

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBES – SETIF1

UFAS(ALGERIE)

THESE

Présenté à la Faculté de Technologie

Département D'électrotechnique

Pour l'Obtention du Diplôme de

DOCTORAT 3^{em} cycle (LMD)

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Option : Automatique

Par

M^r HACHANA Oussama

THEME

ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE EN VUE DU DIAGNOSTIC

Soutenu le :06/06/2015

devant un Jury composé de:

Pr. KHEMLICHE Mabrouk	Prof à l'université de Sétif1	Président
Pr. HEMSAS Kamel Eddine	Prof à l'université de Sétif1	Rapporteur
Pr. TINA Giuseppe Marco	Prof à l'université Catane – Italie	Co-Rapporteur
Pr. CHEGAAR Mohammed	Prof à l'université de Sétif-1	Examineur
Pr. RAHEM Djamel	Prof à l'université d'Oum El Bouaghi	Examineur
Dr. CHOUDER Aissa	M.C.A à l'université de M'sila	Invité

Remerciements

C'est à Allah revient tous les compliments, les gratitudes et les éloges. Merci autant que votre valeur, votre puissance et votre miséricorde.

Ma mère et mon père, un océan de phrases de remerciements est insuffisant pour valoriser votre soutien, votre patience, votre amour et votre compréhension. Merci beaucoup, vous êtes les meilleurs, que Allah vous bénisse et vous offre tout ce que vous voudriez.

A mes sœurs, toute la famille et mes amis, merci infiniment.

Je tiens à remercier, mon encadreur, le Prof. Hemsas pour avoir proposé, dirigé et suivi ce sujet d'actualité, pour son soutien permanent, sa disponibilité, sa compréhension et ses diverses suggestions.

Prof. Tina, j'ai eu l'immense honneur de vous connaître. Franchement, j'ai eu un grand plaisir de vous côtoyer et travailler sous votre direction. Je suis très reconnaissant et je vous remercie pour votre disponibilité, vos suggestions et votre esprit accueillant. Vous êtes un exemple de professionnalisme, d'objectivité, de tolérance et de compréhension. Vous m'avez offert une super opportunité, par votre gentillesse, de côtoyer votre belle famille et les membres de votre laboratoire; Cristina, Fabio, Giovanni, Valeria et les autres. Je vous remercie tous infiniment.

Je passe mes remerciements à tous les enseignants qui m'ont appris durant mon cursus.

Merci beaucoup aux membres de jury de m'avoir honoré par leurs gentillesse d'accepter de participer à ma soutenance par leurs évaluations objectives et fructueuses, ainsi pour leurs contributions à l'amélioration de ce manuscrit.

INTRODUCTION GENERALE

L'expansion remarquable de l'industrie mondiale et le besoin d'énergie en permanence requièrent la nécessité d'explorer une source d'énergie durable, efficace et verte. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est une candidate digne et intéressante notamment pour un pays comme l'Algérie qui possède une large superficie d'incidence d'éclairement solaire. Tandis que l'aspect stochastique en permanence de la source d'énergie réclame de plus amples de maîtrise et d'investigation. En outre, comme tous les systèmes industriels, durant le fonctionnement, il est assez probable qu'un système PV soit mis en défaillance, réduisant ainsi ses performances et peut interrompre la génération d'énergie. À notre avis, pour assurer une continuité de service et une exploitation avec de bonnes performances, il est intéressant d'effectuer une étude approfondie sur les systèmes PVs. Entre autres, cela se fait par le biais de distinguer les types et les particularités des systèmes PVs et les défauts qui peuvent affectés leurs fonctionnements.

Le travail présenté entre dans cette thématique et dans le cadre des activités du laboratoire d'automatique de Sétif (LAS), du projet national de recherche 10/u19/4827 agréé à partir du 02/05/2011 et des projets CNEPRU (J0201220110054 & J0201220140014).

L'objectif de cette thèse se porte, selon les moyens disponibles, sur l'étude d'un système PV en vue d'assurer une détection et une localisation des défauts possibles à survenir. Pour cela on a tenu à organiser le travail en quatre chapitres.

Le premier chapitre évoque un bref historique sur le développement de la technologie PV, les types des systèmes PVs, une description des composants constitutifs avec l'indication des différentes technologies de fabrications des cellules PVs et les topologies d'installation des systèmes PVs les plus courantes. Les problèmes de productivité d'un système PV sont aussi abordés. Les objectifs de la thèse et l'approche de diagnostic adoptée sont mentionnées avec une description d'un état de l'art des méthodes de diagnostic de défauts proposées dans la littérature.

Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation du générateur PV (GPV). Un état de l'art des modèles les plus utilisés est présenté. Pour développer un modèle de simulation du comportement du GPV en point de vue de similarité de puissance et de la courbe I-V caractéristique simultanément, on a développé et validé expérimentalement une technique d'extraction des paramètres électriques du modèle de circuit équivalent à base d'une technique d'optimisation méta-heuristique dénommée ABC-DE. Par la suite, une validation expérimentale du simulateur de GPV est effectuée en état de fonctionnement sain avec l'outil MATLAB/Simulink/SPS.

Le troisième chapitre expose les défauts les plus surgissant dans un système PV, suivant la littérature, ils sont traités et catégorisés selon l'endroit (composant) de leur apparition. Ensuite, une validation expérimentale du simulateur de GPV en cas d'apparition de certains défauts est accomplie. Ainsi, une simulation de plusieurs défauts au niveau du GPV afin d'instaurer une analyse de relation de causalité entre le défaut et la sortie du GPV par évaluation de puissance.

Le quatrième chapitre décrit l'approche de diagnostic de défauts optée et les démarches à effectuer afin de l'accomplir. Un algorithme de diagnostic de défauts est proposé sur la base des données récoltées du GPV réel installé au toit du bâtiment des laboratoires DIEEI de l'université de Catane, Italie.

La thèse s'achève par des conclusions générales en citant les contributions relatives à notre travail avec l'évocation des difficultés rencontrées, des perspectives pour la poursuite de cette recherche, des annexes et des références bibliographiques. Notons que les références sur lesquelles on s'est appuyées ne sont pas les seules dans ce domaine de recherche.

Table de matière

INTRODUCTION GENERALE	ii
Table de matière	iv
Nomenclature	vii
Liste des figures et tableaux	xii
CHPITRE I - SYSTEME PV : GENERALITE, DESCRIPTION ET ETAT DE L'ART	1
Sommaire	2
I. 1. INTRODUCTION	3
I. 2. HISTORIQUE ET SYNTHÈSE DE LA TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE	3
I. 2. 1. Phénomène PV	3
I. 2. 2. Découverte et développement de l'énergie solaire PV	4
I. 3. TYPES DES SYSTEMES PVS	5
I. 3. 1. Système PV autonome	5
I. 3. 2. Système PV couplé directement	6
I. 3. 3. Système PV hybride	6
I. 3. 4. Système PV connecté au réseau	7
I. 3. 4. 1. Système PV intégré au bâtiment (BIPV)	7
I. 3. 4. 2. Système PV monté au sol (ground-mounted)	8
I. 4. DESCRIPTION DU SYSTEME PV	8
I. 4. 1. Unité de génération	8
I. 4. 1. 1. Cellule PV	8
A. Technologies de fabrication des cellules PVs	8
B. Caractéristique tension-courant (I-V) d'une cellule PV	10
I. 4. 1. 2. Module PV	11
I. 4. 1. 3. String PV	12
I. 4. 1. 4. Champ PV	12
I. 4. 1. 5. Système de protections et de liaisons	12
A. Diode bypass	13
B. Diode d'antiblocage	13
I. 4. 1. 6. Boite de jonction	13
I. 4. 2. Unité de conditionnement	14
I. 4. 2. 1. Dispositif MPPT	14
I. 4. 2. 2. Convertisseur DC/AC	15
I. 5. TOPOLOGIES DES SYSTEMES PVS	17
I. 5. 1. Topologie centralisée	17
I. 5. 1. 1. Onduleur centralisé	17
I. 5. 1. 2. Onduleur avec convertisseur Multi-string	18
I. 5. 1. 3. Connexion parallèle des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé	18
I. 5. 1. 4. Connexion série des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé	18
I. 5. 2. Topologie décentralisée	18
I. 5. 2. 1. Onduleur string	18
I. 5. 2. 2. Onduleur module	19
I. 6. PRODUCTIVITE D'UN SYSTEME PV	19
I. 6. 1. Rapport de performance	20
I. 6. 2. Facteur de remplissage	20
I. 6. 3. Problèmes de productivité d'un système PV	21
I. 7. DEFAUTS DANS UN SYSTEME PV	21
I. 8. METHODES DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'UN SYSTEME PV	22
I. 9. CHOIX DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS	24

I. 10. OBJECTIF DE LA THESE	24
I. 11. CONCLUSION	25
CHAPITE II - GENERATEUR PV : MODELISATION, EXTRACTION DES PARAMETRES, SIMULATION ET VALIDATION	27
Sommaire	28
II. 1. INTRODUCTION	29
II. 2. MODELISATION DU GPV	29
II. 2. 1. Modèle d'un module PV	30
II. 2. 1.1. Modèle à une seule diode	31
II. 2. 1.2. Modèle à deux diodes	31
II. 2. 1.3. Modèle généralisé	32
II. 2. 2. Influence de la variation des paramètres du modèle du GPV sur la courbe I-V	33
II. 2. 2. 1. Courant de photo-génération	33
II. 2. 2. 2. Résistance série	34
II. 2. 2. 3. Résistance parallèle	34
II. 2. 2. 4. Courant de saturation de la diode	35
II. 2. 2. 5. Facteur d'idéalité	35
II. 2. 2. 6. Température des cellules	36
II. 2. 2. 7. Eclairement solaire	37
II. 2. 3. Extraction des paramètres électriques.	37
II. 2. 3. 1. La technique ABC-DE	39
A. Initialisation	39
B. Description de la technique ABC-DE	39
II. 2. 3. 2. ABC-DE à base d'extraction des paramètres	40
II. 2. 3. 3. Validation d'ABC-DE à base d'extraction des paramètres	41
A. Première validation	42
B. Deuxième validation	43
II. 2. 4. Simulation et validation expérimentale du GPV	47
II. 2. 4. 1. Procédure de simulation	47
II. 2. 4. 2. Procédure de développement du tableau de références	48
II. 2. 4. 3. Extraction des paramètres du modèle des courbes I-Vs sélectionnées	49
II. 2. 4. 4. Validation du modèle de simulation de GPV	50
II. 3. CONCLUSION	52
CHPITRE III - ETUDE ET SIMULATION DES DEFAUTS DU SYSTEME PV	54
Sommaire	55
III. 1. INTRODUCTION	56
III. 2. DEFAUTS DANS LE SYSTEME PV	56
III. 2. 1. Défaut de mismatch	56
III. 2. 1. 1. Variations intrinsèques des propriétés des cellules PVs	57
III. 2. 1. 2. Variations environnementales	57
III. 2. 2. Défaut d'ombrage	57
III. 2. 3. Défaut d'échauffement localisé	57
III. 2. 4. Défaut de température	59
III. 2. 5. Défaut des câbles de connexion	59
III. 2. 6. Défaut des diodes de protection	59
III. 2. 7. Dégradation des cellules (vieillessement)	60
III. 2. 8. Défaut de Court-Circuit	60
III. 2. 8. 1. Défaut de terre (ground)	60
III. 2. 8. 2. Court-Circuit dans un module PV	61
III. 2. 8. 3. Court-Circuit dans un string PV	61
III. 2. 8. 4. Court-Circuit entre des sub-strings PVs de différents modules PVs	61

III.2. 9. Défaut de Circuit Ouvert	61
III. 3. CATEGORISATION DES DEFAUTS	61
III. 4. VALIDATION EXPERIMENTALE DU MODELE DE SIMULATION DU GPV EN CAS DE DEFAUTS	63
III. 4. 1. Défaut d'ombrage	64
III. 4. 2. Défaut de résistance de connexion	66
III. 5. SIMULATION DES DEFAUTS	68
III. 5. 1. Défaut de Court-Circuit des sub-strings PVs et des modules PVs	68
III. 5. 2. Défaut de diode bypass	69
III. 5. 2. 1. Diode bypass en polarisation inverse	70
III. 5. 2. 2. Diode bypass en Court-Circuit	71
III. 5. 2. 3. Diode bypass déconnectée	72
III. 5. 2. 4. Diode bypass en état de résistance	74
III. 5. 3. Défaut de diode d'antiblocage	76
III. 5. 3. 1. Diode d'antiblocage en polarisation inverse ou déconnectée	77
III. 5. 3. 2. Diode d'antiblocage en Court-Circuit	77
III. 5. 3. 3. Diode d'antiblocage en état de résistance	77
III. 5. 4. Défaut de mismatch dû à l'ombrage	78
III. 5. 5. Défaut de résistance de connexion	79
III. 5. 6. Inversion de polarités des modules PVs et sub-strings PVs	82
III. 5. 7. Défaut de déconnexion des sub-strings PVs et des modules PVs	82
III. 5. 8. Apparition de plusieurs défauts au même temps	83
III. 6. CONCLUSION	84
 CHPITRE IV - DEFAUTS DANS UN SYSTEME PV : APPROCHE DE DIAGNOSTIC	 86
Sommaire	87
IV 1. INTRODUCTION	88
IV. 2. CONCEPTION DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC	88
IV. 2. 1. Tableau de référence en vue de diagnostic de défauts	89
IV 2. 1. 1. Première dérivée	89
IV. 2. 1. 2. Deuxième dérivée	91
IV. 2. 1. 3. Application de la technique ABC-DE	92
IV. 2. 1. 4. Analyse des paramètres du tableau de référence	92
IV. 2. 2. Technique de diagnostic de défauts	95
IV. 2. 3. Défauts signalés	96
IV. 2. 3. 1. Défaut d'ombrage	96
IV. 2. 3. 2. Défaut des diodes bypass	96
IV. 2. 3. 3. Défaut de connexion des sub-strings PVs	97
IV. 2. 3. 4. Autres défauts	97
IV. 2. 4. Tableau de signature de défauts	97
IV. 2. 5. Algorithme de diagnostic de défauts	98
IV. 3. CONCLUSION	102
 CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	 105
 ANNEXE A - BANC EXPERIMENTAL	 108
ANNEXE B - ONDULEUR PV ET LES DEFAUTS RELATIVES	114
ANNEXE C - DEFAUTS AU NIVEAU DE GPV	117
 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	 121

Nomenclature

<u>Symbole</u>	<u>Dénomination et unité</u>
E_{it}	Résultat du test itératif <i>it</i> .
k_{max}	Nombre maximum des procédures d'extraction des paramètres.
S_{max}	Nombre des couples I-V échantillonnées d'une courbe I-V.
B_g	Meilleure source trouvée par tous l'essaim.
B_i	Vecteur de position de la source atteinte par l'abeille <i>i</i> .
B_{max}	Valeur maximale des vecteurs de position des abeilles.
B_{min}	Valeur minimale des vecteurs de position des abeilles.
C_0	Paramètre de la courbure de la relation entre P_{AC} et P_{DC} aux conditions de références.
C_1, C_2, C_3	Coefficients empiriques à ajuster.
C_a, C_b, C_c	Paramètres empiriques du modèle de l'onduleur.
E_t	Energie Totale Consommée [kWh].
G_{STC}	Eclairement de référence (1000 W/m ²).
H_t	Eclairement solaire total incident sur le GPV [kWh/m ²].
K_b	Constant de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ [J/K]).
Mu_i	Rapport de mutation de l' <i>i</i> ^{ème} abeille.
N_p	Nombre de cellules PVs en parallèle.
N_{pm}	Nombre de modules PVs en parallèle.
N_s	Nombre de cellules PVs en série.
N_{sm}	Nombre de modules PVs en série.
$P_{max_r_AC}$	Puissance AC maximale de l'onduleur en référence [W].
P_{AC}	Puissance AC de l'onduleur [W].
P_{DC}	Puissance DC de l'onduleur [W].
P_E	Puissance d'Entrée [W].
P_S	Puissance de Sortie [W].
P_{ST}	Puissance DC requise pour le démarrage d'inversion [W].
P_{STB}	Puissance de Stand-by [W].
P_{STC}	Puissance nominale en STC [W].
P_i	Facteur de probabilité.
P_{in}	Puissance d'entrée [W].
P_{r_DC}	Puissance DC au condition nominale [W].
Qk_i	Nombre aléatoire compris entre -1 et 1
T_{STC}	Température des cellules en STC (25°C).
T_a	Température ambiante [Kelvin].
V_{AC}	Tension AC de l'onduleur [W].
V_{DC}	Tension DC de l'onduleur [W].
V_{r_DC}	Tension DC au condition nominale [V].
$Y_0, A_{ac}, B_{ac}, C_{ac}, D_{ac}$	Coefficients de régression à ajuster.
Y_f	Rendement final.
Y_r	Rendement de référence.
$v_i(j)$	Vélocité de la particule <i>i</i> dans la génération (itération) <i>j</i> .
η_{AC}	Rendement estimé de l'onduleur.

η_{MPPT}	Rendement de MPPT du convertisseur DC/DC.
$\eta_{Rendement\ de\ conversion}$	Rendement de conversion du convertisseur DC/DC.
η_{Totale}	Rendement total (final) du convertisseur DC/DC.
η_n	Rapport de puissance nominale.
μ	Facteur d'idéalité de la diode.
D_i	Dimension des vecteurs dans l'espace de recherche.
E	Erreur relative entre le courant mesuré et courant simulé.
Err	Erreur relative exprimée en RMSE, calculée par ABC-DE.
G	Eclairement solaire [W/m^2].
$h1, h2, h3, h4$	Indice des abeilles différentes de i .
I	Indice de l'abeille.
I_0	Courant de saturation de la diode [A].
I_{01}	Courant de saturation de la diode D_1 [A].
I_{02}	Courant de saturation de la diode D_2 [A].
I_{mpp}	Courant au point de puissance maximale [A].
I_{mppSTC}	Courant au point de puissance maximale en STC [A].
Inf	Nombre de cellules connectées est inférieur au nombre du module.
I_{ph}	Courant de photo-génération [A].
I_{sc}	Courant de Court-Circuit [A].
I_{scSTC}	Courant de Court-Circuit en STC [A].
It	Indice du test itératif.
j_{max}	Nombre maximum d'itération.
K	L'indice de la procédure d'extraction des paramètres.
K_i	Coefficient de la température du courant en Court-Circuit [%/°C].
K_v	Coefficient de la température de la tension en circuit ouvert [%/°C].
L_c	Pertes de capture du GPV.
Mpp	Point de puissance maximale.
NI	Taille de population.
P_{mpp}	Puissance maximale [W].
P_{mppSTC}	Puissance maximale en STC [W].
R_c	Résistance de connexion.
Rm1	Résistance du câble de la sortie positive du module "1".
Rm1_1_2	Résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "1".
Rm1_2	Résistance du câble liant le module "1" avec le module "2"
Rm1_2_3	Résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "1".
Rm2_1_2	Résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "2"
Rm2_2_3	Résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "2".
Rm2_3	Résistance du câble liant le module "2" avec le module "3"
Rm3	Résistance du câble de la sortie positive du module "3".
Rm3_1_2	Résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "3"
Rm3_2_3	Résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "3".
R_s	Résistance série [Ω].

R_{sh}	Résistance parallèle [Ω].
S	Indice des couples I-V échantillonnées d'une courbe I-V.
Sup	Nombre de cellules connectées est supérieur au nombre du module.
T	Température des cellules [Kelvin].
V_{mpp}	Tension au point de puissance maximale [V].
V_{mppSTC}	Tension au point de puissance maximale en STC [V].
V_{oc}	Tension de circuit ouvert [V].
V_{ocSTC}	Tension de circuit ouvert en STC [V].
V_{thm}	Tension thermique du module [J/C].
Y_a	Rendement instantané du GPV.
Y_L	Energie du système totale délivrée à une charge par jours en kWp.
η_1	Facteur d'idéalité de la diode D_1 .
η_2	Facteur d'idéalité de la diode D_2 .
B	Vecteur de position des abeilles.
$F(B_i)$	Fonction d'objectif de l'abeille i .
q	Charge électrique ($1.602 \cdot 10^{-19}$ [C]).
rn	Nombre aléatoire entre 0 et 1

Acronyme Dénomination

μc -Si	Silicium Microcristalline (<i>Microcrystalline silicon</i>).
ABC-DE	Colonie d'Abeille Artificielle – Evolution Différentielle (<i>Artificial Bee Colony – Differential Evolution</i>).
ABCO	Optimisation par Colonie d'Abeille Artificielle (<i>Artificial Bee Colony Optimization</i>).
ABSO	Optimisation par Essaim d'Abeille Artificiel (<i>Artificial Bee Swarm Colony</i>).
AC	Courant Alternatif (<i>Alternative Current</i>).
ACO	Optimisation par Colonie de Fourmi (<i>Artificial Colony Optimization</i>).
ANFIS	Systèmes d'Inférence Neuro-Flous Adaptatifs (<i>Adaptive Neural Fuzzy Inference System</i>).
ANN	Réseau de Neurones Artificiels (<i>Artificial Neural Network</i>).
A-Si	Silicium Amorphe (<i>Amorphous Silicon</i>).
ATIR	Microscopie Infrarouge à Réflexion Totale Atténuée (<i>Attenuated Total Reflectance Infrared microscopy</i>).
BIPV	Système Photovoltaïque Intégré au Bâtiments (<i>Building Integrated Photovoltaic System</i>).
BL	Configuration à pont (<i>Bridge-Link array configuration</i>).
BMO	Optimisation par Accouplement d'Oiseaux (<i>Bird Mating Optimizer</i>).
CC	Court-Circuit.
CdS	Sulfure de Cadmium (<i>Cadmium Sulfide</i>).
CdTe	Tellure de Cadmium (<i>Cadmium Telluride</i>).
CIGS	Diséléniure de Cuivre Indium Gallium (<i>Copper–Indium–Gallium diselenide</i>).
CIS	Diséléniure de Cuivre Indium (<i>Copper–Indium diselenide</i>).
CO	Court Ouvert.
CO ₂	Dioxyde de Carbone.
C-Si	Silicium Crystallin (<i>Crystalline Silicon</i>).
CS	Recherche Coucou (<i>Cuckoo Search</i>).
TCO	Couche conductrice transparente (<i>Transparent Conducting Oxide</i>).
D_1	Première diode.
D_2	Deuxième diode.

DC	Courant Continu (<i>Direct Current</i>).
DE	Evolution Différentielle (<i>Differential Evolution</i>).
DIEEI	Département d'Ingénierie Electrique, Electronique et Informatique.
DSC	Cellule à Pigment Photosensible (<i>Dye Sensitized Cell</i>).
ECM	Mesure de la Capacitance de Terre (<i>Earth Capacitance Measurement</i>).
EL	Electroluminescence (<i>Electroluminescence</i>).
EVA	Éthylène-Acétate de Vinyle (<i>Ethylene Vinyl Acetate</i>).
FF	Facteur de Remplissage (<i>Fill Factor</i>).
FLC	Contrôleur de Logique Floue (<i>Fuzzy Logic Controller</i>).
FOCV	Tension de Circuit Ouvert Fractionnelle (<i>Fractional Open Circuit Voltage</i>).
FSCC	Courant de Court-Circuit Fractionnel (<i>Fractional Short Circuit Current</i>).
GA	Algorithme génétique (<i>Genetic Algorithm</i>)
GaAs	Arséniure de Gallium (<i>Gallium Arsenide</i>).
GGHS	Recherche à base d'Harmonie Global par Groupement (<i>Grouping-based Global Harmony Search</i>).
GP	Point global (<i>Global Point</i>).
GPV	Générateur Photovoltaïque.
HC	Configuration en cuillère à mile (<i>Honey-Comb array configuration</i>).
HC	Hill Climbing.
HF	Haute Fréquence (<i>High Frequency</i>).
HIT	Hétéojonction avec couche mince intrinsèque (<i>Heterojunction with Intrinsic Thin layer</i>).
LF	Faible Fréquence (<i>Low Frequency</i>).
IGHS	Recherche à base d'Harmonie Global Innovatrice (<i>Innovative Global Harmony Search</i>).
IR	<i>Infrared Thermography</i> .
I-V	Tension-Courant.
LP	Point Local (<i>Local Point</i>).
MAE	Erreur moyenne absolue (<i>Mean Absolute Error</i>).
MDT	Temps Moyen de non fonctionnement (<i>Mean Down Time</i>).
ME	Erreur moyenne (<i>Mean Error</i>).
MEB	Microscopie Electronique à Balayage.
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions.
Mono C-Si	Silicium Mono Crystallin.
MPPT	Traque du Point de Puissance Maximale (<i>Maximu Power Point Tracker</i>).
MPSO	Optimisation par Essaim de Particules Modifiée (<i>Modified Particle Swarm Optimization</i>).
MSE	Erreur moyenne carrée (<i>Mean Square Error</i>).
MTBF	Temps Moyen Entre Pannes (<i>Mean Time Between Failures</i>).
MTTF	Temps Moyen de bon Fonctionnement (<i>Mean Time To Failure</i>).
MTTP	Temps Moyen jusqu'à la remise en route (<i>Mean Time To Repair</i>).
MUT	Temps Moyen de fonctionnement après réparation (<i>Mean Up Time</i>).
NOCT	Température Nominale des Cellules (<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>).
OCPD	Dispositifs de Protection de la Surintensité (<i>Over Current Protection Device</i>).
OF	Fonction d'objectif (<i>Objective Function</i>).
P&O	<i>Perturber & Observer</i> .
Poly C-Si	Silicium Poly Crystallin. (<i>Poly Crystallin Silicium</i>)
PR	Rapport de performance (<i>Performance Ratio</i>).
PS	Recherche du motif (<i>Pattern Search</i>).
PSO	Optimisation par Essaim de Particules (<i>Particle Swarm Optimization</i>).
P-V	Tension-Puissance.

PV(s)	PhotoVoltaire (s).
RMSE	Erreur de la racine moyenne carrée (<i>Root Mean Square Error</i>).
RCC	Contrôle de Corrélation d'Ondulation (<i>Ripple Correlation Control</i>).
RSB	Bande de soudure résistive (<i>Resistive Solder Bonds</i>).
SA	Recuit Simulé (<i>Simulated Annealing</i>).
SH	Recherche à base d'Harmonie (<i>Search Harmony</i>).
SPS	<i>Sim Power System</i> .
STC	Conditions de Test Standard (<i>Standard Test Conditions</i>).
TCT	Configuration totalement interconnectée (<i>Total-Cross Tied array Configuration</i>).
TDR	Réfectométrie du Domaine Temporel (<i>Time Domain Reflectometer</i>).
THD	Taux de Distorsion Harmonique (<i>Total Harmonic Distortion</i>).
TR	Thermo-réfectance (<i>Thermo reflectance</i>).

Liste des figures

<u>N°</u>	<u>Titre</u>	<u>Page</u>
I.1	Système PV autonome.	5
I.2	Système PV alimentant une pompe à eau.	6
I.3	Système PV hybride (PV, Eolienne et Moteur diesel biocarburant).	6
I.4	Système PV connecté au réseau.	8
I.5	Différentes technologies de fabrications des cellules PVs.	9
I.6	Caractéristique I-V d'une cellule Mono C-Si en fonctionnement normale.	10
I.7	Structure d'un module PV C-Si	11
I.8	Module PV constitué par 60 cellules regroupées en trois sub-strings.	11
I.9	String PV constitué par trois modules PVs connectés en série.	12
I.10	Schéma de principe d'un système PV muni par un dispositif MPPT.	14
I.11	Différentes topologies des systèmes PVs connectés au réseau.	17
I.12	Techniques de diagnostic d'un système PV.	24
II.1	Modèle à base de circuit électrique équivalent avec une seule diode.	30
II.2	Modèle à base de circuit électrique avec deux diodes.	32
II.3	Caractéristiques I-Vs et P-Vs établies à partir du modèle à une seule diode généralisé.	33
II.4	Influence de la variation de R_s sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965$ W/m^2 et $T = 322$ K.	34
II.5	Influence de la variation de R_{sh} sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965$ W/m^2 et $T = 322$ K.	34
II.6	Influence de la variation de I_0 sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965$ W/m^2 et $T = 322$ K.	35
II.7	Influence de la variation du facteur d'idéalité sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965$ W/m^2 et $T = 322$ K.	35
II.8	Influence de la variation de l'éclairement solaire sur les caractéristiques I-Vs, P-Vs et sur tous les paramètres électriques.	36
II.9	Diagramme d'ABC-DE à base d'extraction des paramètres.	37
II.10	Caractéristique I-V mesurée et simulée avec l'erreur relative, (a) de la cellule et (b) du module.	41
II.11	Evolution de la fonction d'objectif de plusieurs techniques pour la cellules PV.	42
II.12	Caractéristiques I-Vs sous plusieurs conditions météorologiques.	43
II.13	Evolution des valeurs de nRMSE, triées par l'éclairement solaire.	46
II.14	Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.	46
II.15	Valeurs maximales des dérivées des courants des courbes I-Vs sélectionnées avec leurs relatives température des cellules et l'éclairement solaire.	48
II.16	Valeurs des paramètres électriques extraits des courbes I-Vs sélectionnées ; (a) courants de photo-génération, (b) courant de saturation de la diode, (c) facteur d'idéalité et (d) résistance parallèle.	48
II.17	Valeurs des paramètres électriques extraits des courbes I-Vs sélectionnées ; (a) Résistance série (b) l'erreur relative exprimée en RMSE, (c) température des cellules et (d) éclairement solaire.	49
II.18	Modèle de simulation de GPV développé sous MATLAB/Simulink/SPS.	49
II.19	Modèle de simulation d'un sub-string développé sous MATLAB/Simulink/SPS.	50
II.20	Valeurs des erreurs relatives (RMSE) entre les courants mesurées et simulées par le modèle de simulation avec les valeurs de température des cellules et d'éclairement	51

	solaire.	
II.21	Courbes I-Vs et P-Vs mesurées et simulées pour deux différentes conditions d'éclairement solaire et de température.	51
III.1	Courbe I-V d'une cellule Mono C-Si.	52
III.2	Catégorisation des défauts d'un système PV.	58
III.3	GPV en cas d'ombrage partiel artificiel	62
III.4	Etat d'ombrage du cas 1	63
III.5	Etat d'ombrage du cas 2.	64
III.6	Etat d'ombrage du cas 3.	64
III.7	Etat d'ombrage du cas 4 et 5.	64
III.8	Courbes I-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.	64
III.9	Courbes P-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.	65
III.10	Courbes I-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.	65
III.11	Courbes P-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.	66
III.12	Courbes I-Vs du GPV sous différentes valeurs de résistance de connexion.	66
III.13	Courbes P-Vs du GPV sous différentes valeurs de résistance de connexion.	67
III.14	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string selon les cas de défaut de CC des sub-strings.	67
III.15	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module selon les cas d'inversion de polarités des diodes bypass.	69
III.16	Caractéristiques I-Vs et P-Vs d'un string pour plusieurs cas d'inversion de polarités des diodes bypass.	70
III.17	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module pour plusieurs cas de mise en CC des diodes bypass.	71
III.18	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de mise en CC des diodes bypass.	72
III.19	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas de connexion et de déconnexion des diodes bypass d'un module sans et avec un ombrage de 38%.	72
III.20	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas de connexion et de déconnexion des diodes bypass d'un module sans et avec un ombrage de 82%.	73
III.21	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas de connexion et de déconnexion de la diode bypass d'un sub-string sans et avec un ombrage de 7.8%.	73
III.22	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas de connexion et de déconnexion de la diode bypass sans et avec ombrage de 74%.	74
III.23	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas d'une mise en état de résistance des diodes bypass avec une valeur de résistance égale à 10 Ω dans tous les cas mentionnés.	74
III.24	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string d'une mise en état de résistance d'une seule diode bypass d'un module avec plusieurs valeurs de résistance.	75
III.25	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module d'une mise en état de résistance de la diode bypass d'un sub-string avec plusieurs valeurs de résistance.	76
III.26	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string sous une mise en état de résistance de la diode d'antiblocage avec plusieurs valeurs de résistance.	76
III.27	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas d'ombrage partiel.	77
III.28	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas d'ombrage partiel.	78
III.29	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs valeurs de résistance des câbles.	79
III.30	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de valeurs des résistance de connexion.	80

III.31	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de valeurs des résistance de connexion.	80
III.32	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas d'inversement de polarité des sub-strings.	81
III.33	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs états en cas d'apparition de défauts de résistance de connexion et d'ombrage simultanément.	82
III.34	Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs états en cas d'apparition des défauts de résistance de connexion, résistance de la diode bypass et d'ombrage simultanément.	83
IV.1	Courbe I-V mesurée sous $G = 820 \text{ W/m}^2$ et $T = 326 \text{ K}$ avec la première dérivée de son courant.	84
IV.2	Courbe I-V déformée sous $G = 532 \text{ W/m}^2$ et $T = 316 \text{ K}$ avec la première dérivée du courant.	90
IV.3	Courbe I-V mesurée sous $G = 821 \text{ W/m}^2$ et $T = 325 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en état sain.	90
IV.4	Courbe I-V mesurée sous $G = 748 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en état d'ombrage.	90
IV.5	Courbe I-V mesurée sous $G = 818 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en cas de défaut de résistance de connexion ($R_c = 2.4 \Omega$).	91
IV.6	Courbes I-Vs mesurées et simulées par la technique ABC-DE sous différents états.	91
IV.7	Courbes P-Vs mesurées sous les mêmes conditions avec $G = 825 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$. La courbe bleue est en état sain, la courbe verte en cas de défaut d'ombrage partiel et la courbe rouge en cas de défaut de résistance de connexion avec $R_c = 3.2 \Omega$.	92
IV.8	Courbes P-Vs mesurées en état d'ombrage sous les mêmes conditions ; avec $G = 826 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$. Les états T1, T2 et T3 sont montrés par la figure (IV.9).	93
IV.9	Représente les états d'ombrage des courbes P-Vs illustrés par la figure (IV.8).	94
IV.10	Puissance maximale sous défaut d'ombrage partiel de 50% sur un sub-string avec la puissance en état sain avec plusieurs valeur de G.	94
IV.11	Variation de α sous plusieurs défauts.	95
IV.12	Diagramme de l'algorithme de diagnostic de défauts.	95
A.1	Modules PVs installés sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane, Italie.	102
A.2	String PV Poly C-Si muni par un capteur d'éclairement solaire et capteur de température installé sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane-Italie.	108
A.3	Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.	109
A.4	Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.	109
A.5	Capteur de température PT100.	110
A.6	Transmetteur de température 300TX.	111
A.7	Capteur d'éclairement solaire Spektron 300.	111
A.8	Carte d'acquisition de type : NI DAQPad-6015.	111
A.9	Charge électronique de type : Agilent N3300A.	112
A.10	Ecran de visualisation des grandeurs électrique nécessaire adaptées sous l'environnement LabVIEW.	113
C.1	Cassure des interconnexions	113
C.2	Corrosion électrochimique.	118
C.3	Délamination.	118
C.4	Décoloration (brunissement).	119

C.5	Cassure de cellule.	119
C.6	Cassure du verre encapsulant.	119
C.7	Pénétration de l'humidité.	119
C.8	Corrosion due à l'humidité.	119
C.9	Echauffement des soudures.	119
C.10	Echauffement de la cellules.	119
C.11	Claquage des diodes bypass.	119
C.12	Câbles endommagés.	119
C.13	Incendie des modules PVs due à un câble mal connecté.	119
C.14	Echauffement localisé.	119

Liste de tableaux

<u>N°</u>	<u>Titre</u>	<u>Page°</u>
I.1	Top 10 des fabricants des cellules/Modules PVs.	10
II.1	Intervalle de recherche des paramètres à extraire.	42
II.2	Comparaison entre plusieurs techniques d'extraction pour la cellule PV.	43
II.3	Extraction des paramètres de plusieurs modèles du module PV par ABC-DE. Avec, T en Kelvin et G en W/m ² .	44
II.4	Résultats du test itératif d'extraction des paramètres.	45
II.5	Données de huit courbes I-Vs du tableau de références.	50
III.1	Pourcentage d'ombrage sur les sub-strings PVs.	78
IV.1	Données de diagnostic de défauts d'une partie du tableau de référence.	94
IV.2	Tableau de signature de défauts "S1".	99
IV.3	Tableau de signature de défauts "S2".	100
IV.4	Tableau de signature de défauts "S3".	101
B.1	Classement des grands constructeurs des onduleurs PVs selon le revenu en US Dollar selon IHS Technology, Avril 2014 [IHS'14].	114
C.1	Liste des défauts au niveau de la partie de génération PV.	117



CHAPITRE I

SYSTEME PV : GENERALITE, DESCRIPTION ET ETAT DE L'ART

SOMMAIRE

I. 1. INTRODUCTION	3
I. 2. HISTORIQUE ET SYNTHÈSE DE LA TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE	3
I. 2. 1. Phénomène PV	3
I. 2. 2. Découverte et développement de l'énergie solaire PV	4
I. 3. TYPES DES SYSTEMES PVS	5
I. 3. 1. Système PV autonome	5
I. 3. 2. Système PV couplé directement	6
I. 3. 3. Système PV hybride	6
I. 3. 4. Système PV connecté au réseau	7
I. 3. 4. 1. Système PV intégré au bâtiment (BIPV)	7
I. 3. 4. 2. Système PV monté au sol (ground-mounted)	8
I. 4. DESCRIPTION DU SYSTEME PV	8
I. 4. 1. Unité de génération	8
I. 4. 1. 1. Cellule PV	8
A. Technologies de fabrication des cellules PVs	8
B. Caractéristique tension-courant (I-V) d'une cellule PV	10
I. 4. 1. 2. Module PV	11
I. 4. 1. 3. String PV	12
I. 4. 1. 4. Champ PV	12
I. 4. 1. 5. Système de protections et de liaisons	12
A. Diode bypass	13
B. Diode d'antiblocage	13
I. 4. 1. 6. Boite de jonction	13
I. 4. 2. Unité de conditionnement	14
I. 4. 2. 1. Dispositif MPPT	14
I. 4. 2. 2. Convertisseur DC/AC	15
I. 5. TOPOLOGIES DES SYSTEMES PVS	17
I. 5. 1. Topologie centralisée	17
I. 5. 1. 1. Onduleur centralisé	17
I. 5. 1. 2. Onduleur avec convertisseur Multi-string	18
I. 5. 1. 3. Connexion parallèle des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé	18
I. 5. 1. 4. Connexion série des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé	18
I. 5. 2. Topologie décentralisée	18
I. 5. 2. 1. Onduleur string	18
I. 5. 2. 2. Onduleur module	19
I. 6. PRODUCTIVITE D'UN SYSTEME PV	19
I. 6. 1. Rapport de performance	20
I. 6. 2. Facteur de remplissage	20
I. 6. 3. Problèmes de productivité d'un système PV	21
I. 7. DEFAUTS DANS UN SYSTEME PV	21
I. 8. METHODES DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'UN SYSTEME PV	22
I. 9. CHOIX DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS	24
I. 10. OBJECTIF DE LA THESE	24
I. 11. CONCLUSION	25

I. 1. INTRODUCTION

La croissance de la population, l'énorme consommation de l'énergie et le développement rapide de l'économie mondiale impliquent une demande sans cesse d'énergie. Pour satisfaire cette demande, les combustibles fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz et le nucléaire sont les plus encensés et les prédominants à l'heure actuelle. Quoique, entre autres, la pollution de l'environnement et notamment les crises nucléaires (Tchernobyl du 26 Avril 1986 et Fukushima du 11 mars 2011) et pétrolières (des années 1970s) aient mis en évidence la nécessité d'explorer des ressources énergétiques d'un aspect environnemental sain, digne en terme de puissance et durable simultanément.

Les technologies des énergies renouvelables, qui viennent essentiellement des ressources inépuisables comme; le soleil, la terre et le vent ont un bon potentiel pour satisfaire la demande énergétique mondiale dont leur marché a connu un développement remarquable ces dernières années, surtout l'énergie solaire, avec les incitations gouvernementales [ZHA'11-A], [BAZ'13].

La surface de la terre reçoit environ $1.8 \cdot 10^{17}$ W de puissance solaire selon [PAR'11], ce qui indique que moins d'une heure d'exploitation de l'énergie solaire sur terre satisfait la demande d'énergie mondial durant une année. Ainsi, l'énergie solaire PV pourrait être une digne candidate pour limiter la dépendance aux combustibles fossiles ou même pour les remplacer non seulement car leurs coûts continuent de baisser alors que le coût des combustibles fossiles ne cesse d'augmenter, mais aussi vue, entre autres, les suivants avantages :

- Ressource naturelle, gratuite, abondante et inépuisable [REK'12].
- Légèreté et facilité d'installation : simplifie la mobilité, l'utilisation dans des sites isolés et l'intégration dans les immeubles (BIPV) [MCE'11-A].
- Non polluante : ne contient pas de liquides ou de gaz et surtout ne consomme pas de carburant malgré qu'il existe une très petite émission de CO₂ notamment pour la technologie Mono C-Si [PEN'13].
- En présence des conditions favorables, la génération d'énergie est instantanée.
- Combinaison possible avec d'autres ressources d'énergie afin d'augmenter la fiabilité et la rentabilité du système [SIN'13].
- Absence de bruit : ne contient pas de pièces mobiles (au sens mécanique) [REK'12].
- Généralement fabriqué à partir de silicium, le deuxième élément le plus abondant sur terre après l'eau, avec la possibilité de recyclage de 80% à 95% [DUB'13].
- Actuellement, n'est plus d'un coût prohibitif [MCE'11-A].
- Vue la nature de manipulation des modules PVs, on peut avoir une capacité de génération de puissance de quelques watts à quelques mégawatts [REK'12], [SIN'13].

I. 2. HISTORIQUE ET SYNTHÈSE DE LA TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE :

I. 2. 1. Phénomène PV

Le phénomène PV est défini par la conversion de l'énergie solaire (énergie des photons) en énergie électrique par des cellules solaires. Il repose sur la capacité des photons à créer des

porteurs de charge (électrons-trous) dans un matériau semi-conducteur. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau (par exemple : Silicium), il arrache un électron de la matière, en utilisant une partie de son énergie par collision, ce qui entraîne un déséquilibre électrique se traduisant par une paire électron-trou (énergie électrique).

