

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED – NAAMA



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES

DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

MÉMOIRE

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

Électrotechnique

Option : Énergie Renouvelable en électrotechnique

Intitulé :

SURVEILLANCE DES PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES AVEC UNE APPROCHE DES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS

Présenté par :

- Mr. BOUKHIRA Youcef
- Mr. MOULAY OMAR Mohammed Slimane
- Mr. HAFDI Mohammed Amine

Soutenu le : 07/06/2021..... devant le Jury :

<i>M. Brahimi Mohamed</i>	<i>MCB</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Président</i>
<i>M. Lahcen Reda</i>	<i>MAB</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Encadreur</i>
<i>M. Medjadji Nassira</i>	<i>MAB</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Examineur</i>

Naama – Algérie - 2021

Résumé

Le travail présenté dans ce mémoire a pour objectif de présenter une stratégie de surveillance dans une centrale photovoltaïque, cette dernière s'attache à concevoir une approche de diagnostic en se basant sur l'utilisation d'un minimum de capteurs de tension et de courant. On se concentre sur les différents défauts les plus fréquents dont : ombrage partiel, l'augmentation de la résistance série, l'augmentation de la résistance parallèle et le défaut de la diode by-pas inversée, et qui ont une signature sur la caractéristique $I(V)$. La simulation de notre modèle théorique de diagnostic dans l'environnement MATLAB/Simulink nous a permis de valider notre approche et de prouver son efficacité.

Mots clés : Centrale photovoltaïque, Diagnostic, Défauts d'ombrage partiel, Augmentation résistance série, Augmentation de la résistance parallèle, diode bypass inversée, Voltmètre.

Abstract

The work presented in this thesis aims to present a monitoring strategy in a photovoltaic power plant, the latter endeavors to design a diagnostic approach based on the use of a minimum of voltage and current sensors. We focus on the various most frequent faults including: partial shading, the increase in series resistance, the increase in parallel resistance and the fault of the inverted by-pass diode, and which have a signature on characteristic $I(V)$. The simulation of our theoretical diagnostic model in the MATLAB / Simulink environment allowed us to validate our approach and prove its effectiveness.

Keywords: Photovoltaic power plant, Diagnosis, Partial shading fault, increase in series resistance, increase in parallel resistance, and fault in reverse bypass diode Voltage sensors.

ملخص

يهدف العمل المقدم في هذه الأطروحة إلى تقديم استراتيجية مراقبة في محطة توليد الطاقة الكهروضوئية، وتسعى الأخيرة إلى تصميم نهج تشخيصي يعتمد على استخدام الحد الأدنى من مستشعرات الجهد والتيار. نحن نركز على الأخطاء المختلفة الأكثر شيوعاً بما في ذلك: التظليل الجزئي، وزيادة مقاومة التسلسلية، وزيادة المقاومة الموازية وخطأ الصمام الثنائي الالتفافي المقلوب، والتي لها توقيع على الخاصية التيار) الجهد). (سمحت لنا محاكاة نموذجنا التشخيصي النظري في بيئة محاكاة ما ماتلاب بالتحقق من صحة نهجنا وإثبات فعاليته.

الكلمات المفتاحية: محطة الطاقة الكهروضوئية، التشخيص، خطأ التظليل الجزئي، زيادة المقاومة المتسلسلة، زيادة المقاومة المتوازية، خطأ في الصمام الثنائي بسبب مجسات الجهد غير المقلوبة.

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Allah le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur « Dr Saada Zakarya et Dr Lahcen Reda », son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Nous dédions ce travail :

- Nos chère mères et chers pères,
- A toute la famille,
- A tous nos amis,
- A tous nos collègues de la promotion 2021.
- Et à tous ceux qui travaillent pour une Algérie meilleure.

Je ne peux pas clore mes dédicaces, sans rendre un grand hommage au « Mr. BOUSAID Youcef » Pour m'avoir tout simplement donné une grande partie de l'énergie nécessaire pour conclure dans ma vie.

Sommaire :

Introduction générale.....	1
Chapitre I.....	2
Généralité sur le système photovoltaïque	2
I-1 Introduction.....	2
I-2 Historique	2
I-3 L'énergie solaire.....	3
I-4 généralités sur le photovoltaïque	3
I-4.1 Les Propriétés des Semi-conducteurs.....	3
I-4.2 Effet photovoltaïque	4
I-5 éléments d'un système photovoltaïque	6
I-5.1 module PV	6
I-5.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	10
I-5.2 les régulateurs de charge.....	11
I-5.3 Les caractéristiques des régulateurs de charge.....	11
I-5.4 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques	11
I-5.5 Technologies des onduleurs	13
I-6.1 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires	16
I-6.1.1 Stockage – tampon.....	16
I-6.1.2 Durée de stockage.....	16
I-6.1.3 Conditions d'exploitation des accumulateurs.....	16
I-6.1.4 Caractéristiques de fonctionnement	17
I-6.1.5 Conditions de charge	17
I-7.1 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les chocs électriques ...	17
I-7.1.1 Protection contre les contacts directs	18
I-7.1.2 Protection contre les contacts indirects	18
I-7.1.3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surtensions.....	18
I-6-3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surintensités	18
I-7.2 Nécessité de protection contre les courants inverses.....	18
I-8.1 Système PV autonome.....	20

I-8.2	Système PV connecté directement au réseau	21
I-9	Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque	21
I-9.1	Avantages	21
I-9.2	Inconvénients	22
I-10	Conclusion	22
Chapitre II	23
Méthodes de surveillance et de diagnostic d'un système photovoltaïque ..		23
II-2	terminologies et concepts	24
II-3	différents types de défauts	25
II-3.1	Les différents types de défauts par composant.....	25
II-4	Considération générales sur les systèmes de diagnostics.....	27
II-4.1	Rapidité	28
II-4.2	Isolabilité	28
II-4.3	Robustesse	28
II-4.4	Adaptabilité	28
II-4.5	Identification de défauts multiples	28
II-4.6	La sensibilité.....	28
II-5	les différentes étapes de diagnostic	29
II-5.1	La détection	29
II-5.2	La localisation	29
II-5.3	L'identification.....	29
II-6	Le système photovoltaïque et ses défauts	30
II-6.1	Description d'un système photovoltaïque.....	30
II-6.2	Générateur photovoltaïque	30
II-7	Convertisseurs	32
II-8	Câblage et boîte de jonction	33
II-9	Système de protection	33
II-9	Dégradation d'un module photovoltaïque.....	34
II-10	Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	35
II-10.1	La corrosion.....	36
II-10.2	La délamination.....	36

II-10.3 La décoloration.....	37
II-10.4 Les fissures et bris de verre	39
II-10.5 Les points chauds ou Hot-spots.....	39
II-10.6 Les bulles.....	40
II-10.7 Le PID – (Potentiel Induced Degradation).....	41
II-10.8 Synthèse.....	42
II-10.9 L'augmentation de la résistance série (Rs)	43
II-11 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque	43
II-11.1 Inspection visuelle.....	43
II-11.2 Mesure de la puissance.....	44
II-11.3 Imagerie infrarouge	44
II-11.4 Thermographie	45
II-11.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence	46
II-11.6 Résonance de vibrations ultrasoniques	47
II-12 Définition d'une défaillance d'un module PV	49
II-12.1 Définition du défaut	49
II-12.2 Défauts dans le système photovoltaïque	49
II-12.3 Défauts courants des systèmes photovoltaïques	49
II-12.4 Classification des défauts et Evaluation des symptômes de défauts ..	55
II-13 Conclusion.....	58
Chapitre III	59
Modernisation du system de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque	59
III-1 Introduction.....	60
III-2 Les réseaux de neurones	60
III-2.1 présentation	60
III-2.2 Historique.....	61
III-3 Neurone formel	61
III-4 Apprentissage.....	62
III-4.1 l'apprentissage supervisé	62
III-4.2 l'apprentissage non supervisé	62

III-4.3 Apprentissage renforcé	63
III-5 Règles d'apprentissage.....	63
III-6 Architecture évolutive des réseaux de neurones.....	63
III-6.1 Le perceptron multicouche	65
III-6.2 Les réseaux à fonction de base radiale.....	66
III-6.3 Les cartes auto organisatrice de Kohonen	66
III-7 les réseaux de neurones et l'énergie renouvelable.....	67
III-8 Propriétés et limites des réseaux de neurones.....	68
III-8.1 La capacité d'adaptation	68
III-8.2 La capacité de généralisation	68
III-8.3 Le parallélisme	68
III-9 Limites d'utilisation des réseaux de neurones	68
III-10 Procédure de construction d'un réseau de neurones.....	69
III-11 L'environnement matlab/simulink.....	69
III-11.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque dans l'environnement MATLAB/Simulink	69
III-11.2 Modélisation d'un module photovoltaïque dans l'environnement MATLAB/Simulink	71
III-11.3 Modélisation d'une centrale photovoltaïque dans l'environnement MATLAB/Simulink	72
III-12 Developpment d'un systeme de diagnostic et de localisation des pannes au niveau de chaque panneau solaire	74
III-13 Résultats	79
III-14 Conclusion	81
Conclusion générale	82
REFERENCES	83

Liste des figures :

Figure I. 1: conversion de l'énergie solaire en électricité.....	2
Figure I. 2: types de dopages (N et P).....	4
Figure I. 3: Effet photovoltaïque.....	5
Figure I. 4: les différentes couches constituant un module PV.....	7
Figure I. 5: cellules mono-cristalline.....	8
Figure I. 6: cellules poly-cristalline.....	9
Figure I. 7: symbole d'un onduleur.....	12
Figure I. 8 : Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque pour G=1000 W/m ² et T=25 °C.....	13
Figure I. 9: Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque pour G=1000W/m ² et T=25°C.....	13
Figure I. 10: Classification des onduleurs PV connectés au réseau.....	15
Figure I. 11: accumulateur électrochimique.....	16
Figure I. 12: Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass.....	19
Figure I. 13: Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour.....	20
Figure I. 14: Installation photovoltaïque autonome.....	20
Figure I. 15: Installation photovoltaïque couplée au réseau.....	21
Figure II. 1: différent type de défauts agissant sur un système.....	26
Figure II. 2: types de défauts selon la dynamique.....	27
Figure II. 3: différentes étapes de diagnostic.....	29
Figure II. 4: Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau.....	30
Figure II. 5: Mise en série des cellules PV dans le module.....	31
Figure II. 6: Module PV avec deux diodes de by-pass.....	32
Figure II. 7: Différentes configurations pour un champ de 36 modules.....	32
Figure II. 8: Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque.....	33
Figure II. 9: Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.....	36
Figure II. 10: Module PV atteint par la corrosion.....	36
Figure II. 11: Module photovoltaïque présentant une délamination.....	37
Figure II. 12: Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.....	38
Figure II. 13: Module photovoltaïque présentant des bris de verre.....	39
Figure II. 14: Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	40

Figure II. 15: Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.....	41
Figure II. 16: Représentativité des différents modes de dégradation.	42
Figure II. 17: effet de défaut de mis match type R_s sur $I(V)$	43
Figure II. 18: Imagerie infrarouge.	45
Figure II. 19: Image thermographique d'une cellule PV en silicium.	46
Figure II. 20: Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.	47
Figure II. 21: Caractéristique I-V d'un groupe de défaut ombrage.	52
Figure II. 22: défaut de hots spots par la caméra thermique.....	53
Figure II. 23: Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de mismatch et d'ombrage et (R_s) (R_p).....	54
Figure II. 24: défaut de la diode de by-pass.....	54
Figure II. 25: Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de diode de by-pass.....	55
Figure III. 1: Schématisation de la fonction d'activation de la somme pondérée.	61
Figure III. 2: Schéma d'apprentissage supervisé.....	62
Figure III. 3: Schéma d'apprentissage non supervisé.....	63
Figure III. 4: Réseau bouclé.....	64
Figure III. 5: Réseau non bouclé.....	64
Figure III. 6: Le perceptron multicouche.....	65
Figure III. 7: La carte auto organisatrice à deux dimensions de Kohonen.....	66
Figure III. 8: Schéma électrique équivalent à deux diode, d'une cellule photovoltaïque sous Matlab/Simulink.....	70
Figure III. 9: Synoptique du modèle amélioré du module photovoltaïque MSX_60 sous Matlab/Simulink.	71
Figure III. 10: Modélisation panneau solaire sous Matlab/Simulink.	72
Figure III. 11: Schéma bloc d'une centrale PV sous Matlab/Simulink.....	73
Figure III. 12: prise de décision en considérant seulement le seuil des symptômes.....	74
Figure III. 13: Schéma bloc des capteurs des signaux d'alarmes de la centrale PV.....	76
Figure III. 14: Schéma bloc des alarmes du système de localisation des défauts sous Matlab/Simulink.....	77
Figure III. 15: Apprentissage d'estimateur solaire par RNA.	77
Figure III. 16: Schéma bloc d'une centrale PV sous Matlab/Simulink par RNA.	78

Figure III. 17: Caractéristique I-V d'un champ PV avec une cellule ombrée 50%.....	79
Figure III. 18: Caractéristique P-V d'un champ PV avec une cellule ombrée 50%.....	79
Figure III. 19: Caractéristique I-V d'un module avec variation de résistance série.....	80
Figure III. 20: Caractéristique I-V d'un module avec variation de résistance parallèle.	80
Figure III. 21: Caractéristique I-V avec diode by-pass inversée.....	81

Liste des tableaux :

Tableau I. 1 : Avantage et inconvénient des cellules photovoltaïques.....	10
Tableau I. 2 : Comparaison entre les différentes topologies.[10].....	15
Tableau II. 1 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin.....	35
Tableau II. 2 : Les principales techniques de détection des défauts PV.....	48
Tableau II. 3 : paramètres de cellule par rapport de défaut.....	52
Tableau II. 4 : la classification des défauts selon leurs catégories.....	56
Tableau II. 5 1 : Les remarques lors les défauts de mismatch et d'ombrage.....	57
Tableau II. 6 : Les remarques défailantes (cc.co.inv).....	57
Tableau II. 7 : Les remarques lors le module défailant.....	58
Tableau III. 8 1 : fiche technique d'un module PV MSX_60.....	72

Introduction générale

En Algérie bien que les conditions (géographiques, climatiques et météorologiques) soient très favorables, l'énergie solaire n'a pas encore percé et ce marché demeure encore presque vierge. Notre pays a un des gisements solaires des plus élevés au monde, en effet de part sa position géographique dispose de plus de 2500 heures d'ensoleillement en moyenne par an sur une très grande partie de son territoire. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près ; de $1700\text{Wh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ Sud de pays. Pour toutes les raisons citées ci-dessus plus l'impact social (sédentarisation et diminution de l'exode rural et création de milliers d'emplois directe et indirecte et indirecte) ainsi que celle sur l'écologie (forte diminution de la pollution) font que le recours à l'énergie solaire soit la solution la plus évidente et la plus rationnelle. D'ailleurs les autorités politiques l'on compris (voir « loi n 04-09 du 14.08.2004 relative a la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable »)

Ce mémoire présente un modèle de simulation d'un système de surveillance et de localisation des défectueux défauts dans une centrale photovoltaïque tel que le défaut d'ombrage partiel, l'augmentation de la résistance série, l'augmentation de la série et diode by-pass inversée, tout est réalisé sous l'environnement MATLAB Simulink.

Dans le premier chapitre on a représenté les généralités sur le système photovoltaïque, après on a montré les défauts possibles du générateur PV, on a conclu dans le dernier chapitre avec une présentation d'un modèle surveillance avec réseaux de neurone du centrale PV avec MATLAB Simulink. Nous avons basé dans notre modelé simulation sur Les équations mathématiques de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, après nous avons modélises à partir de cette dernier un modèle réel d'un panneau PV (MSX_60) en fin nous avons composé tout une mini centrale de 30 panneaux PV relies en série entre série entre eux.

Les résultats du modèle de simulation ont été appreni par les réseaux de neurones artificiels dans les mêmes conditions de fonctionnement et d'environnement climatique. Un bon accord a été observé et le modèle de simulation développé peut être utilisé, non seulement pour la surveillance du système PV mais aussi pour prendre ce modèle comme un prototype d'étude et de maintenance prédictive des défectueux defaults au niveau d'une centre solaire.

Chapitre I

Généralités sur le système photovoltaïque

I-1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est devenue une alternative incontournable aux autres sources énergétiques en voie d'épuisement tel que le pétrole. Cette nouvelle source énergétique a montré par sa grande souplesse et son aptitude au fonctionnement en milieu hostile d'être la solution intéressante aux moyens de production conventionnels. De même, son exploitation est loin d'être préjudiciable à l'environnement que les combustibles fossiles et aussi d'avoir une portabilité et flexibilité inégalée par rapport aux autres ressources hydraulique, géothermique.

La conversion de cette nouvelle forme énergétique en électricité fut possible grâce à la découverte de nouveaux systèmes faits à base de cellules photovoltaïques.

Ces dernières sont faites de matériaux constituant le siège du phénomène de conversion photonique dont l'essentiel sera discuté à travers ce chapitre.

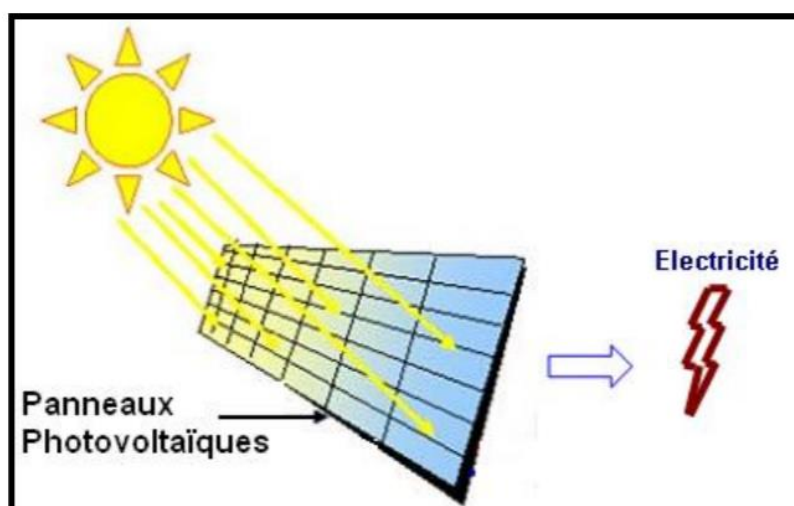


Figure I. 1: conversion de l'énergie solaire en électricité.

I-2 Historique

Découvert en 1839 par le physicien A. Becquerel, l'effet photovoltaïque a été peu utilisé jusqu'au début des années 60 où il a connu un développement important du fait de ses applications spatiales. L'électricité photovoltaïque, qui est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'électrification rurale, est obtenue par transformation directe de l'énergie lumineuse en électricité par les cellules PV.[1]

Quelques dates importantes dans l'histoire de la photovoltaïque :

- 1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.
- 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

- 1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement.
- 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- 1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.
- Lem" et "Heweliusz ", les premiers nano-satellites polonais de la constellation BRITE, décolleront en 2013. [2]

I-3 L'énergie solaire

Le rayonnement reçu par la Terre en incidence normale avoisine les 1400 W/m^2 avant d'aborder la couche atmosphérique. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre. La une partie du rayonnement sur une large bande de l'ultraviolet au visible, et l'oxygène présente deux bandes étroites d'atténuation vers 690 et 760 nm. La vapeur d'eau enfin possède de nombreuses bandes d'absorption dans le visible et encore plus dans l'infrarouge. Le flux énergétique reçu au sol se réduit alors à 1000 W/m . [3]

I-4 généralités sur le photovoltaïque

I-4.1 Les Propriétés des Semi-conducteurs

Un Semi-conducteur est un composant dont la conductivité électrique (plus importante que celle des isolants, mais plus faible que celle des métaux) augmente par addition d'impuretés dans sa structure. Le semi-conducteur le plus courant est à base de silicium Si, un élément chimique le plus souvent associé à l'oxygène dans la silice SiO_2 , donc très abondant dans la nature.

Le silicium pur est un semi-conducteur intrinsèque. Les propriétés d'un semi-conducteur peuvent être contrôlées en le dopant par des impuretés. Un semi-conducteur présentant plus d'électrons que de trous est alors dit de type N, tandis qu'un semi-conducteur présentant plus de trous que d'électrons est dit de type P.

Deux types de dopages sont possibles :

- Le dopage de type N (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice, des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun électron excédentaire (charge négative), Libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du

phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type N, on augmente fortement la concentration en électrons libres.

- Le dopage de type P (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type P le plus couramment utilisé pour le silicium. Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type N et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule PV.[2]

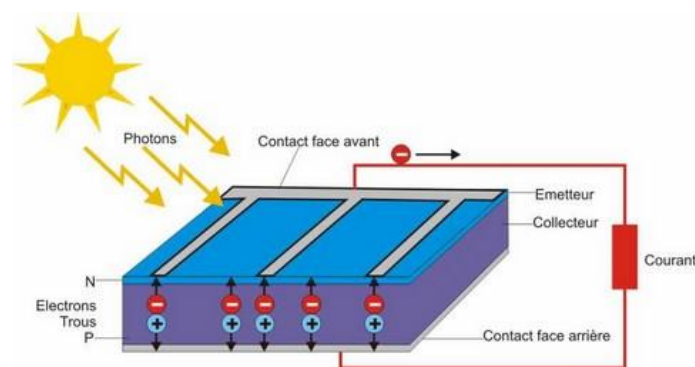


Figure I. 2: types de dopages (N et P).

I-4.2 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un des effets photoélectriques. Il permet la production d'électricité à partir du rayonnement solaire et est mis en œuvre en particulier dans les cellules photovoltaïques. Ce phénomène physique a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel.

Lorsqu'un photon ultraviolet frappe la zone de transition d'une cellule photovoltaïque composée de matériau semi-conducteur, typiquement de deux couches de silicium¹, il arrache un électron à l'atome de silicium en y laissant un trou. Cet électron, sous l'effet du champ électrique, se déplace du côté N tandis que le trou migre du côté P (excitation d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction). Ainsi, grâce aux photons qui transmettent leur énergie aux électrons, un mouvement de charges électriques se produit et un courant se manifeste à l'intérieur de la matière cristalline.

Outre les cellules photovoltaïques (ou photopiles), qui peuvent être constituées en panneaux solaires photovoltaïques, plusieurs types de composants utilisent ce principe : photodiodes, phototransistors[5]

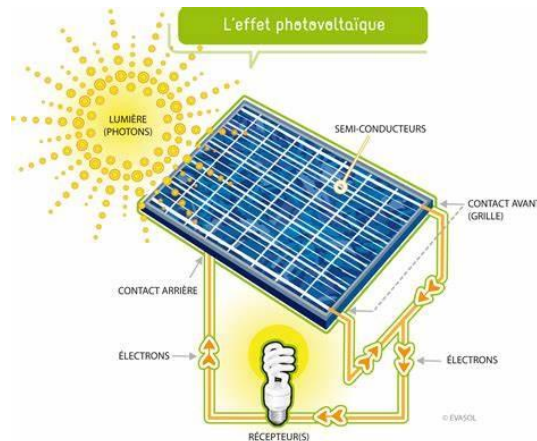


Figure I. 3: Effet photovoltaïque.

