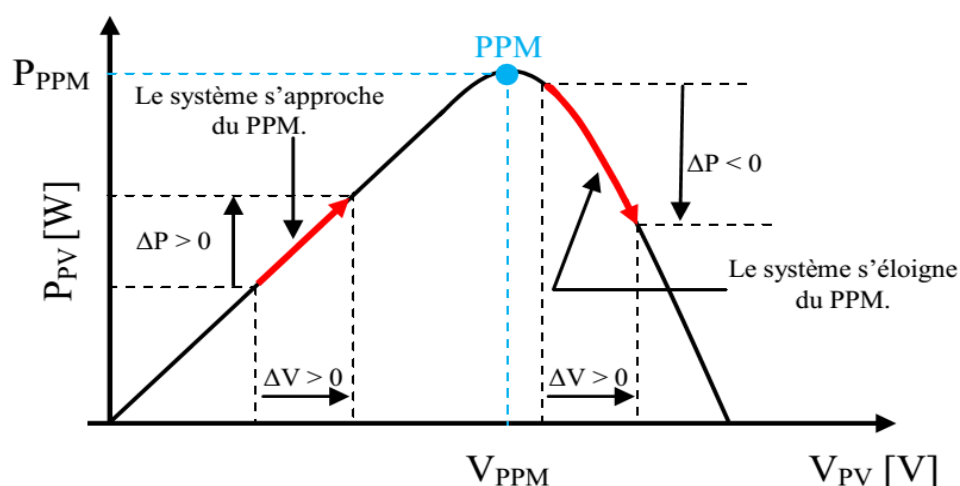


Figure II.7 : le principe de fonctionnement de la méthode P&O.

La figure II.8 montre l'organigramme de l'algorithme de la méthode „P&O“, tel qu'il doit être implémenté dans un microprocesseur de contrôle [31].

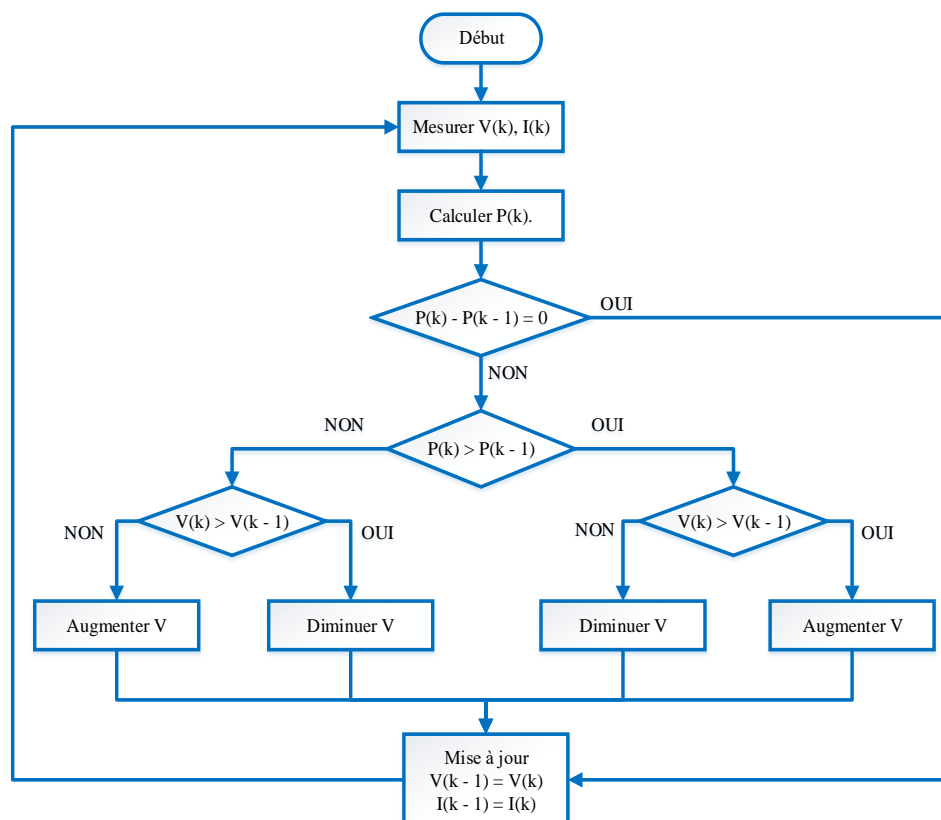


Figure II.8 : Organigramme de la méthode P&O.

II.3. Simulation du générateur photovoltaïque

II.3.1. Choix et caractérisation du module photovoltaïque

Pour faire la modélisation et la simulation de notre système PV, et ensuite le diagnostic de certains défauts considérés comme fréquents et important à détecter et à localiser dans la suite de cette thèse, le module PV a tombé sur le module photovoltaïque **KC130GHT** qui comporte 36 cellules solaires de silicium polycristallin de 1425×652 mm connectées en série a été sélectionner. Le module PV **KC130GHT** peut produire une puissance maximale de 130 watts à 17.6 volts. Ceci nous a permis de déterminer la puissance en fonction de la tension et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de 1000 W/m² [32].

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque **KC130GHT** en conditions de test standards sont représentées sur le tableau (II.1).

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module PV KC130GHT [32]

Paramètres	Valeur
Puissance maximale(Pmax)	130 W
Tension à Pmax (Vpmax)	17.6 V
Courant à Pmax (Ipmax)	7.39 A
Tension à circuit ouvert (Vco)	21.9 V
Courant de court-circuit (Icc)	8.02 A
Nombre de cellules connectées en série	36
Nombre de cellules connectées en parallèle	1
Coefficient de température de Vco	$-8.21 \times 10^{-2} \text{ V}/^{\circ}\text{C}$
Coefficient de température de Icc	$3.18 \times 10^{-3} \text{ A}/^{\circ}\text{C}$
Tolérance	+10 / -5 %



II.3.2. Simulation du module PV

Premièrement on a simulé le comportement électrique module photovoltaïque **KC130GHT**, ce module fournit une puissance maximum 130 W. Cela nous a permet de déterminer les caractéristiques (I-V) et (P-V) du module PV montré dans la figure (Figure II. 9).

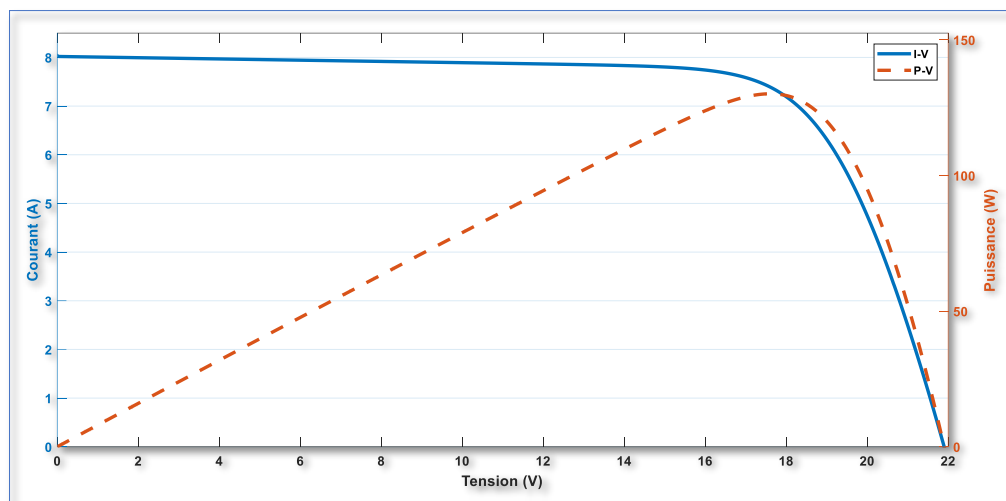


Figure II.9 : Simulation de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module PV - KC130GHT ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).

La figure (II.9) présente :

- La variation du courant du module en fonction de la tension à une température et un éclairement fixe, On note que le courant reste pratiquement constant jusqu'à $V=17.6 \text{ V}$ puis il diminue exponentiellement jusqu'à son annulation.
- L'évolution de la puissance du module en fonction de la tension à température et éclairement fixe, on note que la courbe de puissance présente un point crête environs $P=130 \text{ W}$. la courbe ne cesse pas d'augmenter jusque ce point puis elle chute vers une puissance nulle.

II.3.3. Effet de l'éclairement sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$

On fixe la température ambiante ($T = 25^\circ\text{C}$) et on fait varier l'éclairement de (200 à 1000 W/m^2), les courbes de variation du courant par rapport la tension pour chaque éclairement sont montré dans la figure II.10. D'après la figure on constate que le changement de l'éclairement n'a pas un grand impacte sure la tension du circuit ouvert (pratiquement 2V pour notre plage de variation de l'éclairement). Par contre le courant varie de 2A pour un éclairement 200 W/m^2 à 8A pour un éclairement 1000 W/m^2 .

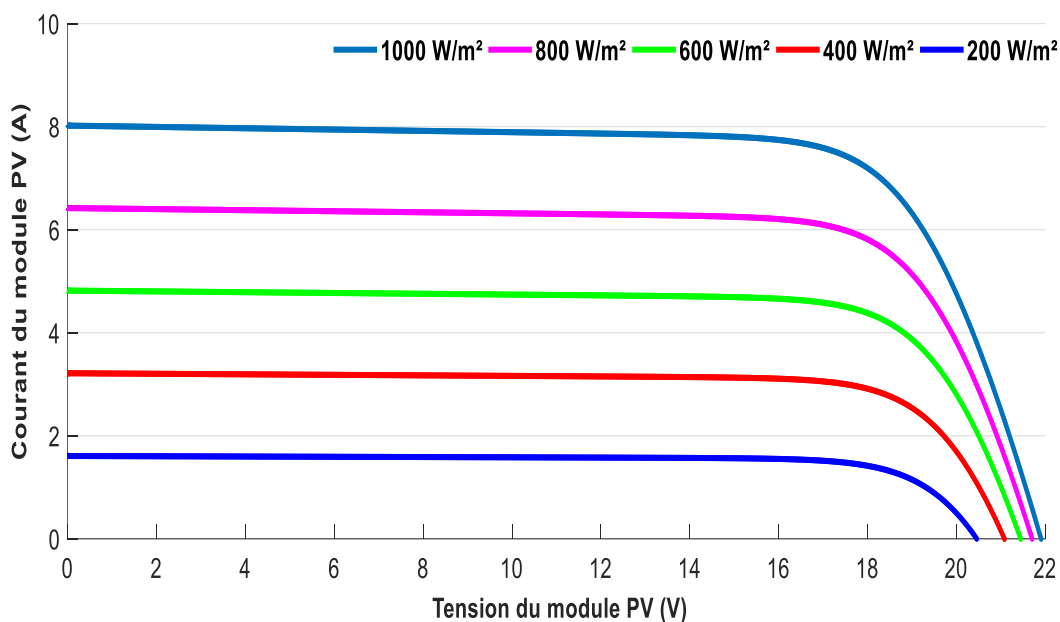


Figure II.10 : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension du module PV KC130 GHT pour différents éclairements et une température $T = 25^{\circ}\text{C}$.

La figure II.11 illustre les courbes de la variation de puissance par rapport à la tension pour chaque éclairement. On remarque que l'éclairement a un effet proportionnel sur la puissance ; dans notre cas le point crête de la puissance augmente de 25 W pour un éclairement 200 W/m^2 à 130 W pour un éclairement 1000 W/m^2 . La tension du court-circuit est pratiquement inchangée vis-à-vis le changement de l'éclairement.

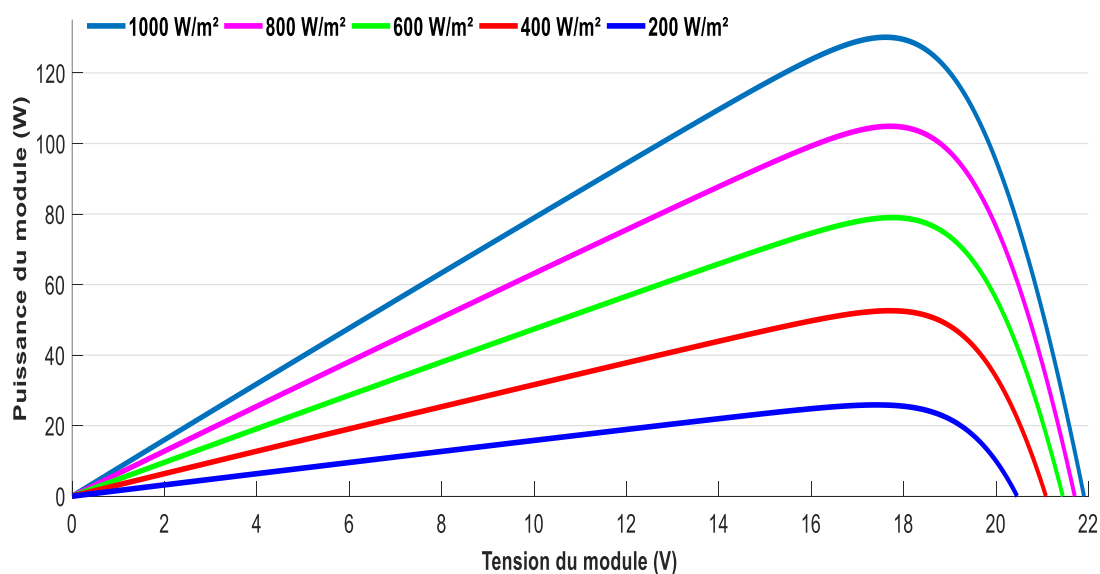


Figure II.11 : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension du module PV KC130GHT pour différents éclairements et une température $T = 25^{\circ}\text{C}$.

II.3.4. Effet de la température sur les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$

On fixe l'éclairement ($G = 1000 \text{ W/m}^2$) et on fait varier la température de 0°C à 95°C . On constate d'après la figure (II.12) que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du GPV, contrairement au courant de court-circuit qui augmente légèrement avec la température du module PV.

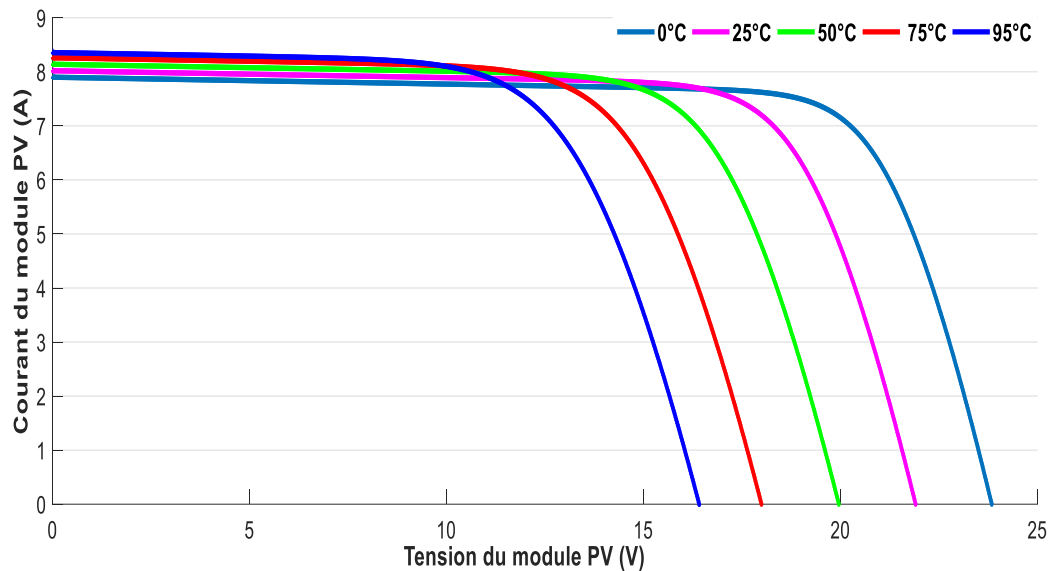


Figure II.12 : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension du module PV KC130GHT pour différents température et un éclairement $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

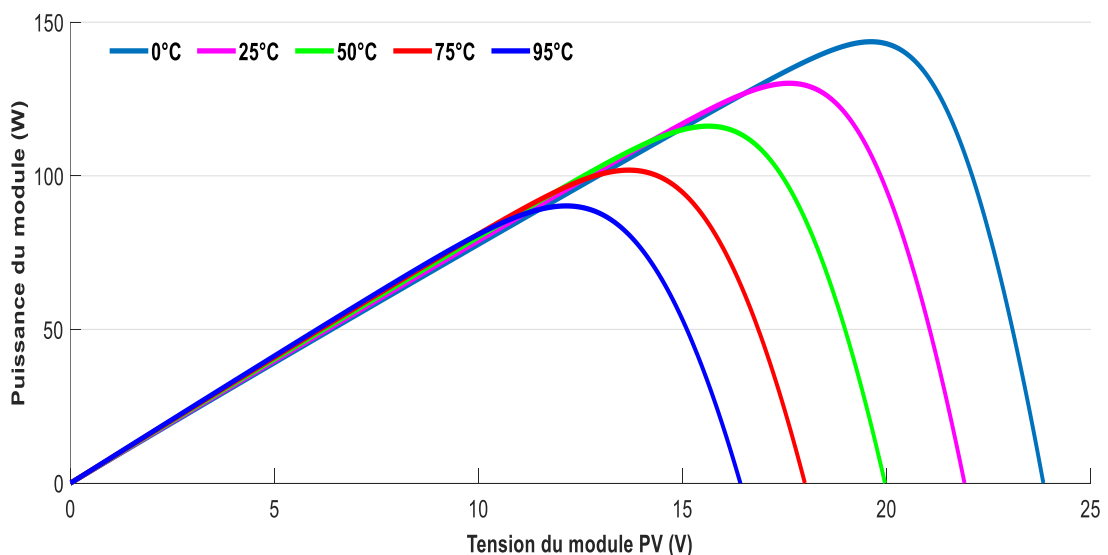


Figure II.13 : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension du module PV KC130GHT pour différents température et un éclairement $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

D'après la figure (II.13) l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique $P = f(V)$ fait diminuer la puissance maximale et la tension du circuit ouvert du GPV.

II.3.5. Simulation du système PV globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge)

Le système photovoltaïque étudié est composé du module photovoltaïque, d'un convertisseur DC-DC de type boost doté de sa commande MPPT basée sur l'algorithme P&O, Le schéma synoptique de SIMULINK est donné par la figure II.14 :

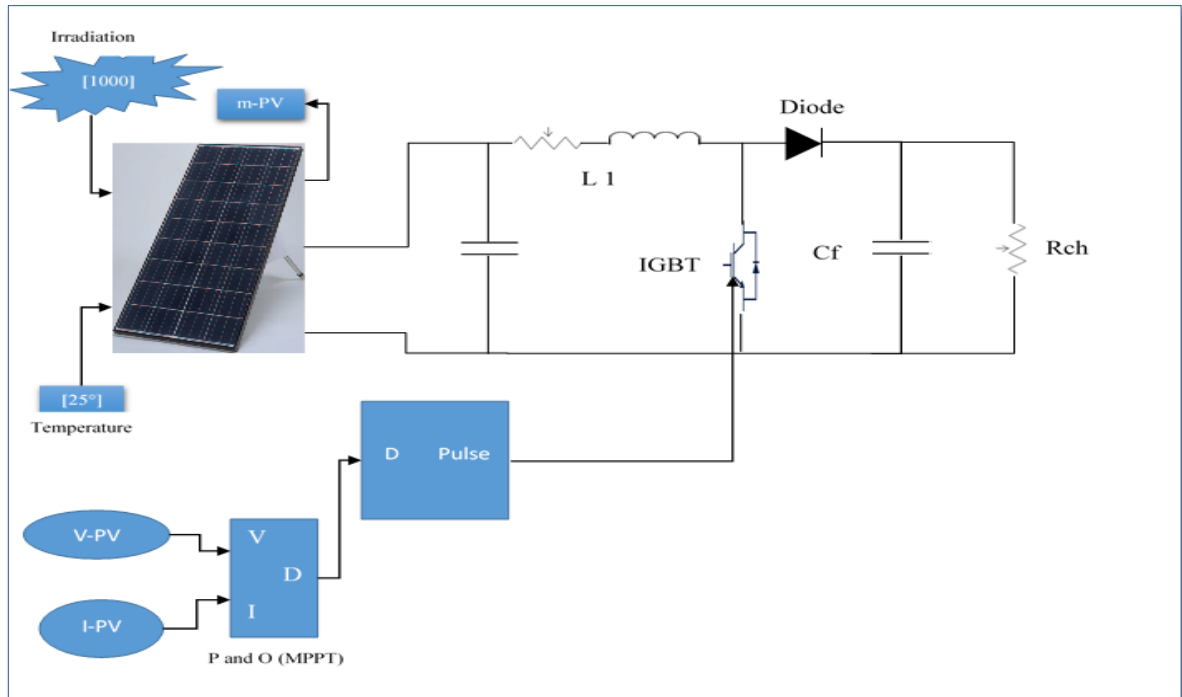


Figure II.14 : Schéma MATLAB SIMULINK d'un système photovoltaïque.

