

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département d'Automatique
Laboratoire de commande des Processus

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en AUTOMATIQUE

Diagnostic des défauts des panneaux photovoltaïque par les techniques d'optimisation méta-heuristiques (PSO) appliquées au modèle SANDIA

Présenté par : HARKAT Aya

Sous la direction de **Dr.CHAKIR Messaoud** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (02/07/2024)

Composition du jury :

Président : Pr. BOUDJEMA Farès ENP
Examineur Pr. BOUKHETALA Djamel ENP
Promoteur : Dr. CHAKIR Messaoud ENP

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département d'Automatique
Laboratoire de commande des Processus

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en AUTOMATIQUE

Diagnostic des défauts des panneaux photovoltaïque par les
techniques d'optimisation méta-heuristiques (PSO) appliquées
au modèle SANDIA

Présenté par : HARKAT Aya

Sous la direction de **Dr.CHAKIR Messaoud** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (02/07/2024)

Composition du jury :

Président : Pr. BOUDJEMA Farès ENP
Examineur Pr. BOUKHETALA Djamel ENP
Promoteur : Dr. CHAKIR Messaoud ENP

ملخص

يقترح هذا العمل خوارزمية لتشخيص وتحديد نوع الأعطال في اللوحة الكهروضوئية. تم اختيار نموذج Sandia لأجل تحليل الاختلافات الديناميكية لنقطة الطاقة المثلى في أوضاع التشغيل المختلفة في اللوحة الكهروضوئية. يتم إجراء هذا التحليل على أساس طريقة المعرفة والتصنيف باستخدام تقنيات التحسين. تتحقق نتائج المحاكاة من فعالية هذا العمل.

الكلمات المفتاحية:

الألواح الكهروضوئية - التشخيص - المطابقة - عيوب - Sandia - قاعدة المعارف - التصنيف - التحسين.

Abstract

This work proposes an algorithm for the diagnostic and type identification of defect in a photovoltaic panel. The Sandia model has been chosen to analyze the dynamic variations of the optimal power point in different operating modes of the PV panel. This analysis is based on the knowledge and classification method, using optimization techniques. Simulation results validate the effectiveness of this work.

Key words

Photovoltaic panel - diagnostic- identification - defect -Sandia - basic knowledge - classification - optimization.

Résumé

Ce travail propose un algorithme de diagnostic et d'identification de type des défauts dans un panneau photovoltaïque. Le modèle de Sandia a été choisi pour analyser les variations dynamiques du point de puissance optimale dans différents modes de fonctionnement du panneau PV. Cette analyse est réalisée à la base de la méthode de connaissance et classification en utilisant des techniques d'optimisation. Les résultats de simulation valident l'efficacité de ce travail.

Mots clés

Panneau photovoltaïques - diagnostic- identification - défaut - Sandia - base de connaissance - classification - optimisation.

Remerciements

Mes remerciements vont tout premièrement à Dieu tout-puissant pour la santé, la volonté et la patience qu'il m'a donnée durant toutes ces années d'études.

J'adresse mes sincères remerciements à mon encadrant monsieur CHAKIR MESSAOUD pour m'avoir proposé ce thème très intéressant.

Je tiens à remercier énormément ma sœur DJOUMANA HARKAT et son époux HICHEM GOUABI pour leurs conseils et leur encouragement qui m'ont profondément motivé à continuer ce travail.

J'exprime mes vifs remerciements à tous les enseignants de département automatique qui m'ont aidé à obtenir les connaissances nécessaires en automatique pour étudier ce genre d'ingénierie.

À la fin, je remercie aussi toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Aya Harkat

Dédicace

Avant tous, je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser. Ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.

Je dédie ce modeste travail :

À mes deux étoiles mes très chers parents ma mère ZOUINA et mon père AMMAR pour leur patience et leurs encouragements.

À mes frères : CHEMS EDDINE et ABD ESSAMED.

À mes sœurs : RAYENNE , DJOUMANA et NARDJESSE.

À toutes les familles : HARKAT et DJEBBAR.

À HICHEM GOUABI pour son aide immense.

À mon professeur CHAKIR MESSAOUD.

À mes professeurs de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger.

À toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Table des matières

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Nomenclature

symboles

Introduction

13

1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques

14

1.1	Introduction	14
1.1.1	Les différentes sources primaires d'énergie renouvelables :	14
1.2	Energie solaire photovoltaïque :	15
1.3	Historique :	15
1.4	L'effet photovoltaïque :	16
1.5	Générateur photovoltaïque :	17
1.6	Cellule photovoltaïque :	17
1.6.1	Cellules monocristalline :	18
1.6.2	Cellules poly-cristallines :	18
1.6.3	Cellules amorphes :	19
1.7	Modélisation d'une cellule PV :	19
1.7.1	Modèles électriques équivalents des cellules photovoltaïques :	19
1.7.2	Modèles empiriques d'une cellule photovoltaïque :	25
1.8	Les paramètres des cellules photovoltaïques :	30
1.8.1	Courant de court-circuit I_{CC} :	30
1.8.2	Tension à circuit ouvert V_{OC} :	30
1.8.3	Puissance maximale P_{max} :	30
1.8.4	Facteur de qualité FQ :	30
1.8.5	Facteur de forme FF :	31
1.9	Choix du modèle de PV :	31
1.9.1	Choix du modèle électrique :	31
1.9.2	Choix du modèle empirique :	31
1.10	Installation d'un système photovoltaïque :	31
1.10.1	Systèmes PV Autonomes "Stand-Alone" :	31
1.10.2	Systèmes PV non-autonomes :	32
1.11	La protection des générateurs photovoltaïque :	32
1.11.1	Diode de by-pass :	33
1.11.2	La Diode Anti-Retour :	33
1.12	Les éléments d'une nstallation photovoltaïque :	33
1.12.1	Les régulateurs de charge :	33
1.12.2	Les batteries :	34

1.12.3 Les convertisseurs PV :	34
1.13 Conclusion	35
2 Défauts dans les systèmes photovoltaïque et leur diagnostic	36
2.1 Introduction	36
2.2 Défauts dans les systèmes photovoltaïques :	36
2.2.1 Définitions de quelques défauts :	37
2.3 Méthodes de Diagnostiques :	40
2.3.1 Méthode de l'imagerie d'infrarouge :	40
2.3.2 Méthode de réflectométrie :	40
2.3.3 Méthodes de l'Analyse de la puissance et de l'énergie produite :	41
2.3.4 Méthodes de l'Analyse du point de fonctionnement :	41
2.3.5 Méthode de l'Analyse de la caractéristique statique :	41
2.3.6 Synthèse des méthodes de diagnostics :	42
2.4 Différentes approches théoriques de diagnostic :	42
2.4.1 La méthode de redondance matérielle	43
2.4.2 La méthode de redondance analytique	43
2.4.3 La méthode de diagnostic à base de connaissance	43
2.5 L'optimisation :	44
2.5.1 Concepts Fondamentaux de l'Optimisation :	44
2.6 Les techniques d'optimisation :	44
2.6.1 Les techniques Méta-heuristiques :	45
2.6.2 Les avantages des algorithmes en essaim :	45
2.6.3 Algorithme PSO :	46
2.7 Conclusion	48
3 Algorithme de détection et d'identification des défauts dans un panneau solaire	49
3.1 Introduction	49
3.2 Simulation du générateur photovoltaïque choisi sous MATLAB-Simulink :	49
3.2.1 Caractéristiques du générateur photovoltaïque en fonctionnement sain :	50
3.3 Influence des paramètres sur le fonctionnement du GPV	51
3.3.1 Influence de la variation du photo-courant	51
3.3.2 Influence de la résistance série	52
3.3.3 Résistance shunt	53
3.3.4 Influence de la variation du courant de saturation	54
3.4 Le diagnostic par la méthode de classification	54
3.5 Étape 01 : Simulation des défauts	55
3.5.1 Défaut Mismatch	55
3.5.2 Défaut d'ombrage	57
3.5.3 Défaut de diode bypass	58
3.6 Étape 02 : Identification et optimisation des paramètres Sandia	61
3.6.1 Modélisation des défauts :	61
3.6.2 Réalisation de l'algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients du modèle Sandia	62
3.7 Étape 03 : Constitution de la base de connaissance	76
3.7.1 Exemple sur la logique du codage	77
3.8 Étape 04 : Élaboration de l'algorithme de détection et d'identification de type des défauts	78
3.9 Validation de l'algorithme de détection et d'identification de types des défauts	78

3.9.1 Évaluation des performances	79
3.10 Conclusion	80
Bibliographie	84
A Schéma Simulink du GPV choisi	85
B Résultats des tests de validation de l'algorithme	86

Table des figures

1.1	Energie fossile et renouvelable	14
1.2	Sources primaires d'énergie renouvelable	15
1.3	Un graphique montrant l'effet photovoltaïque cellule PV cristalline	17
1.4	Cellule, panneau et champ PV	17
1.5	Cellule de silicium monocristallin	18
1.6	Cellules poly-cristallines	19
1.7	Cellule amorphe	20
1.8	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque ideale	20
1.9	Schéma équivalent du modèle à une diode à 4 paramètres	22
1.10	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode à 5 paramètres	22
1.11	Schéma équivalent d'un module PV de Ns cellules	23
1.12	Schéma équivalent du modèle de BISHOP	24
1.13	Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes	25
1.14	Illustration d'une courbe (I-V) montrant les cinq points de la courbe qui sont fournis par le modèle de Sandias	28
1.15	Installation photovoltaïque autonome	32
1.16	Installation photovoltaïque raccordée au réseau	32
1.17	Connexion d'un GPV élémentaire avec diode by-pass et diode anti-retour	33
1.18	Fonctionnement des diodes by-pass	33
1.19	Regulateur de charges	34
1.20	Batterie	34
2.1	quelque défauts	36
2.2	Défaut de la diode de by pass [27].	38
2.3	Détection de défauts à l'aide de caméra thermique [27].	40
2.4	Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [27].	41
2.5	Caractéristiques I-V d'un champ PV en fonctionnement normal et défaillant	42
2.6	Différentes méthodes de diagnostic	43
2.7	la classification générale des techniques d'optimisation.	44
2.8	Les techniques d'optimisation classique.	45
2.9	Techniques Méta-heuristiques	45
2.10	L'essaim d'oiseaux	47
2.11	Méthode de l'essaim d'oiseaux	47
3.1	Shéma bloc du GPV choisi	50
3.2	Caractéristique I(V) du GPV en fonctionnement sain	51
3.3	Caractéristique P(V) du GPV en fonctionnement sain	51
3.4	Influence de de la température sur la caractéristique I(V)	52
3.5	Influence de la température sur la caractéristique P(V)	52
3.6	Influence de l'éclairement solaire sur la caractéristique I(V)	52
3.7	Influence de l'éclairement solaire sur la caractéristique P(V)	52

3.8	Influence de la variation du résistance série sur la caractéristique I(V)	53
3.9	Influence de la variation du résistance série sur la caractéristique P(V)	53
3.10	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V)	53
3.11	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V)	53
3.12	Influence du courant de saturation sur la caractéristique I(V)	54
3.13	Influence du courant de saturation sur la caractéristique P(V)	54
3.14	Les étapes pour aboutir à l'algorithme de détection et d'identification de type des défauts	55
3.15	Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 18 cellules en défaut	56
3.16	Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 18 cellules en défaut	56
3.17	Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut	56
3.18	Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut	56
3.19	Influence du défaut mismatch parallèle sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut	57
3.20	Influence du défaut mismatch parallèle sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut	57
3.21	Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)	57
3.22	Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)	57
3.23	Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)	58
3.24	Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)	58
3.25	Influence du court-circuit des diodes bypass sur la caractéristique I(V)	58
3.26	Influence du court-circuit des diodes bypass sur la caractéristique P(V)	58
3.27	Influence de l'inversion des diodes bypass sur la caractéristique I(V)	59
3.28	Influence de l'inversion des diodes bypass sur la caractéristique P(V)	59
3.29	Influence du claquage d'un seul diode bypass sur la caractéristique I(V)	60
3.30	Influence du claquage d'un seul diode bypass sur la caractéristique P(V)	60
3.31	Influence du claquage de 2 diodes bypass sur la caractéristique I(V)	60
3.32	Influence du claquage de 2 diodes bypass sur la caractéristique P(V)	60
3.33	Influence du claquage de 4 diodes bypass sur la caractéristique I(V)	61
3.34	Influence du claquage de 4 diodes bypass sur la caractéristique P(V)	61
3.35	Diagramme de l'algorithme PSO	63
3.36	Algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients de sandia	65
3.37	Diagramme de l'algorithme de codage	77
3.38	Diagramme de l'algorithme de détection et d'identification des défauts	78
A.1	Schéma Simulink de 72 cellules en série avec 4 groupements de 18 cellules en série	85
A.2	Schéma Simulink d'un groupement de 18 cellules en série	85
A.3	Schéma Simulink du GPV choisi	85
B.1	Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut d'ombrage	88
B.2	Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut mismatch	90
B.3	Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut de diodebypass	92

Liste des tableaux

1.1	Propriété de silicium monocristallin	18
1.2	Propriété de silicium poly-cristallin	19
2.1	Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un GPV [27]	37
2.2	Classification des défauts dans un champ PV [27]	39
3.1	Paramètres de simulation	50
3.2	Paramètres de simulation	51
3.3	Paramètres de algorithme réalisé	64
3.4	Champ de paramètres estimés pour le cas sain	65
3.5	Champ de paramètres estimés pour le défaut d'ombrage partiel du GPV pour 18 cellules ombragées à 25%	66
3.6	Champ de paramètres estimés pour le défaut d'ombrage partiel du GPV pour 18 cellules ombragées à 100%	67
3.7	Champ de paramètres estimés pour le défaut d'ombrage partiel du GPV pour 36 cellules ombragées à 50%	67
3.8	Champ de paramètres estimés pour le défaut d'ombrage totale du GPV	68
3.9	Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV de 18 cellules en série	69
3.10	Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV pour 36 cellules en série	69
3.11	Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV	70
3.12	Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch parallèle du GPV	70
3.13	Champ de paramètres estimés pour un défaut mismatch parallèle de GPV sur 36 cellules	71
3.14	Champ de paramètres estimés pour un défaut mismatch parallèle du GPV sur 18 cellules	72
3.15	Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bybass court-circuitée	72
3.16	Champ de paramètres estimés pour un défaut de 3 diodes bybass court-circuitées	73
3.17	Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bybass inversée	74
3.18	Champ de paramètres estimés pour un défaut de 2 diodes bybass inversées	74
3.19	Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bybass claquée	75
3.20	Champ de paramètres estimés pour un défaut de 2 diodes bybass claquées	75
3.21	Champ de paramètres estimés pour un défaut de 4 diodes bybass claquées	76
3.22	Exemple du codage pour un défaut de 3 diodes bypass court-circuitées	77
3.23	Test de validation sur l'algorithme de détection des défauts	79

Nomenclature

CC	Courant continu
DiodeB	Diode bypass
Eg	Energie du gap
FF	Facteur de forme
FQ	Facteur de qualité
GPV	Générateur photovoltaïque
IA	Intelligence artificielle
PPM	Point de puissance maximale
PSO	Particle Swarm Optimization
PV	Panneau Photovoltaïque

Liste des symboles

a	Facteur d'idéalité de la diode
$C_0, C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$	Paramètres empiriques du modèle SANDIA
I_d	Courant de diode
I_{ph}	Courant photoniques
I_s	Courant de saturation inverse de la diode
K	Coefficient de réglage de Bishop
K_b	Constante de Boltzmann
n	Coefficient de réglage de Bishop
p	Nombre de champ en parallèle
P_{max}	Puissance maximale
q	Charge de l'électron
R_s	Résistance série
R_{sh}	Résistance parallèle ou shunt
T_c	Température de la cellule
T_e	Température effective de la cellule PV
T_{ms}	Température de la surface du module
V_{co}	Tension à circuit ouvert
V_b	Tension de claquage de la cellul
V_{mp}	Tension du champ Pv au PPM
V_t	Tension thermique de diodes
$\delta(T_e)$	Tension thermique

Introduction Générale

Dans les années à venir, les spécialistes de l'énergie prévoient une crise énergétique potentielle, alors que la production de pétrole et de gaz, en déclin, pourrait ne plus suffire à répondre à la demande croissante.

Parallèlement, les préoccupations liées au réchauffement climatique, causé par les émissions de gaz à effet de serre et les effets polluants associés, notamment issus de la combustion des énergies fossiles, incitent de nombreux pays à se tourner vers les énergies renouvelables. Parmi celles-ci, l'énergie solaire photovoltaïque se distingue, Elle permet de convertir une partie du rayonnement solaire en énergie électrique à travers l'utilisation de panneaux solaires.

Comme tout processus industriel, les systèmes photovoltaïques peuvent rencontrer divers dysfonctionnements, entraînant une baisse de performance voire une panne totale. Ces problèmes réduisent la productivité et les bénéfices des installations, augmentant également les coûts de maintenance nécessaires pour rétablir leur fonctionnement normal. La littérature propose plusieurs algorithmes et méthodes de détection et de localisation de défauts, adaptés tant aux systèmes industriels qu'aux stations photovoltaïques. Ces approches nécessitent des données fiables sur l'état des installations pour être efficacement mises en œuvre.

Ce mémoire se concentre sur le diagnostic des générateurs PV en proposant une nouvelle approche pour la détection et l'identification des défauts, basée sur le modèle SANDIA. Il est structuré en trois chapitres :

Le premier chapitre aborde les bases des systèmes photovoltaïques, présentant les différents modèles électriques et empiriques des cellules PV ainsi que les composants d'une installation photovoltaïque complète et les dispositifs de protection nécessaires.

Le deuxième chapitre explore les divers défauts susceptibles d'affecter les systèmes photovoltaïques, ainsi que les méthodes de diagnostic associées, en mettant l'accent sur le diagnostic basé sur la connaissance.

Le dernier chapitre détaille l'algorithme proposé pour la détection et l'identification de type des défauts des panneaux photovoltaïques à l'aide du modèle SANDIA, en décrivant les étapes de son développement jusqu'à sa validation.

En conclusion, une perspective d'évolution et d'amélioration des techniques de diagnostic est également abordée, soulignant l'importance continue de développer des méthodes efficaces pour assurer la fiabilité et la durabilité des installations photovoltaïques.

Chapitre 1

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

1.1 Introduction

Les énergies renouvelables sont des énergies provenant de sources naturelles qui se renouvellent à un rythme supérieur à celui de leur consommation. La lumière du soleil et le vent, par exemple, constituent de telles sources qui se renouvellent constamment. Les sources d'énergie renouvelables sont abondantes et sont présentes partout autour de nous.

En revanche, les combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) sont des ressources non renouvelables qui mettent des centaines de millions d'années à se constituer. Les combustibles fossiles, lorsqu'ils sont brûlés pour produire de l'énergie, provoquent des émissions de gaz à effet de serre nocifs, tels que le dioxyde de carbone.

La production d'énergie renouvelable génère bien moins d'émissions que la combustion de combustibles fossiles. Afin de faire face à la crise climatique, il est primordial de passer des combustibles fossiles, qui sont actuellement à l'origine de la majeure partie des émissions, aux sources d'énergie renouvelables.

Les énergies renouvelables sont désormais moins chères dans la plupart des pays et permettent de créer trois fois plus d'emplois que les combustibles fossiles^[1].



FIGURE 1.1 – Energie fossile et renouvelable

1.1.1 Les différentes sources primaires d'énergie renouvelables :

Les différentes sources primaires d'énergie renouvelables issues des différents phénomènes naturels comme présentée dans la figure ^[1.2] sont mentionnées comme suit :

- le soleil : il permet de produire de l'électricité grâce à la lumière captée par des panneaux solaires ou de la chaleur à partir des centrales solaires thermiques.

- le vent : la force du vent est utilisée pour faire tourner les aérogénérateurs qui permettent de produire l'électricité .
- les marées : les variations du niveau de la mer sont employées pour la production d'électricité dans des usines marémotrices.
- Les courants marins : provoqués par les vents et la force de Coriolis, et transformés en électricité grâce aux hydroliennes en mer.
- le mouvement de l'eau : exploité via les centrales hydroélectriques pour produire de l'électricité.
- La chaleur des sols et des sous sols : est une source d'énergie primaire renouvelable qui exploite la chaleur disponible à l'intérieur de la terre à l'aide d'une pompe à chaleur pour produire de l'électricité lorsque sa température est suffisante.
- Les réactions chimiques des matières organiques vivantes : notamment sucres, amidon et graisses, est nécessaire à l'alimentation humaine (comme chez n'importe quel animal) pour entretenir son organisme, se réchauffer.
- la méthanisation et la combustion des matières organiques : l'énergie stockée par la biomasse (bois, biocarburant...), le plus souvent récupérée par sa combustion ou par méthanisation [2].



FIGURE 1.2 – Sources primaires d'énergie renouvelable

Dans ce chapitre, nous allons présenter une généralité sur les systèmes photovoltaïque qui est notre objectif d'étude commençant par sa constitution, les différentes topologie de modélisations et son installation.

1.2 Energie solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire, ou soi-disant rayonnement solaire, c'est l'énergie émise par le soleil. L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique, cette conversion énergétique est réalisée à travers une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à générer une force électromotrice lorsque la surface de celle-ci est exposée à la lumière.

La quantité produite de cette énergie dépasse bien largement les besoins énergétiques actuels du monde en général, Si elle est exploitée de façon appropriée [3].

1.3 Historique :

Le développement des systèmes photovoltaïques est le résultat d'un travail continu depuis de nombreuses années et des contributions de différents scientifiques à travers l'histoire, nous mentionnerons par suite les dates des étapes qui c'est passées par :

1839 : Le physicien français Antoine 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.

1887 : L'effet photoélectrique a été compris et présenté en 1887 par Heinrich Rudolf Hertz qui en publia les résultats dans la revue scientifique *Annalen der Physik*.

1905 : Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en 1905 et obtint le prix Nobel de physique sur ses travaux en 1921.

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince des laboratoires BELL mirent au point la première cellule photovoltaïque au silicium avec un rendement de 4%, au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958 : Une cellule photovoltaïque avec un rendement de 9% est mise au point. Les premiers satellites Vanguard alimentés par des cellules photovoltaïques sont envoyés dans l'espace.

1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Wilmington dans l'Etat du Delaware, USA.

1983 : La première voiture alimentée par de l'énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

1995 : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.

2000 : Entrée en application le 1er avril 2000 et modifiée en 2004 et en 2009, l'EEG Renewable Energy Sources Act (EEG) est le résultat de la transposition de la directive européenne relative à la promotion des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité.

2005 : En décembre 2005 mise en réseau de la première centrale solaire photovoltaïque du groupe Prime Energy à Weil am Rhein (Baden-Württemberg), Hagenheimer Strasse 17, 79576 Weil am Rhein.

1.4 L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie. Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap (E_g) de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction.

Donc les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de phonons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.

Vice-versa Si les photons ont une énergie inférieure à E_g ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque comme présenté dans la figure 1.34.

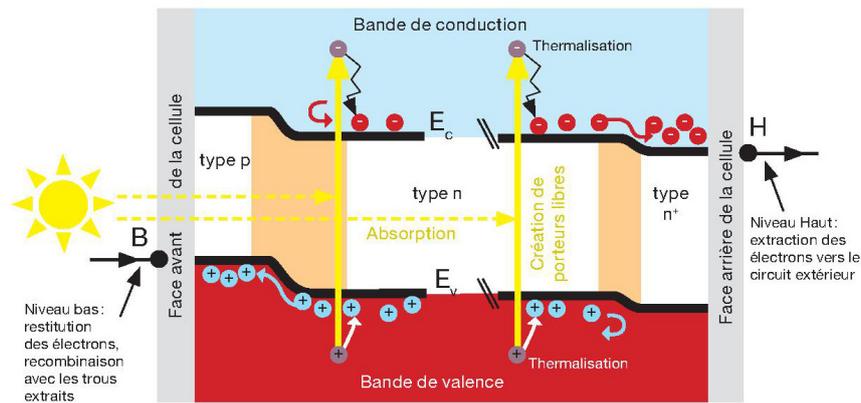


FIGURE 1.3 – Un graphique montrant l'effet photovoltaïque cellule PV cristalline

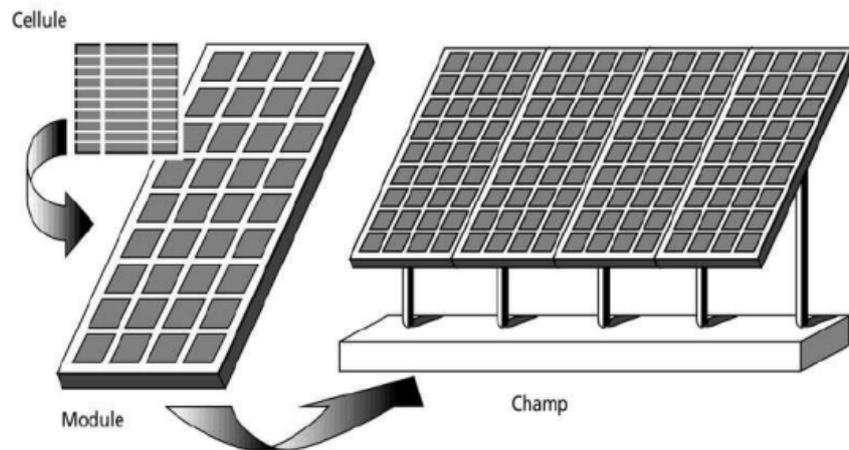


FIGURE 1.4 – Cellule, panneau et champ PV

1.5 Générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque (GPV) est l'assemblage des cellules PV, des connexions, des pièces de protection et des supports etc... Ainsi, n'importe quel dispositif PV (cellules solaires, modules, panneaux,..) peut être désigné par le terme "générateur PV". Pratiquement, la cellule solaire PV ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de 0.5 à 1.5 V selon les technologies utilisées.