I-4.2.1 Interaction lumière-matière

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie qui répond, elle-même, à la relation suivante :

Où $E = h \cdot \nu$ représente la quantité d'énergie, λ la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière [2].

Les photons incidents sont absorbés par le silicium en fonction de leur longueur d'onde. Les photons de basse longueur d'onde sont donc plus énergétiques (Ultra-violet) seront absorbés dans les premiers micromètres de la cellule tandis que les photons de plus grande longueur d'onde (Infra-rouge) peuvent atteindre la face arrière et être réfléchis par cette dernière.

La largeur de la bande interdite E_g est un paramètre important car il détermine le seuil d'absorption. En effet, le photon interagit avec l'électron uniquement s'il peut fournir une énergie supérieure à la bande interdite E_g [2].

I-4.2.2 Transfert d'énergie des photons aux électrons

Les photons incidents apportent l'intégralité de leur énergie pour donner naissance à des paires électrons-trous, appelés plus couramment porteurs photo-générés. Les porteurs minoritaires, les électrons dans un matériau dopé p, les trous dans un matériau dopé n, diffusent sous l'effet de

gradients de concentration vers l'interface. Ils sont ensuite entraînés par le champ électrique et atteignent la région dans laquelle ils sont majoritaires pour participer au photo-courant [4].

I-4.2.3 collectes des charges électriques

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VOC). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (ICC) et dépend fortement du niveau d'éclairement [5]

I-5 éléments 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 :

- Module PV ou Les cellules 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 (mesure de sécurité).[10]

I-5.1 module PV

Le tableau des cellules doit être proprement encapsulé pour des opérations extérieures fiables pour plus de 20 ans, faire attention aux facteurs comme la rigidité pour résister à la charge mécanique, la protection contre les agents climatiques et l'humidité, et, l'isolation électrique pour la sécurité des personnes [12].

Des différentes couches qui constituent le module sont empilées. Une structure de base est esquissée dans la (figure I-6).

Un verre épais de 2 à 3 mm est utilisé pour protéger le module pendant qu'il laisse la lumière le traverser. Des modules modernes utilisent le verre avec du cérium qui absorbe les radiations UV et augmente le rendement. Un verre traité doit être employé pour augmenter la résistance aux impacts externes.

La matrice des cellules est encapsulée entre deux couches de thermoplastique.

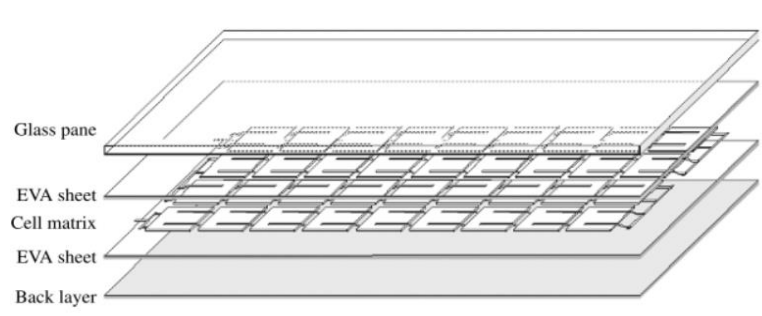


Figure I. 4: les différentes couches constituant un module PV.

Une cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est un composant électronique qui, exposé à la lumière, produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. La puissance électrique obtenue est proportionnelle à la puissance lumineuse incidente et elle dépend du rendement de la cellule. Celle-ci délivre une tension continue et un courant la traverse dès qu'elle est connectée à une charge électrique (en général un onduleur, parfois une simple batterie électrique)

I-5.1.1 Technologie photovoltaïque

Les cellules solaires sont classées en trois générations. À l'heure actuelle il y a des recherches simultanées sur les trois générations

I-5.1.2 Cellules de première génération

Elles sont basées sur une seule jonction P-N et utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. Le silicium est fondu puis refroidi afin d'obtenir un cristal qui sera découpé en fines tranches (les wafers) pour obtenir la cellule photovoltaïque. Cette méthode de production est très énergivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium de grande pureté. On différencie les cellules en silicium monocristallin et en silicium polycristallin [4]

I-5.1.2.1 Cellules au silicium monocristallin

Les cellules au silicium monocristallin offrent le meilleur rendement parmi les panneaux solaires disponibles dans le commerce : entre 13% à 15%. Il faudra donc moins de cellules pour atteindre la puissance désirée, mais comme le silicium monocristallin est aussi le plus cher, son seul avantage est finalement d'utiliser une surface réduite : il faut environ 7m² pour obtenir 1kWc [4]



Figure I. 5: cellules mono-cristalline.

I-5.1.2.2 Cellules au silicium polycristallin

Les modules utilisant des cellules au silicium polycristallin ont en général un rendement compris entre 12% et 14%. Il faut environ 8m² de cellules pour obtenir 1kWc. Ces cellules sont plus simples à fabriquer et moins chères que les cellules au silicium monocristallin. Les cellules polycristallines sont reconnaissables aux formes irrégulières des cristaux qui apparaissent nettement à l'œil nu [4]



Figure I. 6:cellules poly-cristalline.

I-5.1.3 Cellules de deuxième génération

Les couches minces constituent la seconde génération de technologie photovoltaïque. Dans ce cas, le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple). Le silicium amorphe (a-Si) (silicium non cristallisé de couleur gris foncé), le CdTe (Tellure de Cadmium) et le CIGS (Cuivre, Indium, Gallium et Sélénium) font notamment partie de cette génération. La production de ce type de cellules est moins coûteuse que celle de la 1ère génération puisqu'elles consomment moins de matériaux semi-conducteurs et ne nécessitent pas de passer par l'étape de transformation en « wafers ». Elles présentent l'avantage de fonctionner avec un éclairage faible, et d'être moins sensibles aux températures élevées que les cellules mono ou polycristallines. En revanche, leur rendement est faible, compris entre 5 et 10%, soit environ 16m² pour obtenir 1kWc [4]

I-5.1.4 Cellules de troisième génération

La troisième génération vise à passer la limite maximale de rendement des cellules actuelles qui sont développées en ce moment en laboratoire, mais qui ne sont pas encore industrialisées. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif [2] :

- Superposition de multiples cellules (utilisant des bandes d'énergie différentes) ;
- Cellules à concentration (permet d'utiliser des photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas absorbés par la cellule) ;
- Cellules à électrons chauds produisant plus de paires d'électron/trou pour des énergies supérieures à la bande d'énergie ;

– Cellules organiques.

I-5.1.4 Nouvelle technologie

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light- Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en œuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre [2]

Présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utilisées d'une cellule photovoltaïque.

Type	Silicium mono cristallin	Silicium poly cristallin	Amorphe
Durée de vie	35 ans	35 ans	35 ans
Avantages	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le mono-cristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse, prix moins élevé que les cristallins, Bon rendement en diffus
Inconvénient	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux.) Prix élevé.	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...), prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil.

Tableau I. 1 : Avantages et inconvénients des cellules photovoltaïques.

I-5.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation basée sur les trois mécanismes suivants :

I-5.2 les régulateurs de charge

Les contrôleurs ou régulateurs de charge sont des équipements qui contrôlent la tension et le courant d'un panneau solaire ou d'une éolienne, livrés au parc de batteries.

Le régulateur de charge garantit que les processus de charge et de décharge de l'accumulateur sont effectués de manière à ce qu'ils soient toujours dans les conditions de fonctionnement correctes.

Un régulateur de charge limite la vitesse à laquelle le courant électrique est ajouté ou retiré des batteries électriques. Il évite les surcharges et peut protéger contre les surtensions. Une surcharge des batteries peut réduire les performances ou la durée de vie des batteries et peut présenter un risque pour la sécurité.[11]

I-5.3 Les caractéristiques des régulateurs de charge

Le contrôleur de charge peut être fourni sous la forme d'un appareil séparé (par exemple, une unité électronique dans une éolienne ou dans un système d'énergie solaire photovoltaïque) ou sous la forme d'un microcircuit à intégrer dans une batterie ou un chargeur.

Les panneaux solaires sont conçus pour fournir une tension supérieure à la tension de fin de charge des batteries. Cela garantit que les panneaux solaires sont toujours en mesure de charger la batterie, même lorsque la température des cellules de la batterie est élevée et qu'il y a une diminution de la tension générée.

I-5.3.1 Stratégies de contrôle du contrôleur de charge

- Couper le flux de courant vers la batterie
- Ne laisser passer qu'une pièce pour la maintenir dans un état de pleine charge, sans dépassement

I-5.3.2 Les types de régulateurs de charges

- Régulateurs de type parallèle (shunt).
- Régulateurs de type série.

I-5.4 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques

Le rôle de l'onduleur destiné aux systèmes photovoltaïque connectés au réseau est de convertir la puissance continue en une puissance en un régime alternative DC/AC avant de l'injecter dans le réseau.

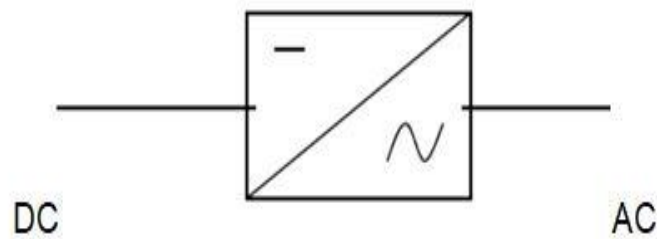


Figure I. 7: symbole d'un onduleur.

I-5.4.1 Utilisation des onduleurs

Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.

- Ex : C'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif devant tourner à vitesse variable par exemple (la vitesse est liée à la fréquence des courants qui traversent la machine)
- Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.
 - Ex : C'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci par exemple. L'énergie stockée dans les batteries de secours est restituée sous forme continue, l'onduleur est alors nécessaire pour recréer la forme de tension et fréquence du réseau.

I-5.4.2 Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV)

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique IV non linéaire (figure 1).

Pour un éclairement et une température donnée, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant). Le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni vraiment une source de courant non plus.

La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement : augmente si l'éclairement augmente.

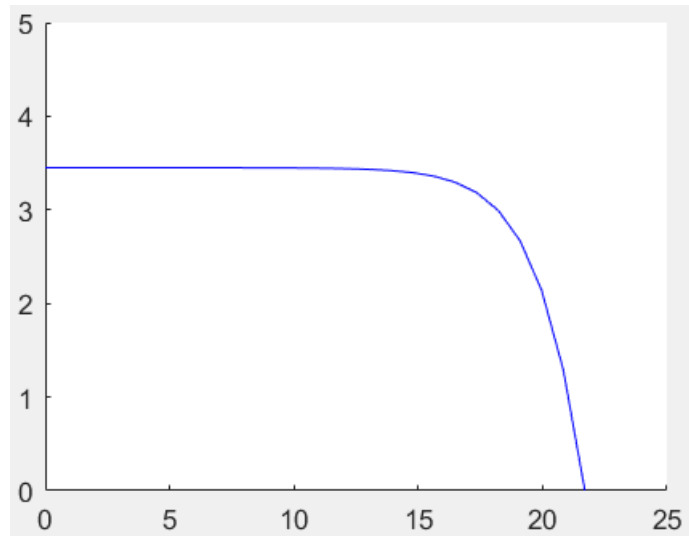


Figure I. 8 :Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$.

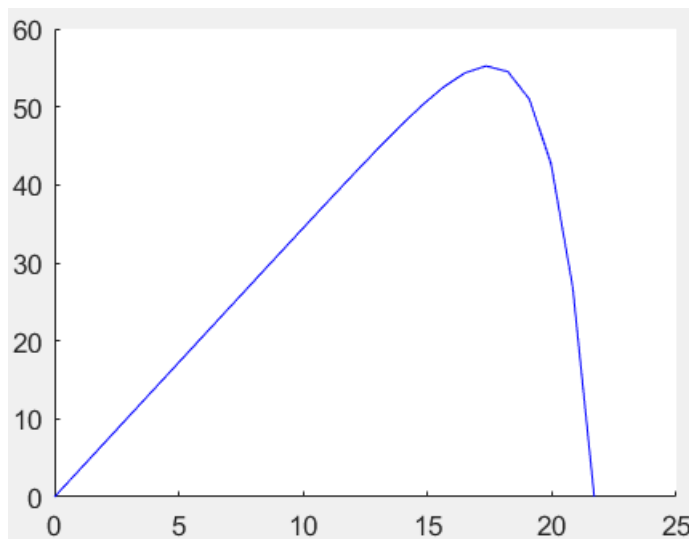


Figure I. 9:Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque pour $G=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$.

I-5.5 Technologies des onduleurs

I-5.5.1 Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant

alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant.[10]

I-5.5.2 Onduleurs "String" ou "de Rangée"

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé.[6]

I-5.5.3 Onduleurs centralisés (central inverter)

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série. [6]

Topologie	Avantages	Inconvénients	Puissance
Modulaire	<ul style="list-style-type: none">- Aucune perte due a l'ombrage partiel- Aucune perte de décalage entre les modules-facile a détecter le défaut des modules-configuration flexible et extensible.	<ul style="list-style-type: none">- Coût élevé- Remplacement de l'onduleur jusqu'à en cas de défaut pas facile- Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelles	Jusqu'à 500w
String	<ul style="list-style-type: none">- Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel.- Les pertes dans les diodes de string sont éliminées.-Bonne fiabilité-Configuration flexible	<ul style="list-style-type: none">- Coût plus élevé par rapport au central.- utilisé pour les faibles puissances.	3-5 kW / string

Central	<ul style="list-style-type: none"> - Facile à surveiller - Facile à maintenir - Faible coût en raison de l'onduleur central 	<ul style="list-style-type: none"> - Pertes CC dans câbles de haute tension - Pertes de puissance dues à la centralisation MPPT et le décalage dans les modules PV - Faible fiabilité - Configuration pas flexible 	Jusqu'à plusieurs mégawatts
---------	--	--	-----------------------------

Tableau I. 2 : Comparaison entre les différentes topologies. [10]

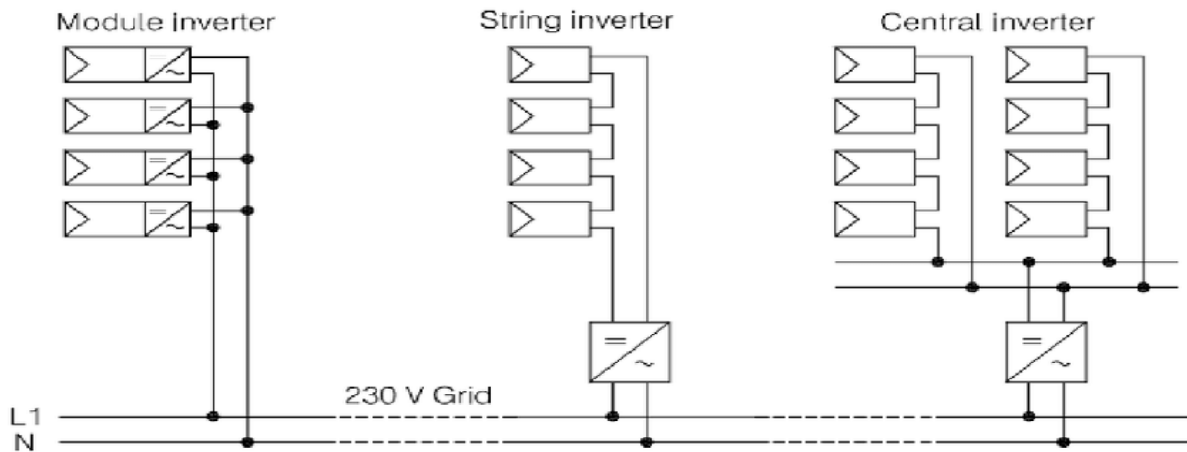


Figure I. 10: Classification des onduleurs PV connectés au réseau.

I-6 Les accumulateurs électrochimiques

Il y a nécessité de stockage électrique chaque fois que la demande électrique est décalée dans le temps par rapport à l'apport solaire. Une demande énergétique est caractérisée par une courbe de charge ; celle-ci peut être constante au cours de la journée et variable au cours de l'année. Elle peut être totalement aléatoire, mais avec des périodes de maxima et de minima statistiquement connues. Dans tous les cas on peut tout de même ramener la puissance moyenne consommée sur une période donnée en watts permanents équivalents [76]

I-6.1 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires

L'utilisation des accumulateurs dans le système solaire est conditionnée par les caractéristiques de ces derniers, qui sont les suivantes :

I-6.1.1 Stockage – tampon

Dans les systèmes solaires avec batterie, on utilise les accumulateurs en tampon, autrement dit le générateur solaire et l'utilisation restent branchée en permanence sur la batterie

I-6.1.2 Durée de stockage

Le stockage électrique caractérisé par sa capacité (en Ah) détermine directement la durée du stockage si on rapporte cette énergie stockée à l'énergie moyenne consommée.

Les durées de stockage peuvent être très variables : quotidiennes (par exemple pour les pays à fort ensoleillement) ou de plusieurs jours ou semaines (par exemple pour les pays à plus faible ensoleillement).

La capacité du stockage est déterminée par le dimensionnement du système en fonction de critères techniques et économiques.

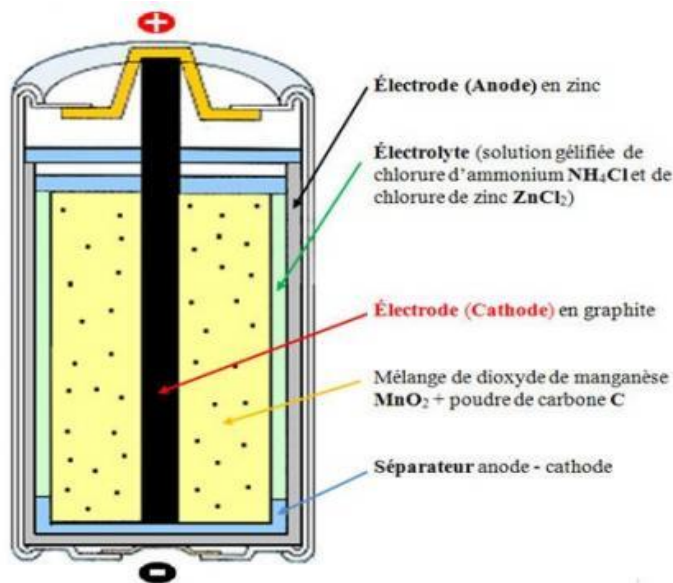


Figure I. 11: accumulateur électrochimique.

I-6.1.3 Conditions d'exploitation des accumulateurs

Le cycle imposé aux accumulateurs sera directement lié à la capacité de stockage et à l'apport énergétique solaire. Pour un stockage journalier, l'accumulateur sera soumis à un grand nombre de micro cycles liés à l'alternance jour / nuit, beau temps / mauvais temps. Pour un stockage saisonnier, l'accumulateur sera soumis à des cycles plus profonds liés à l'alternance des saisons auxquels seront superposés des microcycles journaliers.

I-6.1.4 Caractéristiques de fonctionnement

L'étude d'adaptation d'un module PV branché sur une batterie revient à superposer les caractéristiques courant - tension du module PV et de la batterie en charge. En première approximation ; on peut considérer qu'un accumulateur se charge sous une tension presque constante en dehors des courtes périodes de début et fin de charge.

En résumé :

- ✓ Le point de fonctionnement du module solaire est déterminé par la tension de la batterie et l'ensoleillement.
- ✓ La tension aux bornes du module solaire est légèrement supérieure à celle de la batterie (en période de charge).
- ✓ Dans ces conditions, on peut considérer le module solaire comme un générateur de courant dont la valeur est proportionnelle à l'ensoleillement.[11]

I-6.1.5 Conditions de charge

La batterie est branchée en permanence sur le générateur solaire. La surcharge est évitée en utilisant un régulateur de charge qui maintient la batterie dans un état voisin de la pleine charge. Cette condition de fonctionnement dite "batterie flottante" ou "floating" est obtenue en limitant la tension à une valeur constante de l'ordre de 2,25 V à 2,35 V par élément. D'autre part, on augmentera considérablement la durée de vie si on limite la profondeur de décharge de la batterie. Différents systèmes électroniques sont envisageables pour limiter la charge et la décharge des accumulateurs, rôle généralement réalisé par le régulateur de charge associé.

I-7 Protection d'un générateur photovoltaïque

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV [7].

I-7.1 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les chocs électriques

Ce type de protection inclue la protection contre les contacts directs, la protection contre les contacts indirects, comme il est expliqué dans les deux paragraphes suivants :

I-7.1.1 Protection contre les contacts directs

Les matériels PV partie courant continu doivent toujours être considérés comme sous tension et disposer de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe [3].

I-7.1.2 Protection contre les contacts indirects

Les modes de protection doivent intégrer les dispositions mises en œuvre côté DC et AC ainsi que la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties DC et AC [3].

I-7.1.3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surtensions

Les surtensions sont présentes de plusieurs manières dans une installation PV. Elles peuvent être ;

1. transmises par le réseau de distribution et être d'origine atmosphérique (foudre) et/ou dues à des manœuvres,
2. générées par des coups de foudre à proximité des bâtiments et des installations PV, ou sur les paratonnerres des bâtiments,
3. générées par les variations de champ électrique dues à la foudre.

En règle générale, un système de protection contre la foudre destinée à un générateur PV se compose des éléments suivants [8] :

1. Système extérieur de Protection contre la Foudre (SPF) ;
2. Installation de mise à la terre et équilibrage de potentiel ;
3. Blindage magnétique et câblage ;
4. Protection SPD (Surge Protection Device) coordonnée.

I-6-3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surintensités

Le générateur PV comme toutes autres générateur d'énergie électrique doit être protégé contre les surintensités, et autres types de problèmes.

I-7.2 Nécessité de protection contre les courants inverses

Le dimensionnement des câbles de chaînes dépend fortement des chutes de tension ; les notions de courants admissibles pour la protection des canalisations contre les surcharges sont généralement automatiquement satisfaites et ne nécessitent pas la mise en place de protection pour assurer cette fonction. Le principal critère de sélection des fusibles est la valeur d'IRM

(courant inverse maximum PV) que le module peut supporter temporairement jusqu'à ce que le fusible de protection choisi interrompe le courant de défaut généré suite à un défaut. Du fait que notre travail porte uniquement sur des défauts conduisant à une baisse de production, nous ne nous intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV [9]

I-7.2.1 Diode de by-pass

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 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.