En général, toute l'énergie des photons qui n'arrive pas à se transformer en énergie électrique est absorbée sous forme d'énergie thermique. En outre, couramment la paire électron-trou revient vite à l'état d'équilibre en transformant ainsi son énergie électrique en énergie thermique ce qui résulte une hausse de température interne du matériau.

Afin de récupérer tout ou une partie de ces paires, les cellules PVs sont associées à un matériau semi-conducteur dopé N (consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau) et à un autre semi-conducteur dopé P (consiste à avoir un excès de trous dans le matériau) est ainsi la création d'une différence de potentiel électrique [MAR'13].

I. 2. 2. Découverte et développement de l'énergie solaire PV

L'effet PV a été découvert en 1839 par le physicien français Alexandre-Edmond Becquerel en étudiant le courant produit entre deux électrodes métalliques dans un électrolyte sous illumination solaire. Il a noté une apparition d'une tension lorsqu'une des électrodes est illuminée dans une faible plage conductrice [BEC'39].

L'effet PV a été étudié d'abord sur les solides, tels que le Sélénium, où la photoconductivité dans le Sélénium fut découverte par Smith [SMI'73]. Minchin, en 1893 [MIN'93] a suggéré que les cellules PVs pourraient être utilisées pour produire de l'électricité sous l'éclairage solaire. D'où la construction des cellules Sélénium PVs avec un rendement de conversion d'électricité de 1% à 2% [BAL'14]. Peu après ces cellules furent abandonnées due à leurs coûts élevés par rapport à la petite quantité d'énergie qu'elles produisent.

Une avancée majeure dans la technologie des cellules PVs est venue dans les années 1940 et au début des années 1950, d'où Matt et Schottky élaborent la théorie de redresseur à semi-conducteur (diode). Ensuite, Bardeen, Brattain et Shockley inventent le transistor en 1949 [BAR'49, SHO'49]. Une procédure (appelée méthode de Czochralski) a été développée pour la production de silicium cristallin (C-Si) pur [UEC'14]. Peu après, en 1954, Chapin, Fuller et Pearson ont démontré le concept de la jonction P-N en utilisant un semi-conducteur, et puis ils ont annoncé la création d'une photopile au silicium avec un rendement de 6% [NGU'83].

En 1958, le satellite Vanguard employait le premier générateur PV (GPV) produisant 1 W pour alimenter sa radio [HER'82]. Loferski a montré qu'il existe une bande interdite optimale de l'ordre de 1.5 eV pour une photopile à homo-jonction P-N.

Ces résultats ont stimulé des études sur d'autres matériaux tels que l'Arséniure de Gallium, le Tellure de Cadmium et le Phosphore d'Indium. Due au développement parallèle de l'industrie des transistors (les transistors et les cellules PVs sont fabriqués à partir des matériaux similaires), les programmes spatiaux et particulièrement la crise mondiale de l'énergie des années 1970s, l'industrie PV a connu un développement remarquable et une prévision digne pour qu'elle soit l'énergie du futur [NGU'83].

Après qu'il fut le premier laboratoire spécifié en énergie PV en 1972, l'institut de conversion d'énergie à l'université de Wilmington dans l'Etat du Delaware, USA fut construit la première résidence alimentée par l'énergie PV en 1973 [MUL'10].

En 1981, l'Américain Paul MacCready a élaboré le premier aéronef alimenté par l'énergie PV, avec plus de 16000 cellules PVs produisant une puissance de 3000 W, en volant de la France vers l'Angleterre. En 1982, le premier véhicule alimenté par l'énergie PV fut construit par l'australien Hans Tholstrup en parcourant une distance de 4000 km de Sydney vers Perth en Australie durant 20 jours. Ensuite, le premier GPV connecté au réseau en utilisant une machine Stirling de piston libre a été créé en 1993 par la société Pacific Gas&Electric en Californie, USA. Ainsi, le développement des programmes de recherche et d'installation des systèmes PVs dans le monde entier notamment après les incitations et les réglementations financières prisent par plusieurs états [MUL'10] [ZHA'11-A].

De nos jours, le marché PV est en plein essor techniquement et commercialement dans le monde entier, déterminé par une production autour de 23.5 GW avec un taux de croissance annuelle de 35-40% en 2010 [TYA'13] [RAZ'11], ce qui rend l'exploitation de l'énergie PV étant l'une des plus émergentes croissances industrielles similaires à la télécommunication et au secteur informatique. Il est prévu que l'électricité PV livrera au monde d'environ 345 GW (4% de l'énergie mondiale) en 2020 et 1081 GW d'ici 2030 [TYA'13, GRE'11].

I. 3. TYPES DES SYSTEMES PVS

Le choix du type des systèmes PVs dépend particulièrement des objectifs d'utilisations et des endroits d'installation. Souvent, il existe quatre grandes familles des systèmes PVs [KAL'13].

I. 3. 1. Système PV autonome

Souvent utilisé dans des endroits qui sont difficilement accessibles ou n'ont pas d'accès à un réseau électrique. Nommés autonome puisqu'il se met principalement sous l'exposition de l'éclairage solaire pour générer de l'énergie sans connexion ou sans avoir besoin de l'assistance du réseau électrique ou de la dépendance d'une quelconque sorte de cogénération.

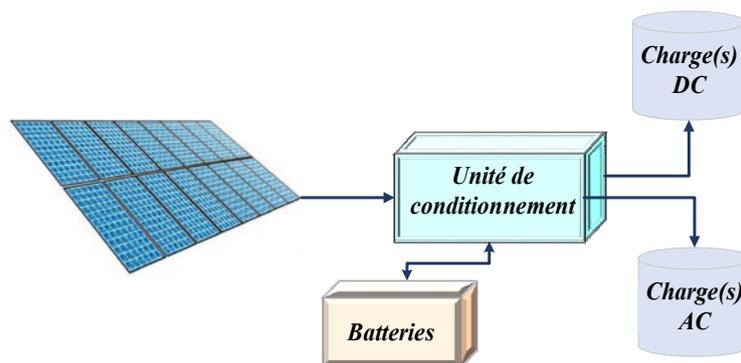


Figure I.1. Système PV autonome.

Cependant les batteries sont indispensables pour assurer un flux de puissance permanent, où les batteries au Plomb-Acide sulfurique restent les plus utilisées [LI'09]. L'énergie produite en DC sera utilisée directement en présence de l'éclairage solaire et simultanément stockée

dans les batteries en cas d'excès d'énergie. Promptement, ces batteries assurent la génération d'énergie en cas du manque ou d'absence de l'éclairage solaire.

Un système PV autonome typique, montré par la figure (I.1), est constitué d'un GPV, d'une partie d'accumulation et d'une unité de conditionnement qui contient ; un régulateur de charge, un dispositif MPPT (traqueur de point de puissance maximale) et parfois un onduleur pour convertir la puissance DC générée en puissance AC requise par les charges AC.

I. 3. 2. Système PV couplé directement

Pour un système PV couplé directement, le GPV est raccordé directement à une charge (s) DC ou AC [KAL'13]. Par conséquent, la charge ne peut fonctionner que lors de la présence de l'éclairage solaire, une telle installation PV n'est employée que dans des applications limitées. L'application classique de ce type d'installation est pour le pompage de l'eau, dont le GPV fonctionne pour alimenter le moteur de la pompe à eau, comme il est montré par la figure (I.2). Notons que pour ce cas, l'unité de conditionnement contient un moteur avec l'étage de conversion statique adéquat.

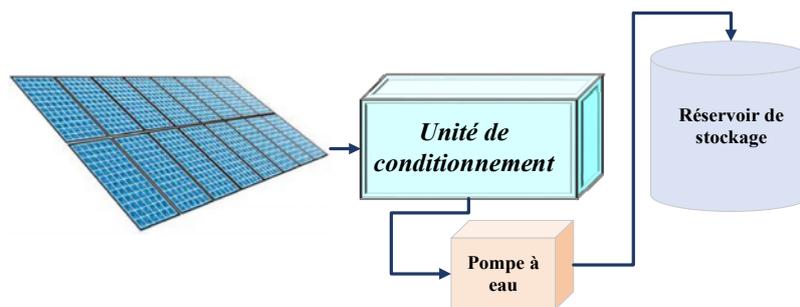


Figure I.2. Système PV alimentant une pompe à eau.

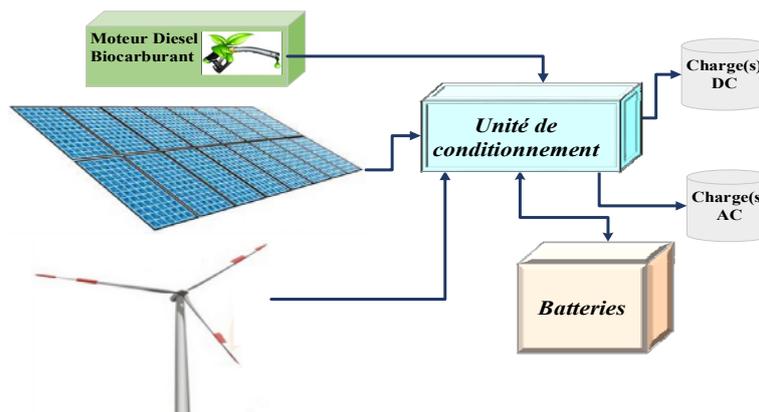


Figure I.3. Système PV hybride (PV, Eolienne et Moteur diesel biocarburant).

I. 3. 3. Système PV hybride

Ce type est répandu présentement, il consiste à intégrer d'autres générateurs avec le GPV, comme il présentée par la figure (I.3). Le générateur associé peut être renouvelable tels qu'une turbine éolienne, turbine conventionnel, générateur diesel alimenté par des biocarburants, ou

non renouvelable comme un moteur diesel ou le réseau de distribution électrique. Il est même possible d'y intégrer un système thermique afin de chauffer l'eau domestique ou de faire la climatisation en exploitant la chaleur dissipée par le GPV [FAR'15].

I. 3. 4. Système PV connecté au réseau

C'est le type de système PV le plus installé, à la fin de l'année 2009, 95% des systèmes PVs installés en France et 99% au Japon sont connectés au réseau [IEA'09, GRE'11, HAS'14]. C'est une connexion directe au réseau électrique interférée par une unité de conditionnement constituée principalement par un onduleur pour assurer la conversion de puissance DC/AC injectée au réseau et un dispositif MPPT associé à un convertisseur DC/DC déterminé selon le besoin énergétique comme il est montré par la figure (I.4).

Au cours de disponibilité de l'éclairage solaire, l'énergie produite par ce système PV peut être soit utilisée immédiatement (ce qui est normal pour les systèmes PV intégrés dans les bâtiments commerciaux et les applications industrielles) ou être vendue à l'une des entreprises d'électricité. En effet, le réseau agit comme un système de stockage d'énergie, ce qui signifie que ce type de système n'a pas forcément besoin d'inclure des batteries de stockage puisqu'en cas du manque ou d'absence d'éclairage solaire, si c'est nécessaire, le système peut racheter l'énergie requise du réseau. Cependant, par des mesures optionnelles ou sécuritaires, les batteries peuvent être associées à ce système notamment en cas de panne du réseau électrique [KAL'13]. Parmi les systèmes raccordés au réseau actuellement installés, deux principaux types sont distingués :

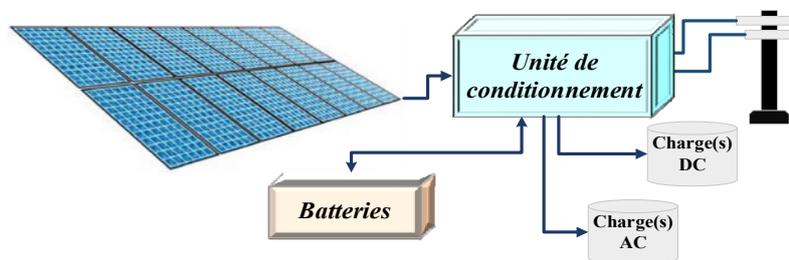


Figure I.4. Système PV connecté au réseau.

I. 3. 4. 1. Système PV intégré au bâtiment (BIPV)

Un système BIPV [JEL'12, WEI'13] est composé d'un GPV intégré dans les structures des maisons d'habitation, des bâtiments commerciaux, ou les parcs de stationnement. Les systèmes BIPV ont généralement un angle d'inclinaison fixe mettant production d'énergie plus sensible à l'environnement avoisinant de la construction qui peut contenir des obstacles inamovibles.

I. 3. 4. 2. Système PV monté au sol (ground-mounted)

Pour les systèmes PVs montés au sol, les modules sont structurés sous un angle d'inclinaison fixe ou avec des dispositifs suiveurs de soleil afin d'augmenter la production

d'énergie. Ce système est principalement installé sur des champs ouverts utilisé pour des applications utilitaires allant de plusieurs kW à plusieurs MW [DES'13, BEY'14].

Dans cette étude, dans un but bien spécifié, on focalisera sur ce type de système connectée au réseau avec un angle d'inclinaison fixe sans inclure les batteries afin d'adhérer avec le banc expérimentale disponible. Ce type de système sera considéré, dans les prochaines sections, comme le système PV adopté.

I. 4. DESCRIPTION DU SYSTEME PV

Pour un système PV, on peut distinguer deux unités communes qui sont : l'unité de génération et l'unité de conditionnement, comme il est illustré par les figures (I.1-I.4). Vue l'aspect de notre étude on se limite dans les suivantes sections à la description de ces deux unités.

I. 4. 1. Unité de génération

C'est l'unité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de courant continu DC. Elle détermine la particularité d'un système PV, appelée GPV, constituée principalement par le regroupement des cellules PVs, des câbles de connexion et des composants de protection.

I. 4. 1. 1. Cellule PV

La cellule solaire PV est l'élément de base dans un système PV car c'est elle qui se charge de la conversion de l'énergie des photons en énergie électrique par le phénomène PV décrit dans la section (I.2.1). Souvent, elle est structurée par un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert par une couche mince dopée N formant ainsi une jonction P-N. Une plaque métallique recouvre la face arrière du cristal qui sert d'Anode et une grille métallique recouvre la couche N prenant le rôle de Cathode. Une cellule PV est présentée par une diode de Schottky puisque le fonctionnement de cette dernière est semblable à une jonction P-N notamment si le semi-conducteur P est fortement dopé [KAL'13].

A. Technologie de fabrication des cellules PVs

La technologie de fabrication des cellules PVs est en plein développement, avec la considération, surtout, du rendement et du coût. Pour le moment, la technologie de fabrication des cellules PVs leader sur le marché est à base de C-Si à cause de son abondance et son rendement intéressant (le plus rentable par rapport à toutes les autres technologies à base de matières brutes) [TYA'13]. Selon plusieurs références, [PAR'11, RAZ'11, TYA'13, DES'13], la Figure (I.5) a été établie pour illustrer une catégorisation des différents types de technologie de fabrication des cellules PVs en trois générations.

Désigné comme la première génération, le Mono et le Poly C-Si sont les plus utilisés sur le marché avec 85%–90% [DES'13]. Le rendement de la cellule Mono C-Si a montré un progrès considérable d'une année à une autre. Il fut débuté avec seulement 15% dans les années 1950s,

puis à 17% dans les années 1970s et continue d'augmenter pour arriver jusqu'à 28% de nos jours avec une bande gap d'environ 1.12 eV [TYA'13]. La majeure partie de Mono C-Si est développée en utilisant la procédure de Czochralski [UEC'14].

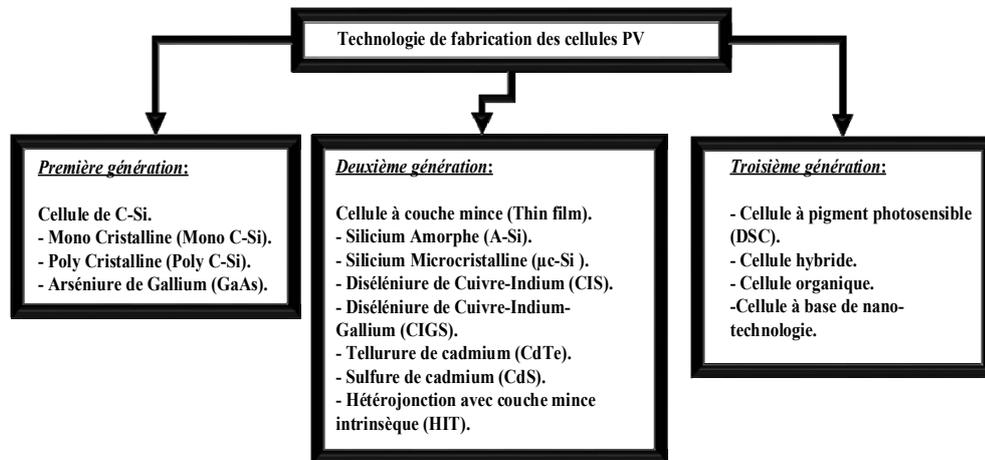


Figure I.5. Catégorisation des différentes technologies de fabrications des cellules PVs.

Toutefois, vu son coût considérablement élevé, plusieurs recherches tentent de trouver de nouvelles technologies pour réduire le coût de fabrication. La technologie de fabrication Poly C-Si est appropriée pour réduire le coût de l'élaboration d'une cellule PV C-Si. Notamment, avec les nouvelles techniques adoptées pour réduire le pourcentage de la matière première jusqu'à 50%. Cependant, le rendement reste faible, 12-15%, par rapport au Mono C-Si et d'autres matériaux développés [RAZ'11]. L'Arséniure de Gallium (GaAs), qui a une structure similaire à celle du Silicium, il est généralement utilisé pour un module concentrateur PV et pour les applications spatiales, car il possède une résistance thermique élevée, même son rendement est très intéressant pouvant arriver jusqu'à 40.1% avec une bande gap de 1.4 eV. Cependant, la fabrication de ce type est coûteuse [TYA'13].

De point de vue lucratif, la technologie à couches minces (thin film), classé en deuxième génération, est une conquérante convenable aux technologies Mono et Poly C-Si car elle utilise moins de matériau et ses couches sont plus minces, réduisant ainsi le coût de fabrication. Le Silicium Amorphe (A-Si) est le plus répandu dans cette classe, utilisé dans environ 10% de la production mondiale, en raison de son rendement allant jusqu'à 22% [TYA'13]. En plus, sa structure aléatoire permet une considérable bande gap de 1.7eV [BOU'12].

Le Tellurure de Cadmium (CdTe) peut produire un rendement de 15% avec une bande gap importante (1.45 eV) [TYA'13]. Cependant, son impact environnemental négatif et le manque de la matière première de Tellurure reste un inconvénient pour cette technologie. Le Diséléniure de Cuivre-Indium (CIS) est un matériau avec un rendement qui peut aller jusqu'à 20% pour les cellules et 13% pour les modules PVs [TYA'13], il reste le matériau le moins dégradant par rapport aux autres technologies de couche mince [MEY'04].

Une autre option pour la technologie de couches minces a été appliquée à base des polymères dus à leur faible coût et légèreté. Cependant, tous ces matériaux de couches minces ont un certain impact négatif sur l'environnement et leurs rendements sont faibles par rapport à la première génération [CHA'11].

Une troisième génération de cellules PVs est en phase de recherche et de perfectionnement à base de :

- Polymères [FRA'14].
- Mélange de Silicium Cristallin avec le Silicium non-Cristallin (hybride) [TYA'13].
- Cellule à pigment photosensible (Cellule Gratzel) [HUG'14].
- Nanotechnologie afin de commander la bande gap [NAZ'11].

Tableau (I.1) donne une idée sur les dix fabricants des cellules/Modules PVs les plus rentables classés en 2009 selon la puissance en MW [RAZ'11].

Tableau I.1. Top 10 des fabricants des cellules/Modules PVs suivant la puissance en MW.

<i>First Solar</i>	<i>Suntech Power</i>	<i>Sharp</i>	<i>Q-Cells</i>	<i>Yingly Green Energy</i>
1011	704	595	537	525
<i>JA Solar</i>	<i>Kyosera</i>	<i>Trina Solar</i>	<i>Sunpower</i>	<i>Gintech</i>
509	400	399	398	368

B. Caractéristique tension-courant (I-V) d'une cellule PV

Une cellule PV est déterminée par sa caractéristique électrique tension-courant (I-V), le courant est pris de sa valeur en Court-Circuit (I_{sc}) jusqu'à sa valeur nulle en circuit ouvert. La tension est prise de sa valeur nulle en Court-Circuit jusqu'à sa valeur en circuit ouvert (V_{oc}). I_{mpp} et V_{mpp} représentent respectivement le courant et la tension au point de la puissance maximale.

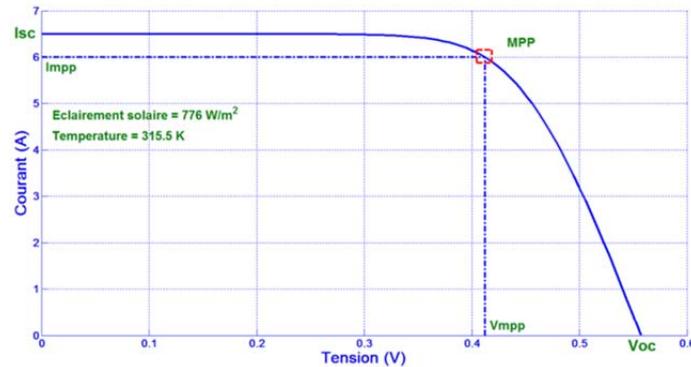


Figure I.6. Caractéristique I-V d'une cellule Mono C-Si en fonctionnement normale.

Ces valeurs dépendent de la technologie de fabrication de la cellule et de son rendement. Par exemple; pour une cellule Mono C-Si la valeur de V_{oc} généralement générée est approximativement 0.6 V limitée à la valeur du bande gap qui est égale à 1.12 eV. Le courant est en fonction de la surface de la cellule, de l'éclairage solaire, de la température et du rendement de la cellule [REK'12]. La caractéristique I-V, présentée par la figure (I.6), a été déduite à partir de nos essais pratiques sur un module Mono C-Si.

I. 4. 1. 2. Module PV

Pratiquement, les cellules PVs sont regroupées en série, non seulement pour augmenter la tension mais aussi pour réduire leurs vulnérabilité vis-à-vis l'environnement, formant ainsi un module PV. Actuellement, le nombre des cellules mises en série n'est pas standard dans l'industrie, on peut trouver des modules avec 36, 45, 60 ou même 92...etc.

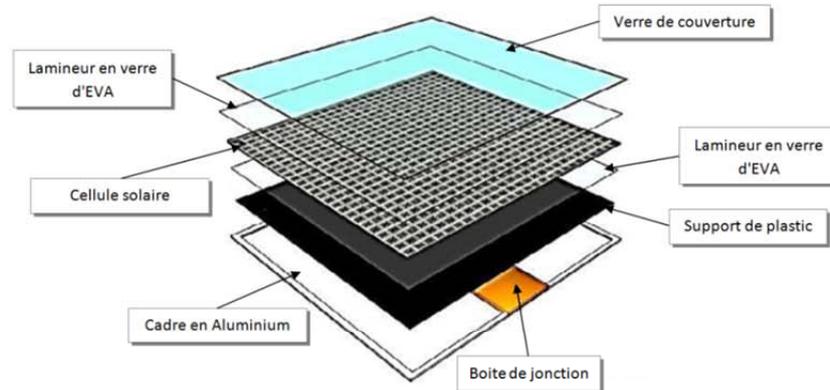


Figure I.7. Structure d'un module PV C-Si [DUB'13].

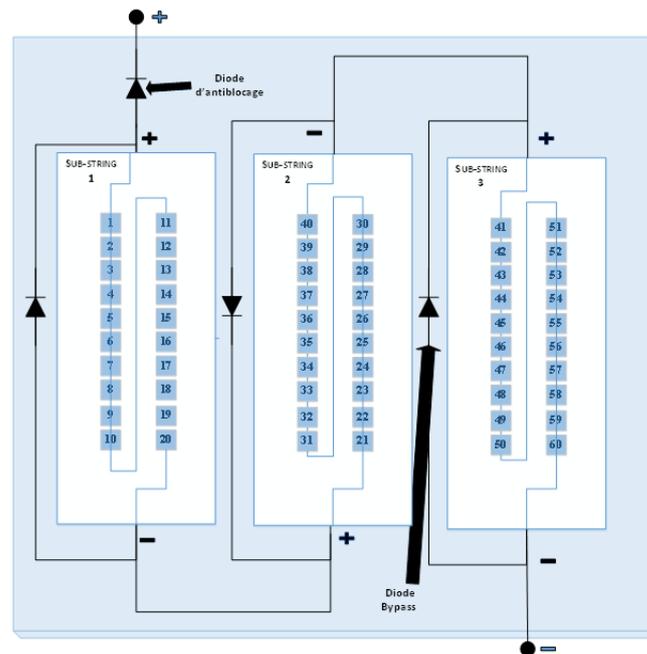


Figure I.8. Module PV constitué par 60 cellules regroupées en trois sub-strings.

Généralement, un module PV de C-Si est structuré respectivement, comme l'illustre la figure (I.7), du haut en bas par un verre de couverture pour protéger la cellule PV contre l'endommagement, un lamineur souvent consiste d'Éthylène-Acétate de Vinyle (EVA) recouvrant la cellule PV, la cellule PV connectée avec un ruban de cuivre, un verre lamineur d'EVA, support de plastic et un cadre d'Aluminium muni par une boîte de jonction pour la connexion électrique.

Pour des mesures de protection et d'exploitation, les cellules PVs sont généralement regroupées en 3 sous-groupes nommé sub-strings. Chaque sub-string est connecté antiparallèlement avec une diode appelée diode bypass (diode de dérivation), et rarement

connectée directement avec une autre diode appelée diode d'antiblocage, comme l'illustre la figure (I.8).

I. 4. 1. 3. String PV

Un string est l'assemblage de plusieurs modules PVs soit en série (afin d'augmenter la tension) ou en parallèle (afin d'augmenter le courant) comme il est illustré par la figure (I.9).

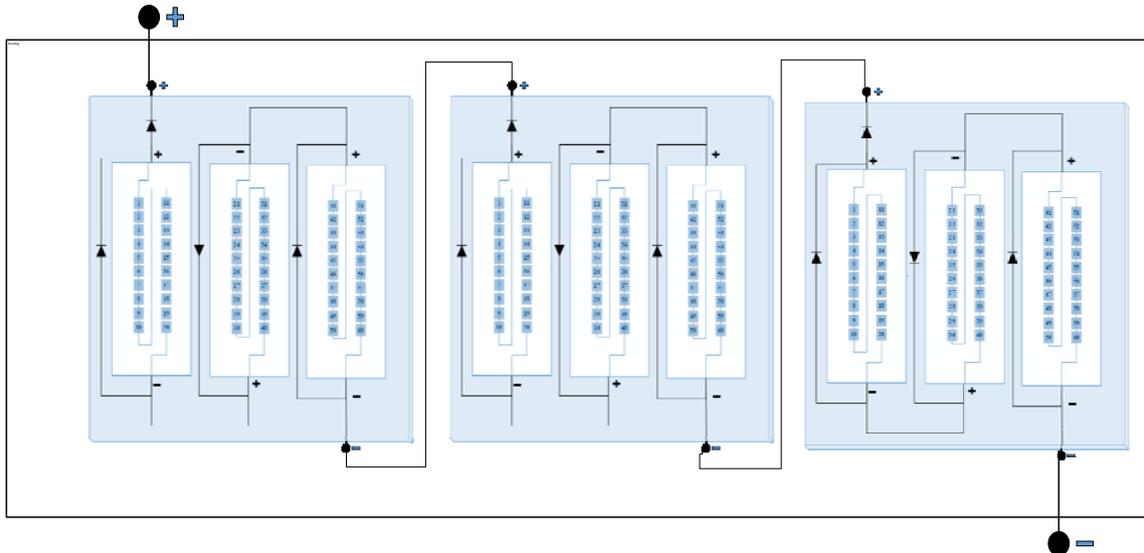


Figure I.9. String PV constitué par trois modules PVs connectés en série.

I. 4. 1. 4. Champ PV

Nommé aussi array PV, c'est l'ensemble de connexion des strings PVs avec une certaine configuration de manière à générer la puissance souhaitée. Il y a différentes configurations dans la littérature : à pont (BL), en cuillère à mile (HC) et totalement interconnectée (TCT). La configuration la plus répandue est série-parallèle pour des raisons lucratives et surtout pour réduire la complexité de l'installation même si que les autres configurations puissent diminuer les pertes de puissance jusqu'à 5% [PIC'10-A].

I. 4. 1. 5. Système de protections et de liaisons

La configuration série-parallèle des différents sub-strings/modules/strings pour former un GPV est assuré par des câbles de connexion. Afin de diminuer les risques de défauts de Court-Circuit(CC) et de mise à la terre (ground). Les câbles unipolaires avec un conducteur flexible en cuivre et double isolation sont souvent utilisés.

Dans le cas ordinaire de fonctionnement, les cellules PVs se comportent comme générateur de courant DC. Quoique, en pratique il est possible que ces cellules soient exposées à un défaut de mismatch. En effet, au lieu de produire de l'énergie, les cellules se mettent en polarisation inverse et se comportent comme une charge, les mettant en danger de claquage.

Pour éviter cette état de fonctionnement, une diode bypass est connectée en antiparallèle généralement avec un sub-string/module. En outre; une diode d'antiblocage (ou un fusible) est

placée généralement à l'entrée d'un module pour éviter les défauts de mise à la terre causés par un contre-courant (feedback current) et afin d'éviter le claquage en cas de connexion en parallèle.

A. Diode bypass

En cas d'un défaut comme le mismatch, dû majoritairement à un ombrage, les cellules peuvent être exposées à un sur-échauffement, car les cellules PVs dissipent de l'énergie au lieu de la produire et la tension devient négative à ses bornes, engendrant ainsi des échauffements localisés (hot spot) qui sont des brûlures d'une partie des cellules PVs due à cette grande chaleur [IEC'05, MUN'08].

Afin d'éviter les échauffements localisés, une diode bypass est placée en antiparallèle avec chaque sub-string/module (de préférence raccordée avec chaque cellule mais par des raisons économiques et de complexité de connexion il n'est pas faisable), cette diode devient passante (polarisation directe) quand la tension aux bornes du sub-string/module est négative. Dans le cas de fonctionnement normal, les cellules sont en polarisation directe et la diode bypass est en polarisation inverse (état bloqué).

En cas de mismatch, les cellules PVs peuvent produire une tension négative, puisque les valeurs des courants de CC (I_{sc}) des cellules ne seront pas identiques, la cellule se met en polarisation inverse tandis que la diode bypass devient passante et limite la tension inverse produite pour ne pas atteindre la valeur de tension de claquage (Breakdown) en ouvrant un chemin alternatif pour le passage du courant. L'utilisation des diodes bypass entraîne des petites pertes ohmiques, mais ces pertes sont négligeables vis-à-vis du rôle de protection primordiale assuré par ces diodes.

B. Diode d'antiblocage

Appelée aussi diode d'anti-retour, elle est placée en amont des modules/strings, lors d'une connexion en parallèle, afin de les protéger contre le courant inverse (si la valeur de la tension est plus grande que sa valeur en CO) et pour faciliter à la puissance du GPV d'écouler directement vers l'unité de conditionnement. En outre, sans elle, les batteries peuvent se décharger inversement vers le GPV pendant un faible éclaircissement [SIN'13]. Cependant, la chute de tension causée par cette diode reste un inconvénient majeur pour son utilisation [ZHA'11], [SPE'09].

I. 4. 1. 6. Boîte de jonction

Pour des mesures simplificatrices et protectives, notamment dans le cas d'une grande installation PV avec configuration parallèle des strings, une boîte de jonction contenant des connecteurs, des sectionneurs, des fusibles et des interrupteurs est fortement recommandée [PIC'10]. En plus, la majorité des systèmes PVs sont munis par des disjoncteurs placés entre le GPV et l'onduleur pour simplifier l'isolation en cas de défaillance, et pour protéger l'onduleur contre les effets de la foudre.

I. 4. 2. Unité de conditionnement

Les systèmes PVs sont conçus pour générer le maximum d'énergie possible en présence de l'éclairement solaire. Une commande MPPT doit être réalisée, elle est généralement introduite avec un convertisseur DC/DC, souvent boost ou buck-boost, ensuite associée directement à un onduleur. L'inconvénient du convertisseur buck-boost est que son interrupteur ne possède pas de borne reliée au zéro, compliquant ainsi sa commande. En outre, son rendement est relativement faible puisque toute l'énergie rapportée retenue sera stockée dans l'inductance [REK'12]. La figure (I.10) montre le schéma de base d'un système PV connecté au réseau muni par une commande MPPT avec un hacheur boost interférés par une commande MLI, puis connecté directement avec l'onduleur pour but d'adapter l'énergie au besoin de la charge AC. Avec, Dt est le rapport cyclique commandé de l'interrupteur du convertisseur DC/DC.

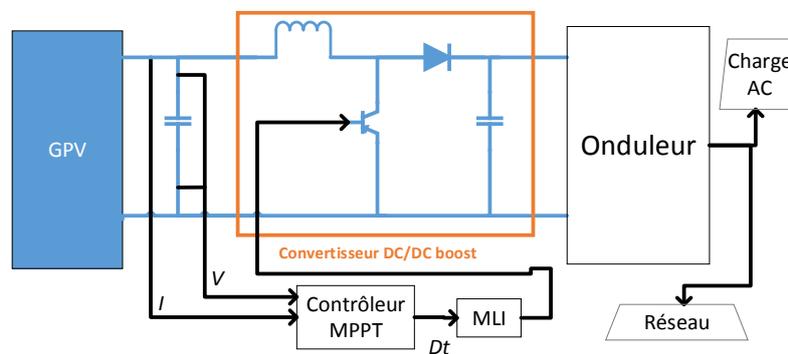


Figure I.10. Schéma de principe d'un système PV muni par un dispositif MPPT.

I. 4. 2. 1. Dispositif MPPT

Dans cette étude, on désigne par un dispositif MPPT; tous les outils servant à la commande MPPT du convertisseur DC/DC. Le choix du type du convertisseur DC/DC pour les applications PVs dépend principalement de son rendement et du type du système PV adopté. Le convertisseur DC/DC boost, connu par un rendement élevé arrivant jusqu'à plus de 95%, montre une efficacité intéressante pour les applications PV [PIC'10–A, REK'12, REI'13]. Afin d'assurer une extraction de puissance optimale du GPV, un dispositif MPPT doit être mis en place en utilisant un microprocesseur ou un système d'asservissement par échantillonnage de la puissance du GPV à des intervalles souvent de 30 ms [ELT'13].

La commande MPPT fonctionne par la détection du courant et de la tension du GPV ; pour but de comparer la puissance générée avec la valeur de puissance maximale. Par conséquent, le rapport cyclique de l'interrupteur du convertisseur est souvent ajusté par un régulateur approprié (PI, hystérésis, flou...etc.) ou même en l'adaptant directement par l'algorithme MPPT pour le fixer avec la valeur maximale de puissance, ce qui force à son tour le convertisseur à traquer la puissance maximale du GPV.

Nombreuses techniques de commande MPPT ont été développées. Elles varient, généralement selon, la complexité d'implémentation, le nombre de capteurs requis, la vitesse de convergence, l'intervalle d'efficacité, le type de régulateurs et le coût du matériel utilisé [ISH'13, ELT'13, BRI'13, SIN'14].

Les techniques classiques, simples et les plus utilisées sont : la technique de Perturber & Observer (P&O) soit avec un pas fixe ou adaptatif, conductance incrémentale (InCond) [ISH'13] et Hill Climbing (HC) [KJÆ'12]. Il existe d'autres techniques simples telles que la méthode Beta, le courant de Court-Circuitfractionnel (FSCC), la tension de circuit ouvert fractionnelle (FOCV), contrôle de corrélation d'ondulation (RCC), commande par mode glissant. Ces techniques ont montrées une efficacité importante et une bonne vitesse de convergence notamment dans les conditions de fonctionnement normales d'éclairément solaire (sans ombrage). Cependant, deux inconvénients critiques doivent être mentionnés d'abord l'oscillation permanente autour du MPP (qui entraîne une perte considérable de puissance), et en cas d'ombrage partiel, quand la caractéristique P-V montre plusieurs points locaux (LP), il est difficile aux techniques mentionnées de converger vers le point global entraînant ainsi une perte de puissance [ISH'13, ELT'13].

De nos jours, en raison de la vaste disponibilité des moyens de calcul puissant avec un coût abordable, plusieurs techniques intelligentes ont été proposées pour résoudre les problèmes des techniques classiques telles que ; les réseaux de neurones artificiels (ANN) [SYA'09], le contrôleur de logique floue (FLC) [RAJ'14], technique hybride comme ANFIS [ABU'13], les algorithmes génétiques (GA) [SHA'13], évolution différentielle (DE) [TAJ'13], Optimisation par essaim de particules (PSO) [MIY'11], Optimisation par colonie de fourmi (ACO) [JIA'13] et la technique de recherche coucou (CS) [AHM'14]. En dépit de leur flexibilité, ces techniques sont généralement plus complexes en point de vue d'implémentation. Mais, elles fournissent un rendement plus élevé notamment sous les conditions de mismatch [ELT'13] [ISH'13].

I. 4. 2. 2. Convertisseur DC/AC

L'onduleur PV assure principalement la conversion de la puissance DC issue du GPV en puissance AC afin qu'elle soit adaptée à la charge ou injectée au réseau. Les nouveaux onduleurs actuellement commercialisés ont de bonnes performances avec un rendement supérieur à 90% et un THD inférieur à 5%. Leur circuit de commande fournit également des fonctions de contrôle et de protection suffisantes. Cependant, la qualité de puissance en considérant ces facteurs n'est forcément pas assurée [SPE'13].

Les onduleurs PVs disponibles sur le marché varient selon ; le nombre de phases (mono ou triphasé), la valeur de fréquence de fonctionnement, les grandeurs électriques de l'entrée et de la sortie, le type de transformation (HF, LF ou sans transformateur), le rendement de conversion, capacité de puissance et la gestion de la tension (boost, buck ou buck-boost). Suivant la littérature, les onduleurs monophasés boost sont les plus utilisés notamment pour les installations de puissance inférieure à 10 kW [SAL'09].

Les constructeurs des onduleurs actuellement commercialisés fournissent au minimum les données suivantes : la tension AC, la fréquence AC, P_{\max} AC, I_{\max} AC, l'intervalle de tension DC tolérable, P_{\max} DC, I_{\max} DC, Tension startup DC, THD, facteur de puissance et la caractéristique de rendement (de performance) souvent selon CEC (California Energy Commission) qui décrit la performance en fonction du niveau de la puissance et de la tension DC. Pour simuler le comportement énergétique et le rendement de l'onduleur, différents modèles sont utilisées.

Le premier modèle est le plus simple, il est défini par l'équation (I.1); il représente la puissance de sortie (P_S) en fonction de la puissance d'entrée (P_E), la puissance en stand-by (P_{STB}) et le rapport de puissance nominale (η_n). Ces paramètres sont souvent donnés par les constructeurs [CHO'10–A].

$$P_S = \eta_n \cdot (P_E - P_{STB}) \quad (I.1).$$

Le deuxième modèle est le modèle de performance développé par SANDIA décrit par l'équation (I.2) [KIN'07].

$$P_{AC} = \left[\left(\frac{P_{\max_r_AC}}{C_a - C_b} \right) - C_c(C_a - C_b) \right] (P_{DC} - C_b) + C_c(P_{DC} - C_b)^2 \quad (I.2).$$

Avec, P_{AC} est la puissance AC de l'onduleur simulée, $P_{\max_r_AC}$ est la puissance maximale AC de l'onduleur en référence (conditions nominales), P_{DC} est la puissance DC de l'onduleur, tandis que les paramètres C_a , C_b et C_c sont données par les équations (I.3, I.4 et I.5) respectivement :

$$C_a = P_{r_DC} \cdot [1 + C_1(V_{DC} - V_{r_DC})] \quad (I.3).$$

$$C_b = P_{ST} \cdot [1 + C_2(V_{DC} - V_{r_DC})] \quad (I.4).$$

$$C_c = C_0 \cdot [1 + C_3(V_{DC} - V_{r_DC})] \quad (I.5).$$

Avec, P_{r_DC} et V_{r_DC} sont respectivement la puissance DC et la tension DC au condition de fonctionnement nominales, P_{ST} est la puissance DC requise pour le démarrage de la procédure d'inversion, V_{DC} est la tension DC de l'onduleur, C_0 est un paramètre qui définit la courbure (parabolique) de la relation entre la puissance AC et la puissance DC au conditions de références, C_1 , C_2 et C_3 sont des coefficients empiriques à ajuster.

Le troisième modèle décrit le rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance d'entrée mesurée par l'équation (I.6) [SO'07] :

$$\eta_{AC} = Y_0 + A_{ac}(1 - e^{-B_{ac} \cdot P_{in}}) + C_{ac}(1 - e^{-D_{ac} \cdot P_{in}}) \quad (I.6).$$

Avec, η_{AC} est le rendement estimé de l'onduleur, P_{in} est la puissance d'entrée [kW] et Y_0 , A_{ac} , B_{ac} , C_{ac} , D_{ac} sont des coefficients de régression à ajuster.

I. 5. TOPOLOGIES DES SYSTEMES PVS

Il existe plusieurs topologies de configuration d'un système PV, montré par la figure (I.11). L'objectif de ces topologies est d'obtenir une conversion DC/AC performante et une qualité d'alimentation AC la plus propice possible [VEN'12, KJA'05]. On peut les classées en deux familles ; centralisée et décentralisée.