Dans cette partie, nous avons fait la simulation avec Matlab-Simulink, pour un ensoleillement constant de 1000W/m^2 et de température : 25°C , Les figures II.15, II.16 ; et II.17 illustrent les résultats de simulation des différentes grandeurs électriques (courants, tensions et puissances) :

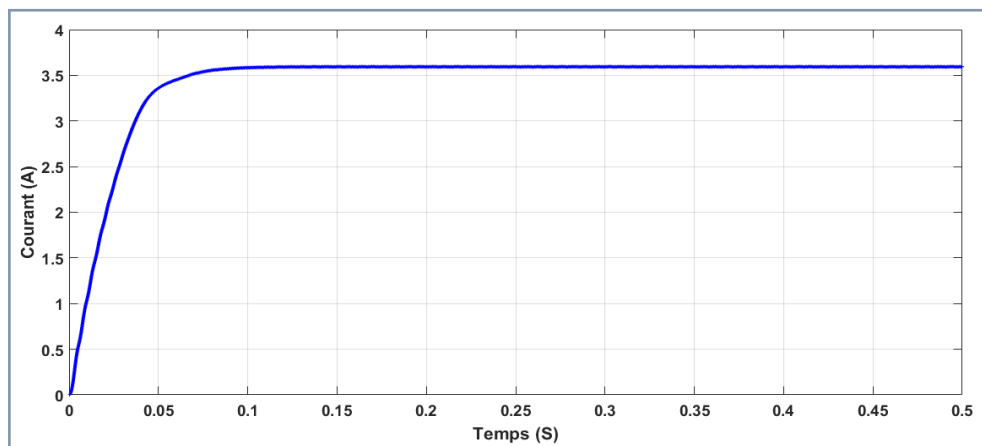


Figure II.15 : Résultats de simulation du courant de sortie du système PV pour $G=1000\text{ W/m}^2$ $T=25^\circ\text{C}$.

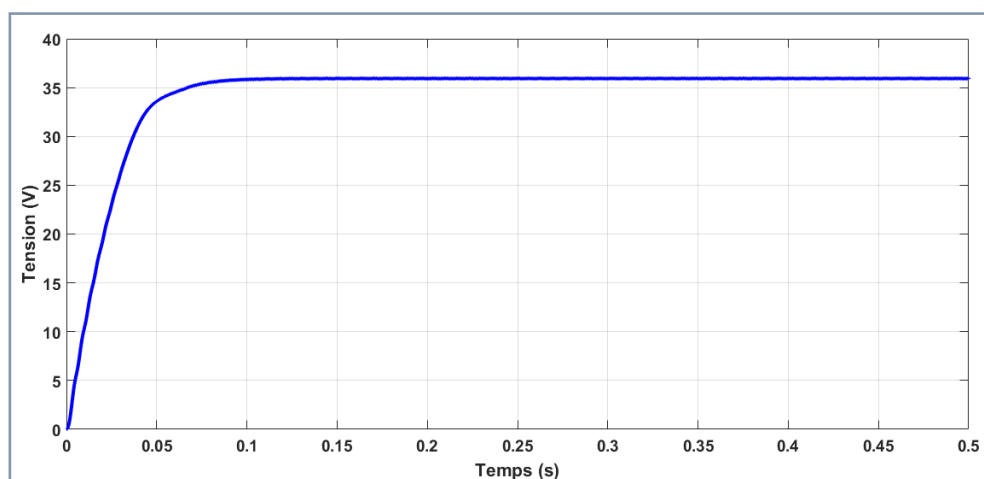


Figure II.16 : Résultats de simulation de la tension de sortie du système PV pour $G=1000$ W/m^2 $T=25^{\circ}C$.

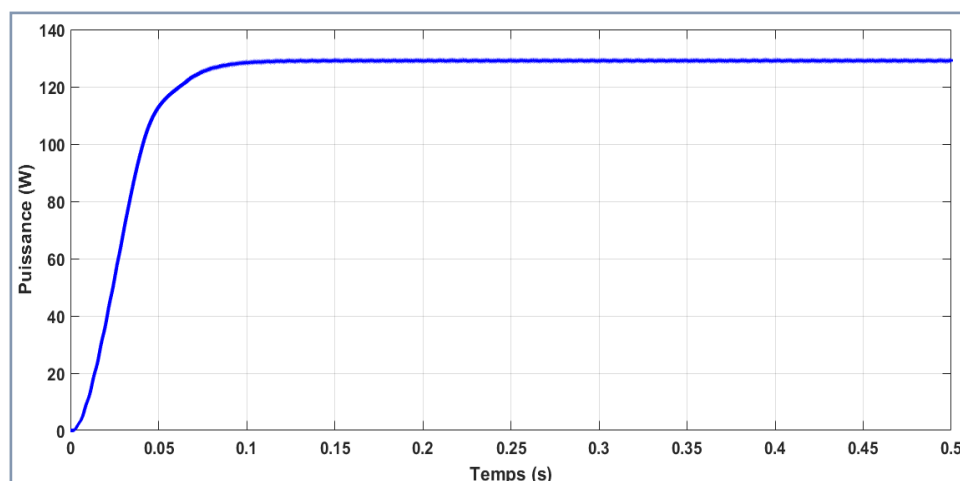


Figure II.17 : Résultats de simulation de la puissance de sortie du système PV pour $G=1000$ W/m^2 $T=25^{\circ}C$.

La figure II.16 illustre la tension de sortie du convertisseur, qui est plus élevée par rapport à celle d'entrée (tension de sortie du module PV).

On constate d'après la figure II.17, que la puissance maximale produite par notre module photovoltaïque dans les conditions standard ($1000 W/m^2$ et $25^{\circ}C$), est totalement transmise à la charge par le convertisseur.

Cette simulation, nous a permis de conclure que le convertisseur DC/DC et la commande MPPT effectuent correctement leurs rôles.

II.4. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation du système photovoltaïque composé de : générateur photovoltaïque, hacheur survolteur et la commande MPPT « perturbation et observation » est présentée. Les modèles SIMULINK sont construits pour les différentes composantes du système photovoltaïque. D'après les résultats obtenus à partir de la simulation, nous avons montré :

- Les performances du générateur PV se dégradent avec l'augmentation de la température, et la diminution de l'éclairement.
- Le convertisseur DC-DC et la commande MPPT effectuent correctement leurs rôles. Le convertisseur fournit dans les conditions optimales une tension à sa sortie supérieure à celle fournie par le générateur PV.
- La commande MPPT adapte le générateur PV à la charge : transfert de la puissance maximale fournie par le générateur PV.

CHAPITRE III

DEFAUTS LIES AUX SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE ET METHODES DE DIAGNOSTIC

III.1. Introduction

Les défauts qui subissent les installations photovoltaïques est la perturbation majeure qui a fait la casse-tête des chercheurs, car la présence de ces défauts abaisse exponentiellement les kilowatts produit par les centrales. Plusieurs solutions ont été proposées dans la littérature mais restent timides devant la complexité des problèmes [33].

Dans ce chapitre, dans une première partie, une brève introduction au diagnostic et à ses objectifs sera discutée. Ensuite, une présentation des principaux défauts associés à un système photovoltaïque. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à donner un aperçu sur les différentes méthodes de diagnostic des systèmes photovoltaïques.

III.2. Terminologie relative au diagnostic

Selon la standardisation de Le comité technique SAFEPROCESS de la fédération internationale de contrôle automatique de l'IFAC (International Federation of Automatic Control) [34,35], on présente au-dessous les termes rencontrés dans le domaine de diagnostic ainsi leur signification :

III.2.1. Défaut

C'est toute déviation ou tout écart d'au moins une caractéristique observée du système surveillé par rapport à sa caractéristique de référence requise, correspondante à l'état de fonctionnement normal et standard. Un défaut ne provoque pas généralement un arrêt complet du système mais peut entraîner une probable défaillance. Un défaut peut être d'origine physique dû au dysfonctionnement des matériels, aux erreurs de conception, aux erreurs de conduite et d'utilisation opérationnelle des systèmes ou aux erreurs lors des actions de maintenance. Suite à un défaut, le système est incapable d'accomplir la fonction principale pour laquelle a été conçu.

III.2.2. Défaillance

Est l'incapacité d'un système physique à accomplir sa fonction principale ou une de ses fonctions. Une défaillance peut conduire à un défaut. Mais un défaut n'entraîne pas nécessairement une défaillance. Cela signifie, que le système peut toujours accomplir sa fonction principale tant que le défaut n'affecte pas cette tâche. La défaillance peut être partielle si le système conserve la capacité d'accomplir une partie de ses fonctions requises ou lorsqu'il les accomplit de façon limitée, comme elle peut être complète lorsque le système est incapable d'accomplir toutes les fonctions requises.

III.2.3. Panne

Une panne est l'incapacité d'un appareil à effectuer une fonction requise. Lors de l'apparition d'une défaillance, caractérisée par l'arrêt du dispositif pour remplir sa fonction, le dispositif sera déclaré en panne. Par conséquent, une défaillance est toujours le résultat d'un mauvais fonctionnement.

III.2.4. Dégradation

Est un processus de diminution progressive des performances d'une entité fonctionnelle d'un dispositif.

III.2.5. Perturbation

Est toute entrée non contrôlée, issue de l'environnement extérieur, influençant de façon négative sur un système physique.

III.2.6. Anomalie

Caractérise un comportement du système physique, non conforme à une référence.

III.2.7. Symptôme

Représente un signe distinctif permettant de détecter un dysfonctionnement du système surveillé.

La figure III.1 montre le passage d'un état de bon fonctionnement à un état de panne en passant par la dégradation et la défaillance.

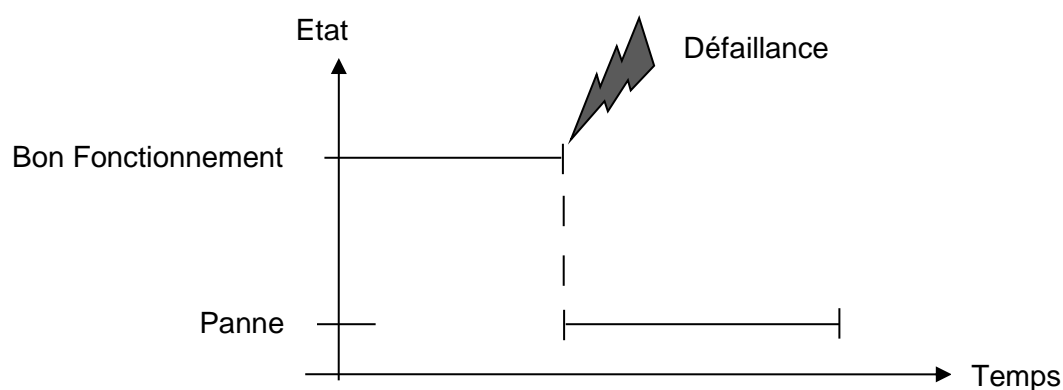


Figure III.1 : Transition d'un état de bon fonctionnement à un état de panne causée par une défaillance.

III.3. Système de diagnostic

Le diagnostic était à l'origine utilisé dans le domaine médical. Ce terme signifie le raisonnement conduisant à l'identification de la cause (origine) d'une défaillance, d'un problème ou d'une maladie sur la base de caractéristiques ou de symptômes constatés par des observations, des contrôles ou des tests (il s'agit donc d'acquérir des connaissances par des signes observables), comme dans son sens médical, le diagnostic des systèmes industriels est une procédure qui consiste à détecter et localiser un composant ou un élément défectueux dans un système dynamique. Il a pour objet de trouver la cause d'une défaillance. Nous adopterons la définition qui a été retenue par les instances de normalisation : (L'Association Française de Normalisation (AFNOR) et la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) ont défini avec précision les vocabulaires à utiliser dans les différents secteurs industriels [33] : "**Le diagnostic est l'identification de la cause probable de la (ou des) défaillance(s) à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations provenant d'une inspection, d'un contrôle ou d'un test**". Cette définition très courte et concise résume les deux tâches essentielles en diagnostic :

- Observer les symptômes de la défaillance ;
- Identifier la cause de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur des observations.

III.3.1. Etapes du diagnostic

La procédure du diagnostic de défaillances et de dégradations susceptibles d'affecter les différentes entités d'un processus industriel s'articule autour des étapes suivantes [36] :

III.3.1.1. Acquisition des données

Cette fonction doit fournir une image du procédé. Les fonctions suivantes doivent être réalisées :

- Conditionnement et prétraitement du signal ;
- Validation du signal de mesure.

III.3.1.2. Détection

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

III.3.1.3. Localisation

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

III.3.1.4. Identification

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

III.3.1.5. Prise de décision

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

III.3.2. Performance d'une procédure de diagnostic

D'une manière général un système de diagnostic se caractérise par quatre caractéristiques principaux : détectabilité, isolabilité, sensibilité et robustesse. En fonction de ces quatre caractéristiques, nous pouvons comparer les diverses approches de diagnostic ainsi de distingué la meilleure méthode convenable pour notre système [37].

III.3.2.1. Détectabilité

C'est l'aptitude du système de diagnostic à pouvoir déceler la présence d'une défaillance sur le procédé. Elle est fortement liée à la notion d'indicateurs de défauts (résidus) : le générateur de résidu doit, d'une certaine manière, être sensible à la défaillance que l'on souhaite détecter.

III.3.2.2. Isolabilité

C'est la capacité du système de diagnostic à remonter directement à l'origine du défaut. Une alarme engendre bien souvent de nouvelles alarmes et il devient dès lors difficile de retrouver l'organe défaillant. La propriété d'isolabilité est liée à la structure des résidus et à la procédure de détection elle-même.

III.3.2.3. Sensibilité

Elle caractérise l'aptitude du système à détecter des défauts d'une certaine amplitude. Elle

dépend non seulement de la structure des résidus mais aussi du rapport de l'amplitude du bruit de mesure avec celle du défaut.

III.3.2.4. Robustesse

Elle détermine la capacité du système à détecter des défauts indépendamment des erreurs de modélisation (sensibilité du résidu aux défauts et insensibilité vis-à-vis des perturbations).

Généralement, la robustesse est définie par rapport à toutes les entrées inconnues.

En pratique, d'autres critères sont à prendre en considération. En phase d'industrialisation, les contraintes ergonomiques et économiques sont essentielles. La rapidité de détection peut être un facteur déterminant. De même, les coûts économiques vont conditionner la stratégie de diagnostic : le système nécessite-t-il des composants trop chers pour sa conception, le temps de développement est-il trop important.

III.3.3. Classification des méthodes de diagnostic

On trouve dans les travaux antérieurs une vaste variété des méthodes de diagnostic, néanmoins on peut les classer en deux grandes catégories selon le type de connaissance utilisé pour détecter le défaut [37]. La figure III.3 donne un panorama général des principales méthodes de diagnostic.

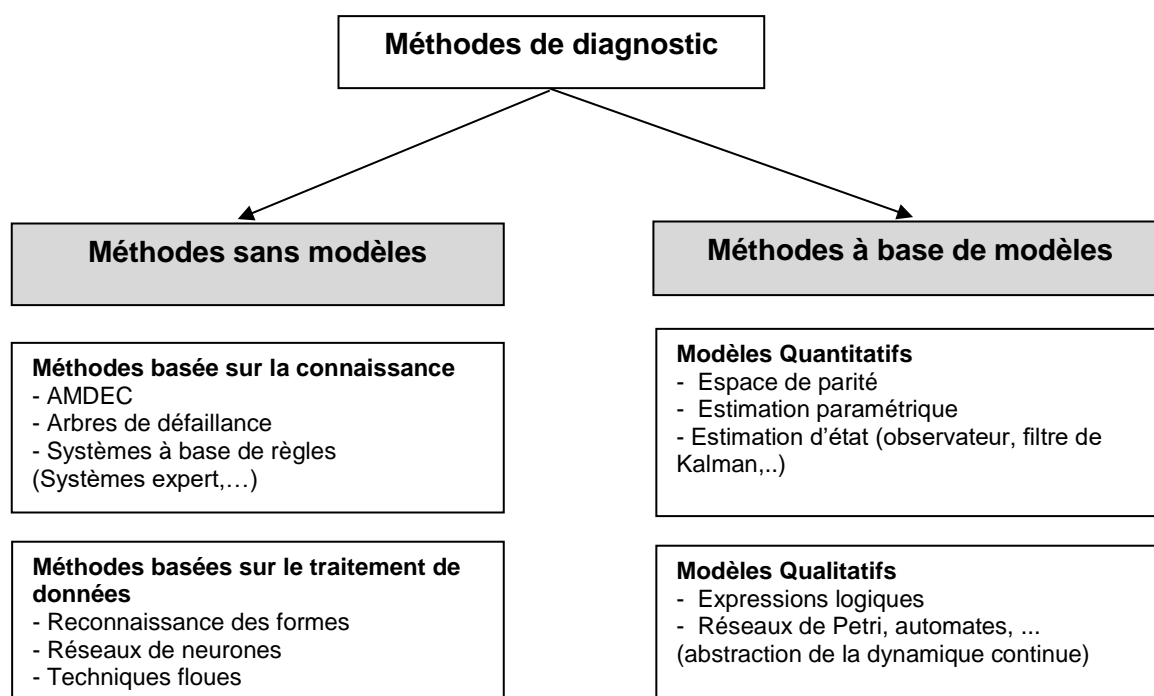


Figure III.2 : Une classification des méthodes de diagnostic.

Comme il est montré dans la figure précédente, on peut envisager deux grandes catégories des méthodes de diagnostic. La première catégorie dite sans modèle, de son nom le modèle du système ne rentre pas dans la procédure de diagnostic, seul les informations du contrôleur et celle des capteurs sont mises en vigueur. À leur tour les méthodes appartiennent à cette catégorie et sont subdivisées en deux, méthodes basées sur la connaissance et méthodes basées sur le traitement de données.

La deuxième catégorie regroupe les méthodes à base de modèle quantitatifs et les méthodes à base de modèle qualitatifs. Comme il est connu que les modèles des systèmes industriels, s'ils existent, sont généralement complexes.

De ce point de vue on s'intéressera dans le reste de cette thèse à la première catégorie de méthodes. Plus précisément celles basées sur le traitement de données ont de nombreux avantages qui sont présentés par rapport aux méthodes basées sur la connaissance.

III.4. Défaits dans le système photovoltaïque

Nous avons décrit dans les parties précédentes de cette thèse les différents composants constituant un système de production photovoltaïque et nous avons fait un aperçu sur les méthodes de diagnostic dans les systèmes industriels d'une manière générale.

Le paragraphe ci-dessous est réservé à l'identification des défauts dans notre cas d'étude, à savoir le système photovoltaïque.

III.4.1. Défaits courants des systèmes photovoltaïques

Les défauts dans le système PV peuvent être définis comme temporaires ou permanents. Les défauts temporaires sont souvent causés par des effets d'ombrage et l'encrassement des modules. Les défauts permanents des modules sont : le délaminage, les bulles, le jaunissement des cellules, les rayures et les cellules brûlées [38-39].