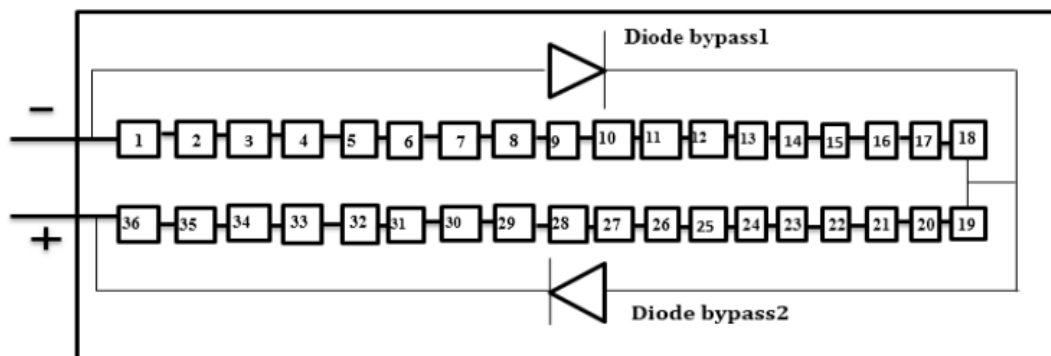


Figure I. 12: Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass.

I-7.2.2 Diode anti-retour

Lorsque le soleil brille, la tension produite par les panneaux est supérieure à celle de la batterie, donc la charge à 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-retours seront nécessaires dans tel système pour charger une batterie. Les diodes d'anti-retour sont généralement incluses dans la construction des panneaux solaires.

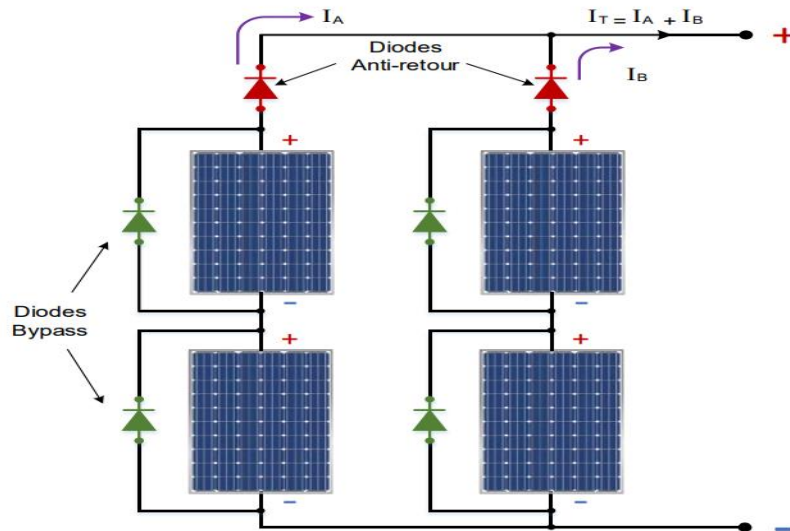


Figure I. 13: Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour.

I-8 Les différents types de systèmes photovoltaïques

I-8.1 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. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge. Aussi, l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments :

- ✓ Un ou plusieurs modules PV.
- ✓ Le système de régulation.
- ✓ Une ou plusieurs batteries.
- ✓ L'onduleur.[10]

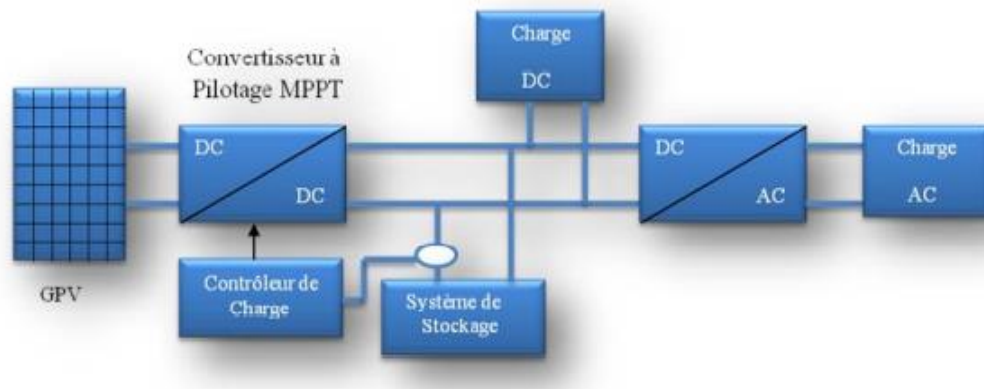


Figure I. 14: Installation photovoltaïque autonome.

I-8.2 Système PV connecté directement au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau permettent la décentralisation de la production sur ce réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales nucléaires, thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes PV connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution en ayant besoin d'acheminer uniquement son excédent d'énergie vers les zones en manque de production.

Cette mise en commun des productions permet aussi un sous-dimensionnement des équipements de production complémentaire. Ces transferts éliminent la nécessité d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. Il est toujours possible d'utiliser ceux-ci pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau.[1]

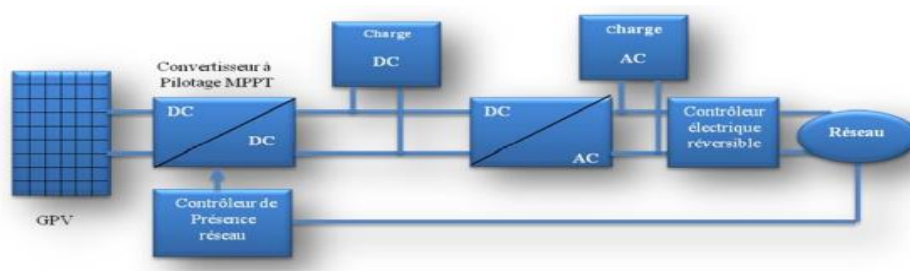


Figure I. 15: Installation photovoltaïque couplée au réseau.

I-9 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont [12]

I-9.1 Avantages

- Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- Génère l'énergie requise
- Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité
- Aucun bruit.
- Entretien minimal.
- La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.

I-9.2 Inconvénients

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relèvent de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

I-10 Conclusion

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par la cellule photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

L'association de plusieurs cellules en série et/ou parallèle donnent lieu à un module photovoltaïque qui a une caractéristique courant-tension non linéaire présentant un point de puissance maximale (MPPT).

Chapitre II
Méthodes de surveillance et de diagnostic d'un
système photovoltaïque

II-1 Introduction

La surveillance des systèmes PV consiste à comparer les résultats de l'installation avec les prévisions, et à fournir des rapports aux utilisateurs finaux. Ces systèmes sont principalement composés de capteurs (électriques et environnementaux), d'un système d'acquisition de données avec des protocoles de communication adaptés. Cela implique également des algorithmes pour l'analyse des données.

Le but de cette surveillance est de détecter les éventuelles pannes et défauts des systèmes PV qui impacteront négativement les performances de ces systèmes. Les défauts les plus courants dans les systèmes photovoltaïques sont les suivants: points chauds, diodes de dérivation et de blocage, défaut de boîte de jonction et défaut de module PV. De nombreux travaux récents ont été développés pour discuter des différents défauts des systèmes PV [20]. Un algorithme de détection de défaut d'un système photovoltaïque connecté au réseau (SPCR) a été développé. Cet algorithme ne dépend d'aucune technique statistique, il dépend des variations de la tension et de la puissance du SPCR, ce qui a facilité la détection des défauts sur la base de l'analyse des courbes théoriques et du système de classification par logique floue. Une étude sur les méthodes actuelle utilisées pour la détection et diagnostic de pannes pour les systèmes PV a été réalisée par Mellit et al. [21]

II-2 terminologies et concepts

Nous avons constaté que la terminologie relative au domaine du diagnostic des défauts n'obéit pas encore à un formalisme unifié, ce qui rend parfois difficile l'appréhension des contributions. Les principales définitions sont :

La maintenance : la norme AFNOR définit la maintenance comme l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé.

Défaut : un écart non permis d'au moins une propriété ou un paramètre caractéristique du système par rapport au comportement nominal (usuel ou acceptable).

Défaillance: une interruption permanente de la capacité du système à remplir une fonction requise dans des conditions d'opérations spécifiées [22].

Dysfonctionnement : une irrégularité intermittente survenant au niveau d'une fonction

remplie par le processus.

Diagnostic : la détermination du type, de la taille, de la localisation et de l'instant d'occurrence d'un défaut (complète la détection par l'isolation et l'identification).

Surveillance : a pour rôle de Recueillir en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande, reconstituer l'état réel du système commandé, faire toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées, dans le cas défaillant le rôle de la surveillance est de mettre en œuvre un processus de traitement de défaillance.

Supervision : Contrôler et surveiller l'exécution d'une opération ou d'un travail effectué par d'autres sans rentrer dans les détails de cette exécution. La supervision recouvre l'aspect fonctionnement normal et anormal [23] :

- ✓ en fonctionnement normal : son rôle est surtout de prendre en temps réel les dernières décisions correspondant aux degrés de liberté exigés par la flexibilité décisionnelle. Pour cela elle est amenée à faire de l'ordonnancement temps réel, de l'optimisation, à modifier en ligne la commande et à gérer le passage d'un algorithme de surveillance à l'autre.
- ✓ En présence de défaillance : la supervision va prendre toutes les décisions nécessaires pour le retour vers un fonctionnement normal. Après avoir déterminé un nouveau fonctionnement, Il peut s'agir de choisir une solution curative, d'effectuer des réordonnements "locaux", de prendre en compte la stratégie de surveillance de l'entreprise, de déclencher des procédures d'urgence, etc [23].
- ✓ **Conduite :** Action humaine ou automatique visant à gouverner l'évolution d'un système en modifiant son état par l'intermédiaire d'organes appropriés et en s'assurant que son comportement est bien celui que l'on désire.

II-3 différents types de défauts

Un défaut correspond à une déviation du comportement normal du système, de son unité de commande ou de son système d'instrumentation. Les défauts peuvent être aléatoires ou progressifs, dans le cas du vieillissement ou de l'usure.

II-3.1 Les différents types de défauts par composant

Les défauts apparaissent à différents endroits du système. Une classification pertinente des défauts peut être basée sur la nature du composant affecté. Nous

distinguerons donc, les défauts d'actionneurs, de celles liées aux capteurs et celles du système de commande.

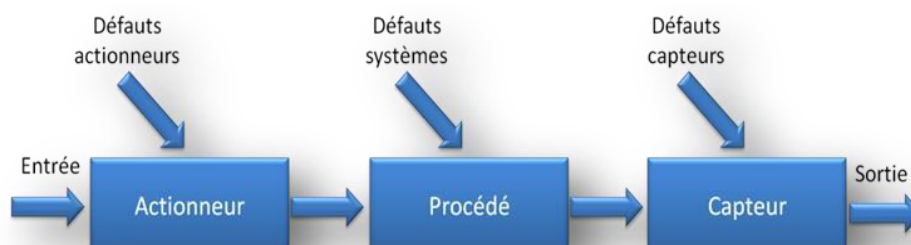


Figure II. 2: différent type de défauts agissant sur un système.

II-3.1.1 Les défauts actionneurs

Les défauts actionneurs agissent au niveau de la partie opérative en détériorant le signal d'entrée du système [24]. Ils correspondent à une perte totale ou partielle d'un actionneur. La perte totale d'un actionneur arrive lorsque celui-ci reste collé sur une position entraînant une incapacité à commander. Les défauts actionneurs partiels réagissent de manière similaire au régime nominal mais en partie seulement, ce qui entraîne une certaine dégradation dans leur action sur le système.

II-3.1.2 les défauts capteurs

Ce type de défaut est la cause d'une mauvaise image de l'état physique du système. Un défaut capteur partiel produit un signal avec plus ou moins d'adéquation avec la vraie valeur de la variable mesurée. Il se traduit par une réduction de la valeur affichée par rapport à la vraie valeur. Un défaut capteur total produit une valeur qui n'est pas en rapport avec la grandeur à mesurer.

II-3.1.3 Les défauts composants ou systèmes

Ce type de défaut provient du système lui-même, Il résulte de l'altération d'un composant du système réduisant ses capacités d'effectuer une tâche [25].

II-3.2 Les différents types de défauts selon la dynamique

En ce qui concerne le comportement temporel, on peut diviser les défauts en trois

catégories: selon leurs formes (systématique ou aléatoire), selon l'étendue de défaut (local ou global) et selon leur évolution dans le temps.

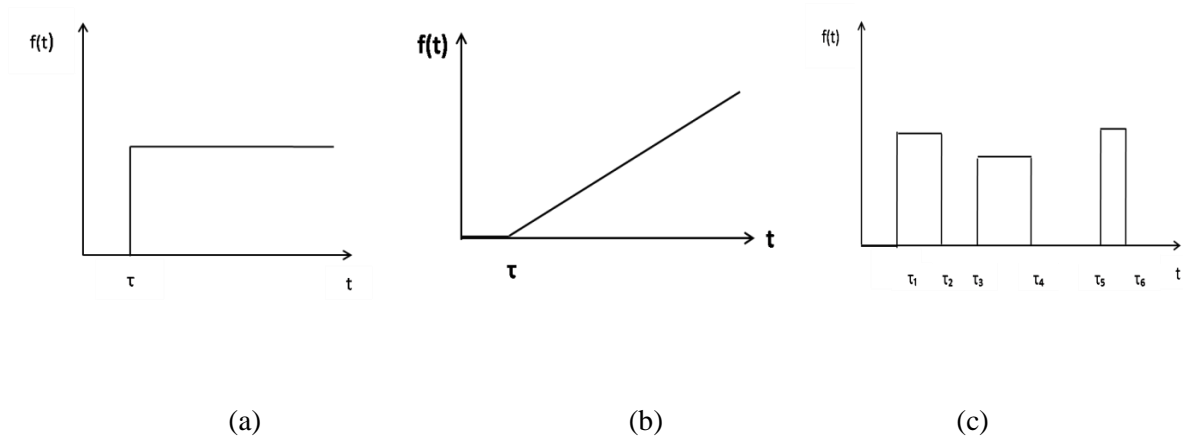


Figure II. 3: types de défauts selon la dynamique.

II-3.2.1 Défaut abrupt

Il est caractérisé par une discontinuité brutale de l'évolution temporelle d'une variable du procédé. Il provoque un écart dans l'évolution de la variable en question par rapport à l'évolution normale comme montré.

II-3.2.2 Défaut graduel

Un défaut graduel est présenté par la figure (b), il conduit à une divergence lente et continue des variables concernées. C'est un défaut difficile à détecter.

II-3.2.3 Défaut intermittent

Il représente une particularité des défauts précédents avec des départs et retours successifs aux valeurs normales figure (c). Il est souvent provoqué par des faux contacts.

II-4 Considération générales sur les systèmes de diagnostics

Il existe plusieurs critères permettant d'évaluer les performances d'un système de diagnostic. De manière générale, on relève :

II-4.1 Rapidité

Le système de surveillance doit réagir rapidement dans les situations de dysfonctionnement, un système de diagnostic rapide permet d'éviter des dégâts matériels et humains. [26]

II-4.2 Isolabilité

C'est l'aptitude du système de surveillance à distinguer les différents modes de dysfonctionnement du processus. Une défaillance engendre souvent une cascade d'alarmes et il peut être difficile de remonter à l'organe défaillant. Le degré d'isolabilité des défaillances est lié à la structure des résidus (signal de détection de défaut) et à la procédure de détection mise en œuvre. Il existe un compromis entre isolabilité et insensibilité aux incertitudes liées à la modélisation [27].

II-4.3 Robustesse

Il s'agit de vérifier l'aptitude du système de surveillance à détecter et à isoler les défauts affectant le processus surveillé dans un environnement incertain.

Il convient de noter que le critère de la robustesse concerne non seulement les méthodes de génération des résidus mais aussi les méthodes d'évaluation. L'évaluation robuste des résidus avait tout particulièrement concerné le problème du seuillage avec l'objectif de minimiser les fausses alarmes. [26]

II-4.4 Adaptabilité

Un système de surveillance efficace doit être en mesure de s'adapter au mieux à ces variations qui constituent une source de fausses alarmes. Ensuite, la méthode du sélecteur de seuil, cette dernière consiste à définir une loi d'adaptation du seuil en fonction des incertitudes et des propriétés statistiques du bruit [27][26].

II-4.5 Identification de défauts multiples

L'aptitude d'un système de détecter plusieurs défauts, ce qui est difficile en raison de la nature interactive de la plupart des défauts [26].

II-4.6 La sensibilité

Caractérise l'aptitude du système de diagnostic à détecter des défauts d'une certaine amplitude, elle dépend non seulement de la structure des résidus mais aussi du rapport entre le bruit de mesure et le défaut [23]. D'autres critères sont à prendre en considération : les aspects temps réel sont par exemple prépondérants pour un système de diagnostic embarqué. 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 ? Autant de points à vérifier afin de satisfaire le cahier des charges. [28]

II-5 les différentes étapes de diagnostic

Le terme diagnostic correspond à la caractérisation du défaut, pour effectuer ce dernier il faut passer par un certain nombre d'étapes qui s'enchaînent.

II-5.1 La détection

La procédure de détection vise à déterminer précocement et sans erreur l'apparition d'une défaillance. Cette étape nécessite un bon modèle de fonctionnement du système [29].

Un écart entre le comportement observé et un autre normal de référence donné par un modèle analytique ou numérique peut être dû à un défaut ou à des erreurs de modélisation [27]. Il faut veiller à déclencher une alarme si le dysfonctionnement est causé par un défaut et non une perturbation.

II-5.2 La localisation

Dire quel élément physique a causé le défaut. Parfois il est impossible de localiser les interactions entre les composants du système et l'instrumentation. La solution est d'isoler un sous-système comportant des composants susceptibles de contenir le ou les défaut [27].

II-5.3 L'identification

L'objectif de l'identification est de caractériser plus finement le défaut. et détermine les causes qui ont engendré la défaillance constatée.



Figure II. 4: différentes étapes de diagnostic.

II-6 Le système photovoltaïque et ses défauts

Avant de développer un système de diagnostic, un cahier de charges des défauts à détecter doit être établi. L'objectif de cette partie est d'identifier les principaux défauts. Pour effectuer cette identification, nous présentons tout d'abord les différents composants d'un système PV et les défauts associés à ces composants.

II-6.1 Description d'un système photovoltaïque

Le synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau est illustré [30]. Nous le décrivons en considérant les différents composants suivants :

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

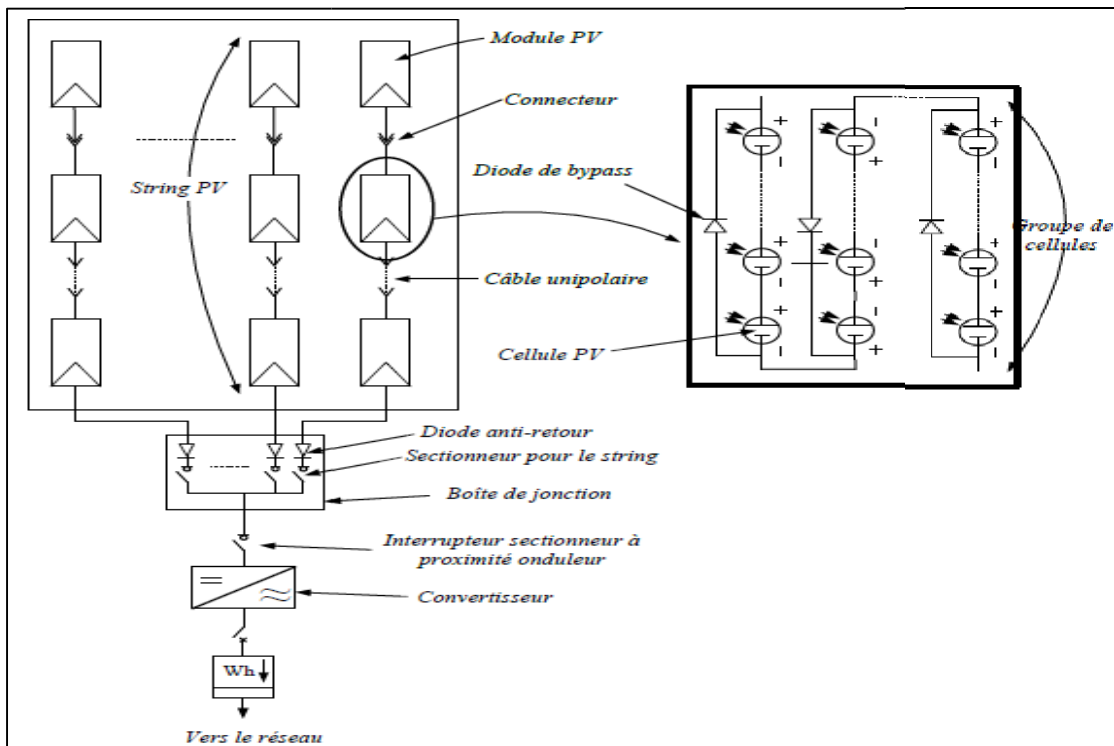


Figure II. 5: Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau.

II-6.2 Générateur photovoltaïque

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

a) Module PV

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

Les cellules sont généralement connectées en série dans les modules courants commercialisés. La mise en série des cellules permet d'augmenter la puissance. Le courant reste identique tandis que la tension est multipliée par le nombre de cellules en série. Un module PV « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais ce nombre de cellules peut varier selon les modules servant aux applications spécifiques. On peut trouver des modules de 40, 54, 60 ou même 92 cellules en série [31].

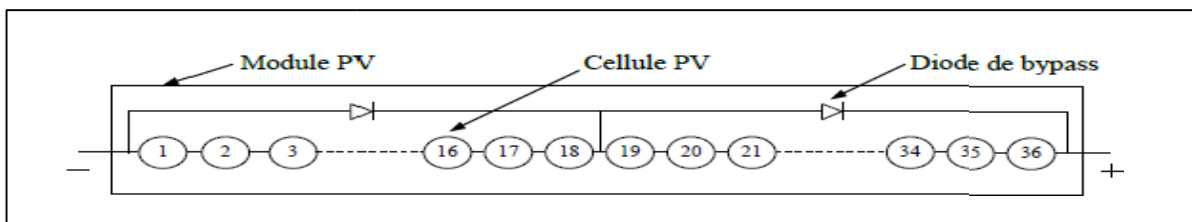


Figure II. 6: Mise en série des cellules PV dans le module.

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode appelée diode de bypass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse.