I. 5. 1. Topologie centralisée

En utilisant un seul onduleur pour convertir la puissance DC du GPV en puissance AC avec plusieurs topologies de connexion de convertisseurs DC/DC :

I. 5. 1. 1. Onduleur centralisé

C'est la topologie la plus simple, la plus économique et la plus utilisée. En accordant un seul onduleur et un seul hacheur pour tout le GPV. Cependant, cette topologie possède plusieurs inconvénients [HAS'14, PIC'10–A] :

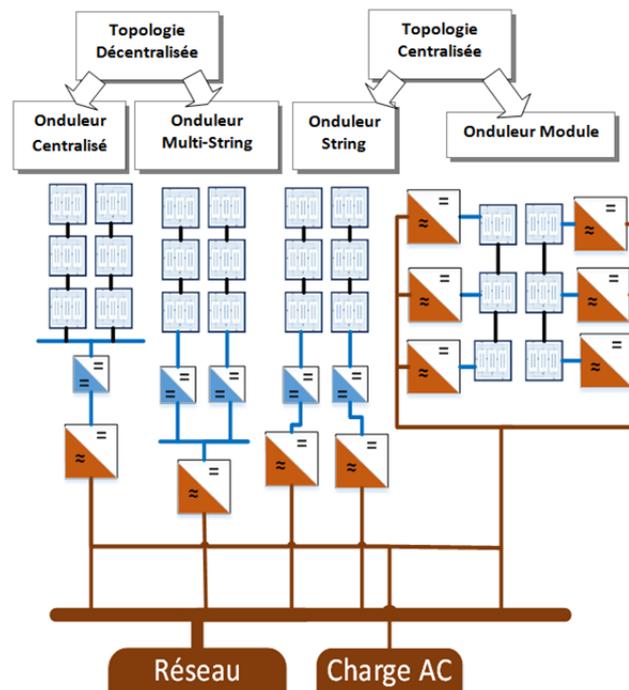


Figure I.11. Différentes topologies des systèmes PVs connectés au réseau.

- Utilisation d'un seul dispositif MPPT pour tout le GPV (surtout pour une grande installation) ne garantit pas une extraction optimale de la puissance maximale, notamment en cas d'ombrage partiel.
- Les pertes des câbles de connexion peuvent être importantes si l'onduleur n'est pas installé à proximité du GPV.
- L'onduleur doit être modifié pour s'adapter à la nouvelle puissance souhaitée, si le propriétaire décide d'ajouter des modules PVs au GPV.
- En cas de défaillance de l'onduleur, l'énergie produite par le GPV demeure inexploitable jusqu'à ce que l'onduleur soit réparé.

En dépit de ces inconvénients, quelques études montre la bonne faisabilité de cette topologie en appliquant des techniques d'optimisation modernes pour assurer la commande MPPT [REI'13].

I. 5. 1. 2. Onduleur avec convertisseur Multi-string

Connu aussi par le nom onduleur multi MPPT, en associant un convertisseur DC/DC à chaque string connectés avec un onduleur centralisé par un bus DC commun. Le but de cette topologie est de minimiser les pertes de puissance, particulièrement, en cas d'ombrage avec l'utilisation de plusieurs MPPT, de manière à extraire la puissance maximale possible. Cependant, en plus de l'augmentation du coût de l'installation par rapport à la topologie d'onduleur centralisé, en cas de défaillance de l'onduleur aucune énergie ne sera générée aux charges AC (réseau) [PIC'10–A].

I. 5. 1. 3. Connexion parallèle des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé

Le concept est d'associer un convertisseur DC/DC connecté parallèlement à chaque module en les raccordant entre eux par un bus DC commun connecté directement avec l'onduleur centralisé [YAO'09]. L'avantage principal de cette topologie est l'extraction optimale de la puissance maximale dans les conditions de fonctionnement d'éclairement solaire normales et anormales. Cependant, les inconvénients du coût et de la continuité du service en cas de panne de l'onduleur restent majoritairement posés [PIC'10–A].

I. 5. 1. 4. Connexion série des convertisseurs DC/DC avec un onduleur centralisé

Le même concept que la précédente topologie, en remplaçant l'installation parallèle par une installation série pour but de minimiser le rapport d'élévation de la tension et ainsi augmenter le rendement de conversion d'énergie [VIG'10].

I. 5. 2. Topologie décentralisée

Plusieurs onduleurs sont utilisés pour convertir la puissance DC du GPV en puissance AC. Les principaux types sont comme suit :

I. 5. 2. 1. Onduleur string

La topologie de l'onduleur string, appelée aussi string technologie, se repose sur l'utilisation d'un onduleur par chaque string, où les onduleurs sont connectés en parallèle avec le réseau. L'utilisation de plusieurs onduleurs augmente le nombre des dispositifs MPPT qui contrôlent chaque string PV, ce qui améliore l'extraction de la puissance maximale. En plus, si un onduleur est en panne, les autres onduleurs string peuvent continuer sans soucis d'alimenter le réseau (charges AC). Cependant, les onduleurs strings sont moins efficaces surtout en cas d'une faible puissance DC, et évidemment une augmentation du coût selon le nombre de strings connectés en parallèles sera un inconvénient considérable [HAS'14].

I. 5. 2. 2. Onduleur module

Nommée aussi micro-onduleur, en associant à chaque module un hacheur et un onduleur lié directement à la boîte de jonction de chaque module. Hormis de l'aspect économique coûteux, cette topologie est la plus efficace en termes d'extraction de puissance. En plus, chaque module est indépendant des autres, notamment en cas de défaut de mismatch, grâce à l'interface d'électronique de puissance. En cas de panne d'un onduleur les autres ne cessent pas d'alimenter, ce qui est prometteur en termes d'enchaînement de génération d'énergie. En outre, le système est facilement extensible par l'ajout d'autres modules afin d'augmenter la puissance générée [PIC'10–A].

I. 6. PRODUCTIVITE D'UN SYSTEME PV

La productivité ou la performance d'un système PV dépend de plusieurs facteurs. Différentes études ont montré que les performances des modules se différencient d'une saison à une autre. Par exemple le travail effectué par [CUE'02] sur plusieurs technologies de fabrication des modules PVs à un angle fixe, l'auteur a montré que la performance (rapport de performance) de la technologie C-Si est la meilleure en hiver, tandis que la technologie à couche mince est plus performante en été. Une autre étude [SHA'13–A] montre que la technologie HIT est plus performante que les technologies Poly C-Si et A-Si durant toutes les saisons. Alors que, la technologie Poly C-Si est meilleure que la technologie A-Si en hiver, et c'est le contraire en été.

Le projet PVUSA utilise des méthodes de régression pour évaluer la performance d'énergie sous certaines conditions de référence [SHA'13–B, MAK'11], tandis que l'analyse européenne se base sur le rapport de performance et le rendement du GPV comme indicateur de performance du système PV [MAK'11]. Il existe même d'autres modèles pour l'estimation de la production d'énergie, comme le standard italien [SPE'13].

Généralement, les modules PVs sont normalisés par leurs fabricants avec la norme IEC 61215 pour les modules de C-Si [IEC'05] et la norme IEC 61646 pour les modules à couches minces sous les conditions de test standard (STC : 1 kW/m² d'éclairement solaire, 25°C de température des cellules et un spectre solaire standard de AM1.5G), dont ils fournissent une fiche technique (datasheet) contenant la caractéristique I-V mesurée sous ces conditions, et également les paramètres spécifiques suivants : la puissance maximale (P_{mppSTC}), le courant et la tension à la puissance maximale (V_{mppSTC} , I_{mppSTC}), le courant en CC (I_{scSTC}), la tension en CO (V_{ocSTC}), la température nominale des cellules (NOCT), le coefficient de la température de la tension en CO (K_v) et le coefficient de la température du courant en CC (K_i).

De nombreux facteurs doivent être estimés en vue d'analyser les performances d'un système PV en s'appuyant sur les données fournies par les constructeurs et celles extraites de la courbe I-V mesurée tels que : le rendement énergétique (Y_L -Energy yield), le rapport de performance (PR-performance ratio), le facteur de remplissage (FF-fill factor), les pertes de capture du GPV (causées par une température supérieure à 25 °C et d'autres facteurs; $L_c = Y_r - Y_a$ qui sont, respectivement, le rendement de référence en STC et le rendement du GPV), et les facteurs d'indisponibilité (MTBF, MTTF, MUT, MTPP et MDT).

Dès lors, la productivité d'un système PV peut être perfectionnée par l'augmentation des indices de performance et la diminution des facteurs d'indisponibilité [MCE'11].

I. 6. 1. Rapport de performance (PR)

C'est un rapport qui quantifie l'effet global des pertes sur la puissance de sortie AC causées par plusieurs anomalies, présenté par l'équation (I.7). Ce qui permet une analyse globale sur le comportement du système PV, il donne aussi une idée sur la qualité de conversion DC-AC [ISH'11, SHA'13-B].

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_t}{P_{STC}}}{\frac{H_t}{G_{STC}}} = \frac{\frac{P_{mpp}}{P_{mppSTC}}}{\frac{G}{G_{STC}}} \quad (I.7).$$

Avec, Y_f et Y_r sont respectivement le rendement final et le rendement de référence, E_t est l'énergie totale consommée par le système, P_{STC} est la puissance nominal du système PV, H_t est la surface total d'éclairement du GPV et G_{STC} est l'éclairement solaire en STC qui est égale à 1000 W/m^2 .

Le rapport de performance annuel varie entre 0.4 et 0.85. Il diffère d'un système à un autre. Un système PV bien entretenu ait un rapport de performance moyen de 0.75 et une disponibilité de 98%, alors qu'un rapport de performance annuel optimal est entre 0.81 - 0.84 [MCE'11]. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur le rapport de performance ou le rendement énergétique d'un système PV, dont on cite :

- Technologie de fabrication des cellules PVs et le changement climatique saisonnier [ISH'11, SPE'13, SIN'13].
- Poussière (dust) : elle peut engendrer jusqu'à 20% de réduction de la production mensuelle d'énergie [RAO'13].
- Variation dans le spectre solaire ; la technologie A-Si montre la sensibilité la plus élevée à cet effet, avec une réduction de 12% de performance [ISH'11, DIR'15].
- Ombrage : un système ombragé sous un angle d'inclinaison fixe peut avoir un $PR = 0.44$ [SPE'13].
- Température ambiante : le PR réduit pour une température ambiante supérieure à 35°C [CHU'14].

I. 6. 2. Facteur de remplissage (FF)

Le facteur de remplissage, défini par l'équation (I.8), est un taux qui décrit la caractéristique I-V pour évaluer la qualité de la jonction P-N semi-conducteur de la cellule et la qualité de conversion de l'énergie. Pour des cellules de bonne qualité le facteur de remplissage (fill factor) est supérieur à 0.7. Il dépend fortement de la température des cellules, il augmente quand la température diminue [KAL'13].

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (I.8).$$

I. 6. 3. Problèmes de productivité d'un système PV

En dépit des nombreux avantages d'un système PV, l'inconvénient le plus marquant est, à savoir, le faible rendement de conversion des cellules PVs qui est seulement de l'ordre de 10-20% à l'heure actuelle [SCH'13]. En outre, même si les systèmes PVs sont présumés d'offrir un important MTBF et un rapport d'erreur faible, plusieurs anomalies (défauts) peuvent affecter non seulement les performances et la disponibilité de la génération d'énergie mais aussi elles peuvent amener le système PV à des situations critiques tel que le risque d'incendie [ZHA'10, SHA'13–B].

Pratiquement, l'énergie produite par le système PV dépend de divers facteurs comme les configurations électriques, géométriques et les conditions climatiques de l'endroit d'installation [CHI'14]. Ainsi, le GPV peut être exposé à plusieurs obstacles (les antennes, les arbres et la neige...etc.) qui peuvent causer un ombrage soit partiel ou total engendrant par la suite un mismatch [ORI'13]. Les pertes d'énergie annuelle dues aux différents défauts ont été estimées jusqu'à 18.9% par [FIR'10]. C'est même possible que des pertes d'énergie soient liées aux composants de l'installation PV notamment les pertes des câbles de connexion et le vieillissement des cellules PVs et des composants électroniques (diodes bypass et diode d'antiblocage,...etc.). D'autres pertes sont dues aux composants de l'unité de conditionnement de puissance (erreur de MPPT, convertisseurs DC/DC et DC/AC) [CHI'14].

Afin d'augmenter le rendement du système PV, assurer une génération d'énergie maximale et améliorer la fiabilité, on doit réduire les effets indésirables des anomalies. Une détection instantanée des différents défauts susceptibles d'affecter le système PV doit être réalisée par un système de diagnostic de défauts consistant.

I. 7. DEFAUTS DANS UN SYSTEME PV

Les études menées sur les systèmes PVs ont démontrées plusieurs types de défauts classifiés en plusieurs catégories [GOK'12, GOK'13, SOL'13, SIL'13, CHI'14].

On peut les catégoriser en deux géantes familles :

- Défauts au niveau du GPV : plusieurs défauts sont présumés comme le défaut de mismatch, ombrage, défaut des diodes de protection, défaut de connexion entre sub-strings/modules/strings, défaut de CC, défaut de CO,...etc.
- Défauts au niveau de l'unité de conditionnement : on peut citer des défauts tels que l'erreur de MPPT et les défaut de l'onduleur (surtension, défauts des composants de l'onduleur, déconnexion due à une tension d'entrée inférieure à la limite basse de l'onduleur...etc.).

Sans omettre les défauts dus aux erreurs de mesure (capteurs) et d'acquisition de données qui sont très influents sur l'opération de diagnostic vue la sensibilité du système PV envers les conditions externes (climatiques et autres). Cette section sera étaler d'avantage tout au long du Chapitre.III.

I. 8. METHODES DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS D'UN SYSTEME PV

L'énergie générée par le système PV est reconnue par son aspect stochastique, du fait qu'elle dépend fortement des conditions météorologiques notamment d'éclairement solaire, ce qui rend difficile la tâche de diagnostic de défauts. Particulièrement, quant à la définition de la relation de causalité entre le défaut et la sortie système PV. En plus, les données extraites et les indices observés du comportement du système PV sont, généralement, insuffisants pour détecter et localiser précisément les défauts. En outre, les modules PVs en fonctionnement sain ou en fonctionnement défaillant peuvent avoir une sortie semblable, ce qui ambigüe l'opération de neutralisation des défauts.

Plusieurs méthodes de diagnostic de défauts ont été proposées. Elles varient selon; le coût des équipements employés, les grandeurs mesurées (électriques et météorologique), les types des défauts à signaler, l'efficacité du résultat, la faisabilité d'implémentation et d'exploitation. Dans la suite, on présente un état de l'art de ces techniques.

Une simple technique a été développée pour déterminer le nombre des modules PVs en CC ou en CO dans un string avec un nombre limité de capteurs en cas de fonctionnement normal d'éclairement solaire [GOK'12], et en cas d'ombrage [GOK'13]. Une méthode basée sur les réseaux de neurones avec la théorie d'extension (extension theory) a été utilisée afin de détecter et localiser le nombre des modules défaillants dans un string en utilisant un modèle de circuit équivalent établi avec l'outil PSIM [CHA'08, CHA'10]. Encore, une méthode de diagnostic de défauts à deux étages sur la base de la théorie d'extension afin de détecter le nombre des modules défaillants dans un GPV en utilisant la technique du réseau sans fil, Zig Bee, a été proposée dans les références [WAN'12, WAN'13].

Dans une autre étude [COL'11], une approche Bayésienne a été introduite afin d'identifier les causes possibles des défauts, notamment en cas de présence d'un obstacle causant un ombrage et l'apparition d'un échauffement (s) localisé (s). En cas d'une configuration onduleur module, une technique basée sur l'évaluation des valeurs en MPP a été proposée par [SOL'13] en vue de détecter les défauts d'ombrage, échauffements localisés, accumulation de poussière, pertes des câbles de connexion et dégradation des performances des modules.

Une procédure automatique de surveillance et de détection de défauts basée sur l'analyse des pertes de puissance, notamment au niveau de la partie DC du système PV a été proposée par les références [CHO'10, FIR'10]. C'est semblable dans le travail [SIL'13], avec une introduction des seuils de références du courant et de tension pour mieux distinguer les causes des pertes de puissance. Une autre méthode basée sur l'analyse des pertes de puissance a été proposée par la référence [CHI'14] en évaluant certains facteurs comme le rapport de performance pour estimer les défauts survenus dans les parties DC et AC du système PV.

Dans la réf. [TAK'09], deux procédures ont été effectuées; la première utilise la mesure de la capacitance de terre (ECM) afin de détecter l'endroit de déconnexion d'un module (s) PV dans un string et la seconde recourt à la réflectométrie du domaine temporel (TDR) pour détecter la dégradation et la position du module (s) en analysant le changement de réponse de la forme d'onde.

Une autre technique de détection de défauts et de surveillance à distance par l'observation des données climatiques du satellite a été effectuée par [STE'06, DRE'07, WIR'10], en comparant le taux d'énergie estimé avec celui mesuré pour distinguer des défauts comme : une

constante perte d'énergie, une variable perte d'énergie et perte due à la neige. D'autres approches intelligentes comme le réseaux de neurones artificiels (ANN) [SYA'11, LI'12, WU'09] et la logique floue [DUC'11] ont été proposées pour la détection et la localisation des défauts.

Dans la réf. [BUD'12], les auteurs ont suggéré un algorithme de détection de défauts basé sur des statistiques robustes (robust statistics-based fault detection algorithm) pour localiser les modules défaillants avec une optimisation de la topologie du GPV. Une autre proposition [ZHA'13], en tenant en compte les dispositifs de protection contre la surintensité (OCPD) pour but de détecter plusieurs défauts notamment le défaut d'impédance et l'erreur de MPPT en cas de faible éclairement solaire. Une autre technique à base d'un arbre de décision a été proposée par [ZHA'12] afin de détecter les défauts de terre, CC de connexion et le défaut de mismatch.

Une technique a été performée fondée sur trois différentes règles (outlier rules) pour faire le diagnostic de plusieurs défauts dans un GPV par la référence [ZHA'13-A]. Dans la réf. [MIW'06], les auteurs ont proposé une méthode basée sur l'analyse de la caractéristique (-dI/dV)-V pour détecter le défaut d'ombrage partiel.

Les auteurs des références [VER'08, VER'09] proposent une technique de diagnostic à base des statistiques descriptives et inférentielles. Dans la réf. [JIA'11], l'idée se base sur l'analyse des variations des courants et des tensions pour localiser plusieurs défauts au niveau du GPV.

Un algorithme de détection de défauts au niveau de l'onduleur PV a été proposé en utilisant la transformée en ondelette dans la réf. [KIM'10]. D'autre part, des méthodes, ont été proposées, basées sur la thermographie infrarouge (IR) [ANC'11, MUN'11, BUE'12] et imagerie par Thermoréfectance (TR) [KEN'10] permettent de détecter les échauffements localisés et l'accumulation de poussière. Les auteurs de la réf. [BEL'06] ont proposé une procédure pour détecter les fissures par l'analyse des vibrations des résonances ultrasonores. Tandis que, dans les références [BRE'08, KAS'08], l'imagerie par Electroluminescence et Photoluminescence ont été utilisées pour détecter les shunts ohmiques au niveau des cellules PVs. Une technique pour différencier entre l'arc de défauts parallèle et série ont été effectuées ainsi que des suggestions pour atténuer ces arcs de défauts par les références [HAE'07, STR'10, JOL'12]. Un modèle PV pour la famille Amorphe a été étudié par la réf. [DAV'13] en cas d'ombrage partiel en vue de diagnostic de défauts en temps réel.

Dans les références. [SER'08, SER'09-A, SER'09, SER'11, HIR'12, HU'13] les auteurs se basent sur le changement des paramètres du modèle d'un module PV notamment sa résistance série, ses valeurs électriques en MPP (I_{mpp} ; V_{mpp} ; P_{mpp}) et la tension thermique (V_{th}) afin de développer un diagnostic de défauts. Avec ce dernier concept et par l'utilisation d'un système d'inférence flou, les auteurs de la réf. [SPA'11] ont proposé une technique de détection de la variation de la résistance série en vue de diagnostic de défauts.

Comme on vient de présenter, plusieurs techniques de diagnostic de défauts ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classifiées selon plusieurs critères ; les défauts à détecter, l'approche utilisée, le coût d'installation, la précision de détection de défauts, le nombre et le type des capteurs utilisés,...etc.

La quasi-totalité des techniques de diagnostic de défauts proposées se basent sur la comparaison entre les données réelles mesurées et les données estimées prises soit d'un modèle de simulation ou d'une partie des données de référence établies par expérience. Les données mesurées se diffèrent d'une technique à une autre. La figure (I.12) présente une classification

des types de méthodes de diagnostic prises de la littérature, d'abord selon la technologie adoptée (sophistiquée ou simple), puis selon l'approche appliquée (classique ou moderne).

Cependant, à notre avis, la majorité de ces techniques de diagnostics ne sont pas mis en pratique dans l'industrie. En plus, les techniques actuellement industrialisées comme l'utilisation de la caméra thermique, nécessite l'exposition des modules PVs à des conditions particulières ce qui nécessite une déconnexion totale et par conséquent l'arrêt de génération d'énergie. Cela confirme que cet axe de recherche reste de nos jours vierge et requiert plus d'investigation et de précision.

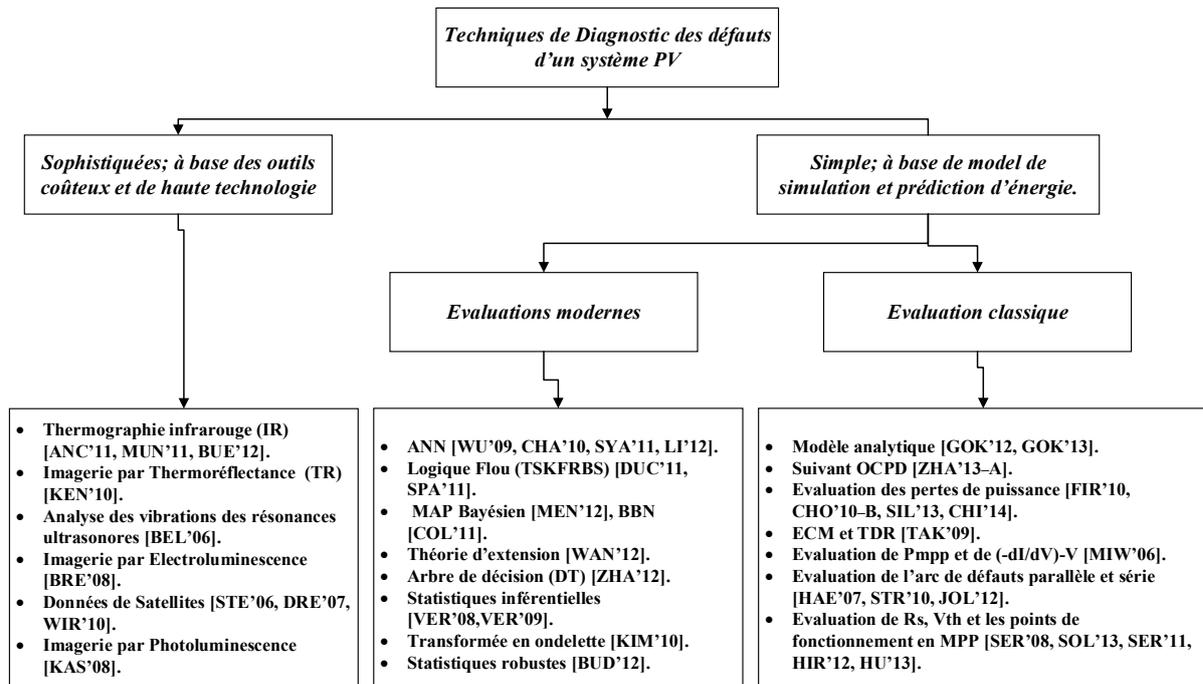


Figure I.12. Techniques de diagnostic d'un système PV.

I. 9. CHOIX DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC DE DEFAUTS

Suivant les données pratiques et les moyens disponibles à notre disposition, dans cette étude, on a tenu à se concentrer uniquement sur l'unité de génération PV en considérant que cette unité présente la majeure source des défauts du système PV. En proposant une technique de diagnostic de défauts à base de l'évaluation de la variation de puissance et le changement des paramètres électriques du GPV par l'analyse de la caractéristique I-V résultante mesurée qui traduit son comportement instantané. Avec la considération des variations permanentes de l'éclairement solaire et de la température des cellules. Cette technique est conçue pour détecter l'apparition ou non d'une anomalie quelconque pour une action préventive, en premier lieu si c'est possible notamment pour les défauts destructifs, puis pour une localisation du défaut en cas de défaillance pour une action corrective nécessaire.

I. 10. OBJECTIF DE LA THESE

Vue l'importance d'un système de diagnostic de défauts afin de maximiser la durée de vie, la génération d'énergie et pour éviter les effets importuns. Une modélisation pertinente et une

simulation avec validation expérimentale du GPV doit être réalisée sous des conditions de fonctionnement réelles en état sain et en état de défaillance. Afin de mettre en place l'habilité de développer une technique de diagnostic de défauts sans disposer le GPV réel en risque de défaillance très probablement possible au moment de l'investigation de son comportement en cas de défaut comme le mismatch. Et ainsi, pour simplifier la tâche de l'analyse des données du comportement du GPV et pour introduire les différents défauts possibles aisément par simulation comme les défauts de diode bypass et le défaut des câbles de connexion.

Selon l'approche de diagnostic de défauts optée, il est nécessaire d'effectuer une étude détaillée sur la variation de la puissance de sortie et le changement de la forme de la courbe I-V résultante du comportement du GPV, suivie par une extraction des différents paramètres électriques inconnues du modèle du GPV sous plusieurs conditions de fonctionnement pour but d'apercevoir la relation de causalité entre son comportement et les symptômes des défauts apparus. En effectuant, une étude sur les différents défauts qui surgissent fréquemment dans un système PV, avec une catégorisation selon la similarité de la sortie du système PV, notamment du GPV, et l'endroit (composant) d'apparition de défauts. Par conséquent, une technique de diagnostic de défauts sera proposée à base des données pratiques récoltées et selon l'analyse accomplie.

I. 11. CONCLUSION

Dans ce chapitre, l'objective et les problématiques de la thèse ont été abordées. En présentant un historique concis sur la découverte et le développement de la technologie PV. Ensuite, on a cité les types de système PV les plus mis en pratique, en adoptant le système PV connectée au réseau sans dispositif de stockage. Notons que, un système PV se divise principalement en deux parties géantes ; l'unité de génération qui représente la partie de conversion de l'énergie solaire PV en énergie électrique, et l'unité de conditionnement pour commander et adapter l'énergie DC produite selon les besoins du réseau et des charges AC ou DC.

Après la description des différents composants constitutifs d'un système PV, on a présenté les importantes topologies mises en pratique à présent et les indices de performance évalués. Le choix de l'approche de diagnostic a été adopté suivant les moyens disponibles et les données pratiques récoltées, en se concentrant sur l'unité de génération PV qui représente la particularité d'un système PV, avec la considération que c'est elle la source des différents défauts qui peuvent surgir dans un système PV.

CHAPITRE. II

GENERATEUR PV : MODELISATION, EXTRACTION DES PARAMETRES, SIMULATION, ET VALIDATION

SOMMAIRE

II. 1. INTRODUCTION	29
II. 2. MODELISATION DU GPV	29
II. 2. 1. Modèle d'un module PV	30
II. 2. 1.1. Modèle à une seule diode	31
II. 2. 1.2. Modèle à deux diodes	31
II. 2. 1.3. Modèle généralisé	32
II. 2. 2. Influence de la variation des paramètres du modèle du GPV sur la courbe I-V	33
II. 2. 2. 1. Courant de photo-génération	33
II. 2. 2. 2. Résistance série	34
II. 2. 2. 3. Résistance parallèle	34
II. 2. 2. 4. Courant de saturation de la diode	35
II. 2. 2. 5. Facteur d'idéalité	35
II. 2. 2. 6. Température des cellules	36
II. 2. 2. 7. Eclairement solaire	37
II. 2. 3. Extraction des paramètres électriques.	37
II. 2. 3. 1. La technique ABC-DE	39
A. Initialisation	39
B. Description de la technique ABC-DE	39
II. 2. 3. 2. ABC-DE à base d'extraction des paramètres	40
II. 2. 3. 3. Validation de ABC-DE à base d'extraction des paramètres	41
A. Première validation	42
B. Deuxième validation	43
II. 2. 4. Simulation et validation expérimentale du GPV	47
II. 2. 4. 1. Procédure de simulation	47
II. 2. 4. 2. Procédure de développement du tableau de références	48
II. 2. 4. 3. Extraction des paramètres du modèle des courbes I-Vs sélectionnées	49
II. 2. 4. 4. Validation du modèle de simulation de GPV	50
II. 3. CONCLUSION	52

II. 1. INTRODUCTION

Dans le premier chapitre, nous avons décrit principalement les différents composants constitutifs d'un système PV et un état de l'art sur les techniques de diagnostic de défauts proposées dans la littérature. L'approche de diagnostic de défaut optée requiert une modélisation fine du comportement du GPV pour développer un simulateur capable de générer la même sortie sous différentes conditions de fonctionnement.

Cependant, l'aspect stochastique en permanence du GPV met en exergue le besoin d'un modèle adapté pour répondre beaucoup plus à la précision requise. De ce fait, on tient à traiter le comportement du GPV par l'extraction des paramètres électriques inconnus du modèle de simulation de GPV à base de circuit électrique équivalent. Pour y arriver, on applique une nouvelle technique méta-heuristique dénommée ABC-DE. Dès lors, un simulateur du GPV va être mis en place, à base des données mesurées. Le simulateur est validé expérimentalement sous plusieurs variations d'éclairement solaire.

II. 2. MODELISATION DU GPV

Le GPV est caractérisé par l'interaction de plusieurs phénomènes physiques. Puisque, il repose principalement sur l'énergie des photons pour produire l'énergie électrique. Alors, il est évident qu'il dépend de l'éclairement solaire qui est couramment stochastique dans de brefs délais, parfois de l'ordre de quelques seconds.

L'éclairement solaire (irradiance) est la quantité instantanée qui décrit le flux de la radiation (rayonnement) solaire sur une surface, souvent mesurée jusqu'à 1139W/m^2 [FIR'10], ça peut même dépasser cette valeur dans des conditions particulières [SPE'13]. Le rayonnement global renferme trois éléments [REK'12] :

- Rayonnement direct (les rayons UV du Soleil).
- Rayonnement diffus (diffusé par l'atmosphère et les nuages).
- Rayonnement réfléchi (réfléchi par la terre).

On peut mesurer l'éclairement solaire global (incident) par un Pyranomètre, et le direct par un Pyrhéliomètre.

La température ambiante influe aussi sur le comportement du GPV. Elle influence sur la température opérationnelle des cellules [REK'12]. D'ailleurs, une température ambiante supérieure à 35°C engendre une réduction d'énergie [CHU'14]. En outre, il existe d'autres paramètres météorologiques qui influent sur la productivité du GPV comme le spectre solaire et la vitesse de vent. Pour simuler le GPV avec ses propriétés de fonctionnement pratiques, il est bien d'introduire le rôle des paramètres météorologiques citées. Cependant, sous des contraintes expérimentales, on tient à négliger l'influence de la vitesse de vent et du spectre solaire. La validation expérimentale sera effectuée sur quelques modules de différentes technologies de fabrication aux laboratoires du système de puissance du département DIEEI de l'université de Catane, Italie.

Un GPV est souvent déterminé par sa caractéristique électrique I-V ou P-V qui traduit son comportement et son état de fonctionnement. La caractéristique I-V est connue par son allure non linéaire, ce qui complique l'action de simuler le comportement du GPV sous la variation

permanente des conditions météorologiques. D'autre part, les constructeurs des modules PVs ne fournissent que des données limitées sur leurs modules dans des conditions bien déterminées comme STC et NOCT. Ces conditions de référence se réalisent extrêmement peu en pratique. Pour les prendre comme repère afin de déduire une réduction de puissance, il est nécessaire soit de développer un modèle capable de convertir toutes les données récoltées instantanément du GPV aux conditions de référence, ou d'exposer le GPV sous les mêmes particularités des ces conditions, ce qui entraîne la déconnexion des modules et ainsi la cessation de génération d'énergie. A notre avis, il est plus pratique de prendre plusieurs conditions de références selon les circonstances réelles de fonctionnement du GPV, en se basant uniquement sur les données mesurées instantanément.

Plusieurs modèles ont été proposés pour simuler le GPV. Les modèles basés sur un circuit électrique équivalent sont les plus répandus [CRIS'12]. Afin de valider ce type de modèles, il est souvent convenable de l'implémenter sur un outil de simulation tels que : PVSIM, MATLAB/Simulink, SOLDIM, PVS, Greenius, GOMBIS, SPICE, SolEm, PVSYST, Pvcad, 3DsolarWelt, SolarPro, Greenius...etc. Le choix de l'un ou de l'autre de ces outils dépend principalement de l'objectif de l'étude.

MATLAB/Simulink, en plus de sa disponibilité et sa large utilisation, c'est un outil de calcul et de simulation puissant pour analyser le comportement électrique du système PV sous la variation des différents paramètres, et ainsi la simulation des défauts des composants électroniques constitutifs du système en question.

II. 2. 1. Modèle d'un module PV

Toute cellule PV est caractérisée par une courbe I-V. Cependant, il n'est pas si courant de l'extraire vue l'aspect encapsulé des modules PVs et les contraintes d'acquisition de données. Le module PV est souvent divisé en sub-strings. Ces derniers sont souvent les éléments minimaux accessibles, en temps réel, pour le prélèvement de la courbe I-V relative, autrement c'est le module.

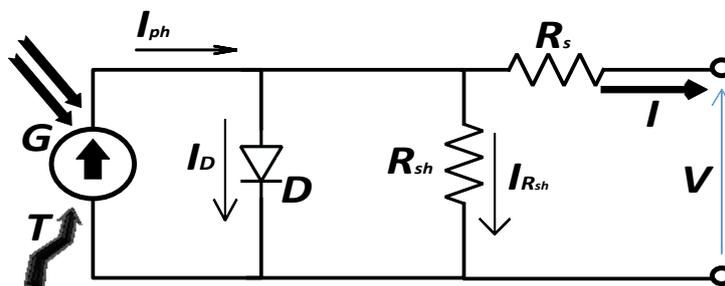


Figure II.1. Circuit électrique équivalent à une diode.

On peut distinguer plusieurs modèles qui permettent d'exprimer le comportement physique d'un module PV en émulant étroitement sa caractéristique I-V mesurée sous des conditions réelles de fonctionnement. Le plus populaire des ces modèles est celui à base de circuit équivalent avec une seule diode [VIL'09], comme il est illustré par la figure (II.1).

Ce modèle est caractérisé par cinq paramètres inconnus. Il a été confirmé que ce modèle fournit une prédiction acceptable du rendement énergétique annuel avec des mesures en plein air, notamment pour les technologies Mono C-Si et Poly C-Si. [MAK'11].

Avec la considération des effets de recombinaison des porteurs de charge, le modèle à deux (double) diodes, présenté par la figure (II.2), est également très utilisé [ISH'11]. Il interprète avec plus de précision le comportement physique des cellules PVs. Néanmoins, le temps de calcul pour la caractérisation et l'extraction des paramètres est plus long que celui du modèle à une seule diode vu qu'il contient d'autres paramètres inconnus que le premier modèle relative à la deuxième diode.

Une approche de modélisation améliorée pour le modèle à double diodes consiste à réduire le nombre des paramètres inconnus de sept à cinq avec la supposition que les facteurs d'idéalité des deux diodes sont respectivement 1 et 2, (dénommé modèle à cinq paramètres) [CHI'11]. Du même sens, il existe l'hypothèse de négliger l'effet de la résistance parallèle (shunt) du modèle à une seule diode [BOU'07, PIA'13], devenant ainsi un modèle à quatre paramètres inconnus. Autant, un modèle avec trois diodes a été proposé dans la référence [NIS'07].

Basé sur le modèle à une seule diode, il existe des modèles proposés en utilisant la fonction W de Lambert pour expliciter la fonction implicite caractéristique du courant, soit en cas fonctionnement ordinaire [GHA'11] ou sous les conditions de mismatch [GHA'13]. Il existe aussi d'autres modèles qui tiennent en compte l'effet de la tension de claquage afin d'étudier le mismatch et le phénomène d'échauffement localisé dus à l'ombrage en incluant au modèle à une seule diode l'effet d'avalanche incorporé dans la ligne shuntée (le modèle de Bishop) [BIS'88, KAR'07].

II. 2. 1. 1. Modèle à une seule diode

Avec cinq paramètres inconnus, il est le modèle le plus utilisé en combinant entre la simplicité et la bonne description physique. C'est un modèle à base de circuit électrique équivalent comportant une source de courant qui représente le déplacement des électrons-trous sous l'effet du champ électrique créé par la présence des photons, mentionnée par le symbole I_{ph} . Elle est connectée en parallèle avec une diode qui représente une jonction P-N idéale caractérisée par le courant de saturation de la diode (I_0) et le facteur d'idéalité (η). Ensuite connectée avec une résistance shunt, R_{sh} , (représente les pertes de courant à la terre et les fuites de la jonction P-N) et une résistance série, R_s (représente les pertes internes dues au flux de courant et la connexion entre les cellules). On peut décrire ce modèle par l'équation (II.1) [REK'12].

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V-I \cdot R_s}{\eta \cdot V_{thm}}} - 1 \right) - \frac{V-I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (II.1).$$

Avec, V_{thm} (tension thermique du module) $= N_s \cdot T \cdot K_b / q$, $K_b = 1.381 \cdot 10^{-23} J/K$ (la constante de Boltzmann), $q = 1.602 \cdot 10^{-19} C$ (la charge d'électron), T (la température des cellules en Kelvin) et N_s (le nombre des cellules en série).

II. 2. 1. 2. Modèle à deux diodes

Dérivé du même circuit équivalent que celui à une seule diode en ajoutant particulièrement une autre diode en parallèle avec la source du courant pour but de mieux représenter la recombinaison du matériau. On compte sept paramètres inconnus ; I_{ph} , R_s , R_{sh} . Avec, I_{01} et I_{02} sont respectivement le courant de saturation des deux diodes D_1 et D_2 . Puis, η_1 et η_2 sont les facteurs d'idéalité des les diodes respectivement.

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{V-I \cdot R_s}{\eta_1 \cdot V_{thm}}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V-I \cdot R_s}{\eta_2 \cdot V_{thm}}} - 1 \right) - \frac{V-I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (II.2).$$

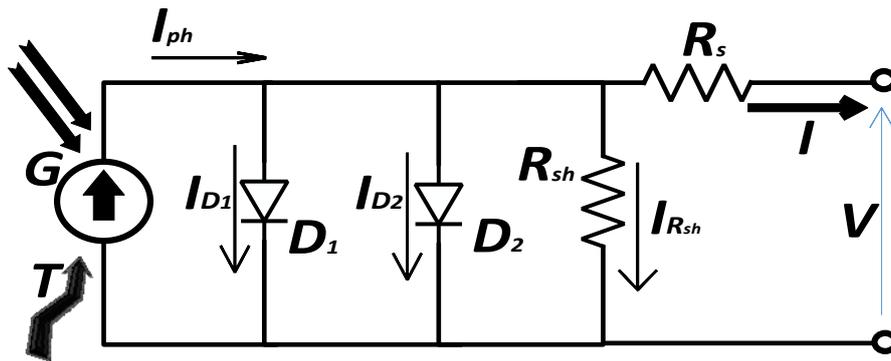


Figure II.2. Circuit électrique à deux diodes.

II. 2. 1. 3. Modèle généralisé

En comparant le courant et la tension d'un module PV par rapport au sub-string, au string et au champ PV, il est possible de généraliser le modèle à base de circuit équivalent en supposant que la connexion entre les composants du GPV est quasiment parfaite, les pertes de connexion sont négligeables, les propriétés intrinsèques homogènes et que les conditions environnementales sont identiques comme il est montré par les équations (II.3 - II.5). Avec, les équations (II.3 et II.4) représentent, respectivement, la relation du champ PV ou string PV (nombre de cellules est supérieur à celui du module, indexé par "sup") et la relation de la cellule ou sub-string (nombre de cellules est inférieur à celui du nombre module, indexé par "inf"), définies par le modèle à deux diodes (c'est semblable pour le modèle à une seule diode en éliminant la partie de la diode D_2).

$$I_{sup} = I_{ph_sup} - I_{01_sup} \left(e^{\frac{V_{sup} - I_{sup} \cdot R_{s_sup}}{\eta_{1_sup} \cdot V_{th_sup}}} - 1 \right) - I_{02_sup} \left(e^{\frac{V_{sup} - I_{sup} \cdot R_{s_sup}}{\eta_{2_sup} \cdot V_{th_sup}}} - 1 \right) - \frac{V_{sup} - I_{sup} \cdot R_{s_sup}}{R_{sh_sup}} \quad (II.3).$$

$$I_{inf} = I_{ph_inf} - I_{01_inf} \left(e^{\frac{V_{inf} - I_{inf} \cdot R_{s_inf}}{\eta_{1_inf} \cdot V_{th_inf}}} - 1 \right) - I_{02_inf} \left(e^{\frac{V_{inf} - I_{inf} \cdot R_{s_inf}}{\eta_{2_inf} \cdot V_{th_inf}}} - 1 \right) - \frac{V_{inf} - I_{inf} \cdot R_{s_inf}}{R_{sh_inf}} \quad (II.4).$$

Tandis que, l'équation (II.5) montre les relations entre les cellules et le champ avec le module. Avec, N_p , N_s et N_{pm} , N_{sm} sont, respectivement, le nombre des cellules connectées en parallèle et en série, et le nombre de modules connectés en parallèle et en série. La figure (II.3)

représente plusieurs caractéristiques I-Vs et P-Vs que nous avons établies à partir du modèle généralisé à une diode d'un module PV de type glass-glass Poly C-Si contenant 45 cellules mises en série.

$$\left\{ \begin{array}{l} I = N_p \cdot I_{inf}, I = \frac{I_{sup}}{N_{pm}}, \quad V = N_s \cdot V_{inf}, V = \frac{V_{sup}}{N_{sm}} \\ I_{ph} = N_p \cdot I_{ph_inf}, I_{ph} = \frac{I_{ph_sup}}{N_{pm}} \\ [I_0, I_{01}, I_{02}] = N_p \cdot [I_{0_inf}, I_{01_inf}, I_{02_inf}], [I_0, I_{01}, I_{02}] = \frac{[I_{0_sup}, I_{01_sup}, I_{02_sup}]}{N_{pm}} \\ R_s = \frac{N_s}{N_p} R_{s_inf}, R_s = \frac{N_{pm}}{N_{sm}} R_{s_sup}, R_{sh} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh_inf}, R_{sh} = \frac{N_{pm}}{N_{sm}} R_{sh_sup} \\ [\eta, \eta_1, \eta_2] = [\eta_{inf}, \eta_{1_inf}, \eta_{2_inf}], [\eta, \eta_1, \eta_2] = [\eta_{sup}, \eta_{a_sup}, \eta_{a_sup}] \\ V_{thm} = N_s \cdot V_{th_inf}, V_{thm} = \frac{V_{th_sup}}{N_{sm}}. \text{ Pour: } V_{th_inf} = K_b \cdot \frac{T}{q} \end{array} \right. \quad (II.5).$$

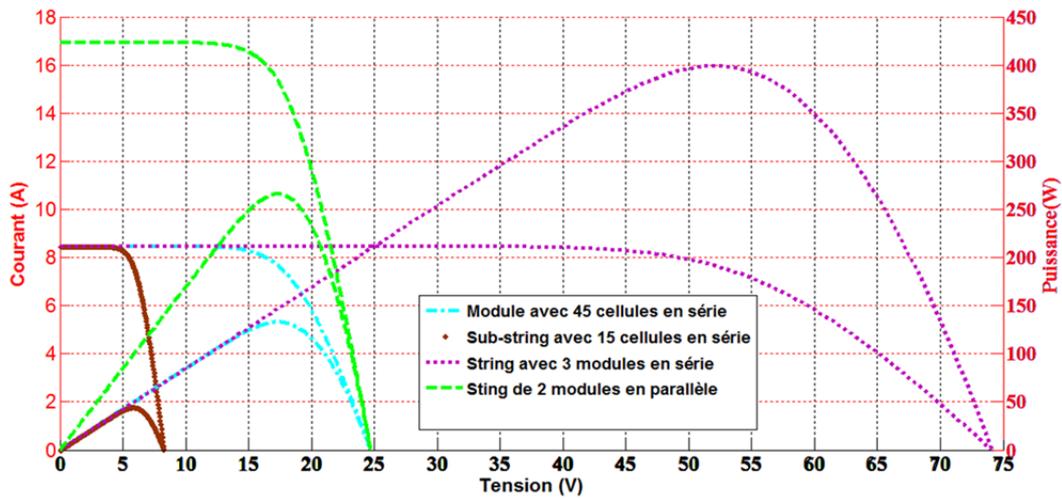


Figure II.3. Caractéristiques I-Vs et P-Vs établies à partir du modèle à une seule diode généralisé.