Pour obtenir une puissance plus élevée, généralement, on assemble les cellules PV en série encapsulées sous verre pour former un module. Les modules sont connectés en série et/ou en parallèle pour former un panneau. Plusieurs panneaux regroupés sur un même site forment un champ PV comme présenté dans la figure [1.4](#) [5](#).

1.6 Cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque également est un composant électronique qui est, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui est propre.

1.6.1 Cellules monocristalline :

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

Avantages	Inconvénients
-Bon rendement, de 12% à 18%	- Coût élevé.
-Bon ratio Wc/m^2 (environ 150 Wc/m^2).	- Rendement faible sous un faible éclairement.
- Nombre de fabricants élevé.	

TABLE 1.1 – Propriété de silicium monocristallin



FIGURE 1.5 – Cellule de silicium monocristallin

1.6.2 Cellules poly-cristallines :

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux [CGL]. Ce sont les cellules les plus utilisées pour la production électrique (meilleur rapport qualité- prix). Durée de vie : 20 à 30 ans [CGL].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> -Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module - Moins cher qu'une cellule monocristalline 	<ul style="list-style-type: none"> -Moins bon rendement qu'une cellule monocristalline : 11 à 15% -Ratio Wc/m^2 moins bon que pour le monocristallin (environ $100 Wc/m^2$) -Rendement faible sous un faible éclairement

TABLE 1.2 – Propriété de silicium poly-cristallin



FIGURE 1.6 – Cellules poly-cristallines

1.6.3 Cellules amorphes :

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre.

La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaires" [CGL].

1.7 Modélisation d'une cellule PV :

Pour étudier et simuler le comportement des cellules PV dans différentes conditions et pour divers objets on doit disposer de modèles afin de reproduire la caractéristique d'une cellule pour cela deux modélisations sont possibles : électrique et empirique.

1.7.1 Modèles électriques équivalents des cellules photovoltaïques :

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Selon cette philosophie plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque [6].

Dans les différents modèles électriques, la cellule est schématisée par un circuit électrique de composants élémentaires (résistances, source de courant, diode) où l'on peut déduire l'équation électrique du circuit facilement.

Le modèle est établi pour une seule cellule et est généralisé à des composants de plus grande puissance (module PV, string PV, champ PV) en le considérant comme un groupement série-parallèle de plusieurs cellules [7].



FIGURE 1.7 – Cellule amorphe

Modèle à une diode :

1. **Modèle idéale à 3 paramètres** : C'est le modèle le plus simple pour une cellule PV comme présenté par le schéma de la figure 1.8. Le modèle est composé d'une source de courant I_{ph} et d'une diode connectée en parallèle représentant respectivement l'ensoleillement reçu par la cellule et la jonction PN de la cellule 7.

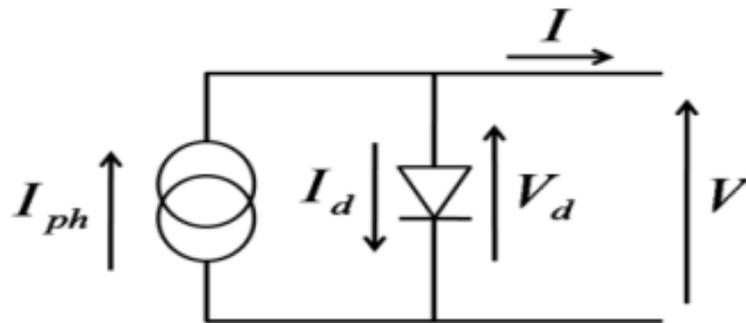


FIGURE 1.8 – Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale

A partir du schéma électrique de la Figure 1.8, le courant délivré par la cellule photovoltaïque s'écrit comme suit :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (1.1)$$

La caractéristique de la diode est donnée par l'équation :

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{V_d}{V_t} \right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

Avec :

$$V_t = a \left(\frac{K_b T_c}{q} \right) \quad (1.3)$$

Et :

I_{ph} : Courant photonique.

I_d : Courant de la diode.

I_s : Courant de saturation inverse de la diode.

V_t : Tension thermique de la diode.

K_b : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K).

T_c la température de la cellule.

q : La charge de l'électron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

a : le facteur d'idéalité de la diode (de 1 à 2).

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

$$I_s = I_{rs} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left(\frac{a E_g}{a k} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (1.4)$$

Avec :

$$I_{rs} = \frac{I_{CC}}{\left(\exp \left(\frac{V_d}{a V_t} \right) - 1 \right)} \quad (1.5)$$

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

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{CC} + K_i (T - T_{ref})) \quad (1.6)$$

Donc, le courant fourni par la cellule est donné par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{q V_d}{a K T} \right) - 1 \right) \quad (1.7)$$

2. Modèle à 4 paramètres :

Le modèle précédent ne tient pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion de l'énergie lumineuse. Dans ce modèle, par rapport au précédent, on rajoute un paramètre qui est la résistance R_s , comme le montre la figure 1.9 [8].

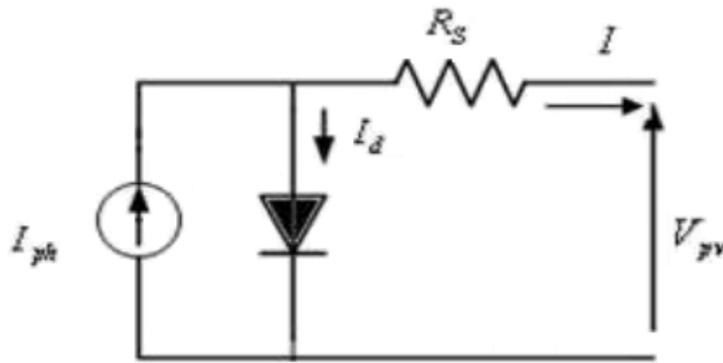


FIGURE 1.9 – Schéma équivalent du modèle à une diode à 4 paramètres

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure 1.9 :

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (1.8)$$

Avec :

R_s : Résistance série (représente la résistivité du matériau dans lequel est fabriquée la cellule, la résistance de contact entre métal et semi-conducteur et la résistance d'interconnexion entre cellules).

3. Modèle à 5 paramètres : La cellule photovoltaïque est présentée par le circuit électrique de la figure 1.10 qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt, une résistance série.

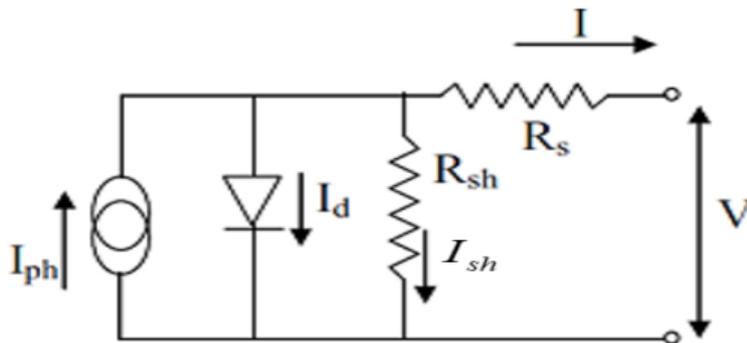


FIGURE 1.10 – Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode à 5 paramètres

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1.9)$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.10)$$

Avec :

R_{sh} : Résistance parallèle ou shunt (représente tous les chemins traversés par les courants de fuite).

Pour un module PV de N_s cellules en série : Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble [9].

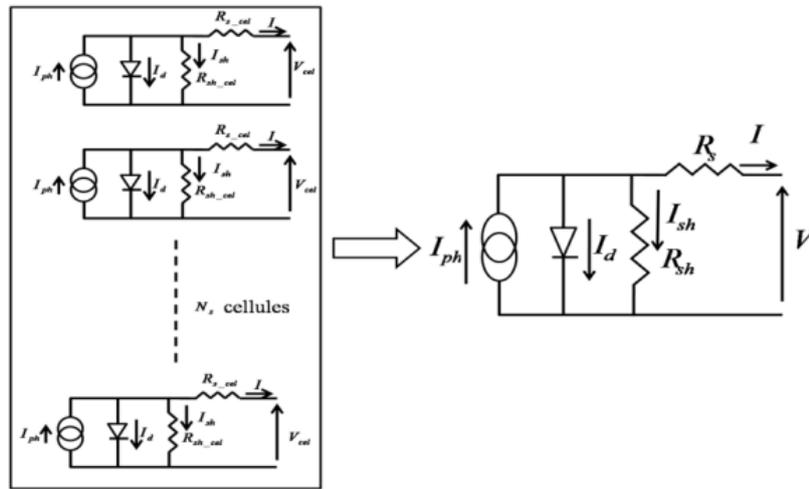


FIGURE 1.11 – Schéma équivalent d'un module PV de N_s cellules

$$R_{s_{serie}} = N_s \cdot R_s \quad (1.11)$$

$$R_{sh_{serie}} = N_s \cdot R_{sh} \quad (1.12)$$

$$V_{t_{serie}} = N_s \cdot V_t \quad (1.13)$$

$$I_{ph_{serie}} = I_{ph} \quad (1.14)$$

$$I_{s_{serie}} = I_s \quad (1.15)$$

Pour un module PV de N_p cellules en parallèle : Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée [10].

$$R_{s_{parallele}} = \frac{R_s}{N_p} \quad (1.16)$$

$$R_{sh_{parallele}} = \frac{R_{sh}}{N_p} \quad (1.17)$$

$$V_{t_{parallele}} = V_t \quad (1.18)$$

$$I_{ph_{parallele}} = I_{ph} \cdot N_p \quad (1.19)$$

$$I_{s_{parallele}} = I_s \cdot N_p \quad (1.20)$$

4. Modèle de BISHOP :

Le modèle à une diode vu précédemment représente relativement bien une cellule en fonctionnement normal de la cellule PV. Néanmoins, il ne prend pas en compte l'effet d'avalanche de la cellule.

L'effet d'avalanche de la cellule est pris en considération dans le modèle de Bishop en ajoutant au modèle à une diode un multiplicateur non linéaire $E(V)$ en série avec la résistance shunt comme on peut le voir dans la Figure 1.12. Ce multiplicateur correspond au dernier terme de l'équation 1.21 qui donne la relation entre le courant (I) et la tension (V) d'une cellule PV. Ce modèle permet de représenter tout défaut éventuel au niveau de la cellule [7].

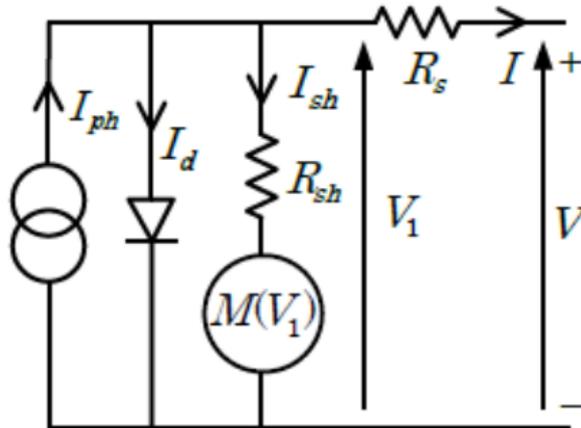


FIGURE 1.12 – Schéma équivalent du modèle de BISHOP

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \left(1 + K \left(1 - \frac{V + R_s I}{V_b} \right)^{-n} \right) \quad (1.21)$$

$$E(V) = 1 + K \left(1 - \frac{V + R_s I}{V_b} \right)^{-n} \quad (1.22)$$

K : Coefficient de réglage de Bishop (3.4 à 4).

V_b : Tension de claquage de la cellule (entre -10V et -30V).

n : Coefficient de réglage de Bishop (0.1).

Modèle à deux diodes :

Le fonctionnement d'une cellule peut être également représenté par le modèle de la Figure 1.13 ou il y a deux diodes mises en parallèle avec la source de courant photonique. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau [7].

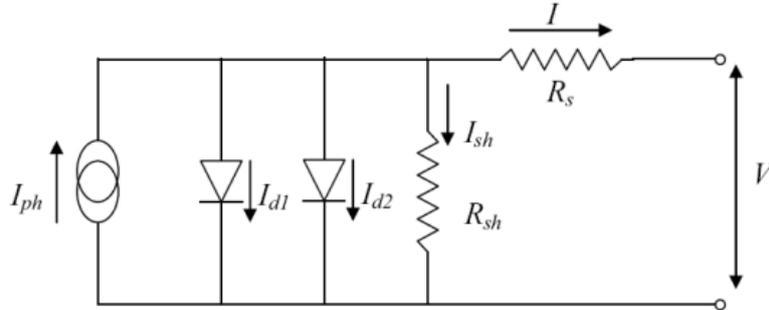


FIGURE 1.13 – Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{t1}} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{t2}} \right) - 1 \right) \quad (1.23)$$

Avec :

I_{s1} et I_{s2} : Courant de saturation des deux diodes.

V_{t1} et V_{t2} : tensions thermiques des deux diodes.

1.7.2 Modèles empiriques d'une cellule photovoltaïque :

Modèle de Sandia :

Le test et la modélisation des performances des modules PV dans l'environnement extérieur sont compliqués par l'influence d'une variété de facteurs interactifs liés à l'environnement et à la physique des cellules PV.

Afin de concevoir, mettre en œuvre et surveiller efficacement les performances des systèmes PV, un modèle de performance doit être capable de séparer et quantifier l'influence de tous les facteurs significatifs [11].

Le laboratoire Sandia (SANDIA National Laboratory, Albuquerque, USA) a élaboré un modèle de performance de capteur PV, qui dépend de nombreux paramètres électriques et météorologiques [12] :

1. Modèle de Température du Module :

Pour estimer la température de la surface arrière du module (T_{ms}) en ($^{\circ}\text{C}$), Sandia propose un modèle précis qui dépend de trois paramètres.

$$T_{ms} = T_a + E_{POA} \cdot e^{s_1 + s_2 \cdot W_0} \quad (1.24)$$

Équation 1.24 : repose sur l'irradiation incidente sur la surface du module (E_{POA}) en (W/m^2), la température de l'air ambiant en ($^{\circ}\text{C}$), et la vitesse du vent en (m/s).

Alors que :

- s1 désigne le paramètre empirique définissant les limites supérieures de la température du module à haute irradiation inclinée et faible vitesse du vent.
- s2 désigne le paramètre empirique définissant le taux de diminution de la température du module en fonction de l'augmentation de la vitesse du vent

2. Modèle de Température du Module à la Cellule :

Le modèle Sandia de la température des cellules PV dépend de la température mesurée du module PV (T_m), de l'irradiance mesurée POA (E_{POA}), et d'un paramètre de différence de température entre le module et la cellule δT , comme représenté par l'équation 3.5.

$$T_c = T_m + \frac{E_{POA}}{E_0} \cdot \delta T \quad (1.25)$$

δT est un paramètre qui dépend de la construction, des matériaux et de la configuration de montage du module PV.

3. Irradiation effective :

L'irradiation effective (E_e) est l'irradiation disponible sur le plan du champ PV en tenant compte du déséquilibre spectral, de l'accumulation de saleté sur le champ PV et des pertes dues à l'angle d'incidence. En général, elle peut être considérée comme l'irradiation réellement reçue par les cellules PV avant la conversion en puissance. Une relation simplifiée basée sur l'irradiation POA mesurée par des pyranomètres ou une cellule PV de référence est suggérée dans l'équation 3.6 [12].

$$E_e = \frac{E_{POA}}{E_0} \cdot S_f \quad (1.26)$$

où S_f est le facteur de saleté (= 1 lorsque c'est propre).

4. Modèle de Courant Continu (DC) : Le modèle dynamique de Sandia [13] pour estimer le courant continu (DC) de l'ensemble PV au point de puissance maximale (PPM) est exprimé par l'équation 1.27.

$$I_{mpp} = p \cdot I_{mpSTC} \cdot (N_p(c_0 E_e + c_1 E_e^2) \cdot (1 + cti(T_c - T_0))) \quad (1.27)$$

où :

- I_{mp} est le courant DC du sous-ensemble PV au point de puissance maximale (A) d'un seul module PV aux conditions de test standard (STC) en (A).
- p est le nombre de strings en parallèle.
- E_0 est l'irradiation solaire de référence (typiquement $E_0 = 1000 \text{ W/m}^2$).
- T_c désigne la température de la cellule dans le module en °C.
- T_0 est la température de référence de la cellule ($T_0 = 25 \text{ °C}$).
- N_p est le nombre de strings de cellules en parallèle dans le module.
- c_0 et c_1 sont des paramètres empiriques déterminant la relation entre le courant du sous-ensemble PV et l'irradiation effective, tous deux égaux à 1.
- cti est le coefficient de température du courant, égal à $2,3 \text{ mA/°C}$ dans la fiche technique, ce coefficient ayant également été identifié.

5. Modèle de Tension Continue DC :

Le modèle dynamique de la tension estimée du string PV au PPM V_{mp} est exprimé par les équations 1.28 et 1.29.

Ce modèle est basé sur le modèle de performance des panneaux photovoltaïques de Sandia [13].

La tension V_{mp} est inversement proportionnel à l'évolution de la température effective des cellules T_e , et légèrement proportionnel à l'évolution de l'irradiance effective E_e [12].

$$V_{mpp} = s \cdot (V_{mp_{STC}} + c_2 \cdot N_s \cdot \delta(T_e) \cdot \ln(E_e) + c_3 \cdot N_s \cdot (\delta(T_e) \cdot \ln(E_e))^2 + (ctv \cdot T_e \cdot E_e) - (cve/E_e)) \quad (1.28)$$

$$\delta(T_c) = n \cdot k \frac{T_e + 298.15}{q} \quad (1.29)$$

Où :

- V_{mp} est la tension du string PV au PPM (V).
- $V_{mp_{STC}}$ désigne la tension au PPM du module PV aux CTS (V).
- T_e est la température effective de la cellule PV ($T_e = T_c - T_0$).
- s est le nombre de modules en série. - N_s désigne le nombre de cellules en série dans un string de cellules d'un module.
- k désigne la constante de Boltzmann ($k = 1,3806610^{-23} (J/K)$).
- q est la charge élémentaire $q = 1,6021810^{-19} (coulomb)$.
- $\delta(T_e)$ désigne la tension thermique liée à la température effective de la cellule PV T_e . Notez que pour un facteur de diode de l'unité ($n = 1$) et une température de cellule de 25 C, la tension thermique est d'environ 26 mV par cellule.
- c_2 et c_3 sont les paramètres empiriques déterminant la relation entre la tension du string PV et l'irradiation effective.
- ctv représente le coefficient de température normalisé pour la tension au PPM, égal à -74 mV/°C dans la fiche technique, ce coefficient ayant également été identifié.

6. Puissance Continue DC :

La puissance DC au PPM est calculée par la relation suivante :

$$P_{mpp} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (1.30)$$

Les trois points classiques sur la courbe courant-tension $I - V$: "courant de court-circuit", "la tension en circuit ouvert" et le "point maximum de puissance" sont donnés par les quatre dernière équations.

La figure [1.14] illustre ces trois points , avec deux points supplémentaires qui définissent mieux la forme de la courbe [11].

Illustration d'une courbe (I-V) montrant les cinq points de la courbe qui sont fournis par le modèle de Sandia.

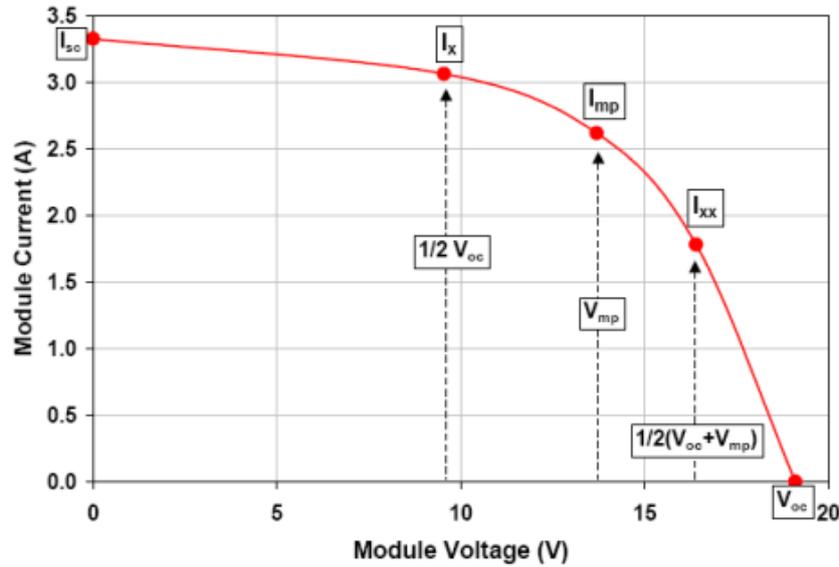


FIGURE 1.14 – Illustration d'une courbe (I-V) montrant les cinq points de la courbe qui sont fournis par le modèle de Sandias

$$I_{sc} = I_{sc0} \cdot f_1(AM_a) \cdot \left(\frac{E_b \cdot f_2(AOI) + f_d \cdot E_{diff}}{1000} \right) \cdot (1 + \alpha_{I_{sc}}(T_c - T_0)) \quad (1.31)$$

$$V_{oc} = V_{oc0} + N_s \cdot \delta(T_c) \cdot \ln(E_e) + \beta_{V_{oc}}(E_e)(T_c - T_0) \quad (1.32)$$

I_{sc0} , I_{mpp0} , V_{oc0} , V_{mpp0} représentent respectivement les grandeurs ; "courant de court-circuit", "courant du MPP", "tension de circuit ouvert" et "la tension au MPP sous les conditions de test standards" ($G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T_0=25^\circ\text{C}$).

$f_1(AM_a)$ et $f_2(AOI)$: Des fonctions empiriques pour quantifier l'influence sur le courant de court-circuit du module de variation du spectre solaire et les pertes optiques dues à l'angle d'incidence solaire.

C_0, C_1 , C_2, C_3 : Paramètres de SANDIA à définir expérimentalement.

Les différents coefficients de température $\alpha_{I_{sc}}$, $\alpha_{I_{mpp}}$, $\beta_{V_{oc}}(E_e)$ et $\beta_{V_{mpp}}(E_e)$ sont généralement donnés par le fabricant sinon ils peuvent être définis expérimentalement.

Les deux points supplémentaires sont définis par les équations 1.21 et 1.22

le quatrième point I_x est défini à une tension égale à la moitié de la tension de circuit ouvert et le cinquième I_{xx} à une tension à mi-chemin entre V_{mpp} et V_{oc} .

Les cinq points fournis par le modèle de base de la courbe I-V et peuvent être utilisés pour régénérer une proche approximation de la courbe entière.

$$I_x = I_{x0} \cdot (C_4 \cdot E_e + C_5 \cdot E_e^2) \cdot (1 + \alpha_{I_{sc}}(T_c - T_0)) \quad (1.33)$$

$$I_{xx} = I_{xx0} \cdot (C_6 \cdot E_e + C_7 \cdot E_e^2) \cdot (1 + \alpha_{I_{mpp}}(T_c - T_0)) \quad (1.34)$$

Avec :

I_{x0} , I_{xx0} les valeurs des courants I_x , I_{xx} mesurées sous les conditions de test standards.

Les paramètres C_4 , C_5 , C_6 et C_7 sont définis expérimentalement.

Ce modèle est un modèle empirique et qui a été validé et approuvé après plusieurs tests sur les PPV commercialisés de technologies différentes et aussi en comparant avec les résultats d'autres laboratoires.

Modèle de CENERG :

Le modèle développé par le Centre d'énergétique se base sur le modèle à une diode.