On compte généralement 18 cellules pour une diode de bypass. Par contre, ce nombre peut varier selon les différents fabricants des modules. Par ailleurs, pour mieux protéger les cellules, la connexion de chaque cellule individuelle à une diode de bypass a été également proposé [32]. De plus, d'autres architectures de connexion des diodes de bypass sont dans le module.

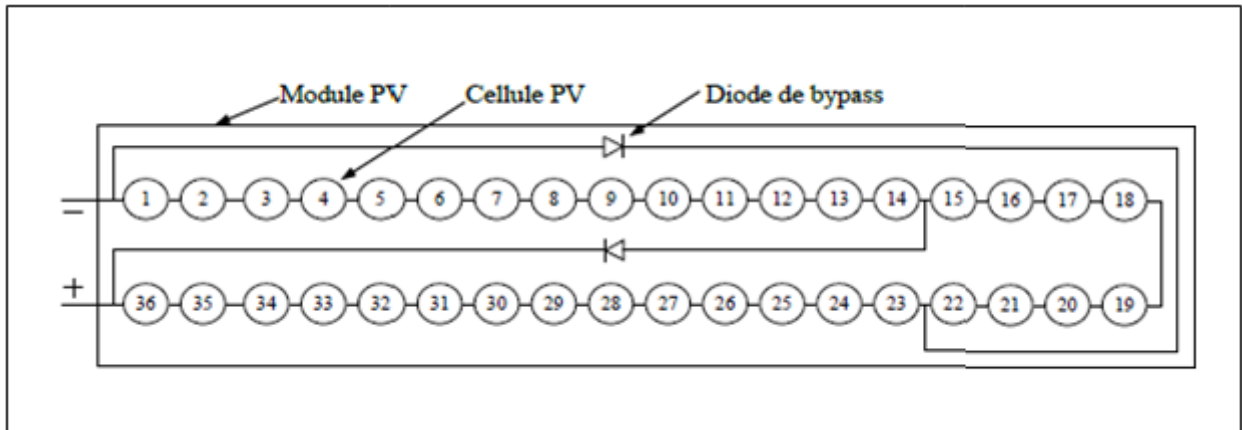


Figure II. 7: Module PV avec deux diodes de by-pass.

b) String PV

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

c) Champ PV

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW sous une tension convenable, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce groupement forme un champ photovoltaïque. Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque : connexion série parallèle simple, connexion Total Cross Tied, connexion Bridge Linked [33].

montre les différentes configurations possibles pour interconnecter les 36 modules d'un champ photovoltaïque. Il a été montré que les deux dernières configurations peuvent améliorer la performance du champ mais la viabilité économique empêche l'utilisation de telles configurations [34].

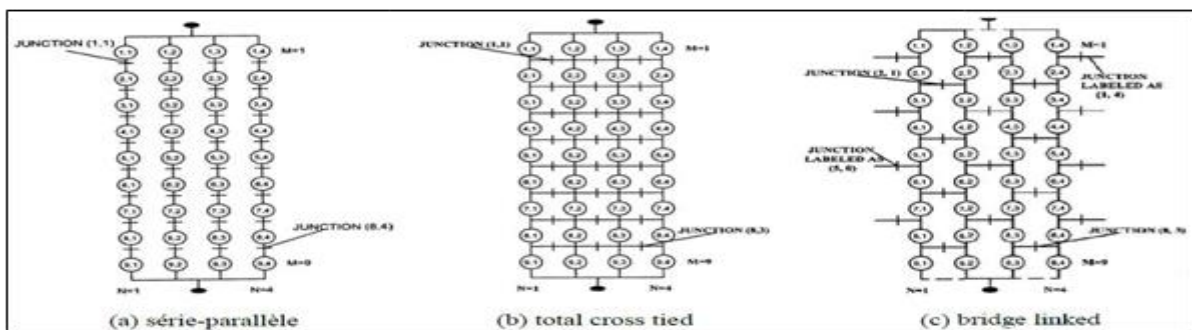


Figure II. 8: Différentes configurations pour un champ de 36 modules.

II-7 Convertisseurs

Le groupe convertisseur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV

et la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage d'hacheur suivi par un étage d'onduleur.

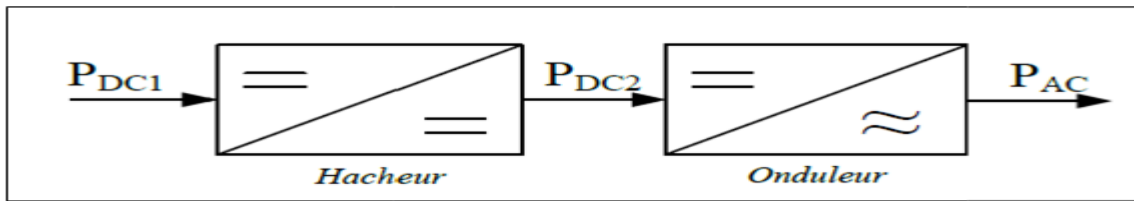


Figure II. 9: Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque.

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

II-8 Câblage et boîte de jonction

La mise en série de plusieurs modules pour constituer un string est assurée par des câbles. Pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, l'utilisation de câbles à simple conducteur avec double isolation est fortement recommandée. Des connecteurs débranchables peuvent être utilisés pour simplifier la procédure d'installation. Ces connecteurs renforcent la protection contre les risques du choc électrique. Si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs.

II-9 Système de protection

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

1) Diode de bypass

La diode de bypass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse.

2) Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string. L'utilisation de la diode anti-retour introduit pourtant une perte dans la production du fait de la chute de tension causée par cette diode pendant le fonctionnement normal du champ PV. De plus, ces diodes peuvent se mettre en défaut et demander par conséquent un contrôle régulier.

Un fusible est parfois utilisé à la place de la diode anti-retour. Par contre, l'utilisation du fusible ne permet pas de protéger le string contre le courant inverse. Le fusible doit être dimensionné afin que les composants du string (module, câble, connecteur) puissent supporter l'intensité du courant inverse lorsque ce dernier existe. Le choix de l'un des deux composants réside donc sur la tolérance entre la perte en fonctionnement normal (pour le cas de l'utilisation de la diode anti-retour) et la perte causée par le courant inverse (lors de l'utilisation du fusible). [35]

II-9 Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service. [36]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale. [37]. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs selon la littérature.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que:

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,

- la poussière,
- les chocs mécaniques.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que :

- la décoloration.
- la délamination.
- la corrosion.
- les casses et fissures de cellules. [38]

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin. [39].

Dégradations	
Module PV en Silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau II. 1 : Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin.

II-10 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

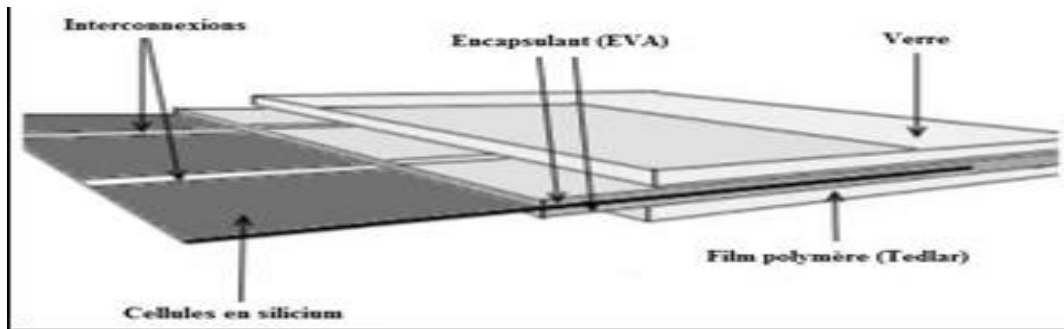


Figure II. 10: Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.

II-10.1 La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [40]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. Montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [38].

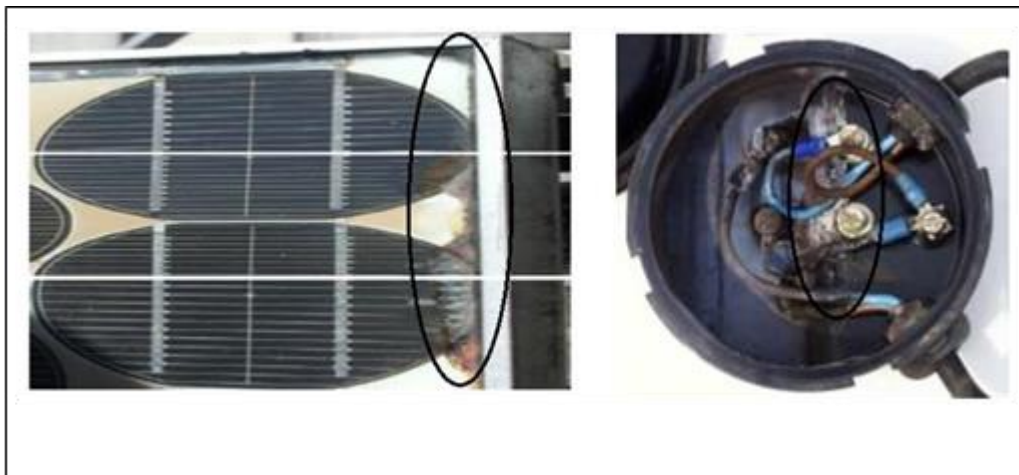


Figure II. 11: Module PV atteint par la corrosion.

II-10.2 La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [38].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du

module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [41]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. Montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

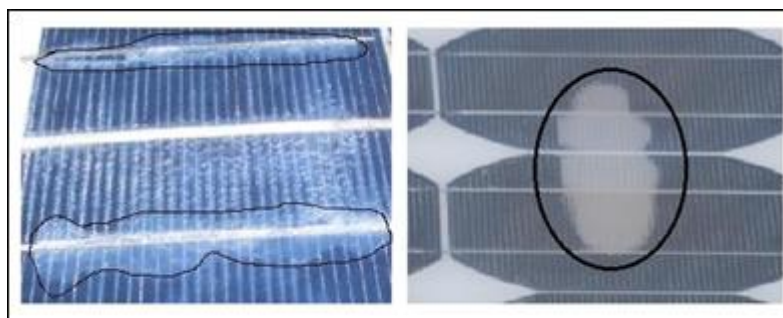


Figure II. 12: Module photovoltaïque présentant une délamination.

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [42]. D'autre part, ils avancent que la liaison inter faciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

Parmi les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, nous avons également recensé la décoloration du module.

II-10.3 La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [43].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même

module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière. Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [44]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m^{-2} est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} , aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C , il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m^{-2} [45].

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [46].



Figure II. 13: Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

Realini a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristiques électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max})

qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [47].

II-10.4 Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [45]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. Montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [40].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années.

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [48]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques que nous présenterons dans la section II.5 [49].



Figure II. 14: Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

II-10.5 Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement.

De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [50] dont le module montré est atteint. Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associé. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module entier en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections. [51]. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.



Figure II. 15: Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.

II-10.6 Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Ethylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant

ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [52]. montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module [38].

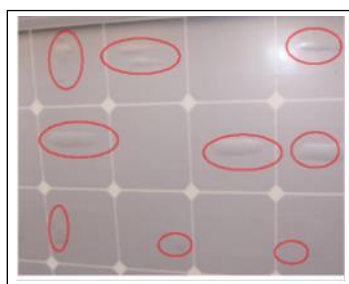


Figure II. 16: Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

II-10.7 Le PID – (Potentiel Induced Degradation)

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'augmenter la tension du système. La différence de potentiel de la chaîne ainsi formée peut parfois atteindre quelques centaines de Volts. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules sont souvent mises à la terre. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les couches actives (cellules PV). De ce phénomène peut découler une polarisation susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module.

Hacke a montré que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs. Schütz va dans le même sens en montrant que les courants de fuite

augmentent avec l'humidité [53]. Dans son étude, une tension rampe de -600 V au lever du soleil et à 0 V au coucher, est appliquée entre la structure métallique et le contact d'un module constitué de 60 cellules. Son expérience a montré que le courant de fuite augmente avec l'humidité.

Les différents travaux ont montré que les principaux facteurs favorisant le PID sont la tension du système dans lequel le module est utilisé, l'humidité et la température de fonctionnement.

II-10.8 Synthèse

Nous avons effectué une revue bibliographique assez exhaustive sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques. Cette revue de l'état de l'art sur la dégradation des modules PV s'est focalisée, à ce stade de nos travaux, sur l'identification des principaux types de dégradations. Les travaux de recherche qui mettent en évidence leur impact sur le fonctionnement du module ainsi les facteurs qui les favorisent ont été également présentés. Il nous semble pertinent de terminer cette partie sur les principaux modes de dégradation des modules PV par une synthèse en termes de représentativité de chacun des modes de dégradation selon la littérature. Donne un récapitulatif sur la représentativité de chacun des principaux modes de dégradation des modules PV en silicium présentés dans ce chapitre.

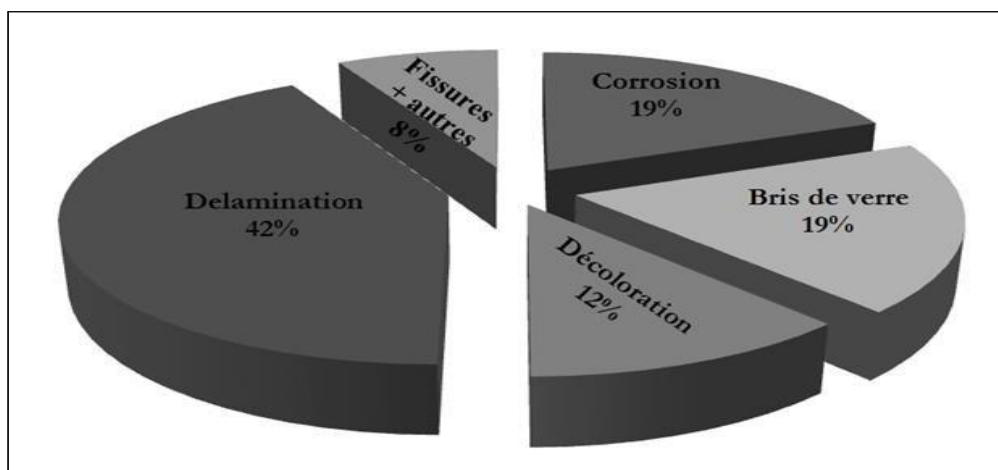


Figure II. 17: Représentativité des différents modes de dégradation.

Les taux de représentativité des modes de dégradation donnés et relatifs à la technologie cristalline montrent bien la prédominance de la délamination et de la corrosion. Néanmoins, les bris de verre restent bien présents avec 19%. La décoloration reste un type de dégradation à bien prendre en compte. Durant notre étude bibliographique, nous avons

noté que ces trois modes de dégradation sont principalement provoqués par les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et la radiation ultraviolette. [54].

II-10.9 L'augmentation de la résistance série (R_s)

Comme il est signalé précédemment l'augmentation de la résistance série est causée généralement par la corrosion de la connectique entre deux modules PV, une vis de connexion mal serrée, la corrosion de point de soudure entre cellules..., etc. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux. Une grande augmentation de cette dernière entraîne une perte en tension. Pour une limite donnée, la perte en tension peut être suffisamment grande pour rendre la tension du groupe négative et faire basculer la diode de bypass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe I(V). Montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série.

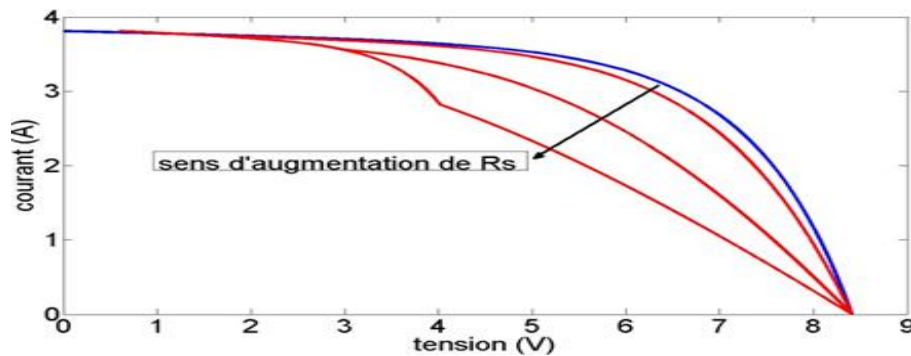


Figure II. 18: effet de défaut de mis match type R_s sur I(V).

Dans cette figure, on voit que la perte en tension pour un courant donné est plus importante au fur et à mesure que la résistance série augmente. [55]

II-11 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

A cause de la sensibilité du panneau photovoltaïque aux conditions climatiques dans la chaîne de production, on s'intéresse dans ce manuscrit par les modules PV.

II-11.1 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première technique de détection des dégradations d'un module photovoltaïque. Elle peut permettre de détecter à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. C'est généralement la première étape pour décider si un module PV doit être soumis à d'autres types de tests. L'inspection visuelle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. Un éclairage d'au moins 1000 Lux est requis selon les conditions de test de la norme CEI 61215. Les réflexions doivent être évitées, car ils

peuvent conduire à une mauvaise image. L'inspection doit être effectuée à partir de différents angles afin d'identifier la zone où la dégradation pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues aux images réfléchies. Une seule photo prise depuis une seule position ne suffit pas car il pourrait contenir une image réfléchie et conduire à une fausse interprétation.

II-11.2 Mesure de la puissance

Le principal indicateur de la dégradation d'un module photovoltaïque est la diminution de la puissance produite. Cependant, la baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour ce faire, un test de puissance doit être plutôt appliqué individuellement aux modules PV suspects. Afin de détecter une chute de la puissance d'un module, une mesure de puissance dans les conditions standards de test (STC) doit être effectuée. Les conditions standards de test sont caractérisées par :

- Éclairement énergétique : 1000 W/m²
- Température du module : 25 °C
- Répartition spectrale du rayonnement : AM1.5

Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure intérieure) ou sous exposition aux conditions réelles (mesure extérieure). Les conditions standards de test (STC) sont différentes des conditions de fonctionnement réel des modules photovoltaïques. En effet, habituellement la température des modules sera supérieure à 25°C, et le rayonnement n'aura pas le même spectre ni la même intensité durant les mesures. Ainsi, une méthode plus réaliste basée sur des mesures effectuées dans des conditions plus proches du fonctionnement réel et différentes des conditions standards de test a été proposée. Néanmoins, la réalisation des tests dans les conditions STC est le meilleur moyen pour comparer différents modules dans les mêmes conditions. C'est la technique que nous utilisons dans la suite de nos travaux pour l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques.

II-11.3 Imagerie infrarouge

Cette technique de test non destructive, permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud). La méthode utilisée est basée sur la propriété de tout matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde est liée à la température du matériau. En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées lorsqu'elles existent. Cette propriété est expliquée par la loi de Stefan-

Boltzmann, qui définit l'équation de la manière dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum du rayonnement émis dépend de la température mais seulement trois différentes plages de température sont prises en compte : 2-2,5 μm pour des températures de plus de 1000°C qui comprend une partie du rayonnement visible et deux autres plages; 3,5-4,2 μm et 8-14 μm pour des températures plus basses. D'autres plages de température ne peuvent être considérées en raison de la forte absorption de l'air dans l'atmosphère. Cette technique est connue et utilisée dans nombreux travaux précédents. Le système utilisé pour la détection des émissions infrarouges d'un module photovoltaïque, est une caméra vidéo basée sur un détecteur à couplage de charge (CCD) spécifiquement orientés vers la détection infrarouge (IR-CCD). Aujourd'hui les caméras infrarouges disposent d'une bonne résolution et d'une grande précision qui permettent la détection de points ou de vastes zones dans les cellules et les modules photovoltaïques

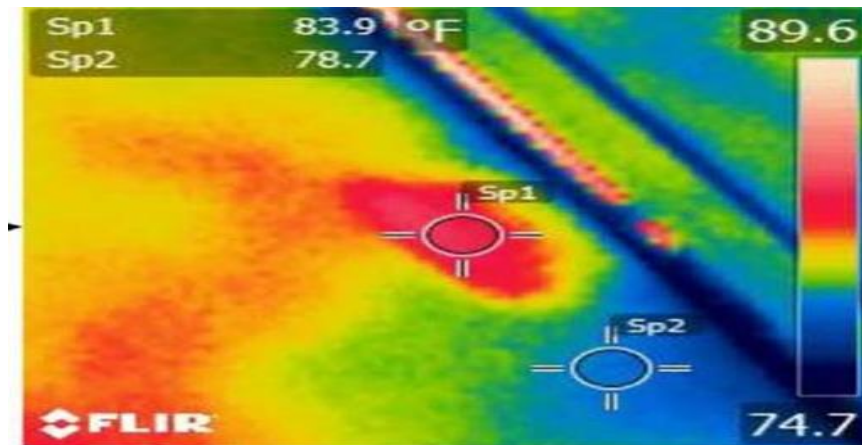


Figure II. 19: Imagerie infrarouge.

II-11.4 Thermographie

La technique par la thermographie est une variante de la méthode infrarouge présentée précédemment. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté. La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Détecteur à couplage de charge) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de 3 μm à 5 μm . suivante présente l'image

obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium.

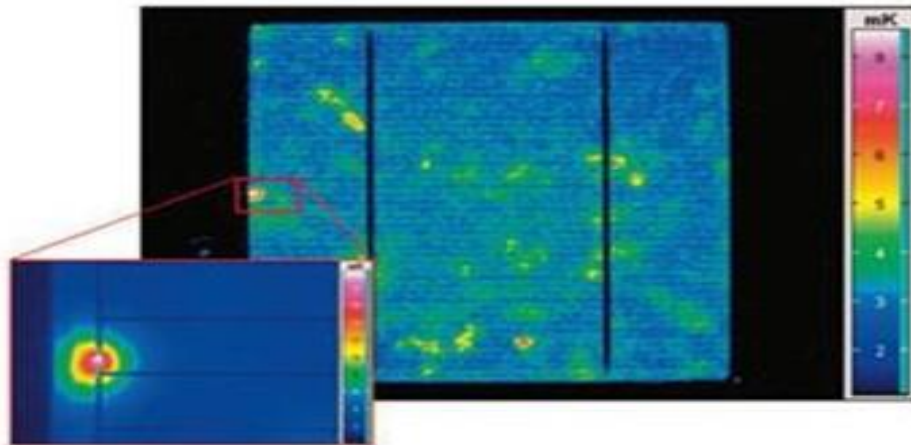


Figure II. 20: Image thermographique d'une cellule PV en silicium.