Dans la suite de cette étude, on se base sur le circuit électrique équivalent avec une seule diode qui est déterminé par une relative simplicité et un temps de calcul minime par rapport au modèle à deux diodes.

II. 2. 2. Influence de la variation des paramètres du modèle du GPV sur la courbe I-V

La caractéristique I-V résultante du GPV est fortement influencée par les paramètres électriques inconnus (I_{ph} , R_s , R_{sh} , I_0 , η) et les paramètres G et T. Cette influence diffère d'un paramètres à un autre, ce qui se traduit par une réduction ou une augmentation de la puissance DC produite par le GPV. Dans la suite de cette section on présente les caractéristiques I-Vs et P-Vs obtenues sous l'influence de chaque paramètre, avec la supposition que les autres paramètres sont constants, d'un string PV constitué par trois modules de 60 cellules connectées en série. Sachant qu'on désigne, respectivement, par la zone de I_{cc} et la zone de V_{oc} : la partie de la courbe I-V (P-V) de I_{cc} à I_{mpp} , et la partie de V_{mpp} à V_{oc} .

II. 2. 2. 1. Courant de photo-génération

Le courant de photo-génération, I_{ph} , est très influent sur la caractéristique I-V et ainsi la puissance maximale générée. Il se varie fortement et proportionnellement avec G , et il influe majoritairement sur la zone de I_{sc} .

II. 2. 2. 2. Résistance série

Comme il est montré par la figure (II.4), la résistance série influe beaucoup plus sur la valeur de P_{mpp} . Sachant que, plus sa valeur est grande plus on obtient une valeur de P_{mpp} plus minime. Dans l'état sain, les modules PVs ont relativement une petite valeur de résistance série.

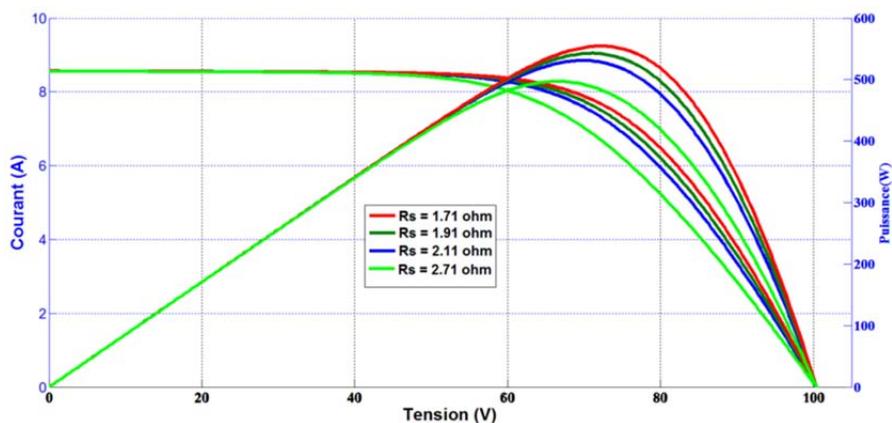


Figure II.4. Influence de la variation de R_s sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965 \text{ W/m}^2$ et $T = 322 \text{ K}$.

II. 2. 2. 3. Résistance parallèle

La valeur de la résistance parallèle pour les modules en bonne état de fonctionnement est souvent très élevée.

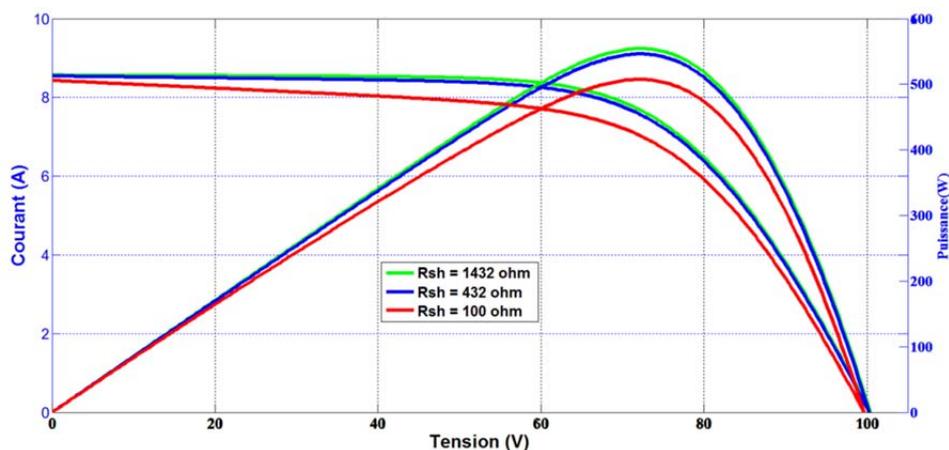


Figure II.5. Influence de la variation de R_{sh} sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965 \text{ W/m}^2$ et $T = 322 \text{ K}$.

Comme il est montré par la figure (II.5), plus sa valeur est grande plus on obtient une bonne corrélation de la courbe I-V. Ce paramètre affecte surtout la valeur de P_{mpp} . La réduction de sa valeur provoque des pertes supplémentaires du courant de génération (notamment dans le cas d'une exposition à un petit éclairement solaire).

II. 2. 2. 4. Courant de saturation de la diode

Ce paramètre influe largement sur la zone de V_{oc} et en effet sur la valeur de P_{mpp} , plus sa valeur est élevée plus la valeur de V_{oc} est réduite, comment il est montré par la figure (II.6).

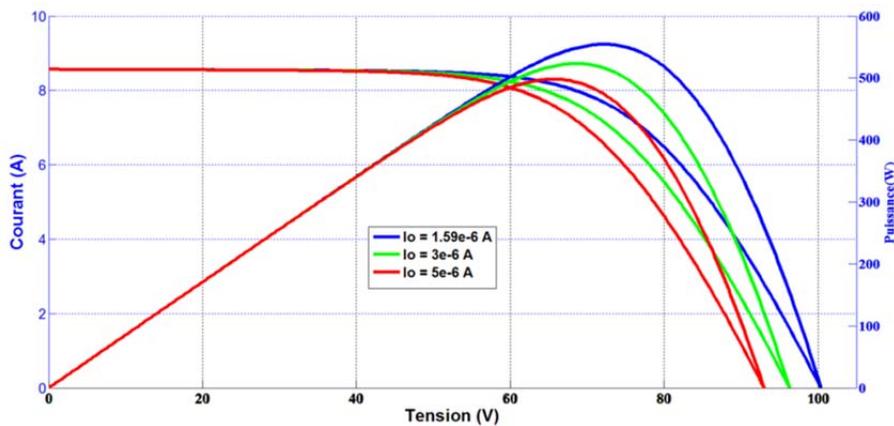


Figure II.6. Influence de la variation de I_0 sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965 \text{ W/m}^2$ et $T = 322 \text{ K}$.

II. 2. 2. 5. Facteur d'idéalité

La valeur idéale de ce paramètre est égale à l'unité pour une diode parfaite [SIN'13]. Ce paramètre affecte les valeurs de P_{mpp} et V_{oc} , comme il est montré par la figure (II.7), d'une façon directement proportionnelle en admettant l'équation (II.6) descriptive de la valeur de V_{oc} .

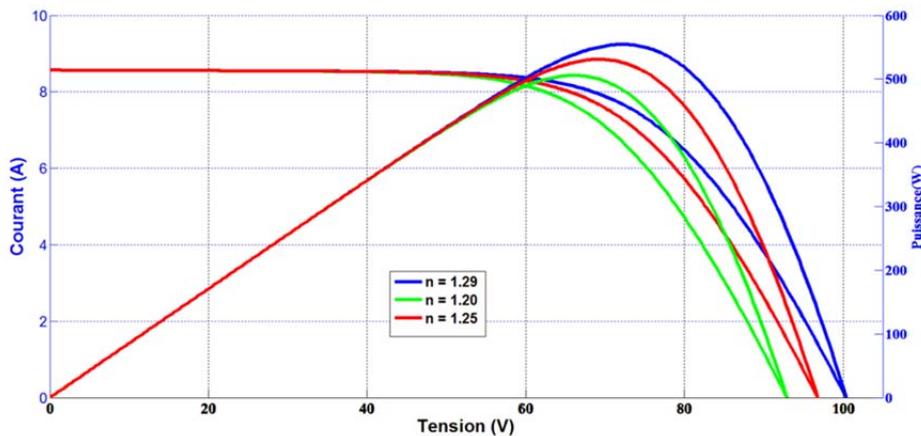


Figure II.7. Influence de la variation du facteur d'idéalité sur les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous $G = 965 \text{ W/m}^2$ et $T = 322 \text{ K}$.

$$V_{oc} = \eta \cdot \left(\frac{K_b \cdot T}{q} \right) \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (\text{II.6.})$$

II. 2. 2. 6. La température des cellules

La température opérationnelle des cellules PVs peut être calculée à partir de la température ambiante et l'éclairement solaire suivant l'équation (II.7).

$$T = T_a + G \cdot \frac{NOCT-20}{0.8} \quad (\text{II.7.})$$

Avec ; T est la température des cellules PVs [°C]; T_a est la température ambiante [°C]; G : est l'éclairement solaire incident [W/m^2]; et $NOCT$ est la température des cellules en fonctionnement normal (donnée par le constructeur).

Si on se base sur le modèle à une seule diode (équation (I.1)), on aperçoit que la valeur de T est directement proportionnelle avec P_{mpp} et qu'elle affecte particulièrement la zone de V_{oc} , associé par une légère augmentation de I_{sc} due à une petite réduction du bande gap [REK'12]. D'autre part, si on se base sur l'expérimentation, décrites dans la littérature, il est mentionné que si la valeur de T dépasse un certain seuil, une augmentation de 1°C réduira l'énergie électrique de 0.4-0.5% pour les cellules C-Si et de 0.25% pour les cellules A-Si [ZHA'11-B]. Notons qu'un excès de T engendrera un endommagement des cellules [MEY'04, KUR'13]. L'influence de la température sur la courbe I-V nécessite une expérimentation particulière afin de la déduire conformément, puisque souvent elle est associé par une variation prompte et permanente de l'éclairement solaire sur terrain.

II. 2. 2. 7. Eclairement solaire

L'éclairement solaire incident est certainement le paramètre environnemental le plus affectant sur le rendement des cellules PVs et ainsi la courbe I-V, comme il est présenté par la figure (II.8).

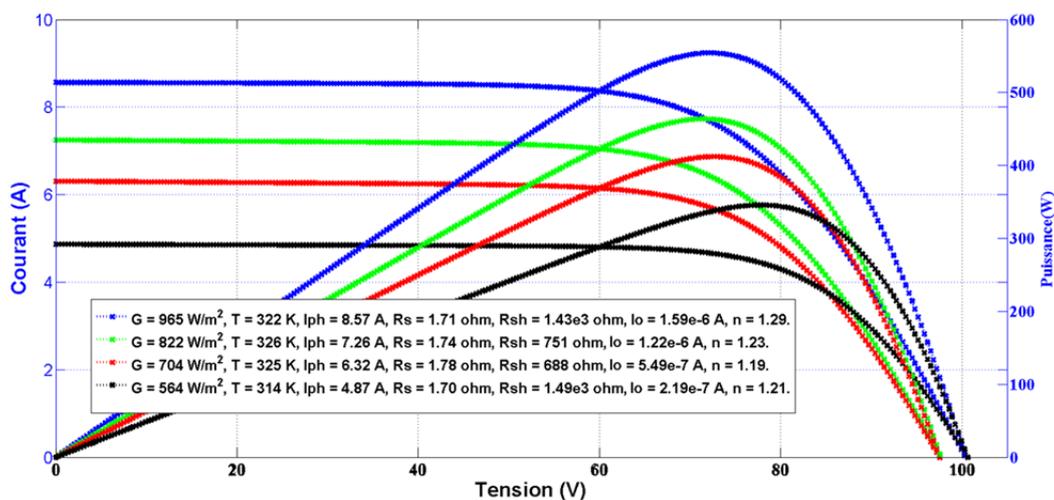


Figure II.8. Influence de la variation de l'éclairement solaire sur les caractéristiques I-Vs, P-Vs et sur les paramètres électriques du modèle de GPV.

Il est associé souvent par une variation de la température des cellules et il affecte largement la zone de I_{sc} et la variation de tous les paramètres électriques du modèle de GPV, notamment I_{ph} .

II. 2. 3. Extraction des paramètres électriques

Il est rare de trouver au datasheet fournie par les constructeurs aux conditions de référence les valeurs des cinq paramètres électriques inconnus (I_{ph} , I_0 , η , R_s et R_{sh}). Souvent, on ne trouve principalement que les valeurs de I_{ph} et I_0 , tandis que les valeurs des autres paramètres n'y sont pas disponibles puisque il n'existe pas des relations très précises et standard pour les déterminées. Notons aussi que les valeurs des cinq paramètres ne sont pas constantes et varient relativement en fonction de G et T . Pour bien modéliser le GPV, avec le modèle à une seule diode, il est important de déterminer ces paramètres sous les différentes conditions de fonctionnement réelles.

En raison de la nature non linéaire et complexe de l'équation qui décrit la caractéristique I - V du GPV (équation (II.1)) et la variation permanente des paramètres électriques inconnus. Diverses techniques d'extraction des paramètres ont été développées et classifiées sur la base de plusieurs critères comme : le choix de l'approche d'extraction, le nombre des données à mesurées, la vitesse de convergence et la précision d'extraction ...etc.

Les techniques analytiques [CHO'12, TIA'12, ORI'13–A, TIN'13] utilisent généralement les courbes I - V s mesurées et les données fournies par les constructeurs. Elles se basent sur une résolution purement mathématique pour évaluer les paramètres inconnus. Il a été confirmé que l'efficacité de ces techniques dépend de la précision de quelques valeurs mesurées [TIN'13]. Si ces valeurs ne sont pas d'une précision acceptable, le modèle analytique implémenté ne peut pas converger vers une solution approchée.

Les techniques numériques [CHE'07, BAS'13, BAS'13], soit celles qui utilisent toutes ou une partie des données mesurées, sont basées sur les algorithmes itératifs tels que la méthode récursive des moindres carrés, la méthode de Newton-Raphson ou l'algorithme de Levenberg-Marquardt pour estimer les valeurs des résistances et du facteur d'idéalité de la diode. Ces techniques dépendent fortement des valeurs initiales des paramètres à identifier ce qui pourrait conduire à une solution insignifiante, ainsi que l'exigence d'une validation de certaines conditions tel que la différentiabilité.

Par ailleurs, des travaux ont été effectués [GHA'11, GHA'13, PEN'13–A] avec l'utilisation de la fonction W de Lambert pour expliciter l'équation implicite du modèle à une seule diode et extraire, par la suite, les paramètres électriques inconnus. Le même concept a été proposé par la réf. [JUN'12] en utilisant la méthode numérique de Halley avec la fonction W de Lambert.

Due à leur compétence de gérer les problèmes des multi-modèles non linéaires, les techniques de calcul évolutif et d'optimisation stochastique aient émergées pour identifier les paramètres électriques inconnus du modèle du GPV tels que l'algorithme génétique (GA) [ZAG'10], recuit simulé (SA-Simulated Annealing) [NAG'12], évolution différentielle (DE) [ISH'12], les algorithmes de recherche à base de l'harmonie (SH, GGHS, IGHS) [ASK'12], optimisation par essaim de particules (PSO) [YE'09], recherche du motif (PS-Pattern Search)

[ALH'12], optimisation par essaim d'abeille artificiel (ABSO) [ASK'13-A] et optimisation par accouplement d'oiseaux (BMO) [ASK'13].

Vu le rôle primordial des paramètres électriques inconnus à identifier avec précision, dans cette étude, on a proposé une technique de calcul évolutif, dénommée ABC-DE [HAC'13]. Elle combine entre deux techniques : l'Optimisation par Colonie d'Abeille Artificiel (ABCO) [KAR'05] et l'Evolution Différentielle (DE) [STO'97]. L'apport de cette technique est qu'elle permet l'extraction des paramètres inconnus du modèle du GPV à partir de sa caractéristique I-V mesurée sous toutes les conditions météorologiques possibles sur terrain en augmentant la précision et réduisant le temps de calcul simultanément.

Les valeurs des paramètres électriques obtenus par ce type de techniques dépendent de la fonction d'objectif (OF) utilisée dans l'algorithme. Dans la littérature les fonctions d'objectif les plus courantes sont basées sur la différence entre le courant mesuré et celui calculé (simulé), en utilisant les paramètres identifiés, exprimées soit par l'erreur de la racine moyenne carrée (RMSE) [ISH'12, ASK'13] ou par l'erreur moyenne absolue (MAE) [NAG'12, ALH'12]. Dans cette étude, on applique l'erreur RMSE exprimée par l'équation (II.8). Avec, $f(\theta, I_s, V_s)$ est identifiée par l'équation (II.9). Le vecteur $\theta = [I_{ph}, R_s, R_{sh}, I_0, \eta]$ représente les cinq paramètres électriques inconnus. Avec, I et V représentent, respectivement, le courant et la tension mesurés, s est l'indice des couples I-V échantillonnées et M est le nombre des couples I-Vs échantillonnées d'une courbe I-V.

$$OF = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{s=1}^M f(\theta, I_s, V_s)^2} \quad (II.8).$$

$$f(\theta, I_s, V_s) = I_s - \left(I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_s - I_s \cdot R_s}{\eta V_{thm}}} - 1 \right) - \frac{V_s - I_s \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (II.9).$$

La valeur idéale d'OF est égale à 0, mais ce n'est pas possible d'y arriver pratiquement à cause des erreurs inhérentes d'estimation et de mesure. Donc, l'objective est de minimiser autant que possible cette valeur.

Parmi les avantages de la technique proposée on mentionne principalement la facilité d'implémentation de plusieurs types de modèles (à une seul diode, à deux diodes,...etc.) avec diverses combinaisons allant d'un seul sub-string à plusieurs string de différentes technologies de fabrication.

II. 2. 3. 1. La technique ABC-DE

Comme toutes les techniques de calcul évolutif, cette technique débute par une initialisation des données, puis le développement de la recherche des optimums locaux et l'optimum global.

A. Initialisation

Pour commencer la procédure d'optimisation le paramètre j_{max} , qui représente le nombre maximum d'itérations (génération), la population initiale et la taille de la population (NI) doivent être établis. L'élément de la population est appelé abeille, spécifié avec un vecteur de

position dans un espace de dimension D_i . Pour couvrir tout l'espace de recherche et ainsi réduire les solutions erronées simultanément. Ainsi, les étapes suivantes ont été effectuées :

Étape 1: Génération des vecteurs de positions aléatoires d'un groupe d'abeille cité B_a , sous l'intervalle de recherche $[B_{min}, B_{max}]$ en utilisant l'équation (II.10).

$$B_a = B_{min} + rn (B_{max} - B_{min}) \quad (II.10).$$

Avec, rn est un nombre aléatoire entre 0 et 1.

Étape 2: Génération des vecteurs de positions opposées d'un groupe d'abeille cité B_b , en utilisant l'équation (II.11).

$$B_b = B_{min} + (B_{max} - B_a) \quad (II.11).$$

Étape 3: Evaluation des OF des positions de toutes les abeilles.

Étape 4: Classification des positions des abeilles et le choix des meilleurs entre eux pour représenter la population initiale.

B. Description de ABC-DE

Cette technique est dérivée de ABCO qui est inspirée du comportement d'un essaim d'abeilles cherchant des sources de miel, elle a été utilisée pour résoudre de nombreux problèmes dans différents domaines avec succès [KAR'14]. Cependant, ABCO ne possède pas la meilleure performance dans notre étude afin de trouver l'optimum global. Pour développer un algorithme, plus ou moins, puissant qui offre une vitesse de convergence et une extraction des paramètres efficace, on a inspiré la stratégie de recherche du mouvement des éléments de la technique DE qui présente des performances remarquables pour l'optimisation d'une large variété de problèmes multidimensionnels avec une grande précision [DAS'11].

Alors, avec des sources de miel de D_i -dimension, chaque source de miel est considérée comme une position. Quand les abeilles retournent de leurs navigations des sources de miel, elles partagent leurs rapports de qualité des sources découvertes. La meilleure source est celle avec la meilleure qualité de miel.

Les abeilles seront sélectionnées, par la suite, selon les sources découvertes en deux groupes, dénommées les leaders et les scouts. En se basant sur les rapports des abeilles leaders, les scouts abandonnent leurs sources et tentent de découvrir d'autres sources de miel de bonne qualité. Une fois de retour dans la ruche, les leaders repartagent leurs rapports avec les scouts. Le rôle de chaque abeille sera réajusté selon le facteur de probabilité calculé en utilisant l'équation (II.12), les abeilles avec le plus petit facteur de probabilité seront considérées comme des leaders, tandis que le reste seront des scouts.

$$P_i = F(B_i) / \sum_{i=1}^{NI} F(B_i) \quad (II.12).$$

Avec, P_i est le facteur de probabilité, B_i est la position de la source atteinte par l'abeille i et $F(B_i)$ est la fonction d'objectif qui définit la qualité de la source correspondante. Les leaders dirigent les scouts pour les emmener à suivre leurs stratégies afin d'exploiter les sources de

miel trouvées ou pour découvrir d'autres. La première leader dirige la dernière scoute et ainsi de suite, cette action est appelée l'accompagnement.

Inspiré de la technique DE, le rapport de mutation de l' $i^{\text{ème}}$ abeille, Mu_i , exprime la stratégie de recherche de chaque abeille sur la base des rapports des autres abeilles par l'équation (II.13).

$$Mu_i = B_g + Qk_i \cdot (B_{h1} - B_{h2}) + Qk_i \cdot (B_{h3} - B_{h4}) \quad (II.13).$$

Où, $h1, h2, h3$ et $h4$ sont des indices des abeilles différents de i . B_{h1}, B_{h2}, B_{h3} et B_{h4} sont les positions de leurs correspondantes sources de miel découvertes. Qk_i est un nombre aléatoire compris entre -1 et 1. B_g est la meilleure source de miel trouvée par tous l'essaim.

Le rapport de mutation sera évalué en fonction de la qualité des sources trouvées par l'abeille i comme il est montré par l'équation (II.14).

$$B_i = \begin{cases} Mu_i & \text{if } F(Mu_i) < F(B_i) \\ B_i & \text{autrement} \end{cases} \quad (II.14).$$

La meilleure source trouvée par l'essaim est calculée par l'équation (II.15).

$$B_g = \begin{cases} Mu_i & \text{if } F(Mu_i) < F(B_i) \\ B_g & \text{autrement} \end{cases} \quad (II.15).$$

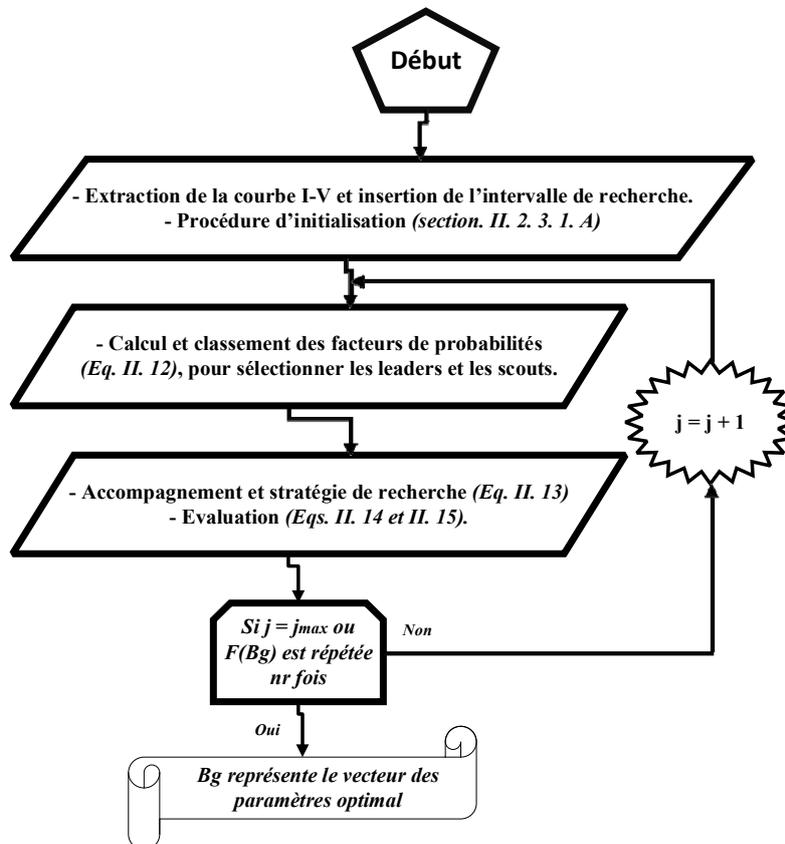


Figure II.9. Diagramme d'ABC-DE à base d'extraction des paramètres.

II. 2. 3. 2. ABC-DE à base d'extraction des paramètres

La source de miel représente le vecteur des paramètres extraits avec une dimension, D_i , définie conformément aux nombres des paramètres inconnus du modèle du GPV à identifier (pour le modèle à une seule diode, D_i est égal à cinq). La qualité d'une source de miel est définie par la fonction d'objectif calculée par l'équation (II.8). La meilleure source représente le vecteur des paramètres optimal extrait.

Après la mesure des données de la courbe I-V et la mise de l'intervalle de recherche relatif aux paramètres à extraire. On effectue la procédure d'initialisation comme il est montré dans la section (II. 2. 3. 1. A) avec l'insertion de N_I , j_{max} , D_i et nr (le nombre maximum de répétition des solutions). Le diagramme de l'algorithme d'extraction des paramètres à base d'ABC-DE est présenté par la figure (II.9), avec nr est égal à 15.

II. 2. 3. 3. Validation de ABC-DE à base d'extraction des paramètres

Le langage MATLAB a été utilisé pour mettre en œuvre la technique proposée. La validation de cette technique a été effectuée en deux phases :

- Avec deux caractéristiques I-Vs mesurées, la première d'une cellule et l'autre d'un module prises de la référence [EAS'86];
- Avec l'utilisation de différentes caractéristiques I-Vs mesurées d'un autre type de module PV sous plusieurs conditions d'opérations d'éclairement solaire;

A. Première validation

Elle a été effectuée afin de comparer les performances de la technique ABC-DE avec d'autres techniques proposées et extraites de la littérature sous les mêmes conditions météorologiques en utilisant :

- Une caractéristiques I-V mesurée de la cellule PV silicium RTC France de diamètre A57, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 33^\circ\text{C}$.
- Une caractéristique I-V du module PV Photowatt PWP 201 formé par 36 cellules Poly C-Si connectées en série sous $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 45^\circ\text{C}$.

Tableau (II.1). Intervalle de recherche des paramètres à extraire.

Paramètres inconnus	R_s	R_{sh}	I_{ph}	I_0	η
Intervalle pour le module	[0, 2]	[0, 5000]	[0, 3]	$[10^{-12}, 10^{-5}]$	[0.5, 2]
Intervalle pour la cellule	[0, 1]	[0, 100]	[0, 1]	$[10^{-12}, 10^{-5}]$	[0.5, 2]

Le tableau (II.1) illustre l'intervalle de recherche utilisé pour les cinq paramètres à identifier. Tandis que, la figure (II.10) présente les deux courbes I-Vs mesurées et calculées en utilisant le modèle à une seule diode. La ligne discontinue en rose détermine l'erreur relative, calculée comme suit $:(I_{mesuré} - I_{calculé})/I_{mesuré}$, exprimée en RMSE. Comme il est illustré par la figure (II.10). Les courbes I-Vs simulées sont très proches des courbes mesurées pour les deux

cas (cellule (a) et module (b)). En outre, l'erreur relative ne dépasse pas l'intervalle suivant $[-5e-3, 6e-3]$ soit pour le modèle de la cellule PV ou celui du module PV.

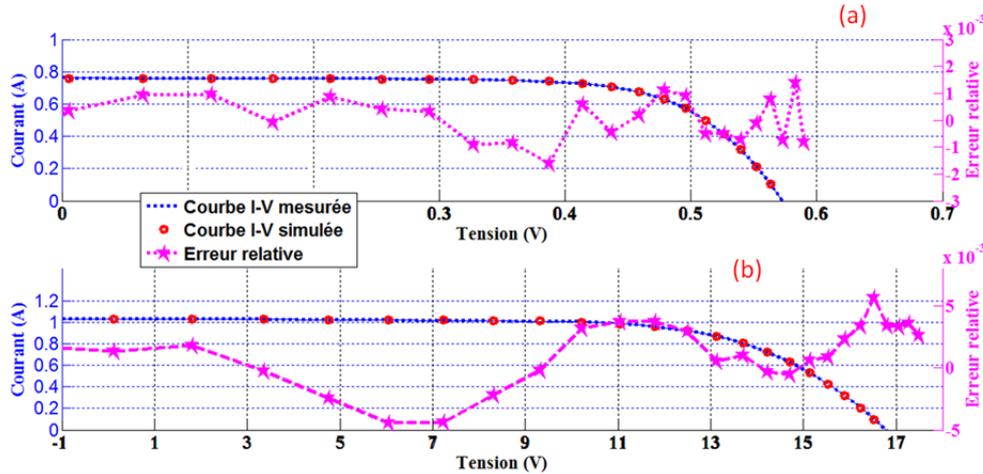


Figure II.10. Caractéristique I-V mesurée et simulée avec l'erreur relative, (a) de la cellule et (b) du module.

Le tableau (II.2) présente une comparaison entre ABC-DE et plusieurs d'autres techniques implémentées (ABSO, DE, MPSO) et d'autres prises de la référence [ASK'13] pour la cellule sous $T = 33^{\circ}\text{C}$ et $G = 1000 \text{ W/m}^2$. On constate que la valeur de RMSE est égale à $9.8602e-4$ (valeur de l'erreur commune) pour les techniques : ABC-DE, DE, ABSO et MPSO. Cependant, ces techniques se différencient en vitesse de convergence. La technique ABC-DE se montre la plus rapide, elle atteint la valeur de l'erreur commune avec moins de 100 itérations, comme il est illustré par la figure (II.11). Les techniques que nous avons implémentées sont sous les mêmes conditions :

- Nombre maximum d'itération $j_{\text{max}} = 2000$;
- Nombre de population $NI = 60$;
- Intervalle de recherche présenté par le tableau (II.1);

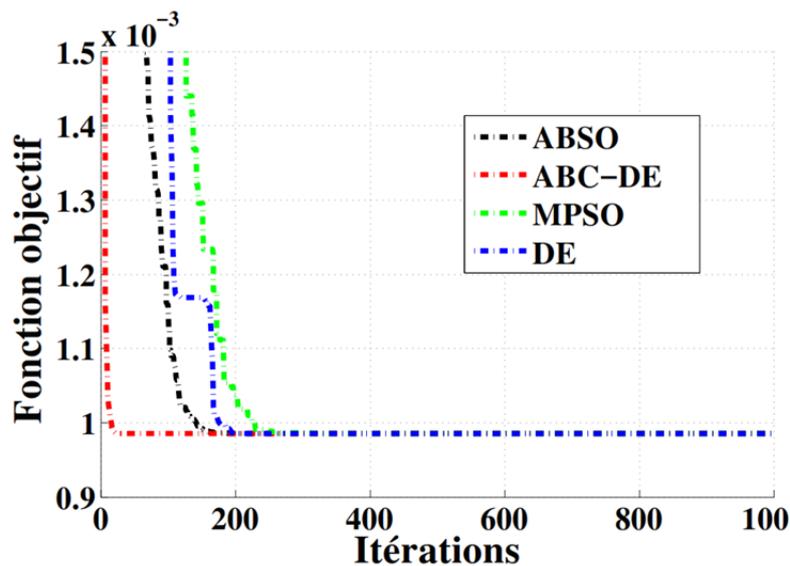


Figure II.11. Evolution de la fonction d'objectif des techniques implémentées pour l'extraction des paramètres du modèle de la cellule PV.

Tableau (II.2). Comparaison entre plusieurs techniques d'extraction pour la cellule PV.

Paramètres	ABC-DE	DE	ABSO	MPSO	HS	BMO	GGHS
$R_s(\Omega)$	0.03637	0.03637	0.03659	0.03637	0.03663	0.03636	0.03631
$R_{sh}(\Omega)$	53.7185	53.7185	52.2903	53.7185	53.5946	53.8716	53.0647
$I_{ph}(A)$	0.76077	0.76077	0.76080	0.76077	0.76070	0.76077	0.76092
$I_0(\mu A)$	0.32302	0.32302	0.30623	0.32302	0.30495	0.32479	0.32620
η	1.47986	1.48059	1.47986	1.47086	1.47538	1.48173	1.48217
RMSE	9.8602e-4	9.8602e-4	9.8602e-4	9.8602e-4	9.9510e-4	9.8608e-4	9.9097e-4

B. Deuxième validation

Elle a été effectuée en vue de tester la qualité de la technique proposée ABC-DE avec les autres techniques implémentées (DE, ABSO et MPSO) en utilisant plusieurs courbes I-Vs prises sous différentes conditions environnementales pratiques du module SG Mono GF245F. Le banc expérimental, décrit par l'Annexe A, a été élaboré au laboratoire du système d'énergie du département DIEEI de l'université de Catane, Italie. Les caractéristiques I-Vs ont été générées avec l'aide d'un programme développé sous l'environnement LabVIEW en contrôlant la charge électronique d'une manière à gérer la tension DC dans un intervalle bien déterminé.

La température et l'éclairement solaire du module PV ont été mesurés par les capteurs, respectivement, PT100 et SPECTRON 210. Ces données ont été acquises en utilisant une carte d'acquisition des données avec un pas de temps de quasiment deux minutes pour chaque test de courbe I-V. Les courbes I-Vs sont constitués par 200 couples de courant et de tension (couple I-V). L'intervalle de recherche des paramètres, relativement large, a été utilisé pour cette expérimentation est comme suit : $R_s = [1e-4, 5]$, $R_{sh} = [10, 1e6]$, $I_{ph} = [0, 3 \cdot I_{ph0}]$, $I_0 = [1e-20, 1e-4]$, $\eta = [0.5, 4]$. La valeur de I_{ph0} a été calculée à partir de I_{phSTC} (le courant de photo-génération en STC = 8.6 A pour ce type de module PV) par l'équation (II.16).

$$I_{ph0} = \left(\frac{G}{G_{STC}} + K_i \cdot (T - T_{STC}) \right) \cdot I_{phSTC} \quad (II.16).$$

Avec, $K_i = 0.039 [1/K]$ est le coefficient de la température de I_{sc} en STC, $T [K]$ est la température opérationnelle des cellules, $T_{STC} = 298.15 K$ est la température des cellules en STC, $G [W/m^2]$ est l'éclairement solaire incident et $G_{STC} = 1000 W/m^2$ est l'éclairement solaire en STC.

Le tableau (II.3) montre deux tests d'extraction des paramètres des courbes I-Vs de différentes valeurs de T et G , en utilisant la technique ABC-DE avec quatre types de modèles du GPV qui sont :

- Modèle à une seule diode (avec cinq paramètres inconnus : I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} , η);
- Modèle à deux diodes (avec sept paramètres inconnus I_{ph} , I_{01} , I_{02} , R_s , R_{sh} , η_1 , η_2);
- Modèle-Rs (avec quatre paramètres inconnus : I_{ph} , I_0 , R_s , η);
- Modèle à cinq paramètres (avec cinq paramètres inconnus : I_{ph} , I_{01} , I_{02} , R_s , R_{sh}), avec $\eta_1 = 1$ et $\eta_2 = 2$.

Cela, pour confirmer le choix du type du modèle (à une seul diode) et la simplicité de la manipulation de ces différents modèles avec ce genre de techniques d'extraction des paramètres. Les résultats montrent que le modèle à une seul diode et celui à deux diodes sont les plus précis. Cependant, on opte pour le modèle à une seul diode par rapport à celui avec deux diodes pour la raison que le premier offre une intéressante interpolation de la courbe I-V avec une valeur de RMSE acceptable et un temps de calcul meilleur.

Tableau (II.3). Extraction des paramètres de plusieurs modèles du module PV par ABC-DE. Avec, T en Kelvin et G en W/m².

Paramètres	Modèle-Rs		Modèle à seul une diode		Modèle de cinq paramètres		Modèle à deux diodes	
	G = 461 T = 313	G = 768 T = 322	G = 461 T = 313	G = 768 T = 322	G = 461 T = 313	G = 768 T = 322	G = 461 T = 313	G = 768 T = 322
R _s [Ω]	0.6569	0.6680	0.6745	0.6704	0.7465	0.7079	0.6745	0.6704
R _{sh} [Ω]			1.2520e3	2.7423e3	1.2713e3	3.1251e5	1.2520e3	2.742e3
I _{ph} [A]	3.8801	6.6507	3.8907	6.6557	3.8831	6.6577	3.8907	6.6557
I ₀ [A]	6.821e-8	5.45e-7	4.052e-8	4.913e-7				
H	1.1353	1.1818	1.1035	1.1743				
I ₀₁ [A]					5.934e-9	2.452e-8	4.0529e-7	4.913e-7
I ₀₂ [A]					1.387e-7	5.326e-5	1.974e-19	1.859e-19
η ₁							1.1035	1.1743
η ₂							2.8482	3.9487
OF	0.0065	0.0080	0.0051	0.0078	0.0117	0.0115	0.0051	0.0078

Afin d'évaluer la qualité des techniques implémentées pour extraire les mêmes paramètres durant plusieurs tests. On a procédé à utiliser différentes formes d'expression d'erreur ; RMSE = $\sqrt{\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} (e_s)^2}$ (erreur de la racine moyenne carrée), MAE = $\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} |e_s|$ (erreur moyenne absolue), MSE = $\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} (e_s)^2$ (erreur moyenne carrée) et ME = $\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} e_s$ (erreur moyenne).

Avec, e est l'erreur relative entre le courant mesuré et celui simulé, s_{\max} est le nombre maximum des couples I-Vs et s est l'indice de ces couples I-Vs. Etant donné que les techniques implémentées atteignent assez souvent le même résultat (valeur commune), on a tenu à comparer entre eux en utilisant un test d'évaluation itératif décrit par l'équation (II.17)

$$E_{it} = \frac{1}{k_{\max}} \sum_{k=1}^{k_{\max}} |x_k| \quad (II.17).$$

Avec; E_{it} représente le résultat du test itératif, k_{\max} est le nombre maximum des procédures d'extraction des paramètres égale à 50, $x_k = (y_k - y_{ref}) / y_{ref}$ est l'erreur relative du $k^{ème}$ procédure d'extraction de paramètres, y_k est la valeur obtenue par la $k^{ème}$ procédure d'extraction des paramètres, et y_{ref} est la valeur de référence souvent obtenue (valeur commune). Pour ce test, on prend une courbe I-V mesurée sous T = 311 K et G = 330 W/m². Les paramètres électriques correspondants à cette courbe I-V sont les suivants : η = 1.1666, R_s = 0.63454 Ω, R_{sh} = 3.8321e+3 Ω, I_{ph} = 2.7222 A, I₀ = 6.31016e-8 A.

Tableau (II.4). Résultats du test itératif d'extraction des paramètres.