Les défauts permanents sont éliminés en remplaçant ou en réparant les modules endommagés. Les défauts graves des panneaux photovoltaïques sont souvent causés par un court-circuit, ligne à ligne, mise à la terre et défaut d'arc [38].

D'autres facteurs peuvent entraîner des pertes de production, notamment le défaut de suivi du point de puissance maximale (MPP), les pertes de puissance dans le câblage et les équipements défectueux [39]. Les défauts d'un système photovoltaïque peuvent être classés comme des défauts de modules, de chaînes ou de réseaux selon le composant du système photovoltaïque concerné.

III.4.1.1. Défaut de point chaud

Les points chauds des modules peuvent se produire lorsque des cellules individuelles sont ombragées ou brisées. Ces cellules produisent beaucoup moins de courant que les autres cellules de la chaîne et peuvent être polarisées en sens inverse, ce qui entraîne une dissipation de puissance au lieu d'une production [39]. Ce phénomène affecte les cellules en silicium cristallin (c-Si) et est généralement le résultat de l'encrassement, de l'ombrage, des cellules endommagées ou des diodes de dérivation endommagées. Les cellules des points chauds dissipent de l'énergie, ce qui entraîne une augmentation de la température de surface et, par conséquent, les défauts des points chauds sont principalement diagnostiqués à l'aide d'analyses infrarouges et thermiques [39]. Les points chauds persistants peuvent endommager les cellules solaires, les diodes de dérivation et provoquer des défauts de circuit ouvert [40].

III.4.1.2. Dégradation

La dégradation des modules entraîne une baisse de la puissance de sortie au fil du temps. Les défauts de dégradation peuvent être identifiés par une méthode électrique reposant sur les caractéristique I-V du module.

III.4.1.3. Ombrage partiel

Les défauts d'ombrage sont causés lorsqu'une sous-section d'un module ou d'un système PV reçoit moins d'irradiation solaire en raison de l'obstruction et des ombres. L'ombrage peut être diagnostiqué en recherchant des baisses inattendues de courant [41]. Un événement d'ombrage donne des résultats similaires à ceux des chaînes en circuit ouvert, mais sont le plus souvent temporaires.

III.4.1.4. Défaut de circuit ouvert

Les défauts de circuit ouvert font référence aux défauts de déconnexion dans les sous-systèmes PV. Cela inclut la déconnexion des cellules d'un module, des modules d'une chaîne ou des chaînes d'un réseau PV [42]. Le diagnostic au niveau d'un réseau peut être réalisé en inspectant les indicateurs de tension et de courant. La tension du réseau PV reste constante ; cependant, le défaut entraîne une baisse de courant. Les défauts en circuit ouvert peuvent être causés par des cellules endommagées, des diodes défectueuses et des défauts de câblage [38].

III.4.1.5. Défaut de court-circuit

Tout comme les défauts de circuit ouvert, les défauts de court-circuit peuvent se produire dans différents sous-systèmes de l'installation photovoltaïque. Les modules court-circuités dans une chaîne entraînent une chute importante de la tension du réseau, tandis que le courant du réseau augmente légèrement [43]. Le même effet est observé lorsqu'un court-circuit se produit entre deux

branches d'une de l'ensemble. Une étude expérimentale réalisée en [43] montre que les défauts de court-circuit entre les modules ont un effet néfaste sur la tension de sortie du système que les courts-circuits entre les chaînes.

III.4.1.6. Défaut de mise à la terre

Les défauts de terre sont considérés comme les défauts les plus courants dans les systèmes PV. Le défaut fait référence au court-circuit électrique accidentel entre un conducteur électrique et la terre [38]. Ce défaut est principalement causé par un défaut d'isolation des câbles. Les défauts de mise à la terre peuvent présenter de graves risques pour la sécurité en raison des arcs de courant continu générés au point de défaillance, des chocs électriques dus aux connexions de mise à la terre sous tension et du risque d'incendie [38].

III.4.1.7. Défaut d'arc

Le passage involontaire d'un courant dans l'air ou dans un autre diélectrique est connu sous le nom de défaut d'arc. Les défauts d'arc peuvent se produire entre une discontinuité dans un conducteur électrique et entre des conducteurs ayant des potentiels différents [38]. Arcs électriques dans un système photovoltaïque pourrait entraîner de graves dangers.

III.4.1.8. Défaut de ligne à ligne

Un défaut ligne à ligne désigne un défaut de court-circuit entre les conducteurs du PV système. Les défauts de ligne à ligne peuvent être causés par un défaut d'isolation des câbles et dommages mécaniques [39].

III.5. Méthodes de détection et de diagnostic des défauts d'un système PV

Les condition climatiques (les effets d'ombrage, l'encrassement des modules), conditions d'exploitation (vieillesse des modules PV) et des défauts de fabrication sont la cause principale au anomalies apparue dans les différents étages du système photovoltaïque, du module puis le câblage et la protection et enfin les convertisseurs de puissance [39].

Semblable à tous les systèmes industriel, les systèmes de surveillance jouent un rôle essentiel dans les installations photovoltaïques, car ils remplissent la tâche de contrôle et la détection des défauts[39].

Dans ce contexte, les chercheurs ont proposé plusieurs méthodes de diagnostic dédié au centrales photovoltaïque. Trois fonctionnalités de base qui distingue une méthode à l'autre, à savoir la rapidité de détection de l'anomalie, l'optimisation des données d'entrée et la sélectivité (c'est-à-dire la capacité à distinguer les différents défauts).

Ils peuvent être classés globalement en deux catégories principales [44] :

- Méthodes visuelles et thermiques [45,46] (non électriques), qui peuvent être utilisées pour détecter la décoloration, le brunissement, les salissures de surface, les points chauds, la rupture et la délamination.
- Méthodes électriques pouvant être utilisées pour détecter et diagnostiquer les modules PV, les chaînes et les réseaux défectueux, y compris les défauts d'arc, les défauts de mise à la terre, les diodes, etc.

Le graphe suivant présente les différentes méthodes de diagnostic.

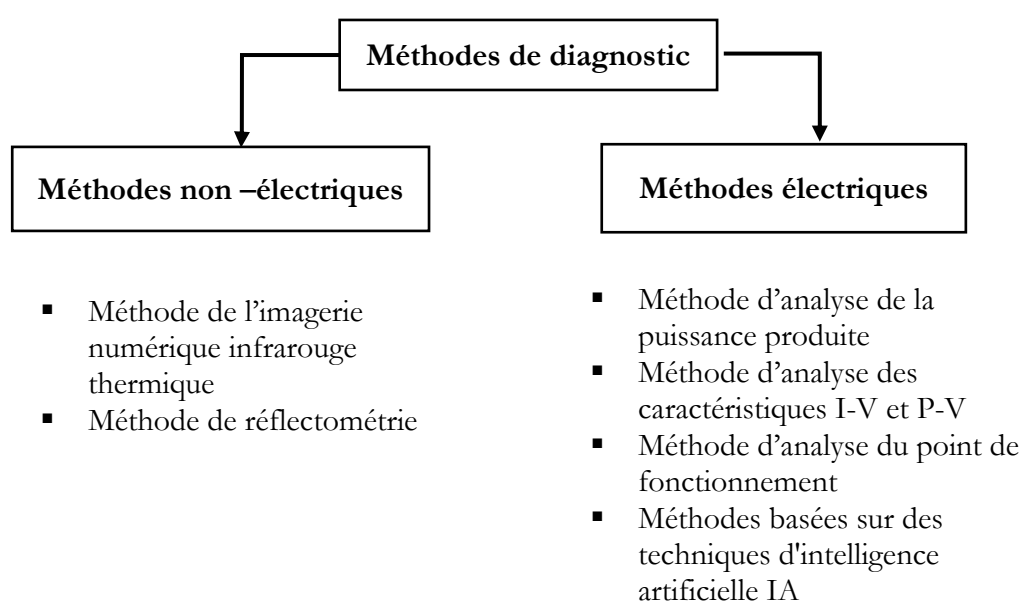


Figure III.3 : Méthodes de diagnostic de défauts d'un générateur PV.

III.5.1. Méthodes non-électriques

Cette catégorie de méthodes est principalement destinée à la détection de la fissure. On peut citer comme méthodes : les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence. Dans notre cas (diagnostic des modules PV) l'imagerie infra rouge et réflectométrie sont les plus répondu [47].

III.5.1.1. Méthode de l'imagerie numérique infrarouge thermique

Les inspections visuelles et l'analyse de l'imagerie infrarouge et thermique pour la détection et la localisation des défauts sont classées comme des méthodes non électriques. Ces méthodes n'exigent pas de données électriques mesurées du système PV. Les méthodes visuelles et thermiques sont utilisées spécifiquement pour détecter la décoloration, le brunissement, les salissures, points chauds, rupture et délaminage des modules PV [38-39]. L'inspection visuelle des modules est long et ne convient pas aux systèmes PV à grande échelle.

Les méthodes de détection des défauts thermiques et infrarouges dépendent généralement aux équipements (caméras thermiques ou infrarouges, drones, etc.) et Les vitesses de détection sont basées sur la fréquence de la surveillance des plantes. Ces méthodes sont révélées efficaces [45-46], mais elles ne sont pas adaptées aux installations photovoltaïques de petite échelle.

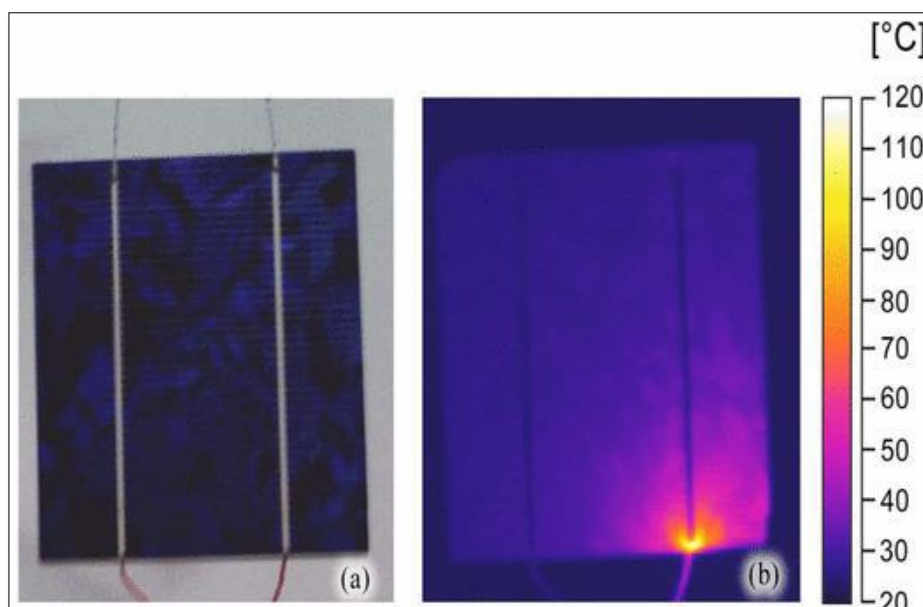


Figure III.4 : Exemple de la localisation de défauts par la caméra thermique.

III.5.1.2. Méthode de réflectométrie

La réflectométrie fonctionne sur le même principe que celui d'un radar : une impulsion ou un signal est transmis dans le champ PV à diagnostiquer. N'importe quelle discontinuité (fissure, défaut, court-circuit, circuit ouvert) se comporte comme un obstacle à cette impulsion incidente et provoque une réflexion. Puis de mesurer les échos retournés. Le retard et l'amplitude des échos sont utilisés pour obtenir des informations sur la localisation, la caractérisation et éventuellement la prédiction du défaut. Elle a seulement besoin d'un point d'accès, qu'il demande une précision dans leur détermination. Néanmoins, elle est adaptée pour les réseaux de topologie complexes. Aussi, elle peut être intégrée dans les systèmes de contrôle. Cependant, la détection précoce de défauts d'un champ PV nécessite un traitement de données puissant avec un échantillonnage très rapide, ce qui augmente la complexité et le coût du système de diagnostic.

Cette méthode a été utilisée par [48-49], et par "T. Takashima et al" [50]. Dans le but de détecter le défaut de type "circuit ouvert", "court-circuit" et "augmentation de l'impédance de la connectique", dans un string photovoltaïque.

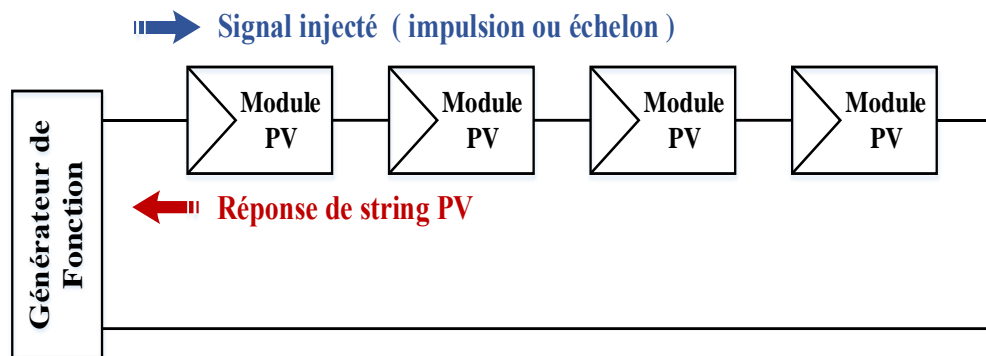


Figure III.5 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.

III.5.2. Méthodes électriques

Les données d'entrée pour ces méthodes sont les paramètres électriques (courant, tension et puissance). Quatre principaux types de méthodes sont proposés dans la littérature sur laquelle nous nous concentrons dans ce paragraphe.

III.5.2.1. Méthode d'analyse de la puissance produite

Elle est appliquée par [51-52]. Elle est efficace pour déterminer si un champ PV fonctionne normal ou non. Cette méthode utilise l'irradiation solaire et les données de température des modules pour prédire la sortie du panneau photovoltaïque avec un modèle de circuit équivalent. Deux indicateurs correspondant aux pertes thermiques et aux pertes de puissance sont définis. L'algorithme de détection reconnaît un fonctionnement défectueux du système lorsque les pertes mesurées sont beaucoup plus élevées que les pertes simulées. Des indicateurs basés sur les rapports des valeurs de courant et de tension simulées et mesurées sont alors utilisés pour identifier les défauts de chaîne ou les défauts d'ombrage [53].

III.5.2.2. Méthode d'analyse des caractéristiques I-V et P-V

Le recueil de grandeurs mesurées (courant et tension) à différents points du champ photovoltaïque permet de détecter et de localiser précisément l'emplacement du défaut à l'aide des capteurs placés dans le champ PV. Plusieurs études sont menées dans ce cadre par différents auteurs [54,55,56].

III.5.2.3. Méthode d'analyse du point de fonctionnement

Cette méthode repose sur l'analyse et la comparaison du point de puissance maximale actuel de l'installation PV et celui attendu [57-58]. Cette méthode offre la possibilité de détecter automatiquement la présence d'un défaut sans interrompre le système.

III.5.2.4. Méthodes basées sur des techniques d'intelligence artificielle IA

Le diagnostic des systèmes physiques complexes contenant plusieurs types de descriptions et d'éléments, et celles basées sur des modèles purement mathématiques ne peuvent pas offrir une méthodologie adéquate avec la précision requise, pour résoudre les problèmes qui se posent dans ce domaine. Par conséquent, les méthodes de l'IA ont été développées pour imiter le raisonnement humain dans la prise de la décision. Elles ont pour objectif de simplifier et rendre la tâche du diagnostic plus simple et plus facile.

Au cours de la dernière décennie, les techniques d'intelligence artificielle ont prouvé leur capacité de modélisation, de contrôle, de prédiction et de prévision dans le système PV [59].

a. Les algorithmes génétiques (AG)

Les AGs sont des techniques d'optimisation stochastiques. Ils ont été introduits par Holland en 1970. Ils sont basés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique :

- Un mécanisme de codage est utilisé pour représenter les variables du problème d'optimisation.
- Fonction de fitness - ou fonction objectif - fournit le mécanisme d'évaluation de chaque chromosome et la formation de la population apte.
- Un croisement est utilisé pour combiner les chromosomes.
- Les chromosomes sont soumis à une mutation, pour garder l'espace de solution assez riche.

Les AGs sont révélés être un outil puissant pour l'optimisation. Ils ont été appliqués en coopération avec d'autres méthodes de l'IA pour le diagnostic des champs PV dans [60]. Par exemple, les AGs sont utilisés pour isoler les caractéristiques de l'espace d'entrée qui fournit les informations les plus importantes, pour un réseau des neurones qui détecte les défauts dans un champ PV [61]. Donc, le nombre d'entrées du réseau est réduit, et le temps de calcul est diminué. Ainsi, le processus de diagnostic devient plus rapide et plus précis dans son classification.

b. Machine à vecteur de support (SVM)

La SVM est une méthode relativement nouvelle de l'apprentissage computationnelle. Elle est basée sur la théorie statistique de l'apprentissage présenté par V-N. Vapnik. Cette technique peut séparer les données de l'espace en deux classes. Elle est appelée également séparateurs à vaste marge destinée à résoudre des problèmes de diagnostic des champs PV comme dans [62-63].

En SVM, l'espace d'entrée d'origine est mappé dans un espace de grandes dimensions de produit scalaire, appelé espace d'apprentissage. Dans cet espace, l'hyperplan optimal est déterminé pour maximiser la capacité de généralisation du classifieur. Il est obtenu en exploitant la théorie d'optimisation, et le respect de l'éclairage fourni par la théorie de l'apprentissage statistique.

Les SVMs ont un potentiel pour traiter de très grands espaces de données, car leur entraînement est réalisé de telle sorte que la dimension de petits vecteurs n'a pas d'influence sur leur performance. Par conséquent, elle est particulièrement bien adaptée pour traiter des données de très haute dimension. Concernant la classification des défauts, il constitue d'un avantage, car la dimension de données n'a pas à être limitée.

c. Logique floue (LF)

La logique floue fournit un cadre systématique pour traiter la connaissance qualitative. Pour cela, la plupart des systèmes experts actuellement utilisent la logique floue à la place du traitement traditionnel pour cette raison il est devenu très utilisé maintenant.

L'un des avantages de la logique floue réside dans le but que les règles dans la base de connaissances ne doivent pas être détaillées et exactes, comme avec les systèmes experts traditionnels. Avec la logique floue, les règles peuvent être généralisées pour couvrir un plus grand nombre de cas. Aussi, la logique floue fournit un moyen facile pour traiter les contradictions dans la base de connaissances.

Concernant le diagnostic des défauts, les systèmes flous sont utiles, parce que le diagnostic a souvent besoin d'un traitement basé sur la connaissance. Dans la pratique, il est très difficile d'obtenir des représentations adéquates au comportement complexe et hautement non linéaire des systèmes défectueux à l'aide de modèles quantitatifs. L'utilisation de modèles qualitatifs flous peut également prendre en compte les incertitudes associées à la description du système.

Dans [64], les auteurs ont présenté un algorithme rentable basé sur FL pour détecter le DA (Défaut d'arc) dans un PVS. Selon les auteurs, de bons résultats peuvent être attendus lorsque le détecteur fonctionne avec le DC-AC et non comme un appareil autonome. Une méthode basée sur l'analyse théorique des courbes I-V et le système de classification FL pour la détection des défauts côté DC d'un système GCPV de 1,1 kWp est développée dans [65-66]. Le défaut recherché est un effet d'ombrage partiel dans les modules PV. Le taux de classification est supérieur à 98%. Une autre méthode basée sur la règle floue de TakagiSugeno Kahn (TSKFR) a été décrite dans [67]. La méthode consiste à comparer la puissance mesurée et la puissance estimée ; une valeur seuil doit être déterminée. Les résultats ont montré que le système est capable de reconnaître plus de 90%

des conditions de panne, même en présence de données bruyantes. Les défauts recherchés sont : cellules cassées, ombrage progressif et court-circuit.

d. Réseaux de neurones artificiels (RNA)

Il existe deux propriétés principales de RNAs pouvant les rendre intéressants pour le diagnostic des systèmes de production. Tout d'abord, ils sont capables de se rapprocher des fonctions non linéaires. Aussi, ils sont très bons pour les tâches de reconnaissance de formes, comme dans le diagnostic des champs PV dans [68-69].