Un bilan électrique sur ce schéma permet d'établir une expression donnant le courant I en fonction de la tension V disponible aux bornes du capteur [14].

$$I = P_1 \cdot G(1 + P_2(G - G_{ref}) + P_3 \cdot (T_c - T_0)) - \left(P_4 \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{kT_c}\right) \right) \cdot \left(\exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{AnkT_c}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.35)$$

Avec :

I : intensité aux bornes du capteur.

V : tension aux bornes du capteur.

G : rayonnement incident (W/m²).

T_c : température de jonction du capteur PV.

P₁ , P₂ , P₃ et P₄ : paramètres à déterminer expérimentalement.

les R_s , R_{sh} : les résistances séries et shunt des cellules.

n : paramètre d'ajustement, est égal au nombre de cellules en série.

G_{ref} : rayonnement de référence (1000 W/m²).

T_c : température de jonction de référence (25 °C).

E_g : gap du matériau, vaut 1.12eV pour le silicium cristallin.

Modèle Madison :

Le modèle "Cenerg", se base sur le modèle électrique des cellules appelé " Modèle à une diode". Par contre, le modèle " Madison" développé propose une méthode qui permet de calculer les performances du module PV à partir des données fournies par les constructeurs [14].

L'équation qui donne l'intensité I en fonction de la tension V aux bornes du capteur est la suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{q}{nkT_c}(V + R_s I)\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.36)$$

Avec :

I : intensité aux bornes du capteur (A).

V : tension aux bornes du capteur (V).

I_{ph} : photo-courant (A).

I_s : courant de saturation inverse de diode (A).

n : paramètre d'ajustement.

T_c : température de jonction.

R_s : résistance série.

R_{sh} : résistance shunt.

1.8 Les paramètres des cellules photovoltaïques :

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{CC} , V_{OC} , P_{max} , FQ, FF et T_c), peuvent être déduits de la caractéristique extraits de la caractéristiques (I-V) [7].

1.8.1 Courant de court-circuit I_{CC} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température. On peut écrire [15] :

$$I_{cc}(V=0) = I_{ph}. \quad (1.37)$$

1.8.2 Tension à circuit ouvert V_{OC}

La tension de circuit ouvert est obtenue quand le courant de la cellule est nul. Il est lié à la résistance shunt, lorsque cette dernière n'est pas connectée ou connectée mais sa valeur est infinie [16].

$$V_{oc} = \frac{K \cdot T_c}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (1.38)$$

Avec :

$\frac{K \cdot T_c}{q}$: sente la potentielle thermodynamique.

T_c : la température absolue.

q : la constante de charge d'un électron = $1.602 \cdot 10^{-19}$ C.

K : la constante de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23}$.

I_{ph} : le photo courant.

I_s : le courant de saturation inverse.

1.8.3 Puissance maximale P_{max} :

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge. Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement P_{max} , I_{max} , V_{max} de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{OC} donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I) [15].

1.8.4 Facteur de qualité FQ :

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode. Il est compris entre 1 et 2 [15].

1.8.5 Facteur de forme FF :

On appelle facteur de forme FF (fill- factor), le rapport donnée par l'équation 1.37 suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{OC} \cdot I_{CC}} \quad (1.39)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

1.9 Choix du modèle de PV :

1.9.1 Choix du modèle électrique :

Parmi les modèles électriques de la cellule, le modèle de BISHOP représente au mieux le fonctionnement réel de la cellule dans ses différents modes (génératrice où réceptrice). Ce modèle est utilisé pour la collecte des informations sur le mode sain et défaillant du GPV.

Pour la simulation, SIMSCAPE et MATLAB sont les outils exploités pour la reproduction des courbes caractéristiques ainsi que pour l'acquisition des différentes informations sur le PV dont on aura besoin.

1.9.2 Choix du modèle empirique :

Parmi les modèles empiriques, le modèle 'Madison' propose une méthode de calcul des paramètres du modèle en fonction des données constructeur, alors, si un mal fonctionnement du panneau PV causé par un défaut quelconque le modèle ne sera plus valable. Par contre Les deux modèles « Sandia » et « Cenerg » offrent certainement une meilleure précision que le modèle 'Madison'. Cependant, ces deux modèles nécessitent soit d'effectuer des mesures sur site en ce qui concerne le modèle « Sandia », soit des mesures en plus de celles généralement effectuées par les constructeurs en ce qui concerne le modèle « Cenerg ». Le modèle de « Sandia » offre une possibilité de détecter des défauts sur le panneau PV durant toute sa durée d'utilisation [6].

A cet effet, on va utiliser le modèle de 'Sandia' dans la modélisation des défauts.

1.10 Installation d'un système photovoltaïque :

Les systèmes photovoltaïques peuvent se composer d'un module Pv de la charge dans un cas d'une installation simple, comme dans l'alimentation directe d'un moteur de pompe à eau.

Dans le cas d'une installation plus grande ça nécessite plus de composants pour satisfaire les besoins électrique. Selon la configuration du système, on peut distinguer deux types principaux [17] :

- Système Autonome ou bien Stand alone.
- Système Non autonome ou bien On-Grid

1.10.1 Systèmes PV Autonomes "Stand-Alone" :

Les systèmes autonomes photovoltaïques sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau de distribution d'électricité, et sont généralement conçus et dimensionnés

pour alimenter certaines charges électriques DC et /ou AC, comme montré dans la figure 1.15 [17].

Le courant continu produit par le générateur Pv alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif [18]. Ces installations sont surtout populaires pour les habitations éloignées du service public connue sous le nom des zones rurale pour les quelles le raccordement au réseau serait trop onéreux. Elles requièrent alors un dimensionnement adéquat de façon pour répondre à tous les besoins électriques de ces zones.

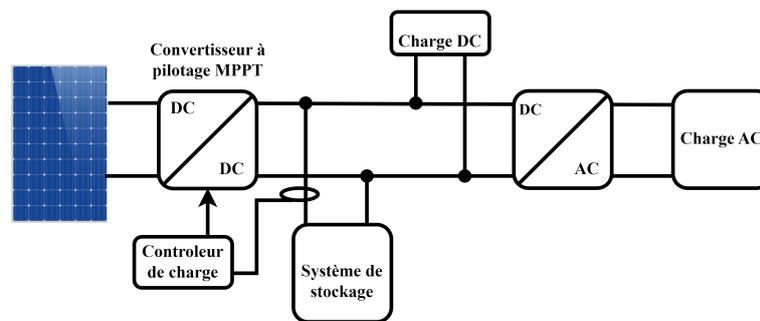


FIGURE 1.15 – Installation photovoltaïque autonome

1.10.2 Systèmes PV non-autonomes :

Les systèmes photovoltaïques non-autonomes ou connectés au réseau offrent la possibilité de générer des quantités importantes d'énergie de haute qualité à proximité du point de consommation, en évitant les pertes de transmission et de distribution. Ces systèmes fonctionnent en parallèle avec les réseaux électriques existants, ce qui permet d'échange d'électricité entre le système PV et le réseau électrique [17].

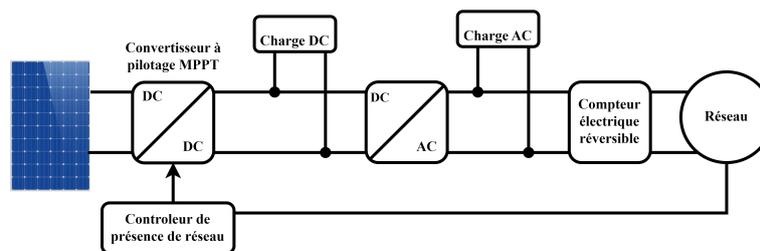


FIGURE 1.16 – Installation photovoltaïque raccordée au réseau

1.11 La protection des générateurs photovoltaïque :

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série ou en parallèle.

Pour se protéger contre ces risques, deux types de protections classique : La Figure 1.17 illustre ces protections [19].

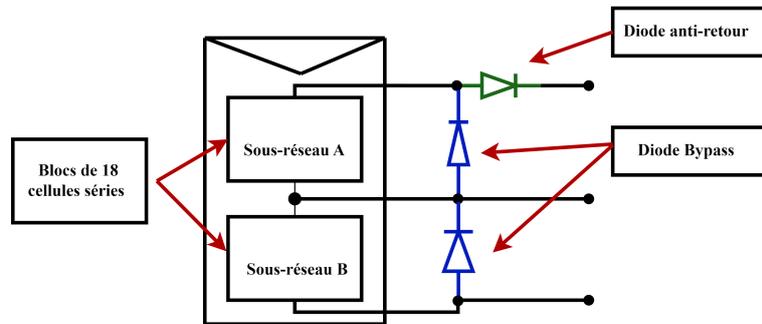


FIGURE 1.17 – Connexion d’un GPV élémentaire avec diode by-pass et diode anti-retour

1.11.1 Diode de by-pass :

La protection par diodes parallèles ou by-pass a pour but de protéger une série de cellule dans le cas d’un déséquilibre lié à la défectuosité d’une ou plusieurs des cellules de cette série ou lorsque l’éclairage n’est pas homogène évitant ainsi l’apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées [20].

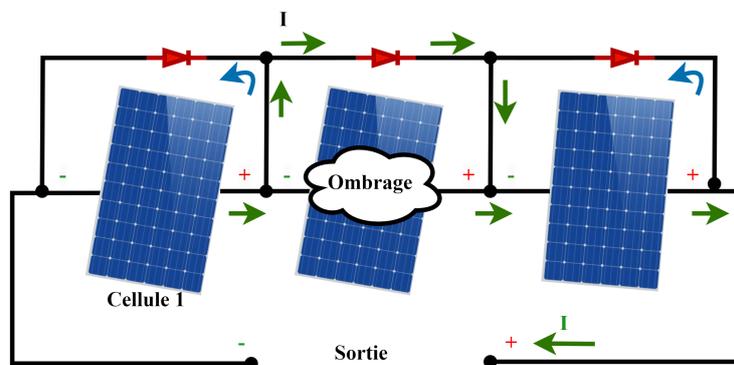


FIGURE 1.18 – Fonctionnement des diodes by-pass

1.11.2 La Diode Anti-Retour :

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour formant 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 [21].

1.12 Les éléments d’une nstallation photovoltaïque :

1.12.1 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.

Il 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 [22].



FIGURE 1.19 – Regulateur de charges

1.12.2 Les batteries :

Les générateurs photovoltaïques autonomes ont besoin d'un stockage électrique pour assurer une fourniture d'énergie quasi permanente quelles que soient les séquences d'ensoleillement. Suivant les applications, cette fourniture d'énergie sera assurée, par exemple, pendant deux à trois jours pour certains petits systèmes domestiques à une quinzaine de jours pour les applications professionnelles, comme les phares maritimes. Les différentes applications font appel à des batteries de technologie différente afin de garantir le service rendu.

Parmi ces technologies, la batterie au plomb, bien que connue depuis plus de cent ans, offre actuellement la meilleure réponse en termes de prix et de durée de vie [6].



FIGURE 1.20 – Batterie

1.12.3 Les convertisseurs PV :

Les convertisseurs PV contiennent généralement deux types de convertisseurs.

Le premier type est le convertisseur DC/DC qui sert à chercher et à suivre le point de puissance maximale du champ PV, tandis que l'autre est un convertisseur DC/AC qui a pour but de convertir et injecter l'énergie produite dans le réseau électrique [23].

Le convertisseur continu-continu :

Les convertisseurs DC/DC sont largement utilisés dans les systèmes PV comme une interface entre le module PV et une charge permettant le suivi du point de puissance maximale (PPM). Pour extraire la puissance maximale, il faut ajuster la charge pour correspondre au courant et à la tension du module PV. Le convertisseur doit être conçu pour être connecté directement au panneau PV et effectuer le fonctionnement pour rechercher le point de puissance maximale (PPM). Les convertisseurs DC/DC ainsi que les systèmes de suivi des MPPs sont utilisés pour éviter ces pertes [24].

Le convertisseur continu-alternatif :

L'onduleur (aussi appelé convertisseur continu alternatif ou DC/AC) est un élément essentiel d'une installation photovoltaïque. C'est une machine d'électronique de puissance qui transforme l'énergie électrique DC issue des modules PV en énergie électrique AC, directement utilisable localement ou injectée sur le réseau. Lors de l'utilisation locale soit dans une installation autonome, ces onduleurs génèrent un signal de 220V d'amplitude et de 50 Hz de fréquence de manière à créer un réseau AC. Ils peuvent être combinés à un régulateur de charge et des batteries pour stocker de l'énergie pour une éventuelle utilisation lors de la baisse de production du panneau PV.

1.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit les sources d'énergie renouvelable reposant sur l'énergie solaire, puis nous avons expliqué les différents modèles électriques et empirique d'une cellule PV.

Ensuite, nous avons choisi le modèle Bishop afin de simuler les défauts car il représente de manière plus fidèle le fonctionnement réel des cellules photovoltaïques et pour la modélisation des défauts, nous avons opté pour le modèle empirique Sandia.

Enfin, nous avons décrit les composants d'une installation photovoltaïque complète, en mettant l'accent sur les dispositifs de protection nécessaires pour assurer la sécurité du système.

Cette synthèse préparatoire nous permet d'aborder les sections suivantes de manière structurée et approfondie.

Chapitre 2

Défauts dans les systèmes photovoltaïques et leur diagnostic

2.1 Introduction

Au cours de la dernière décennie, le marché photovoltaïque a connu une remarquable croissance grâce à l'augmentation de la demande énergétique bien que les initiatives internationales à cause des préoccupations environnementales.

Bien sur comme tous les autres processus industriels, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement au différents anomalies conduisant à une baisse dans les performance du système et peut-etre parfois l'indisponibilité totale de ce dernier [25].

Une anomalie ou défaut peut être définie comme l'écart entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique théorique.

Pour assurer le bon fonctionnement du système photovoltaïque, il est nécessaire de détecter et traiter ses différents défauts à travers des méthodes de diagnostics [17].

2.2 Défauts dans les systèmes photovoltaïques :

Toute rupture liée au module PV affectera les performances du système complet.

Dans ce qui suit nous décrirons les différents défauts qui peuvent s'apparaître soit grâce à un défaut de fabrication, en raison des conditions climatiques ou vieillissement qui affectent la puissance de sortie du module PV [26].

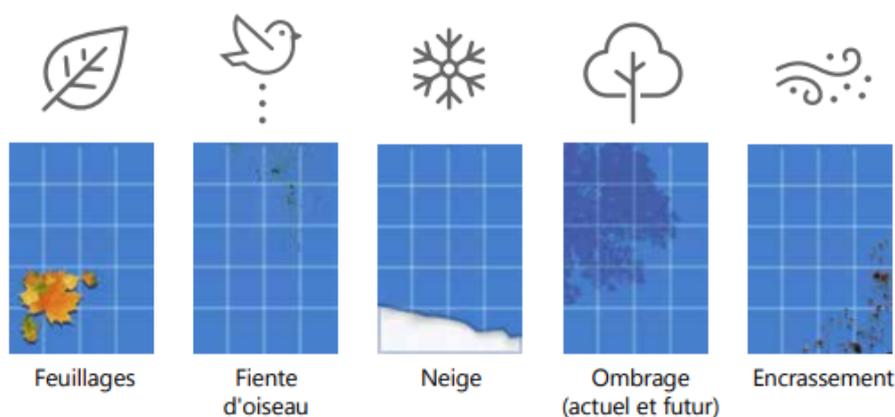


FIGURE 2.1 – quelque défauts

Le Tableau (2.1) résume le classement suivant l'emplacement de l'apparition des défauts les plus fréquents dans l'installation (panneaux, connexion, câblage, système de protection).

Éléments du système PV	Origine de défauts et anomalies
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> — Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. — Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules. — Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules. — Modules de performances différentes. — Module arraché ou cassé — Modules court-circuités, modules inversés
Boîtes de jonction	<ul style="list-style-type: none"> — Rupture du circuit électrique. — Court-circuit du circuit électrique. — Destruction de la liaison. — Corrosion des connexions.
Câblage et connecteur	<ul style="list-style-type: none"> — Circuit ouvert. — Court-circuit. — Mauvais câblage (module inversé). — Corrosion des contacts. — Rupture du circuit électrique.
Diode de protection (diode bypass et diode anti-retour)	<ul style="list-style-type: none"> — Destruction des diodes. — Absence ou non fonctionnement de diodes. — Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

TABLE 2.1 – Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un GPV [27].

2.2.1 Définitions de quelques défauts :

1. **Défaut de mismatch** : Le défaut de "mis match" est le défaut causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique. Il peut être temporaire, tel que l'ombrage des cellules qui conduit à un hot spot. Il peut être également permanent, en raison de la présence d'un circuit ouvert ou de cellule défectueuse réduisant le courant qui mène à une dissipation de puissance [28].
2. **Défaut d'ombrage** : Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par les cellules [19].

Il peut se produire en raison de : Arbres, bâtiments, sable, poussière, feuilles, nuages. L'ombrage total touche toutes les cellules alors que l'ombrage partiel ne touchant que certaines cellules.

Type d'ombrage :

- Ombrage directe : appelé aussi ombre immédiat ce type d'ombragé provoque des pertes de production importantes du système photovoltaïque Plus l'obstacle d'ombrage est proche des modules ou des champs PV, plus l'ombre est important, moins la lumière atteint la surface des modules PV.

Exemple : cheminée, parabole d'antenne, câbles, poteau, arbre proche, bâtiment.

- Ombrage temporaire : Est causé par les conditions naturelles par exemple : la neige, feuilles d'arbre, poussière, et autres. Pour ces condition il faut incliner les modules d'un angle plus de 10° afin de faciliter l'auto-nettoyage d'eau (par l'eau de pluie).

- Auto-ombrage : L'ombrage entre les régnées des modules sur toit plat ou sur terrasse [29].

3. **Défaut de diodes de by-pass** : Les diodes by-pass, connues en électronique sous le nom de diodes de roue libre est l'une des solutions pour protéger les cellules de l'ombrage partiel. Cette diode est Connecté en parallèle avec des cellules ou des panneaux solaires individuels pour la protection. La Figure 2.2 montre un schéma des défauts électriques qui peut-etre associés à cette diode.

- court-circuit.
- circuit ouvert.
- impédance Z quelconque.
- inversion de la polarité [29].

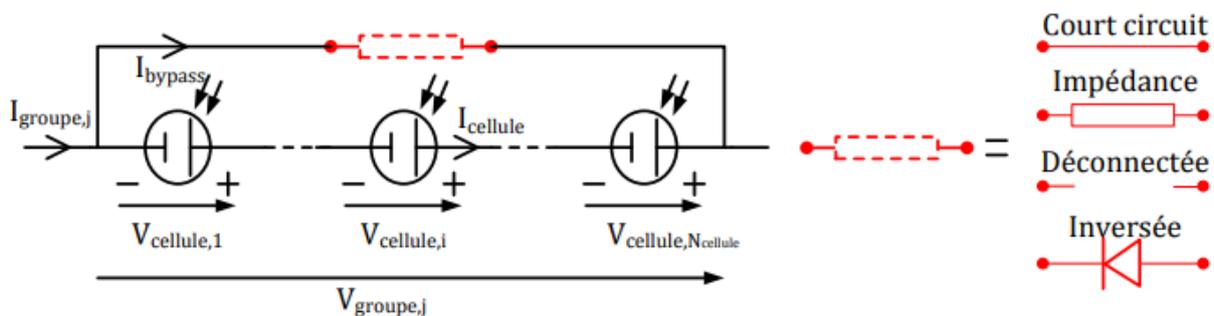


FIGURE 2.2 – Défaut de la diode de by pass [27].

4. **Défaut de diode anti-retour** : De 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 roue libre :

- court-circuit.
- circuit ouvert.
- impédance Z quelconque
- inversion de la polarité [29].

D'après ceux qui précèdent les défauts dans le panneaux photovoltaïques lui meme peuvent etre illustrée dans le Tableau (2.2) suivants :

Composant du champ	Nature des défauts	Dénomination des défauts
Cellule	<ul style="list-style-type: none"> — Module arraché ou cassé — Pylônes, cheminée, sable, neige etc. — Échauffement des cellules — Dégradation des interconnexions — Fissure — Corrosion des liaisons entre cellules — Modules de performances différentes — Délamination des cellules — Pénétration de l'humidité 	Défaut de mismatch et ombrage
Groupes de cellules	<ul style="list-style-type: none"> — Destruction des diodes — Absence de diodes — Inversion de la polarité des diodes — Diode mal connectée — Diode court-circuitée 	Défaut de diode bypass
Modules	<ul style="list-style-type: none"> — Modules court-circuités — Inversion de polarité du module — Modules shuntés 	Défaut de module
Strings	<ul style="list-style-type: none"> — Rupture du circuit électrique — Destruction de la liaison — Corrosion des connexions — Corrosion des contacts — Court-circuit du circuit électrique — Module déconnecté 	Défaut de connectique
Champs	<ul style="list-style-type: none"> — Destruction des diodes — Absence de diodes — Inversion de la polarité des diodes — Diode mal connectée — Diode court-circuitée 	Défaut de diode anti retour

TABLE 2.2 – Classification des défauts dans un champ PV [27].

2.3 Méthodes de Diagnostiques :

De nombreuses méthodes de diagnostic ont été proposées pour détecter et localiser les défauts et les anomalies dans une installation photovoltaïque [30].

Il peuvent se distinguer en deux grandes catégories; méthodes destructives et non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule PV [31].

2.3.1 Méthode de l'imagerie d'infrarouge :

La méthode de l'imagerie infrarouge (ou caméra thermique) repose sur le principe que tous les matériaux émettent un rayonnement infrarouge à une longueur d'onde qui varie en fonction de leur température. En analysant la distribution de température d'un module, on peut identifier et localiser d'éventuelles anomalies, comme illustré à la figure 2.3.

Les défauts qu'on peut détecter avec sont les suivants :

- Courant de fuite dans la cellule.
- Augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules.
- Échauffement anormal des cellules.
- Conduction de la diode de bypass.
- Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction.
- La fonctionnalité de la diode anti-retour.

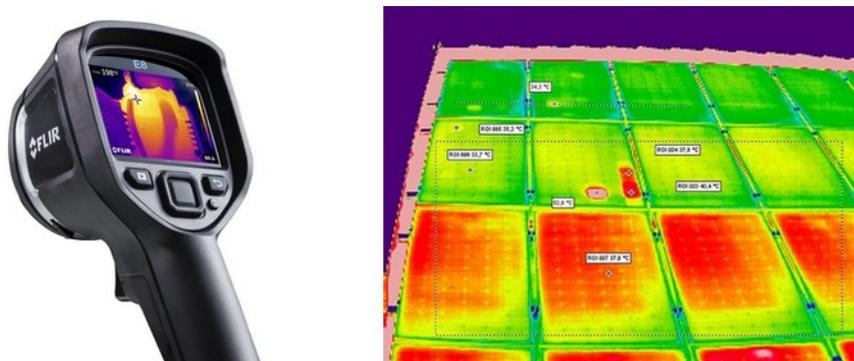


FIGURE 2.3 – Détection de défauts à l'aide de caméra thermique [27].

2.3.2 Méthode de réflectométrie :

La méthode de réflectométrie consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiquer.

Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est renvoyée vers le point d'injection.

L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations sur le système ou le milieu considéré comme montre le schéma de la figure 2.4.

L'application de cette méthode sur le système PV se fait comme suit : Un signal de type échelon ou impulsion est injecté dans le string PV qui consiste en une série de modules connecté par des câbles.

L'étude expérimentale a confirmé la possibilité de localiser la position de défaut de type « circuit ouvert », « court-circuit » et « augmentation d'impédance » dans le champ.

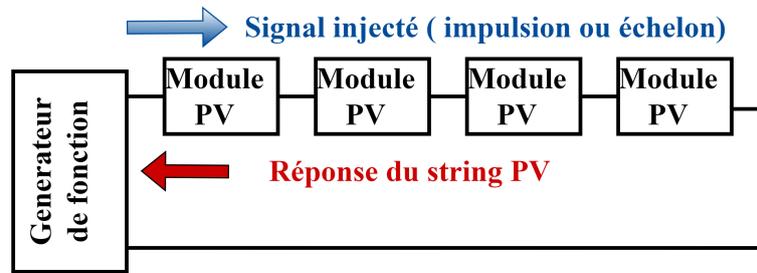


FIGURE 2.4 – Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [27].

2.3.3 Méthodes de l'Analyse de la puissance et de l'énergie produite :

De manière similaire à la méthode utilisée par les onduleurs commerciaux, de nombreuses études dans la littérature se basent sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produites par le champ PV pour détecter et localiser d'éventuels défauts.