	ABSO	DE	MPSO	ABC-DE
E_{Rs}	0.0068661	0	0.0070551	0
E_{Rsh}	5.0551976	0	69.118888	0
$E_{I_{ph}}$	0.0001689	0	3.52681e-4	0
E_{I_0}	0.0741045	0	0.0921077	0
E_n	0.0037510	0	0.0046065	0
E_{OF}	0.0124746	5.83990e-10	0.0259316	5.61635e-11
E_{MSE}	0.0348927	9.85412e-06	0.0235967	2.87202e-5
E_{RMSE}	0.0168449	4.92707e-06	0.0115886	2.23775e-06
E_{ME}	0.0155195	4.82641e-06	0.0050826	2.42264e-06
E_{MAE}	0.0140570	3.62902e-06	0.0252892	9.62602e-07
M_s	961	643	501	93
$M_T(s)$	32.7660	22.0852	17.1505	3.16794

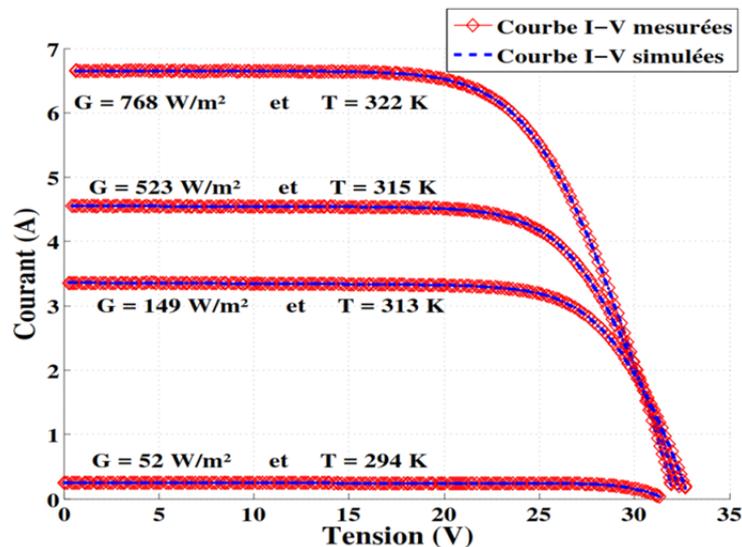


Figure II.12. Caractéristiques I-Vs sous plusieurs conditions météorologiques.

La meilleure technique est celle avec la valeur la plus minimale de E_{it} . Le tableau (II.4) montre les résultats des tests itératifs d'extraction des paramètres avec le modèle à une seule diode par les techniques implémentées. Avec, M_T est le temps moyen d'extraction des paramètres et M_s est la moyenne des valeurs maximales d'itération pour atteindre la valeur commune. Selon ce tableau, on constate que la technique ABC-DE converge rapidement vers la valeur commune car les valeurs de leur test itératif sont les plus minimales. Cette procédure a été effectuée en utilisant un ordinateur avec les caractéristiques suivantes :

- Processeur Intel (R) Core (TM) i5 CPU M460 @ 2.53GHz.
- RAM : 4096MB.
- Windows 7 Edition Intégrale 64 bits (6.1, version 7601).

La figure (II.12) illustre la validation de la technique ABC-DE en utilisant plusieurs courbes I-Vs sous différentes valeurs de T et G . Tandis que, la figure (II.13) illustre l'erreur relative, $nRMSE$, définie par l'équation (II.18) avec l'éclairement solaire incident correspondant.

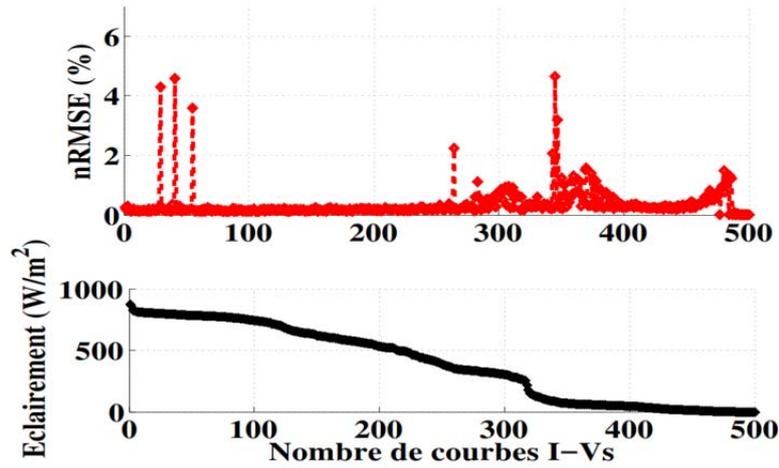


Figure II.13. Evolution des valeurs de nRMSE, triées à base d'éclairement solaire.

$$nRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} (e_s)^2}}{\sqrt{\frac{1}{s_{\max}} \sum_{s=1}^{s_{\max}} (I_s)^2}} \times 100 \quad (\text{II.18}).$$

Avec, e_s est l'erreur relative entre le courant mesuré et celui simulé du $s^{\text{ème}}$ couple I-V, s_{\max} est le nombre maximum des couples I-Vs, s est l'indice des couples I-Vs et I_s est la valeur du courant mesuré du $s^{\text{ème}}$ couple I-V. En admettant que, si l'éclairement solaire est inférieur à 10 W/m^2 , alors la valeur relative de nRMSE sera égale à sa correspondante valeur de RMSE multipliée par 100. Les grandes valeurs observées de la Figure (II.13) sont dues aux erreurs de mesure. Les valeurs de nRMSE sont inférieures à 5% en incluant les courbes déformées, et inférieur à 2% si on les élimine.

II. 2. 4. Validation expérimentale du simulateur de GPV

Un simulateur du GPV à base de ses données réelles peut offrir pas mal d'avantages, dont on cite principalement:

- Simplifier la modification des valeurs des composants électroniques constitutifs du GPV.
- Négliger l'option de détérioration des cellules PVs au moment d'exercice des tests de défaillance, tel que, la brulure des cellules en exerçant un ombrage artificiel avec un papier d'aluminium.
- Permettre la généralisation du GPV; de quelques cellules à un plusieurs strings PVs en admettant des hypothèses simplificatrices.
- Permettre l'introduction de plusieurs types de défauts et de contrainte pour une investigation approfondie en vue de diagnostic de défauts.

Pour arriver à développer un simulateur significatif qui émule étroitement le fonctionnement réel du GPV, il est intéressant de se baser sur les données mesurées du GPV en question, en prenant en compte le rôle des dispositifs de protection, notamment les diodes bypass, qui protègent les cellules PVs contre leurs propres mauvais fonctionnements et qui peuvent simultanément affecter le rendement du GPV en cas de défaillance.

II. 2. 4. 1. Procédure de simulation

La procédure de simulation utilisée se base principalement sur les mesures réelles du GPV en faisant plusieurs tests d'extraction des courbes I-Vs sous différentes valeurs d'éclairement solaire et de température. Il est préférable d'effectuer ces tests au premier moment d'utilisation du GPV (quand il est neuf) afin d'obtenir des courbes I-Vs de référence exprimant l'état sain et réel de son fonctionnement initial.

Donc, notre procédure s'articule sur la mise en place d'une base de données de référence constituée par des courbes I-Vs mesurées avec leurs valeurs de G et T mesurées instantanément, traduisant l'état de fonctionnement sain du GPV, sélectionnées dans un tableau dit de référence. Pour cela on a effectué l'étude expérimentale sur un string de trois modules de types Poly C-Si connectés en série (CLS-220P fabriqués par CHINALIGHT Solar Co), installé sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane, Italie. Chaque module est formé par 60 cellules en série. Les cellules de chaque module sont regroupées en trois sub-strings, chaque sub-string contient 20 cellules connectées antiparallèlement avec une diode bypass.

Le modèle de simulation basé sur le circuit équivalent à une seule diode, implémenté sous MATLAB/Simulink/SPS, sera développé en lui allouant les paramètres électriques inconnus extraits par ABC-DE du tableau de références. Cette attribution s'effectue en regardant principalement à la valeur de l'éclairement solaire semblable ou la plus proche. Le banc expérimental est montré par la figure (II.14).

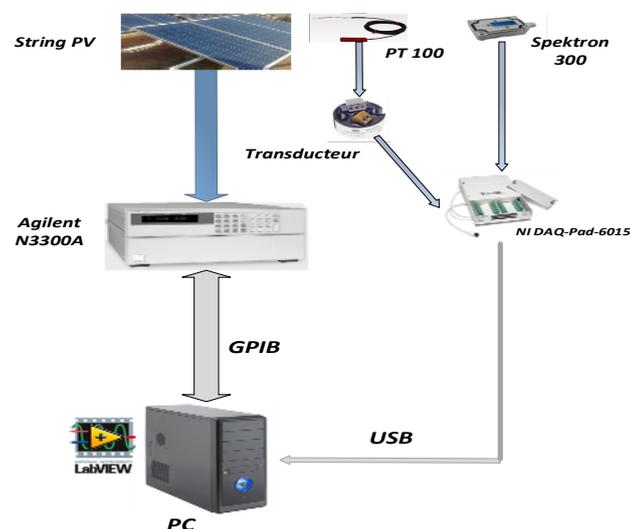


Figure II.14. Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.

II. 2. 4. 2. Procédure de développement du tableau de références

Après avoir effectué plusieurs tests d'obtention des caractéristiques I-Vs sous différentes conditions d'éclairement solaire et de température. Il était évident d'obtenir quelques courbes I-Vs avec une mauvaise forme due souvent au changement brusque d'éclairement solaire dans

un laps de temps très petit, inférieur au temps de l'obtention d'une courbe I-V qui est d'environ 30s dans cette validation. Sachant que pour chaque courbe I-V, on ne prend qu'une seule valeur de G et de T.

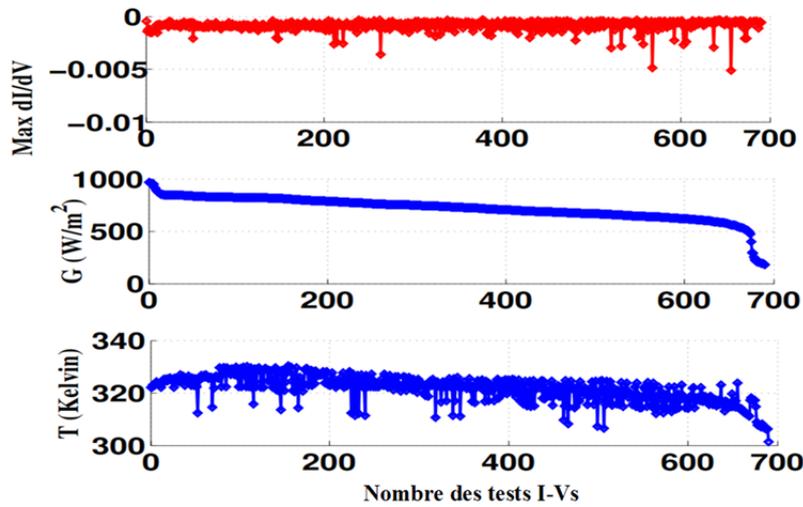


Figure II.15. Valeurs maximales des dérivées des courants des courbes I-Vs sélectionnées avec leurs relatives valeurs de température des cellules et d'éclairement solaire.

Afin d'instaurer le tableau de références, on a tenu à sélectionner les bonnes courbes I-Vs en utilisant la première dérivée du courant par rapport à la tension $\frac{dI}{dV}$, où les valeurs de la dérivée pour une bonne courbe I-V sont inférieures à zéro. En admettant une certaine tolérance d'erreur de mesure, les valeurs maximales des dérivées des courants des courbes I-Vs sélectionnées sont montrées par la figure (II.15), qui illustre aussi les valeurs de G et de T relatives.

II. 2. 4. 3. Extraction des paramètres du modèle des courbes I-Vs sélectionnées

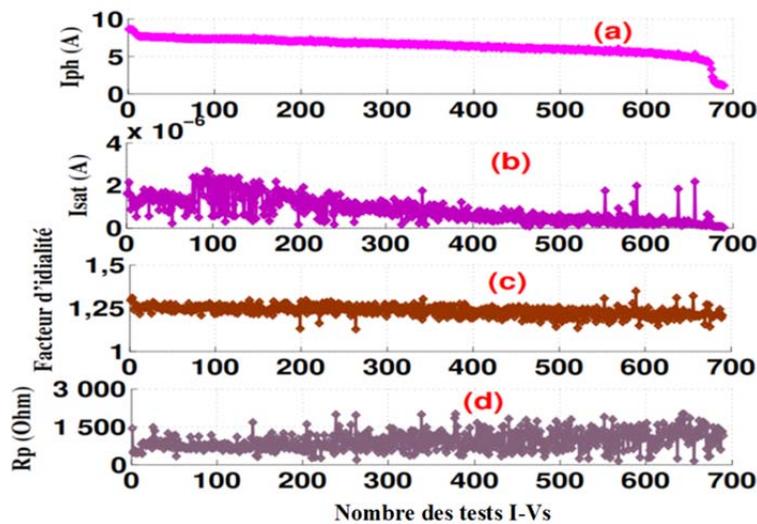


Figure II.16. Valeurs des paramètres électriques extraits des courbes I-Vs sélectionnées ; (a) courants de photo-génération, (b) courant de saturation de la diode, (c) facteur d'idéalité et (d) résistance parallèle.

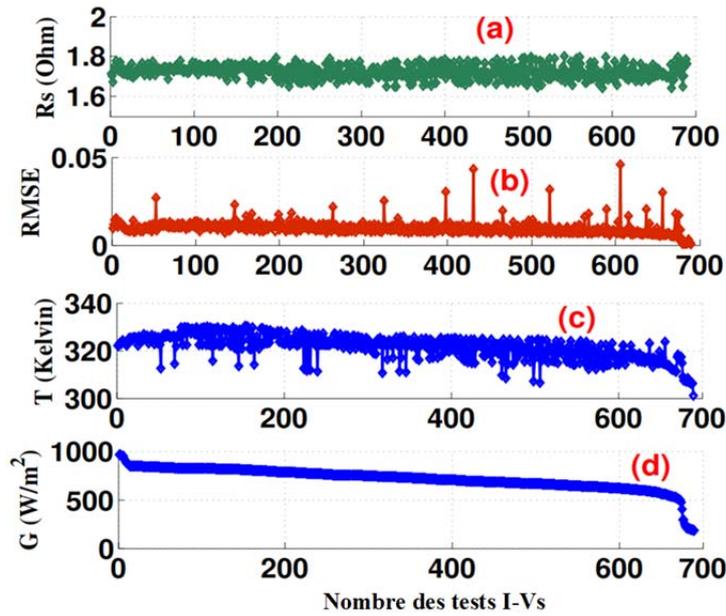


Figure II.17. Valeurs des paramètres électriques extraits des courbes I-Vs sélectionnées ; (a) Résistance série (b) l'erreur relative exprimée en RMSE, (c) température des cellules et (d) éclairement solaire.

Tableau (II.5). Données de huit courbes I-Vs du tableau de références.

Sortie	Test_1	Test_2	Test_3	Test_4	Test_5	Test_6	Test_7	Test_8
G [W/m^2]	965.70	815.40	794.09	683.07	610.68	530.58	399.39	253.28
T [K]	322.7	324.13	322.91	322.27	316.89	312.2	317.18	307.61
P_{mpp} [W]	554.15	472.42	465.83	402.07	372.72	325.74	226.91	127.02
I_{mpp} [A]	7.66	6.53	6.37	5.37	4.87	4.12	2.93	1.58
V_{mpp} [V]	72.25	72.25	73.10	74.8	76.50	79.05	77.35	79.90
V_{oc} [V]	100.09	98.15	98.78	98.75	99.96	101.10	97.20	98.14
I_{sc} [A]	8.56	7.31	7.10	6.00	5.35	4.52	3.25	1.75
Err	$0.23e-10^3$	$0.24e-10^3$	$0.24e-10^3$	$0.25e-10^3$	$0.26e-10^3$	$0.27e-10^3$	$0.27e-10^3$	$0.28e-10^3$
I_{ph} [A]	8.573	7.335	7.116	6.020	5.365	4.531	3.262	1.758
R_s [Ω]	1.7155	1.7110	1.6964	1.7053	1.7152	1.7071	1.7774	1.7747
R_{sh} [Ω]	$1.37e+03$	648	980	590	972	$1.11e+03$	688	$1.43e+03$
I_0 [μA]	1.5966	1.325	1.3313	$5.588e-1$	$3.003e-1$	$1.372e-1$	$8.764e-2$	$5.847e-2$
η	1.2957	1.2616	1.2800	1.2227	1.2202	1.2062	1.1393	1.1935

Après la sélection des courbes I-Vs, on a effectué l'extraction des cinq paramètres inconnus avec les erreurs relatives entre les courants mesurés et les courants simulés, par ces paramètres identifiés, exprimée en RMSE, comme il est montré par les figures (II.16 et II.17). Le tableau (II.5) illustre les données de huit courbes I-Vs du tableau de références (qui contient 690 courbes I-Vs avec les données), avec Err est l'erreur relative exprimée en RMSE.

II. 2. 4. 4. Validation du modèle de simulation de GPV

Le modèle de simulation développé sous MATLAB/Simulink/SPS, illustré par les figures (II.18 et II.19), a été validé expérimentalement en actionnant comme entrée les cinq paramètres inconnus, la température des cellules et l'éclairement solaire pris du tableau de références.

Les valeurs des erreurs relatives entre les courants mesurés et les courants simulés par le simulateur du GPV sont montrées par la figure (II.20) pour 690 tests, avec les relatives valeurs de G et T. L'interpolation pour ajuster la dimension des vecteurs des courants simulés avec les courants mesurés a été réalisé en utilisant la fonction "interp1" du langage MATLAB.

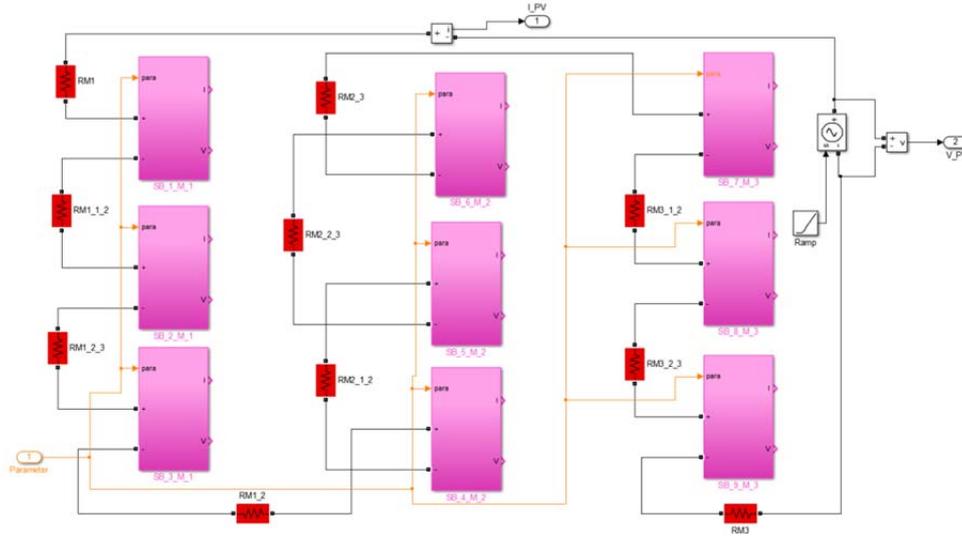


Figure II.18. Modèle de simulation de GPV développé sous MATLAB/Simulink/SPS.

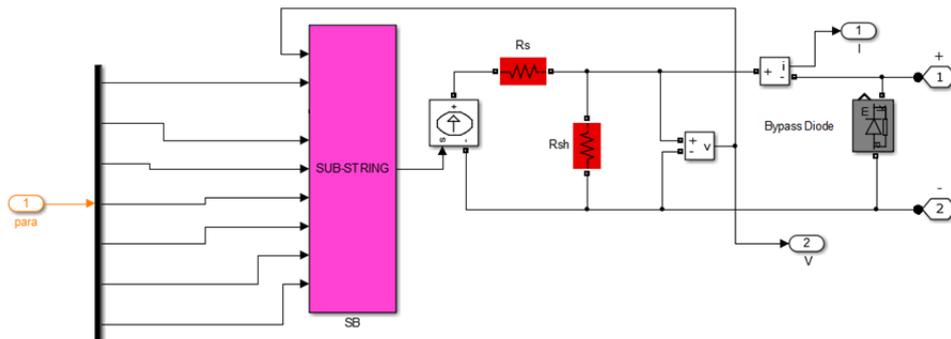


Figure II.19. Modèle de simulation d'un sub-string développé sous MATLAB/Simulink/SPS.

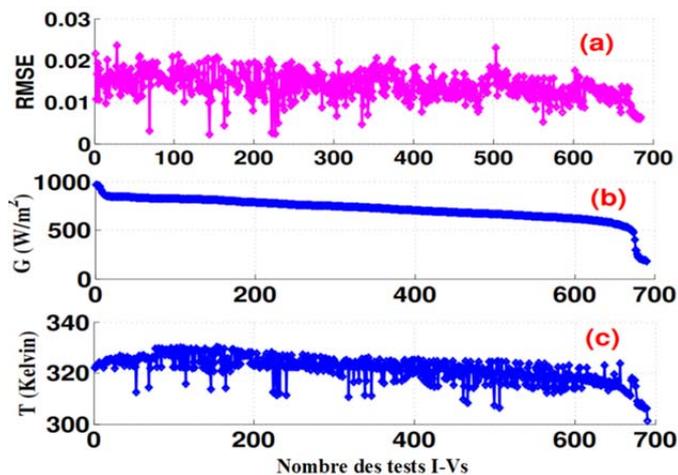


Figure II.20. Valeurs des erreurs relatives (RMSE) entre les courants mesurés et simulés par le modèle de simulation avec les valeurs de température des cellules et d'éclaircement solaire.

On remarque que l'erreur entre le courant mesuré et celui simulé par la procédure de simulation du GPV est acceptable vue les raisons suivantes :

- Tolérance d'erreur de 1% des capteurs d'éclairement solaire et de température, avec une non-uniformité et stabilité temporelle minimales et identiques.
- Différence des propriétés intrinsèques des cellules.
- Supposition que tous les sub-strings aient un comportement électrique semblables.
- Erreurs d'interpolation de la dimension du vecteur de courant simulé avec celui du courant mesuré.

La figure (II.21) montre des courbes I-Vs et P-Vs mesurées et simulées par le simulateur GPV sous différentes conditions d'éclairement solaire et de température des cellules.

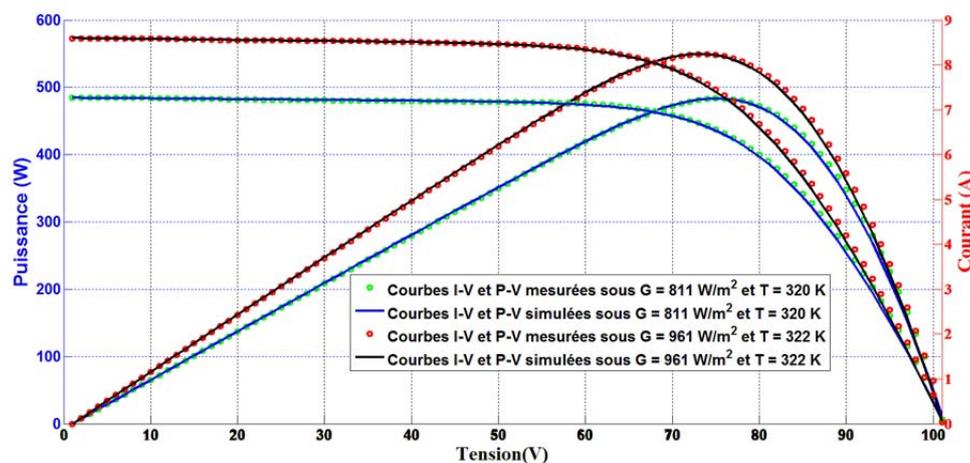


Figure II.21. Courbes I-Vs et P-Vs mesurées et simulées sous deux différentes conditions d'éclairement solaire et de température.

II. 4. CONCLUSION

Dans ce chapitre on a présenté essentiellement la modélisation du GPV, on a mentionné les différents modèles de simulation du comportement électrique et physique du GPV couramment utilisés, dont les modèles de circuits équivalents à une seule diode et à deux diodes sont les plus répandus. Le choix a été opté pour le modèle à une seule diode qui est déterminé par cinq paramètres électrique inconnus, ces paramètres influent relativement sur la caractéristique I-V (P-V) qui détermine la sortie significative du comportement du GPV.

L'identification de ces paramètres électriques inconnus a été effectuée par une technique méta-heuristique que nous avons proposée, dénommée ABC-DE. Pour évaluer les performances de cette technique, elle a été comparée avec plusieurs techniques sous plusieurs conditions météorologiques en deux étapes avec :

- Deux caractéristiques I-Vs mesurées, la première d'une cellule et l'autre d'un module, prises de la référence [EAS'86];
- L'utilisation de différentes caractéristiques I-Vs mesurées d'un autre type de module PV sous plusieurs conditions d'éclairement solaire et de température;

Les résultats validés expérimentalement montrent la qualité de la technique proposée avec une performance acceptable. A base de cette technique d'extraction des paramètres, un simulateur de GPV en vue de diagnostic de défauts a été développé avec MATLAB/Simulink/SPS. Le simulateur a montré des résultats acceptables par validation expérimentalement sous différentes conditions météorologiques en fonctionnement normal (sain sans défaut).

Dans le suivant chapitre, nous allons traiter les différents défauts les plus émergents au niveau du GPV, muni par une validation expérimentales du modèle de simulation de GPV en état de défaillance.

CHAPITRE III

ETUDE ET SIMULATION DES DEFAUTS DU SYSTEME PV

SOMMAIRE

III. 1. INTRODUCTION	56
III. 2. DEFAUTS DANS LE GPV	56
III. 2. 1. Défaut de mismatch	56
III. 2. 1. 1. Variations intrinsèques des propriétés des cellules PVs	57
III. 2. 1. 2. Variations environnementales	57
III. 2. 2. Défaut d'ombrage	57
III. 2. 3. Défaut d'échauffement localisé	57
III. 2. 4. Défaut de température	59
III. 2. 5. Défaut des câbles de connexion	59
III. 2. 6. Défaut des diodes de protection	59
III. 2. 7. Dégradation des cellules (vieillesse)	60
III. 2. 8. Défaut de Court Circuit	60
III. 2. 8. 1. Défaut de terre (ground)	60
III. 2. 8. 2. Court-Circuit dans un module PV	61
III. 2. 8. 3. Court-Circuit dans un string PV	61
III. 2. 8. 4. Court-Circuit entre des sub-strings PVs de différents modules PVs	61
III. 2. 9. Défaut de Court Ouvert	61
III. 3. CATEGORISATION DES DEFAUTS	61
III. 4. VALIDATION EXPERIMENTALE DU MODELE DE SIMULATION DU GPV EN CAS DE DEFAUTS	63
III. 4. 1. Défaut d'ombrage	64
III. 4. 2. Défaut de résistance de connexion	66
III. 5. SIMULATION DES DEFAUTS	68
III. 5. 1. Défaut de Court-Circuit des sub-strings PVs et des modules PVs	68
III. 5. 2. Défaut de diode bypass	69
III. 5. 2. 1. Diode bypass en polarisation inverse	70
III. 5. 2. 2. Diode bypass en Court-Circuit	71
III. 5. 2. 3. Diode bypass déconnectée	72
III. 5. 2. 4. Diode bypass en état de résistance	74
III. 5. 3. Défaut de diode d'antiblocage	76
III. 5. 3. 1. Diode d'antiblocage en polarisation inverse ou déconnectée	77
III. 5. 3. 2. Diode d'antiblocage en CC	77
III. 5. 3. 3. Diode d'antiblocage en état de résistance	77
III. 5. 4. Défaut de mismatch dû à l'ombrage	78
III. 5. 5. Défaut de résistance de connexion	79
III. 5. 6. Inversion de polarités des modules PVs et sub-strings PVs	82
III. 5. 7. Défaut de déconnexion des sub-strings PVs et des modules PVs	82
III. 5. 8. Apparition de plusieurs défauts au même temps	83
III. 6. CONCLUSION	84

III. 1. INTRODUCTION

Comme le GPV est exposé en plein air, il est exhibé à une influence majeure par différentes anomalies entraînant ainsi une diminution de puissance ou même une panne qui pourrait interrompre la génération de l'énergie requise. Il est parfois difficile de connaître que le GPV ne fonctionne pas en pleine capacité, certains problèmes peuvent passer inaperçus pendant une longue durée qui peut aller jusqu'à une année [GOK'12]. Donc le comportement du système PV doit être couramment visualisé afin d'obtenir des indices pour identifier les types de défauts qui peuvent surgir à tout moment de manière à améliorer la performance du GPV et ainsi le système PV.

Dans la suite nous allons décrire les défauts qui se présentent souvent dans un système PV notamment dans sa partie DC. On va les catégoriser en plusieurs familles selon l'endroit et la partie affectée.

Ensuite, une simulation de la partie de génération en cas d'exposition à plusieurs types de défauts va être effectuée avec différentes suppositions pour évaluer la variation de puissances dues à chaque type de défaut.

III. 2. DEFAUTS DANS LE GPV

Le GPV est souvent exposé à plusieurs anomalies durant les différentes phases de fabrication, d'installation, de fonctionnement et d'entretien. On peut mentionner plusieurs défauts qui peuvent surgir dans un GPV, d'où plusieurs critères de classification sont envisageables [GOK'13, SOL'13, CHI'14]. On peut les classer selon les phases de fonctionnement, la durée d'émergence, le composant affecté, la sévérité sur le système, défauts provenant de l'intérieur (indoor) ou de l'extérieur (outdoor),...etc.

Néanmoins, il n'est pas si évident d'accomplir la tâche de détection et de localisation des différents défauts. Vue la limitation des données extraites, la forme encapsulée et l'aspect fortement dépendant des conditions météorologiques. Dans le but de développer une identification de chaque défaut, il est inévitable d'en allouer une définition significative.

Typiquement, une réduction de 20% de performance est considérée comme défaillance. Cependant, il n'existe pas une définition consensus d'une défaillance, car un module PV de haute performance avec 50% de dégradation peut avoir plus de performance qu'un autre non-dégradé d'une technologie de fabrication moins rentable [JOR'11].

Dans cette étude, on définit un défaut comme une anomalie qui engendre une diminution (perte) de puissance par rapport à l'état sain de fonctionnement du GPV sous les mêmes conditions climatiques, ou susceptible d'y causer. On considère que l'état sain de fonctionnement du GPV, est celle au moment de son premier fonctionnement normal sur terrain. Dans la suite, nous allons citer les défauts les plus répandus sur terrain.

III. 2. 1. Défaut de mismatch

Estimé à être responsable d'une perte de 10% de la puissance totale générée [CHO'09]. Un mismatch est déterminé par une dispersion des paramètres électriques des cellules PVs connectées ensemble dans un GPV due à une hétérogénéité de leurs propriétés électriques. Il

est souvent causé soit par la variation des propriétés internes des cellules ou par la variation de l'intensité d'éclairement solaire incident sur la surface des cellules.

Ce défaut est défini comme l'un des défauts majeurs causant une perte de puissance notamment pour une configuration série-parallèle [ORI'13]. On peut divisé la cause de ce défaut en deux types.

III. 2. 1. 1. Variation intrinsèques des propriétés des cellules PVs

Souvent les fabricants fournissent une tolérance de puissance générée par les cellules PVs dans l'intervalle de $\pm 3\%$ à $\pm 5\%$ en raison des défauts de fabrication [BUN'11]. Les cellules PVs peuvent survenir à une dégradation de leurs performances durant leur fonctionnement après une détérioration physique causée à titre d'exemple par l'effet de la chute de grêles, pénétration de l'humidité ou la formation des échauffements localisés...etc. [KOE'12].

La dégradation de la couche anti-réfléctive peut réduire la quantité des photons absorbés par les cellules réduisant ainsi la puissance générée. D'autre part, durant la conversion photoélectrique, l'énergie délivrée par la recombinaison des paires électrons-trous dans la jonction P-N peut briser quelques faibles bands de Silicium ce qui réfère à l'effet de Staebler-Wronski [MEY'04].

En outre, la décoloration (brunissement) du matériel encapsulant par l'exposition aux rayons ultraviolets, l'humidité ou la température réduisent les performances des cellules PVs [DUB'13]. Ces causes entraînent une diminution du rendement de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, et ainsi l'émergence d'un défaut de mismatch.

III. 2. 1. 2. Variation environnementales

La puissance produite par le GPV est fortement en fonction de l'éclairement solaire incident sur la surface des cellules. Ainsi, si les cellules/modules ne reçoivent pas la même quantité d'éclairement solaire incident, leurs performances ne seront pas semblables. Ce qui engendre une inégalité des grandeurs électriques. Cela est souvent causé par un ombrage dû aux différentes entités qui peuvent empêcher ou disperser l'incidence de l'éclairement solaire sur les cellules PVs [ORI'13].

III. 2. 2. Défaut d'ombrage

L'ombrage (shading) est défini par une réduction de puissance due à un obstacle qui empêche l'incidence des photons sur la surface des cellules PVs, il peut être désigné comme défaut de mismatch. L'ombrage partiel est un ombrage présent uniquement dans une partie du GPV créant ainsi une disproportion des performances des cellules/modules PVs (le cas du courant qui traverse une série de cellules exposées à un ombrage partiel n'est pas identique), par conséquent l'apparition d'un défaut de mismatch [DOL'13]. L'ombrage de 50% de la surface d'une cellule peut engendrer une perte de puissance du module PV de l'ordre de 30% [SIL'08].

III. 2. 3. Défaut d'échauffement localisé

C'est une sorte de brûlure apparente au niveau des cellules PVs ou au niveau de la bande de soudure résistive (RSB) [MUN'08], déterminée par une augmentation de température excessive qui peut être causée par l'effet de cumule de la poussière [TYA'13], de la crasse (déchet d'oiseau), ombrage partiel ou mismatch [MUN'08, SIM'10]. Ceci force les cellules PVs à fonctionner en polarisation inverse (agir comme une charge), engendrant ainsi une dissipation de la puissance sous forme de chaleur suivie par une diminution de puissance au niveau de sa plage de fonctionnement et par conséquent un sur-échauffement des cellules jusqu'à l'apparition des échauffements localisés [ORI'13, DUB'13]. La figure (III.1) montre une caractéristique I-V simulée d'une cellule Mono C-Si [QUA'96] avec un intervalle de polarisation inverse divisé en deux parties : pré-breakdown (petite augmentation du courant), breakdown (grande augmentation du courant). Les échauffements localisés apparaissent à la surface des cellules si le courant fonctionne en breakdown, où la valeur de tension de breakdown est souvent spécifiée par les constructeurs [IEC'05].

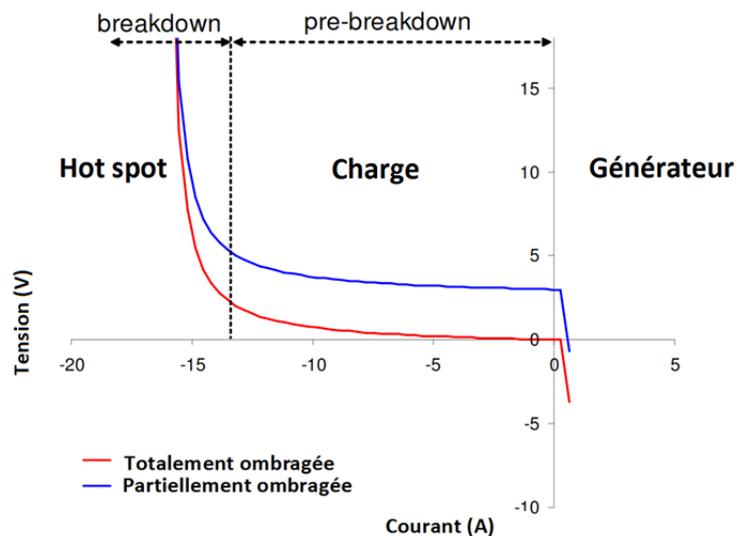


Figure III.1. Courbe I-V d'une cellule Mono C-Si.

Les échauffements localisés ne réduisent pas complètement la génération d'énergie. Cependant, le taux de dégradation des modules avec échauffement localisé est très grand que celui des cellules sans échauffement localisé [KUR'13]. Pour éviter ce défaut, la plupart des fabricants incluent des diodes bypass dans leurs modules PVs surtout en cas d'installation avec un angle d'inclinaison fixe, comme c'est le cas pour les installations BIPV.

Pour déterminer, qu'une cellule est susceptible à un risque d'échauffement localisé, la norme IEC 61215 [IEC'05] suggère un test à plusieurs phases pour les cas de connexion des cellules en série, série-parallèle ou série-parallèle-série. En exposant le module sous des conditions d'éclairage particulier avec l'utilisation d'un appareillage approprié.

Il existe un autre test, qui consiste à la détermination des paramètres de la température (gradient de la température locale, la température maximale et la distribution de la température), et par l'analyse de la distribution de température qui peut être exprimée par la conduction latérale de la chaleur en dessous des échauffements localisés. En admettant que,

généralement, une grande température est caractérisée par une petite distribution de température. Cela est visualisable avec une caméra IR ou IR-VIS-image fusion (qui permet la localisation d'échauffement localisé, propagation de la chaleur, la distribution de la température et le calcul du gradient de la température locale) [WEN'12].

Le défaut d'échauffement localisé peut être divisé en deux types :

- Etendu : touche la majeure ou partie de la cellule PV;
- Local : caractérisé par une plus grande température que l'étendu. Il peut arriver au niveau des : barres omnibus, boîte de jonction, au milieu des cellules, la bordure de la cellule (ce dernier et le plus susceptible).

III. 2. 4. Défaut de température

Les modules PVs présentent des pertes de puissance de l'ordre de 4% par chaque augmentation de 10°C de leur température opérationnelle [SKO'09]. Cette baisse en pourcentage varie légèrement en fonction du type de la technologie de fabrication. La température de fonctionnement des modules PVs dépend des facteurs environnementaux tels que l'éclairement solaire, la température ambiante, la vitesse et la direction du vent [KIN'00].

Pratiquement les cellules fonctionnent sous une température opérationnelle supérieure à 25°C, impliquant une diminution de la bande gap, permettant ainsi l'absorption de plus de photons. Néanmoins, cela engendre une diminution de V_{oc} causant ainsi une réduction de performance des cellules. Dès lors, un système PV fonctionne sous le même profil d'éclairement solaire produit moins d'énergie dans un site chaud que dans un site froid [SIL'13]. A noter que si la température d'une cellule dépasse 150°C, une délamination de l'encapsulant de la cellule peut s'avérer [MEY'04].

III. 2. 5. Défaut des câbles de connexion

Le défaut des câbles de connexion entre les sub-strings, les modules et les strings est défini par l'augmentation de leurs résistances, en fonctionnement normal cette résistance est nulle ou quasiment nulle. Cependant, elle peut augmenter en cas de corrosion, mal serrage, oxydation devant une grande température ou mauvaise protection des câbles,...etc. Le type de configuration de connexion et la longueur des câbles reliant les sub-strings/modules impliquent aussi des pertes de conduction. A mettre en considération que, généralement, la boîte de jonction et les fusibles recommandent une section limitée des câbles (4mm²) et un courant maximum bien déterminé (6.5 A) [PIC'10-A].

III. 2. 6. Défaut des diodes de protection

Les diodes bypass et les diodes d'antiblocage sont des dispositifs de protection des cellules/modules PVs contre leurs mauvais fonctionnements (tension de claquage en cas de connexion série et courant de claquage en cas de connexion parallèle). Souvent, les diodes bypass claquent en cas de mauvaise dissipation ou un excès de température [KUR'13]. La défaillance de ces diodes (notamment diode bypass) implique une grande susceptibilité que les cellules soient exposées à des échauffements localisés ou à une destruction complète.

Les défauts électriques associés à ces diodes sont souvent : diode en CC, diode inversée et diode déconnectée. En plus de ces défauts électriques, ces diodes pourraient être éventuellement claquées au cours de fonctionnement et se comporter comme résistance de valeur quelconque [BUN'11].

III. 2. 7. Dégradation des cellules (vieillessement)

L'exposition permanente sous plusieurs conditions soit indoors, l'effet de Staebler-Wronski et la réduction de la force éclatante de liaison du jeu de barre (blinding force of busbar) entre la pâte d'Argent et le Silicium qui conduit à la dégradation des performances des cellules [YAN'14], ou outdoors entraîne par le temps une dégradation de performances des cellules PVs [SHA'13-B]. Le vieillissement des cellules PVs est un phénomène certain et fréquent, les cellules PVs seront considérées rentables commercialement si elles prospèrent pour une durée supérieures à 20-25 ans [SHA'13-A]. La plupart des cellules Mono C-Si exposent des taux de dégradation en dessous de 1% par an, alors que les technologies en couches minces ont montré des taux supérieurs à 1% par an de la valeur nominale [ORI'13, SPE'13].

La dégradation des cellules peut engendrer l'apparition d'autres défauts comme le mismatch et la chute de tension à travers les diodes d'antiblocage, dont 1% des modules PVs sont remplacés chaque année et tous les onduleurs chaque cinq ans [ORI'13].

Afin de comprendre et identifier le mécanisme de dégradation des modules PVs, plusieurs techniques ont été élaborées [SHA'13-B]. La première démarche consiste à identifier l'endroit du site dégradé. Les techniques d'inspection suivantes sont les plus utilisées :

- Inspection ultrasonique.
- Imagerie Infrarouge.
- Imagerie Electroluminescence (EL imaging).

La deuxième démarche est pour savoir la cause de dégradation, une technique d'analyse microscopique doit être accomplie. Les techniques les plus répandues sont les suivantes :

- Microscopie infrarouge à réflexion totale atténuée (ATIR).
- Microscopie électronique à balayage (MEB)
- Micro-tomographie des rayons X.

III. 2. 8. Défaut de Court-Circuit

Le de CC est un défaut fréquent et probable dans toutes les installations à aspect électrique et c'est le cas pour le système PV, il est souvent dû à une mauvaise connexion ou à un contact direct avec d'autres composants comme les cellules actives électriquement et le substrat métal du module [FOR'82]. Pour cela on cite quatre cas les plus plausibles :

- Défaut de terre (ground).
- CC d'un module (entre les sub-strings).
- CC d'un string (entre les modules).
- CC des sub-strings de différents modules.

III. 2. 8. 1. Défaut de terre (ground)

Défaut de terre est un CC accidentel qui implique la terre et un ou plusieurs conducteurs de courant. Afin d'éviter ce défaut, les systèmes PVs sont munis d'une mise à la terre en assurant une liaison conductrice entre un équipement ou un circuit électrique et la terre pour but de minimiser les chocs électriques et réduire l'effet des interférences électromagnétiques en cas de configuration module onduleur [IEA'98].