Les RNAs n'utilisent pas une description mathématique du système. Pour cela, un processus s'appelant l'apprentissage du réseau doit être pris pour mettre en œuvre les connaissances sur le champ PV. Le principe d'apprentissage est d'alimenter le réseau à l'entrée, puis de régler les paramètres internes de façon que la sortie du réseau se rapproche de la sortie du système réel, à chaque cycle d'apprentissage. Le principal avantage des RNAs réside dans la non-utilisation de modèles mathématiques. De plus, ils sont applicables aux systèmes difficiles à modéliser. Néanmoins, ils présentent quelques inconvénients :

- L'apprentissage du réseau nécessite un ensemble de données du fonctionnement du champ PV, qui doit être pris à partir du processus réel ou leurs modèles.
- La sortie du réseau est définie que pour les situations pour lesquelles elle a été entraînée, et non pas pour tous les cas possibles.
- Pour les systèmes complexes, le nombre de neurones dans le réseau augmente et le temps de calcul devient énorme.

Malgré les inconvénients du RNA et la multiplicité des outils de classification, il reste le plus utilisé dans la littérature pour le traitement des problèmes nécessitent une grande précision.

Quelques articles sont récemment publiés dans les applications de le RNA pour la détection et le diagnostic des défauts dans le système PV. Par exemple, l'utilisation de la technique RNA a été démontrée pour diagnostiquer les défauts dans un système PV connecté au réseau [70], cinq modes diagnostic de défaut ont été examinés (c.-à-d., Le dispositif d'alimentation ne peut pas être fourni normalement, le défaut du dispositif d'alimentation, la surchauffe des dispositifs d'alimentation, la valeur de sortie trop faible tension).

e. Réseaux de neurones flous (neuro-floue)

Les valeurs numériques nettes obtenues à partir des réseaux de neurones peuvent être considérées comme un inconvénient du système de diagnostic. Car, l'information heuristique ou qualitative peut être nécessaire, et souvent les connaissances pour les systèmes de diagnostic sont disponibles uniquement sous forme qualitative. La solution est de combiner les réseaux de neurones et la logique floue, pour créer des réseaux de neurones flous. Cette approche est utilisée pour le diagnostic des champs PV dans [71-72]. Elle montre sa promesse en intégrant la connaissance qualitative et quantitative, grâce à un système neuro-flou. Il est possible de combiner la capacité d'apprentissage des réseaux de neurones avec la représentation de la connaissance explicite de la logique floue.

Dans [73], les auteurs ont développé une Méthode de détection de défauts neuro-flous pour les systèmes photovoltaïques. Cette méthode est basée sur le calcul d'ensembles de paramètres d'un module PV dans différentes conditions de fonctionnement, au moyen d'une approche Neuro-flous. Les résultats montrent que le système de diagnostic est capable de discerner entre des conditions de fonctionnement normales et défectueuses et avec la même existence défectueuse de bruit et de perturbations.

III.6. Choix de l'approche de diagnostic

Suite à cette recherche bibliographique, nous remarquons que chaque méthode décrite ci-dessus a ses avantages et ses inconvénients. Le choix d'une approche pour un système donné dépend des caractéristiques, des connaissances disponibles et du type de défauts à diagnostiquer. Il n'y a pas une distinction nette entre les différentes techniques de diagnostic de défauts, et de leurs domaines d'application. Elles peuvent être souvent utilisées pour se compléter les unes des autres. Néanmoins certaines ces méthodes souffrent du problème d'ambiguïté ce qui nous a conduits à recourir à une approche basée sur le concept de logique floue pour une résolution effective.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord présenté quelques définitions et terminologies utilisées dans le domaine de diagnostic. Les méthodes de diagnostic traitées dans la littérature se composent de trois étapes essentielles, la détection, la localisation et l'identification.

Ensuite nous avons présenté la majorité des défauts et anomalies qui peuvent apparaître dans les systèmes PV. On a montré que ces défauts peuvent être divisés en général aux défauts de fabrication, et aux défauts dus aux conditions climatiques et aux conditions d'exploitation.

Nous avons présenté aussi un état de l'art des différentes méthodes de diagnostic des systèmes photovoltaïques. Où son rôle consiste à suivre le fonctionnement des PV dans le but de détecter, localiser et établir un diagnostic des défaillances qui affecte ces performances et sa sûreté de fonctionnement.

Dans le chapitre suivant, l'application de l'intelligence artificiel pour la diagnostique des systèmes PV sera entamé tous ont concentrons sur la logique floue et les réseaux de neurones.

CHAPITRE IV

DIAGNOSTIC DES DEFAUTS D'UN
SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE PAR
L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

IV.1. Introduction

L'objectif de ce quatrième chapitre est de proposer deux techniques de diagnostic de défaut dans le module photovoltaïque, les deux algorithmes proposés sont basé sur l'intelligence artificiel. Le premier algorithme utilise la logique floue (takagi-sugeno) comme outil de la prise de décision, le deuxième algorithme repose sur la technique réseau de neurone artificiel (RNA). Plusieurs défauts seront examinés avec des résultats de simulation sous Matlab-Simulink.

IV.2. Diagnostic d'un système PV à base de la logique floue

IV.2.1. Principes générales de la logique floue

La logique floue permet de réduire la complexité en permettant l'utilisation d'informations imparfaites de manière sensible. Il peut être implémenté dans du matériel, des logiciels ou une combinaison des deux. En d'autres termes, l'approche logique floue du contrôle des problèmes imite la façon dont une personne prendrait des décisions, mais beaucoup plus rapidement.

En général, la procédure de fonctionnement d'un système flou est accomplie en trois étapes [74] :

- La fuzzification : transformation des variables en variables floues (aussi appelées variables linguistiques)
- L'inférence floue : construction de règles (et de résultats) basées sur les variables linguistiques, en utilisant la règle SI-ALORS,
- La defuzzification : passage d'un résultat linguistique à un résultat chiffré.

IV.2.1.1. Structure générale d'un système Flou

L'idée principale d'un système flou est basée sur la règle linguistique établie par un expert en matière de domaine. Les variables floues dans ce cas peuvent être des courants ou des tensions ou autre grandeurs utiles par exemple au diagnostic (symptômes ou signatures de défauts), la sortie est le défaut détecté voire son origine. Les mots clés sont « Bon », « grave », « assez grave » ...qui représentent des informations imprécises mais utiles et sont représentées par un sous ensemble flou d'un univers de discours [75]. Le système à logique floue est un algorithme de conversion d'une stratégie de commande linguistique basée sur l'expertise humaine en une stratégie de contrôle automatique décrit par un ensemble de règles de système flou du type :

$$\left\{ \begin{array}{l} R_1: \text{Si } x \text{ est } A_1 \text{ et } y \text{ est } B_1 \text{ Alors } Z \text{ est } C_1 \\ R_2: \text{Si } x \text{ est } A_2 \text{ et } y \text{ est } B_2 \text{ Alors } Z \text{ est } C_2 \\ \vdots \\ R_n: \text{Si } x \text{ est } A_n \text{ et } y \text{ est } B_n \text{ Alors } Z \text{ est } C_n \end{array} \right. \quad (IV.1)$$

Ces règles sont liées par le concept de l'implication floue et la règle compositionnelle. Chaque règle du système flou est représentée par une relation floue, cette dernière est caractérisé par une seule relation floue déterminée par la combinaison de toutes les règles floues. La structure générale d'un système flou est montrée par la figure IV.1 ci-dessous :

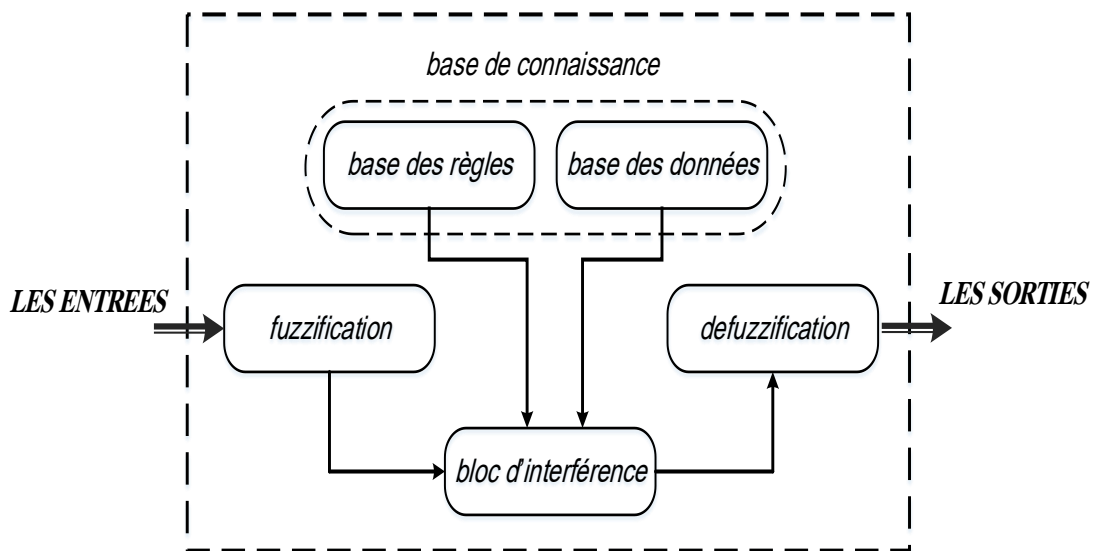


Figure IV.1: Structure générale d'un système flou.

La logique floue est composée de quatre éléments suivants :

a) Fuzzification

L'interface de fuzzification est un bloc qui consiste à :

- Mesurer les valeurs numériques des variables d'entrées ;
- Les projeter dans l'univers de discours en utilisant un facteur d'échelle ;
- Transformer ces valeurs numériques en valeurs linguistiques en utilisant des fonctions d'appartenances qui ont pour but de subdiviser l'espace d'entrée de l'univers de discours en sous-ensembles flous.

b) Base de connaissances

Elle contient les informations du domaine d'application. Elle est définie par les deux bases suivantes :

▪ **Base de données**

Elle fournit des informations nécessaires qui sont utilisées pour l'exploration des règles de système flou.

▪ **Base de règles**

On appelle règles d'inférence (ou base de règles) l'ensemble des différentes règles reliant les variables floues d'entrée d'un système aux variables floues de sortie de ce système à l'aide de différents opérateurs. Ces règles se présentent sous la forme :

Si condition 1 et/ou condition 2 (et/ou...) alors action sur les sorties.

c) Logique de prise de décision (bloc d'inférence)

Ce bloc représente le noyau du système flou, qui est capable de simuler les décisions humaines basées sur le concept flou et d'inférer les actions de contrôle flou par intervention de l'implication floue et des règles d'inférence.

Après avoir établi toutes les règles d'inférence on peut les représenter par un tableau ou par une matrice. Un traitement numérique des inférences selon l'une des trois méthodes suivantes est à exécuter.

- Méthode d'inférence max-min ;
- Méthode d'inférence max-prod ;
- Méthode d'inférence somme-prod.

d) Défuzzification

L'inverse de la fuzzification est appelé défuzzification. Le contrôleur de logique floue (CLF) produit une sortie dans une variable linguistique (nombre flou). Comme indiqué par de véritables conditions préalables, les variables linguistiques doivent être modifiées pour une sortie nette.

Les méthodes générales adoptées pour la défuzzification sont les suivantes :

- Méthode du maximum ;
- Méthode de la moyenne des maximums ;
- Méthode du centre de gravité ;
- Méthode des hauteurs pondérées.

e) Différentes méthodes de contrôle flou

Les systèmes d'interface floue peuvent être conçus en utilisant deux méthodologies différentes : Mamdani et Sugeno. Les sorties de ces deux méthodes varient un peu dans ces deux méthodes.

▪ Méthode Mamdani

La méthode de Mamdani de l'interface floue est la méthode la plus utilisée. Il a été parmi les premiers systèmes de contrôle construits en utilisant la théorie des ensembles flous. Cette méthode d'inférence s'attend à ce que la variable de sortie soit des ensembles flous. Il est plus avantageux d'utiliser une seule fonction d'appartenance d'une variable linguistique au lieu d'un nombre d'ensembles flous qui peut être fastidieux dans certains cas. Cette méthode d'utilisation d'une seule variable linguistique en sortie est appelée mécanisme de sortie Singleton. Il améliore le processus de défuzzification car il simplifie considérablement le calcul requis par la méthode Mamdani plus générale qui trouve le centre de gravité de la fonction bidimensionnelle [76].

▪ Méthode de Takagi-Sugeno

Le modèle flou TS, initialement proposé par Takagi et Sugeno (1985) [77], consiste en une base de règles si-alors. Les antécédents de règle partitionnent un sous-ensemble des variables du modèle en ensembles flous. Le résultat de chaque règle est une simple expression fonctionnelle.

Les modèles de Takagi-Sugeno (T-S) constituent une représentation mathématique très intéressante des systèmes non linéaires car ils permettent de représenter tout système non linéaire, quelle que soit sa complexité, par une structure simple en s'appuyant sur des modèles linéaires interpolés par des fonctions non linéaires positives ou nulles et bornées. Ces modèles permettent de représenter de manière précise les systèmes non linéaires. Ils ont une structure simple présentant des propriétés intéressantes les rendant facilement exploitables du point de vue mathématique et permettant l'extension de certains résultats du domaine linéaire aux systèmes non linéaires [78].

IV.2.2. Principe d'un système de diagnostic floue pour un système PV

Le CLF est l'une des techniques artificielles modernes utilisées dans le diagnostic des défauts dans le système PV. La première étape du développement d'un système de diagnostic basé sur la logique floue consiste à spécifier les valeurs d'entrée et de sortie requises (données nettes) et leurs plages. Deuxièmement, convertir les données nettes en valeurs d'appartenance (fuzzification), troisièmement synthétiser les valeurs d'appartenance de sortie sur la base de règles floues développées (inférence floue) et enfin convertir les valeurs d'appartenance de sortie en valeurs de sortie nettes (défuzzification).

La principale contribution de ce travail est de proposer une nouvelle intelligente technique basée sur la logique floue (de type Takagi-Sugeno) pour diagnostiquer et identifier les défauts dans

le générateur PV. Le système logique flou est choisi en raison de sa tolérance aux données imprécises, ainsi qu'il peut être construit au-dessus du système de contrôle d'exploitation sans utiliser aucun ensemble de données de formation, il suffit donc d'ajuster les entrées / sorties du système et faire résonner les règles floues pour améliorer la détection.

Cette technique est capable de diagnostiquer et d'identifier les défauts qui se produisent dans : les cellules photovoltaïques, les modules PV et les diodes bypass. La technique proposée est basée sur l'analyse d'un ensemble de valeurs de sortie (telles que le courant, la tension et la puissance) du générateur photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux.

L'approche employée pour cette méthode est résumée à travers le schéma de principe de la figure IV.2 :

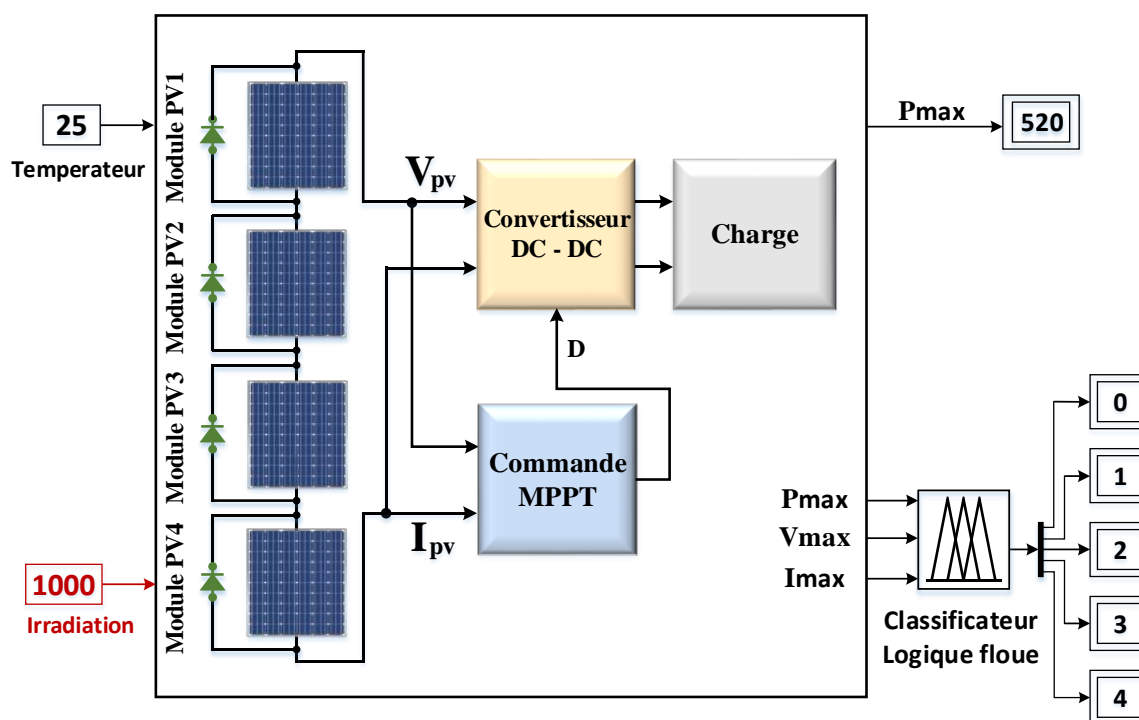


Figure IV.2 : Schéma fonctionnel du classificateur de logique floue proposé combiné dans un système PV.

IV.2.2.1. Le système photovoltaïque choisi et ses caractéristiques

Comme première étape, on procède à la simulation d'un générateur photovoltaïque (String PV) se compose de quatre modules photovoltaïques polycristallins en silicium (KC130GHT), Les modules photovoltaïques sont connectés en série (String). Chaque module possède 36 cellules avec 2 diodes de by-pass (une diode pour 18 cellules) connectées en parallèle avec les cellules. Chaque module génère une sortie de 130 watts dans les conditions de test standard (STC) comme indiqué dans le tableau II.1 (deuxième chapitre) Le STC signifie normalement une température de 25 °C, et un rayonnement solaire de 1000 W/m².

Ce générateur photovoltaïque GPV est sans défaut pour servir de modèle de référence. Après, le GPV est soumis au test pour différents défauts qui lui sont injectés d'une façon singulière. Ses caractéristiques I-V, P-V résultantes sont comparées ultérieurement à celle du modèle de référence. L'architecture du système PV est illustrée à la figure IV.3.