La puissance ou l'énergie produite (mesurée) est comparée à celle attendue. En cas de déviation significative, un défaut est suspecté. Cependant, une localisation plus précise des défauts peut être obtenue grâce à une analyse plus détaillée des grandeurs mesurées.

Cette analyse consiste à générer des paramètres supplémentaires liés à la chute de puissance ou d'énergie produite, tels que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes paramètres sont également prédéterminés pour différents types de défauts. En les comparant, le défaut dont les paramètres sont les plus proches de ceux déduits des mesures est identifié comme étant la cause de la chute. [27].

2.3.4 Méthodes de l'Analyse du point de fonctionnement :

En plus de comparer la puissance ou l'énergie produite par l'installation à celle attendue, la comparaison du point de puissance maximale produite (courant et tension au point de puissance maximale) avec les valeurs attendues peut fournir davantage d'informations sur l'état du système PV. La comparaison des courants et des tensions produit deux paires de valeurs binaires (0 ou 1). En fonction de la combinaison de ces deux paires, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre catégories de problèmes sont les suivantes :

- Modules défectueux dans un string.
- String défectueux.
- Défauts indéterminés dus à un ombrage, une erreur de MPPT.
- ou le vieillissement.
- Fausses alarmes. [27].

2.3.5 Méthode de l'Analyse de la caractéristique statique :

Un champ photovoltaïque peut être décrit par sa courbe caractéristique courant-tension (caractéristique I-V). Toute modification de cette courbe peut indiquer un changement dans le champ PV, ce changement peut résulter d'une variation des conditions de fonctionnement (ensoleillement et température) ou de l'apparition de défauts dans le champ. La Figure 2.5 illustre la caractéristique I-V d'un champ PV en présence d'un défaut (ombrage sur certaines cellules) comparée à celle du même champ en fonctionnement normal.

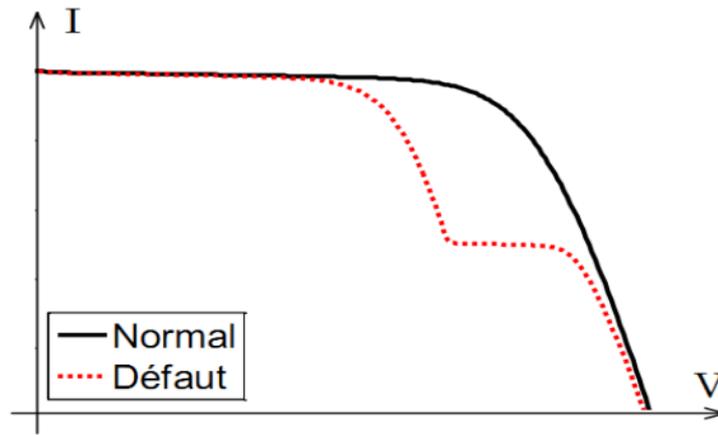


FIGURE 2.5 – Caractéristiques I-V d'un champ PV en fonctionnement normal et défaillant [27]

La détection et la localisation des défauts peuvent être effectuées en utilisant les informations fournies par la caractéristique I-V du champ PV en défaut. Ainsi :

La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) sur toute la courbe permet de détecter un défaut d'ombrage dans un string ou dans l'ensemble du champ.

L'extraction de paramètres tels que la résistance série, la température de fonctionnement aux Conditions de Test Standard (STC) et le point de puissance maximale aux STC permet d'identifier des défauts au niveau d'un module ou d'un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement).

2.3.6 Synthèse des méthodes de diagnostics :

La méthode de l'imagerie infrarouge permet de localiser précisément les défauts dans les différents niveaux du système (module, string, champ), mais elle ne peut pas identifier la nature des défauts. De plus, cette méthode nécessite une intervention manuelle après la détection d'un défaut, rendant impossible l'automatisation du processus de diagnostic.

La réflectométrie est limitée à la localisation de quelques types de défauts (court-circuit, circuit ouvert, augmentation de l'impédance du câble/connectique) et nécessite une interruption du système ainsi qu'une analyse complexe du signal de retour.

La méthode basée sur l'analyse de la puissance et de l'énergie produite permet de détecter automatiquement les défauts sans interruption du système, mais elle ne peut identifier que la famille de défauts, pas les défauts spécifiques au sein de cette famille. Cette méthode s'applique uniquement à un champ PV, pas à un string ou à un module.

L'analyse du point de fonctionnement permet d'identifier le niveau du système (module ou string) en dysfonctionnement, mais elle ne peut pas déterminer la nature précise des défauts.

L'étude bibliographique a révélé que de nombreuses recherches ont évalué l'impact des différents défauts par l'analyse de la caractéristique I-V, mais l'utilisation de cette caractéristique pour identifier la nature des défauts n'est pas courante. Les principales barrières sont la difficulté d'obtenir en ligne la caractéristique I-V complète et le manque d'une base de données pertinente sur les causalités défauts/caractéristiques I-V [27].

Cela souligne la nécessité d'une nouvelle approche pour le diagnostic des défauts.

2.4 Différentes approches théoriques de diagnostic :

Les grandes familles de méthodes de diagnostic sont présentées dans [2.6] [27].

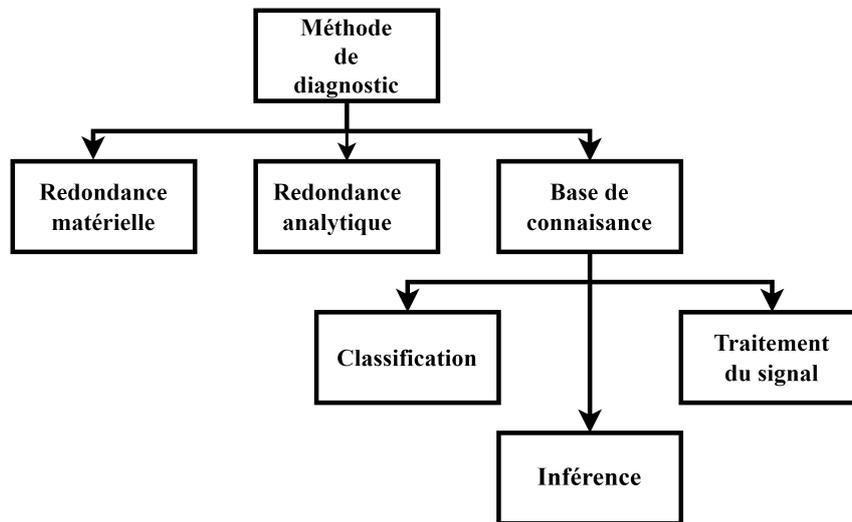


FIGURE 2.6 – Différentes méthodes de diagnostic

2.4.1 La méthode de redondance matérielle

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

2.4.2 La méthode de redondance analytique

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

2.4.3 La méthode de diagnostic à base de connaissance

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

Il ne reste donc que deux méthodes à choisir entre la méthode de classification et la méthode d'inférence. Le choix d'une de ces méthodes dépend de la connaissance qu'on a sur la relation entre les défauts et les symptômes. Si aucune connaissance structurelle n'est acquise, la méthode de classification est sélectionnée. Dans le cas contraire, la méthode d'inférence est choisie. Dans notre cas la méthode de classification est utilisée, c'est ainsi l'objectif des chapitres suivants.

2.5 L'optimisation :

L'optimisation est un domaine clé des mathématiques appliquées et de l'informatique qui joue un rôle crucial dans l'intelligence artificielle (IA), elle vise à trouver la meilleure solution parmi un ensemble de solutions possibles pour divers problèmes, en maximisant ou minimisant une fonction objectif sous certaines contraintes.

Les techniques d'optimisation sont utilisées dans de nombreux domaines, allant de l'ingénierie à l'économie, en passant par la biologie et l'intelligence artificielle (IA). Dans le contexte de cette dernière, les techniques d'optimisation peuvent être classées en plusieurs catégories, commençant par des méthodes exactes aux heuristiques et métaheuristiques.

Dans la section suivante un aperçu des principales techniques d'optimisation utilisées en IA, avec un focus sur les techniques métaheuristiques.

2.5.1 Concepts Fondamentaux de l'Optimisation :

1. Fonction Objectif : C'est la fonction à optimiser (maximiser ou minimiser)
2. Variables de Décision : C'est les variables sur lesquelles porte l'optimisation.
3. Contraintes : Veut dire les conditions que les solutions doivent satisfaire.
4. Espace de Recherche : C'est l'ensemble des solutions possibles.

2.6 Les techniques d'optimisation :

Les techniques d'optimisation développés sont généralement classés comme suit :

- Techniques classiques : Approche des méthodes classiques, calculs différentiels.
- Intelligences artificielles : Les techniques d'intelligence artificielle sont des procédures de niveau supérieur qui englobe les approches de l'apprentissage du cerveau et les processus de formation, elles ne nécessitent aucune modélisation mathématique.
- Outils logiciels : sont basés sur un ensemble de programmes informatiques.

La figure 2.7 représente la classification générale des techniques d'optimisation.

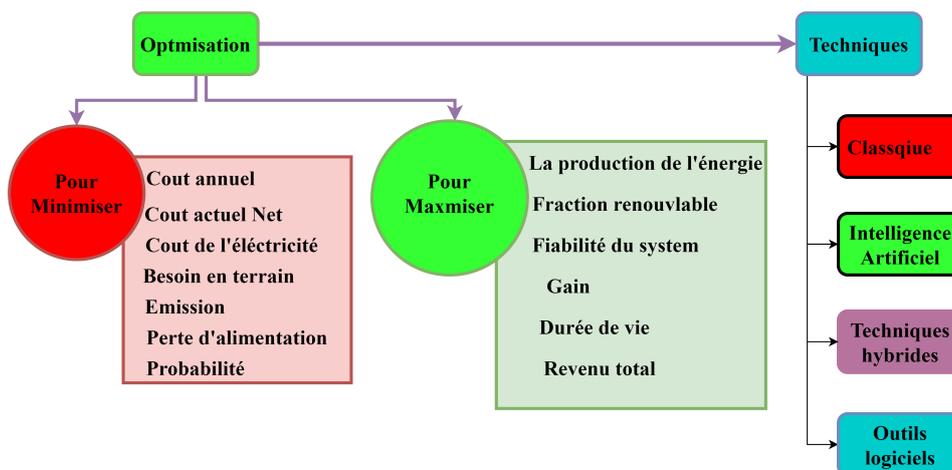


FIGURE 2.7 – la classification générale des techniques d'optimisation.

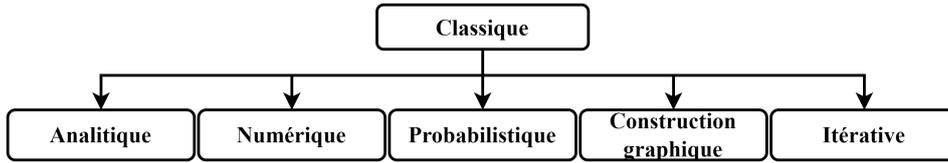


FIGURE 2.8 – Les techniques d’optimisation classique.

2.6.1 Les techniques Méta-heuristiques :

Les métaheuristiques sont des cadres génériques conçus pour trouver des solutions de haute qualité pour des problèmes d’optimisation complexes. Elles combinent des aspects de différentes heuristiques pour explorer et exploiter l’espace de recherche de manière efficace.

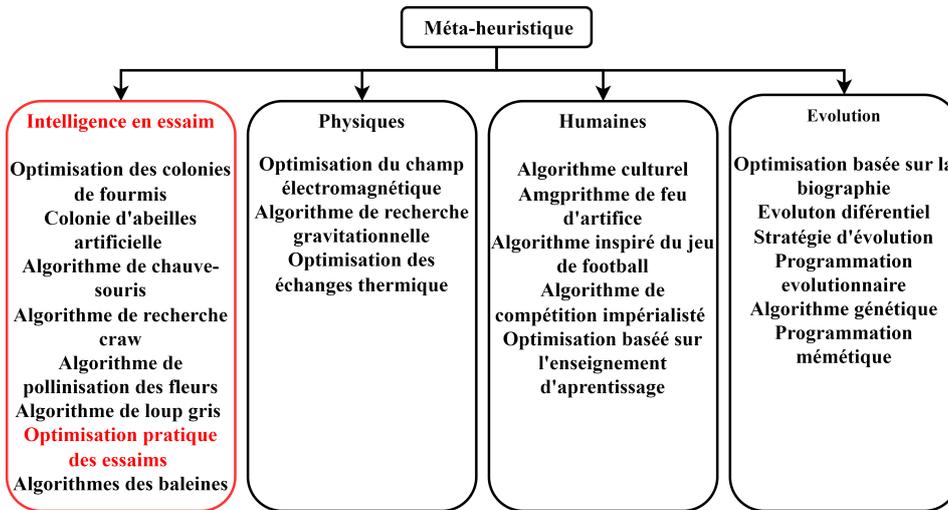


FIGURE 2.9 – Techniques Méta-heuristiques

2.6.2 Les avantages des algorithmes en essaim :

Les algorithmes en essaim, inspirés par les comportements collectifs des systèmes biologiques comme les colonies de fourmis, les bancs de poissons et les essaims d’abeilles, offrent plusieurs avantages distincts dans la résolution de problèmes complexes d’optimisation et de recherche. Nous représentons par suite quelques-uns de ces avantages :

1. Robustesse et adaptabilité :
 Les algorithmes en essaim sont souvent robustes face aux changements et perturbations de l’environnement. Leur structure décentralisée permet une adaptation rapide et efficace à de nouvelles conditions sans nécessiter de modifications majeures du système.
2. Simplicité et facilité de mise en œuvre :
 Les règles de base régissant le comportement des agents dans un essaim sont souvent simples, ce qui facilite la compréhension, la mise en œuvre et le débogage des algorithmes.
3. Parallélisme et distribution :
 Les algorithmes en essaim peuvent facilement être parallélisés, car chaque agent agit de manière relativement indépendante. Cela permet une utilisation efficace des ressources informatiques distribuées et des architectures parallèles.

4. Exploration et exploitation équilibrées :

Ces algorithmes sont capables de trouver un équilibre entre l'exploration de nouvelles solutions potentielles et l'exploitation des solutions déjà trouvées, ce qui est crucial pour éviter les minima locaux et trouver des solutions optimales.

5. Scalabilité :

Les algorithmes en essaim peuvent être facilement étendus à des problèmes de grande taille sans une augmentation significative de la complexité computationnelle.

6. Applications diverses :

Ces algorithmes sont applicables à une large gamme de problèmes, y compris l'optimisation combinatoire, la recherche de chemin, le clustering, la classification, et bien d'autres domaines.

7. Résilience :

En raison de leur nature distribuée, les algorithmes en essaim sont résistants aux pannes individuelles d'agents. La perte ou l'échec de quelques agents n'affecte pas gravement les performances globales du système.

8. Convergence rapide :

Souvent, les algorithmes en essaim peuvent converger rapidement vers des solutions de haute qualité, surtout dans les premières itérations, ce qui les rend efficaces pour des problèmes nécessitant des solutions rapides. En résumé, les algorithmes en essaim combinent robustesse, simplicité, adaptabilité et efficacité, ce qui les rend particulièrement utiles dans de nombreux domaines nécessitant des solutions optimisées et flexibles.

Donc les algorithmes en essaim combinent robustesse, simplicité, adaptabilité et efficacité, ce qui les rend particulièrement utiles dans de nombreux domaines nécessitant des solutions optimisées et flexibles.

2.6.3 Algorithme PSO :

Le PSO a été initialement introduit par Kennedy et Eberhart en 1995 [32]. L'algorithme PSO a attiré un grand nombre de chercheurs au cours de la dernière décennie en raison de la simplicité de sa mise en œuvre et du nombre réduit de paramètres de contrôle. Il a été stimulé par l'observation du comportement sociétal des oiseaux qui se regroupent et se scolarisent.

Dans la nature, un essaim d'oiseaux se déplace dans l'espace en suivant un leader qui a la position la plus proche de la nourriture.

En effet cet comportement social des oiseaux peut être traduit en opérations algorithmiques, pour résoudre des problèmes d'optimisation dans lesquels l'essaim d'oiseaux est interprété comme étant le plus proche de la nourriture. afin d'obtenir un résultat optimal.

L'essaim d'oiseaux est interprété comme un essaim de particules et chaque particule représente une solution candidate. L'essaim de particules parcourt l'espace dans des dimensions données et trouve la meilleure solution qui optimise le problème posé.



FIGURE 2.10 – L’essaim d’oiseaux

Présentation de la méthode

L’optimisation par essaim de particules repose sur un ensemble d’individus originellement disposés de façon aléatoire et homogène, que nous appellerons des particules, qui se déplacent dans l’hyper-espace de recherche et constituent, chacune, une solution potentielle.

Chaque particule dispose d’une mémoire concernant sa meilleure solution visitée ainsi que la capacité de communiquer avec les particules constituant son entourage. À partir de ces informations, la particule va suivre une tendance faite, d’une part, de sa volonté à retourner vers sa solution optimale, et d’autre part, de son mimétisme par rapport aux solutions trouvées dans son voisinage. À partir d’optimums locaux et empiriques, l’ensemble des particules va, normalement, converger vers la solution optimale globale du problème traité [33].

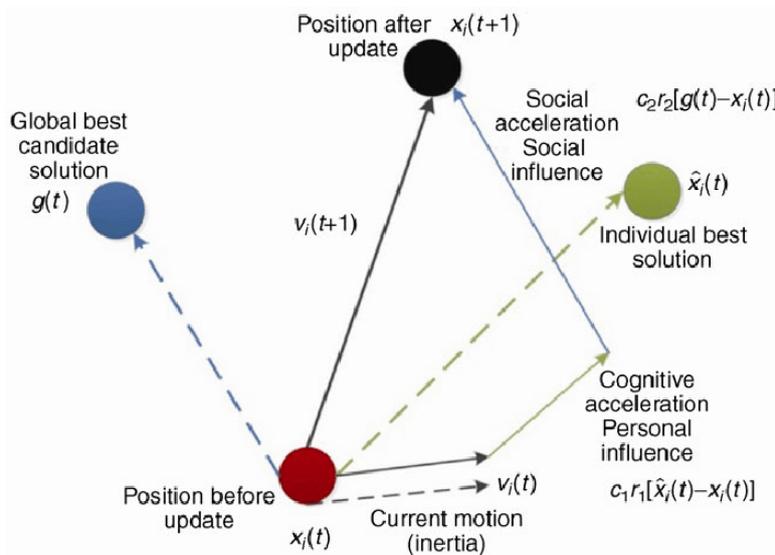


FIGURE 2.11 – Méthode de l’essaim d’oiseaux

Les avantages du PSO :

Les points suivants résument certains des faits qui font de l'algorithme PSO un algorithme d'optimisation intéressant :

- Simple à mettre en œuvre et à coder.
- Le PSO n'a que trois paramètres de contrôle (poids d'inertie, ratio cognitif et ratio social).
- Une légère modification de l'un de ces trois paramètres de contrôle se traduit par une performances différentes, comme le montrent [34] et [35].
- Le PSO peut être hybridée avec d'autres algorithmes d'optimisation.
- Le PSO est efficace pour contrôler l'équilibre entre l'exploration et l'exploitation. Les particules de la phase d'exploration explorent largement l'espace, tandis que la phase d'exploitation se concentre sur les régions prometteuses ce qui donne à l'algorithme autant de performance [33] .

2.7 Conclusion

Ce chapitre est structuré de la manière suivante : tout d'abord, nous avons identifié les divers défauts susceptibles d'affecter un système photovoltaïque et exploré les méthodes traditionnelles de diagnostic de ces défauts.

Ensuite, nous avons examiné en détail les approches théoriques de diagnostic, en mettant particulièrement l'accent sur le diagnostic basé sur la connaissance, qui sera mis en œuvre dans le chapitre suivant.

En conclusion, nous avons étudié les concepts et techniques d'optimisation, en soulignant la classification des techniques méta-heuristiques, notamment l'algorithme PSO, qui sera appliqué dans le prochain chapitre.

Chapitre 3

Algorithme de détection et d'identification des défauts dans un panneau solaire

3.1 Introduction

Ce chapitre présente les différents résultats de simulations d'un générateur photovoltaïque basé sur le modèle de Bishop. On examine l'influence de la variation de différentes conditions, telles que le photo-courant, la résistance de shunt, la résistance série...etc. Les différentes étapes menant à l'algorithme de détection et d'identification des types de défauts dans un générateur photovoltaïque sont détaillées par suite, en utilisant le modèle SANDIA et la méthode basée sur la méthode des connaissances et la classification

De plus, une nouvelle approche d'optimisation et d'identification des coefficients du modèle SANDIA, basée sur l'algorithme PSO, a été proposée.

3.2 Simulation du générateur photovoltaïque choisi sous MATLAB-Simulink :

La simulation du générateur sélectionné a été réalisée à partir du modèle Bishop.

Le modèle de simulation est constitué de 72 cellules connectées en série, regroupées en 4 chaînes de 18 cellules chacune, avec une diode bypass en antiparallèle pour la protection contre les cellules mal éclairées, figure [3.1](#).

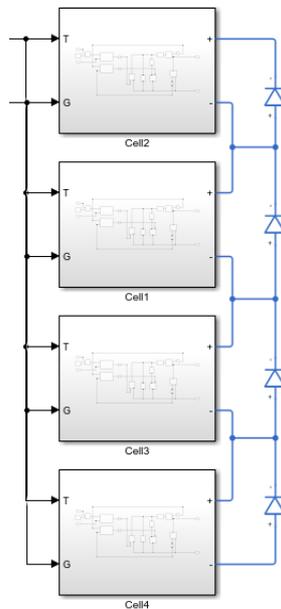


FIGURE 3.1 – Schéma bloc du GPV choisi

Les paramètres de simulation sont présents dans le tableau 3.1 :

TABLE 3.1 – Paramètres de simulation

Paramètre	Valeur
Coefficient de température du courant K_i	0.0032 %/°C
Charge de l'électron q	1.6e-19 C
Constante de Boltzmann K	1.38e-23 J/K
Température de la cellule T_c T_c	25°C
Tension de circuit ouvert V_{oc}	32.9 V
Courant de court-circuit I_{sc}	8.21 A
Nombre des cellules en série N_s	18
Tension de claquage V_b	-20 V
Les coefficients de réglage de BISHOP	$kbish=3.5$, $nbish=-0.1$

3.2.1 Caractéristiques du générateur photovoltaïque en fonctionnement sain :

Les courbes caractéristiques du GPV en mode sain sont présentées dans les figures 3.2 et 3.3

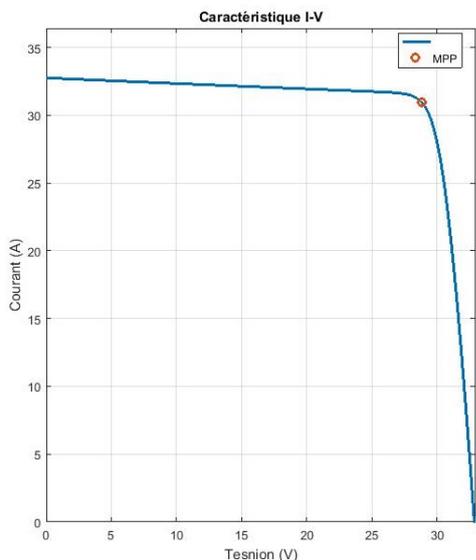


FIGURE 3.2 – Caractéristique I(V) du GPV en fonctionnement sain

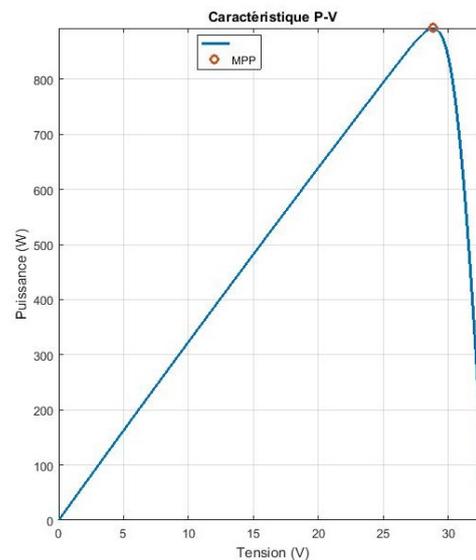


FIGURE 3.3 – Caractéristique P(V) du GPV en fonctionnement sain

3.3 Influence des paramètres sur le fonctionnement du GPV

La variation des paramètres du modèle de simulation modifie le comportement du GPV et donc de la puissance délivrée. On s'intéresse essentiellement à cinq paramètres qui sont susceptibles de varier à l'apparition de certains défauts.