III.2. 8. 2. Court-Circuit dans un module PV

On désigne par ce défaut l'inversion de polarisation ou le contact erroné entre les câbles de différents sub-strings formants un module, ou un CC entre un sub-string et le substrat métal du module.

III.2. 8. 3. Court-Circuit dans un string PV

C'est l'inversion de polarisation ou le contact erroné entre les câbles de différents modules formant le string.

III. 2. 8. 4. Court-Circuit des sub-strings PVs de différents modules PVs

C'est l'inversion de polarisation ou le contact erroné entre les câbles des sub-strings de différents modules.

III.2. 9. Défaut de circuit ouvert

On désigne par ce défaut, principalement, la déconnexion ou la neutralisation des sub-strings/modules/strings formant le GPV.

III. 3. CATEGORISATION DES DEFAUTS

De nombreux défauts peuvent surgir dans un système PV, notamment dans sa partie de génération. Presque tous les types de défauts possibles ont été définis comme des défauts dans les modules PVs, les onduleurs PVs, les erreurs de MPPT, salissures, ombrage partiel, CO et CC [GOK'13]. Alors que plusieurs classifications puissent être envisagées soit par considération de l'emplacement du défaut dans un GPV, la semblance des symptômes, selon le type de défaut vis-à-vis le composant affecté ou selon la criticité et la durée d'apparition du défaut. Il est possible de les classifiées en prenant en compte s'ils sont temporaires ou permanents [SOL'13], si la période de la défaillance due à un défaut est supérieur à 95% de toutes les périodes d'analyse, alors ce défaut est permanent autrement c'est un défaut temporaire. Une classification selon les composants constitutifs affectés est comme suit [CHI'14] :

- Défaut dans un module d'un string.
- Défaut dans un string.

- Défaut dans l'onduleur.
- Fausse alarme.
- Groupe de défaut y compris l'ombrage partiel, vieillissement et erreur de MPPT.

Dans la référence [ZHA'12], les auteurs considèrent les défauts suivants :

- Défaut de terre : c'est un CC électrique accidentel impliquant la terre.
- Défaut entre lignes : c'est un CC de connexion accidentel entre deux points avec différents potentiel dans le GPV.
- Défaut de mismatch : temporaire en cas d'ombrage partiel et permanent en cas de CO ou dégradation des modules.

Dans la réf. [CHO'10], les défauts ont été classifiés en quatre catégories selon la durée et le type de défaut vis-à-vis la puissance de sortie du système PV.

- Défaut dont le rendement du système PV est nul pour une longue durée.
- Défaut dont le rendement du système PV est nul pour une courte durée.
- Défaut d'ombrage.
- Défaut d'une perte de puissance importante détectée après l'enlèvement de l'ombrage.

Dans cette étude, nous allons catégoriser les défauts qui surviennent dans un GPV en quatre familles selon l'endroit d'apparition des défauts (les composants majeurs constitutifs du système PV) comme il est montré par la figure (III.2). Notons que, le défaut de mismatch apparait du moment où il y aura une différence de courant entre les cellules/modules PVs connectés en série, où le courant traversant cette série soit dominé par le courant le plus minime, et c'est pareil pour la tension en cas de connexion en parallèle. Le mismatch est dus généralement à un ombrage partiel ou total, à une déconnexion ou à une détérioration des cellules. En admettant qu'un sub-string est l'élément de base pour une mesure de la caractéristique I-V, le défaut de connexion peut être désigné par un CC dans un GPV qui est généralement dû aux problèmes d'isolation et de liaison entre les câbles de connexion.

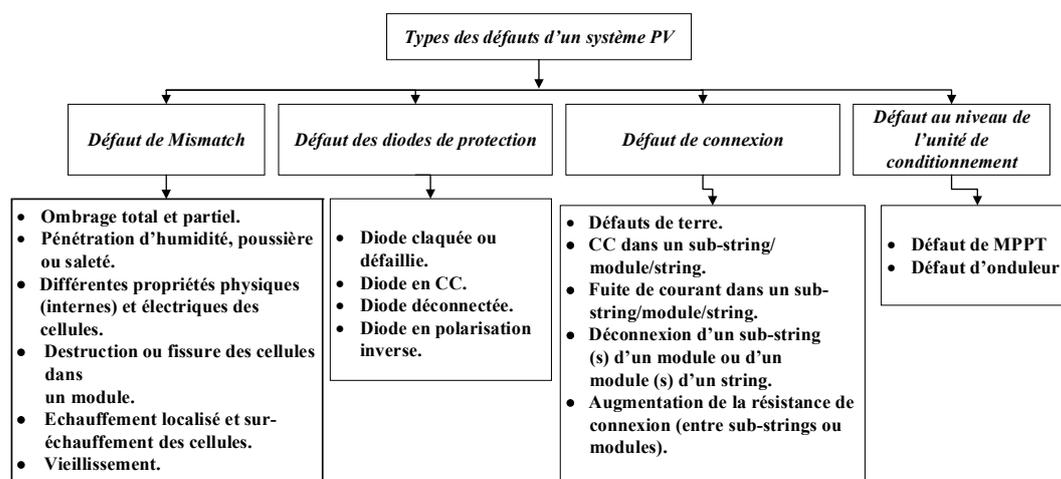


Figure III.1. Catégorisation des défauts d'un système PV.

On désigne par un défaut de l'unité de conditionnement ; les défauts du dispositif MPPT (défaut de l'algorithme de commande, défaut d'acquisition de données au niveau du dispositif MPPT ou défaut au niveau des composants du convertisseur DC/DC) et les défauts au niveau de l'onduleur PV (Annexe B).

III. 4. VALIDATION EXPERIMENTALE DU MODELE DE SIMULATION DU GPV EN CAS DE DEFAUTS

La réalisation d'une étude expérimentale approfondie en cas de défaut dans un GPV est souvent confronté à plusieurs facteurs qui peuvent négativement influencés sur les résultats et sur l'état de santé du GPV lui-même. Par exemple, les essais d'ombrages artificiels sur une partie d'un module PV fort probablement peut conduire à une grande augmentation de la température des parties ombragées ce qui mène à une brulure (apparition des échauffements localisés) des cellules. Alors, si une attention particulière est absente on aura soit une obtention des données mesurées erronées ou une destruction inhérente des cellules PVs. En outre, le cas d'une insertion d'un rhéostat en série avec le GPV (pour simuler le rôle de réchauffement des câbles de connexion) peut fortement mettre en risque de destruction soit le GPV ou le dispositif de mesure et d'acquisition des données.

Alors, il n'est guère faisable de mettre en usage ce genre de défauts sur le GPV sans prendre des précautions particulières. Il est donc, entre autres, préférable d'effectuer ce type de défauts sur un simulateur de GPV qui produit quasiment les mêmes résultats qu'au GPV réel, notamment en cas de défaut, afin d'omettre le risque de le mettre en péril. C'est le cas pour la présente étude, où on a mis en place un simulateur de GPV, figure (II.20), développé à base des mesures pratiques sous MATLAB/Simulink/SPS pour une validation expérimentale de certains défauts fréquents.

Le GPV est constitué de trois modules PVs Poly C-Si connectées en série, chaque module est divisé en trois sub-strings de 20 cellules, chaque sub-string est connectées en antiparallèle avec une diode bypass. La figure (III.3) illustre le GPV installé sur le toit du bâtiment des laboratoires du DIEEI de l'université de Catane, Italie (Annexe A).



Figure III.3. GPV en cas d'ombrage partiel artificiel.

III. 4. 1. Défaut d'ombrage

L'ombrage sur un GPV est souvent un défaut périodique et parfois permanent et critique qui engendre une réduction de puissance en fonction du pourcentage d'ombrage, et dans les pires des cas une destruction des cellules PVs. Afin de traiter le comportement du GPV avec ce type de défaut, on a effectué plusieurs tests d'ombrage, montré par la figure (III.2), pour but de valider le modèle de simulation développé suivant plusieurs scénarios :

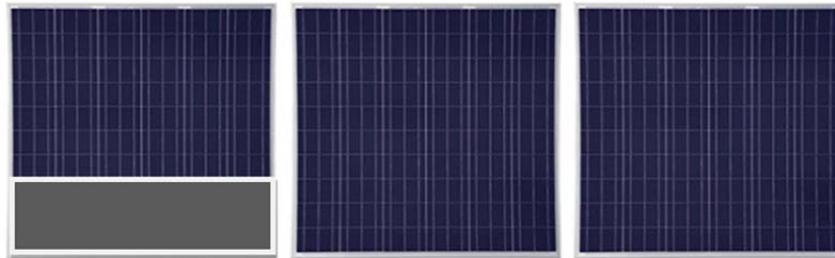


Figure III.4. Etat d'ombrage du cas 1.

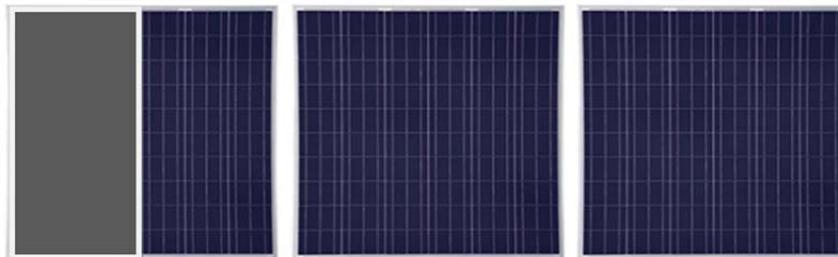


Figure III.5. Etat d'ombrage du cas 2.

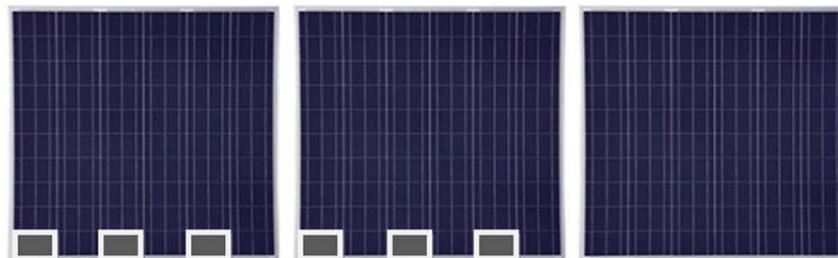


Figure III.6. Etat d'ombrage du cas 3.

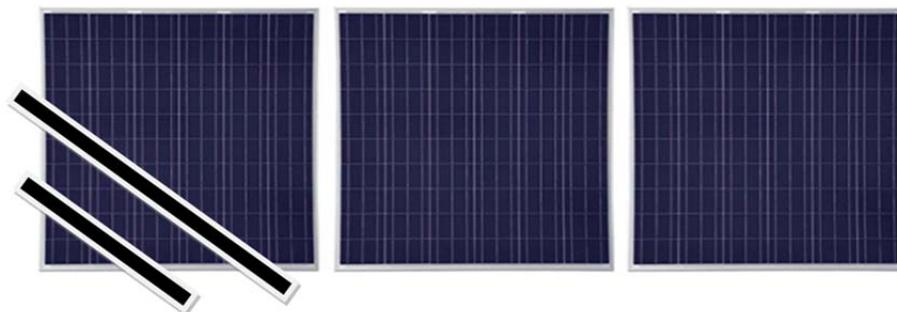


Figure III.7. Etat d'ombrage du cas 4 et 5.

- **Cas 1:** comme il est montré par la figure (III.3), 18 cellules d'un module sont horizontalement ombragées, avec $G = 683 \text{ W/m}^2$ et $T = 320 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 265.87 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 264.49 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.042$ (RMSE : est la différence entre le courant mesuré et celui simulé exprimé en l'erreur de racine moyenne carré en incluant

l'interpolation afin d'ajuster la dimension du vecteur de courant mesuré et celle du vecteur de courant simulé);

- **Cas 2** : comme l'illustre la figure (III.4), 30 cellules d'un module PV sont verticalement ombragées, avec $G = 853 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 372.51 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 373.91 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.026$.
- **Cas 3** : illustré par la figure (III.5), deux modules ombragés où une cellule de chaque sub-string de ces deux modules est totalement ombragée, avec $G = 764 \text{ W/m}^2$ et $T = 329 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 126.8 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 126.15 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.018$.
- **Cas 4**: montré par la figure (III.6), à partir de 14:00 le GPV est exposé à un ombrage partiel, c'est l'ombre des baguettes du barreaudage qui clôture la terrasse du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane, Italie. A ce moment-là, $G = 839 \text{ W/m}^2$ et $T = 326 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 364.04 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 365.98 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.0263$.
- **Cas 5** : c'est la même situation que le cas 4, figure (III.6), sauf que $G = 617 \text{ W/m}^2$ et $T = 316 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 324.04 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 322.54 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.0137$.

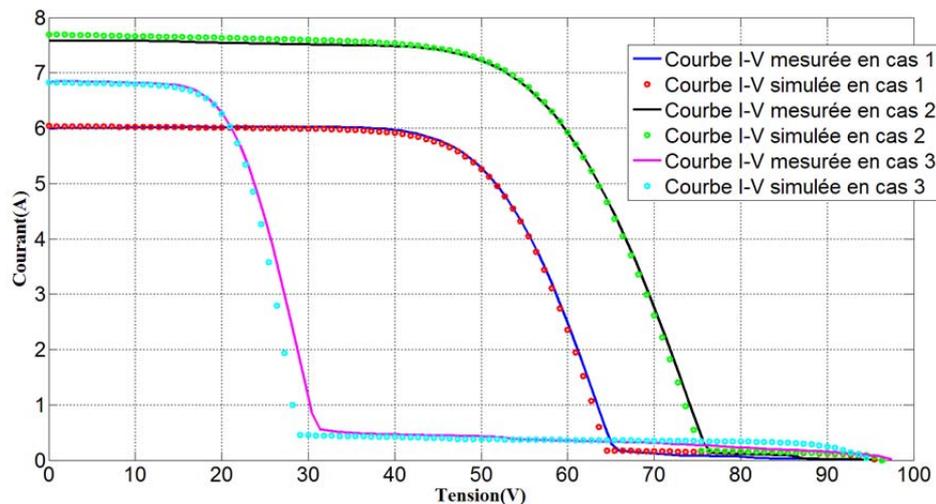


Figure III.8. Courbes I-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.

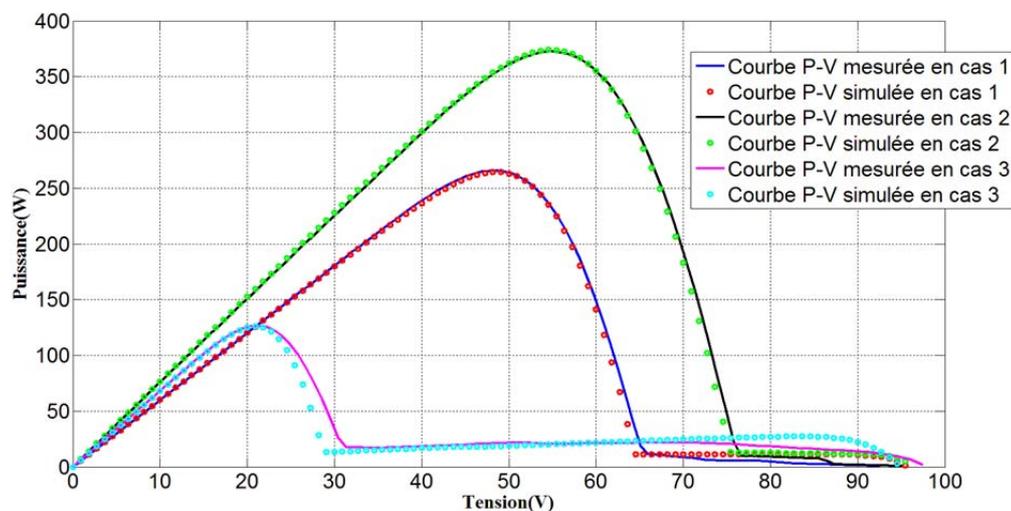


Figure III.9. Courbes P-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.

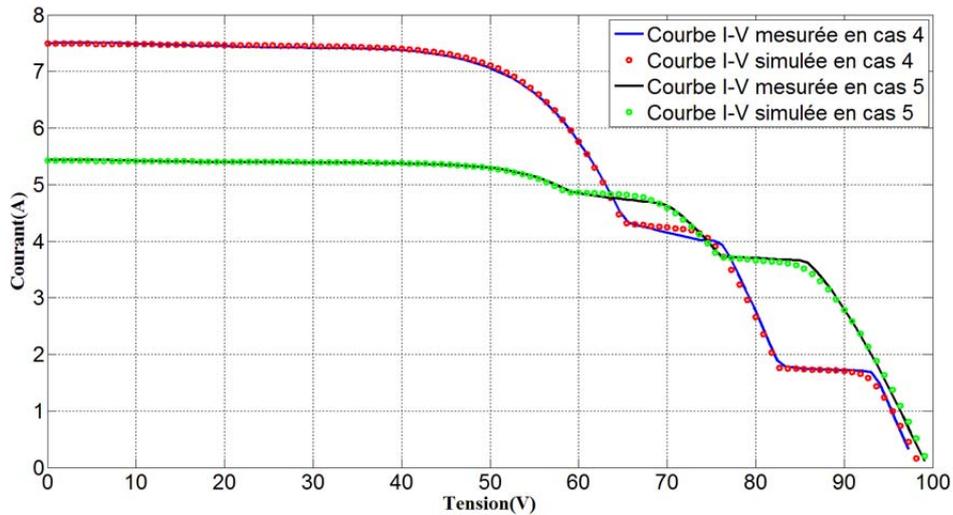


Figure III.10. Courbes I-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.

Les figures (III.8 - III.11) montrent des courbes I-Vs et P-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage comme il est montré par les figures (II.4 - II.7). On constate neuf parties relative à au nombre des sub-strings. Pour le cas 1, trois parties sont ombragés et ainsi la valeur de V_{oc} relative a ces parties ombragés est $V_{oc_ombragé} = V_{oc} * 3/9$. Avec V_{oc} est la tension en CO du string PV.

III.4. 2. Défaut de résistance de connexion

Ce défaut représente l'état de réchauffement de câbles de connexion, il peut engendrer des dégâts considérables allant jusqu'à l'incendie. Afin, de simulé ce défaut on a mis en série avec le GPV un rhéostat représentant une résistance des câbles (R_c ; résistance de connexion).

Les figures (III.12 et III.13) montrent respectivement des courbes I-Vs et P-Vs mesurées et simulées en cas de défaut de résistance de connexion avec différentes valeurs de résistances.

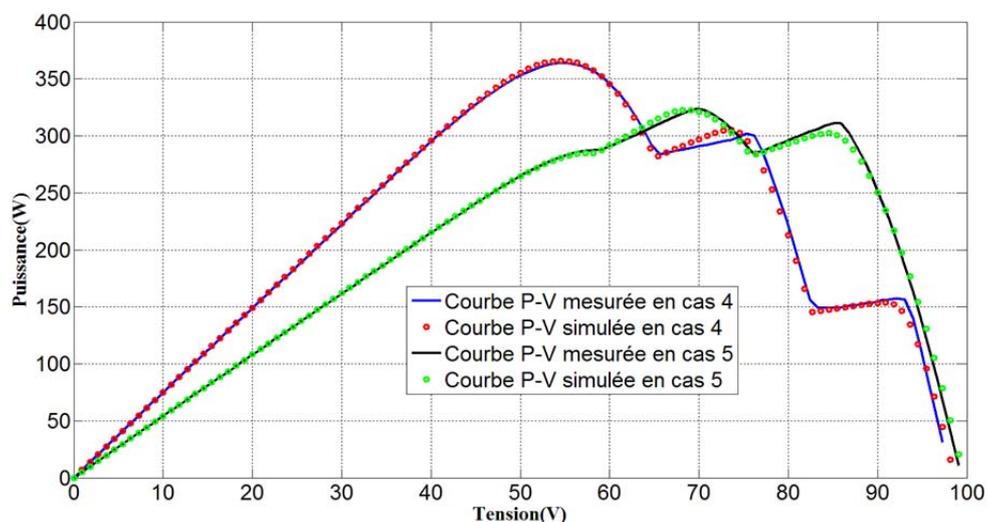


Figure III.11. Courbes P-Vs du GPV sous plusieurs cas d'ombrage.

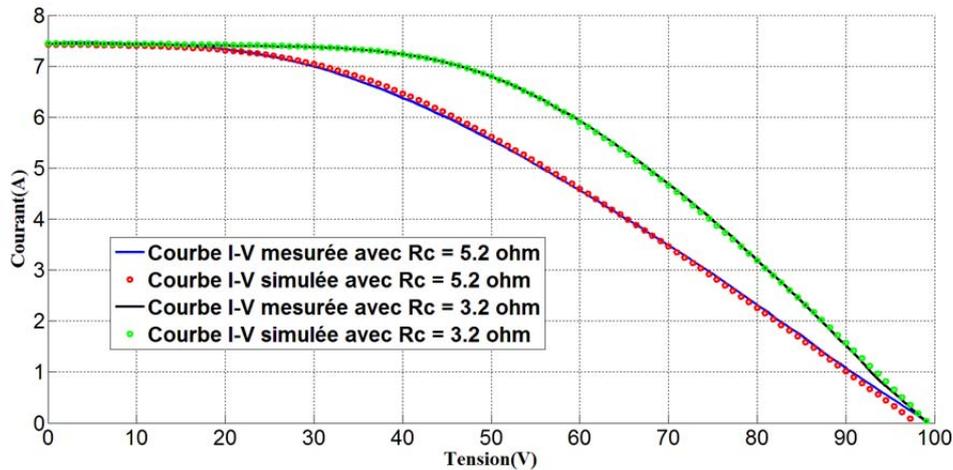


Figure III.12. Courbes I-Vs du GPV sous différentes valeurs de résistance de connexion.

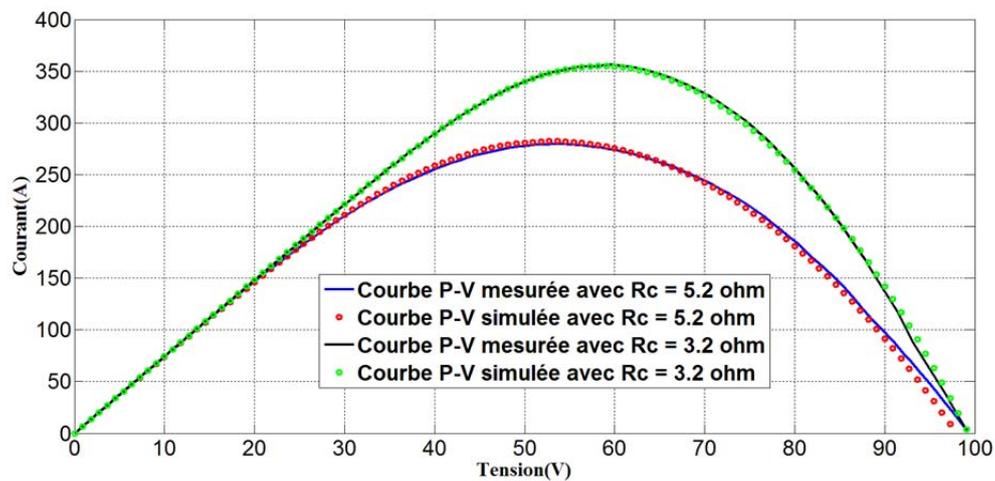


Figure III.13. Courbes P-Vs du GPV sous différentes valeurs de résistance de connexion.

A ce moment, on présente deux cas de mesure avec deux valeurs de résistance (R_c) :

- **Premier cas** : avec une valeur moyenne de résistance du rhéostat égale à 5.2Ω , sous $G = 837 \text{ W/m}^2$ et $T = 325 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 279.53 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 282.21 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.0051$.
- **Deuxième cas** : avec une valeur moyenne de résistance du rhéostat égale à 3.2Ω , sous $G = 834 \text{ W/m}^2$ et $T = 322 \text{ K}$. Avec, $P_{\text{mpp}} \text{ mesurée} = 356.29 \text{ W}$, $P_{\text{mpp}} \text{ simulée} = 354.9 \text{ W}$ et $\text{RMSE} = 0.011$.

Selon les résultats illustrés, on considère qu'il est possible de se baser sur ce modèle de simulation afin d'effectuer une étude en vue de diagnostic de défauts sur le GPV même que parfois l'erreur entre les données mesurées et celles simulées paraît grande. Cela est logique à notre opinion vu les suivants facteurs qui influent certainement sur la précision de l'expérimentation :

- Tolérance d'erreur des capteurs de mesure notamment du capteur d'éclairement solaire (avec une tolérance d'erreur de 1% selon les fabricants, ce qui signifie que l'erreur peut être de $\pm 10 \text{ W/m}^2$). Sachant, que la valeur d'éclairement est très

intéressante afin d'estimer les données simulées, puisque une différence absolue supérieure à 2 W/m^2 entre la valeur réelle et celle mesurée peut complètement erronée la simulation.

- L'extraction d'une courbe I-V (l'extraction des vecteurs de courant et de tension pour une seule valeur d'éclairement solaire et de température des cellules PVs) selon le programme développé sous l'environnement LabVIEW prend un temps minime de 30s pour 150 valeurs de couples I-Vs (nombre de données des deux vecteurs de la courbe I-V). Il est bien de mettre en exergue, que durant cet intervalle de temps les valeurs de T et notamment de G ne sont pas effectivement constantes. L'éclairement solaire peut varier avec une différence de $\pm 100 \text{ W/m}^2$ en cas de présence d'ombre et de mouvement du vent rapide dans de brefs délais inférieurs au temps de l'extraction de la courbe I-V (30 s). Tandis que dans les bonnes conditions, la variation est de $\pm 2 \text{ W/m}^2$ à $\pm 10 \text{ W/m}^2$. Sachant qu'on ne prend qu'une seule valeur qui est la valeur moyenne soit pour G ou pour T.
- Dans cette simulation on considère que toutes les cellules du GPV ont des propriétés physiques et électriques homogènes. Ce qui n'est pas le cas en réalité selon les constructeurs. Même si que cette hétérogénéité est très minime mais ça peut certainement erronée le résultat si on cherche une certaine précision.

III. 5. SIMULATION DES DEFAUTS

Comme il a été décrit, dans la précédente section, de nombreux défauts peuvent affecter négativement le comportement du système PV. Une étude approfondie sur ce système en vue de diagnostic de défaut nécessite la connaissance de la causalité entre le défaut et le comportement (sortie) du système PV (i.e. défaut et sa signature). Pour développer une connaissance de la causalité entre le fonctionnement sain et celui défaillant par l'évaluation de la sortie du GPV, on a tenu à effectuer une simulation des différents défauts qui peuvent y surgir à base des données du string PV en question, en supposant que tous les sub-strings sont homogènes de point de vue grandeurs électriques. Les défauts étudiés dans le cadre de notre thèse sont :

- CC des sub-strings et des modules;
- Diodes en état de;
 - Inversion de polarités;
 - CC ;
 - CO (déconnexion);
 - Etat de résistance;
- Ombrage;
- Résistance de connexion;
- Inversions de polarités des modules et sub-strings;
- Déconnexion des sub-strings et des modules;
- Apparition de plusieurs défauts simultanément;

III. 5. 1. Défaut de CC des sub-strings et des modules

Il est fort probable que ce soit au moment de l'installation des modules ou durant leur fonctionnement qu'ils se mettent en état de CC. La figure (III.14) présente des caractéristiques I-Vs et P-Vs de plusieurs cas de mise en CC des modules ou des sub-strings qui les forment. On constate que cet état conduit à une réduction relative de la puissance générée selon les cas suivants :

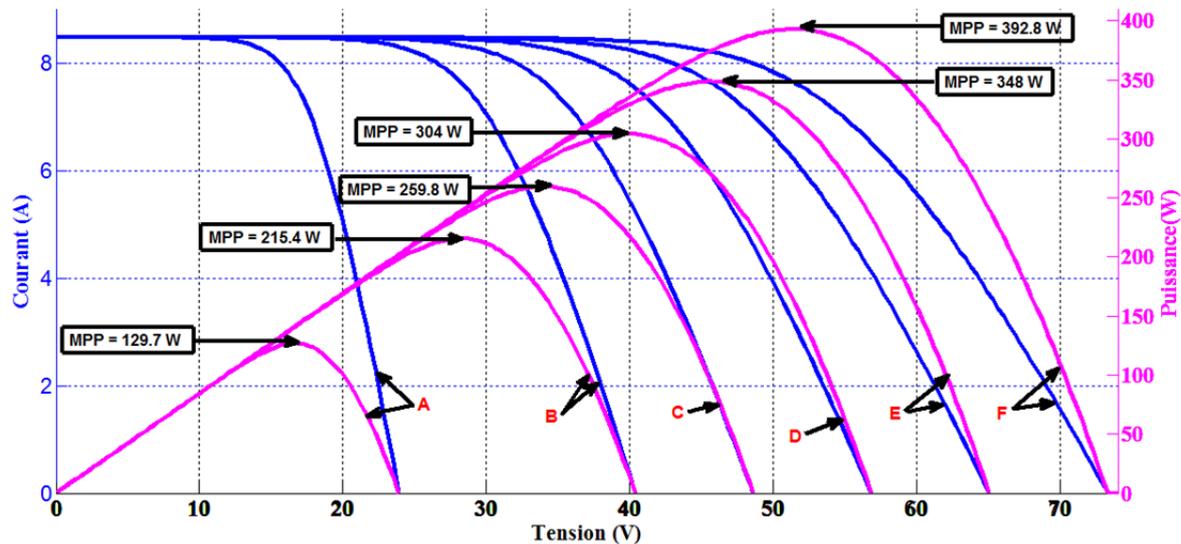


Figure III.14. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string selon les cas de défaut de CC des sub-strings.

- “A” : deux modules en CC;
- “B” : quatre sub-strings en CC;
- “C” : trois sub-strings ou un module en CC;
- “D” : deux sub-strings en CC,
- “E” : un sub-string en CC;
- “F” : en état sain.

La réduction de puissance constatée est de 11.2% pour le cas “E”, pour le cas “D” est de 22.5%, pour le cas “C” est de 33.8%, pour le cas “B” est de 45.1% et pour le cas “A” est de 67.7%.

III. 5. 1. Défaut de diode bypass

Plusieurs scénarios de défaillance des diodes bypass peuvent être envisagés surtout en cas d'exposition simultanée à un défaut de mismatch (plus fréquemment dû à l'ombrage), il y a des défauts qui peuvent surgir en mode de conception ou en mode de construction du GPV et d'autre au cours de son fonctionnement. On opte à sélectionner quatre cas de défaillance des diodes bypass qui sont souvent prévus : diode inversée, diode en CC, diode déconnectée et diode claquée comportant comme une résistance [BUN'11]. Afin d'analyser le comportement du GPV sous ces défauts on tient à simuler un module PV formé par trois sub-strings

connectés en série sous $G = 673 \text{ W/m}^2$ et $T = 312.8 \text{ K}$. En suite, on simule le string qui est formé par trois modules connectés en série sous $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 321.4 \text{ K}$.

III. 5. 3. 1. Diode bypass en polarisation inverse

Il est possible qu'au moment de construction ou d'entretien du GPV de se tromper de la direction de polarités des diodes bypass, ce qui provoque une perte considérable de la puissance du GPV en fonctionnement normal d'éclairément solaire (sans ombrage).

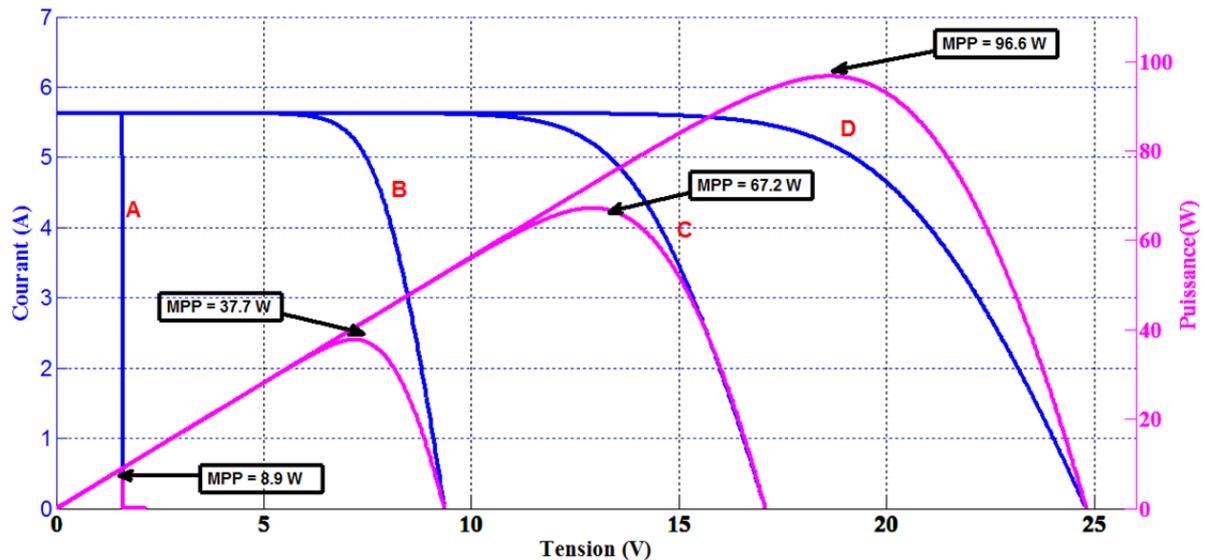


Figure III.15. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module selon les cas d'inversion de polarités des diodes bypass.

La figure (III.15) illustre les caractéristiques I-Vs et P-Vs sous les cas qui concerne ce défaut au niveau du module, comme suit :

- “A” : inversion de polarités de trois diodes bypass;
- “B” : inversion de polarités de deux diodes bypass;
- “C” : inversion de polarités d'une diode bypass;
- “D” : tous les diodes sont bien installées.

Sachant que chaque sub-string est connecté en antiparallèle avec une seule diode bypass. On désigne par deux diodes inversées ; l'inversion de polarités, respectivement, de la diode du sub-string “1” et la diode du sub-string “2”.

Pour la figure (III.15), on s'aperçoit que la puissance maximale diminue fortement à cause de ce défaut. La diminution dans le cas “C” est de 30.4% par rapport à la puissance maximale en fonctionnement sain (le cas “D”) sur le module. Pour le cas “B” elle est de 60.9% et pour le cas “A” elle est de 90.7%.

La figure (III.16) présente des caractéristiques I-Vs et P-Vs des cas d'inversion de polarités des diodes bypass du string suivants :

- “A” : inversion de polarités de neuf diodes bypass;
- “B” : inversion de polarités de six diodes bypass;

“C” : inversion de polarités de trois diodes bypass;

“D” : tous les diodes sont bien installées.

On constate que la diminution dans le cas “C” est de 32.1% par rapport à la puissance maximale en état sain. Pour le cas “B” elle est de 64.5%, et pour le cas “A” elle est de 96.5%.

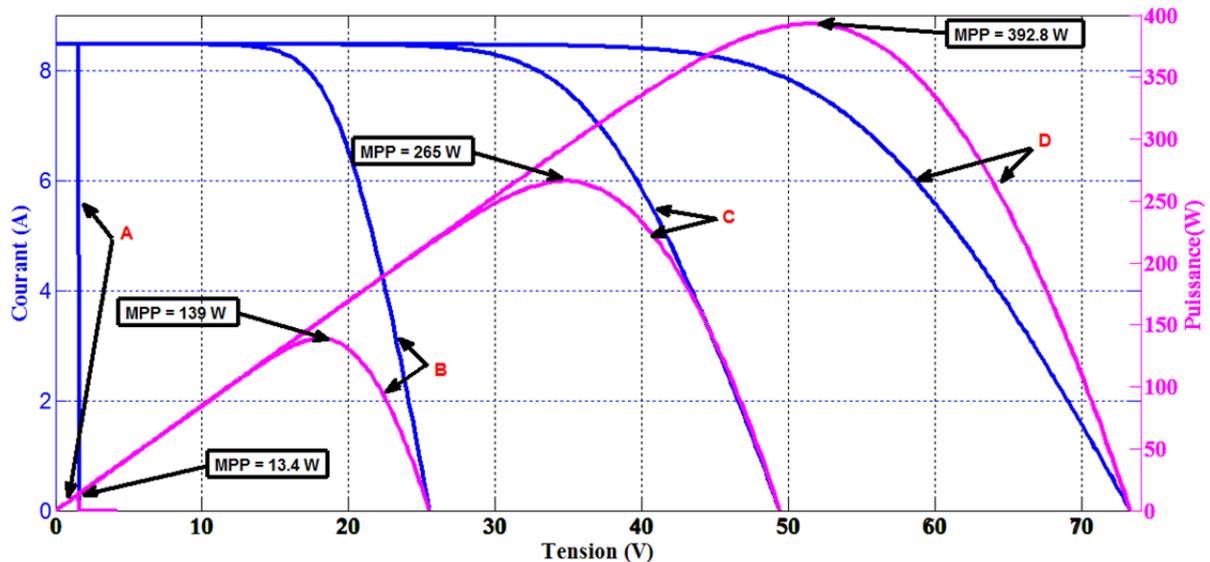


Figure III.16. Caractéristiques I-Vs et P-Vs d'un string pour plusieurs cas d'inversion de polarités des diodes bypass.

III. 5. 3. 2. Diode bypass en CC

Souvent au moment de fonctionnement, il est probable que les diodes bypass se mettent en état de CC entraînant ainsi une réduction importante de puissance, ce qui est présenté par la figure (III.17) pour un module pour les cas suivants ;

“A” : deux diodes bypass sont en CC;

“B” : une diode bypass est en CC;

“C” : tous les diodes sont en fonctionnement sain.

Egalement, la figure (III.18) pour un string pour les cas suivants ;

“A” : diodes bypass de deux modules (six diodes) sont en CC;

“B” : diodes bypass d'un module (trois diodes) sont en CC;

“C” : tous les diodes sont en fonctionnement sain.

Notons que la valeur de puissance en cas de CC de tous les diodes bypass simultanément est nulle. Selon les résultats montrés par la figure (III.16) la réduction de puissance pour le cas “B” est de 34.7% et pour le cas “A” elle est de 69.5%.

Tandis que les résultats présentés par la figure (III.17) montre que une diminution de 33.8% pour le cas “B” et pour le cas “A” elle est de 67.7%.

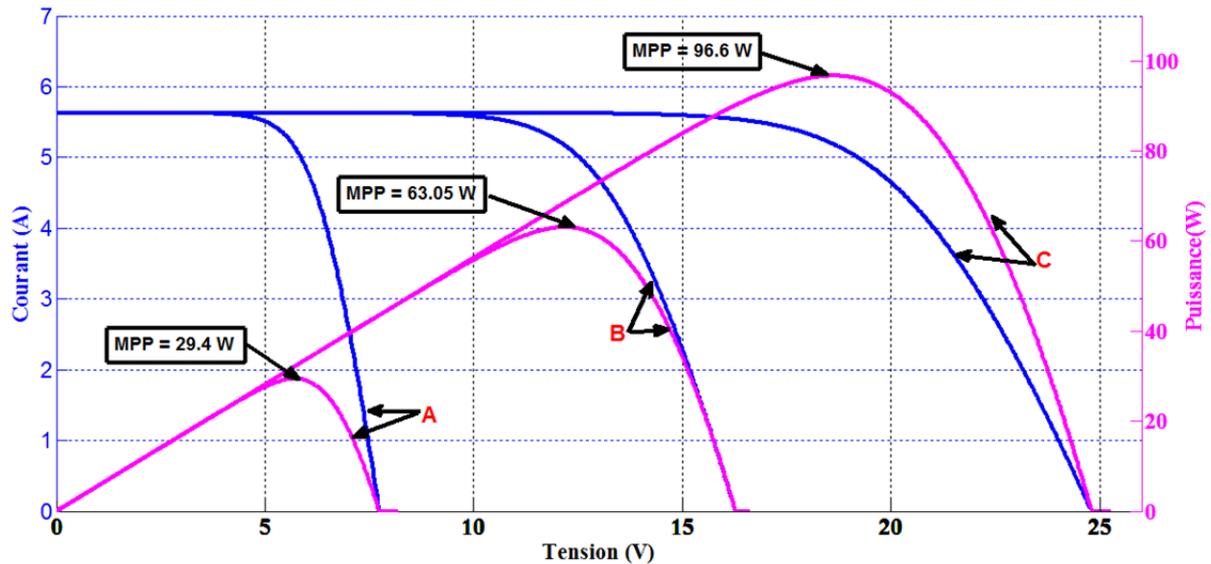


Figure III.17. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module pour plusieurs cas de mise en CC des diodes bypass.

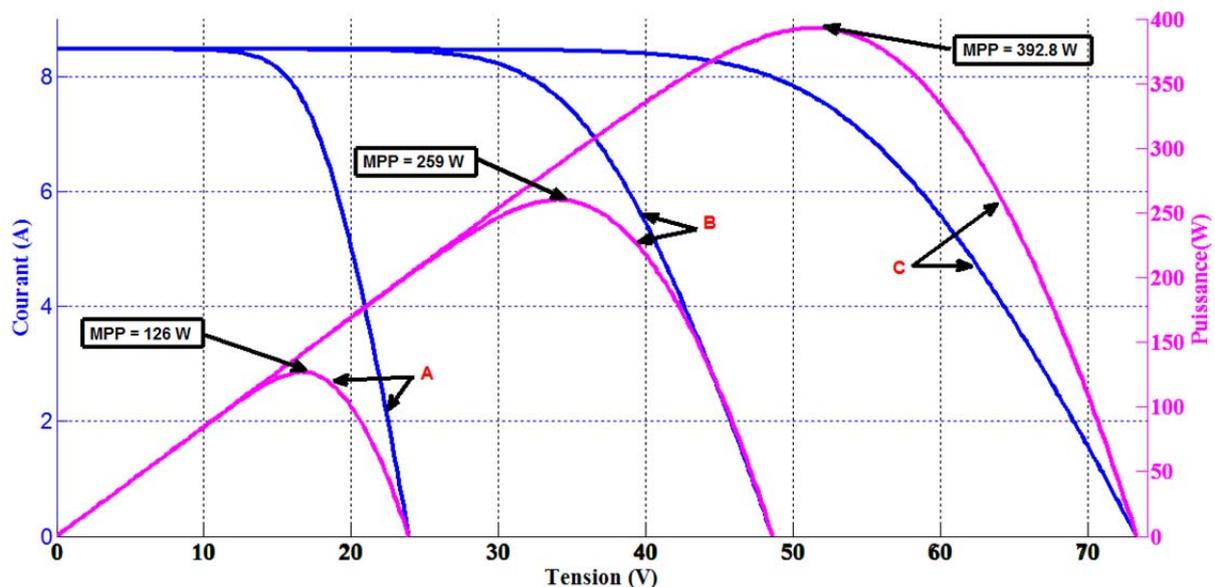


Figure III.18. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de mise en CC des diodes bypass.