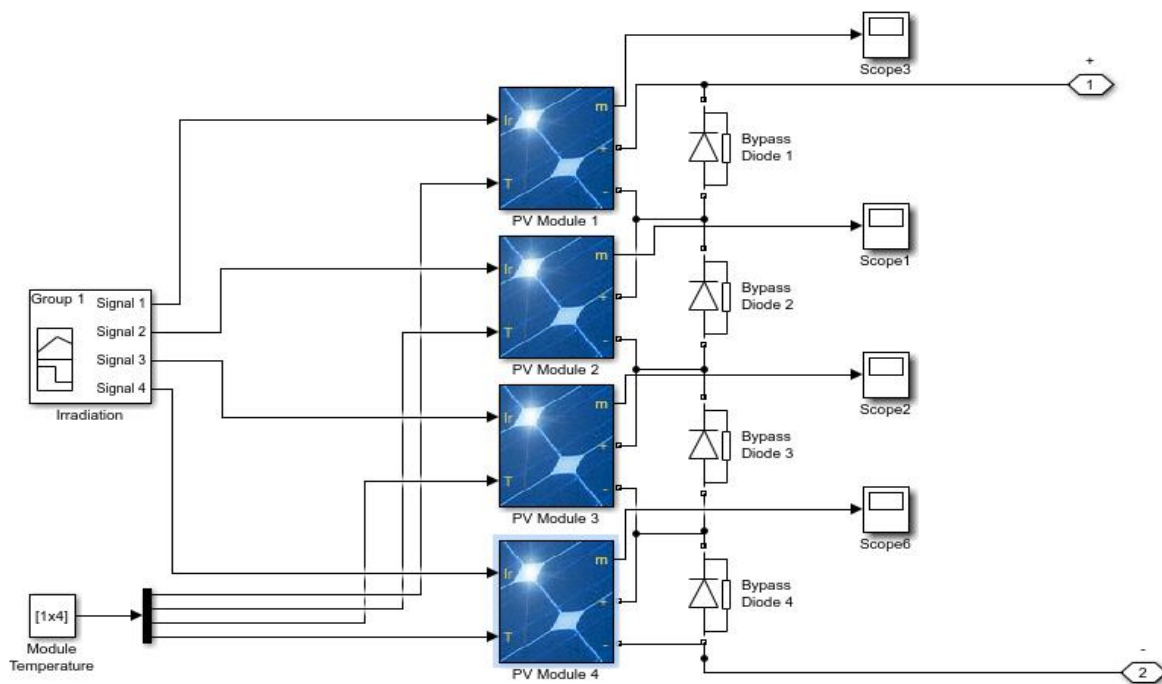


Figure IV.3 : Schéma fonctionnel d'une chaîne photovoltaïque qui se compose de 4 modules PV connectés en série.

IV.2.2.2. Types de défauts sélectionnés pour le diagnostic du système PV

La plupart des défauts qui se produisent dans le système PV sont principalement associés aux : générateur photovoltaïque, onduleurs, MPPT, unités de stockage et réseau électrique.

Les défauts dans le système PV diminuent non seulement la production d'énergie de sortie, mais ils réduisent également la disponibilité et la fiabilité de l'ensemble du système. Par conséquent, afin de maximiser la puissance de sortie, l'identification des défauts dans le système PV est extrêmement importante. De nombreux défauts affectent temporairement le système PV ou peuvent être permanents. Ce travail vise à identifier, détecter et localiser les défauts survenant dans le générateur photovoltaïque. Les défauts sélectionnés dans ce travail sont discutés dans le tableau IV.1. De plus, le modèle MATLAB Simulink est construit pour extraire les différentes caractéristiques de ces défauts à partir des courbes I-V et P-V comme indiqué dans la section suivante.

Tableau IV.1 : Les différents défauts sélectionnés se sont produits dans le système PV

Type de défaut	Symbole
Fonctionnement normal (état sans défaut (sain))	D0
Effet d'ombrage partiel de deux modules sans défaillance de la diode de bypass (diodes bypass fonctionner correctement)	D1
Effet d'ombrage partiel de deux modules avec défaillance de la diode de bypass (diodes de bypass sont en défaut)	D2
Circuit-ouvert d'un module (déconnecté) dans le générateur photovoltaïque	D3
Court-circuit d'un module dans le générateur photovoltaïque	D4

a) Défaut d'ombrage partiel sans défaillance de la diode de bypass (D1)

L'ombrage partiel peut se produire lorsque la chaîne PV reçoit une irradiation inégale due aux bâtiments adjacents, aux nuages qui passent, aux arbres, ... etc [79].

Deux modules photovoltaïques est supposé ombragé avec un rayonnement solaire $G = 700 \text{ W/m}^2$ (Module N°2) et $G = 500 \text{ W/m}^2$ (module N°3) à 25°C de température T . Les caractéristiques de I - V et P - V sont illustrées sur la figure IV.4, IV.5, pour l'analyse des cas

normaux et des cas de défaut. En cas de situation d'ombrage partiel, le courant de court-circuit I_{cc} reste constant, mais la tension en circuit ouvert V_{co} diminue considérablement avec l'augmentation des modules ombrés.

b) Défaut d'ombrage partiel avec défaillance de la diode de bypass (D2)

L'hypothèse de ce cas est que les deux diodes de bypass connectées en parallèle avec les deux modules PV (2 et 3) sont en circuit ouvert pendant le cas d'un ombrage partiel. La densité de rayonnement solaire reçue est supposée être $G = 700 \text{ W/m}^2$ (Module 2) et $G = 500 \text{ W/m}^2$ (module 3) à 25°C . Les caractéristiques I-V et P-V de ce cas sont illustrées à la figure IV.4 et IV.5. Dans ce cas, la puissance maximale P_{max} , et le courant de court-circuit I_{cc} diminuent considérablement en raison de la chute de tension perdue sur les modules ombragés alors que la diode de bypass ne fonctionne pas correctement, tandis que V_{co} reste identique à l'ombrage partiel précédent.

c) Défaut de circuit ouvert (D3)

Le défaut en circuit ouvert est une déconnexion inattendue à l'intérieur du conducteur du module PV qui influence la résistance totale du générateur pendant le défaut.

Ce défaut peut se produire lors du craquage des cellules / modules PV ou entre les interconnexions de modules, généralement dans le câblage de bus ou la boîte de jonction [80].

Dans cette partie, nous supposons en D3 que le string PV a un problème de déconnexion dans un module, tandis que les diodes de bypass sont connectées en parallèle avec les modules.

Les caractéristiques de sortie du générateur photovoltaïque dans des conditions de défaut de circuit ouvert sont illustrées sur les figures IV.4, IV.5.

On constate que I_{cc} reste presque constant, tandis que V_{co} et P_{max} de ces cas diminuent (une grande quantité d'énergie perdue) en raison de la tension la chute sur la diode de bypass est égale à $0,8 \text{ V}$ à travers chaque module défectueux, ce qui a directement une influence significative sur la puissance de sortie totale et la tension.

d) Défaut de court-circuit (D4)

Les défauts de court-circuit sont principalement dus à un mauvais câblage dans les chaînes. De plus, l'abrasion, les vibrations et le vieillissement des modules sont également des sources critiques pour provoquer des défauts de court-circuit [80].

Dans cette partie, il est supposé que les modules PV ont un problème de court-circuit dans un module. D'après les figures IV.4, IV.5, I_{cc} est presque le même, tandis que V_{co} et P_{max} de ces

cas diminuent considérablement avec l'augmentation du nombre de modules en court-circuit.

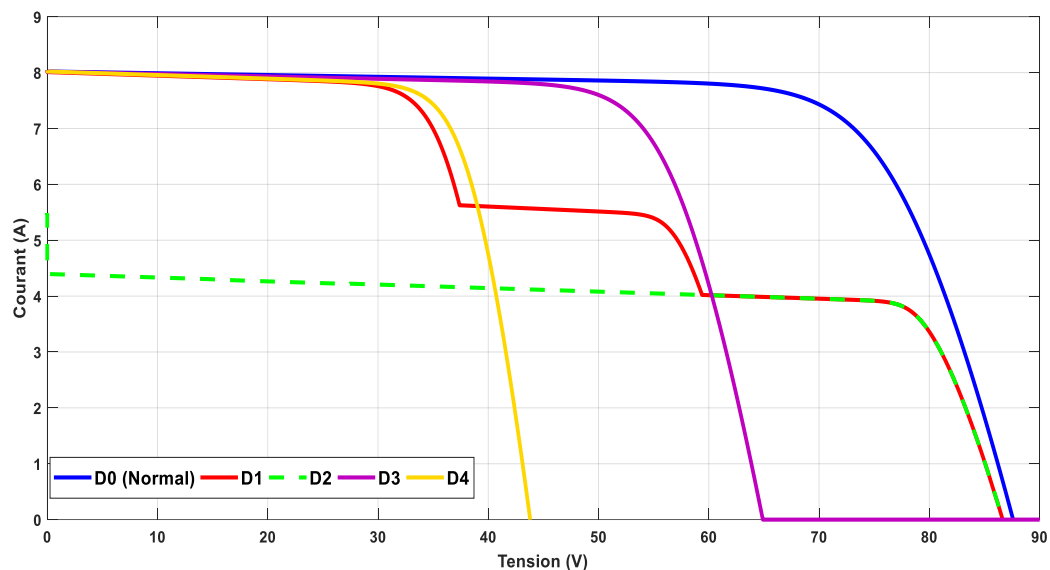


Figure IV.4 : Caractéristique I-V l'état normal et défectueux (4 défauts considéré) du système PV

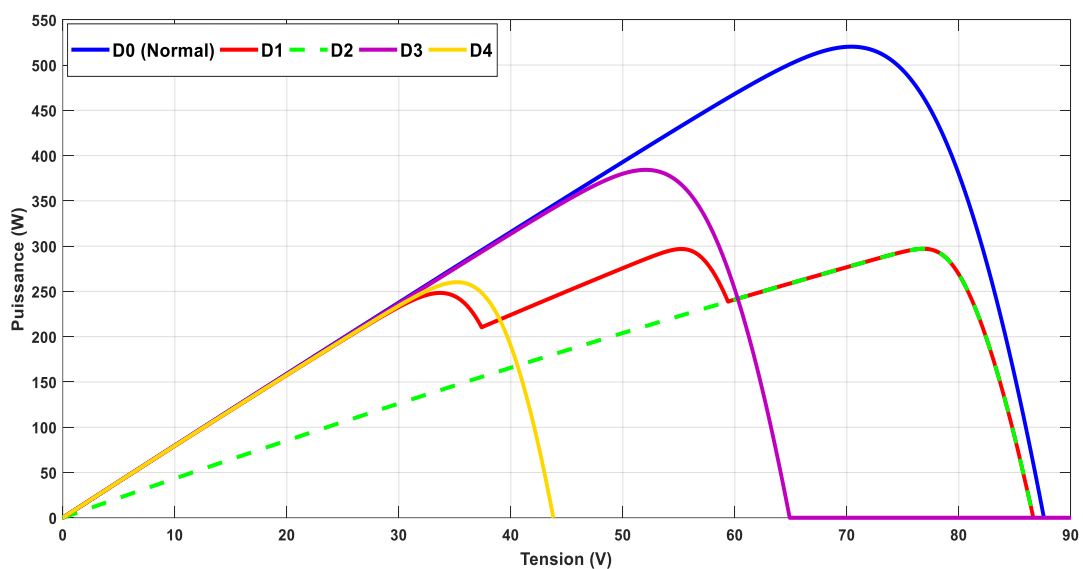


Figure IV.5 : Caractéristique P-V l'état normal et défectueux (4 défauts considéré) du système PV.

La figure IV.4 représente les caractéristiques des courbes de sortie I-V et P-V du générateur PV en cas de défauts, nous notons qu'il existe une différence dans les caractéristiques du générateur PV complètement en cas défauts sous différents aspects (variation de tension ou de courant, pertes de puissance). Par conséquent, pour implémenter une méthode de détection les défauts de générateur photovoltaïque, le courant et la tension au PPM et la puissance maximale du générateur PV sont choisis comme quantités caractéristiques de défaut dans ce travail.

IV.2.2.3. Méthodologie de diagnostic des défauts PV et algorithme de détection

La technique de diagnostic des défauts utilisée dans ce travail est basée sur les écarts entre les valeurs de référence (réels) et les valeurs simulées. Une normale et quatre catégories de défauts sont discutées et détectées,

De plus, l'analyse des principaux attributs des caractéristiques I-V et P -V de chaque chaîne du générateur photovoltaïque joue le rôle principal pour localiser les défauts avec précision. Trois Valeurs ont été identifiés pour détecter différents types de défauts dans le GPV : DV , DI , et DP ont été utilisés pour catégoriser la région où la panne s'est produite. Tous les écarts peuvent être calculés à l'aide des expressions suivantes :

$$DV = V_r - V_s \quad (IV.2)$$

$$DI = I_r - I_s \quad (IV.3)$$

$$DP = P_r - P_s \quad (IV.4)$$

Où : V_s , I_s , et P_s sont les paramètres de V_m , I_m , et P_m générés respectivement par le modèle MATLAB du système PV, tandis que V_r , I_r , et P_r représentent les données (valeurs) réelles du générateur photovoltaïque.

IV.2.2.4. L'organigramme de la méthode proposée (CLF)

À partir de l'analyse précédente de DV , DI , et DP dans le système PV, les scénarios de diagnostic des défauts peuvent être obtenus. Chaque région DV , DI , et DP représente un cas de panne qui pourrait se produire dans le système PV. Bien qu'ayant un changement rapide dans chaque cas de scénario normal et anormal, ils jouent le rôle principal dans les scénarios de détection et de diagnostic des pannes.

L'algorithme CLF de sortie est basé sur la comparaison des trois écarts (DV , DI , et DP) avec l'intervalle de l'état normal, puis envoyer une alarme à l'opérateur pour qu'il prenne les mesures appropriées, comme le montre la figure IV.6, qui illustre l'organigramme de la méthode proposée :

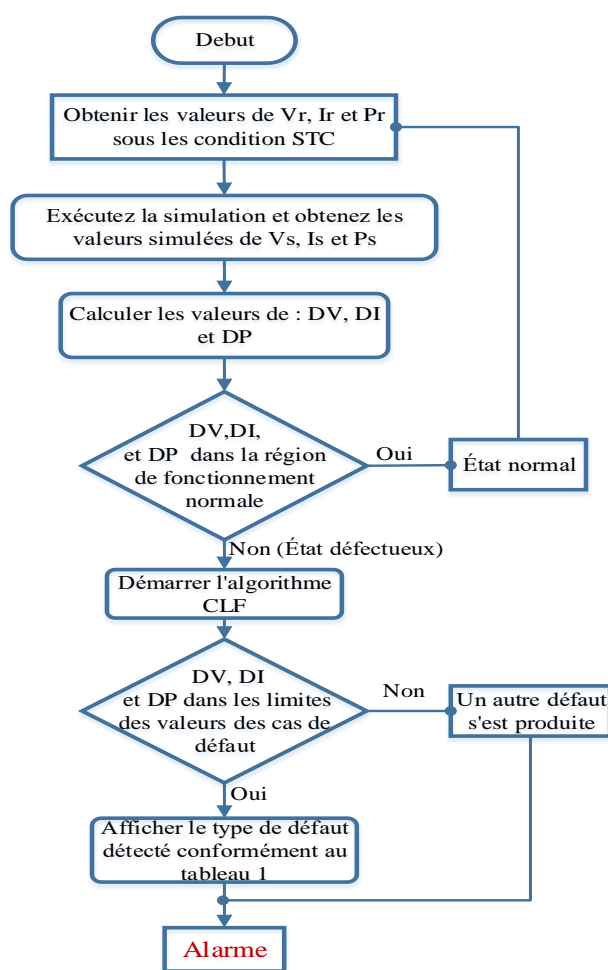


Figure IV.6 : Organigramme de la méthode de détection de défaut proposée.

IV.2.2.5. Structure du classificateur de logique floue proposé (de type Takagi-Sugeno)

Dans ce paragraphe, le classificateur Sugeno Floue sera présenté. L'architecture de la mise en œuvre est basée sur la procédure d'agencement Max-Min avec un type de centroïde pour la défuzzification, de plus, cinq règles Floues ont été sélectionnées et mises en œuvre afin de détecter avec précision les défauts survenus dans le générateur photovoltaïque comme présentés dans le tableau IV.1.

Le système de détection est basé sur les variations de la courbe I-V et P-V présentées dans la section précédente (P_{max} , V_m , I_m).

Le système de logique floue proposé à entrées multiples et sorties multiples composé de trois entrées : la tension maximale, le courant maximal et la puissance maximale qui sont présentés respectivement dans la figure IV.7. Et de cinq sorties sont : D0, D1, D2, D3 et D4 (les cinq valeurs de sortie comprises entre 0 et 4).

La fonction d'appartenance de chaque entrée est divisée en cinq ensembles flous décrits comme suit :

1 (état sans défaut (sain)), 2 (ombrage partiel de deux modules), 3 (ombrage partiel de deux modules avec deux diodes by-pass défectueuses), 4 (Circuit-ouvert d'un module), et 5 (Court-circuit d'un module).

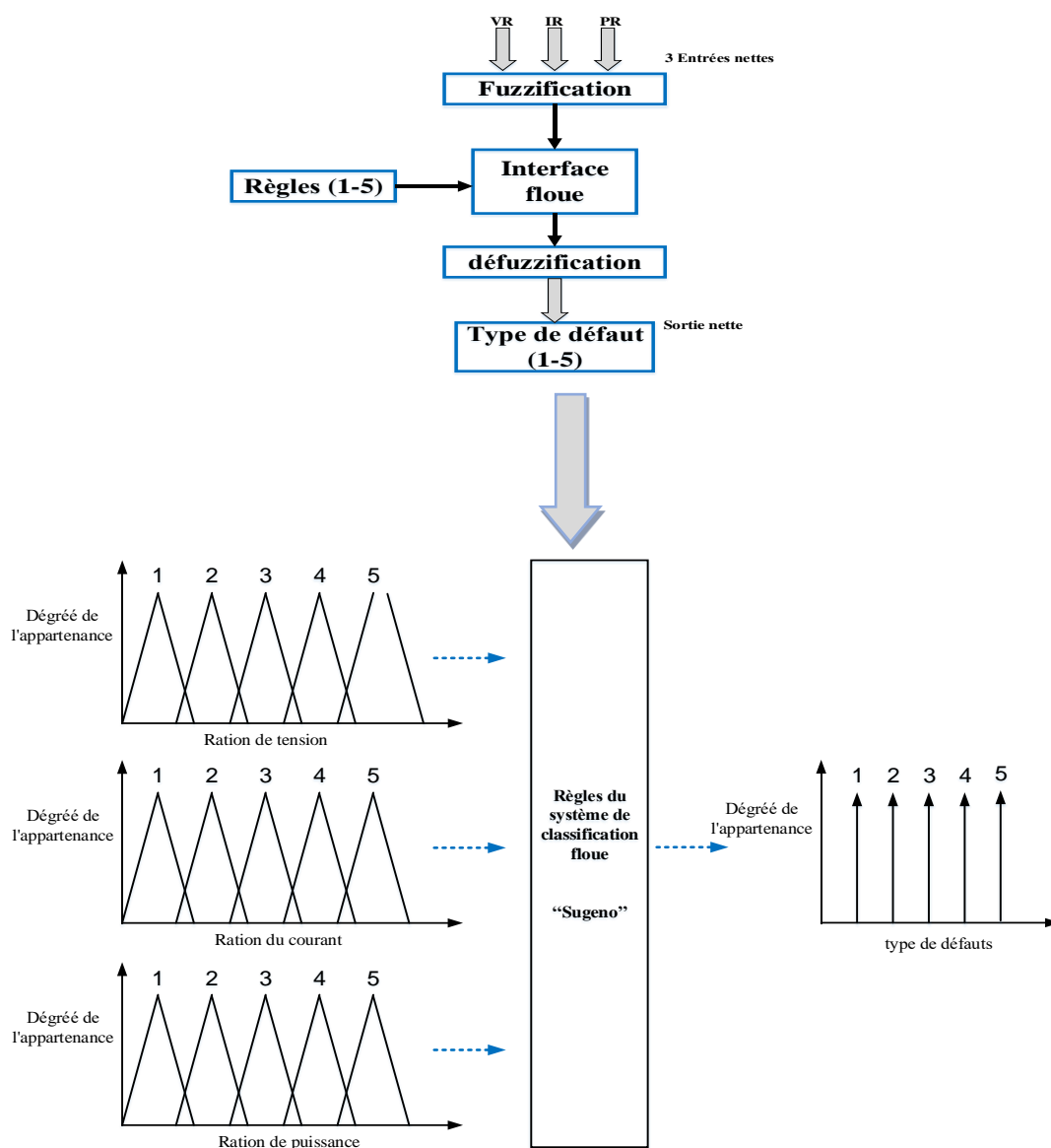


Figure IV.7 : Structure du classificateur de logique floue (T-S) proposé.

Le calcul de chaque fonction d'appartenance pour la tension, le courant et la puissance est indiqué dans la figure IV.8. Les fonctions d'appartenance sont basées sur le calcul mathématique du système photovoltaïque examinée.