II-11.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence

Cette technique permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques. Les images obtenues à l'aide de la technique par électroluminescence et photoluminescence sont également de type infrarouge. Elles peuvent être détectées par un détecteur de type IR-CCD (Infrarouge - Détecteur à couplage de charge) comme dans le cas de la technique par thermographie. Cependant, les images obtenues présentent une meilleure résolution que celles obtenues par thermographie. Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire. L'excitation peut être réalisée avec un courant injecté, ce qui provoque un effet électroluminescent. Elle peut également être obtenue à partir d'un rayonnement incident sur la cellule solaire, dans ce cas, une lumière est obtenue par un effet photoluminescent.

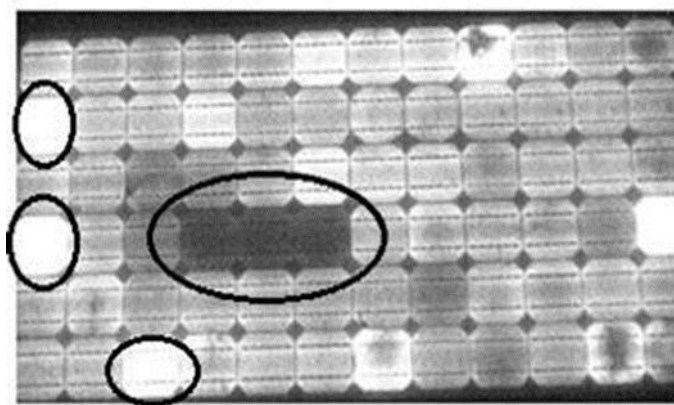


Figure II. 21: Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.

II-11.6 Résonance de vibrations ultrasoniques

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées. Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézoélectrique et placé à la périphérie de la cellule. Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule. Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque avec leurs fonctionnalités et spécificités.[56]

Techniques	Défauts détectables	Contrôles	Spécificités
Inspection visuelle	Défauts visibles comme : -Décoloration - Délamination - Fissures - Points chauds -Corrosion	Aspect général du module	-Test à l'œil nu sous un éclairage d'au moins 1000 Lux. -Plusieurs vues sont requises sous différents angles. - Images réfléchies à éviter

Chapitre II : Méthodes de surveillance et du diagnostic d'un système photovoltaïque.

Mesure de puissance	caractérisation Electrique : Puissance, courant, tension facteur de forme, I-V/P-V	Paramètres électrique	-Mesures à réaliser dans les conditions standards de test. -Difficulté à contrôler les conditions standards. - Adaptée au module.
Imagerie infrarouge	-Point chaud (Hotspot)	Images	- Caméra CCD. - Technique assez précise et non- destructive. - Adaptée pour cellule et module.
Thermographie	-Court-circuit - Circuit-ouvert	Images	- Injection de courant. - Adaptée pour la cellule. - Détecteur CCD
Imagerie par Electroluminesce nce et Photoluminescen ce	- Fissures	Images	- Injection de courant. - Rayonnement incident. -Image sombre.
Résonance de vibrations ultrasoniques	- Microfissures	Variation de la fréquence de la réponse	- Excitation par ultrasons de la cellule. - Transducteur piézo- électrique.

Tableau II. 2 : Les principales techniques de détection des défauts PV.

II-12 Définition d'une défaillance d'un module PV

Une défaillance d'un module PV est un effet qui dégrade la puissance du module ou crée un problème de sécurité. Un problème purement esthétique n'est pas considéré comme une défaillance du module PV. Un problème causé par une mauvaise manipulation ou par l'environnement local n'est pas considéré comme un "échec". D'une part, l'encrassement du module ou une défaillance due à la foudre ne sont pas considérés comme des défaillances du module PV. Le problème d'encrassement doit être traité par l'opérateur et la foudre est un cas de force majeure pour lequel le module n'a pas été conçu. En revanche, les défauts dus à une forte charge de neige sont considérés comme une défaillance du module si ce dernier est spécifié pour une charge de neige importante. [57]

II-12.1 Définition du défaut

Un défaut est tout ce qui, dans un module PV, n'est pas ce qu'on attend de lui. Un défaut peut impliquer une défaillance du module PV. Un défaut est un terme beaucoup plus large qu'un échec. Un défaut n'entraîne pas nécessairement une perte de sécurité ou de puissance pour un module PV, mais spécifie une partie d'un module PV qui est différente d'un module PV parfait. [58]

II-12.2 Défauts dans le système photovoltaïque

Nous avons décrit dans les parties précédentes de cette thèse les différents composants constituant d'un système de production photovoltaïque suivie par un aperçu sur les méthodes de diagnostic dans le système industriel d'une manière générale.

II-12.3 Défauts courants des systèmes photovoltaïques

Les défauts dans le système PV peuvent être définies comme temporaires ou permanentes. 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.

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.

D'autres facteurs peuvent entraîner des pertes de production, notamment le défaut de suivi du point de puissance maximale (MPP), les pertes joules dans le câblage et les équipements défectueux. 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.

II-12.3.1 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. 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 [59]. Les points chauds persistants peuvent endommager les cellules solaires, les diodes de dérivation et provoquer des défauts de circuit ouvert [60].

II-12.3.2 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 [61]. 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 [59].

II-12.3.3 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. Le même effet est observé lorsqu'un court-circuit se produit entre deux branches d'une de l'ensemble. Une étude expérimentale réalisée en [62] 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.

II-12.3.4 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. 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.

II-12.3.5 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. Arcs électriques dans un système photovoltaïque pourrait entraîner de graves dangers.

II-12.3.6 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 [59].

II-12.3.7 Défaut de mismatch et d'ombrage

L'association série/parallèle de cellules photovoltaïques formant le générateur photovoltaïque (GPV) verra sa caractéristique électrique varier à l'échelle de la cellule impliquant une désadaptation (en anglais : mismatch). Dans le cas de la connexion série, le déséquilibre limitera le courant de la chaîne de cellules.

Donc, le défaut de 'mismatch' est causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique.

Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules. Le changement de ces paramètres provient de deux facteurs principaux :

- Premièrement, des cellules pourraient posséder des propriétés physiques différentes suite à une tolérance dans la fabrication. Seule la tolérance de la puissance du module est donnée par les fabricants de la cellule ou du module. Elle peut varier entre +/- 3% et +/-5% selon les fabricants.
- Deuxièmement, des cellules PV peuvent être exposées à des conditions de fonctionnement différentes causées par les différents défauts. [63]

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

Tableau II. 3 : paramètres de cellule par rapport de défaut.

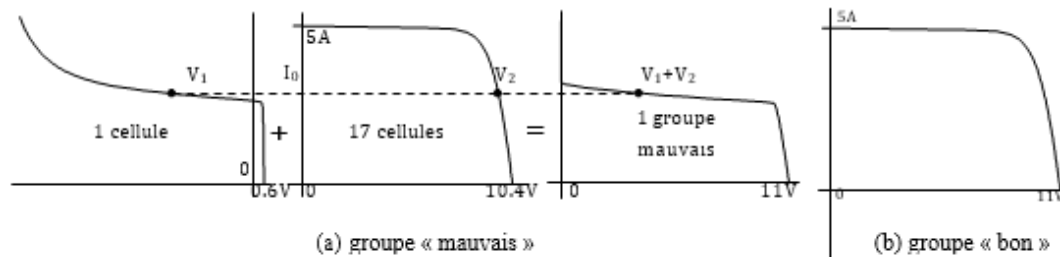


Figure II. 22: Caractéristique I-V d'un groupe de défaut ombrage.

II-12.3.8 Défaut de HOT-SPOT

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se compose en récepteur. Ainsi, elle se trouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou hot-spot, pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui on pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passive (défectueuses ou ombragés). [64] Dans un module photovoltaïque, les points chauds peuvent se produire par n'importe quelle combinaison d'une défaillance d'une cellule, de l'interconnexion, d'un ombrage partiel et une variation du courant généré d'une cellule à l'autre (mis-match).il peuvent aussi résulter

d'une diode anti-retour inadéquate ou à cause d'une cellule craquelée à l'intérieur du module. Selon, la gravité de la craquelure, une cellule peut potentiellement produire moins de courant que les autres cellules de la série, ce facteur peut avoir une conséquence majeure sur la dégradation des modules. [65]

Si le point chaud dure longtemps, la quantité d'électricité produite diminue et, dans le pire des cas, il existe un risque d'inflammation. Une fois qu'on détecte un hot-spot, on doit agir immédiatement. L'une des méthodes de détection des points-chauds consiste à utiliser la thermographie infrarouge. Aujourd'hui, lors de l'inspection périodique prédictive de la maintenance après l'installation du panneau, nous utilisons souvent une thermographie infrarouge non refroidie, et la caméra elle-même est devenue très pratique. Par conséquent, vous pouvez facilement trouver des endroits pouvant être des points chauds sur le panneau. [66].

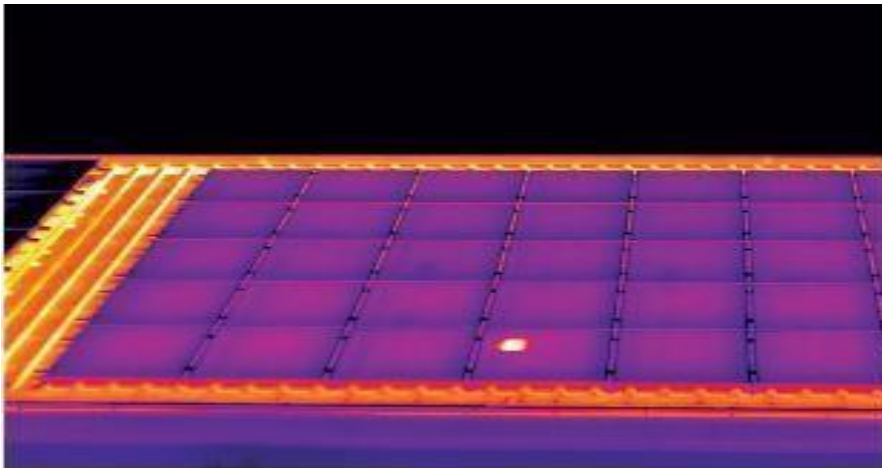


Figure II. 23: défaut de hot spots par la caméra thermique.

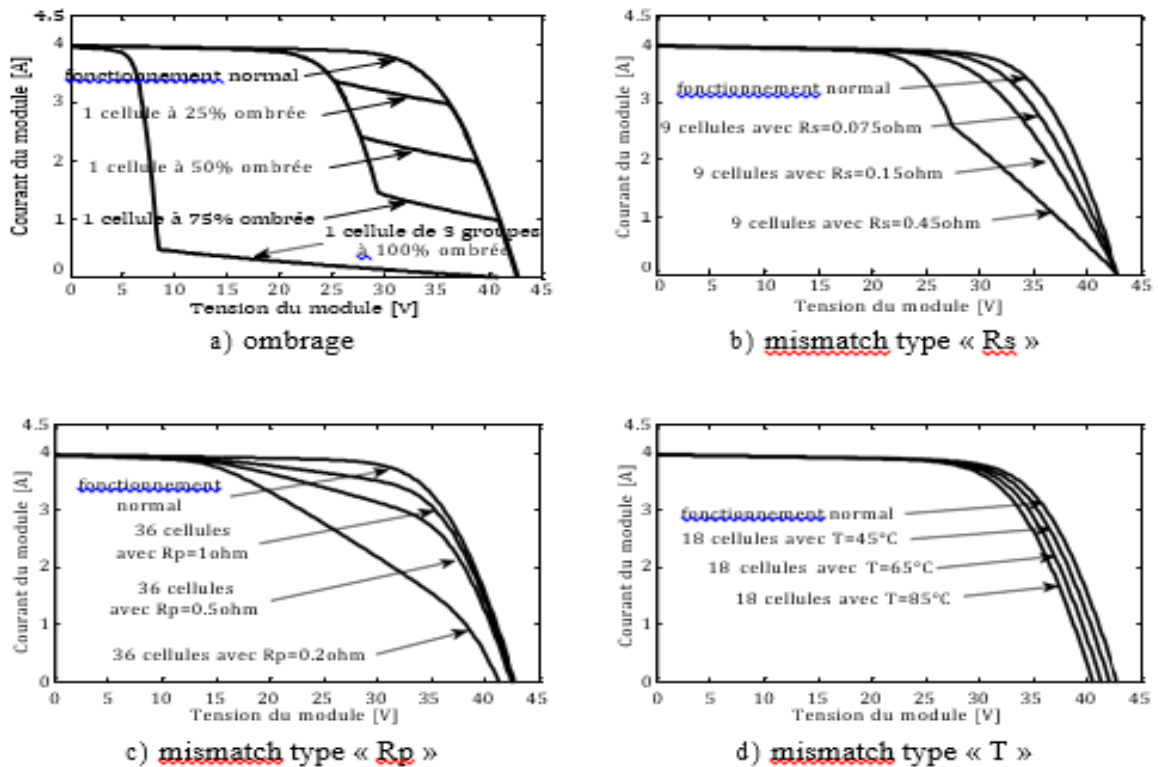


Figure II. 24: Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de mismatch et d'ombrage et (R_s) (R_p).

II-12.3.9 Défauts de la diode de by-pass de diode anti-retour

Comme il a été mentionné précédemment La diode de by-pass est une des solutions pour protéger les cellules de l'ombrage partiel. Cette diode se place, en général, en parallèle avec une branche de dix-huit cellules. On peut constater plusieurs défauts de cette dernière, ces défauts sont en général des défauts de fabrication. Donc dans un panneau photovoltaïque on peut trouver une diode déconnectée, une diode équivalente à une impédance quelconque, une diode court-circuitée et une diode inversée [67]. La même manière que pour la diode de by-pass, la diode anti retour est exposée aux mêmes types de défauts envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et diode inversée.

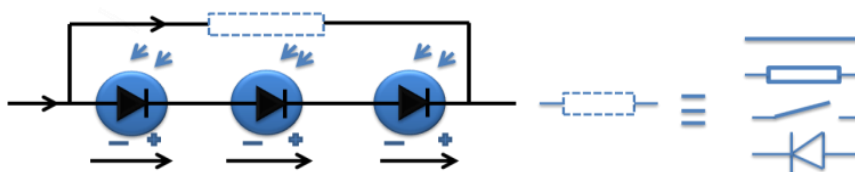


Figure II. 25: défaut de la diode de by-pass.

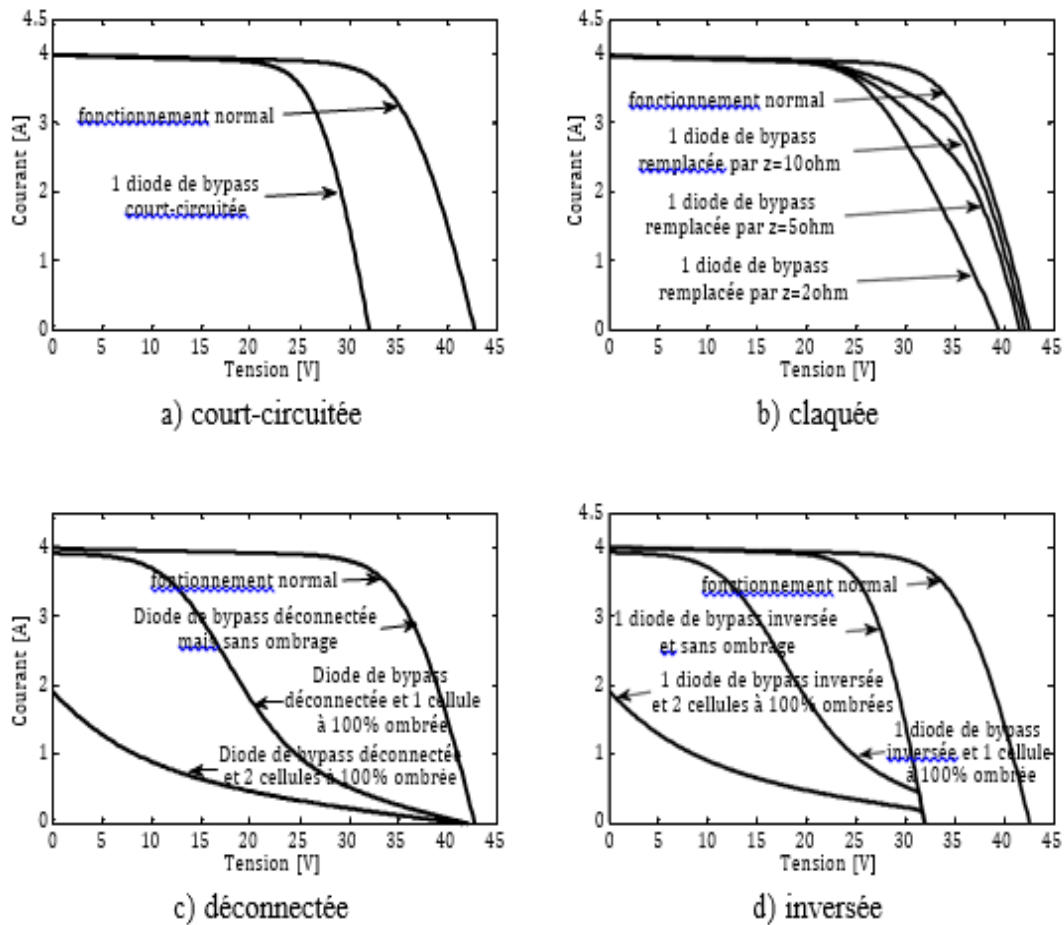


Figure II. 26: Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de diode de bypass.

II-12.4 Classification des défauts et Evaluation des symptômes de défauts

Nous avons cité précédemment quatre catégories de défauts : les défauts prolongés avec un rendement nul, les défauts brefs avec un rendement nul. Les symptômes des défauts en prenant de compte les impacts de la sévérité des défauts sur le comportement d'un GPV.

1) Classification des défauts

Défauts	Description	Catégorie
-Défaut du composant	-La production de l'électricité est nulle lorsqu'il ya des pannes au niveau des composants.	Défaut prolongé avec un rendement nul
-Système déconnecté (longue durée)	-La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	
-déconnection temporaire de l'onduleur.	-La production de l'électricité est nul puisqu'il ya une déconnection entre la chaine PV et l'onduleur.	Défaut bref avec un rendement nul
-Système déconnecté (courte durée)	-La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	
Défauts d'ombrage	Le rayonnement solaire est bloqué par des objets d'ombrage externe (bâtiments, arbres ...)	Défaut d'ombrage
Erreurs MPPT	La variation des caractéristiques (I-V) varie la caractéristique de la courbe de puissance	Défaut avec un rendement non nul (pas d'ombrage)

Tableau II. 4 : la classification des défauts selon leurs catégories.

2) Mismatch et l'ombrage

Défaut	Les symptômes
Ombrage	- Isc inchangé - Voc diminue pour un nombre important de cellules ombrées -Le facteur de forme diminue en fonction du facteur d'ombrage -Présence d'un point d'inflexion
Poussière	-Réduction de Isc en fonction coefficient de transmission - Voc diminue pour un coefficient de transmission très faible

Résistance série	<ul style="list-style-type: none"> - Voc et Isc inchangés - Le facteur de forme diminue en fonction de la croissance de la valeur de Rs - Présence d'un point d'inflexion pour une valeur importante de Rs - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale - Voc inchangée pour une faible sévérité - Le facteur de forme diminue en fonction de la réduction de la valeur de normale
Résistance parallèle	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc inchangée pour une faible sévérité - Le facteur de forme diminue en fonction de la réduction de la valeur de Rp - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale
Température	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc et le facteur de forme diminuent en fonction de l'augmentation de la température

Tableau II. 5 27: Les remarques lors les défauts de mismatch et d'ombrage.

3) Défaillante court-circuit et circuit-ouvert et inversé

Défaut	Symptômes
Court-circuit	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc diminue en fonction du nombre de diodes court-circuitées - Diminution de Voc est facile à quantifier (-10V par diode)
Circuit-ouvert	<ul style="list-style-type: none"> - Voc inchangée - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale
Inversée	<ul style="list-style-type: none"> - Voc diminue en fonction du nombre de diodes inversées - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées

Tableau II. 6 : Les remarques défaillantes (cc.co.inv).

4) Défaut de Module

Défaut	Symptômes
Module	<ul style="list-style-type: none">- Isc inchangé- Voc diminue pour le défaut de type court-circuit- Voc reste quasiment inchangée pour des faibles valeurs de la résistance qui shunte le module. Elle diminue progressivement en fonction de la diminution de la résistance- Déviation de la pente pour les défauts de type module shunté

Tableau II. 7 : Les remarques lors le module défaillant.

II-13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé les différents défauts affectant les panneaux PV. L'intérêt réside dans l'obtention de la caractéristique I-V du GPV (cellule, module, groupe) pour les différents défauts que nous avons considérés (défaut de mismatch, défaut d'ombrage, défaut de diode by pass et défaut de module). 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. On a aussi constaté que la plupart des défauts dits électriques, sont dus aux conditions climatiques telles que l'augmentation de la résistance série. Tout d'abord, nous avons donné quelques notions de base sur les méthodes de diagnostic des panneaux photovoltaïques. Ou 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 sureté de fonctionnement. Que les méthodes de diagnostic de défauts utilisées dans les PV:

Méthodes nécessitant l'intervention directe de l'homme par l'utilisation d'un matériel qui n'est pas initialement conçu pour les diagnostics des PV tel que : IR, Inspection visuelle...

Chapitre III
**Modernisation du system de surveillance des
défauts dans une centrale photovoltaïque**

III-1 Introduction

Il est généralement bien connu que les générateurs PV sont considérés fiables par rapport aux autres systèmes, mais comme tous procédés industriels que ce soit chimique ou énergétique, un système PV peut être la cible de plusieurs pannes qui peuvent provoquer le dysfonctionnement de ce dernier, parmi ces défauts le défaut d'ombrage partiel.

L'objectif de notre étude est d'appliquer aux panneaux photovoltaïques une méthode de diagnostic complète sur un modèle de simulation d'une centrale solaire dans l'environnement MATLAB/Simulink, qui doit réaliser les trois tâches principales :

La détection, qui consiste à prendre une décision binaire, soit le système fonctionne correctement soit une panne s'est produite, la localisation, son rôle est de déterminer l'emplacement des panneaux défectueux, et l'identification, elle consiste à déterminer le type des pannes (l'ombrage partiel, augmentation résistances série et parallèle).

III-2 Les réseaux de neurones

III-2.1 présentation

Sous le terme des réseaux de neurones, on regroupe aujourd'hui un certain nombre de modèles dont l'intention est de réaliser quelques fonctionnalités du cerveau humain, en reproduisant certaines de ces structures de base. Depuis une dizaine d'années, l'utilisation des réseaux de neurones artificiels s'est développée dans de nombreuses disciplines (sciences économiques, écologie et environnement, biologie et médecine...).