TABLE 3.2 – Paramètres de simulation

Paramètre	Valeur
Résistance série	$R_s=0.221 \Omega$
Résistance shunt	$R_{sh}=415.405 \Omega$
Température de cellule	$T_c=25^\circ\text{C}$
Eclairement solaire	$G=1000 \text{ W}/\text{m}^2$
Courant de saturation	$I_s=1.437\text{e-}23 \text{ A}$

3.3.1 Influence de la variation du photo-courant

Le photo-courant est proportionnel à l'éclairement lumineux que reçoit la cellule et varie en fonction de sa température comme indiqué par l'équation [1.6](#)

1. Influence de la température :

L'augmentation de la température induit une légère élévation de l'intensité du courant, mais exerce une influence négative sur la tension de circuit ouvert. Par conséquent, la puissance maximale générée par le générateur diminue.

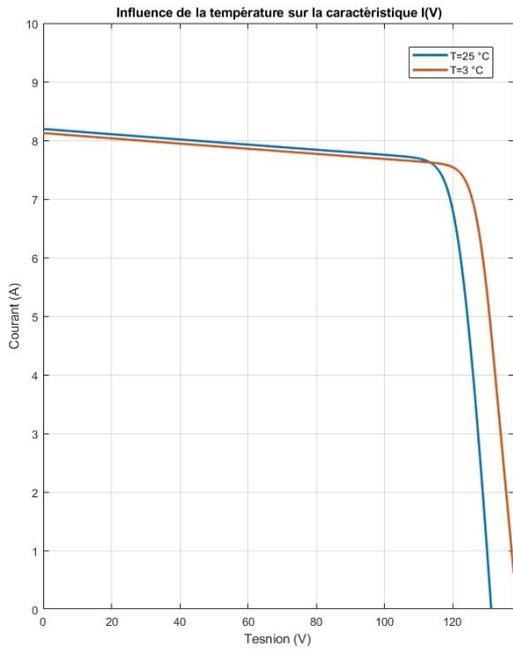


FIGURE 3.4 – Influence de de la température sur la caractéristique I(V)

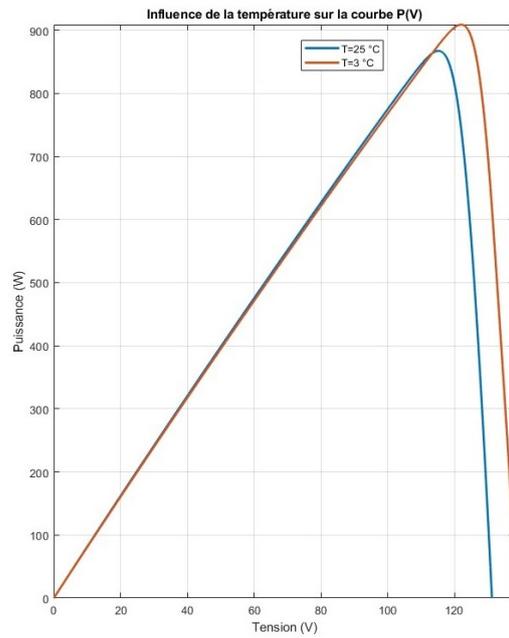


FIGURE 3.5 – Influence de la température sur la caractéristique P(V)

2. Influence du l'éclairement solaire :

L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement solaire qu'elle reçoit. Le courant généré est proportionnel à cet éclairement, tandis que la tension ne varie que très peu en fonction de l'éclairement solaire.

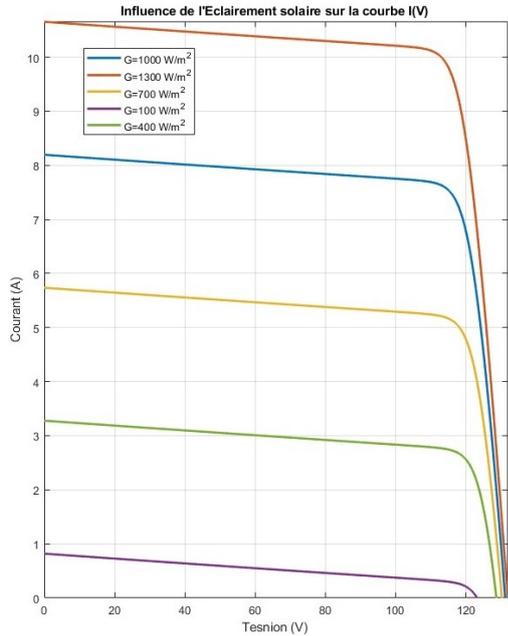


FIGURE 3.6 – Influence de l'éclairement solaire sur la caractéristique I(V)

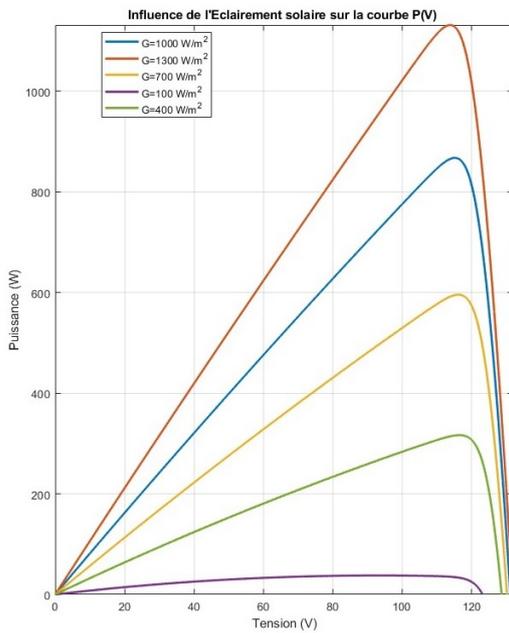


FIGURE 3.7 – Influence de l'éclairement solaire sur la caractéristique P(V)

3.3.2 Influence de la résistance série

Idéalement, la résistance série devrait être maintenue à une valeur faible. Cependant, certains défauts peuvent entraîner une augmentation de cette valeur, ce qui influe le rendement global du générateur photovoltaïque.

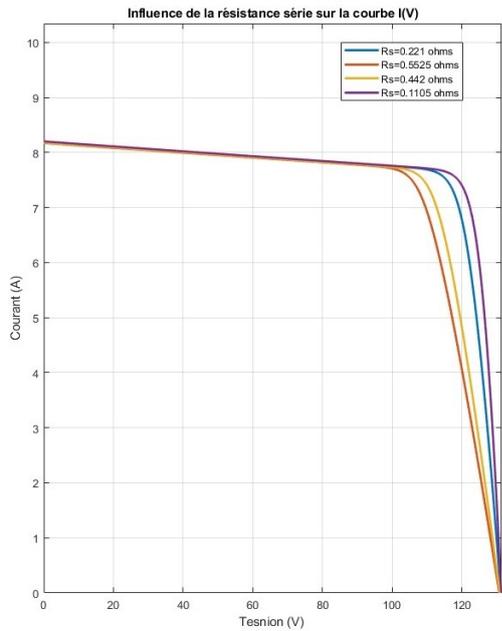


FIGURE 3.8 – Influence de la variation du résistance série sur la caractéristique I(V)

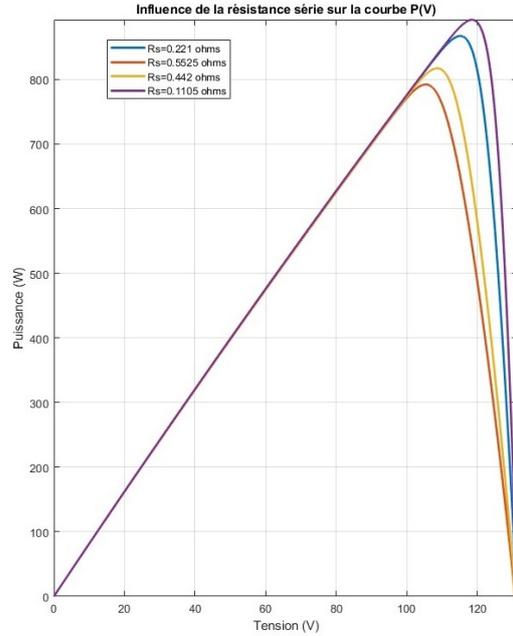


FIGURE 3.9 – Influence de la variation du résistance série sur la caractéristique P(V)

3.3.3 Résistance shunt

La résistance shunt, engendrant des pertes dues à une fuite de courant à travers un chemin résistif parallèle au dispositif intrinsèque, elle joue un rôle moins significatif que la résistance série dans un module photovoltaïque.

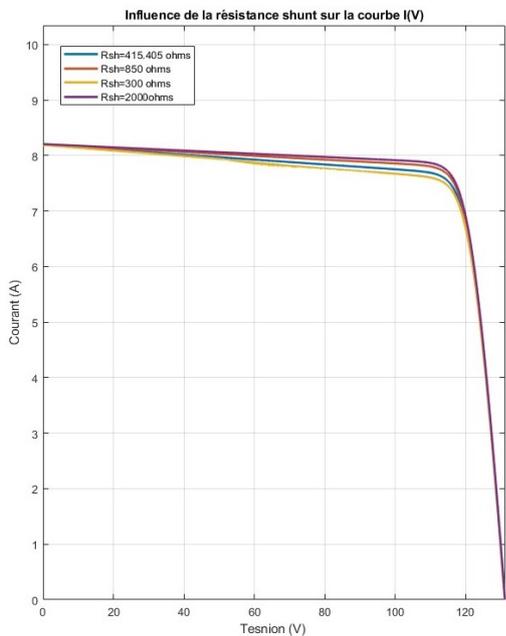


FIGURE 3.10 – Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V)

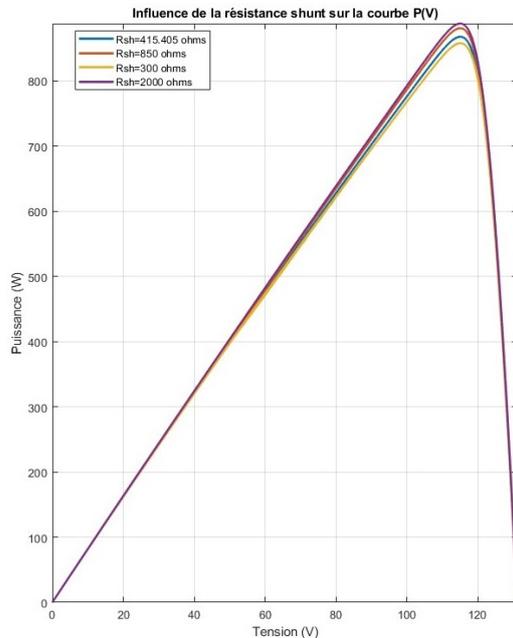


FIGURE 3.11 – Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V)

3.3.4 Influence de la variation du courant de saturation

Le courant de saturation inverse de la diode donnée par l'équation 1.4, dépend de la température et de la largeur de bande d'énergie du matériel de la cellule photovoltaïque. L'expression du courant de saturation inverse est très compliquée et certains paramètres physiques ne sont pas disponibles. Par contre, on peut le calculer en faisant référence au courant de saturation inverse à une température de référence donné. [27].

La figure 3.12 montre que le courant de saturation inverse n'affecte pas le courant de court-circuit de la cellule. Cependant, plus le courant de saturation inverse augmente plus la tension de circuit ouvert diminue.

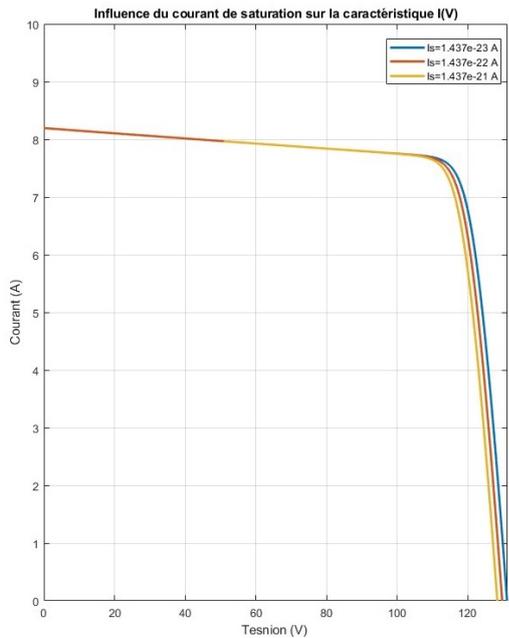


FIGURE 3.12 – Influence du courant de saturation sur la caractéristique I(V)

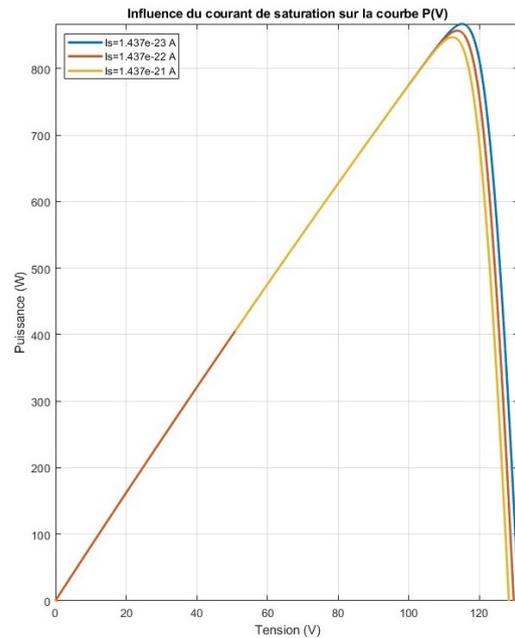


FIGURE 3.13 – Influence du courant de saturation sur la caractéristique P(V)

3.4 Le diagnostic par la méthode de classification

La méthode de diagnostic à base de classification peut être décomposée en 4 étapes principales qui sont :

1. Choix du critère pour le déclenchement de l'algorithme de diagnostic.
2. Simulation de plusieurs défauts susceptibles de se produire au sein du panneau PV
3. Etablissement d'une base de connaissance des différents défauts.
4. Choix d'une approche afin d'identifier chaque classe à son défaut. [6]

Les étapes pour aboutir à l'algorithme de détection et d'identification de types des défauts en utilisant la méthode de classification sont présentées par la figure 3.14;

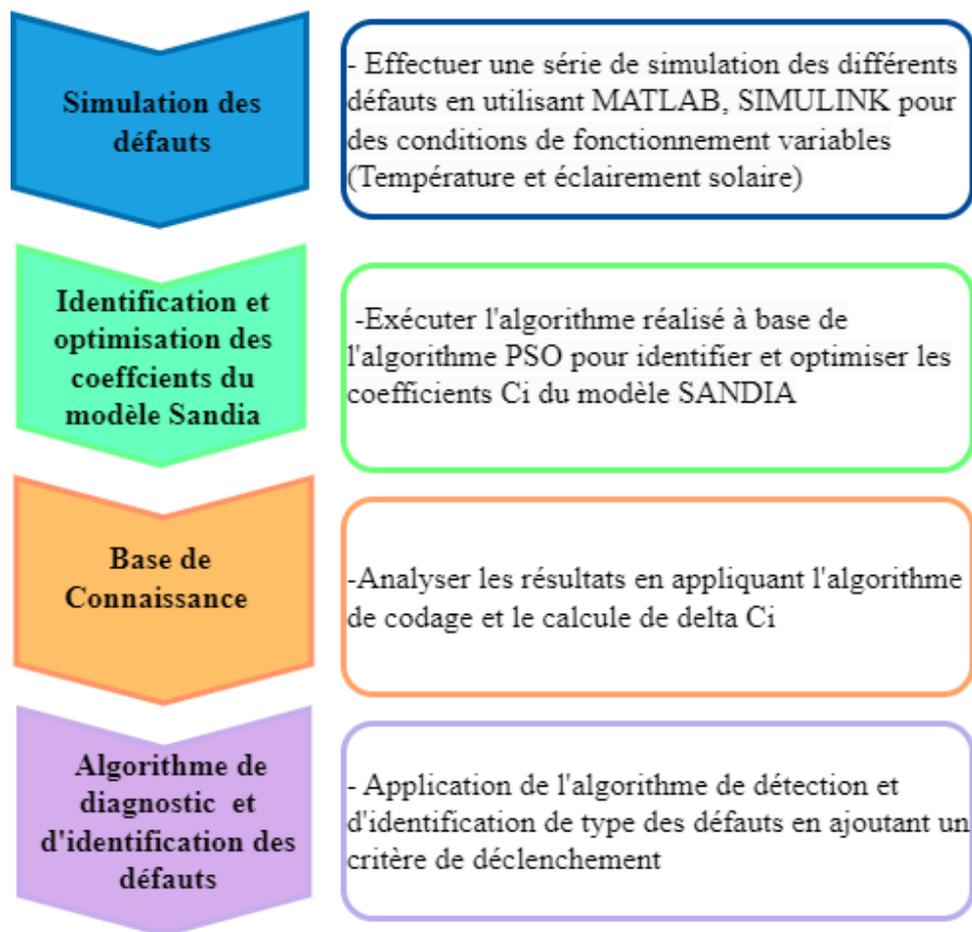


FIGURE 3.14 – Les étapes pour aboutir à l'algorithme de détection et d'identification de type des défauts

3.5 Étape 01 : Simulation des défauts

La simulation des différents scénarios possibles pour différents défauts a été faite à base du modèle Bishop sain construit sous MATLAB-Simulink pour les différentes conditions de fonctionnement (série des modifications à chaque fois pour obtenir le scénario du défaut souhaité). Ensuite, l'enregistrement des simulations a été fait sous la forme d'un fichier .mat pour les exploiter dans l'étape suivante.

3.5.1 Défaut Mismatch

1. Mismatch type série

Un défaut de mismatch série entraîne une augmentation de la résistance série du composant défectueux, ce qui réduit la pente de la courbe (I-V) sans affecter la tension en circuit ouvert.

La figure suivante représente l'influence du défaut sur les courbes (I-V) et (P-V) :

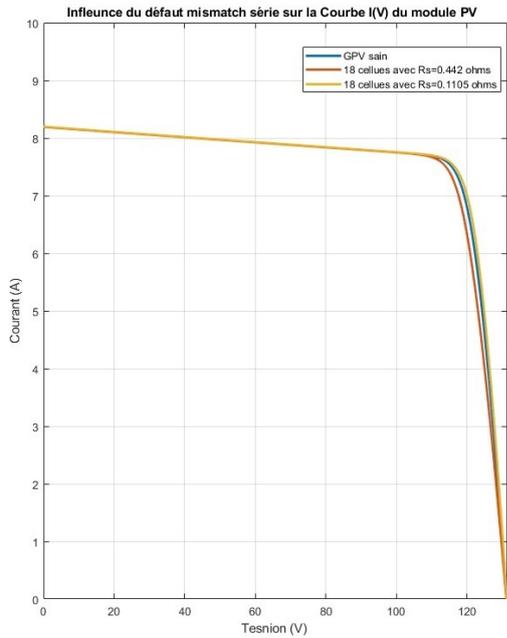


FIGURE 3.15 – Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 18 cellules en défaut

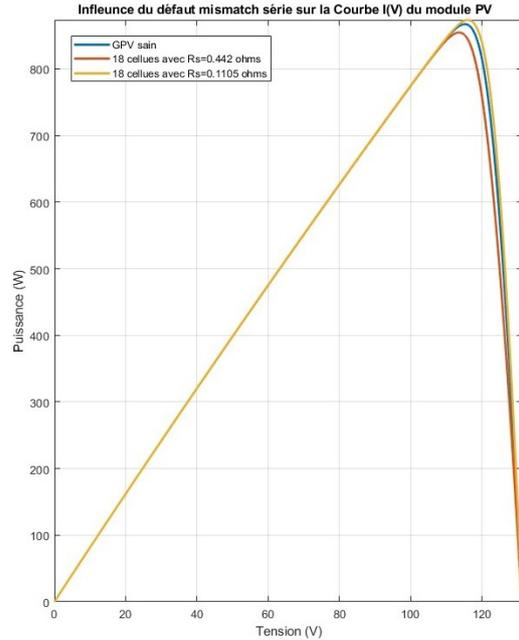


FIGURE 3.16 – Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 18 cellules en défaut

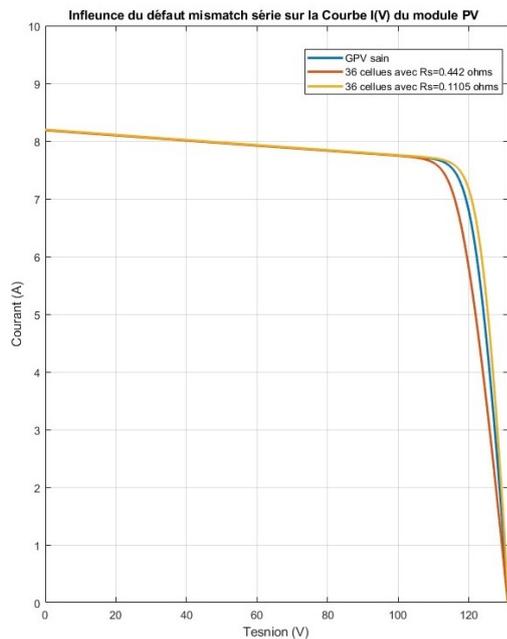


FIGURE 3.17 – Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut

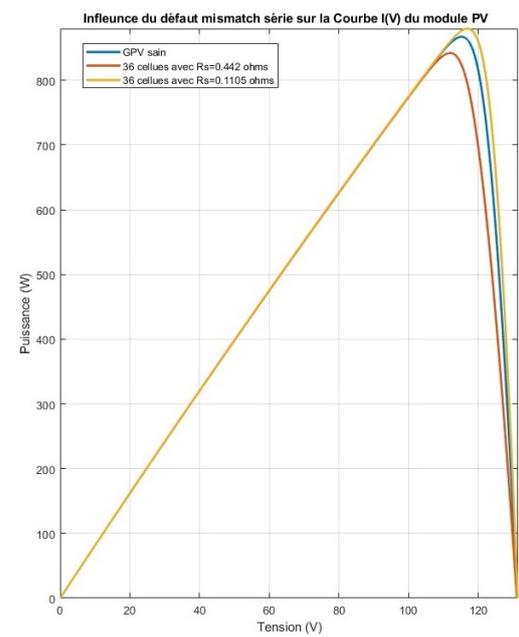


FIGURE 3.18 – Influence du défaut mismatch série sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut

2. Mismatch type parallèle

Un défaut de mismatch parallèle entraîne une diminution de la résistance parallèle (R_{sh}), réduisant ainsi la puissance dissipée dans la charge. Cette puissance est maximisée lorsque R_{sh} présente une valeur élevée.

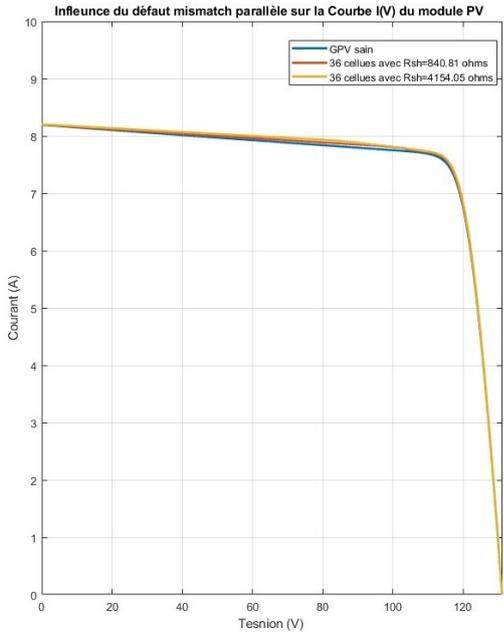


FIGURE 3.19 – Influence du défaut mismatch parallèle sur la caractéristique I(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut

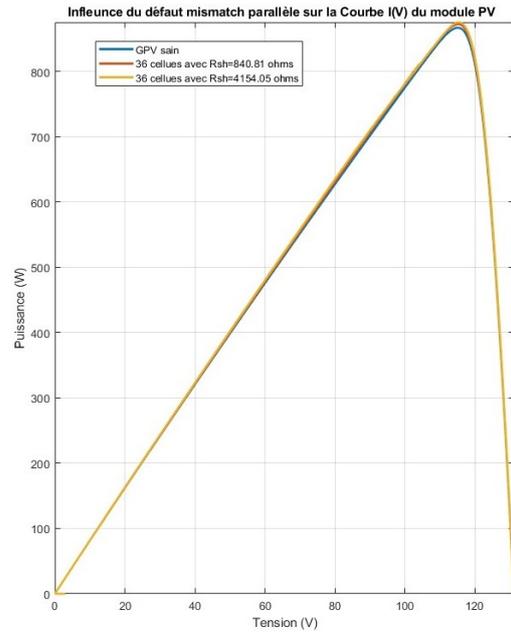


FIGURE 3.20 – Influence du défaut mismatch parallèle sur la caractéristique P(V) d'un groupement de 36 cellules en défaut

3.5.2 Défaut d'ombrage

Ce défaut survient lorsque les cellules du panneau photovoltaïque ne reçoivent pas un éclairage uniforme, ce qui entraîne des caractéristiques différentes pour chaque cellule. Cela affecte alors la courbe caractéristique globale de l'ensemble des cellules.