La valeur de tension, le courant et la puissance des entrées du système logique floue sont évalués à la tension, le courant et la puissance maximales du système PV qui sont égales à 520 W, $V = 144 \text{ V}$, et $I = 3.6 \text{ A}$.

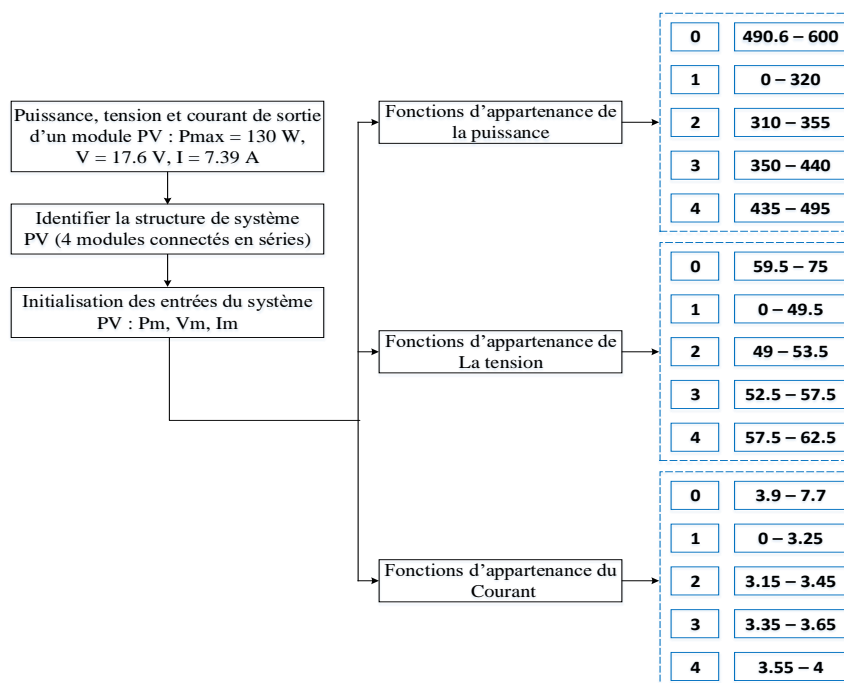


Figure IV.8 : Diagramme de calcul de la fonction d'appartenance.

Les deux règles du système logique floue sont basées sur : l'instruction Si-Alors. Toutes les règles sélectionnées dans le système de logique floue peuvent être décrites comme suit :

1. **Si** (la tension DV est 0) et (le courant DI est 0) et (la puissance DP est 0), **alors** (la sortie est 0 (le type de défaut détecté est D0)) (état sain).
2. **Si** (la tension DV est 1) et (le courant DI est 1) et (la puissance DP est 1), **alors** (la sortie est 1 (le type de défaut détecté est D1)).
3. **Si** (la tension DV est 2) et (le courant DI est 2) et (la puissance DP est 2), **alors** (la sortie est 2 (le type de défaut détecté est D2)).
4. **Si** (la tension DV est 3) et (le courant DI est 3) et (la puissance DP est 3), **alors** (la sortie est 3 (le type de défaut détecté est D3)).
5. **Si** (la tension DV est 4) et (le courant DI est 4) et (la puissance DP est 4), **alors** la sortie est 4 ((le type de défaut détecté est D4)).

IV.2.2.6. Résultats et discussion

Cette section présente les résultats de la simulation du notre système photovoltaïque, ainsi que les performances de la technique de diagnostic des défauts proposée. Les résultats de simulation sont obtenus en utilisant le logiciel Matlab/Simulink sous les conditions climatiques suivantes (dans l'état sain) : Irradiation solaire $G=1000\text{W}/\text{m}^2$ et la température $T=25^\circ\text{C}$.

La figure IV.9 montre les résultats de simulation du diagnostic et de la détection de quatre défauts différents dans un système photovoltaïque par la méthode Logique Floue de type (Takagi-Sugeno), dans laquelle, à chaque étape, le type de défaut est bien illustré

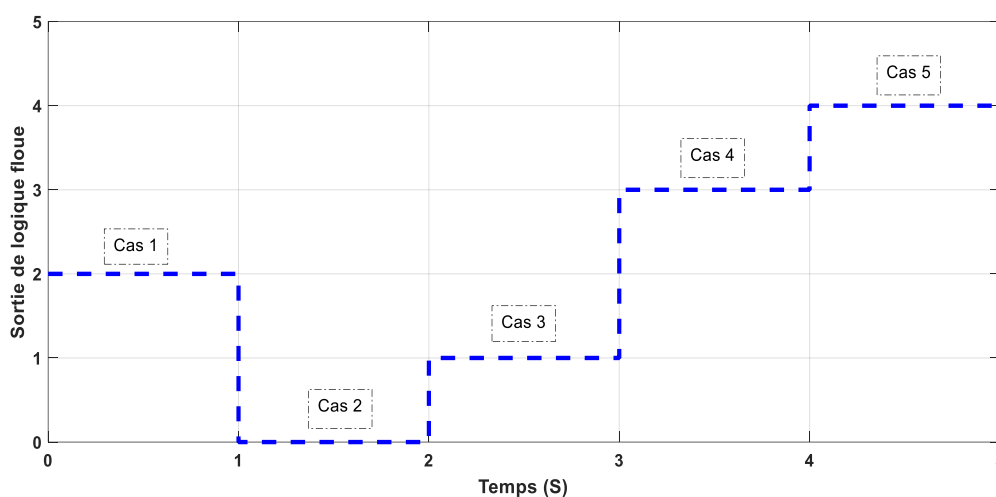


Figure IV.9 : Sortie de logique floue par la méthode de Sugeno pour des différents cas examinés.

La sortie d'appartenance des différents cas de défaut pour la méthode Sugeno FL est illustrée à IV.9. Chaque condition PV examinée est classée dans la figure illustrée. Par exemple, la sortie de l'algorithme flou Sugeno dans le cas 1 représente le défaut D2. De même, les sorties de l'algorithme flou Sugeno dans les cas 3, 4 et 5 représentent respectivement D1, D3 et D4. Et la sortie de l'algorithme flou Sugeno dans le cas 2 représente l'état sain (normal (sans défaut (D0))).

À partir des résultats obtenus par le système Logique Floue Sugeno, Il s'avère que ce système est capable de détecter avec précision et efficacité toutes les différents défauts associés aux : Effet d'ombrage partiel, défaut de diodes de bypass, défaut de Court-circuit d'un module et défaut de Circuit-ouvert d'un module.

IV.3. Diagnostic d'un system PV à base des réseaux de neurone artificiel

La contribution principale de ce travail est de proposer une technique basée sur le réseau neuronal artificiel (RNA) pour diagnostiquer et identifier les défauts du module PV et étendre son application au système PV. Cette technique est capable de diagnostiquer et d'identifier les défauts qui se produisent dans : les cellules photovoltaïques, les modules PV et les diodes de by-pass.

La technique proposée est basée sur l'analyse d'un ensemble de valeurs de sortie (telles que le courant, la tension et la puissance) du module photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux.

Les performances de l'approche neurale sont analysées sur la base d'une comparaison avec la méthode classique de seuillage et avec d'autres travaux antérieur [81, 82].

IV.3.1. Principes générales des réseaux de neurone artificiel

Le réseau de neurone artificiel (RNA) est le système d'adoption du système de mise en œuvre physique pour imiter la structure et la fonction des cellules cérébrales humaines [83]. De nos jours, le RNA a été appliqué à divers domaines tels que la reconnaissance de formes, le traitement du signal, la modélisation et la vision par ordinateur [83].

Les réseaux de neurones artificiels peuvent être décrits comme des systèmes composés d'au moins deux couches de neurones - une couche d'entrée et une couche de sortie - et comprenant généralement des couches intermédiaires(cachées). Plus le problème à résoudre est complexe, plus le réseau de neurones artificiels doit comporter de couches. Chaque couche contient un grand nombre de neurones artificiels spécialisés.

Au sein d'un réseau de neurones artificiels, le traitement de l'information suit toujours la même séquence : les informations sont transmises sous la forme de signaux aux neurones de la couche d'entrée, où elles sont traitées. À chaque neurone est attribué un « poids » particulier, et donc une importance différente. Associé à la fonction dite de transfert, le poids permet de déterminer quelles informations peuvent entrer dans le système. À l'étape suivante, une fonction dite d'activation associée à une valeur seuil calculent et pondèrent la valeur de sortie du neurone [84]. En fonction de cette valeur, un nombre plus ou moins grand de neurones sont connectés et activés. Cette connexion et cette pondération dessinent un algorithme qui fait correspondre un résultat à chaque entrée. Chaque nouvelle itération permet d'ajuster la pondération et donc l'algorithme de façon à ce que le réseau donne à chaque fois un résultat plus précis et fiable.

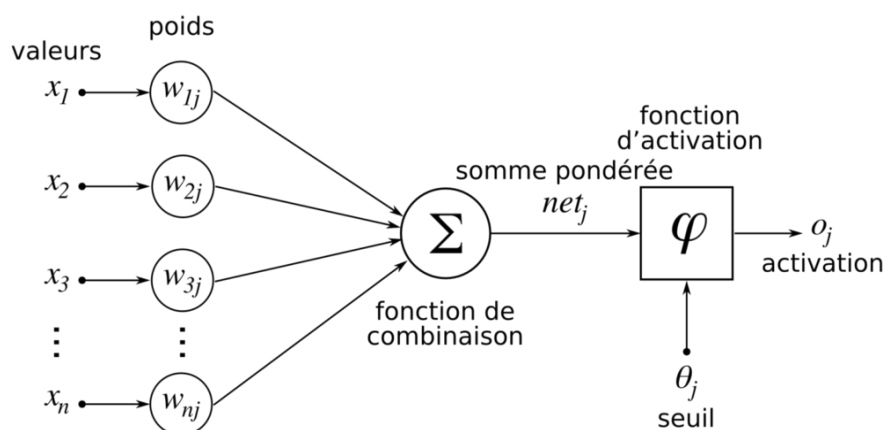


Figure IV.10 : Structure d'un neurone artificiel

IV.3.2. Différents types de défauts survenant dans le module PV examiné

Parmi les défauts mentionnés dans le chapitre précédent, neuf défauts sur le module PV sont choisis pour être étudiés, comme indiqué dans le tableau IV.2 :

Tableau IV.2 : Différents types de défauts survenant dans le module PV examiné

Symbol	Type de défaut
D1	ombrage d'une seule cellule du groupe 1 du module à 50%.
D2	ombrage à 100 % d'une seule cellule du groupe 1 du module.
D3	ombrage d'une cellule du groupe 1 et d'une autre du groupe 2 à 50 %.
D4	ombrage d'une cellule du groupe 1 et d'une autre du groupe 2 à 100 %.
D5	augmenter la valeur de la résistance série ($R_s = 1 \text{ ohm}$).
D6	cellule court-circuitée ($R_{sh} = 0$).
D7	ombrage de six cellules avec diode de by-pass déconnectée.
D8	diode de by-pass inversée.
D9	diode de by-pass défectueuse.

IV.3.3. Méthode basée sur le signal de seuil

Afin d'évaluer les performances de la méthode proposée, on est amené à la comparer avec une autre méthode classique dite signal de seuil. Cette dernière est basée sur la détection de seuil de chaque symptôme ultérieure donnant une détection de défaut d'indications binaires ; ces résidus ont une valeur théorique nulle pour un système idéal et non nulle pour un système défectueux [47].

Le système de deux modules PV (KC130GHT) est simulé comme le montre la figure IV.11. Un d'entre eux est utilisé comme module de référence, l'autre module est testé pour les différentes défaillances choisies. Ses caractéristiques P-V et I-V résultantes sont comparées ultérieurement à celles du module de référence. Les simulations sont réalisées à l'aide d'un outil Matlab / Simscape pour un module PV composé de 36 cellules solaires connectées en série.

Une simulation complète des différents défauts permet d'obtenir différentes courbes, telles qu'elles sont représentées dans la figure IV.14 (a,b). A partir de ces figures, trois symptômes peuvent être tirés dans lesquels il est possible de distinguer les défauts considérés.

1. Le symptôme S1 : présente la réduction de la puissance produite par le module PV.
2. Le symptôme S2 : présente la réduction de la tension en circuit ouvert du module PV.
3. Le symptôme S3 : présente la réduction du courant de court-circuit du module PV [32].

La deuxième étape consiste à calculer le seuil des résidus :

Les symptômes sélectionnés sont calculés à partir d'une comparaison entre la caractéristique I-V d'un système PV en fonctionnement normal et celle en fonctionnement défectueux. La première caractéristique est obtenue à partir d'un modèle et sert de référence [85]. La deuxième caractéristique est obtenue à partir de la mesure du système actuel. A partir de la mesure ou du modèle, ces deux caractéristiques entraînent des incertitudes dans la génération des symptômes. Ces incertitudes produisent une amplitude non nulle pour chaque symptôme, même si aucun défaut n'apparaît.

D'après la norme CEI 61724 [85], qui indique une erreur relative de 1%, 1% et 2% lors de la mesure du courant, de la tension et de la puissance, respectivement. L'incertitude du modèle est liée à la tolérance de fabrication et au bruit des capteurs. L'erreur maximale introduite par cette incertitude est calculée, selon la norme [47], en ajoutant un paramètre de dispersion aux paramètres du modèle de simulation. Les erreurs relatives obtenues associées au courant, à la tension et à la puissance sont égales à 5%, 3% et 6%, respectivement.

Dans la troisième étape, un algorithme de diagnostic est introduit pour fournir l'indication spécifique à chaque défaut des neuf défauts sélectionnés. La figure IV.11 illustre le bloc de l'algorithme de détection et de diagnostic des défauts pour un module PV par méthode du seuil (Classique).

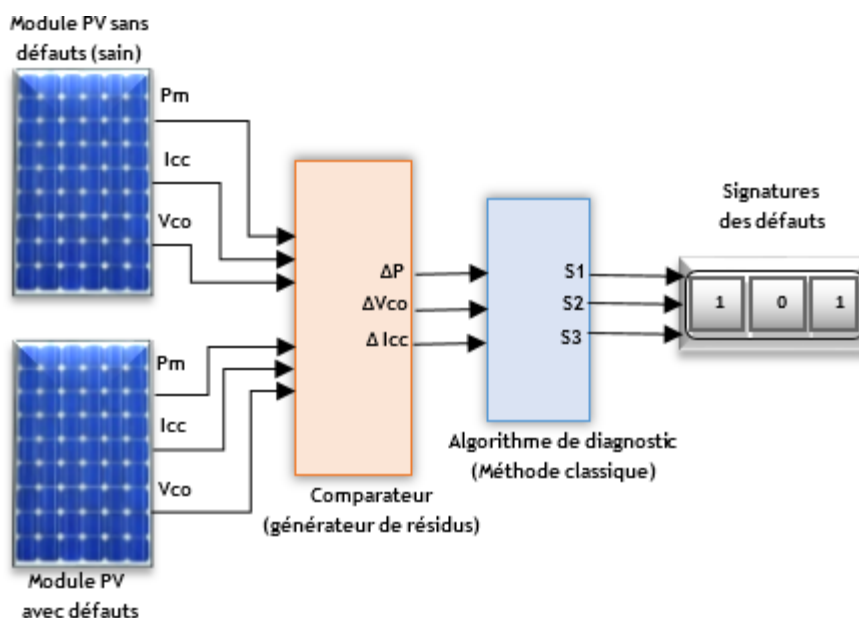


Figure IV.11 : Algorithme de détection et de diagnostic des défauts pour un module PV par la méthode du seuil (classique).

Après cette classification obtenue par cette méthode, quatre groupes de défauts peuvent être atteints :

- Groupe 1 (1 0 0) : D1, D5, D7 ;
- Groupe 2 (1 1 0) : Un groupe de défauts comprenant D2, D6, D8 et D9.
- Groupe 3 (1 0 1) : D3 ;
- Groupe 4 (1 1 1) : D4.

En se référant aux résultats précédents, cet algorithme ne peut pas distinguer les défauts (D1, D5 et D7), et (D2, D6, D8 et D9), qui ont les mêmes indications ; d'autre part, les symptômes de la caractéristique I-V sous ces défauts ont des amplitudes différentes dans les mêmes conditions climatiques. Ainsi, pour isoler ces défauts, une technique de classification plus efficace est nécessaire, c'est pourquoi une technique RNA est choisie pour être appliquée. Les défauts sont ensuite classés en deux groupes :

- Défauts caractérisés par des indications différentes. Ces défauts sont isolés à l'aide d'une approche basée sur un signal de seuil.
- Défauts avec la même indication. Ces défauts sont isolés à l'aide d'une approche basée sur RNA.

IV.3.4. Méthode des réseaux neuronaux (RNAs)

Dans ce travail, le RNA est utilisé comme un outil d'identification pour le diagnostic des défauts dans un module photovoltaïque, où un réseau de neurones multicouche (multilayer perceptron MLP) est utilisé, dans lequel il est caractérisé par une couche d'entrée, une couche de sortie et une ou plusieurs couches cachées [83]. Pour ce modèle basé sur MATLAB, illustré à la figure IV.12, est exploité. La base de données du réseau artificiel est composée des (tension, courant et puissance) du module PV comme entrées et des neuf défauts comme sorties ainsi qu'un état en fonctionnement normal.

Afin de réduire l'erreur d'apprentissage, on utilise un algorithme de rétro-propagation et une méthode de gradient de descente pour ajuster les poids. L'avantage de l'ANN est son algorithme simple, sa vitesse de calcul rapide et sa grande précision de validation [83].

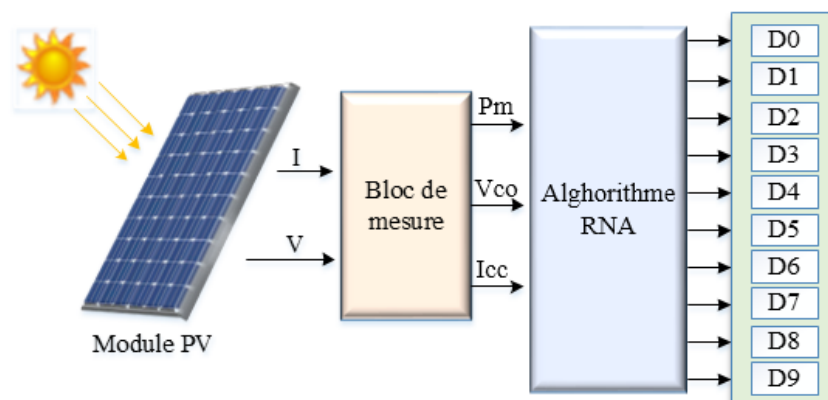


Figure IV.12 : Le bloc du système de détection des défauts par la méthode RNA

Pour construire le réseau de neurones, quatre tâches principales doivent être réalisées : la construction du bloc RNA, l'acquisition des données (base d'apprentissage), la classification des différents défauts et le test du réseau [86].

Chaque neurone est connecté à tous les neurones du suivant. La figure IV.13 montre clairement la structure de la classification des défauts par RNA.

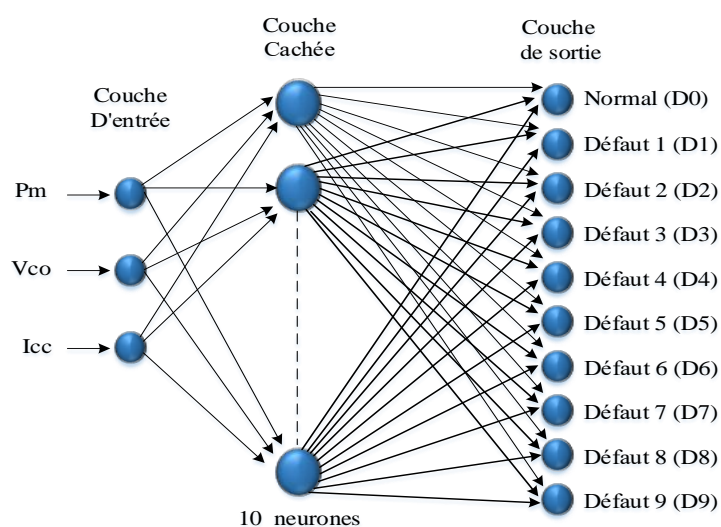


Figure IV.13 : Structure de la classification des défauts par RNA

De la figure IV.13, on peut voir trois couches :

- Une couche d'entrée composée de trois neurones, dont le rôle est de transmettre les valeurs des entrées qui correspondent aux variables (P_m , V_{co} et I_{cc}) à la couche suivante appelée couche cachée.
- Une couche cachée contient dix neurones ayant des fonctions d'activation sigmoïdes sélectionnées.
- Une couche de sortie composée de dix neurones, qui indiquent qu'une des classes correspond aux défauts D0 à D9 y compris l'état en fonctionnement normal.