Ils sont notamment appliqués pour résoudre des problèmes de classification, de prédiction, de catégorisation, d'optimisation, de reconnaissance des formes et de mémoire associative. Dans le cadre du traitement des données, les réseaux de neurones constituent une méthode d'approximation de systèmes complexes, particulièrement utile lorsque ces systèmes sont difficiles à modéliser à l'aide des méthodes statistiques classiques.

Les réseaux de neurones sont également applicables dans toutes les situations où il existe une relation non linéaire entre une variable prédictive et une variable prédite. Par leur nature et leur fonctionnement, les réseaux de neurones peuvent détecter les interactions multiples non linéaires parmi une série de variables d'entrée, ils peuvent donc gérer des relations complexes entre les variables indépendantes et les variables dépendantes [69].

III-2.2 Historique

Historiquement, les origines de cette discipline sont très diversifiées. En 1943, McCulloch et Pitts étudièrent un ensemble de neurones formels interconnectés et montrèrent leurs capacités à calculer certaines fonctions logiques. En 1949, Hebb, dans une perspective psychophysiologique, souligna l'importance du couplage synaptique dans les processus d'apprentissage. C'est en 1958, que Rosenblatt décrivit le premier modèle opérationnel de réseaux de neurones mettant en œuvre les idées de Hebb, McCulloch et Pitts: le perceptron inspiré du système visuel, capable d'apprendre à calculer certaines fonctions logiques en modifiant ses connexions synaptiques. Ces modèles suscitèrent l'intérêt de plusieurs chercheurs avant que Minsky et Papert en 1969 démontrèrent leurs limites théoriques. Le renouveau actuel des réseaux de neurones est dû à des contributions originales comme celle de Hopfield en 1982, qui en montrant l'analogie des réseaux de neurones avec certains systèmes physiques, a permis de leur appliquer un formalisme riche et bien maîtrisé. Plus récemment, en 1985, de nouveaux modèles mathématiques ont permis de dépasser les limites du perceptron. [70].

III-3 Neurone formel

Le neurone formel est une modélisation mathématique qui reprend les principes du fonctionnement du neurone biologique, en particulier la sommation des entrées.

Il possède des entrées qui peuvent être les sorties d'autres neurones, ou des entrées de signaux extérieurs ; la valeur de la sortie résulte du calcul de la somme des entrées pondérées par des coefficients dits poids de connexions et du calcul d'une fonction non linéaire dite fonction d'activation de cette somme pondérée.

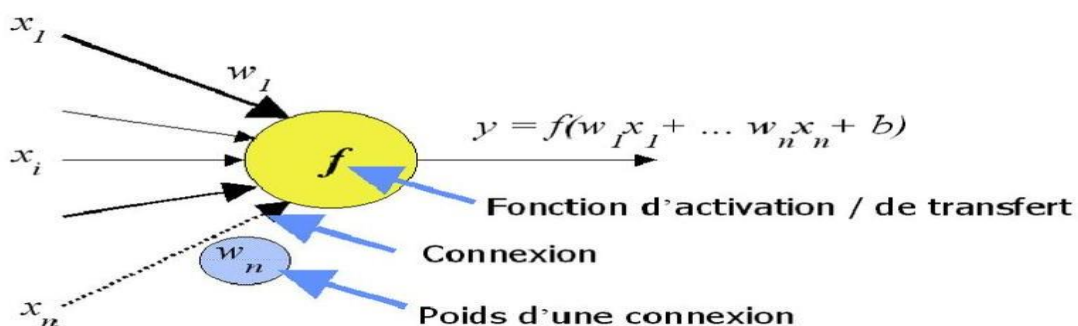


Figure III. 2: Schématisation de la fonction d'activation de la somme pondérée.

III-4 Apprentissage

On appelle apprentissage de réseau de neurones, la procédure qui consiste à estimer les paramètres de réseau afin que celui-ci remplisse au mieux la tâche qui lui est affectée. Pour un réseau de neurones artificiel, l'apprentissage peut être considéré comme le problème de la mise à jour des poids des connexions au sein du réseau, afin de réussir la tâche qui lui est demandée. Donc l'apprentissage est la caractéristique principale des réseaux de neurones artificiels et il peut se faire de différentes manières :

- L'apprentissage supervisé
- L'apprentissage non supervisé
- Apprentissage renforcé

III-4.1 l'apprentissage supervisé

L'apprentissage supervisé Dans ce type d'apprentissage, le réseau s'adapte par comparaison entre le résultat qu'il a calculé, en fonction des entrées fournies, et la réponse attendue en sortie. Le réseau va se modifier jusqu'à ce qu'il trouve la bonne sortie correspondant à une entrée donnée. Donc l'algorithme d'identification des paramètres du réseau va modifier ses poids jusqu'à ce que le résultat fourni par le réseau soit le plus proche possible de la sortie attendue. L'identification des poids du réseau est effectuée en optimisant un critère de performance du réseau de neurones.

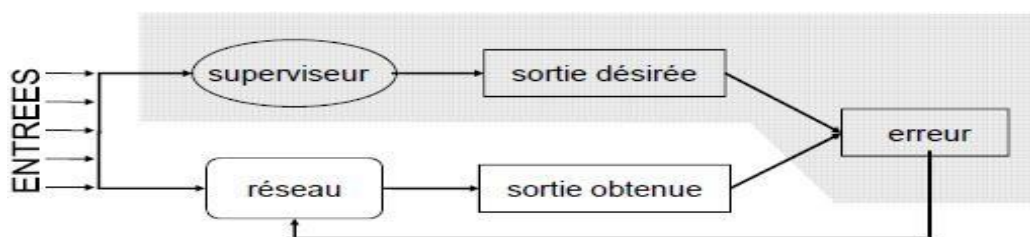


Figure III. 3: Schéma d'apprentissage supervisé.

III-4.2 l'apprentissage non supervisé

L'apprentissage non supervisé : Dans ce réseau, contrairement à l'apprentissage précédent, on présente une entrée au réseau et on le laisse évoluer librement. Le réseau s'auto organise pour extraire lui-même les données et les regrouper automatiquement. Il est réalisé à l'aide des informations locales contenues dans les poids synaptiques et dans l'activation de neurones élémentaires.

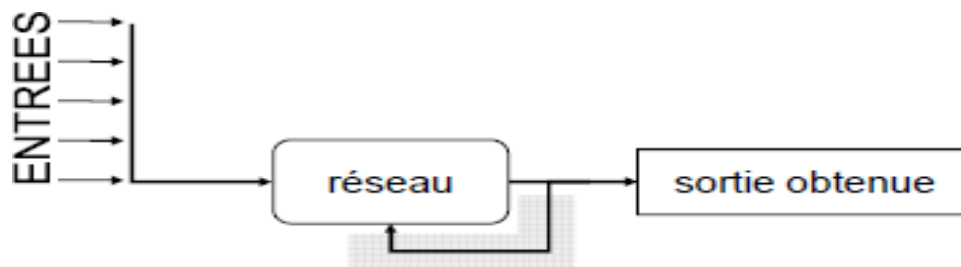


Figure III. 4: Schéma d'apprentissage non supervisé.

III-4.3 Apprentissage renforcé

Il est utilisé quand une information en retour sur la qualité de la performance est fournie, mais que la conduite souhaitée du réseau n'est pas complètement spécifiée par un professeur. Donc l'apprentissage est moins dirigé que l'apprentissage supervisé. Contrairement à l'apprentissage non supervisé où aucun signal de retour n'est donné, le réseau à apprentissage renforcé peut utiliser le signal de renforcement pour trouver les poids les plus désirables quand c'est nécessaire.

III-5 Règles d'apprentissage

La méthode d'ajustement des poids du réseau pendant l'apprentissage peut être choisie dans une gamme variée d'algorithmes, dont voici les plus connus :

- La règle de Hebb (ou règle de corrélation).
- La règle de WidrowHoff .
- La règle delta.
- L'algorithme de rétropropagation de l'erreur (ou la règle delta généralisée).
- Apprentissage compétitif.

III-6 Architecture évolutive des réseaux de neurones

Comme leur nom l'indique, les réseaux de neurones sont organisés autour d'un ensemble de neurones interconnectés de manière à former un système avec une ou plusieurs entrées et une ou plusieurs sorties. Sur le plan architectural, on distingue deux grands types :

• les réseaux de neurones bouclés

Constituent un système dynamique à temps discret, régi par une (ou plusieurs) équation(s) aux différences non linéaires, résultant de la composition des fonctions réalisées par chacun

des neurones et des retards associés à chacune des connexions.

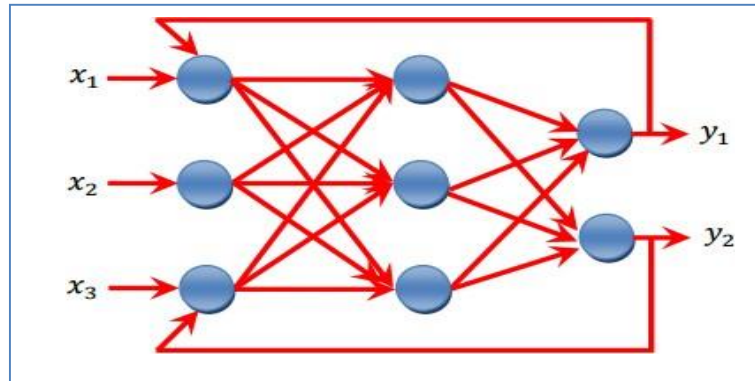


Figure III. 5: Réseau bouclé.

• **les réseaux de neurones non bouclés**

Réalisent une fonctions algébriques des entrées, par composition des fonctions réalisées par chaque neurone. Les réseaux de neurones non bouclés sont des objets statiques, utilisés principalement pour effectuer des tâches d'approximation des fonctions non linéaires, de modélisation de processus statiques non linéaires, alors que les réseaux de neurones bouclés sont utilisés pour effectuer des tâches de modélisation des systèmes dynamiques, de commande de processus. Dans le problème de la surveillance, on utilise les réseaux de neurone non boucle, qui fait appelle principalement à une base des données pour l'apprentissage et des sorties qui correspond à des mondes fonctionnements du système.

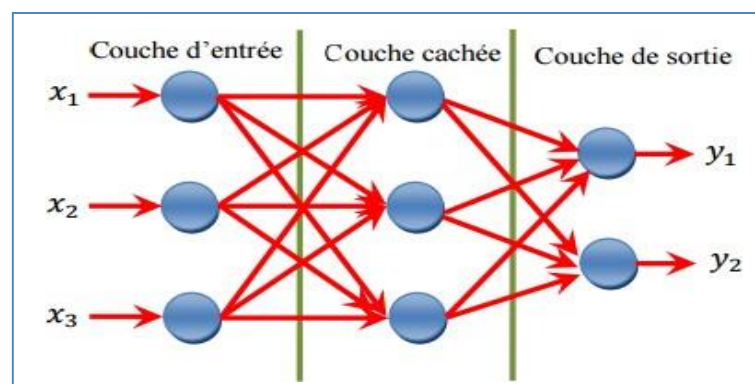


Figure III. 6: Réseau non bouclé.

III-6.1 Le perceptron multicouche

Le perceptron est un modèle de réseau de neurones avec algorithme d'apprentissage créé par Frank Rosenblatt en 1958

L'architecture du réseau de neurones artificiel la plus étudiée est le réseau de neurones multicouche.

Le perceptron multicouche est un réseau comportant plusieurs couches, chaque neurone dans une couche est connecté à tous les neurones de la couche précédente et de la couche suivante (excepté pour les couches d'entrée et de sortie), et il n'y a pas de connexions entre les cellules d'une même couche. La topologie d'un tel réseau est formée de plusieurs couches de neurones :

- Une couche en entrée qui représente les entrées auxquelles sont transmises les données à traiter en provenance d'une source extérieure au réseau.
- Une ou plusieurs couches cachées effectuant le traitement spécifique du réseau, ces neurones n'ont aucun lien avec l'extérieur et sont appelés neurones cachés.
- Une couche en sortie qui délivre les résultats.

Il suit un apprentissage supervisé, et fait intervenir un algorithme d'apprentissage rétro-propagation du gradient de l'erreur ; c'est un algorithme itératif ayant pour objectif de trouver le poids des connexions minimisant l'erreur quadratique moyenne commise par le réseau sur l'ensemble d'apprentissage. L'utilisation de l'algorithme rétro-propagation reste discutable dans la mesure où sa convergence n'est pas prouvée. Son utilisation peut conduire à des blocages dans un minimum local de la surface d'erreur. L'apprentissage est supervisé, c'est-à-dire que l'on présente au réseau une forme.

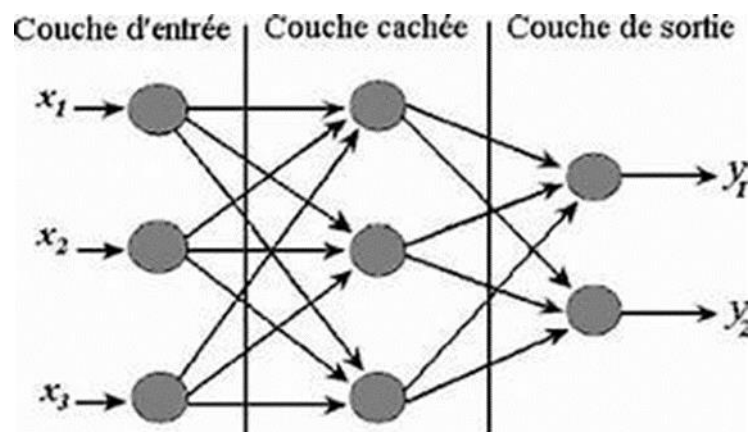


Figure III. 7: Le perceptron multicouche.

III-6.2 Les réseaux à fonction de base radiale

L'architecture est la même que pour le perceptron multicouche cependant, les fonctions de base utilisées ici sont des fonctions gaussiennes. Les réseaux à fonction de base radiale seront donc employés dans les mêmes types des problèmes que le perceptron multicouche à savoir, en approximation et en classification.

La structure du réseau est constituée d'une couche d'entrée, une autre de sortie et une couche cachée de N unités qui sont caractérisées par une fonction d'activation de type gaussien. Un avantage du réseau à fonction radiale est que sa phase d'apprentissage est plus rapide que celle du perceptron multicouche. En théorie, le réseau à fonction de base radiale est capable, tout comme le perceptron multicouches, d'effectuer une approximation proche de n'importe quelle transformation non linéaire. La principale différence entre les deux est la nature de la fonction d'activation des neurones de la couche cachée.

III-6.3 Les cartes auto organisatrice de Kohonen

La carte auto-organisatrice est un ensemble structuré d'unités de traitement (neurones), qui sont disposées en une seule couche de laquelle émane une topologie définie par une notion de voisinage des cellules.

Ce sont des réseaux à apprentissage non-supervisé qui établissent une carte discrète, ordonnée typologiquement, en fonction de patterns d'entrée. Le réseau forme ainsi une sorte de treillis dont chaque nœud est un neurone associé à un vecteur de poids. La distance euclidienne est calculée entre chaque entrée et vecteur de poids. Par la suite, le vecteur de poids ayant une distance minimale, ainsi que certains de ses voisins. Illustre un tel réseau dans sa configuration la plus courante, le cas bidimensionnel. A chaque neurone sont associés des coordonnées (x, y) indiquant sa position sur la carte, ainsi qu'un vecteur de poids synaptiques.

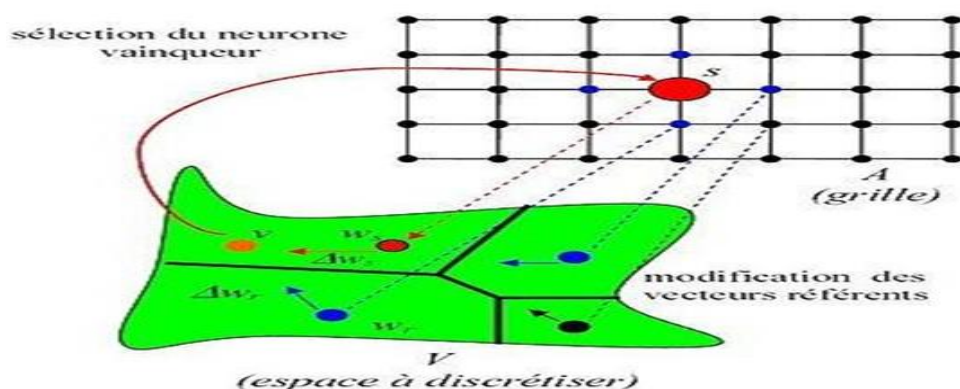


Figure III. 8: La carte auto organisatrice à deux dimensions de Kohonen.

III-7 les réseaux de neurones et l'énergie renouvelable

Par analogie avec les réseaux de neurones biologiques, les réseaux de neurones artificiels tentent de reproduire les caractéristiques les plus importantes du comportement biologique, à savoir l'apprentissage, la généralisation.

La généralisation peut être définie par la capacité d'élargir les connaissances acquises après apprentissage à des données nouvellement rencontrées par le réseau de neurones. On peut distinguer deux types de généralisation : locale et globale.

Dans l'approche locale, chaque neurone est associé à une région d'activation localisée dans l'espace des données. Seule une partie des neurones participe donc à la réponse du réseau. Deux types d'architectures neuronales possèdent cette particularité : le réseau à fonction de base radiale et la carte de Kohonen.

Par contre, dans l'approche globale, l'ensemble des neurones du réseau participe à l'élaboration. Selon la nature de ces données en sortie, il existe deux types d'applications.

Le premier type est une application d'approximation des fonctions, qui consiste à estimer une sortie mesurée de l'équipement. Le deuxième type d'application considère le problème de la surveillance comme un problème de reconnaissance des formes. Dans le premier cas, les réseaux de neurones sont utilisés en tant qu'approximante universelle et fournissent un modèle sous la forme d'une boîte noire du système. Ceci n'est autre que de l'identification des processus industriels. Comme pour les méthodes à base de modèle. Dans le deuxième cas la forme à reconnaître est caractérisée par l'ensemble des données et les classes d'appartenance représentant les différents modes. Le réseau de neurones doit nous fournir une réponse qui nous renseigne sur l'état de fonctionnement de l'équipement. L'algorithme de rétro propagation s'avère capable de résoudre un grand nombre de problèmes de reconnaissance des formes et a donné lieu à beaucoup d'applications. Cet algorithme souffre néanmoins de nombreux défauts, parmi lesquels :

- Une des limitations importantes est le temps de calcul : l'apprentissage est très long
- Une grande sensibilité aux conditions initiales, c'est-à-dire à la manière dont sont initialisés les poids des connexions.
- De nombreux problèmes sont dus à la géométrie de la fonction d'erreur : minimums locaux .
- Le problème de dimensionnement du réseau. Un mauvais choix de la

structure peut dégrader considérablement les performances du réseau.

Le réseau à fonction de base radiale et la carte de kohonen sont caractérisés par une généralisation locale. Étant donné que l'objectif de notre étude est d'affecter une donnée d'entrée de réseau à une classe, donc on ne connaît pas à priori la sortie de réseau (l'apprentissage est non supervise). Le réseau à fonctions radiales utilise un apprentissage supervise, donc pour notre problème nous avons choisi, la carte de kohonen. Les notions de neurone vainqueur et de voisinage permettent un apprentissage rapide et efficace. La carte de kohonen permettrait à la fois de désigner les classes voisines entre elles et de comprendre la disposition de ces classes dans l'espace d'entrée.

III-8 Propriétés et limites des réseaux de neurones

Les propriétés fascinantes des réseaux de neurones L'intérêt porté aujourd'hui aux réseaux de neurones tient sa justification dans les quelques propriétés suivantes :

III-8.1 La capacité d'adaptation

La capacité d'adaptation se manifeste dans les réseaux de neurones par la capacité d'apprentissage qui permet au réseau de tenir compte de nouvelles contraintes ou de nouvelles données. Cette capacité présente un intérêt déterminant pour les problèmes évolutifs.

III-8.2 La capacité de généralisation

La capacité de généralisation se traduit par la capacité d'un système à apprendre et à retrouver, à partir d'un ensemble d'exemples, des règles sous-jacentes ou à mimer des comportements qui permettent de résoudre un problème.

III-8.3 Le parallélisme

Cette notion se situe à la base de l'architecture des réseaux de neurones considérés comme un ensemble d'entités élémentaires qui travaillent simultanément. Le parallélisme permet une rapidité de calcul supérieure mais exige de penser et de poser différemment les problèmes à résoudre.

III-9 Limites d'utilisation des réseaux de neurones

Ces sont tout d'abord d'ordre technique et sont dues aux difficultés que nous rencontrons pour utiliser le parallélisme inhérent aux réseaux de neurones. Ainsi, la plupart des réseaux sont simulés sur des machines séquentielles, ce qui entraîne des

temps de calculs importants .De plus, l'un des principaux reproches fait aux réseaux de neurones ne tient de leur incapacité à expliquer les résultats qu'ils fournissent. Les réseaux se présentent comme des boîtes noires dont les règles de fonctionnement sont inconnues. La qualité de leurs performances ne peut être mesurée que par des méthodes statistiques, ce qui amène une certaine méfiance de la part des utilisateurs potentiels.

III-10 Procédure de construction d'un réseau de neurones

La procédure de conception d'un réseau de neurone peut être résumée en six étapes :

- La collecte d'une base de données.
- La séparation de la base de données en trois sous-ensembles (base d'apprentissage, base de validation et base de test).
- Le choix de l'architecture du réseau de neurones (nombre de couches cachées, nombre de neurones dans ces couches...).
- Prétraitement des données.
- Entraînement du réseau de neurones sur les bases d'apprentissage et de validation.
- Mesure des performances du réseau de neurone sur la base de test. [71]

III-11 L'environnement matlab/simulink

Dans les grandes installations, une station solaire PV peut comprendre des centaines voir des milliers de panneaux photovoltaïques, ou la stabilité et la qualité de la puissance générée sont en corrélation avec l'état de fonctionnement de chaque panneau.

Pour réaliser un plan de diagnostic et de surveillance d'une installation PV on a modélisé un simple modèle théorique dans l'environnement Matlab d'une mini-centrale PV contenant 30 panneaux solaires regroupés dans 3 groupes chaque groupe composé de 10 panneaux, cette organisation est pour faciliter la localisation et la détection des défauts.