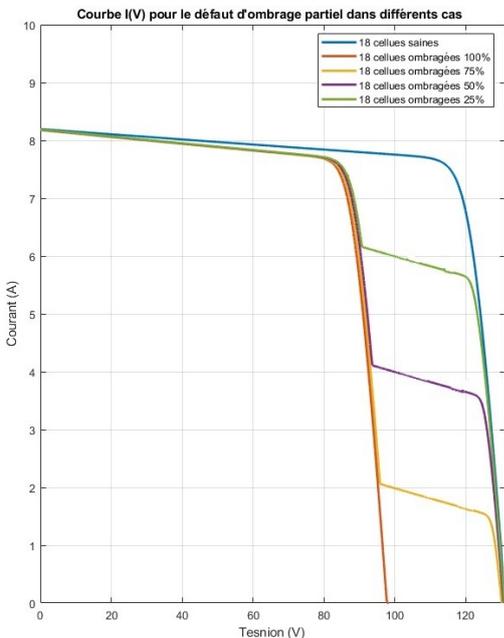


FIGURE 3.21 – Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)

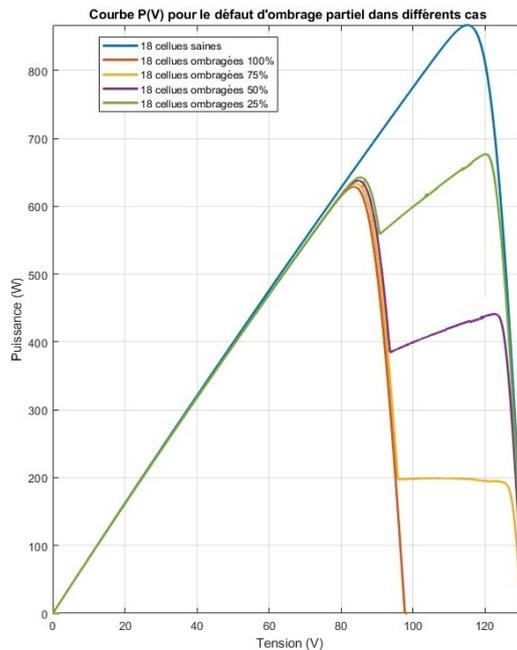


FIGURE 3.22 – Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)

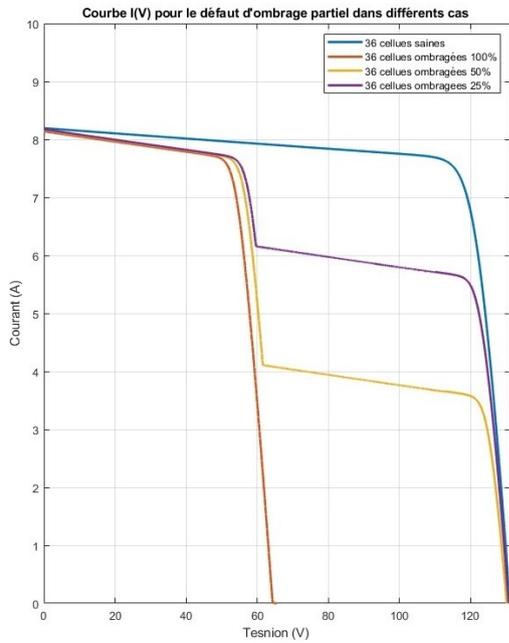


FIGURE 3.23 – Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)

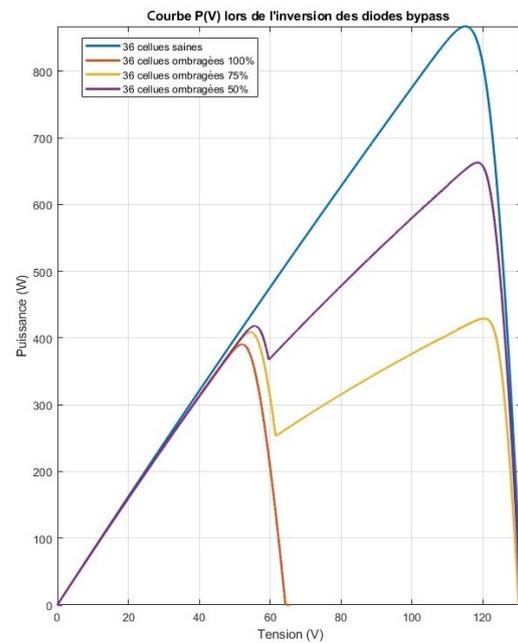


FIGURE 3.24 – Influence de l'ombrage partiel sur la la caractéristique I(V)

3.5.3 Défaut de diode bypass

1. Diode bypass court-circuitée

Lorsqu'une diode bypass est en court-circuit, la tension aux bornes du groupe de cellules devient nulle, ce qui entraîne une diminution de la tension totale du module.

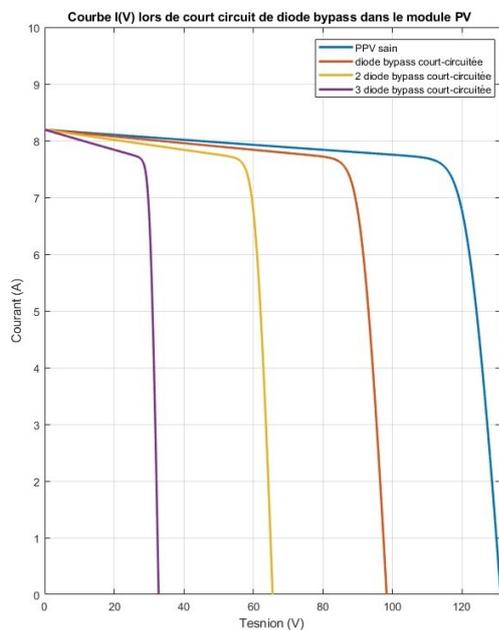


FIGURE 3.25 – Influence du court-circuit des diodes bypass sur la caractéristique I(V)

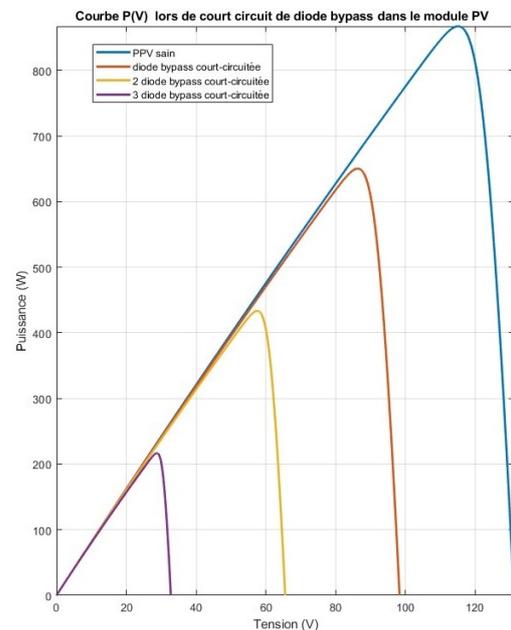


FIGURE 3.26 – Influence du court-circuit des diodes bypass sur la caractéristique P(V)

2. Inversion de diodes bypass

Dans des conditions normales, la diode bypass conduit lorsque la somme des tensions des cellules photovoltaïques à ses bornes est positive et se bloque lorsque cette somme est négative. Cependant, lorsqu'elle est inversée, elle fonctionne de manière opposée à son fonctionnement normal

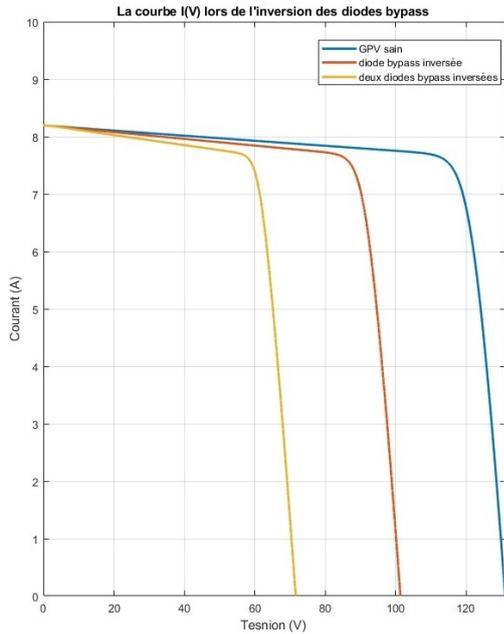


FIGURE 3.27 – Influence de l'inversion des diodes bypass sur la caractéristique I(V)

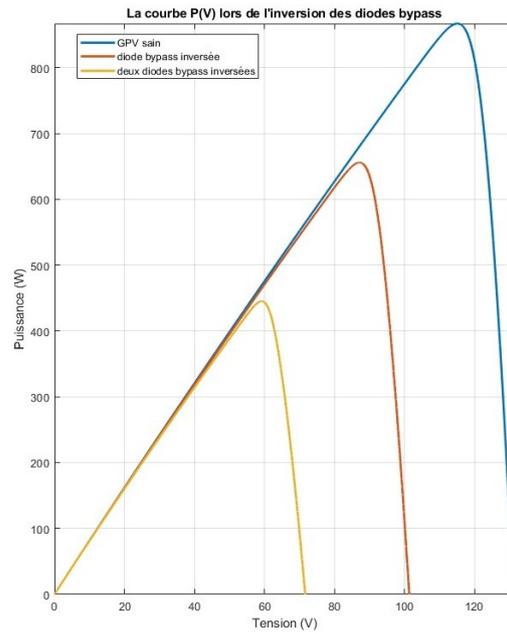


FIGURE 3.28 – Influence de l'inversion des diodes bypass sur la caractéristique P(V)

En revanche, en présence de défauts la diode bypass est essentielle pour isoler le groupe de cellules défectueuses des autres.

3. Claquage de diode bypass

Une diode claquée quand elle fonctionne comme une impédance. Plus cette impédance diminue, plus elle absorbe le courant produit par le groupe qui devrait être normalement fourni à la charge.

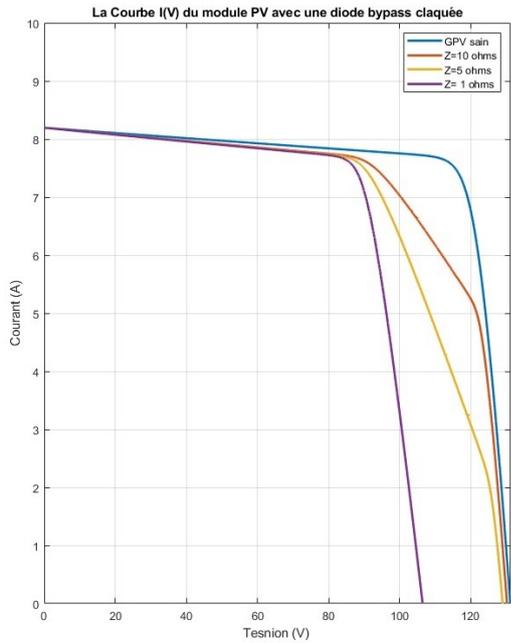


FIGURE 3.29 – Influence du claquage d'un seul diode bypass sur la caractéristique I(V)

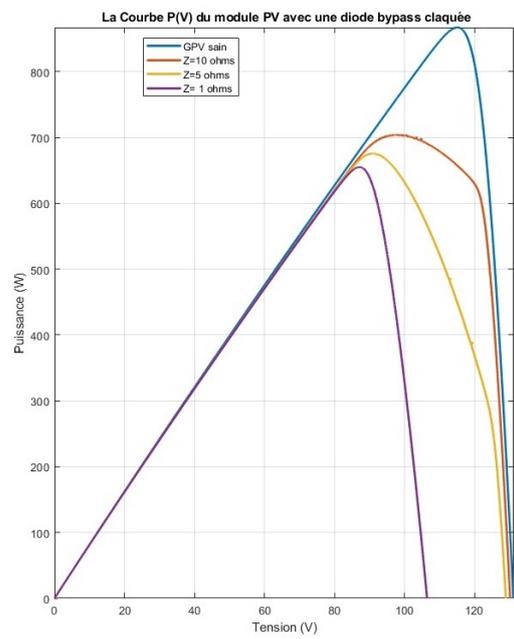


FIGURE 3.30 – Influence du claquage d'un seul diode bypass sur la caractéristique P(V)

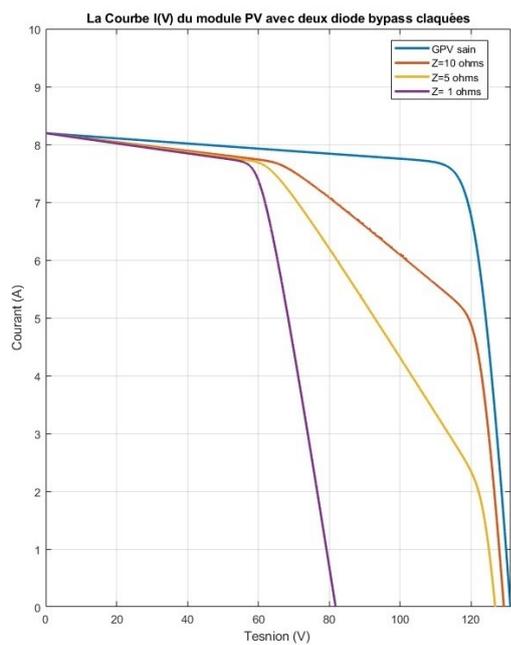


FIGURE 3.31 – Influence du claquage de 2 diodes bypass sur la caractéristique I(V)

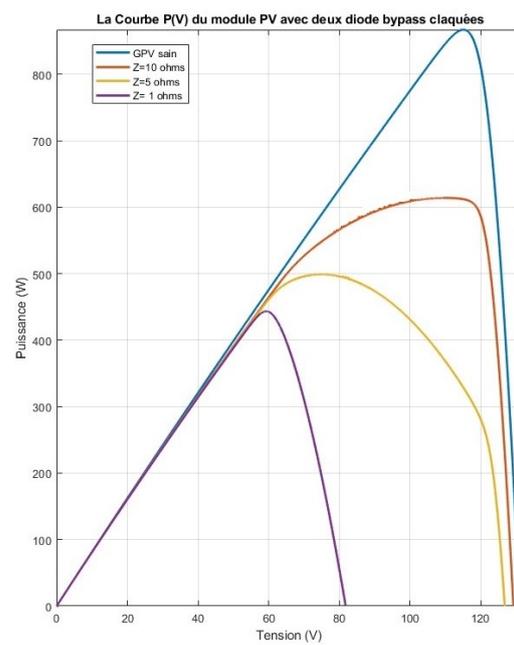


FIGURE 3.32 – Influence du claquage de 2 diodes bypass sur la caractéristique P(V)

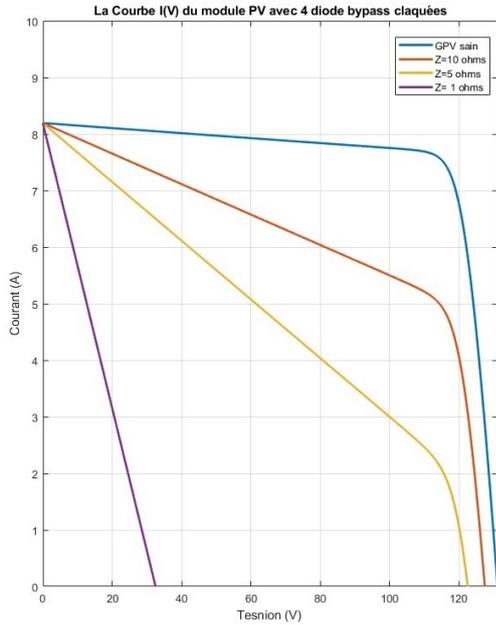


FIGURE 3.33 – Influence du claquage de 4 diodes bypass sur la caractéristique I(V)

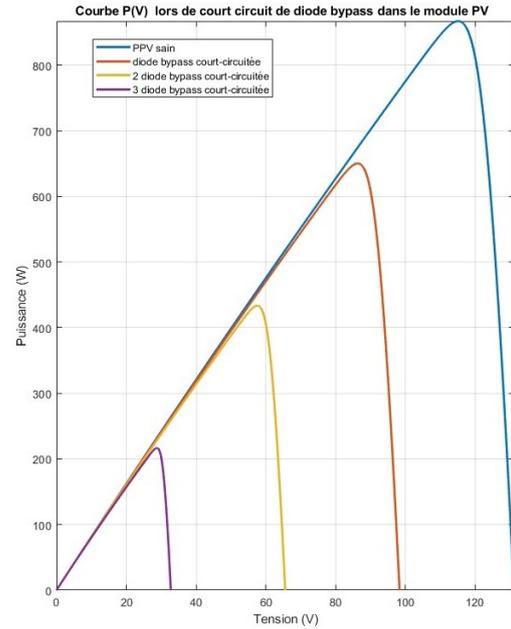


FIGURE 3.34 – Influence du claquage de 4 diodes bypass sur la caractéristique P(V)

3.6 Étape 02 : Identification et optimisation des paramètres Sandia

3.6.1 Modélisation des défauts :

Une simulation des défauts a été réalisée dans des conditions de fonctionnement variables, basées sur des observations effectuées sur une période d'une demi-journée (température et éclairage solaire).

Selon la théorie de la méthode de Sandia étudiée dans le premier chapitre, cette approche présente l'avantage de tenir compte des conditions de fonctionnement réelles du panneau photovoltaïque (PV). Les paramètres du modèle sont calculés en prenant en considération les éventuels défauts pouvant survenir dans le panneau PV. Ainsi, nous avons choisi d'utiliser le modèle paramétrique de Sandia pour modéliser ces défauts.

Les résultats de la simulation du comportement du panneau photovoltaïque (PV) pour un scénario exhaustif de défauts ont montré qu'il est possible d'identifier des caractéristiques potentielles permettant de remonter à la nature des défauts. Par conséquent, chaque défaut peut être modélisé par deux équations : la première équation caractérise le courant de la puissance maximale, tandis que la deuxième équation caractérise la tension de la puissance maximale. [36]

$$I_{mpp} = p \cdot I_{mpSTC} \cdot (N_p(c_0 E_e + c_1 E_e^2) \cdot (1 + c_2(T_c - T_0))) \quad (3.1)$$

$$V_{mpp} = s \cdot (V_{mpSTC} + c_3 \cdot N_s \cdot \delta(T_e) \cdot \ln(E_e) + c_4 \cdot N_s \cdot (\delta(T_e) \cdot \ln(E_e))^2 + (c_5 \cdot T_e \cdot E_e) - (c_6/E_e)) \quad (3.2)$$

Avec :

$$P_{mp} = I_{mp} \cdot V_{mp} \quad (3.3)$$

$$\delta(T_c) = n \cdot k \cdot \frac{T_c + 273}{q} \quad (3.4)$$

$$T_c = T_m + \frac{E_{POA}}{E_0} \cdot \delta T \quad (3.5)$$

$$E_e = \frac{E_{POA}}{E_0} \cdot S_f \quad (3.6)$$

E =Eclairage du jour avec $E_0=1000 \text{ W/m}^2$.

$q = 1.60218 \times 10^{-19}$ (coulomb)

T_c Température de la cellule PV ($^{\circ}\text{C}$) avec $T_c=25$ ($^{\circ}\text{C}$).

$\delta(T_c)$ = Tension thermique.

Dans notre étude, nous avons considéré les défauts suivants :

- Défaut d'ombrage totale.
- Défaut d'ombrage partiel de sévérité faible.
- Défaut d'ombrage partiel de sévérité importante.
- Défaut mismatch série de sévérité faible.
- Défaut mismatch série de sévérité importante.
- Défaut mismatch parallèle de sévérité faible.
- Défaut mismatch parallèle de sévérité importante.
- Défaut de court-circuit de diode bypass.
- Défaut d'inversion de diode bypass.
- Défaut de claquage de diode bypass.

3.6.2 Réalisation de l'algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients du modèle Sandia

Un algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients du modèle empirique Sandia, basé sur l'algorithme d'optimisation PSO, a été développé.

Présentant d'abord le diagramme fonctionnel de l'algorithme PSO dans la figure [3.35](#).

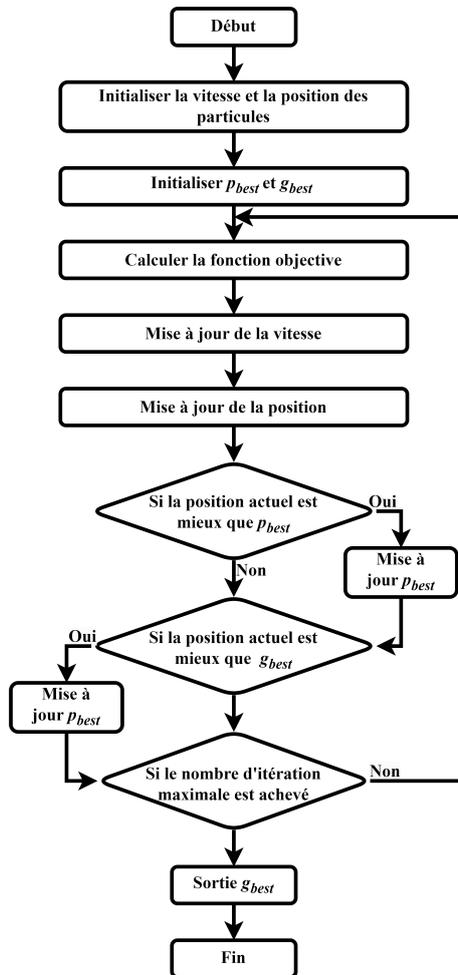


FIGURE 3.35 – Diagramme de l’algorithme PSO

Dans l’algorithme PSO, une population de particules est placée dans l’espace de recherche d-dimensionnel avec des vitesses choisies au hasard. Les positions connaissant leurs meilleures valeurs jusqu’à présent (P_{best}) et la position dans l’espace ddimensionnel. La vitesse de chaque particule est ajustée en fonction de sa propre expérience de vol et de l’expérience de vol des autres particules. [37]

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1rand_{1i}(p_{best_i} - s_i^k) + c_2rand_{2i}(g_{best_i} - s_i^k) \quad (3.7)$$

Où :

V_i^k est la vitesse actuelle de la particule i à l’itération

V_i^{k+1} est la vitesse actualisée de la particule i

w : le poids d’inertie est défini comme une fonction linéaire décroissante avec un nombre d’itérations compris entre 0,9 et 0,2

c_1, c_2 sont deux constantes PSO positives d’accélération, généralement comprises entre 0,5 à 2

S_i^k est la position actuelle de la particule i à l’itération k .

$rand_{1i}$ et $rand_{2i}$ sont des nombres aléatoires compris entre 0 et 1.

P_{best} est la meilleure position de la particule .

g_{best} est la meilleure position globale du groupe jusqu’à présent.

La nouvelle position peut être modifiée à l’aide de la position actuelle et de la vitesse actualisée V_i^{k+1} comme suit :

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \quad (3.8)$$

La valeur de la fonction objective est calculée pour chaque particule. Si la valeur est meilleure que le P_{best} actuel de la particule, le P_{best} est remplacé par la valeur actuelle. En outre, si la meilleure valeur de P_{best} est meilleure que la g_{best} actuelle, la g_{best} est remplacée par la meilleure valeur et le numéro de la particule avec la meilleure valeur est enregistré. L'opération se poursuit jusqu'à ce que le nombre d'itérations en cours atteigne le nombre d'itérations maximum prédéterminé.

Les indices de performance de l'erreur quadratique temporelle intégrale (ITSE) sont utilisés comme fonction objective par le PSO.

Les fonctions objectives utilisées dans l'algorithme réalisé sont données par la formule générale suivante :

$$ITSE = \int t \cdot e(t)^2 dt \quad (3.9)$$

La première fonction objective qu'on a établie c'est l'erreur quadratique entre le courant mesuré $Impp$ et le courant calculé en utilisant les coefficients du modèle Sandia généré par l'algorithme développé à base du PSO.

La deuxième c'est l'erreur quadratique entre le voltage mesuré $Vmpp$ et le voltage calculé de la même façon en utilisant les coefficients du modèle Sandia généré par l'algorithme développé à base du PSO.