IV.3.5. Résultats et discussion

Cette section présente les résultats du modèle basé sur Simscape ainsi que les performances de la technique de diagnostic des défauts proposée pour le module PV (KC130GHT).

Dans cette étude, les impacts de différents types de défauts appliqués sur un système PV sous différents aspects (variation de la tension ou du courant, pertes de puissance) peuvent être observés, et donc différentes courbes de caractérisation I-V sont générées. Les figures : IV.14 (a), IV.14 (b) montrent les courbes pour plusieurs types de défauts typiques. Le défaut de R_{sh} et le défaut de diode de by-pass aboutissent une tension de circuit ouvert (V_{co}) réduite par rapport à la courbe normale. Alors que le défaut de mismatch (Ombre partielle) qui conduit à une diminution du courant de court-circuit (I_{cc}) et cela conduit également à une diminution de la puissance.

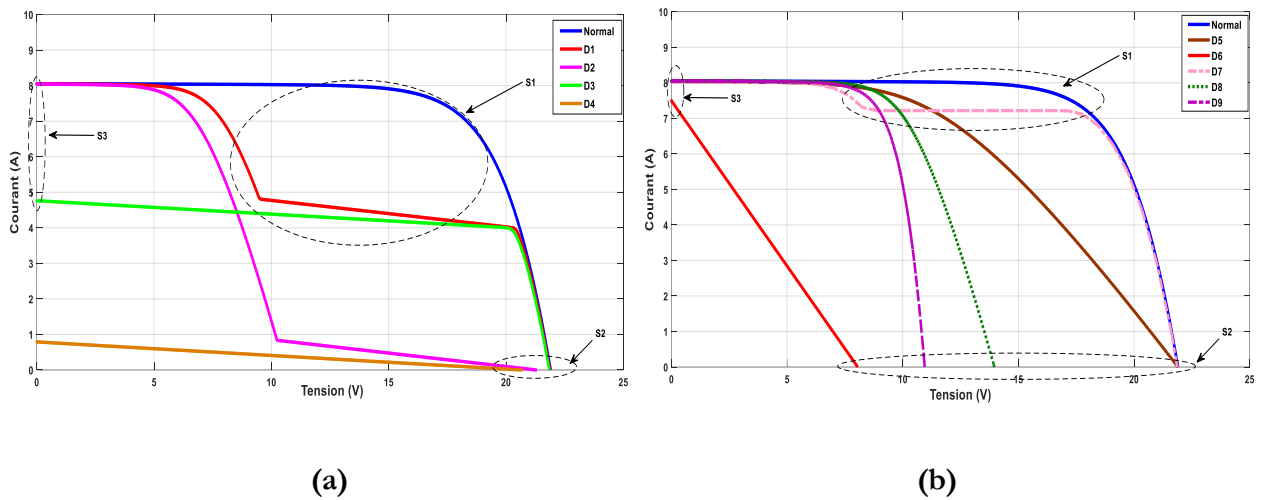


Figure IV.14 : I-V du module PV dans différents types de défauts.

Dans notre étude, notre réseau est composé de trois couches : Une couche d'entrée, la couche suivante appelée couche cachée et la couche de sortie, la couche cachée utilise la fonction de transfert sigmoïde tangente (tansig), tandis que la couche de sortie utilise la fonction de transfert log sigmoïde (logsig).

Dans cette étude, un ensemble de données de 65536 modèles a été généré en utilisant un outil de simulation MatLab/ Simscape. La formation du RNA est effectuée en utilisant 52428 échantillons qui représentent 80% des données totales, tandis qu'un nombre de 13107 données d'échantillon est utilisé pour le test (équivalent à 20% des données totales), la valeur de l'objectif d'erreur est fixée à 0,001 ce qui est suffisant pour donner un bon taux de classification.

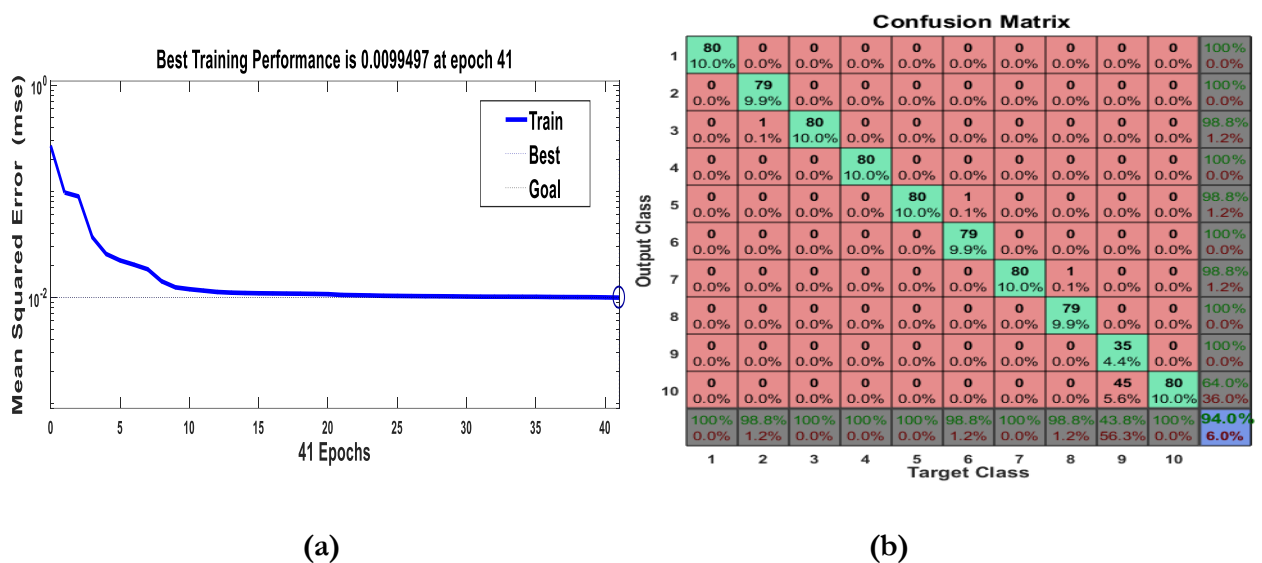


Figure IV.15 : (a) Courbe d'apprentissage de RNA, (b) Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA.

La convergence de l'algorithme d'apprentissage est vérifiée par la courbe d'apprentissage donnée dans la figure IV.15 (a), où l'on peut voir que la valeur de l'objectif d'erreur est égale à 0,00994 à 41 itérations, la valeur est suffisante pour donner un bon taux de classement. Cela implique que les paramètres du réseau (poids et biais) soient bien déterminés.

Pour vérifier la capacité du RNA à classer les défauts, on teste l'ensemble de données (formation + test), dans lequel les résultats de la classification sont présentés dans la figure IV.15 (b), où les carrés verts indiquent des données correctement classées et les carrés rouges indiquent le contraire. La matrice de confusion de la classification révèle que les taux de classification correcte et fautive obtenus avec le modèle basé sur le MLP sont de 94,0% et 6,0%, respectivement, ce qui reflète une bonne performance des fautes de classification par le modèle RNA.

IV.3.6. Test sur un système photovoltaïque en ligne

Dans cette section, notre contribution est d'étendre la technique RNA pour qu'elle soit adaptée au diagnostic des défauts dans le système PV en ligne. Première étape : un système PV composé de 4 modules PV (KYOCERA 130 GHT) connectés en série est modélisé et simulé, où P_{max} est égal à 520 (W), $V_{co} = 87,6$ (V) et $I_{sc} = 8,02$ (A). Dans l'état de santé et ensuite quatre types de défauts sont créés :

- D0 : état sans défaut (sain)
- D1 : augmenter la valeur de la résistance série dans un module.
- D2 : Un module déconnecté
- D3 : Ombre partielle de deux modules (les diodes de by-pass sont défectueuses)
- D4 : Ombre partielle de deux modules (diodes de by-pass fonctionnent correctement).

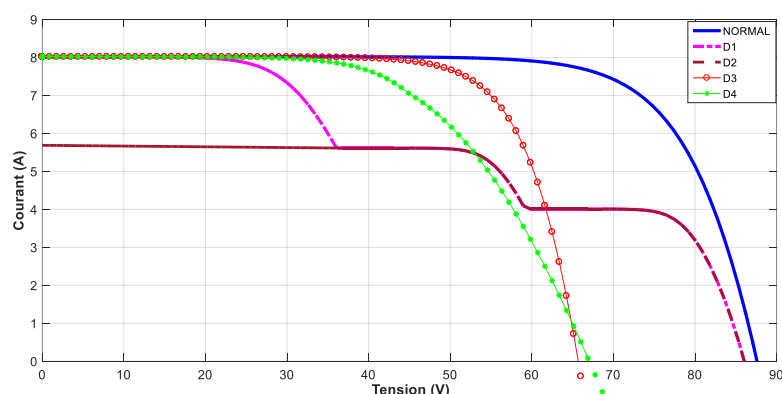


Figure IV.16 : I-V du système PV dans différents types de défauts.

Après l'étude et l'analyse de l'impact des défauts sur le système PV figurant dans la figure IV.16. La nouvelle technique (RNA) est testée, les résultats obtenus sont présentés dans la figure ci-dessous.

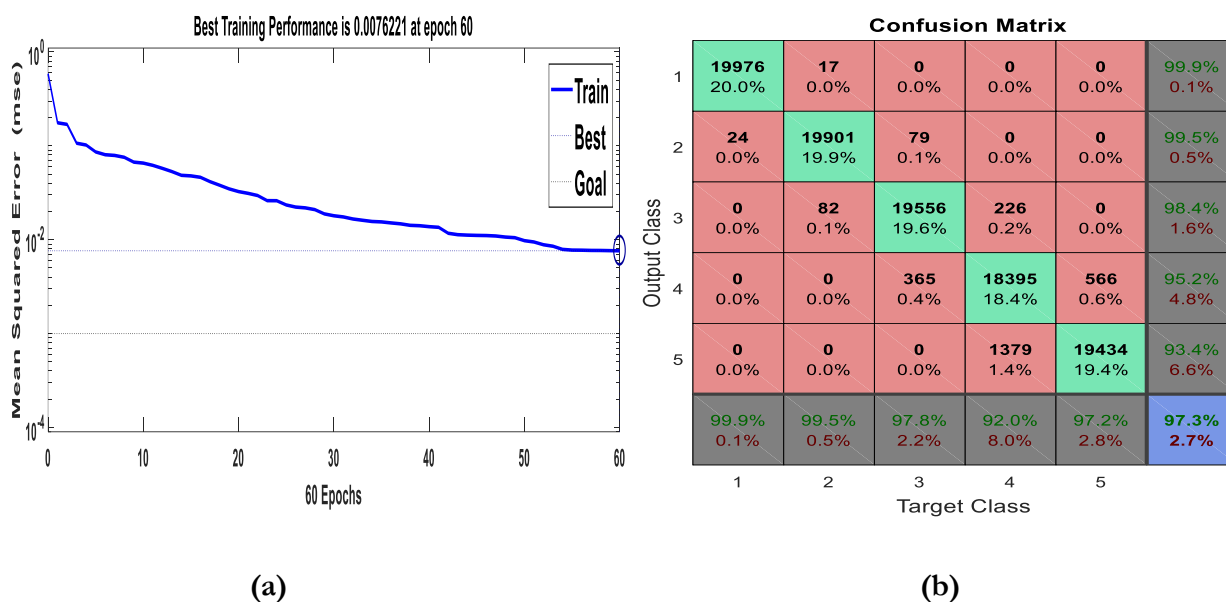


Figure IV.17 : (a)-Courbe d'apprentissage du RNA. (b)-Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA (système PV en ligne).

D'après la figure IV.17 (a), (b), l'erreur quadratique moyenne est égale à 0,0067 à 60 époques, la valeur est suffisante pour donner un bon taux de classification et la matrice de confusion montre que la précision atteint la valeur de 97,2%, ce qui reflète une bonne performance des défauts de classification par le modèle RNA.

La figure IV.18 montre les résultats de simulation du diagnostic et de la détection de 4 défauts différents dans un système photovoltaïque (en ligne) par la méthode RNA, dans laquelle, à chaque étape, le type de défaut est bien illustré.

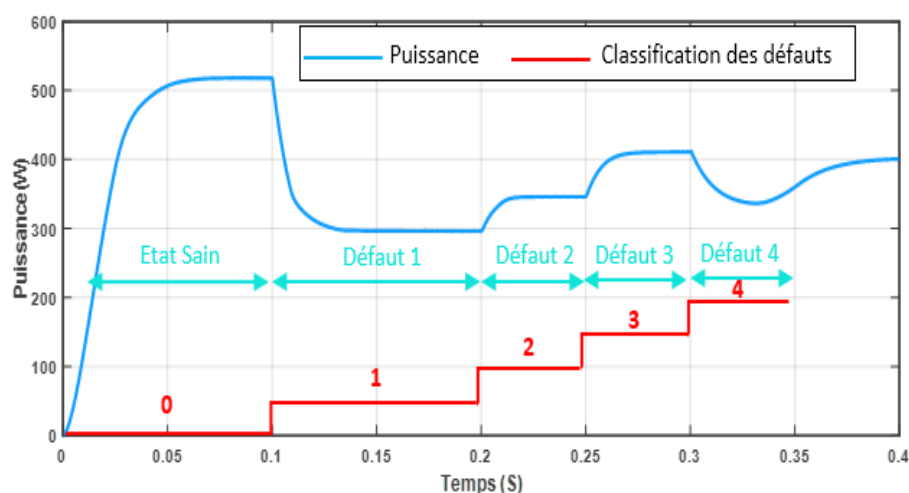


Figure IV.18 : La puissance de sortie avec 4 défauts (détection par RNA).

D'après les résultats obtenus dans le présent travail, la précision globale de détection du réseau est de 94,0 % dans le premier cas (9 défauts) et de 97,2 % dans le second cas (4 défauts).

Afin de tester l'efficacité de la précision de détection finale obtenue par le réseau RNA, la méthode proposée a été comparée aux résultats de sortie RNA présentés dans [81] et [82].

Les matrices de confusion des sorties pour toutes les études sont montrées dans les figures : IV.15(b), IV.17(b), IV.19, IV.20(a), et IV.20(b). D'après les figure l'efficacité globale de détection du réseau RNA varie selon le nombre des défauts sélectionné. Pour notre travail dans le cas de 9 défauts l'efficacité est de 94 % comme le montre la figure IV.5 (b), soit une amélioration par 2 % de l'efficacité par apport la méthode proposé dans [81] a été envisagé. Dans le cas de 4 défaut en a obtenu une efficacité de 97,2%, bien que les méthodes proposées par [82] et [81] ont enregistré 90,3%, 77,7% respectivement.

Confusion Matrix

Output Class	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	113 23.5%	3 0.6%	2 0.4%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	1 0.2%	0 0.0%	0 0.0%	95.0% 5.0%
2	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	NaN% NaN%
3	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	NaN% NaN%
4	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	56 11.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	1 0.2%	4 0.8%	91.8% 8.2%
5	5 1.0%	0 0.0%	0 0.0%	3 0.6%	51 10.6%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	86.4% 13.6%
6	8 1.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	114 23.8%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	93.4% 6.6%
7	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	54 11.3%	5 1.0%	0 0.0%	91.5% 8.5%
8	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	1 0.2%	0 0.0%	0 0.0%	54 11.3%	5 1.0%	90.0% 10.0%
9	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	NaN% NaN%
	89.7% 10.3%	0.0% 100%	0.0% 100%	94.9% 5.1%	98.1% 1.9%	100% 0.0%	98.2% 1.8%	90.0% 10.0%	0.0% 100%	92.1% 7.9%
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Target Class									

Figure IV.19 : Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA (cas 9 défauts). Résultats obtenus par [81].

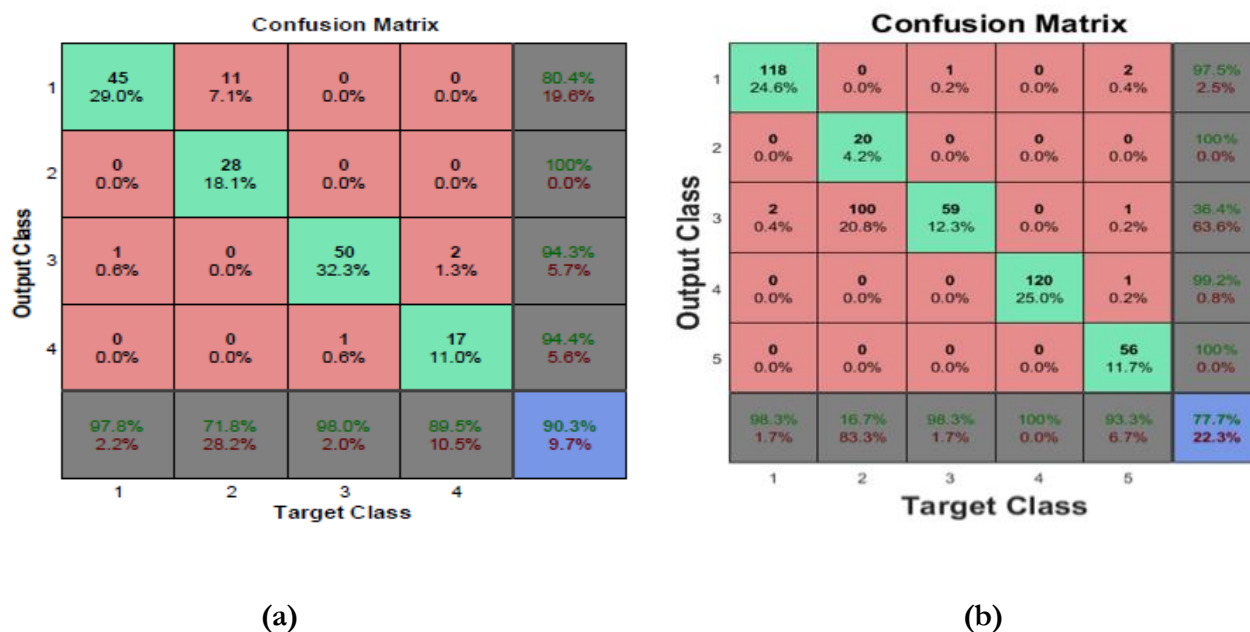


Figure IV.20 : Matrice de confusion de classification pour le réseau RNA, (a) Résultats obtenus par [81], (b) Résultats obtenus par [82].

IV.4. Conclusions

Dans ce chapitre, deux techniques intelligente ont été proposé, la première basée sur la logique floue de type Takagi-Sugeno et la deuxième sur les réseaux de neurone artificiel (RNA) pour le diagnostic et la détection des défauts dans un générateur photovoltaïque.

La technique floue est réalisée sur la base de trois valeurs DV, DI et DP. Pour obtenir ces valeurs ; il faut tout d'abord analysé les caractéristiques $I(V)$ et $p(V)$, puis suivre l'extraction de l'ensemble des valeurs de sortie (telles que le courant, la tension et la puissance) du générateur photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux. Afin de détecter les défauts du système PV, tout d'abord, quatre défauts ont été constatés en détail pour évaluer les performances de l'algorithme sur le système PV.