III-11.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque dans l'environnement MATLAB/Simulink

Le but de notre étude est d'utiliser un modèle suffisamment précis. Nous avons utilisé l'expression analytique du courant électrique produit par la cellule solaire avec des paramètres empiriques permettant de prendre en compte les caractéristiques globales des matériaux et les paramètres physiques comme la température et le temps. Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shunté par deux diodes . Ce modèle est complété par une résistance R_S due à la contribution

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

des résistances de bases et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière, et une résistance parallèle (ou shunt R_p) qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

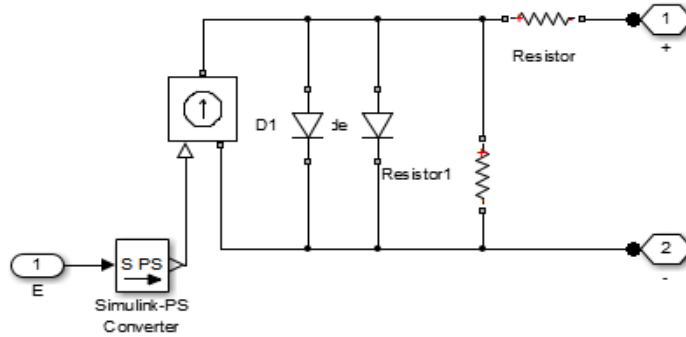


Figure III. 9: Schéma électrique équivalent à deux diode, d'une cellule photovoltaïque sous Matlab/Simulink.

La caractéristique courant-tension I-V d'une photopile réelle est dérivée par l'équation [1] :

$$I = I_{sc} - I_d - I_p \quad \text{III(1)}$$

Avec:

$$I_p = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad \text{III(2)}$$

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV_d}{KT}\right) - 1 \right] \quad \text{III(3)}$$

$$V_d = \frac{V + R_s I}{a} \quad \text{III(4)}$$

Il en résulte que:

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{aKT}\right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_p} \quad \text{III(5)}$$

Avec l'équation de I_{sc} est:

$$I_{sc} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{pv} \quad \text{III(6)}$$

Si $I_{sc} = I_{pv}$:

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_p} \quad \text{III(7)}$$

Avec: $V_t = \frac{N_s K T}{q}$ III(8)

Le courant photo-généré de la cellule photovoltaïque dépend directement de l'irradiance solaire et est proportionnel à la température d'après l'équation suivante:

$$I_{pv} = (I_{pv,n} - K_i \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad \text{III(9)}$$

Avec: $\Delta T = T - T_n$ III(10)

D'après les deux équations (3) et (4), le courant de la diode sera:

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t a}\right) - 1 \right] \quad \text{III(11)}$$

Avec: $I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_i \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_i \Delta T}{V_t a}\right) - 1}$ III(12)

III-11.2 Modélisation d'un module photovoltaïque dans l'environnement MATLAB/Simulink

Le synoptique présenté a été développé sous Matlab/Simulink, pour un module photovoltaïque MSX_60, sous les conditions climatiques T=298.15 K et G=1000 W/m².

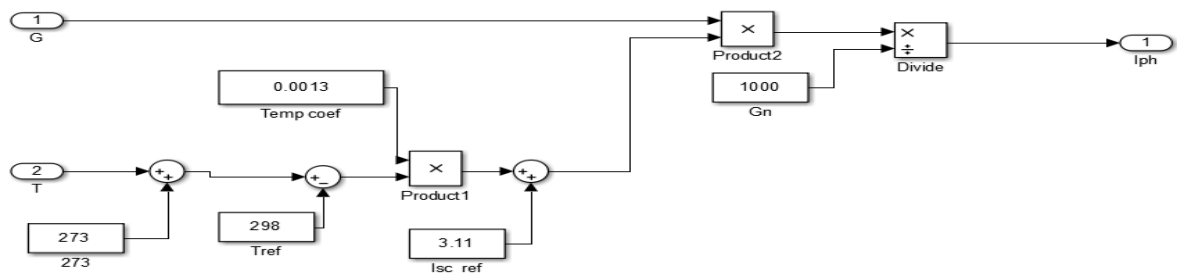


Figure III. 10: Synoptique du modèle amélioré du module photovoltaïque MSX_60 sous Matlab/Simulink.

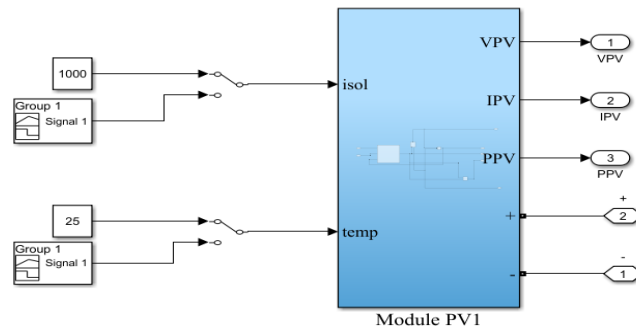


Figure III. 11: Modélisation panneau solaire sous Matlab/Simulink.

III-11.3 Modélisation d’une centrale photovoltaïque dans l’environnement MATLAB/Simulink

Fiche technique :

Module	MSX_60
Voc	38 V
Icc	6 A
Vmpp	34 V
Impp	4.56
T	25°
P	224 W

Tableau III. 8 12: fiche technique d’un module PV MSX_60. [72]

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

Notre centrale PV contient 30 panneaux solaires regroupés dans 3 groupes chaque groupe composé de 10 panneaux reliés en série.

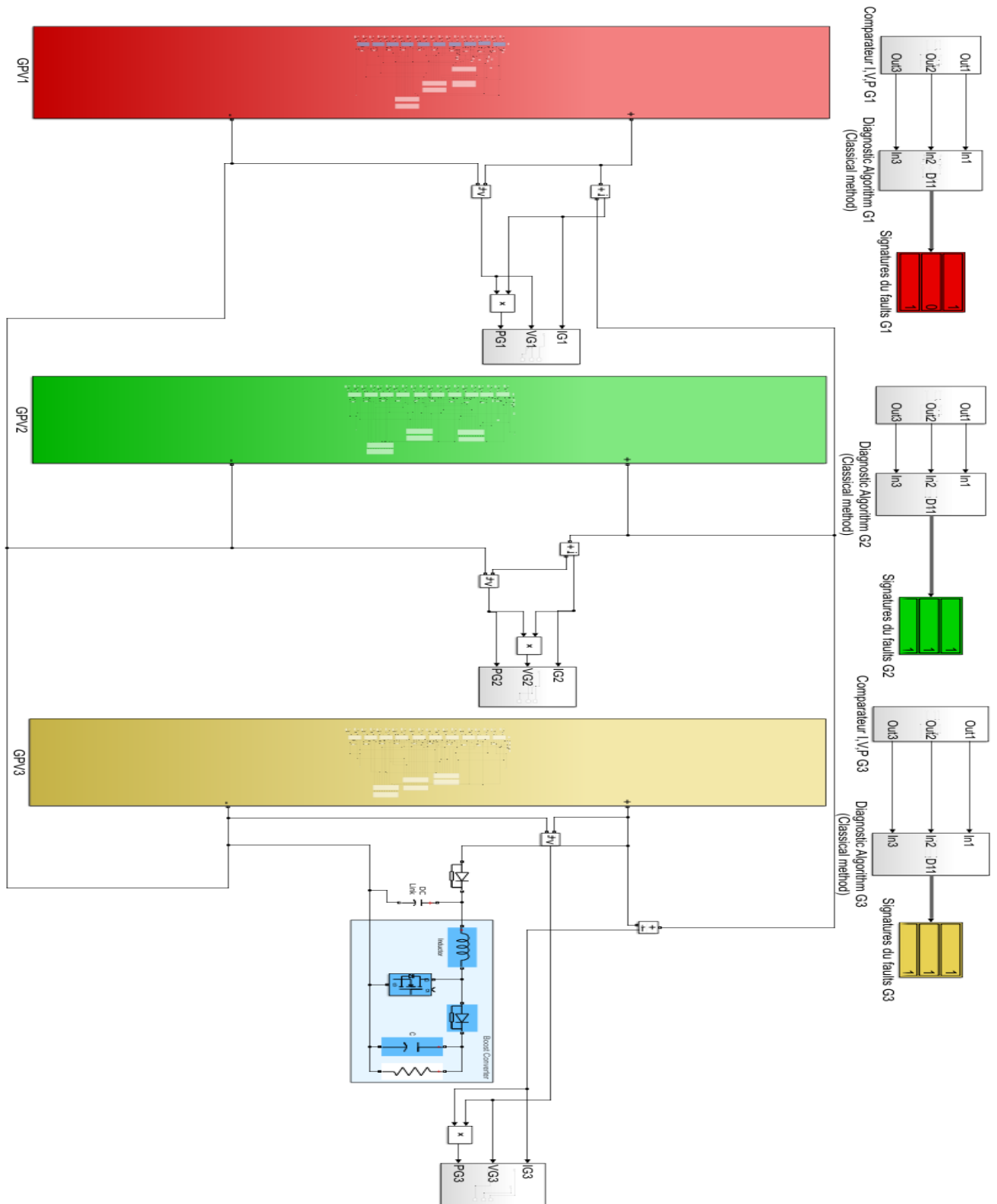


Figure III. 13: Schéma bloc d'une centrale PV sous Matlab/Simulink.

III-12 Développement d'un système de diagnostic et de localisation des pannes au niveau de chaque panneau solaire

Il existe plusieurs algorithmes et méthodes de détection et localisation de défauts, que ce soit pour les systèmes industriels en général ou pour les stations photovoltaïques. Ces algorithmes sont conçus en fonction de l'étape de diagnostic voulue (détection, localisation, identification de défaut). Leur application nécessite une quantité de données suffisantes sur l'état de la station [72].

Ici, le seuil de chaque symptôme (calculés en respectant les incertitudes de mesure et de modélisation) est utilisé afin de construire la signature binaire de chaque défaut [73].

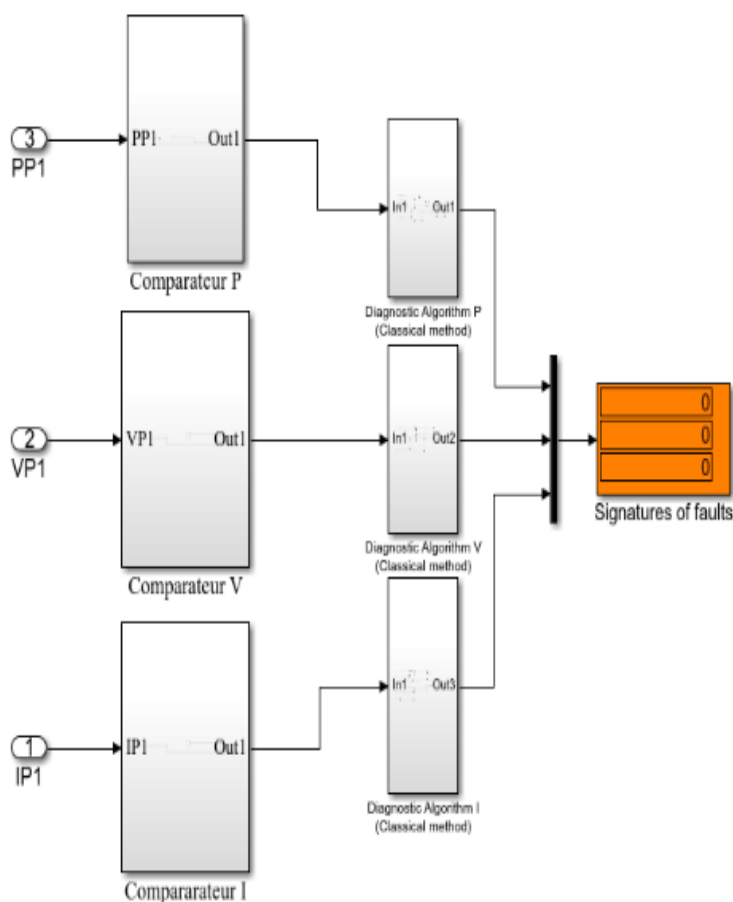


Figure III. 14: prise de décision en considérant seulement le seuil des symptômes.

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

Le générateur de symptômes compare les valeurs de la puissance maximale, la tension de circuit-ouvert et le courant de court-circuit du module référentiel avec celui défaillant pour construire les symptômes correspondant (la réduction de valeur des paramètres précités). Le seuillage est appliqué ensuite pour obtenir la signature binaire de chaque défauts.

Afin de réaliser l'étape complète de diagnostic, la méthode de détection et de localisation des pannes proposée consiste à utiliser un nombre minimum de capteurs de tension (qui ont un prix très réduit par rapport aux capteurs de courant) implantés avec chaque panneau pv, chaque groupe et avec la sortie de notre centrale, tous ça sur une connexion classique (série/parallèle).

La tension totale délivrée par un string est donnée par l'équation suivante [74] :

$$V_T = \sum_{i=1}^N V_{Si} \quad \text{III(13)}$$

Dans le cas d'un fonctionnement normal ($D=0$) la tension d'un groupe est donnée par l'équation suivante :

$$V_S = nV_{PV} \quad \text{III(14)}$$

Dans le cas d'une panne ($D=1$) dans un groupe, la tension du groupe sera :

$$V_S = (n-f)V_{PV} + \sum_{j=1}^f V_{PVf} \quad \text{III(15)}$$

Pour réaliser l'étape de détection et de localisation, il faut comparer les tensions V_{Si} mesurés de chaque groupe à un seuil E calculé d'après les équations du modèle d'où l'importance de l'identification des paramètres du générateur PV cette identification est en fonction des conditions climatiques [75].

$$E = V_{PVE} \pm \varepsilon \quad \text{III(16)}$$

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

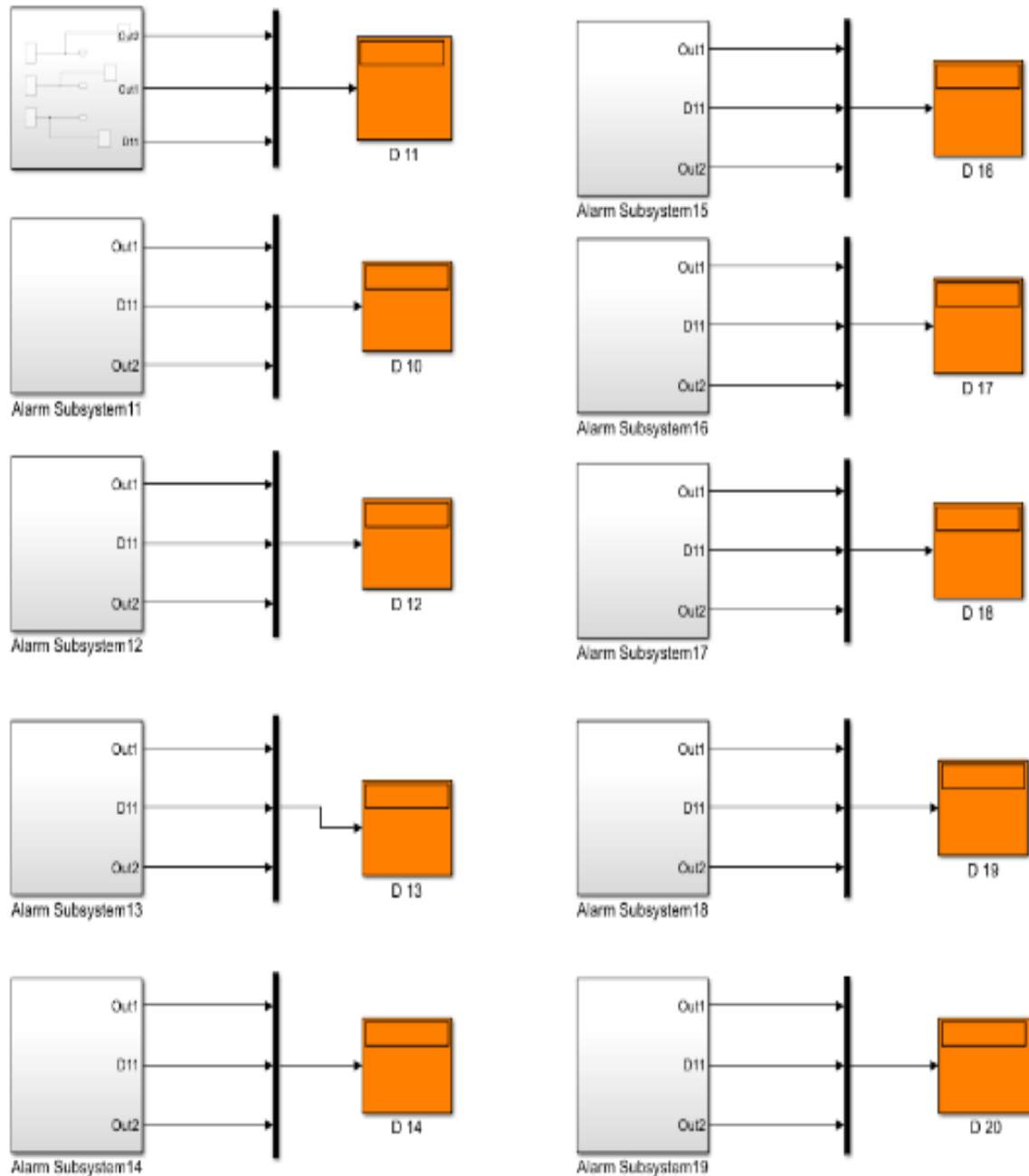


Figure III. 15: Schéma bloc des capteurs des signaux d'alarmes de la centrale PV.

Pour obtenir des résultats plus fiable nous avons utilisés les réseaux de neurones artificiels composé de trois couches caches et 10 itérations pour l'aprentissage de notre estimateur de bon fonctionnement de notre centrale PV .

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

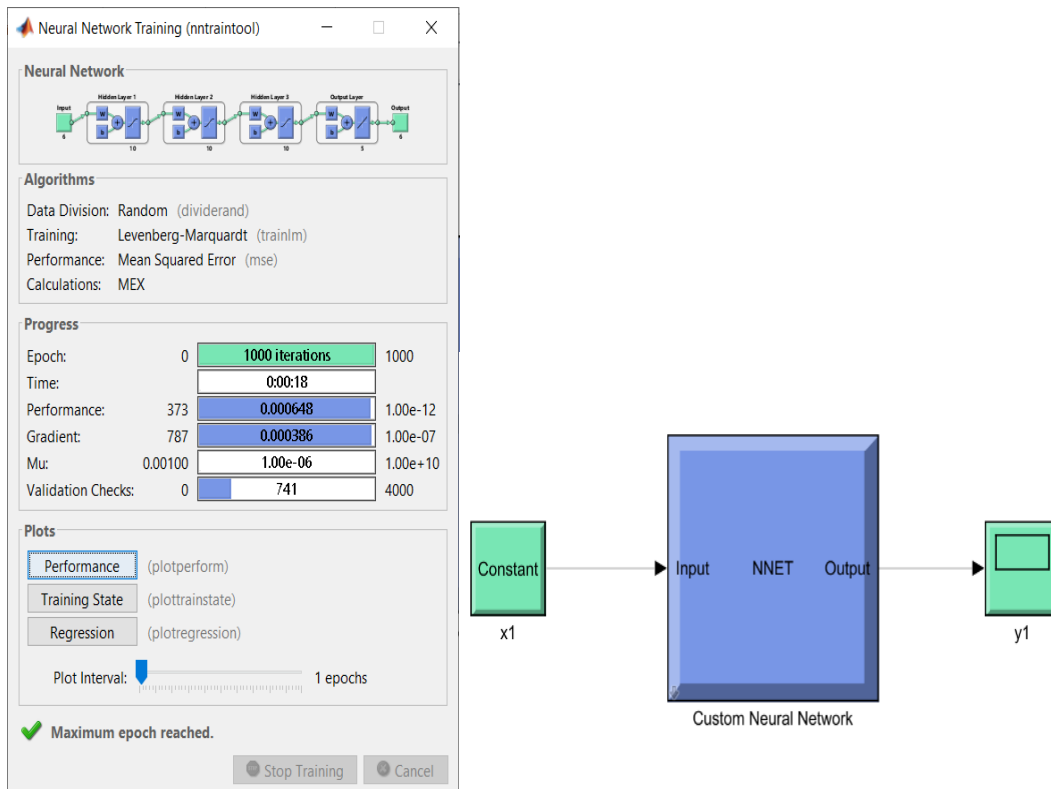


Figure III. 16: Schéma bloc des alarmes du système de localisation des défauts sous Matlab/Simulink.

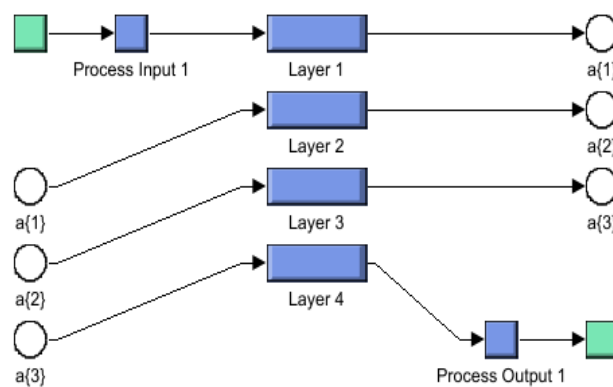


Figure III. 17: Apprentissage d'estimateur solaire par RNA.

Chapitre III : Modernisation du système de surveillance des défauts dans une centrale photovoltaïque.