III. 5. 3. 3. Diode bypass déconnectée

Pratiquement, la déconnexion de la diode bypass n'est pas un défaut en fonctionnement normal d'éclairage solaire (sans ombrage), plutôt ça permet d'ôter les petites pertes de puissance dues à la connexion de la diode, en question, en antiparallèle. Cependant, en cas de présence d'un défaut de mismatch, les pertes de puissance seront importantes et ça risque fortement de subir une destruction des cellules PV. Alors, il est préférable de sécuriser les cellules avec une perte minimale de puissance que de prendre le risque de les détruire avec une génération de puissance maximale, sachant que la perte de puissance dans notre cas est au maximum de l'ordre de $1e-2$ W pour la connexion d'une seule diode bypass.

La figure (III.19) montre les caractéristiques I-Vs et P-Vs du string dont un module des trois qui forme le string est ombragé avec 38%, soit en cas de connexion ou déconnexion de leurs diodes bypass (trois diodes bypass) la puissance est réduite de 25% par rapport à la puissance maximale en fonctionnement sain.

Tandis que la figure (III.20) montre les caractéristiques I-Vs et P-Vs du même string dont un module des trois est ombragé avec 82%, on remarque que la puissance est réduite de 85.5% en cas de déconnexion des diodes bypass du module ombragé, au lieu qu'elle soit de 35.4% en cas de leurs connexion.

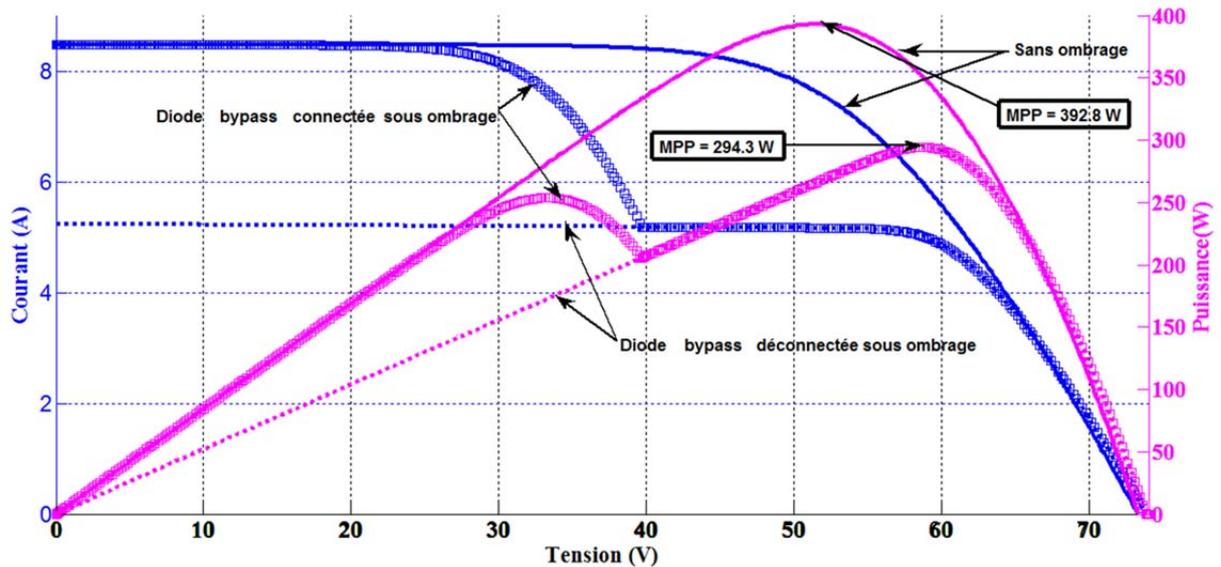


Figure III.19. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas de connexion et de déconnexion des diodes bypass d'un module sans et avec un ombrage de 38%.

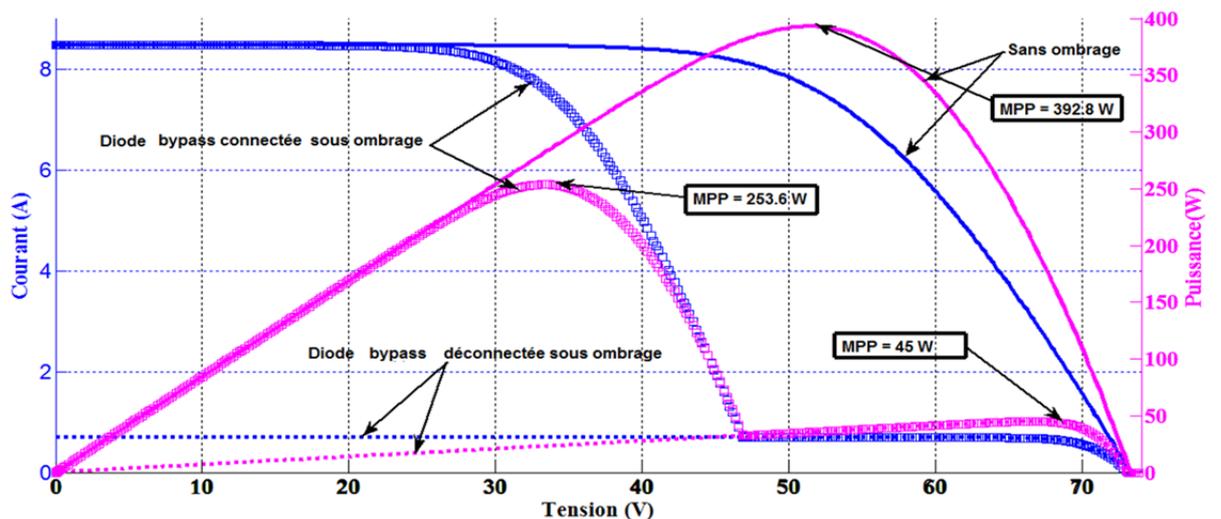


Figure III.20. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas de connexion et de déconnexion des diodes bypass d'un module sans et avec un ombrage de 82%.

Ce qui indique que la déconnexion de la diode bypass du module en état de mismatch pour un certain seuil provoque une grande perte de puissance, dans notre cas le seuil d'ombrage est quasiment de 50% pour un seule module, c'est-à-dire si le string est sous un éclaircissement

solaire égale à 1000 W/m^2 la déconnexion de la/des diodes bypass de la partie ombragée soit marquante en cas d'ombrage inférieur à 500 W/m^2 du string.

Les figures (III.21 et III.22) confirment les mêmes déductions pour un module sous ombrage avec déconnexion de la/des diodes bypass. En cas d'ombrage de 7.8%, la déconnexion de la diode relative du sub-string n'influe pas sur la valeur de la puissance maximale générée. Cependant, pour un ombrage de 74%, la puissance est réduite de 84.5% en cas de déconnexion au lieu qu'elle soit seulement de 39% en cas de connexion des diodes bypass relatives.

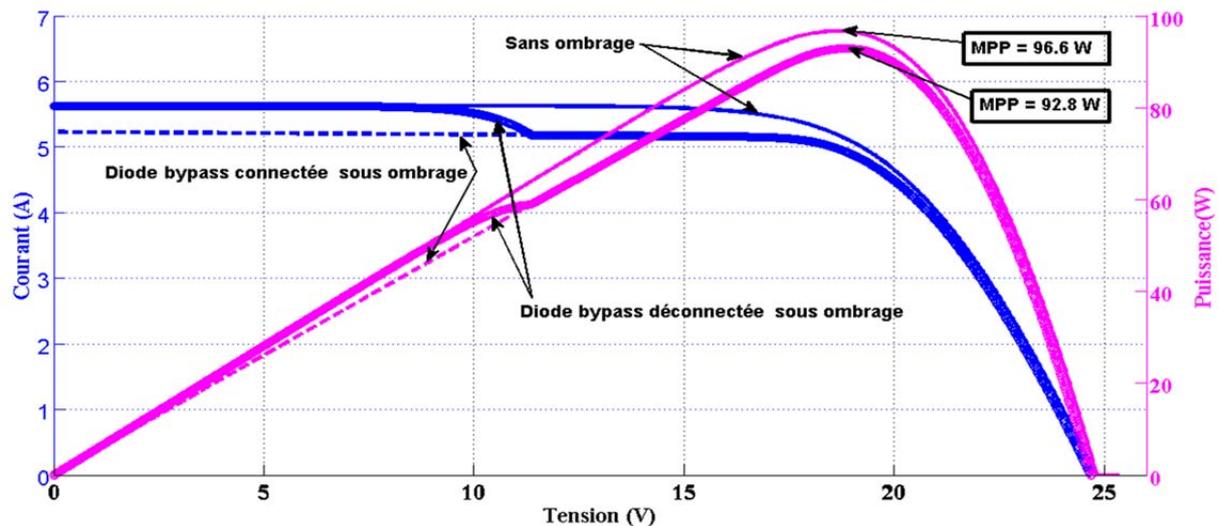


Figure III.21. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas de connexion et de déconnexion de la diode bypass d'un sub-string sans et avec un ombrage de 7.8%.

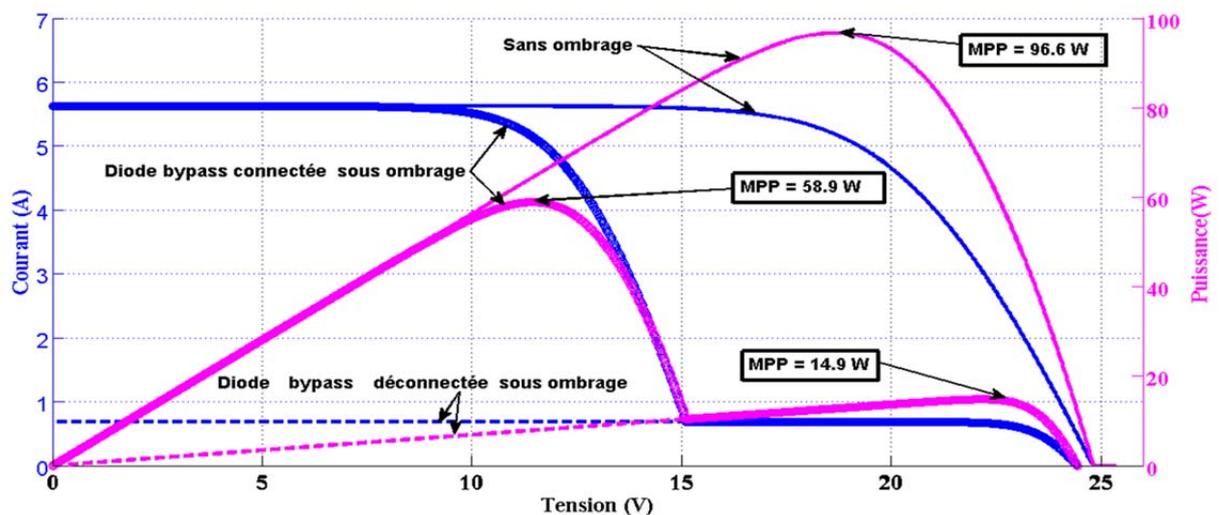


Figure III.22. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas de connexion et de déconnexion de la diode bypass sans et avec ombrage de 74%.

III. 5. 3. 4. Diode bypass en état de résistance

Durant le fonctionnement, il est possible que la diode bypass soit claqué et ainsi se met en état de résistance. Dans la suite nous allons supposer quatre valeurs résistives (10Ω , 5Ω , 1Ω et

0.1 Ω) afin d'analyser l'impact de cet état de fonctionnement sur la puissance maximale générée par le GPV.

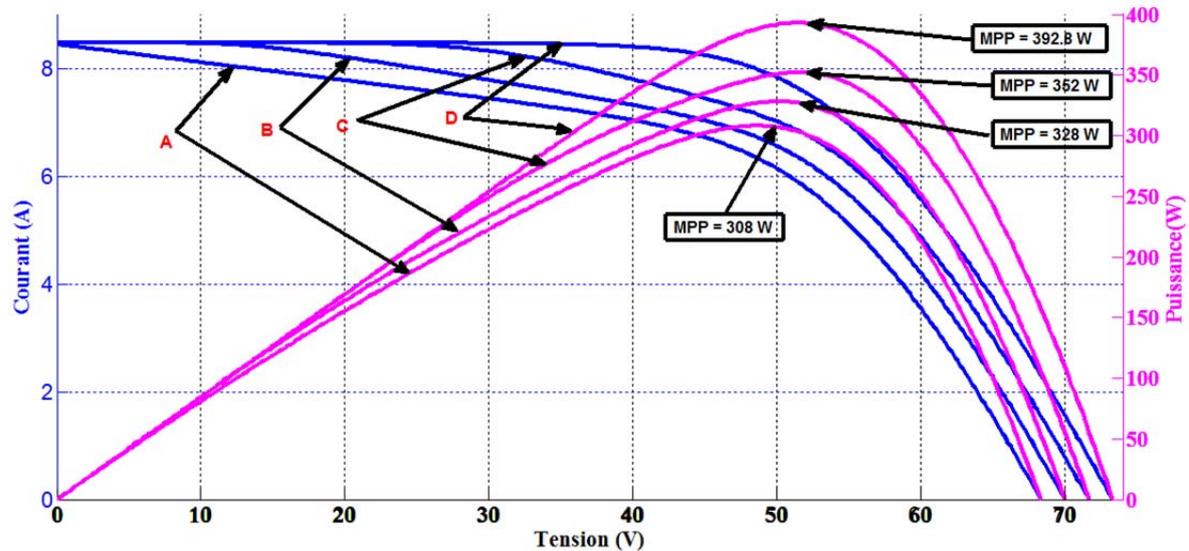


Figure III.23. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas d'une mise en état de résistance des diodes bypass avec une valeur de résistance égale à 10 Ω dans tous les cas mentionnés.

La figure (III.23) illustre les caractéristiques I-Vs et P-Vs du string sous $T = 321.4 \text{ K}$ et $G=1000\text{W/m}^2$ pour les cas suivant :

- “A” : une diode bypass d'un module est en résistance de 10 Ω .
- “B” : deux diodes bypass de différents modules sont en résistance de 10 Ω (chaque une).
- “C” : une diode bypass de chaque module est en résistance de 10 Ω .
- “D” : tous les diodes bypass du string sont en fonctionnement normal.

Les résultats montrent une diminution importante de la puissance en cas d'une mise en état de résistance des diodes bypass, pour le cas “A” la réduction de puissance est de 21.5%, pour “B” elle est de 16.5%, tandis que pour “C” elle est de 10.3%.

Cependant, la figure (III.24) montre des caractéristiques I-Vs et P-Vs du string où la diode bypass du premier module est en état de résistance avec plusieurs valeurs :

- “A” : une diode bypass du module “1” est en résistance de 0.1 Ω .
- “B” : une diode bypass du module “1” est en résistance de 1 Ω .
- “C” : une diode bypass du module “1” est en résistance de 5 Ω .
- “D” : une diode bypass du module “1” est en résistance de 10 Ω .
- “E” : en fonctionnement sain.

La relation entre la puissance et la valeur de résistance est directement proportionnelle. Car, pour le cas “A” la réduction de puissance est de 33.8%, pour “B” elle est de 32.2%, pour “C” elle est de 21.5% et pour “D” elle est de 10.3%.

La figure (III.25) présente les caractéristiques I-Vs et P-Vs du module dans le cas où la diode bypass d'un sub-string est en état de résistance avec plusieurs valeurs comme suit :

- “A” : diode bypass du sub-string “1” est en état de résistance égale à 0.1 Ω.
- “B” : diode bypass du sub-string “1” est en état de résistance égale à 1 Ω.
- “C” : diode bypass du sub-string “1” est en état de résistance égale à 5 Ω.
- “D” : diode bypass du sub-string “1” est en état de résistance égale à 10 Ω.
- “E” : en fonctionnement sain.

Ces résultats confirment la proportionnalité directe entre la puissance et la valeur de résistance, puisque pour le cas “A” la réduction de puissance est de 34.7%, pour “B” elle est de 32.7%, pour “C” elle est de 13%, et pour “D” elle est de 5.7%.

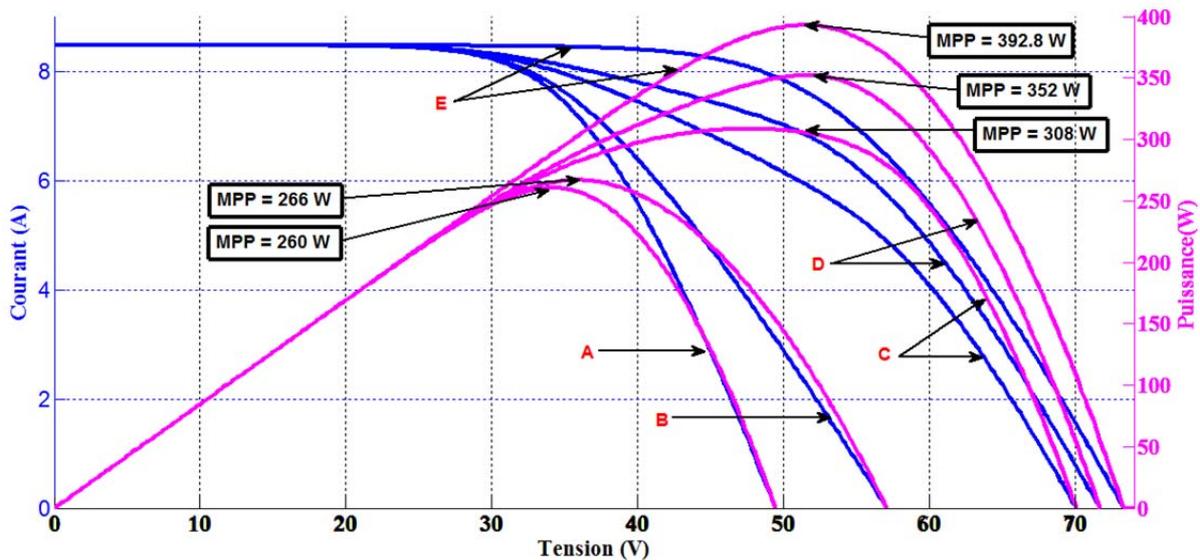


Figure III.24. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string d'une mise en état de résistance d'une seule diode bypass d'un module avec plusieurs valeurs de résistance.

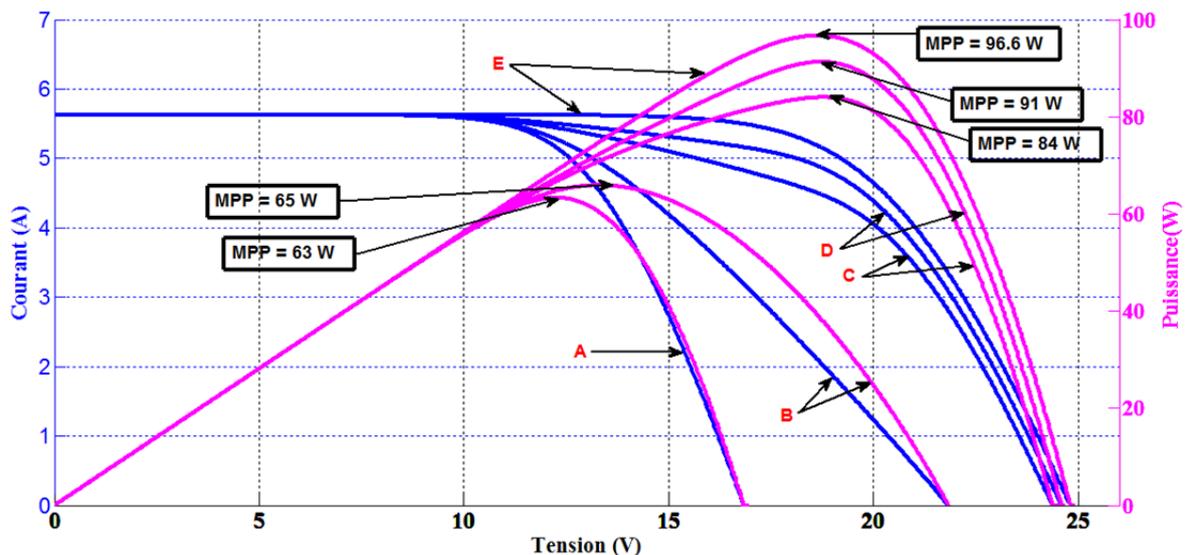


Figure III.25. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module d'une mise en état de résistance de la diode bypass d'un sub-string avec plusieurs valeurs de résistance.

III. 5. 4. Défaut de diode d'antiblocage

Le rôle de la diode d'antiblocage est important pour réduire la possibilité d'une exhibition à une surtension, même si que sa présence au niveau de chaque sub-string réduit relativement la puissance de sortie du GPV. D'autre part il n'est pas assez fréquent de l'installer par les fabricants, en cas de configuration en série, c'est le cas du GPV expérimenté. Cependant, ça n'empêche pas de simuler ce cas de défaut, d'ailleurs c'est ça l'avantage d'une analyse par simulation. Nous allons considérer les quatre défauts possibles qu'on a considéré pour la diode bypass ; en polarisation inverse, déconnectée, en CC et en état de résistance.

III. 5. 4. 1. Diode d'antiblocage en polarisation inverse ou déconnectée

Ce défaut peut arriver au moment de conception ou surtout lors du changement de la diode d'antiblocage en cas d'une défaillance, dans les deux cas, la déconnexion et l'inversion de polarités la diode d'antiblocage, la puissance du module/string reliée avec la diode en question est nulle, même si qu'en cas d'inversion de polarités la puissance du string n'est pas parfaitement nulle.

III. 5. 4. 2. Diode d'antiblocage en CC

Comme pour le cas de la diode bypass, il est possible que la diode d'antiblocage se met en état de CC, cela augmente relativement la puissance en cas de fonctionnement sain. Autrement ça risque de subir une défaillance importante si le module/string opère au niveau des valeurs de claquage, puisque le module/string n'est complètement pas sécurisé.

III. 5. 4. 3. Diode d'antiblocage en état de résistance

La figure (III.26) montre plusieurs courbe I-Vs et P-Vs du string PV en cas où la diode d'antiblocage se met en état de résistance, dont on en a pris quatre valeurs (0.1 Ω , 1 Ω , 5 Ω et 10 Ω).

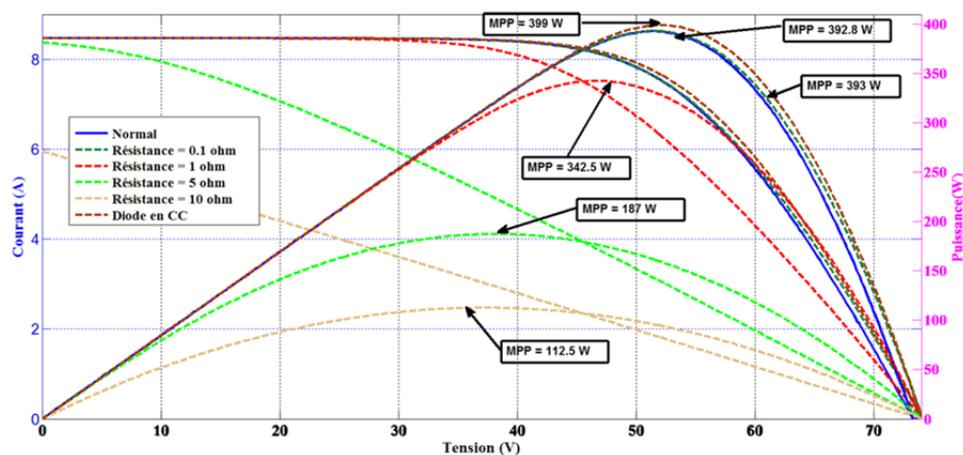


Figure III.26. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas de mise en état de résistance de la diode d'antiblocage avec plusieurs valeurs de résistance.

D’après les résultats montrés, on peut remarquer que la valeur de résistance influe d’une façon proportionnellement inversée sur la puissance générée, dont pour une résistance égale à 0.1 Ω la puissance maximale est de 393 W ce qui signifie que la puissance peut arriver jusqu’à 399 W (pour une diode en CC) si la valeur de la résistance est inférieure à 0.1 Ω. Cependant, pour une résistance supérieure à 0.1 Ω, la valeur de la puissance diminue tant que la valeur de la résistance augmente. Pour une valeur de résistance de 1 Ω, la puissance est égale à 342.5 W avec une diminution de 12.8%. Pour une résistance égale à 5 Ω la diminution de puissance est de 52.3%, et pour une résistance égale à 10 Ω la diminution de puissance est de 71.3%.

III. 5. 5. Défaut de mismatch dû à l’ombrage

Le défaut de mismatch est défini par un déséquilibre des propriétés électriques d’un groupes de sub-strings/modules/strings PVs connectées en série, dont le cas le plus fréquent qui cause ce défaut est le cas d’ombrage partiel.

La figure (III.27) montre les courbes I-Vs et P-Vs du module sous ombrage, où le premier sub-string est ombragé avec 67%, le deuxième est avec 33% et le troisième est sans ombrage avec $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 321 \text{ K}$.

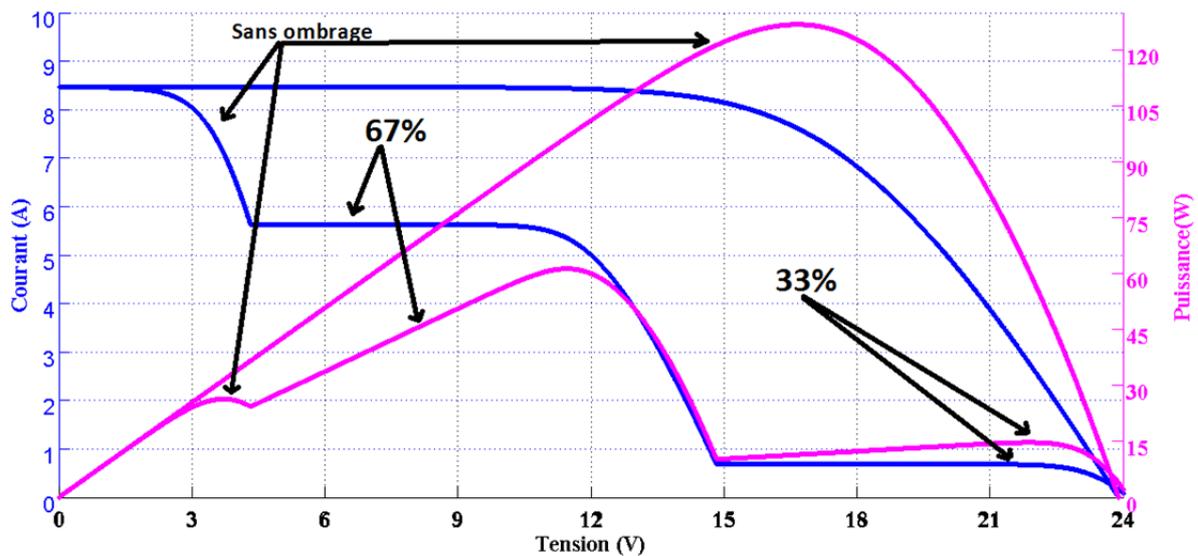


Figure III.27. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du module en cas d’ombrage partiel.

La figure (III.28) montre les courbes I-Vs et P-Vs du string PV, avec le pourcentage d’ombrage est montré par le tableau (III.1). Le pourcentage 0% signifie que cette partie est totalement ensoleillée avec $G = 1024 \text{ W/m}^2$.

Tableau (III.1). Pourcentage d’ombrage sur les sub-strings PVs.

Module “1”			Module “2”			Module “3”		
Sub-string “1”	Sub-string “2”	Sub-string “3”	Sub-string “4”	Sub-string “5”	Sub-string “6”	Sub-string “7”	Sub-string “8”	Sub-string “9”
0%	3%	0%	40%	16%	18%	35%	83%	35%

D'après les résultats illustrés par les figures (III.26 et III.27), l'exposition à un ombrage soit total ou partiel entraîne une diminution importante de la puissance selon le pourcentage d'ombrage ou de mismatch, et en effet une déformation des caractéristiques I-Vs et P-Vs avec l'apparition de plusieurs sommets.

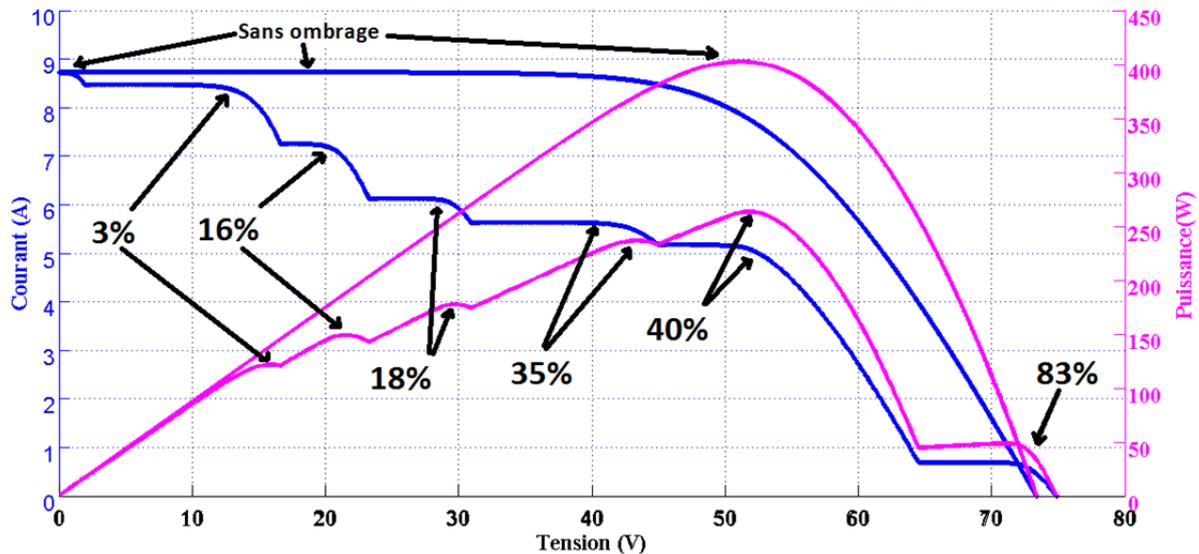


Figure III.28. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string en cas d'ombrage partiel.

III. 5. 6. Défaut de résistance de connexion

Les lignes de connexion entre les sub-strings et les modules qui forment le string peuvent causer une perte d'énergie, notamment en cas d'un réchauffement, mauvaise liaison ou une mauvaise protection. De toute façon, il est nettement probable que les lignes se mettent en état de péril, ce qui force les lignes endommagés d'exercer une certaine résistivité intérieure réduisant ainsi la puissance générée par le GPV. Afin d'estimer le pourcentage de diminution de la puissance à cause de ce défaut, on tient à allouer aux câbles qui relient les sub-strings et les modules entre eux des résistances qui tendent à $-\infty$ en cas de fonctionnement sain, et qui prennent d'autres valeurs en cas de défaillance en les supposent de 0.1Ω jusqu'à 10Ω (en réalité ça peut arriver dans les plus pires des cas à une valeur plus grande que 10Ω).

On signale que la résistance série (R_s) ne représente que la résistance des contacts et des lignes internes des cellules et qu'elle ne représente guère les lignes de contact entre les sub-strings et les modules entre eux. Les figures (III.29 - III.31) présentent des caractéristiques I-Vs et P-Vs du string exposé sous $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 321.4 \text{ K}$ avec plusieurs valeurs de résistances des câbles de connexion ;

- **Rm1** et **Rm3** : représentent respectivement la résistance du câble de la sortie positive du module "1" et la résistance du câble de la sortie négative du module "3".
- **Rm1_1_2**, **Rm1_2_3** : représentent respectivement la résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "1" et la résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "1".

- **Rm2_1_2, Rm2_2_3** : représentent respectivement la résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "2" et la résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "2".
- **Rm3_1_2, Rm3_2_3** : représentent respectivement la résistance du câble liant le sub-string "1" avec le sub-string "2" du module "3" et la résistance du câble liant le sub-string "2" avec le sub-string "3" du module "3".
- **Rm1_2 et Rm2_3** : représentent respectivement la résistance du câble liant le module "1" avec le module "2" et la résistance du câble liant le module "2" avec le module "3".

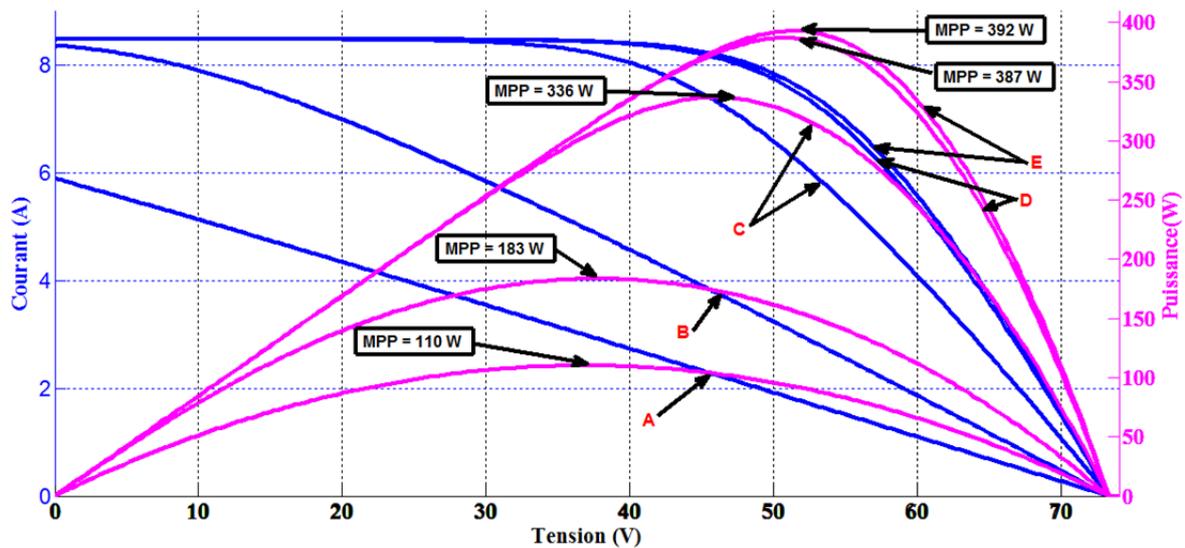


Figure III.29. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs valeurs de résistance de connexion.

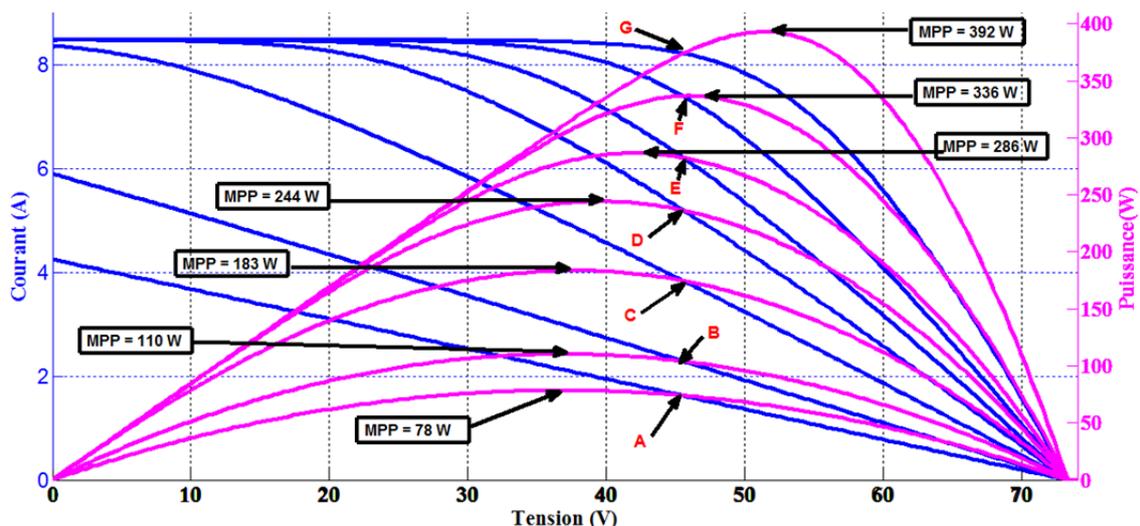


Figure III.30. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de valeurs des résistances de connexion.

Pour la figure (III.29) les cas sont somme suit :

“A” : **Rm1** = 10 Ω;

- “B” : $R_{m1} = 5 \Omega$;
- “C” : $R_{m1} = 1 \Omega$;
- “D” : $R_{m1} = 0.1 \Omega$;
- “E” : en fonctionnement sain.

Pour la figure (III.30) les cas sont somme suit :

- “A” : R_{m1} , R_{m2} et $R_{m2_3} = 5 \Omega$;
- “B” : R_{m1} et $R_{m3} = 5 \Omega$;
- “C” : $R_{m1} = 5 \Omega$;
- “D” : R_{m1} , R_{m2} et $R_{m1_2} = 1 \Omega$;
- “E” : R_{m1} et $R_{m3} = 1 \Omega$;
- “F” : $R_{m1} = 1 \Omega$;
- “G” : en fonctionnement sain.

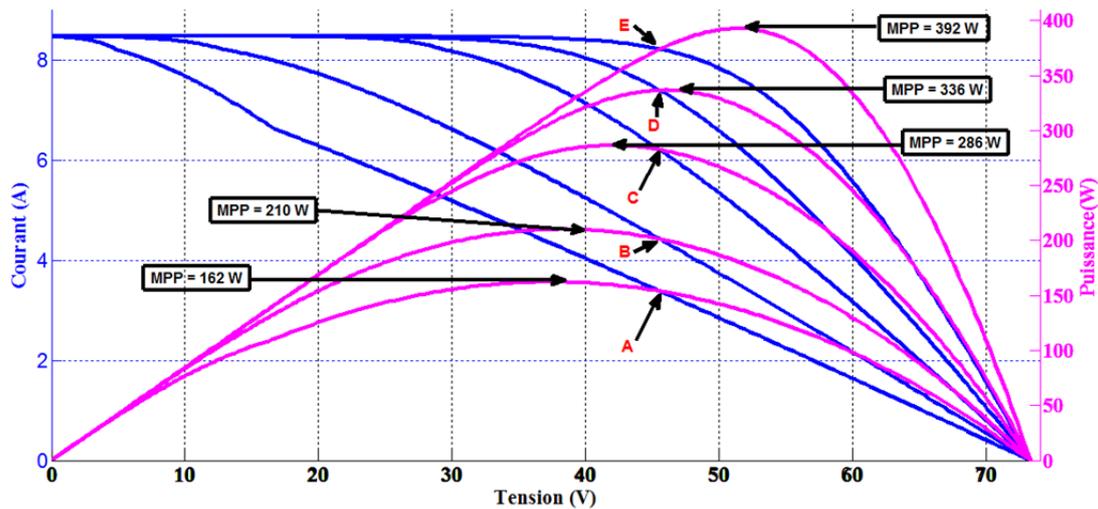


Figure III.31. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas de valeurs des résistances de connexion.

Pour la figure (III.31) les cas sont somme suit :

- “A” : $R_{m1_1_2}$, $R_{m1_2_3}$, $R_{m2_1_2}$, $R_{m2_2_3}$, $R_{m3_1_2}$ et $R_{m3_2_3} = 1 \Omega$;
- “B” : $R_{m1_1_2}$, $R_{m2_1_2}$ et $R_{m3_1_2} = 1 \Omega$;
- “C” : $R_{m1_1_2}$ et $R_{m2_1_2}$ ou $R_{m2_1_2}$, $R_{m3_1_2} = 1 \Omega$;
- “D” : $R_{m1_1_2} = 1 \Omega$;
- “E” : en fonctionnement sain.

Selon les résultats montrés, on constate que ce type de défaut influe relativement sur la performance du GPV dont la réduction de puissance est inversement proportionnelle au changement des valeurs de résistance. Cependant, il est difficile de localiser le câble de liaison défaillant puisque tous les sub-strings sont connectés en série.

Pour les cas présentés par la figure (III.28) la réduction de puissance pour le cas “D” elle est de 1.47%, pour le cas “C” elle est de 14.46%, pour le cas “B” elle est de 53.41% et pour le cas “A” elle est de 72%.

Tandis que pour les cas présentés par la figure (III.29) ; la réduction de puissance pour le cas “F” elle est de 14.46%, pour le cas “E” elle est de 27.18%, pour le cas “D” elle est de 37.88%, pour le cas “C” elle est de 53.41%, pour le cas “B” elle est de 72% et pour le cas “A” elle est de 80.14%.

Alors que, pour les cas présentés par la figure (III.30) ; la réduction de puissance pour le cas “D” elle est de 14.46%, pour le cas “C” elle est de 27.18%, pour le cas “B” elle est de 46.53% et pour le cas “A” elle est de 58.75%.

III. 5. 7. Inversion de polarités des modules PVs et sub-strings PVs

La figure (III.32) présente des courbes I-Vs et P-Vs en cas d’inversion de polarités des sub-strings comme suit :

- “A” : inversion de polarités d’un seul module (trois sub-strings);
- “B” : inversion de polarités de deux sub-strings;
- “C” : inversion de polarités d’un seul sub-string,
- “D” : en fonctionnement sain.