Les résultats de simulation obtenus montrés l'efficacité de la méthode et du modèle utilisé. Tous les défauts ont été identifiés avec précision, classés par la méthode proposée. Cette technique est capable de diagnostiquer et d'identifier les défauts qui se produisent dans : les cellules photovoltaïques, les modules PV et les diodes bypass. De plus, le FLC est adopté dans cette étude en raison de sa vitesse de calcul élevée, et il peut être applicable dans le cas d'une installation photovoltaïque à grande échelle en raison du faible coût de surveillance et des avantages économiques.

La méthode des réseaux de neurones artificiels a prouvé qu'elle est la technique la plus adaptée (simple et facile) au diagnostic des défauts des modules PV par rapport à la méthode du seuillage. Il a été prouvé que la méthode étudiée peut détecter avec précision, via la base de données, les différents types de défauts, en se basant sur la base de données de la tension, du courant et de la puissance. Le réseau de neurones artificiels développé nécessite une grande base de données et une formation périodique pour évaluer les paramètres de sortie avec une bonne précision. La méthodologie peut être généralisée aux installations photovoltaïques connectées au réseau ou pour des installations photovoltaïques à grande échelle ainsi que pour d'autres technologies PV.

Conclusion Générale

La sûreté énergétique est considéré comme la plus importante article dans l'agenda des pays développé et sous-développé aussi car les indice des énergies classique (fossile) sont inquiétantes. Les réserve du pétrole ainsi des celle du gaz abaisse d'une manière dramatique et ne pourra pas satisfaire les besoins du marché mondiale dans les futures proches décades.

De ce fait la boussole des chercheurs ainsi des dirigeants est tourné vers les énergies renouvelables comme alternative à celle fossile, connue par sa durabilité et moins polluantes. Les énergies renouvelables font l'objet des milliers de projet de recherche dans la dernière décade, ces derniers ont prouver que ces énergies sont prometteuses et capables de remplacer les ressources classiques surtout dans le domaine de production de l'électricité.

L'énergie photovoltaïque est l'une des énergies qui nous intéressent dans notre pays, vue la quantité lumineuse considérable qui distingue le désert algérien. Les centrales de test qui sont installées dans quelque région saharienne ont dévoilé le rideau sure plusieurs problèmes techniques qui limite la production de ces centrales.

Pendant le fonctionnement du système photovoltaïque (PV), les cellules PV peuvent subir des perturbations dues à une exposition à des facteurs atmosphériques externes ou à diverses défaillances internes, ce qui affecte la stabilité du système et réduit leur efficacité et leur rendement de production. Une détection efficace et précise des défauts du système PV peut protéger le système contre les temps d'arrêt ou l'effondrement, tout en améliorant l'efficacité du système PV, en garantissant un fonctionnement sûr et en réduisant les coûts de production d'électricité. Par conséquent, le développement de méthodes de diagnostic pour la détection des défauts dans le comportement des systèmes PV est particulièrement important et nécessaire en raison du degré d'expansion des systèmes PV et de la nécessité d'optimiser leur fiabilité et leurs performances.

La thèse a été structurée en quatre chapitres comme suit :

Le premier chapitre expose des généralités sur les systèmes de production de l'énergie électrique qui se repose sur l'effet photovoltaïque, dans ce cadre des statistiques sur la production mondiale en été présenté au premier lieu. Puis le principe de la conversion, types des cellules, et les caractéristiques du module PV en été bien détaillé.

Le deuxième chapitre traite la modélisation du système photovoltaïque. Commenant par les différents modèles électriques de la cellule ainsi du convertisseur boost avec la commande MPPT et en fin des résultats de simulation du système de conversion en été présenté.

Le troisième chapitre est réservé à l'étude du différents défauts qui peut subir un système photovoltaïque et les méthodes de diagnostic.

Les méthodes du diagnostic en été classifié en deux grande catégorie, méthode électrique et non électrique.

Dans le dernier chapitre l'utilisation deux technique de l'intelligence artificiel pour le diagnostic du défaut dans le système photovoltaïque est entamé,

Une technique basée sur l'utilisation de la logique floue de type Takagi-Sugeno (T-S) et une autre méthode basée sur les réseaux de neurone.

La technique floue a été examiné sur quatre défauts courant, effet d'ombrage partiel de deux modules sans défaillance de la diode de bypass, effet d'ombrage partiel de deux modules avec défaillance de la diode de bypass, circuit-ouvert d'un module et le court-circuit d'un module. Les résultats obtenus sont encourageants, car la méthode utilisée est capable de détecté avec précision chaque dysfonctionnement. A noter que le choix des types des défauts reste ouvert selon les besoins. La complexité du processus de conception est l'inconvénient majeur de la technique flous car la construction de règles floues représentant le comportement du système modélisé dépend de manière critique des connaissances intuitives et de l'expérience acquise par les experts ou les opérateurs.

Pour une étude profonde de la technique neurone, la méthode a été appliqué dans le cas de 4 et 9 défauts. Tout en éliminant l'obstacle de chevauchement entre les symptômes des défauts qui limite l'utilisation des méthodes classique à savoir la méthode des seuils qu'on a utilisé comme benchmark de comparaison. Au plus des avantages précédemment cité, cette méthode nous a également permis d'identifier les défauts en temps réel avec une précision allant de 94 % à 97 %, selon le nombre de défaut sélectionner. A souligné que le temps de calcule augmente avec à mesure que le nombre de défauts augmente. De plus, les réseaux de neurones artificiels nécessitent une grande base de données et une formation périodique pour évaluer les paramètres de sortie avec une bonne précision.

Comme perspectives de ce travail on propose : la validation expérimentale de l'étude proposé et l'application des deux méthodes sur d'autre type de défauts.

Bibliographie

- [1] R. Merahi. Modélisation d'un diapositif MPPT pour l'étude de l'augmentation de la puissance produite par les générateurs photovoltaïques. Mémoire de Magister, Université Badji Mokhtar -Annaba-, 2010.
- [2] Renewables 2020 Global Status Report Renewables Global Status Report. 2019 July 15, 2019; Available from: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>.
- [3] S. Djeriou. Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone. Mémoire de Magister, Université Farhat Abbas -Setif-, 2018.
- [4] B. Flèche,D. Delagnes, Energie solaire photovoltaïque. juin, 2007, Toulouse.
- [5] K. Mertens, Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice. 2018: John Wiley & Sons.
- [6] S. El-Hefnawi. Photovoltaics applications and research in Egypt and marketability of PV in developing countries. ISESCO Science and Technology Vision. Vol 1, pp. 23-29, 2005;
- [7] W. Omran. Performance analysis of grid-connected photovoltaic systems. Doctoral Thesis, University of Waterloo -Canada-, 2010.
- [8] Assistance Technique Construction et Matériaux. Système photovoltaïque ATCM – SOLAR'X « Au fil du soleil ». Available from: <http://atcm.com/atcm-didactique/systeme-photovoltaïque/>.
- [9] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad,S. Mekhilef. An improved particle swarm optimization (PSO)–based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation. IEEE transactions on Power Electronics. Vol 27, pp. 3627-3638, 2012;
- [10] Enerray S.p.A. L'Algérie commence son avenir dans les énergies renouvelables avec un appel d'offres pour l'énergie solaire photovoltaïque de 150 MW. 18 Décembre 2018; Available from: <https://www.enerray.com/fr/blog/algérie-énergies-renouvelables-projet-solaire-150-mw/>.
- [11] S. Rustemli,F. J. Dincer. Modeling of photovoltaic panel and examining effects of temperature in Matlab/Simulink. Elektronika ir Elektrotechnika. Vol 109, pp. 35-40, 2011;
- [12] C. J. Chen, Physics of solar energy. 1 ed. 2011: John Wiley & Sons.
- [13] M. Belhadj. Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome. Mémoire de Magister, Université Tahri Mohamed -Béchar-, 2008.
- [14] A. Mekemeche. Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type n. Étude de quelques cas particuliers de

- cellules innovantes. Thèse de Doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis -Mostaganem-, 2017.
- [15] S. S. Merwan. Optimisation de la gestion de l'énergie photovoltaïque utilisée dans une zone agricole. Thèse de Doctorat, Université Badji Mokhtar -Annaba-, 2017.
- [16] A. Khenfer. Etude et conception d'une architecture en vue de la détection de défauts dans une installation photovoltaïque. Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas Sétif 1 - Setif-, 2015.
- [17] T. Boutaba. Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien. Thèse de Doctorat, Université abbès laghrour -khenchela-, 2018.
- [18] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. Voulgaris. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Transactions on power electronics*. Vol 16, pp. 46-54, 2001;
- [19] R. Khenfer. Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques. Thèse de doctorat, Université Farhat Abbas -Setif-, 2018.
- [20] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder. Study of bypass diodes configuration on PV modules. *applied energy*. Vol 86, pp. 1632-1640, 2009;
- [21] B. Lamri. Analyse énergétique et intégration de la sûreté de fonctionnement dans un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Thèse de doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba-, 2018
- [22] K. Kato, H. Koizumi, A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded PV string with compensating circuit using voltage equalizer. in 2015 IEEE international symposium on circuits and systems (ISCAS). 2015. IEEE.
- [23] S. Saravanan, R. S. Kumar, A. Prakash, T. Chinnadurai, R. Tiwari, N. Prabakaran, et al., "Photovoltaic array reconfiguration to extract maximum power under partially shaded conditions", in *Distributed Energy Resources in Microgrids*. 2019, Elsevier. p. 215-241.
- [24] H. Bouzeria. Modélisation et commande d'une chaîne de conversion photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université de Batna 2 -Batna-, 2016.
- [25] Djalab, A. A., Rezaoui, M. M., Mazouz, L., Teta, A., Sabri, N. Robust Method for Diagnosis and Detection of Faults in Photovoltaic Systems Using Artificial Neural Networks. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 2020.

- [26] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, Y.-J. Su, Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK. in Proceedings of the world congress on Engineering and computer science. 2008. San Francisco, USA.
- [27] D. Sera. Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems. Doctoral Thesis, Institute of energy technology-Alborg university, Denmark, 2009.
- [28] V. Tamrakar, S. Gupta, Y. Sawle. Single-diode and two-diode PV cell modeling using Matlab for studying characteristics of solar cell under varying conditions. *Electrical & Computer Engineering: An International Journal*. Vol 4, pp. 67-77, 2015;
- [29] M. H. Rashid, *Power electronics handbook: devices, circuits, and applications*, ed. 3rd. 2011.
- [30] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, M. Abid. Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque. *Revue des Energies renouvelables*. Vol 17, pp. 435-445, 2014;
- [31] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar energy materials solar cells*. Vol 90, pp. 1555-1578, 2006;
- [32] www.accu-plus-noord.nl/pdf/KC130GHT-2.pdf.
- [33] W. Rezgui. Système intégré pour la supervision et le diagnostic des défauts dans les systèmes de production d'énergies: les installations photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université de Batna 2 -Batna-, 2015.
- [34] G. Zwingelstein, *Diagnostic des défaillances: théorie et pratique pour les systèmes industriels*. 1995: Hermès.
- [35] I. Idrissi. Contribution au Diagnostic des Défauts de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée de l'Eolienne à Vitesse Variable. Thèse de Doctorat, Université Sidi Mohamed ben Abdellah -Fès, Maroc-, 2019.
- [36] D. Maquin, J. Ragot, *Diagnostic des systèmes linéaires*. 2000.
- [37] P. Ripoll. Conception d'un système de diagnostic flou appliqué au moteur automobile. Thèse de Doctorat, université de Chambéry, 1999.
- [38] D. W. Peter. Fault Detection and Performance Visualisation for a Grid-Connected Photovoltaic Power Plant Using Sensor Data. Master of Engineering Thesis, Stellenbosch University, 2019.
- [39] A. Mellit, G. M. Tina, S. A. Kalogirou. Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review. *Renewable Sustainable Energy Reviews*. Vol 91, pp. 1-17, 2018;

- [40] S. R. Madeti, S. N. Singh. A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. *Solar Energy*. Vol 158, pp. 161-185, 2017;
- [41] R. Platon, J. Martel, N. Woodruff, T. Chau. Online fault detection in PV systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol 6, pp. 1200-1207, 2015;
- [42] O. Breitenstein, J. Bauer, K. Bothe, W. Kwapil, D. Lausch, U. Rau, et al. Understanding junction breakdown in multicrystalline solar cells. *Journal of Applied Physics*. Vol 109, pp. 5, 2011;
- [43] T. Pei, X. Hao. A Fault Detection Method for Photovoltaic Systems Based on Voltage and Current Observation and Evaluation. *Energies*. Vol 12, pp. 1712, 2019;
- [44] G. M. Tina, F. Cosentino, C. Ventura, Monitoring and diagnostics of photovoltaic power plants. In *Renewable Energy in the Service of Mankind Vol II*. 2016, Springer. p. 505-516.
- [45] J. A. Tsanakas, L. D. Ha, F. Al Shakarchi. Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery. *Renewable Energy*. Vol 102, pp. 224-233, 2017.
- [46] J. A. Tsanakas, L. Ha, C. Buerhop. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable sustainable energy reviews*. Vol 62, pp. 695-709, 2016.
- [47] L. Bun. Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque. Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2011.
- [48] M. K. Alam, F. H. Khan, J. Johnson, J. Flicker, PV arc-fault detection using spread spectrum time domain reflectometry (SSTDR). in *2014 IEEE energy conversion congress and exposition (ECCE)*. 2014. IEEE.
- [49] G. Deans, S. McDonald, C. Baer, K. Cadien, Solar wafer emitter measurement by infrared reflectometry for process control: Implementation and results. in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. 2014. IEEE.
- [50] T. Takashima, J. Yamaguchi, M. Ishida, Fault detection by signal response in PV module strings. in *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2008. IEEE.
- [51] D. Gaikwad, S. Mehraeen, Reactive power considerations in reliability analysis of photovoltaic systems. in *2012 IEEE Green Technologies Conference*. 2012. IEEE.
- [52] W. Yi-Bo, W. Chun-Sheng, L. Hua, X. Hong-Hua, Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. in *IEEE international conference on industrial technology*. 2008. IEEE.

- [53] A. Chouder, S. Silvestre. Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management*. Vol 51, pp. 1929-1937, 2010;
- [54] Y. Liu, B. Li, Z. Cheng, Research on PV module structure based on fault detection. in *Chinese Control and Decision Conference*. 2010. IEEE.
- [55] X. Xu, H. Wang, Y. Zuo, Method for diagnosing photovoltaic array fault in solar photovoltaic system. in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2011. IEEE.
- [56] T. Jianeng, Z. Yongqiang, W. Wenshan, Fault diagnosis method and simulation analysis for photovoltaic array. in *International Conference on Electrical and Control Engineering*. 2011. IEEE.
- [57] M. Uoya, H. Koizumi. A calculation method of photovoltaic array's operating point for MPPT evaluation based on one-dimensional Newton–Raphson method. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol 51, pp. 567-575, 2014.
- [58] W. Xiao, M. G. Lind, W. G. Dunford, A. Capel. Real-time identification of optimal operating points in photovoltaic power systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol 53, pp. 1017-1026, 2006.
- [59] A. Mellit, S. A. Kalogirou. Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review. *Progress in Energy Combustion Science*. Vol 34, pp. 574-632, 2008.
- [60] S. I. Sulaiman, Z. Othman, T. K. A. Rahman, Dimensioning of photovoltaic array using Genetic Algorithm. in *2012 International Symposium on Computer Applications and Industrial Electronics (ISCAIE)*. 2012. IEEE.
- [61] A. Mellit, S. A. Kalogirou, M. Drif. Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems. *Renewable Energy*. Vol 35, pp. 2881-2893, 2010.
- [62] F. Wang, Z. Zhen, Z. Mi, H. Sun, S. Su, G. Yang. Solar irradiance feature extraction and support vector machines based weather status pattern recognition model for short-term photovoltaic power forecasting. *Energy Buildings*. Vol 86, pp. 427-438, 2015.
- [63] M. Hildmann, A. Rohatgi, G. Andersson, Constrained support vector machines for photovoltaic in-feed prediction. in *2013 1st IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*. 2013. IEEE.
- [64] B. Grichting, J. Goette, M. Jacomet, Cascaded fuzzy logic based arc fault detection in photovoltaic applications. in *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. 2015. IEEE.

- [65] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, M. Dales. Diagnostic method for photovoltaic systems based on six layer detection algorithm. *Electric Power Systems Research*. Vol 151, pp. 26-39, 2017.
- [66] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, M. Dales, P. Mather. Photovoltaic fault detection algorithm based on theoretical curves modelling and fuzzy classification system. *Energy*. Vol 140, pp. 276-290, 2017.
- [67] P. Ducange, M. Fazzolari, B. Lazzerini, F. Marcelloni, An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields. in 2011 11th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications. 2011. IEEE.
- [68] B. Singh, D. T. Shahani, A. K. Verma. Neural network controlled grid interfaced solar photovoltaic power generation. *IET Power Electronics*. Vol 7, pp. 614-626, 2013.
- [69] K.-H. Chao, M.-S. Yang, C.-P. Hung, Applying a CMAC neural network to a photovoltaic system islanding detection. in 2013 International Conference on Machine Learning and Cybernetics. 2013. IEEE.
- [70] Y. Wu, Q. Lan, Y. Sun, Application of BP neural network fault diagnosis in solar photovoltaic system. in International conference on Mechatronics and Automation. 2009. IEEE.
- [71] F.-J. Lin, K.-C. Lu, T.-H. Ke, B.-H. Yang, Y.-R. Chang. Reactive power control of three-phase grid-connected PV system during grid faults using Takagi–Sugeno–Kang probabilistic fuzzy neural network control. *IEEE Transactions on Industrial Electronic*. Vol 62, pp. 5516-5528, 2015.
- [72] E. Karatepe, T. Hiyama. Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions. *IET Renewable Power Generation*. Vol 3, pp. 239-253, 2009.
- [73] L. Bonsignore, M. Davarifar, A. Rabhi, G. M. Tina, A. Elhajjaji. Neural network controlled grid interfaced solar photovoltaic power generation. *Energy Procedia*. Vol 62, pp. 431-441, 2014.
- [74] A. Bouraiou. Diagnostic de défauts par logique floue. Mémoire de Magister, Université Badji Mokhtar- Annaba, 2010.
- [75] S. N. Mandal, J. P. Choudhury, S. B. Chaudhuri. In search of suitable fuzzy membership function in prediction of time series data. *International Journal of Computer Science Issues*. Vol 9, pp. 293-302, 2012.

- [76] E. Mamdani, S. Assilian. An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. *International journal of human-computer studies*. Vol 51, pp. 135-147, 1999.
- [77] Takagi, Tomohiro, and Michio Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its Applications to modeling and control." *Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on* 1 (1985), 116-132.
- [78] D. Ichalal. Estimation et diagnostic de systèmes non linéaires décrits par un modèle de Takagi-Sugeno. Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2009.
- [79] S. Samara, E. Natsheh. Intelligent PV Panels Fault Diagnosis Method Based on NARX Network and Linguistic Fuzzy Rule-Based Systems. *sustainability*. Vol 12, pp. 2011, 2020;
- [80] Y. Zhao. Fault detection, classification and protection in solar photovoltaic arrays. Doctoral Thesis, Northeastern University, 2016.
- [81] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, M. Dales. Comparing Mamdani Sugeno fuzzy logic and RBF ANN network for PV fault detection. *Renewable Energy*. Vol 117, pp. 257-274, 2018.
- [82] W. Chine, A. Mellit, V. Lughi, A. Malek, G. Sulligoi, A. M. Pavan. A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks. *Journal of Renewable Energy*. Vol 90, pp. 501-512, 2016.
- [83] L. Zhihua, W. Yuanzhang, Z. Diqing, and W. Chunhua. An Intelligent Method for Fault Diagnosis in Photovoltaic Array. *ICSC 2012, Part II, CCIS 327*, pp. 10–16, 2012.
- [84] M. Khemliche, S. Djeriou, S. Latreche. Diagnostic de défauts dans le système photovoltaïque par les réseaux de neurones artificiels. *Revue des Énergies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa*. Vol, pp. 331-343, 2012.
- [85] E. IEC-CEI. Std. 61724, Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis. International Electro-technical Commission. Vol, pp., 1999.