Les paramètres de l'algorithme sont cités dans le tableau suivant :

TABLE 3.3 – Paramètres de l'algorithme réalisé

Paramètre	Valeur
Nombre des particules	50
Nombre de paramètres à optimiser pour $Impp$	3
Nombre de paramètres à optimiser pour $Vmpp$	4
Constante d'accélération C1	1.2
Constante d'accélération C2	0.8
Poids d'inertie W	0.9

Les étapes de l'algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients de Sandia ($C0, C1, C2, C3, C4, C5$ et $C6$) développé à base de l'algorithme PSO sont présentées dans la figure 3.48 suivantes :

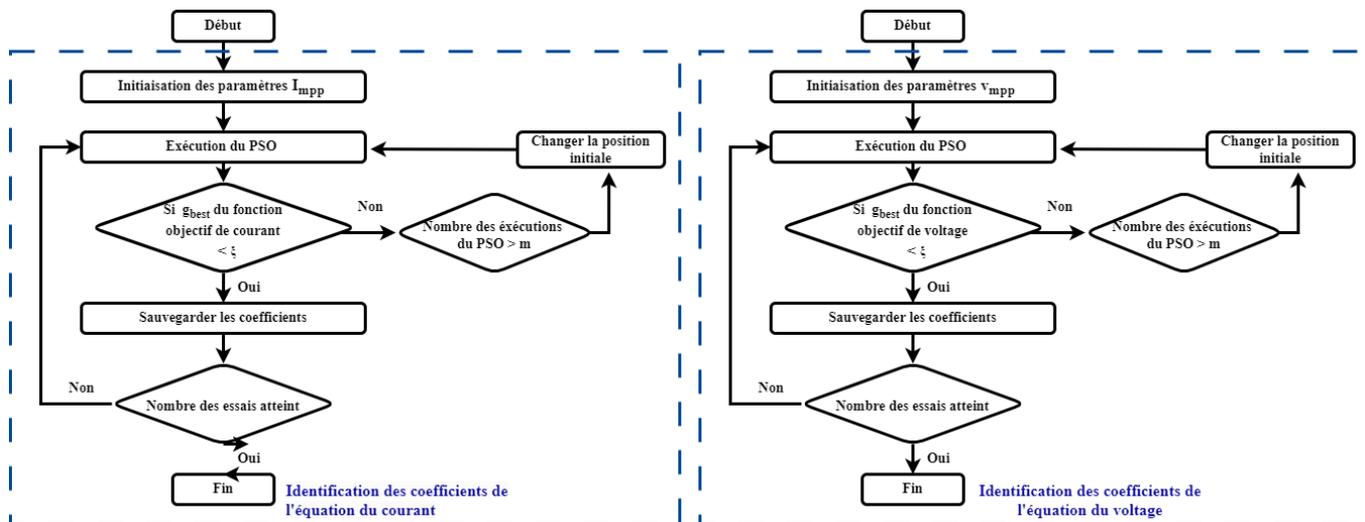


FIGURE 3.36 – Algorithme d’identification et d’optimisation des coefficients de sandia

Grâce à l’algorithme, nous avons effectué cinq essais dans le cas sain et pour chaque défaut. Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

Cas sain

N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
1	0.4086	0.3882	0.1275	0.1617e-3	0.1144e-3	-0.1139e-3	-0.2278e-3
2	0.3643	0.4007	0.1535	-0.1723e-3	0.0739e-3	0.1425e-3	0.2850e-3
3	0.3804	0.3027	0.2320	-0.6416e-3	-0.1574e-3	-0.2540e-3	-0.5079e-3
4	0.3528	0.3674	0.1942	0.1929e-3	-0.2366e-3	-0.0963e-3	-0.1932e-3
5	0.3810	0.4121	0.1304	0.0019e-3	-0.2316e-3	-0.0955e-3	-0.1903e-3
Moy	0.3774	0.3742	0.1675	-9.1501e-5	-8.8369e-5	-8.3418e-5	-1.6683e-4

N essai	F obj I	F obj V
1	0.2840e-10	0.1457e-15
2	0.8129e-10	0.0514e-15
3	0.0408e-10	0.0003e-15
4	0.1381e-10	0.0029e-15
5	0.0882e-10	0.1377e-15
Moy	7.0213e-4	1.2702e-17

TABLE 3.4 – Champ de paramètres estimés pour le cas sain

Cas défaillant

1. Défaut d’ombrage

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
18 cellules ombragées 25%	1	0.4714	0.2449	0.2510	-0.0429	0.0192	0.0124	-0.0039
	2	0.4238	0.3483	0.2146	-0.0433	0.0091	0.0153	-0.0101
	3	0.3992	0.2879	0.2970	-0.0407	0.0133	0.0171	-0.0136
	4	0.3189	0.4799	0.2160	-0.0420	0.0082	0.0267	-0.0025
	5	0.4326	0.4227	0.1517	-0.0364	0.0112	0.0282	-0.0193
	Moy	0.4092	0.3567	0.2261	-0.0411	0.0122	0.0199	-0.0099

N essai	F obj I	F obj V
1	0.1705e-9	0.2640e-12
2	0.0063e-9	0.7897e-12
3	0.9833e-9	0.0208e-12
4	0.1922e-9	0.0435e-12
5	0.0231e-9	0.0008e-12
Moy	6.7570e-04	8.9359e-14

TABLE 3.5 – Champ de paramètres estimés pour le défaut d’ombrage partiel du GPV pour 18 cellules ombragées à 25%

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
18 cellules ombragées 100%	1	0.5141	0.6463	0.2005	3.3602	-1.3760	-0.8886	2.5930
	2	0.5339	0.4589	0.2943	3.6867	-1.0410	-2.1324	0.2958
	3	0.5403	0.3815	0.3426	3.8268	-0.9466	-1.7523	0.1776
	4	0.2675	0.6656	0.4176	3.9314	-1.7299	0.2687	0.2977
	5	0.6496	0.2901	0.3005	3.8372	-1.4721	-0.4353	0.5147
	Moy	0.5011	0.4885	0.3111	3.7285	-1.3131	-0.9880	0.7758

N essai	F obj I	F obj V
1	0.3028e-9	0.1326e-9
2	0.4605e-9	0.0178e-9
3	0.2083e-9	0.5401e-9
4	0.1720e-9	0.0096e-9
5	0.0152e-9	0.92020e-9
Moy	0.0034	5.8088e-12

TABLE 3.6 – Champ de paramètres estimés pour le défaut d’ombrage partiel du GPV pour 18 cellules ombragées à 100%

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
36 cellules ombragées 50%	1	0.5648	0.1814	0.2304	-0.1972	0.1830	0.0100	-0.0038
	2	0.4761	0.1639	0.3580	-0.1972	0.1843	0.0514	0.0245
	3	0.5985	0.1793	0.1957	-0.1940	0.1820	-0.0497	-0.0631
	4	0.5081	0.2306	0.2684	-0.1635	0.2358	-0.0059	0.0646
	5	0.4695	0.2493	0.3064	-0.1159	0.2742	0.0349	-0.0304
	Moy	0.5234	0.2009	0.2718	-0.1736	0.2119	0.0081	-0.0016

N essai	F obj I	F obj V
1	0.7146e-9	0.6675e-8
2	0.3119e-9	0.0024e-9
3	0.0027e-9	0.0881e-9
4	0.0000e-9	0.0002e-9
5	0.5497e-9	0.1076e-9
Moy	3.7005e-04	3.2047e-10

TABLE 3.7 – Champ de paramètres estimés pour le défaut d’ombrage partiel du GPV pour 36 cellules ombragées à 50%

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
72 cellules ombragées	1	0.5460	0.3077	0.0752	-1.5592	0.9738	-0.0814	-0.9561
	2	0.2727	0.4455	0.2498	-1.3693	1.5651	-0.4905	-1.0178
	3	0.3549	0.3694	0.2142	-1.2421	1.3795	1.5588	-0.1314
	4	0.4374	0.3525	0.1403	-1.2174	1.6386	1.1354	-0.0821
	5	0.4420	0.2550	0.2058	-1.7337	0.3213	1.3070	-0.1644
	Moy	0.4106	0.3460	0.1771	-1.4244	1.1757	0.6858	-0.4704

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0291e-8	0.0417e-8
2	0.7265e-8	0.4250e-8
3	0.0981e-8	0.1179e-8
4	0.0783e-8	0.0068e-8
5	0.2990e-8	0.0032e-8
Moy	0.0017	1.6988e-10

TABLE 3.8 – Champ de paramètres estimés pour le défaut d'ombrage totale du GPV

2. Défaut mismatch

Mismatch série

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
18 cellules en défaut	1	0.3838	0.3774	0.1498	-0.0003	0.0318	0.2971	-0.2288
	2	0.3529	0.3177	0.2378	-0.0274	0.0673	0.2595	-0.3091
	3	0.4597	0.2475	0.2003	-0.0281	0.0416	0.2619	-0.3045
	4	0.3856	0.2986	0.2233	0.0108	0.0337	0.3183	-0.1840
	5	0.3896	0.2820	0.2370	0.0031	0.0175	0.3932	-0.0332
	Moy	0.3943	0.3046	0.2097	-0.0084	0.0384	0.3060	-0.2119

N essai	F obj I	F obj V
1	0.1066e-10	0.3158e-10
2	0.6262e-10	0.0013e-10
3	0.5888e-8	0.0986e-10
4	0.7067e-10	0.0009e-10
5	0.10484e-10	0.002e-10
Moy	2.8736e-04	3.1155e-12

TABLE 3.9 – Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV de 18 cellules en série

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
36 cellules en défaut	1	0.3743	0.3726	0.1991	0.4932	-0.6294	-1.3515	0.3250
	2	0.3218	0.4075	0.2173	-0.0175	0.0825	-1.5118	0.3476
	3	0.4887	0.3262	0.1390	0.6885	0.2282	-1.4401	0.0574
	4	0.2424	0.4187	0.2930	0.6863	-0.0787	-1.1546	0.5908
	5	0.3689	0.3887	0.1896	0.5472	0.0041	-1.2309	0.5331
	Moy	0.3592	0.3827	0.2076	0.4795	-0.0787	-1.3378	0.3708

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0492e-9	0.0052e-9
2	0.1747e-9	0.0008e-9
3	0.3633e-9	0.2685e-9
4	0.0434e-9	0.0002e-9
5	0.5253e-9	0.0469e-9
Moy	0.0014	6.9138e-12

TABLE 3.10 – Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV pour 36 cellules en série

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
72 cellules en défaut	1	0.2325	0.4288	0.2451	-0.0064	-0.0012	-0.0172	0.0043
	2	0.4730	0.3669	0.0896	-0.0031	-0.0004	-0.0166	0.0072
	3	0.3709	0.3365	0.1993	0.0003	0.0028	-0.0155	0.0114
	4	0.2707	0.3689	0.2717	-0.0076	0.0053	-0.0186	0.0010
	5	0.3282	0.3073	0.2783	-0.0031	0.0028	-0.0121	0.0167
	Moy	0.3351	0.3617	0.2168	-0.0040	0.0019	-0.0160	0.0081

N essai	F obj I	F obj V
1	0.2626e-8	0.2193e-12
2	0.0132e-8	0.4046e-12
3	0.0002e-8	0.0103e-12
4	0.0476e-8	0.2556e-12
5	0.0118e-8	0.0006e-12
Moy	0.0066	8.5986e-15

TABLE 3.11 – Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch série du GPV

Mismatch parallèle

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
72 cellules en défaut	1	0.4022	0.2754	0.2337	-0.0040	0.0013	-0.0125	0.0003
	2	0.3142	0.4734	0.1293	-0.0001	-0.0001	-0.0113	0.0039
	3	0.4074	0.3145	0.1883	-0.0010	-0.0042	-0.0100	0.0062
	4	0.3321	0.3839	0.1929	-0.0052	0.0003	-0.0102	0.0045
	5	0.3909	0.3639	0.1578	-0.0091	-0.0024	-0.0085	0.0069
	Moy	0.3694	0.3622	0.1804	-0.0039	-0.0010	-0.0105	0.0044

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0509e-10	0.0510e-13
2	0.9588e-10	0.0956e-13
3	0.4102e-10	0.0350e-13
4	0.3662e-10	0.3767e-13
5	0.7765e-10	0.0574e-13
Moy	4.1955e-04	4.3026e-17

TABLE 3.12 – Champ de paramètres estimés pour le défaut mismatch parallèle du GPV

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
36 cellules en défaut	1	0.3747	0.3212	0.2137	0.0714	-0.0113	0.1054	-0.0294
	2	0.3844	0.4530	0.0927	-0.0121	-0.0491	0.1216	-0.0137
	3	0.3495	0.3932	0.1683	0.0012	0.0033	0.1317	0.0098
	4	0.4791	0.3606	0.0917	0.0271	0.0178	0.0986	-0.0524
	5	0.2094	0.4926	0.2059	0.0601	0.0155	0.0981	-0.0465
	Moy	0.3594	0.4041	0.4041	0.0295	-0.0048	0.1111	-0.0265

N essai	F obj I	F obj V
1	0.00227e-9	0.0002e-10
2	0.0025e-9	0.0002e-10
3	0.0005e-9	0.0035e-10
4	0.0072e-10	0.2400e-10
5	0.1672e-9	0.0042e-10
Moy	0.0026	1.0998e-12

TABLE 3.13 – Champ de paramètres estimés pour un défaut mismatch parallèle de GPV sur 36 cellules

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
18 cellules en défaut	1	0.4259	0.4006	0.1038	-0.0011	0.0002	0.0214	-0.0134
	2	0.3808	0.4850	0.0762	0.0005	-0.0015	0.0194	-0.0173
	3	0.4332	0.2808	0.1992	0.0037	0.0027	0.0203	-0.0151
	4	0.4577	0.3478	0.1197	-0.0043	-0.0014	0.0224	-0.0114
	5	0.4160	0.3338	0.1657	0.0030	-0.0097	0.0182	-0.0196
	Moy	0.4227	0.3696	0.1329	3.5419e-04	-0.0019	0.0203	-0.0154

N essai	F obj I	F obj V
1	0.4715e-9	0.1673e-13
2	0.2683e-9	0.8243e-13
3	0.0002e-9	0.0230e-13
4	0.9930e-9	0.0727e-13
5	0.0072e-9	0.0538e-13
Moy	0.0013	5.0836e-15

TABLE 3.14 – Champ de paramètres estimés pour un défaut mismatch parallèle du GPV sur 18 cellules

3. Défaut diode bypass

Défaut de court-circuit de diode bypass

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
DiodeB court- circuitée	1	0.5148	0.2253	0.4750	3.9933	-1.5889	-0.7530	-0.1443
	2	0.7084	0.1844	0.2873	3.8850	-1.3499	-0.6547	0.8407
	3	0.4155	0.2264	0.6390	3.7819	-0.9821	-0.2587	2.3390
	4	0.6616	0.1661	0.3480	3.7050	-2.7773	-0.3094	-0.1852
	5	0.2230	0.5454	0.5547	4.0979	-0.7521	-0.5897	0.8725
	Moy	0.5047	0.2695	0.4608	3.8926	-1.4901	-0.5131	0.7445

N essai	F obj I	F obj V
1	0.4124e-9	0.8171e-9
2	0.4198e-9	0.3136e-9
3	0.9971e-9	0.5707e-9
4	0.0320e-9	0.0051e-9
5	0.1850e-9	0.6412e-9
Moy	0.0198e-9	1.0733e-12

TABLE 3.15 – Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bypass court-circuitée

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
3 diodeB court- circuitées	1	1.4520	0.8401	0.7034	0.8847	-1.2011	-0.6172	0.3600
	2	1.6694	0.5886	0.6010	0.7786	-1.3241	-0.1032	-0.2862
	3	1.1651	0.1816	1.1522	0.5749	-1.4502	0.8522	-0.1949
	4	1.5758	0.0687	0.7555	1.1590	-1.0970	0.0521	-0.3198
	5	1.1579	0.4193	1.0838	0.9853	-1.1612	-0.3158	0.1382
	Moy	1.4040	0.4197	0.8592	0.8765	-1.2467	-0.0264	-0.0605

N essai	F obj I	F obj V
1	0.1158e-9	0.0062e-8
2	0.1767e-9	0.0006e-8
3	0.0279e-9	0.8149e-8
4	0.0007e-9	0.1316e-8
5	0.2457e-9	0.0580e-8
Moy	0.0368	7.8642e-10

TABLE 3.16 – Champ de paramètres estimés pour un défaut de 3 diodes bypass court-circuitées

Défaut d'inversion de diode bypass

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Une diode inversée	1	0.4880	0.5167	0.2511	3.5278	-2.0406	-0.1195	2.0880
	2	0.4261	0.1910	0.6568	4.0592	-0.0311	-1.1061	1.5563
	3	0.4638	0.3187	0.4365	3.7940	-1.5182	-1.1163	0.5252
	4	0.4776	0.2604	0.4785	4.1803	-1.2786	-0.4265	-0.0674
	5	0.3500	0.6615	0.2761	3.3554	-3.2989	-0.9609	0.0277
	Moy	0.4411	0.3897	0.4198	3.7833	-1.6335	-0.7459	0.8260

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0697e-9	0.0467e-9
2	0.0001e-9	0.0002e-9
3	0.3482e-9	0.0172e-9
4	0.0080e-9	0.4957e-9
5	0.4142e-9	0.3613e-9
Moy	0.0366	7.9053e-11

TABLE 3.17 – Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bybass inversée

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
2 diodesB inversées	1	0.8461	0.0364	0.6240	1.7159	-2.6629	-0.4511	0.5878
	2	0.5622	0.2980	0.8591	2.1230	-2.0860	0.0521	1.2083
	3	0.8366	0.7983	0.2797	2.4720	-1.8447	-0.1365	-0.0476
	4	0.5843	0.4723	0.6755	2.0869	-2.3012	-0.1964	0.0987
	5	0.6879	0.2002	0.7293	2.4658	-1.9210	-0.1997	-0.4764
	Moy	0.7034	0.3610	0.6335	2.1727	-2.1632	-0.1863	0.2742

N essai	F obj I	F obj V
1	0.3595e-9	0.0067e-9
2	0.9273e-9	0.0215e-9
3	0.0030e-9	0.1690e-9
4	0.6760e-9	0.5551e-9
5	0.1839e-9	0.5761e-9
Moy	0.0755	1.1368e-12

TABLE 3.18 – Champ de paramètres estimés pour un défaut de 2 diodes bybass inversées

Défaut de claquage de diode bypass

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Une diodeB claquée	1	0.3196	0.4301	0.3551	2.5633	-0.6227	-1.0301	0.6653
	2	0.4922	0.4981	0.1379	2.7819	-0.5415	-0.4485	0.7185
	3	0.4989	0.2805	0.2872	2.7923	0.2360	-1.0598	0.5624
	4	0.5203	0.4188	0.1648	2.4077	-0.6022	-1.9696	0.0028
	5	0.5947	0.2687	0.2037	2.3598	0.4076	-2.2144	0.7464
	Moy	0.4852	0.3792	0.2297	2.5810	-0.2246	-1.3445	0.5391

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0586e-9	0.0299e-9
2	0.0014e-9	0.0064e-9
3	0.0065e-9	0.5601e-9
4	0.1444e-9	0.1754e-9
5	0.5313e-9	0.0023e-9
Moy	0.0068	1.42353e-12

TABLE 3.19 – Champ de paramètres estimés pour un défaut d'une diode bypass claquée

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
2 diodeB claquées	1	0.5415	0.2542	0.2808	1.4716	-0.7627	0.0739	0.2677
	2	0.4112	0.3252	0.3775	1.2332	-1.0460	-0.6994	0.1237
	3	0.4913	0.4169	0.2157	1.4685	-0.5045	0.1511	0.8959
	4	0.5042	0.2840	0.2986	1.5376	-0.4829	-0.0108	0.4204
	5	0.4721	0.3686	0.2679	1.4993	-0.6528	-0.0171	0.2598
	Moy	0.4841	0.3298	0.2881	1.4420	-0.6898	-0.1005	0.3935

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0075e-9	0.0857e-9
2	0.0002e-9	0.0021e-9
3	0.0106e-9	0.1304e-9
4	0.6863e-9	0.9171e-9
5	0.4826e-9	0.0377e-9
Moy	6.9612e-4	2.1959e-11

TABLE 3.20 – Champ de paramètres estimés pour un défaut de 2 diodes bypass claquées

T défaut	N essai	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
4 diodeB claquées	1	0.5762	0.3988	0.1108	0.2598	-0.1564	-0.0569	0.0060
	2	0.4268	0.3303	0.2950	0.2523	-0.1735	-0.0128	0.0404
	3	0.5142	0.1454	0.3409	0.2691	-0.0976	-0.1313	0.0534
	4	0.3773	0.4735	0.2428	0.2525	-0.1507	-0.0047	0.1109
	5	0.4220	0.3047	0.3228	0.2060	-0.2785	-0.0109	0.0140
	Moy	0.4633	0.3306	0.2625	0.2479	-0.1713	-0.0433	0.0449

N essai	F obj I	F obj V
1	0.0586e-9	0.0876e-9
2	0.0664e-9	0.0052e-9
3	0.0355e-9	0.0682e-9
4	0.3346e-9	0.0857e-9
5	0.0013e-9	0.2521e-9
Moy	1.0e-4	3.2545e-11

TABLE 3.21 – Champ de paramètres estimés pour un défaut de 4 diodes bybass claquées

3.7 Étape 03 : Constitution de la base de connaissance

Dans des travaux précédents [6] et [7], il a été constaté que si le ΔC_i a une valeur très petite ou lorsque les valeurs calculées des ΔC_i pour différents scénarios sont très proches, il peut être difficile de distinguer les différents défauts affectant le panneau. Pour résoudre cette problématique, nous proposons un algorithme de codage qui élimine cette confusion en appliquant la logique suivante :

- 0 : signifie aucune ou une petite variation négligable du ΔC_i .
- 1 : une variation importante non négociable positive du ΔC_i .
- 1 : une variation importante non négociable négative du ΔC_i .

Avec :

ΔC_i est défini comme la différence entre la valeur du coefficient C_i dans le cas défaillant et sa valeur dans le cas sain.

La valeur limite déterminant la variation des coefficients C_i est fixée à 0.2, si $|\Delta C_i| > 0.2$ la variation est considéré comme significative ; sinon elle est négligable.

Les étapes de l'algorithme de codage sont résumées dans la figure 3.37 ci-dessous :

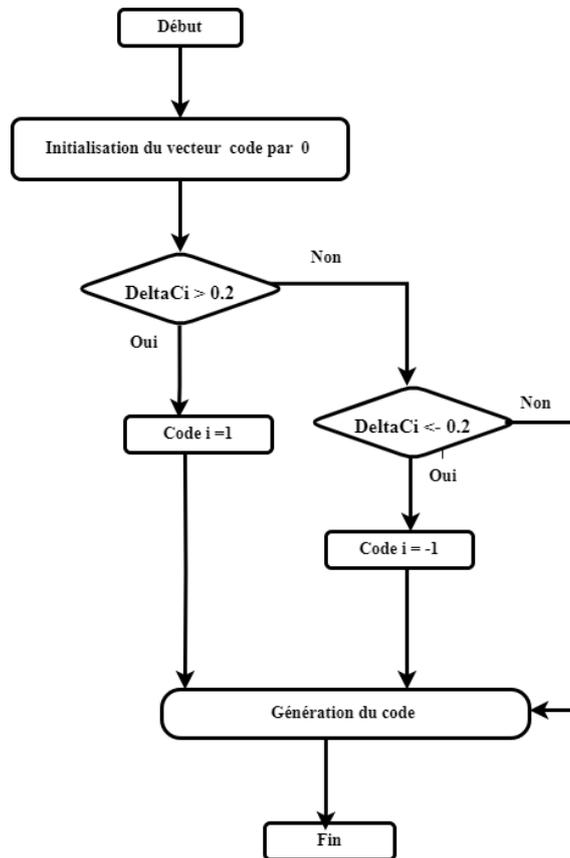


FIGURE 3.37 – Diagramme de l’algorithme de codage

3.7.1 Exemple sur la logique du codage

Dans ce qui suit, un exemple est présenté sur le codage d’un défaut de 3 diodes bypass court-circuitées :

	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Défaut	1.4040	0.4197	0.8592	0.8765	-1.2467	-0.0264	-0.0605
Sain	0.3774	0.3742	0.1675	-9.1501e-5	-8.8369e-5	-8.3418e-5	-1.6683e-4
$ DeltaCi $	1.0266 > a	0.0455 < a	0.6917 > a	0.876 > a	1.2467 > a	0.02 < a	0.0605 < a
Variation	oui	non	oui	oui	oui	non	non
Signe	positive	/	positive	positive	négative	/	/
Codage	1	0	1	1	-1	0	0

TABLE 3.22 – Exemple du codage pour un défaut de 3 diodes bypass court-circuitées

Après avoir analysé les résultats obtenus en combinant l’algorithme développé basé sur l’algorithme PSO avec l’algorithme de codage et le calcul de $DeltaCi$, nous avons conçu un algorithme de détection et d’identification du type de défauts.