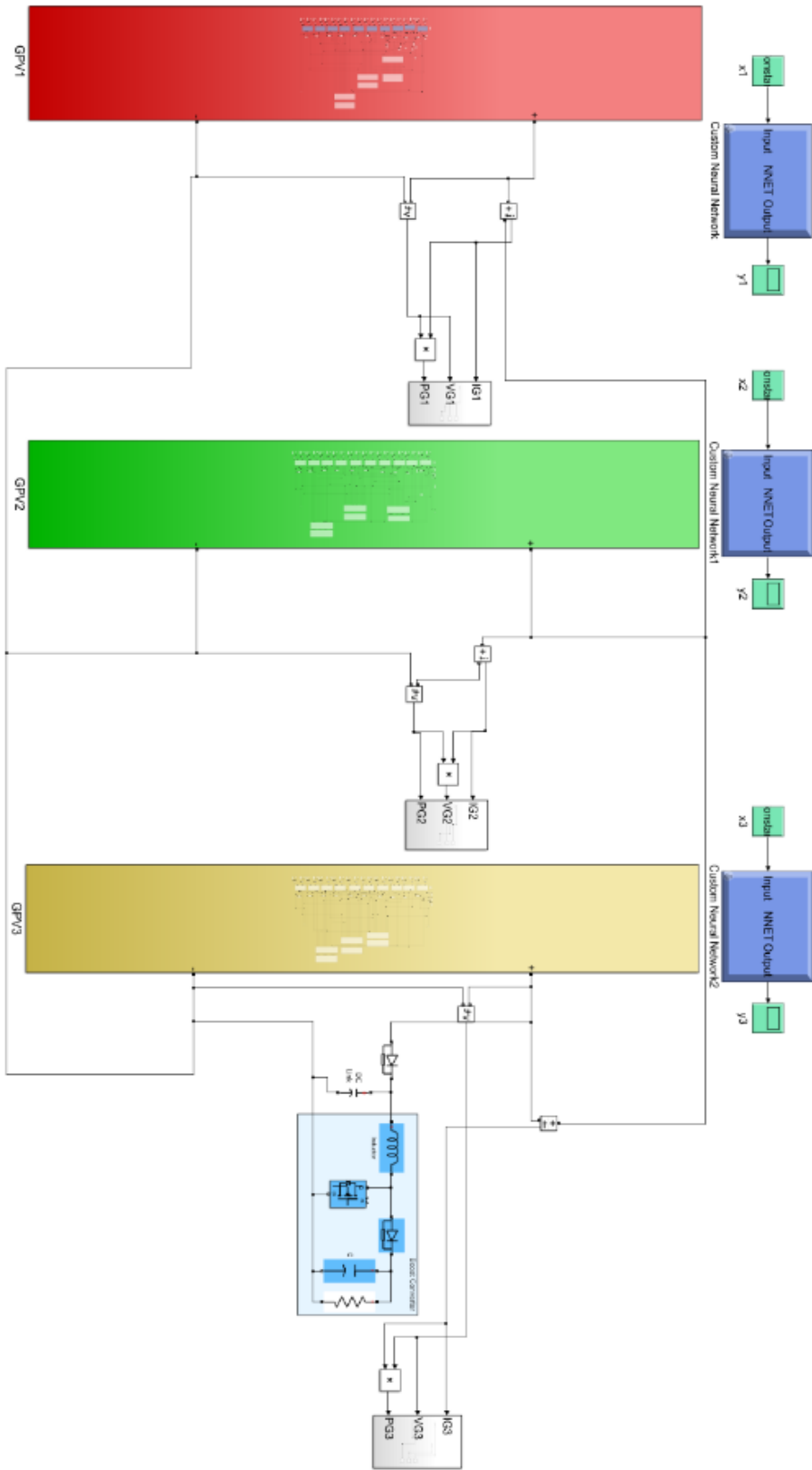


Figure III. 18: Schéma bloc d’une centrale PV sous Matlab/Simulink par RNA.

III-13 Résultats

Pour valider notre modèle on a créé des défauts d'ombrage partiel de 50%, augmentation résistance série et parallèle, diode by pass inversée au niveau du panneaux 2,3,4,5 du groupe n°1, et on a obtenu les résultats suivants :

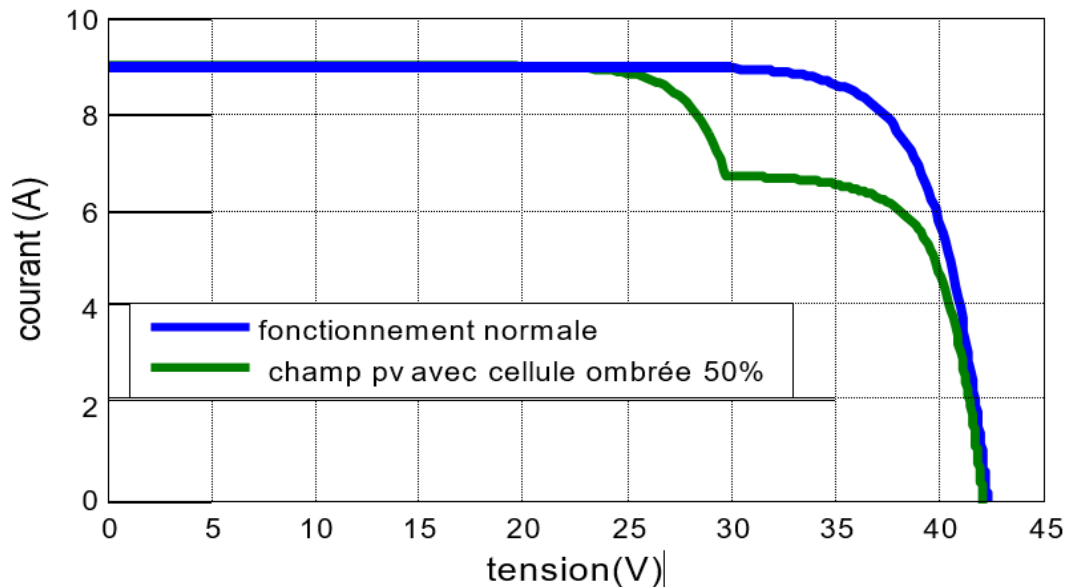


Figure III. 19: Caractéristique I-V d'un champ PV avec une cellule ombrée 50%.

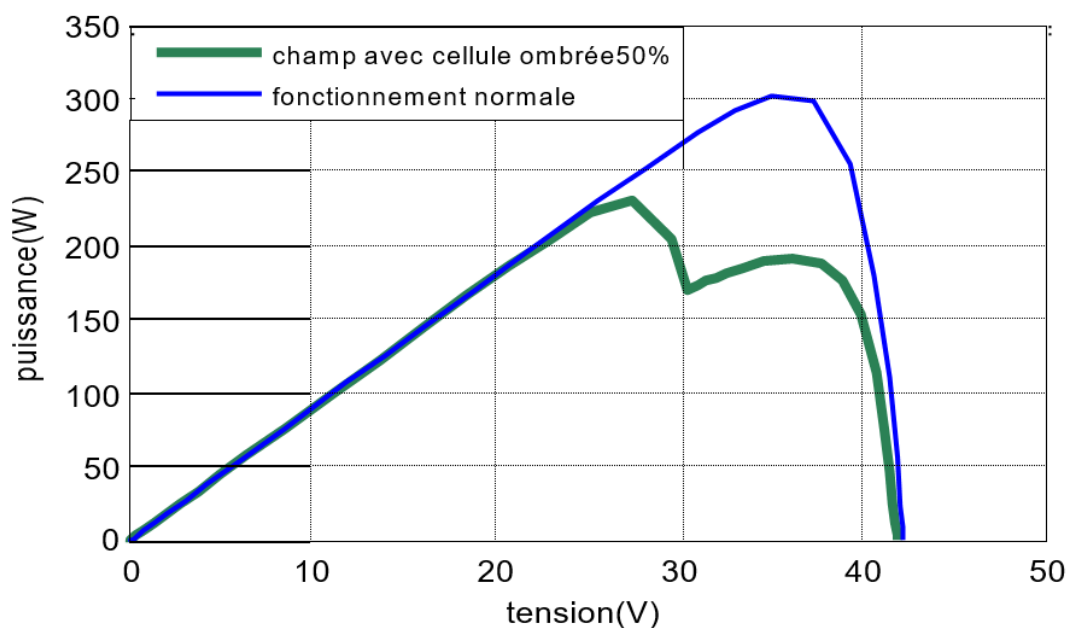


Figure III. 20: Caractéristique P-V d'un champ PV avec une cellule ombrée 50%.

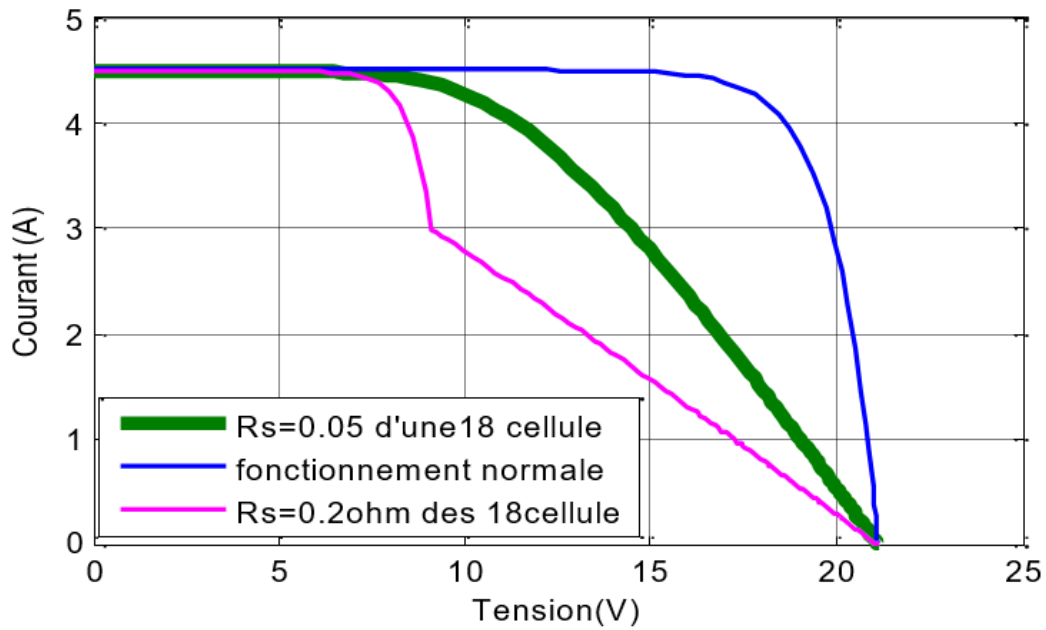


Figure III. 21: Caractéristique I-V d'un module avec variation de résistance série.

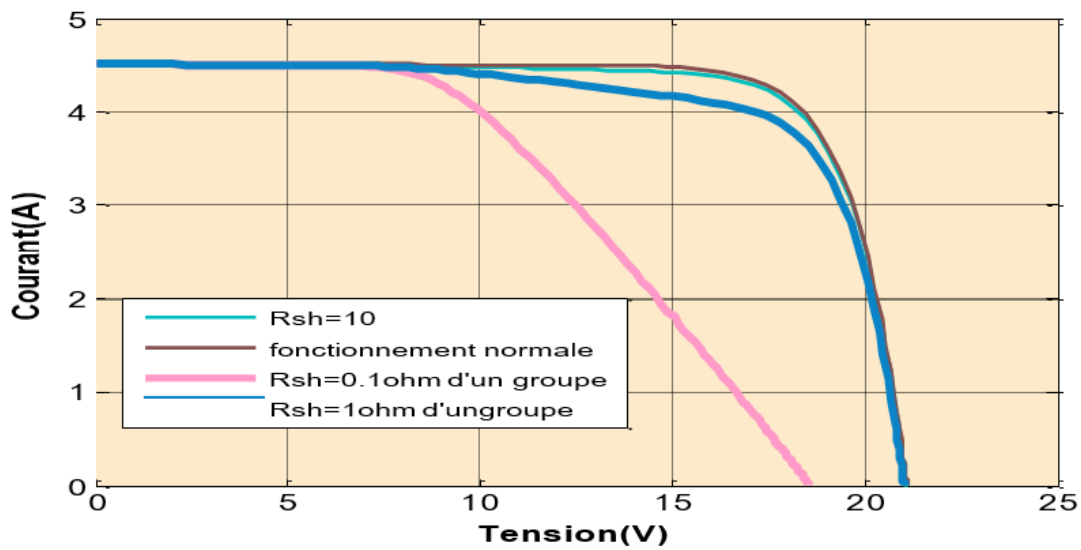


Figure III. 22: Caractéristique I-V d'un module avec variation de résistance parallèle.

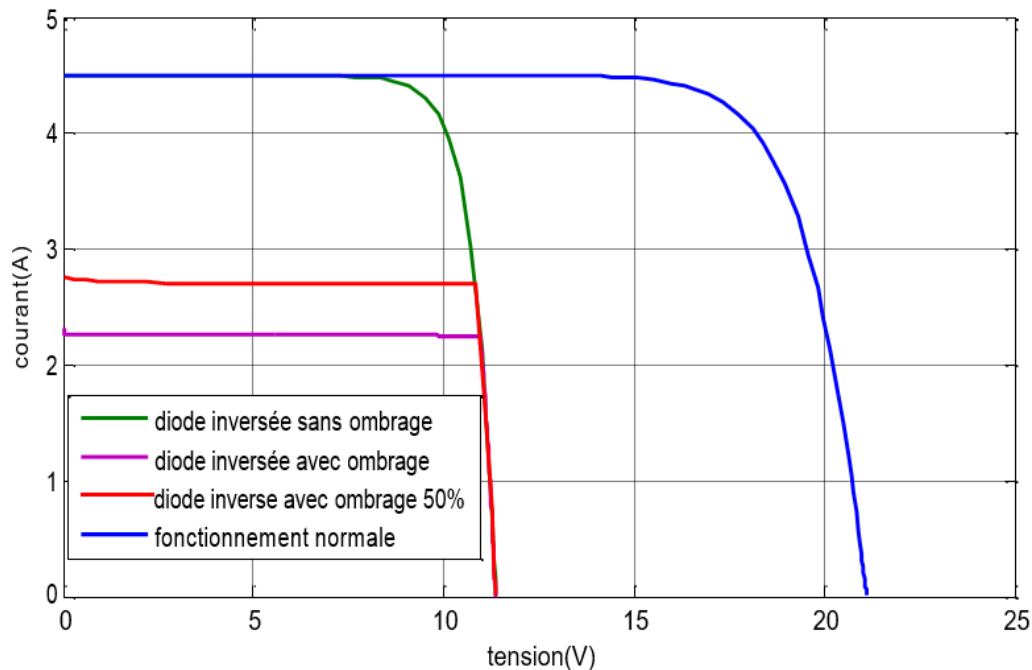


Figure III. 23: Caractéristique I-V avec diode by-pass inversée.

III-14 Conclusion

Ce travail a été orienté vers le diagnostic des défauts d'ombrage partiel au niveau d'une centrale solaire photovoltaïques. Une approche globale a été proposée en se basant essentiellement sur l'analyse de la caractéristique I(V). La motivation majeure de ce travail réside dans le fait que le défaut d'ombrage cité précédemment engendrent la même signature sur la caractéristique. La méthode proposée dans notre travail est basé sur un modèle de détection et de localisation de défauts dans une centrale photovoltaïque, réalisé dans l'environnement Matlab/Simulink. Cette méthode combinant l'utilisation d'un minimum de capteurs de tension et les méthodes de test de point de fonctionnement, ainsi que l'analyse d'erreur sur le système solaire a partir de la présence du point d'inflexion. Dans un premier temps, des résultats de simulations sont présents et avec une approche par réseaux de neurones artificiels, ces simulations sont faites sur une branche de panneaux connectés en série afin de valider la méthode proposée.

Conclusion générale

Les performances d'une centrale photovoltaïque est fortement influencé par des defaults de fonctionnement au niveau des panneaux solaires PV. Dans cette étude, nous avons utilisé le modèle réel avec les équations mathématiques et la fiche technique du module MSX_60, pour simuler le fonctionnement du modules PV avec l'application des défauts au niveau de ce dernier, pour étudier l'impact de ce dysfonctionnement sur la tension de sortie de notre mini-centrale. Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données du constructeur.

Nous avons aussi confronté nos résultats de simulation par un apprentissage par les réseaux de neurones artificiels RNA.

Nous avons conclu comme résultat un bon accord entre la partie théorique d'influence des défauts sur le système PV et notre résultat de simulation, en fin la fiabilité de notre modelé de surveillance PV proposé.

REFERENCES

- [1]:Dossier thermique-Courier ES n°03, "effet photovoltaïque et fonctionnement des installations solaires isolées", Janvier 2000
- [2]:Aziz TOULAIT et Rachid Aili Thème Modélisation et simulation sous MATALAB/SIMULINK d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT(université de mouloud Mammeri Tizi-Ouzou)
- [3] : K.Safia, L.Meriem, "contribution de l'effet des OTC sur les propriétés des cellules solaires: application aux structures: p-Si/n-Zno:Al", mémoire d'ingénieur, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011
- [4] Anne LABOURET, Michel VILLOZ, “Energie solaire photovoltaïque”, 2ème édition, Edition Dunod, le Moniteur, juin 2006. 25.
- [5] : Mr: KHENFER RIAD, Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques, 05 Mars 2015
- [6] : A.Luque, S.Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", 2003,
- [7] S. Delencolos, "le solaire photovoltaïque", doc PDF, 2012.
- [8] : S. PETIBON ‘ Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques’, université de Toulouse, 2009.
- [9] : Oriol Planas - Ingénieur Technique Industriel, spécialité mécanique, 8 avril 2016
- [10] : Violaine Didier sous la direction de Bruno Gaidon, Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances - Août 2007 –
- [11] : XUEYANG JIANG, ÉTUDE COMPARATIVE DE STRUCTURES DE CONVERTISSEURS POUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉS À UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE MOYENNE TENSION , AOÛT 2019
- [12] : Mr. Belaout Abdesslam, Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension, :28/10/2014
- [20] : M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, “Diagnostic method for photovoltaic systems based on six layer detection algorithm,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 151, pp. 26–39, 2017.
- [21] : A. Mellit, G. M. Tina, and S. A. Kalogirou, “Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. March, pp. 1–17, 2018.
- [22] : M. Benkaci, “Surveillance des systèmes mécatronique d'automobile par des méthodes

Références

d'apprentissage." Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.

[23] : F. Castang, "Synthèse robuste de filtres de diagnostic pour la surveillance à base de modèle des systèmes multivariables et incertains." These Dr. Bordeaux 1, 2003.

[24] : M. Staroswiecki and G. Comtet-Varga, "Analytical redundancy relations for fault detection and isolation in algebraic dynamic systems," *Automatica*, vol. 37, no. 5, pp. 687–699, 2001.

[25]: M. Rodrigues, D. Theilliol, M. Adam-Medina, and D. Sauter, "A fault detection and isolation scheme for industrial systems based on multiple operating models," *Control Eng. Pract.*, vol. 16, no. 2, pp. 225–239, 2008.

[26] : H. Hacene, "Identification et surveillance de processus dynamiques complexes par logique floue. Application à un échangeur de chaleur." These Dr. Université M'hamed Bougara de Boumerdès, 2007.

[27] : D. Berdjag, "Méthodes algébriques pour la décomposition de modèles comportementaux: Application à la détection et à la localisation de défaillances." These Dr. Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2007.

[28] : A. O. Molina, "Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic." These Dr. INSA de Toulouse, 2005.

[29] : V. Cocquempot, "Contribution à la surveillance des systèmes industriels complexes." These Dr. Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2004.

[30] : ADEME, "Guide de spécifications techniques relatives à la protection des personnes et biens - Générateurs photovoltaïques raccordés au réseau," ADEME, 2006.

[31] : 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.

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

[33] : N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 127- 134, 2003.

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

[35]: L. Bun, Etude, Détection et localisation de Défauts pour un système photovoltaïque, thèse Doctorat, Université de Grenoble, Décembre 2011.

Références

- [36] : Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005.
- [37] : Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [38] : Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.
- [39] : Bosco N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies 2010 .
- [40]: Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [41]: Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of comercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. Solar Energy Materials & Solar Cells, 92, 1593–1604, 2008.
- [42]: Jansen K.W., Delahoy A.E. “A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates”. Thin Solid Films, 423:153–160, 2003.
- [43]: Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. Solar Energy 83, 1040–1047, 2009.
- [44]: Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 81, N°. 1, 119- 123, 2004.
- [45]: Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [46]: Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. Solar Energy Materials & Solar Cells, 90, 2720–2738, 2006.
- [47]: Realini A. Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules. Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BW 99.0579, 2003.
- [48]: Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. Measurement Science and Technology 18,852–858, 2007.
- [49]: Rueland E., Herguth A., Trummer A., Wansleben S., Fath P. “Optical μ -crack detection in combination with stability testing for inline inspection of wafers and cells”. Proceedings of

Références

20th EU PVSEC, Barcelona, 3242–3245, 2005.

[50]: Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Volume 90, Issue 3, pp. 329-340, 2006.

[51]: Rabii A.B., Jraid M., Bouazzi A.S. “Investigation of degradation in field-aged photovoltaic modules”, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, 2003.

[52]: Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hurbert F. “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing”. *Proceedings of the 19th EU PVSEC*, 2004, Paris.

[53]: Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. “Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules”. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.

[54]: Changwoon H., Nochang P., Jaeseong J. “Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers”. *PV module reliability workshop*, 2012.

[55]: A. M. Bazzi, K. A. Kim, B. B. Johnson, P. T. Krein, and A. Dominguez-García, “Fault impacts on solar power unit reliability,” in *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2011, pp. 1223–1231.

[56]: A. Ndiaye, “Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques- Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance,” *Thèse de doctorat Université cheikh Anta de Dakar*, 2013.

[57]: Köntges, M., et al. "Performance and reliability of photovoltaic systems." *Subtask 3* (2014): 4-20.

[58]: Fateh, Hassani, and Noura Mohamed Islam. "Détection des pannes photovoltaïques Par les réseaux de neurones probabiliste." (2018).

[59] : 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.

[60]: 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.

[61] : 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.

Références

- [62]: 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.
- [63] : Belaout, Abdesslam. Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension. Mémoire de magister, instrumentation, Setif, uneversité-Setif-1, 2014,127p.
- [64] : ABABACAR, Ndiaye. Etude de dégradation et de fiabilité des modules photovoltaïques impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance. Thèse de doctorat. Energie renouvelable et systèmes électriques. Dakar, université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2016,181p.
- [65] : SADOK, Mohammed. Détermination des paramètres, performances et étude de la dégradation des modules photovoltaïques en milieu saharien. Thèse de doctorat. Science physique. Tlemcen, université Aboubakr Belkaid-Tlemcen, 2011,142p.
- [66] : MEKIDECHE Yacine ; Influence d'ombrage sur le comportement d'un générateur photovoltaïque Master en Électromécanique Faculté Des Sciences et Sciences Appliquées Université Akli Mohand Oulhadj – Bouira. 2018.89p.
- [67]:J. L. Crozier, “Characterization of Cell Mismatch in Photovoltaic Modules Using Electroluminescence and Associated Electro-optic Techniques.” Nelson Mandela Metropolitan University, 2012.
- [68] : TRIQUI.B, " Classification des arythmies cardiaques par les chaînes de Markov cachées", Mémoire de Magister, Université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2010.
- [69] : Mezache.A, "optimisation de la détection décentralise CFAR dans un clutterweibull utilisant les algorithmes génétiques et les réseaux de neurones flous", thèse de doctorat, université de Constantine, 2009.
- [70] : DUPONT.R, "Emissions biogéniques de NO par les sols Impact sur la chimie atmosphérique",Thèse de doctorat, université Toulouse III – Paul Sabatier, 2007
- [71] : KADEM MERIAMA. MODELISATION ET SIMULATION DE LA COMMANDE MPPT D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE A BASE DE RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS. UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU. 2018
- [72] S. Petibon, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques.” These Dr. Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.

Références

- [73] A. O. Molina, “Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic.” These Dr.INSA de Toulouse, 2005.
- [74] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, “An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells,” *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.
- [75] Stéphane Vighetti, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Jean Barbaroux. Module photovoltaïque et ombrages : étude et intégration d'une structure d'équilibrage. EPF 2010, Jul2010, Saint-Nazaire, France.