3.8 Étape 04 : Élaboration de l'algorithme de détection et d'identification de type des défauts

Toute défaillance d'un panneau solaire entraîne une diminution de la production d'énergie, et donc une réduction de la puissance de sortie du générateur. Les pannes peuvent aussi être détectées par une augmentation de la puissance. Donc, la présence d'un défaut est identifiée en observant une diminution ou une augmentation maximale de la puissance.

Dans un travail de recherche [12] sur la surveillance intelligente des systèmes photovoltaïques à l'aide des modèles empiriques, une approche de détection des anomalies (défauts) avec deux seuils, 1.05 pour la limite supérieure et 0.95 pour la limite inférieure, a été prise.

Nous avons appliquée cette approche dans le critère de déclenchement en comparant la puissance maximale en fonctionnement sain P_{mpp0} par rapport à celle en mode de défaillance P_{mpp} .

L'algorithme de détection et d'identification des défauts est résumé dans la figure 3.38 suivante :

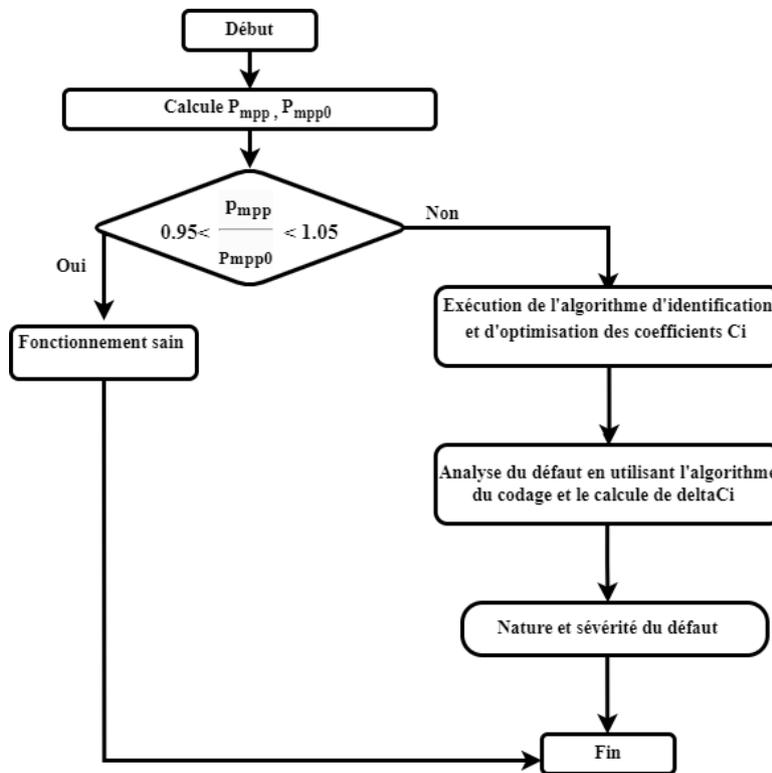


FIGURE 3.38 – Diagramme de l'algorithme de détection et d'identification des défauts

3.9 Validation de l'algorithme de détection et d'identification de types des défauts

L'algorithme a été validé à travers plusieurs tests et divers scénarios représentant différents types de défauts . Nous présentons ici trois exemples des scénarios de défauts, structurés dans le tableau 3.23 pour illustrer la validation de l'algorithme.

Scénarios de défaut	Résultats de détection
Défaut d'ombrage de 36 cellules parmi 72 ombragées	Défaut ombrage de 36 cellules à 50%
Défaut mismatch série de 18 cellules parmi 72 cellules	Défaut de 18 à 72 cellules mismatch série
Défaut de 3 diodes bypass Court-circuitées	3 diodes bypass Court-circuitées

TABLE 3.23 – Test de validation sur l'algorithme de détection des défauts

Les résultats détaillés de l'exécution de l'algorithme (test) sont présentés en Annex B.

3.9.1 Évaluation des performances

Pour que le système de diagnostic développé soit le plus efficace possible, il faut d'abord définir des critères par rapport auxquels le système peut être évalué.

1. Détectabilité

La détection de défaut consiste à la détermination de la présence de défauts et de l'instant d'occurrence de ces défauts. [38]

Dans le cas de notre algorithme de détection proposé, un défaut est détecté lorsqu'il y a une baisse ou une augmentation de 5% de la puissance maximale, ce qui est considéré comme un bon indicateur de la présence de défaillance.

2. Localisation :

C'est la capacité du système de diagnostic à remonter directement à l'origine du défaut. [38]

Ceci a été validé lors des tests précédents. L'algorithme établi a démontré sa capacité à détecter et localiser tous les défauts simulés.

3. Sensibilité :

Elle caractérise l'aptitude du système à détecter des défauts d'une certaine amplitude. [38]

Dans notre cas, la variation de l'amplitude des défauts est caractérisée par les différents niveaux de sévérité simulés au début. L'algorithme détecte la nature et la gravité des défauts.

4. Robustesse :

Elle détermine la capacité du système à détecter des défauts indépendamment des erreurs de modélisation (sensibilité du résidu aux défauts et insensibilité vis-à-vis des perturbations). Généralement, la robustesse est définie par rapport à toutes les entrées inconnues. Lors de la variation de la condition de fonctionnement, le système de diagnostic doit garantir sa performance en détectant les défauts selon l'exigence. [38]

Dans notre étude, malgré les variations des conditions de fonctionnement (température et éclairage solaire) tout au long de la période d'essai, le système de diagnostic maintient sa performance en détectant les défauts selon leur nature.

En pratique, d'autres critères sont à prendre en considération. En phase d'industrialisation, les contraintes ergonomiques et économiques sont essentielles. La rapidité de détection peut être un facteur déterminant. De même, les coûts économiques vont conditionner la stratégie de diagnostic.

3.10 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a détaillé le développement d'un algorithme de détection et d'identification des défauts dans un panneau photovoltaïque, basé sur la méthode de diagnostic par classification. Nous avons commencé par présenter de manière méthodique les étapes nécessaires à la conception de cet algorithme.

Dans la première étape, nous avons réalisé une série de simulations des différents scénarios de défauts possibles.

Ensuite, nous avons proposé un algorithme pour l'identification et l'optimisation des coefficients du modèle Sandia en utilisant l'algorithme PSO. Suite à une analyse approfondie des résultats, nous avons proposé un algorithme de codage des défauts et de calcul de *DeltaCi*, ce qui a permis de construire une base de connaissances fiable.

Par la suite, un critère de déclenchement a été utilisé pour améliorer la robustesse de l'algorithme et sa capacité à détecter efficacement la présence d'un défaut.

Enfin, l'algorithme a été validé par des tests et des critères de validation, démontrant son efficacité pour la détection et l'identification des défauts ainsi que pour l'évaluation de leur sévérité.

Conclusion Générale

Ce projet de fin d'études nous a permis de concevoir et de développer un algorithme de détection et d'identification des défauts en utilisant la méthode à base de connaissances et le modèle Sandia.

Dans la première phase, nous avons mené une recherche bibliographique approfondie sur les systèmes photovoltaïques et les différents modèles électriques et empiriques d'une cellule PV. Nous avons ensuite choisi le modèle Bishop pour simuler les défauts car il représente plus fidèlement le fonctionnement réel des cellules photovoltaïques. Pour la modélisation des défauts, nous avons opté pour le modèle empirique Sandia.

La deuxième phase a consisté en une étude détaillée des différents types de défauts dans un panneau photovoltaïque, en mettant l'accent sur ceux abordés dans notre étude.

Dans la troisième phase, nous avons décrit les étapes de l'élaboration de l'algorithme de détection des défauts, en commençant par une série de simulations des différents scénarios possibles des défauts. Ensuite, à la base de l'algorithme PSO nous avons proposé un nouveau algorithme d'identification et d'optimisation des coefficients du modèle de Sandia. La constitution d'une base de connaissances pour notre algorithme a été réalisée grâce à l'algorithme de codage et de calcul de *DeltaCi*.

Enfin, ce travail a été complété par la validation de l'algorithme et de l'approche proposée, démontrant leur efficacité pour la détection et l'évaluation de la sévérité des défauts. Ce projet représente une avancée significative pour la maintenance prédictive des installations photovoltaïques, contribuant ainsi à une meilleure performance et fiabilité des systèmes solaires.

Ce travail de mémoire a ouvert de nombreuses perspectives à cibler et qui se résument ainsi :

-L'algorithme proposé pour le diagnostic des défauts des panneaux photovoltaïques est capable de détecter un seul défaut à la fois. Cependant, des modifications futures pourraient permettre de détecter plusieurs défauts simultanément.

-L'utilisation d'autres approches méta-heuristiques pour optimiser les coefficients du modèle Sandia dans des environnements variables, renforçant ainsi la fiabilité de l'algorithme de détection de défauts.

-La comparaison des nouvelles approches utilisées avec celle que nous avons utilisée, l'algorithme PSO (Optimisation par Essaim Particulaire).

Bibliographie

- [1] A. AZIZI, “Modélisation et optimisation d’un système de production d’énergie photovoltaïque avec un système de stockage hybride,” thèse de doct., Université de Annaba-Badji Mokhtar, 2019.
- [2] B. ISSAM, “Mémoire Master 2,” *Représentations des systèmes hybrides à énergie renouvelables. Faculté Université Aboubakr Belkaïd– Tlemcen*, t. 1, 2021.
- [3] K. MERTENS, *Photovoltaics : fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons, 2018.
- [4] B. Y. HABI HAFIDHA, “Mémoire Master 2,” *Simulation et Optimisation des performances d’un système hybride intégrant des Energies renouvelables pour la génération d’Electricité. Faculté Université Akli Mohand Oulhadj– Bouira*, t. 1, 2016.
- [5] T. A. BOUCHARREB KHALIL, “Mémoire Master 2,” *Modélisation et simulation d’un système PV adapté par une commande MPPT basée sur un mode glissant. Faculté Université 8 Mai 1945-Guelma*, t. 1, 2021.
- [6] S. KHALED, “Mémoire Master 2,” *Détection et localisation des défauts dans un panneau PV par le modèle de Sandia. Faculté École Nationale Polytechnique-Alger*, t. 1, 2015.
- [7] C. LYDIA, “Mémoire Master 2,” *Diagnostic des défauts des panneaux photovoltaïques en utilisant le modèle SANDIA. Faculté École Nationale Polytechnique-Alger*, t. 1, 2017.
- [8] B. Y. et BELAHBIB FOUAD, “Mémoire Master 2,” *ARCHITECTURES DE CONVERTISSEURS STATIQUES DÉDIÉS AU PHOTOVOLTAÏQUE. Faculté Université Abderrahmane Mira de Bejaia*, t. 1, 2013.
- [9] H. KAMELIA, “Mémoire Master 2,” *Modélisation D’une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative. Faculté UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU*, t. 1, 2012.
- [10] A. B. LEARRETA, “Rapport de stage projet de fin d’études Ingénieur Technique Industrielle,” *Réalisation de Technique MPPT numérique. Faculté Université Virgile*, t. 1, 2006.
- [11] D. L. KING, J. A. KRATOCHVIL et W. E. BOYSON, *Photovoltaic array performance model*. Citeseer, 2004, t. 8.
- [12] B. TAGHEZOUT, F. HARROU, C. LARBES et al., “Intelligent Monitoring of Photovoltaic Systems via Simplicial Empirical Models and Performance Loss Rate Evaluation under LabVIEW : A Case Study,” *Energies*, t. 15, n° 21, p. 7955, 2022.
- [13] J. A. KRATOCHVIL, W. E. BOYSON et D. L. KING, “Photovoltaic array performance model,” Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, et Livermore, CA . . . , rapp. tech., 2004.

- [14] D. L. KING, J. A. KRATOCHVIL et W. E. BOYSON, "Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays," Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), rapp. tech., 1997.
- [15] Z. S. et BOUBIADA SLIMANE, "Mémoire Master 2," *Etude et Dimensionnement d'un centrale Photovoltaïque, MÉMOIRE DE MASTER, septembre 2020. Faculté,* t. 1, 2020.
- [16] A. RICAUD, "Photovoltaic systems," 2011.
- [17] Z. MERIEM, "Mémoire Master 2," *Détection et Localisation de Défauts dans un système photovoltaïque. Faculté université BADJI MOKHTAR,* t. 1, 2020.
- [18] Y. D. BELHAOUA HANANE, "Mémoire Master 2," *Commande et gestion d'énergie dans un système photovoltaïque en mode isolé et connecté au réseau électrique. FacultéEcole Nationale Polytechnique,* t. 1, 2021.
- [19] D. LAHCENE.R, "Mémoire Master 2," *Etude et détection de défauts dans un système photovoltaïque. Faculté Université de Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi - Bordj Bou Arreridj,* t. 1, 2020.
- [20] A. DJALAB, "DéDiagnostic des défauts d'un système d'énergie renouvelable basée sur les techniques d'intelligence artificielle : Application sur un système photovoltaïque PV," thèse de doct., Université de Djelfa, 2020.
- [21] A. RICAUD, "Modules et systèmes photovoltaïques," *Systèmes PV_ Alain RICAUD. Sept,* t. 8, 2008.
- [22] X. JIANG, "Étude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique moyenne tension," thèse de doct., Université du Québec à Trois-Rivières, 2019.
- [23] B. RABAH, "Mémoire Master 2," *Contribution au Développement d'un Algorithme de Détection et Diagnostic des Défauts Dans le Système Photovoltaïque fonctionnant en mode connecté au Réseau et Autonome, MÉMOIRE DE MASTER, Yahia Farès de Médéa. Faculté,* t. 1, 2021.
- [24] P. SINGH, N. SHUKLA et P. GAUR, "Modified variable step incremental-conductance MPPT technique for photovoltaic system," *International Journal of Information Technology,* t. 13, p. 2483-2490, 2021.
- [25] B. M. CHARIF ALA, "Mémoire Master 2," *Diagnostic des défauts dans les panneaux photovoltaïques par SVM. Faculté Université de Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi - Bordj Bou Arreridj,* t. 1, 2022.
- [26] H. Z. MADANI SAMIHA, "Mémoire Master 2," *Diagnostic des défauts d'un panneau solaire. Faculté Université Ibn Khaldoun de Tiaret,* t. 1, 2022.
- [27] L. BUN, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV," thèse de doct., Université de Grenoble, 2011.
- [28] W. ABDELMOUTALIB B.M, "Mémoire Master 2," *Détection et compensation de défaut dans un système photovoltaïque. Faculté Université Mohamed El Bachir El Ibrahimi,* t. 1, 2021.
- [29] M. M. et SOUFI BELKACEM, "Mémoire Master 2," *Détection et localisation des défauts dans les panneaux photovoltaïque. Faculté Université Ahmed Draïa-Adrar,* t. 1, 2022.
- [30] ANSON, "Mémoire Master 2," *Mise en place d'un système général de supervision et de contrôle. Faculté Ouagadougou,* t. 1, 2013.

- [31] M. BRESSAN, “Développement d’un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque,” thèse de doct., Université de Perpignan, 2014.
- [32] J. KENNEDY et R. EBERHART, “Particle swarm optimization,” in *Proceedings of ICNN’95-international conference on neural networks*, ieee, t. 4, 1995, p. 1942-1948.
- [33] G. CALAS, “Optimisation par essaim particulière,” *Une*, t. 3, n° 3, 2009.
- [34] A. M. ELTAMALY, “A novel strategy for optimal PSO control parameters determination for PV energy systems,” *Sustainability*, t. 13, n° 2, p. 1008, 2021.
- [35] K. R. HARRISON, A. P. ENGELBRECHT et B. M. OMBUKI-BERMAN, “Optimal parameter regions and the time-dependence of control parameter values for the particle swarm optimization algorithm,” *Swarm and evolutionary computation*, t. 41, p. 20-35, 2018.
- [36] CHEKRIMOHAMEDSOUHEIL, “Mémoire Master 2,” *Détection et diagnostic des défauts dans les systèmes photovoltaïques par réseaux de neurones. Faculté Ecole Nationale Polytechnique*, t. 1, 2013.
- [37] A. C. e. H. I. HICHAM GOUABI Abdeldjebar Hazzab et Mohamed Habbab et Miloud Rezkallah, “Application of Partical Swarm Optimization Algorithm On Nonlinear PI Controllers for Stable Operation of DFIG Based Wind Turbine,” *IEEE PEDS*, Montreal, Canada, August 2023.
- [38] T. SOUAAD, “Cours Détection et Localisation des Défauts,” *Université Hassiba Benbouali de Chlef Faculté de Technologie*, Année 2023-2024.

Annexe A

Schéma Simulink du GPV choisi

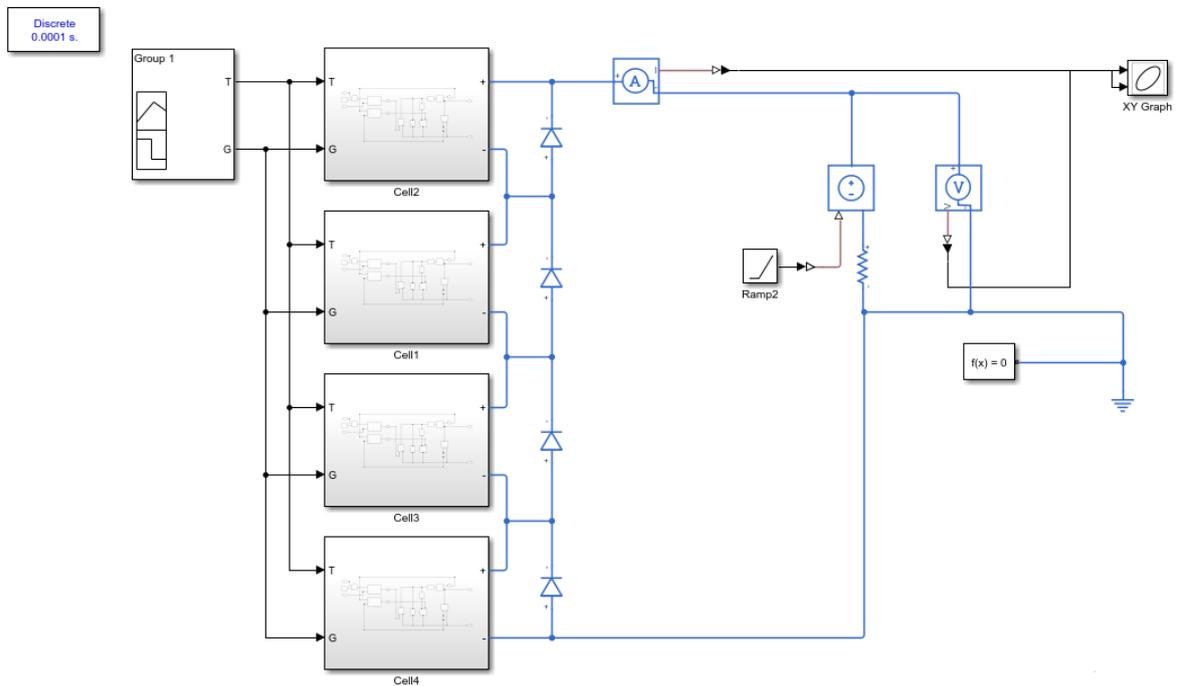


FIGURE A.1 – Schéma Simulink de 72 cellules en série avec 4 groupenemts de 18 cellules en série

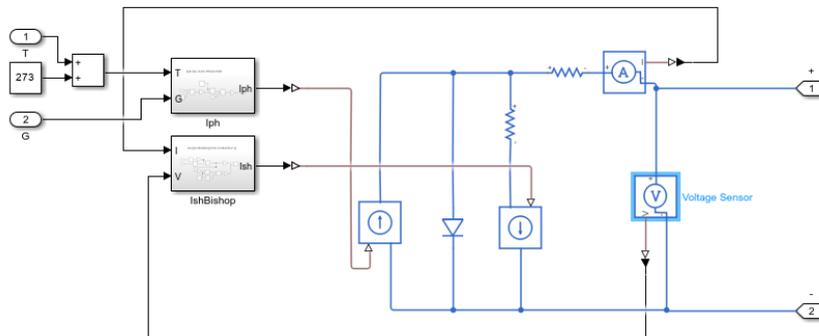


FIGURE A.2 – Schéma Simulink d'un groupenemt de 18 cellules en série

FIGURE A.3 – Schéma Simulink du GPV choisi

Annexe B

Résultats des tests de validation de l'algorithme

Les résultats de validation de l'algorithme de détection et d'identification de type des défauts :

1. Défaut d'ombrage de 36 cellules parmi 72 cellules ombragées

Command Window

```
>> load('data2.mat')
>> load('datas.mat')
>> main

best_f_C =

    1.0e-10 *

    0.7947    0.0000    0.4772    0.7945    0.5439

best_C =

    0.4157    0.3831    0.6839    0.4146    0.3583
    0.3430    0.5875    0.2763    0.3620    0.4168
    0.4480    0.2700    0.2200    0.4294    0.4479

C1 =

    0.4511

C2 =

    0.3971

C3 =

    0.3631

best_f_C =

    1.0e-07 *

    0.1638    0.1330    0.0156    0.0568    0.2397
```

```
best_f_C =  
1.0e-07 *  
0.1638    0.1330    0.0156    0.0568    0.2397  
  
best_C =  
4.0044    4.1081    4.2799    3.4431    4.2748  
-1.5958   -0.0964   -0.8444   -2.0955   -0.3553  
-0.8911   -1.1045   -0.7700   -2.5225   -1.4285  
0.6923    1.8531    0.6205    0.4320    0.4474  
  
C4 =  
4.0220  
  
C5 =  
-0.9975  
  
C6 =  
-1.3433  
  
C7 =  
0.8091  
  
Un défaut de 36 cellules ombragées 50%  
>>
```

FIGURE B.1 – Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut d'ombrage

2. Défaut mismatch série de 18 cellules parmi 72 cellules

```
Command Window
>> load('data7.mat')
>> load('datas.mat')
>> main

best_f_C =

    1.0e-10 *

    0.0581    0.1248    0.0045    0.0062    0.0251

best_C =

    0.3549    0.2826    0.3892    0.3826    0.2909
    0.3706    0.3853    0.3477    0.3636    0.4577
    0.1818    0.2403    0.1714    0.1630    0.1603

C1 =

    0.3400

C2 =

    0.3850

C3 =

    0.1834

best_f_C =

    1.0e-10 *

    0.0011    0.6386    0.0414    0.0189    0.8367
```

```
C3 =  
    0.1834  
  
best_f_C =  
    1.0e-10 *  
    0.0011    0.6386    0.0414    0.0189    0.8367  
  
best_C =  
    0.0657    0.0086    0.0644    0.1418    0.0590  
   -0.0227    0.0182    0.0253    0.0103   -0.0682  
    0.3278    0.3810    0.2751    0.3054    0.3087  
   -0.1564   -0.0571   -0.2634   -0.1900   -0.1963  
  
C4 =  
    0.0679  
  
C5 =  
   -0.0074  
  
C6 =  
    0.3196  
  
C7 =  
   -0.1727  
  
defaut de 18 à 72 cellules mismatch serie Rsx2  
fx >>
```

FIGURE B.2 – Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut mismatch

3. Défaut de 3 diodes bybass Court-circuitées

```
Command Window
>> load('DC3.mat')
>> load('datas.mat')
>> main

best_f_C =

    1.0e-10 *

    0.5287    0.0430    0.2052    0.0310    0.6783

best_C =

    1.4875    1.0683    1.1386    0.9934   -1.2656
   -0.0903    0.4680    0.2715    0.5261   -0.6740
    0.8652    1.1873    1.1577    1.2780   -1.8946

C1 =

    0.6845

C2 =

    0.1002

C3 =

    0.5187

best_f_C =

    1.0e-06 *

    0.0142    0.0384    0.1159    0.3065    0.8470
```

```
C3 =  
    1.0874  
  
best_f_C =  
    1.0e-06 *  
    0.0078    0.1500    0.0001    0.1991    0.2700  
  
best_C =  
    1.1224    0.7400    0.7933    1.1894    1.2363  
   -1.0792   -1.2617   -1.2759   -1.0696   -0.9837  
   -0.2727   -0.1613    0.0174    0.2760    0.2132  
    0.1265    0.7498    0.2050   -0.1838    0.5059  
  
C4 =  
    1.0163  
  
C5 =  
   -1.1340  
  
C6 =  
    0.0145  
  
C7 =  
    0.2807  
  
Un défaut de 3 diodes bypass court circuitées  
↳ >>
```

FIGURE B.3 – Résultats de l'exécution de l'algorithme de détection et d'identification de type de défaut pour un scénario de défaut de diodebypass