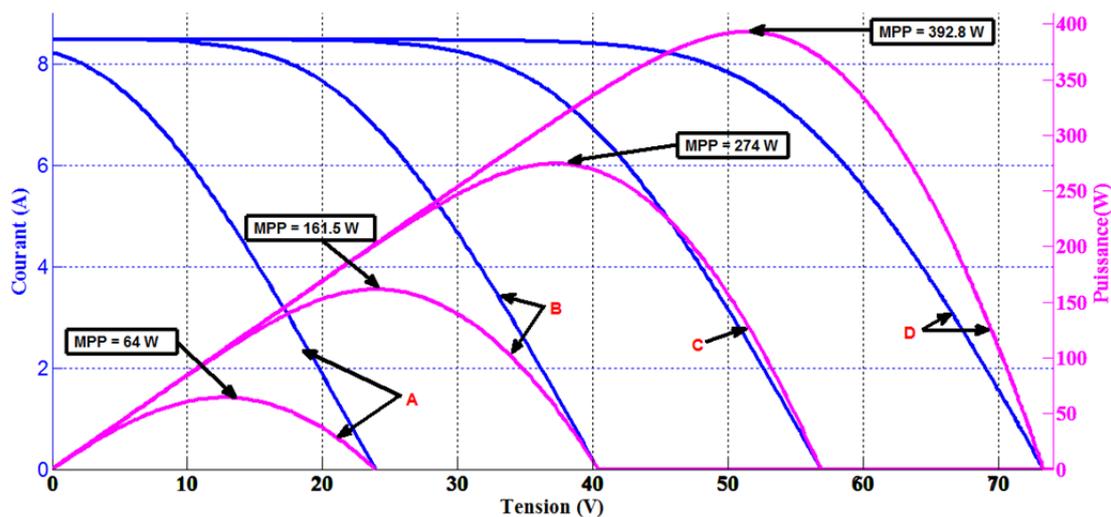


Figure III.32. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs cas d’inversion de polarités des sub-strings.

Quand on prend la forme du string, exposé sous $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 321.4 \text{ K}$, l’inversion de polarités d’un seul module mène à une réduction de puissance de 83.6%. Tandis que, l’inversion de polarités des autres modules conduit automatiquement à une génération de puissance nulle. Alors que l’inversion de polarités d’un seul sub-string conduit à une réduction de puissance de 30.1%, pour deux sub-strings la réduction est de 58.8%.

III. 5. 7. Défaut de déconnexion des sub-strings PVs et des modules PVs

Ce défaut peut arriver soit en phase de construction ou surtout au moment d’entretien. La déconnexion d’un ou de plusieurs sub-strings entraîne une génération nulle de puissance du string puisque tous les sub-strings sont connectés en série.

III. 5. 8. Apparition de plusieurs défauts au même temps

Il est assez probable que le GPV opère sous plusieurs défauts simultanément. La figure (III.33) présente des courbes I-Vs et P-Vs dans le cas où le string, sous et $T = 321.4 \text{ K}$ et $G = 1000 \text{ W/m}^2$ est en état de résistance de connexion et sous ombrage au même temps. Les cas sont décrits comme suit :

- “A” : $R_{m1} = 1 \Omega$ et deux modules sont totalement ombragés.
- “B” : $R_{m1} = 1 \Omega$ et un modules est totalement ombragé.
- “C” : $R_{m1} = 1 \Omega$ et un sub-string est totalement ombragé.
- “D” : $R_{m1} = 1 \Omega$ et un sub-string est ombragé avec 32.7%.
- “E” : en fonctionnement sain.

Pour les cas présentés par la figure (III.33) la réduction de puissance pour le cas “D” elle est de 24.48%, pour le cas “C” elle est de 27.04%, pour le cas “B” elle est de 52.04% et pour le cas “A” elle est de 76%.

La figure (III.34) présente le cas où le string est en état de résistance de connexion, sous ombrage et la diode bypass du premier sub-string est en état de résistance (R_c) au même temps. Les cas sont décrits comme suit :

- “A” : $R_{m1} = 1 \Omega$, deux modules sont totalement ombragés et $R_c = 5 \Omega$.
- “B” : $R_{m1} = 1 \Omega$, deux modules sont totalement ombragés et $R_c = 1 \Omega$.
- “C” : $R_{m1} = 1 \Omega$, un module est totalement ombragé et $R_c = 1 \Omega$.
- “D” : $R_{m1} = 1 \Omega$, un sub-string est ombragé avec 32.7% et $R_c = 1 \Omega$.
- “E” : en fonctionnement sain.

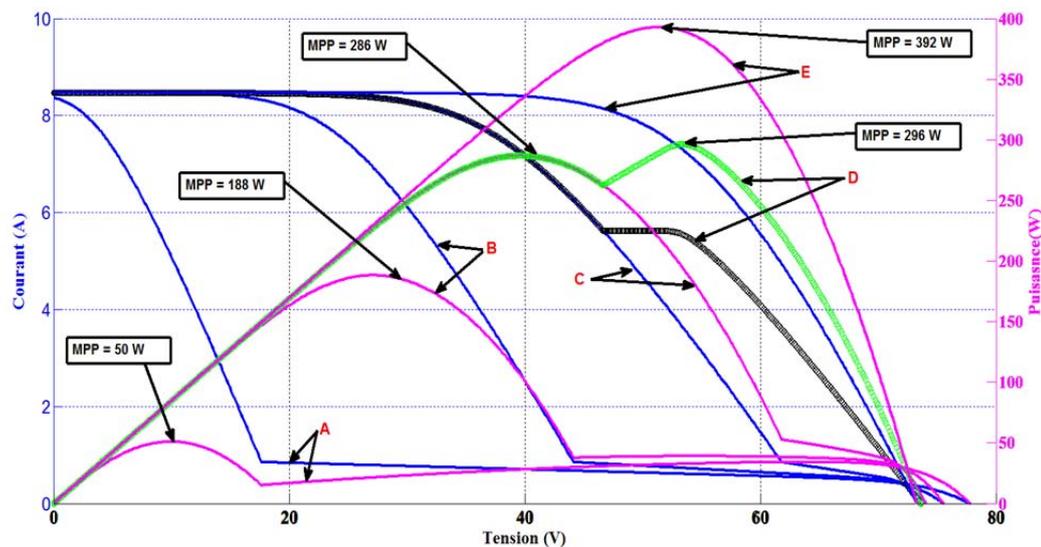


Figure III.33. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs états en cas d'apparition de défauts de résistance de connexion et d'ombrage simultanément.

Pour les cas présentés par la figure (III.34) la réduction de puissance dans le cas “D” elle est de 29.84%, pour le cas “C” elle est de 59.69%, pour le cas “B” elle est de 90.56% et pour le cas “A” elle est de 87.57%.

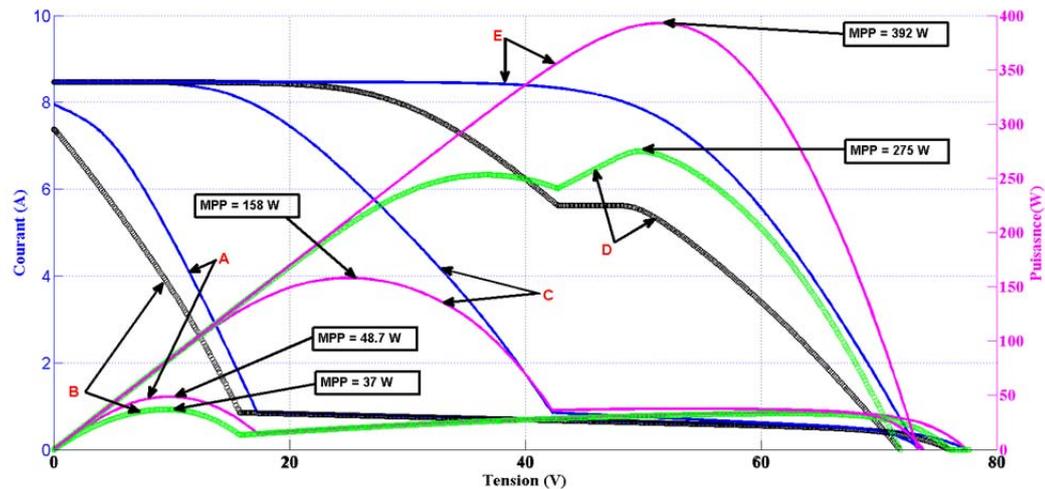


Figure III.34. Caractéristiques I-Vs et P-Vs du string pour plusieurs états en cas d'apparition des défauts de résistance de connexion, diode bypass en résistance et d'ombrage simultanément.

III. 6. CONCLUSION

La qualité de génération d'énergie d'un système PV dépend certainement de plusieurs facteurs et elle est affecté par plusieurs défauts. Il n'est pas si évident d'empêcher leurs apparitions. Cependant, il est important de les apercevoir le plus tôt possible dès leurs apparitions. Il est aussi important de quantifier leurs impacts sur la génération de puissance (diminution ou cessation de fonctionnement du système PV). Afin d'y arriver il est nécessaire de connaître, si c'est possible, tous les défauts émergents dans le système PV.

Dans ce chapitre on a mentionné les défauts les plus probables à survenir que nous avons rencontré. Ensuite, on les a catégorisés en plusieurs familles selon les composants affectés. On a souligné que l'introduction permanente des défauts dans le GPV en temps réel peut en subir une réduction improbable de ses performances dont ça peut arriver jusqu'à la destruction des cellules PVs. Alors, on a procédé à développer un modèle de simulation qui peut reproduire la même sortie qu'un GPV réel surtout en point de vue de puissance et de similarité de la caractéristique I-V ou P-V. Ce modèle a été validé expérimentalement, pour les cas de défaut d'ombrage et de résistance de connexion.

Une simulation de plusieurs défauts a été effectuée. On a constaté une difficulté d'effectuer une localisation précise de défauts, en observant uniquement la sortie du GPV, notamment en cas d'apparition de plusieurs défauts simultanément.

Dans le prochain chapitre, on va présenter l'approche de diagnostic de défauts suggérée.

CHAPITRE IV

DEFAUTS DANS UN SYSTEME PV : APPROCHE DE DIAGNOSTIC

SOMMAIRE

IV 1. INTRODUCTION	88
IV. 2. CONCEPTION DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC	88
IV. 2. 1. Tableau de référence en vue de diagnostic de défauts	89
IV 2. 1. 1. Première dérivée	89
IV. 2. 1. 2. Deuxième dérivée	91
IV. 2. 1. 3. Application de la technique ABC-DE	92
IV. 2. 1. 4. Analyse des paramètres du tableau de référence	92
IV. 2. 2. Technique de diagnostic de défauts	95
IV. 2. 3. Défauts signalés	96
IV. 2. 3. 1. Défaut d'ombrage	96
IV. 2. 3. 2. Défaut des diodes bypass	96
IV. 2. 3. 3. Défaut de connexion des sub-strings PVs	97
IV. 2. 3. 4. Autres défauts	97
IV. 2. 4. Tableau de signature de défauts	97
IV. 2. 5. Algorithme de diagnostic de défauts	98
IV. 3. CONCLUSION	102

IV. 1. INTRODUCTION

L'expansion remarquable de l'industrie PV a mis en évidence la nécessité d'un système PV fiable et pertinent face aux différents défauts et pannes qui peuvent y être inhérents. Le développement d'un système (algorithme) de détection et de localisation de défauts solides passe par l'identification et la catégorisation des défauts probables à surgir durant son fonctionnement, en respectant l'intermittence permanente de la source d'énergie, avec la considération de leurs impacts sur la puissance générée. Dès lors, les données prises du système PV doivent être, autant que possible, munies par des outils d'acquisition et des algorithmes d'extraction de haute qualité pour perfectionner leur traitement.

Généralement, les modules PVs en C-Si sont normalisés, sous les conditions STC, avec la norme IEC 61215 et ceux en couches minces par la norme IEC 61646. Les constructeurs fournissent une datasheet contenant quelques informations sur leurs modules PVs. Cependant durant le fonctionnement du GPV sur terrain, les conditions STC sont difficiles voire très rarement qu'elles soient réalisées pour comparer continuellement les paramètres instantanément collectés sous différentes conditions avec les données du datasheet.

La comparaison entre les données du datasheet et celles collectés se fait en réalisant les mêmes conditions (STC) continuellement ou de concevoir un modèle pertinent capable de convertir les données instantanément mesurées sous plusieurs conditions de fonctionnement en vue de les comparer avec celles des conditions STC. Selon notre opinion, à l'heure actuelle, les deux options sont difficiles qu'ils soient réalisés notamment la première. Bien que, pour la seconde, une recherche approfondie puisse probablement amener à la réalisation d'un modèle robuste capable de convertir précisément les données recueillis en fonctionnement réel au condition STC, surtout en point de vue de puissance générée (avec une erreur bien tolérable).

Alors, en vue de développer un algorithme de diagnostic de défauts en temps réel, l'approche qu'on suggère à utiliser se base sur l'instauration d'une base de données des caractéristiques I-Vs qui représentent le fonctionnement réel du GPV, mesurées sous plusieurs conditions d'éclairiments solaire et de températures opérationnelles possibles aux premiers jours d'utilisation (en état neuf), en les désignant comme des caractéristiques de références. Ensuite, avec l'utilisation de l'algorithme ABC-DE on va extraire les paramètres spécifiques de chaque caractéristique I-V de référence de manière à disposer la base de données qui se réfère à l'état de fonctionnement sain du GPV.

La différence des grandeurs électriques issues des différentes caractéristique I-V sera évaluée par l'algorithme de diagnostic afin de détecter et localiser le défaut (s) qui en surgit, en prenant en compte la forme de la courbe I-V et les dérivées du courant et de puissance par rapport à la tension.

IV. 2. CONCEPTION DE L'APPROCHE DE DIAGNOSTIC

L'approche de diagnostic de défauts adoptée se base sur l'évaluation de la différence de puissance entre les données collectées et celles de références en se référant sur la valeur de l'éclairiment solaire. De ce fait, on prend en compte la forme de la courbe I-V et les dérivées

du courant ou de la puissance par rapport à la tension. Ainsi, la valeur de RMSE calculée par la technique ABC-DE qui fournit certains signes sur le défaut (s) surgissant.

Dans cette approche on va considérer que la tâche d'extraction des caractéristiques I-Vs (P-Vs) est tout à fait possible. Puisque, il existe plusieurs procédures pour y accomplir (de sa valeur en CC jusqu'à sa valeur en CO) [DUR'08, IBI'10, WAN'10, HER'13]. Les techniques les plus répandues sont à base de:

- Résistance variable.
- Charge capacitive.
- Charge électronique.
- Amplificateur de puissance Bipolaire.

Avec le développement technologique permanent et la réduction du prix des composants électroniques, l'extraction de la courbe I-V complète devient une tâche de plus en plus simple, efficace et moins coûteuse.

IV. 2. 1. Conception du tableau de référence

L'essentielle démarche dans cette approche de diagnostic de défauts consiste à instaurer un tableau de données de références représentant l'état sain de fonctionnement du GPV. Il est préférable de construire ce tableau au moment où le GPV est neuf durant les premiers jours d'utilisation sur terrain. Ce tableau contient particulièrement les paramètres suivants (R_s , R_{sh} , I_{ph} , I_0 , η , I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} , I_{sc} , V_{oc} , G , T , Err). Avec, Err est l'erreur RMSE calculée par la technique ABC-DE entre le courant mesuré et celui simulé. Ces données peuvent être utiles pour savoir les symptômes d'apparition d'un défaut (s) afin de l'identifier. Dans la suite, selon nos observations, on va se concentrer sur les tests pris sous un éclairage supérieur à 200 W/m^2 . L'instauration du tableau de référence se concrétise par la sélection des courbes I-Vs de bonnes formes en calculant la première dérivée du courant par rapport à la tension.

IV 2. 1. 1. Première dérivée

La forme de la courbe I-V est très significative pour savoir l'état de santé du GPV. La valeur de la première dérivée du courant de chaque point de la courbe I-V doit être inférieure à 0.01 pour une courbe en fonctionnement sain comme l'illustre la figure (IV.1). Autrement, comme il est montré par la figure (IV.2), il est fortement probable qu'une anomalie sera dévoilée, elle peut être une défaillance ou un problème de mesure ou d'acquisition de données.

La variation brusque (zone "a" figure (IV.2)) observée dans le dernier point de la première dérivée du courant est un signe de défaut dû, dans ce cas, à une mauvaise programmation de l'algorithme d'extraction de la caractéristique I-V développé sous l'environnement LabVIEW.

L'intérêt principal de l'utilisation de la première dérivée du courant est la distinction de la qualité des courbes I-Vs mesurées (les courbes I-Vs de bonnes qualités sont celles avec une erreur de mesure tolérable), et par conséquent la sélection des mauvaises courbes qui reflètent fréquemment une apparition d'un défaut quelconque. Notons qu'une grande variation d'éclairage solaire ($\pm 100 \text{ W/m}^2$) dans un intervalle de temps inférieur à 30s durant

l'extraction d'une courbe I-V (qui prend au minimum 30s) est considérée comme une mauvaise courbe.

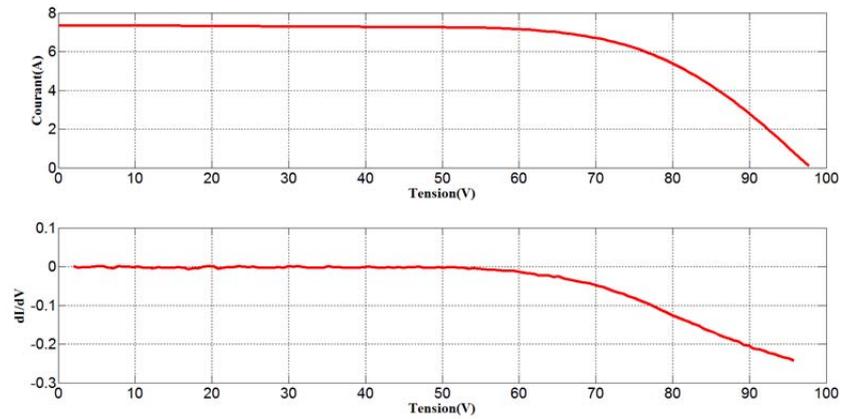


Figure IV.1. Courbe I-V mesurée sous $G = 820 \text{ W/m}^2$ et $T = 326 \text{ K}$ avec la première dérivée de du courant.

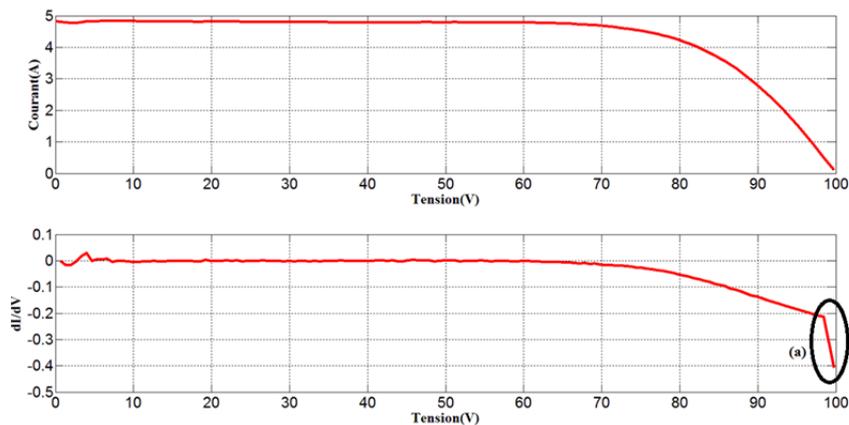


Figure IV.2. Courbe I-V male mesurée sous $G = 532 \text{ W/m}^2$ et $T = 316 \text{ K}$ avec la première dérivée du courant.

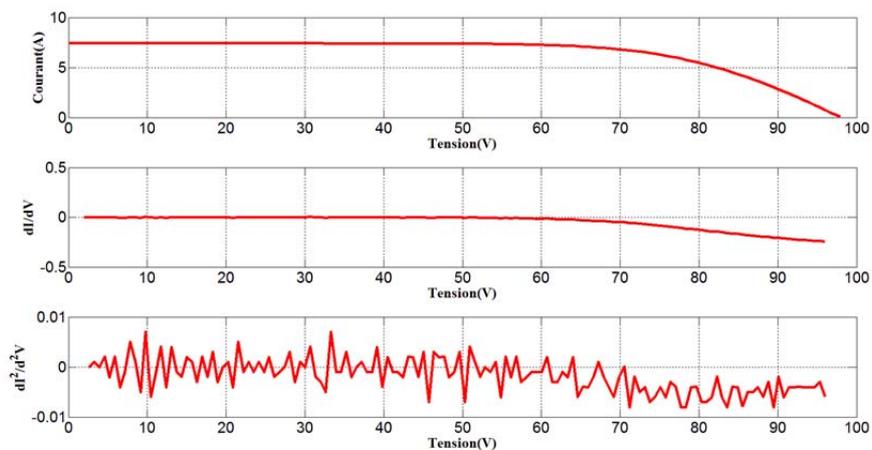


Figure IV.3. Courbe I-V mesurée sous $G = 821 \text{ W/m}^2$ et $T = 325 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en état sain.

IV. 2. 1. 2. Deuxième dérivée

Après la distinction de la qualité des courbes I-Vs par la première dérivée, la deuxième dérivée est utile pour la sélection des courbes I-Vs qui représentent l'état sain du GPV, notamment sans mismatch. La figure (IV.3) illustre une courbe I-V et les dérivées du courant en état sain. Tandis que, les figures (IV.4) et (IV.5) illustrent, respectivement, des courbes I-Vs et les dérivées de leurs courants en cas de défaut d'ombrage, et en cas de défaut de résistance de connexion.

On remarque, pour la figure (IV.3), que la valeur maximale de la deuxième dérivée ne dépasse pas 0.01 qui sera considérée comme le seuil pour une courbe I-V en état sain. Pour les deux autres figures (IV.4 et IV.5), en état de défauts, les valeurs maximales des deuxièmes dérivées des courants dépassent le seuil mentionné, ce qui traduit la présence d'une anomalie quelconque.

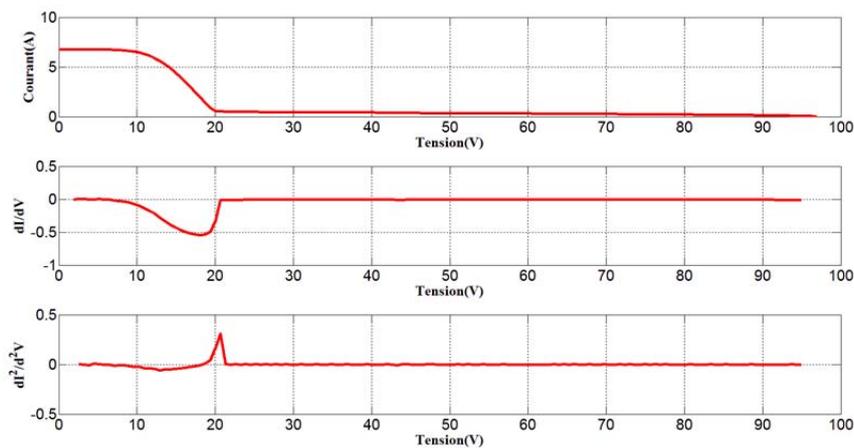


Figure IV.4. Courbe I-V mesurée sous $G = 748 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en état d'ombrage.

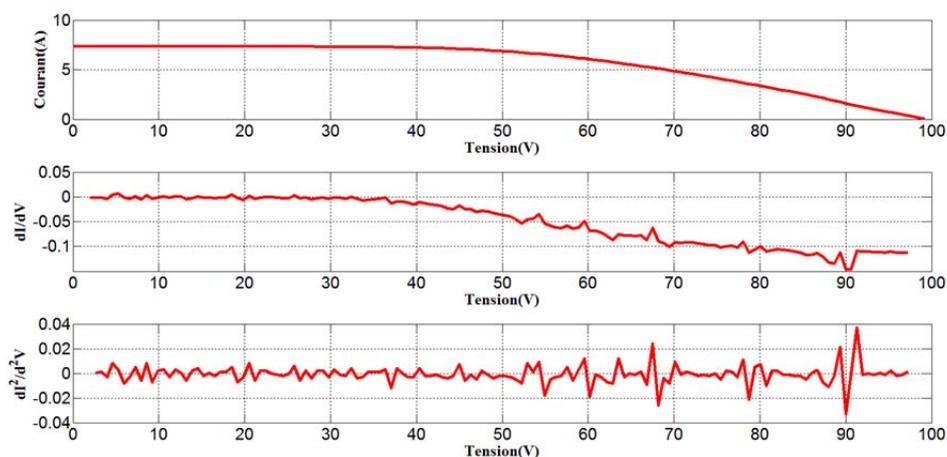


Figure IV.5. Courbe I-V mesurée sous $G = 818 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$ avec les dérivées du courant en cas de défaut de résistance de connexion ($R = 2.4 \Omega$).

IV. 2. 1. 3. Application de la technique ABC-DE

L'application de la technique ABC-DE pour l'extraction des paramètres est utile d'abord pour confirmer la vérification de la qualité des courbes I-Vs et pour la détection d'appariation ou non d'une anomalie quelconque par l'évaluation de l'erreur RMSE par la suite. Puisque le temps d'exécution de cette technique ne dépasse pas 6s. En outre, l'extraction des paramètres électriques inconnus, notamment R_s et R_{sh} , peut être significative pour une comparaison avec les données du tableau de référence afin de détecter certains défauts comme le vieillissement des cellules PVs par l'observation soit d'une augmentation de R_s ou une diminution de R_{sh} [DYK'04, SUT'11].

La figure (IV.6) présente des courbes I-Vs mesurées et simulées par la technique ABC-DE sous les tests suivants :

- **Test_1** : Courbe I-V avec défaut de résistance de connexion ($R_c = 2.4 \Omega$), sous $G = 818 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$. D'où $RMSE = 0.455$.
- **Test_2** : Courbe I-V en état sain sous $G = 831 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$. D'où $RMSE = 0.0096$.
- **Test_3** : Courbe I-V avec défaut d'ombrage sous $G = 748 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$. D'où $RMSE = 1.57$

On a observé que la technique ABC-DE donne une valeur d'Err inférieur à 0.07 en état sain. Autrement la technique exprime l'apparition d'une anomalie quelconque. Néanmoins, l'obtention d'une valeur d'Err inférieur à 0.07 exprime parfois l'apparition d'un défaut notamment pour un test I-V sous un éclairage solaire inférieur à 400 W/m^2 , comme c'est le cas d'un défaut de résistance de connexion.

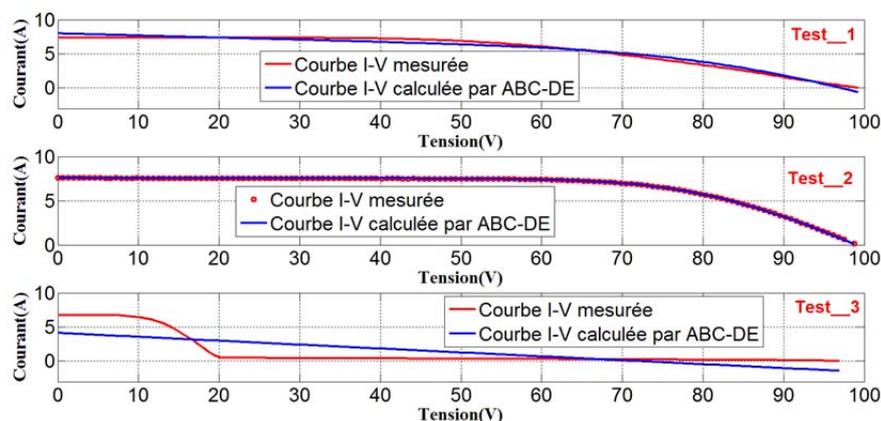


Figure IV.6. Courbes I-Vs mesurées et simulées par la technique ABC-DE sous différents états.

IV. 2. 1. 4. Analyse des paramètres du tableau de référence

La diminution de puissance de la sortie du GPV (ou celle extraite du dispositif MPPT) est significative pour détecter un défaut (s) quelconque, comme il a été signalé dans le chapitre

(III) par simulation, et confirmer par les figures (IV.7 et IV.8) qui représentent des courbes P-Vs mesurées sous différents états de fonctionnement.

Pour les courbes montrées par la figure (IV.7), la réduction de puissance est de 41.55% en cas de défaut de résistance de connexion et elle est de 24.52% en cas d'ombrage.

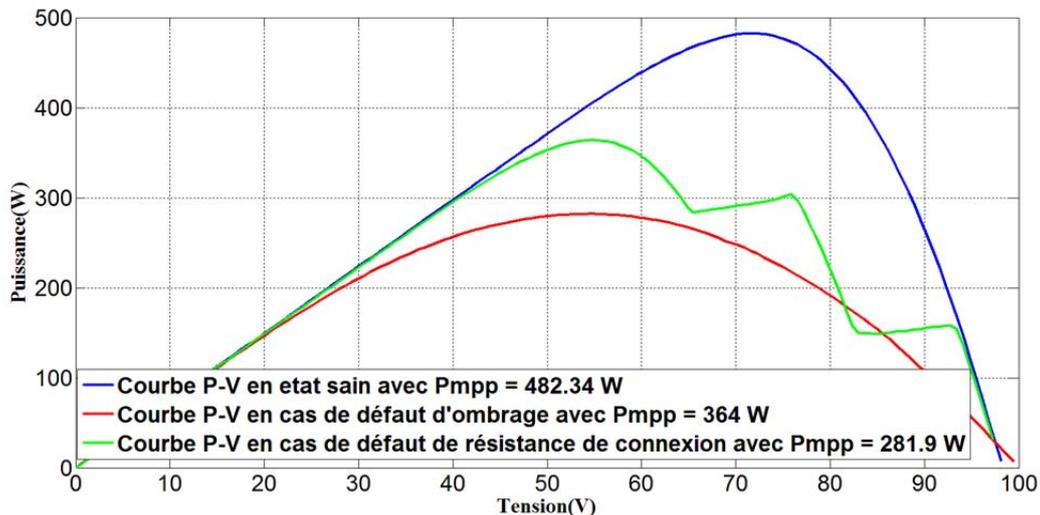


Figure IV.7. Courbes P-Vs mesurées sous les mêmes conditions avec $G = 825 \text{ W/m}^2$ et $T = 324 \text{ K}$. La courbe bleue est en état sain, la courbe verte en cas de défaut d'ombrage partiel et la courbe rouge en cas de défaut de résistance de connexion avec $R_c = 3.2 \Omega$.

La diminution de la puissance maximale en cas de défaut est relative. Car, cela dépend de l'influence du défaut sur la courbe I-V résultante. Par exemple pour le défaut d'ombrage; elle dépend du pourcentage de la partie de la surface du GPV ombragée, plus la partie ombragée est grande plus on aura une grande réduction de puissance. Rappelons que dans notre expérimentation un sub-string contient 20 cellules en séries connectées en antiparallèle avec une diode bypass. Si une cellule est partiellement ombragée, le courant du sub-string sera équivalent au courant de cette cellule. Tandis que, si elle est totalement ombragée le courant du sub-string sera nul ou quasiment nul dû à la présence du rayonnement diffus et réfléchi, comme il est montré par la courbe I-V bleue de la figure (IV.8). A titre d'exemple; si trois cellules sont partiellement ombragées avec 30%, 25% et 55%, respectivement. Le pourcentage d'ombrage du sub-string sera 55% et que le courant du sub-string dans ce cas-là est égal au courant de la cellule ombragée avec 55%.

Pour le test T1 la réduction de puissance est de 98.16%, pour le test T2 elle est de 28.13%, tandis que pour le test T3 elle est de 13.5%. Souvent le pourcentage de réduction de puissance avec le même défaut est quasiment constant pour toute valeur d'éclairement solaire. Notamment pour le défaut d'ombrage, comme il est illustré par la figure (IV.10) en cas d'ombrage partiel de 50% sur un seul sub-string.

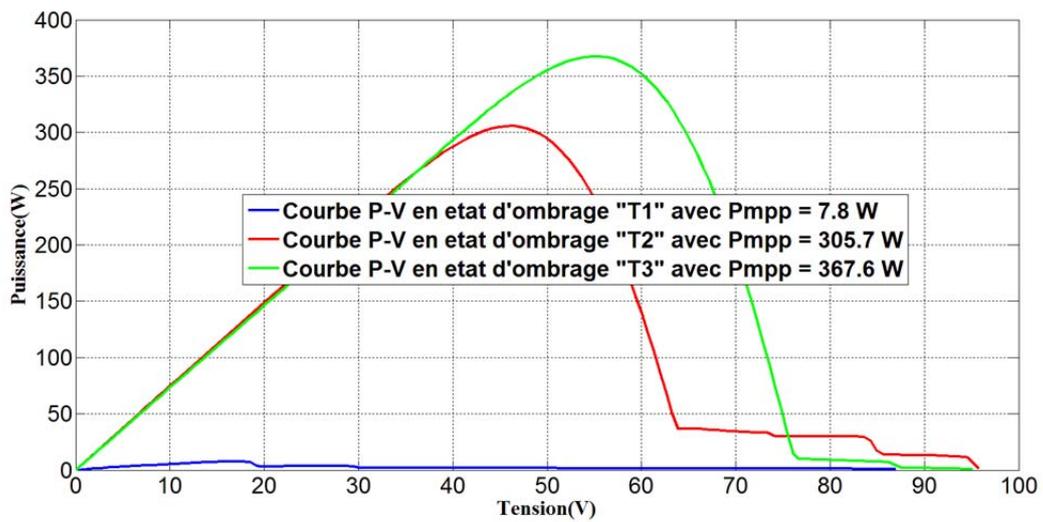


Figure IV.8. Courbes P-Vs mesurées en état d'ombrage sous les mêmes conditions ; avec $G = 826 \text{ W/m}^2$ et $T = 323 \text{ K}$. Les états T1, T2 et T3 sont montrés par la figure (IV.9).

Tableau IV.1. Données de diagnostic de défauts d'une partie du tableau de référence.

Sortie	Test_1	Test_2	Test_3	Test_4	Test_5	Test_6	Test_7	Test_8
Max1	1.3e-5							
Max2	-1e-3							
A	1e-5							
Red _p [%]	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Phi_{V_{mpp}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{I_{mpp}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{P_{mpp}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{V_{oc}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{I_{sc}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{I_{ph}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
Φ_{R_s}	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Phi_{R_{sh}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
Φ_{η}	1	1	1	1	1	1	1	1

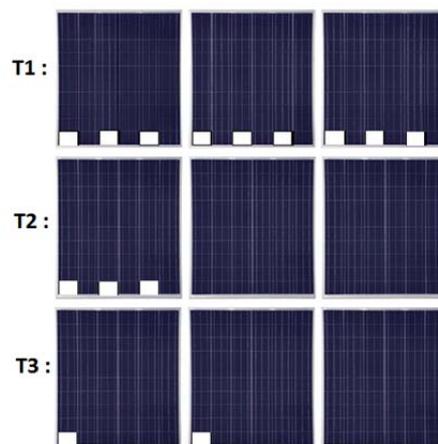


Figure IV.9. Etats d'ombrage des courbes P-Vs présentées par la figure (IV.8).

Le tableau (IV.1) illustre les données significatives utilisées pour l'analyse d'une courbe I-V en vue de diagnostic de défauts du tableau de références (II.5) traduisant l'état sain du GPV. Avec, Red_p est le pourcentage de réduction de puissance, $\varphi_\gamma = \frac{\gamma}{\gamma_{ref}}$; avec γ peut être un des paramètres suivants : P_{mpp} , V_{mpp} , I_{mpp} , R_s , R_{sh} , I_{ph} , η , I_{sc} et V_{oc} . Tandis que ; $max1 = d^2I/dV^2$, $max2 = d^2P/dV^2$ et $\alpha = atan (Err/G)$. Suivant ce tableau, on aperçoit que les paramètres $max1$ et $max2$ sont souvent inférieurs à $1.3e-5$ et $-1e-3$, respectivement. Tandis que, α est souvent inférieur à $1e-5$ et que les paramètres définis par φ_γ sont tous d'une valeur égale à 1.

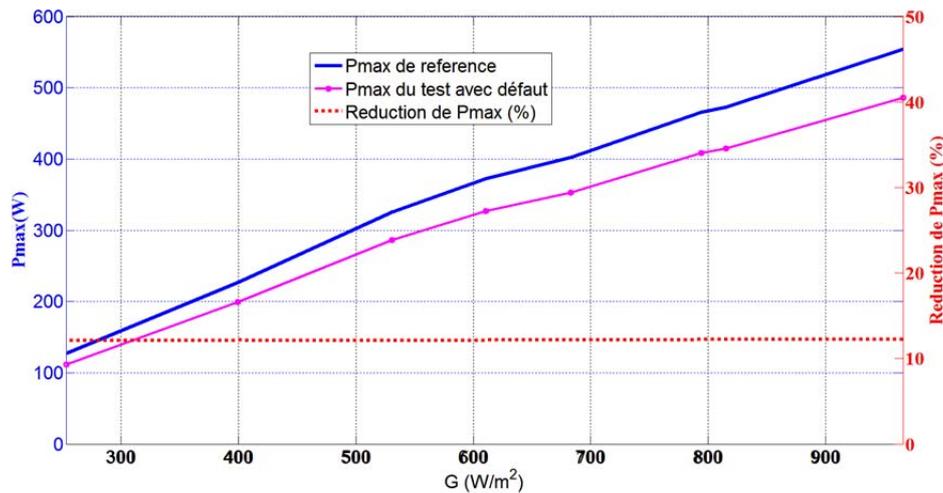


Figure IV.10. Puissance maximale en cas de défaut d'ombrage partiel de 50% sur un sub-string avec la puissance en état sain sous plusieurs valeurs de G.

IV. 2. 2. Technique de diagnostic de défaut

Cette technique se base sur l'analyse de la variation de puissance et d'autres paramètres selon les données du tableau de référence et suivant la valeur d'éclairement solaire mesurée.

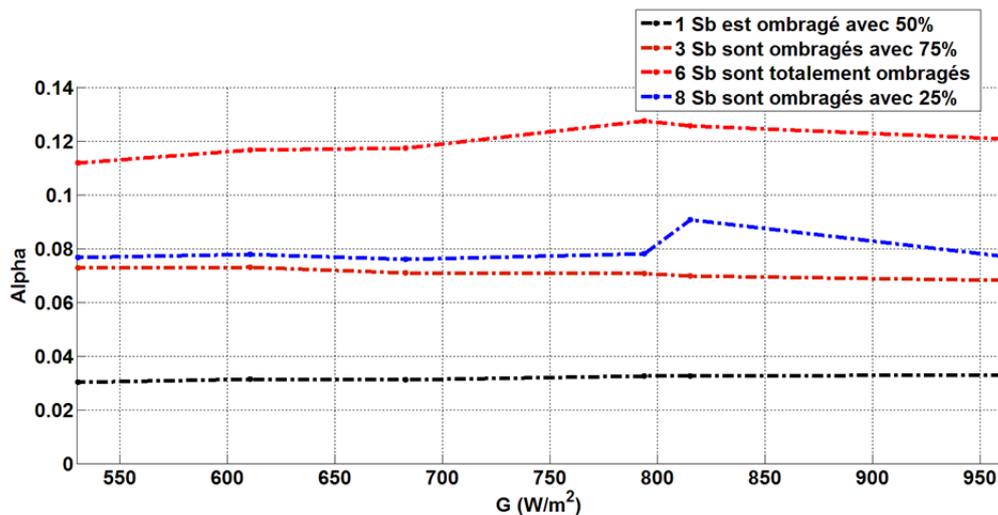


Figure IV.11. Variation de α sous plusieurs défauts.

Afin d'évaluer les particularités des courbes I-Vs en cas de défaut, nous avons effectué plusieurs tests de simulation en exerçant quelques types de défauts, ce qui nous a permis de construire des tableaux de signature de défauts pour but de distinguer le type de défaut surgissant. La figure (IV.11) illustre la variation de α sous plusieurs cas de défauts. Avec Sb signifie Sub-string, et le chiffre en amant désigne le nombre des sub-strings.

IV. 2. 3. Défauts signalés

Pour des raisons de manque d'expérimentation, nous nous limitant à signaler les défauts suivants :

IV. 2. 3. 1. Défaut d'ombrage

Ce type de défaut est assez fréquent pour un GPV, notamment celui installé sous un angle d'inclinaison fixe. Dans cette étude, nous allons considérer les cas d'ombrage suivant :

- Ombrage total;
- Ombrage partiel avec 25%;
- Ombrage partiel avec 50%;
- Ombrage partiel avec 75%;

Ces cas vont être appliqués à neufs sub-strings (9 parties du GPV). Nous nous possédons uniquement la main de mesurer que la sortie du string et nous supposons que tous les sub-strings sont homogènes. Ce qui implique une difficulté de localiser exactement le sub-string défaillant.

IV. 2. 3. 2. Défaut des diodes bypass

Pour les diodes bypass, nous allons considérer les cas suivants :

- Diode bypass en polarisation inverse;
- Diode bypass en CC;
- Diode bypass en état de résistance;

Le cas de déconnexion de la diode bypass reste difficile à détecter avant l'apparition d'un défaut de mismatch comme l'ombrage, ce qui risque d'entraîner un endommagement des cellules surtout pour un ombrage soudain et quasi-total sur la surface du GPV. Quant à le défaut d'état de résistance soit des diodes bypass ou des câbles de connexion, il est vaste de considérer toutes les valeurs de résistance de 0 à $+\infty$, alors après plusieurs tests de simulation nous avons mis les trois cas généralisés suivants :

- Valeur de résistance inférieure à 0.5 Ω .
- Valeur de résistance dans l'intervalle [0.5 Ω , 5 Ω].
- Valeur de résistance supérieure à 5 Ω .

IV. 2. 3. 3. Défaut de connexion des sub-strings

Pour ce type de défaut nous allons considérer les cas suivants :

- Défaut de résistance de connexion inférieur à 0.5Ω .
- Défaut de résistance dans l'intervalle $[0.5 \Omega, 5 \Omega]$.
- Défaut de résistance de connexion supérieur à 5Ω .
- Sub-string (s) en polarisation inverse.
- Sub-string (s) en CC.

IV. 2. 3. 4. Autres défauts

En se basant sur les études expérimentales de certains travaux, nous allons considérer le défaut de vieillissement des cellules par l'évaluation d'abord de la variation de puissance et par l'analyse de variation de R_s et R_{sh} . En admettant, qu'une augmentation de R_s et une réduction de R_{sh} en état sain, en se référant au tableau de référence avec les mêmes conditions météorologique, peut emmener à la détection d'un défaut de vieillissement. Ces suppositions sont dues à la difficulté de déduire promptement l'existence d'un défaut de vieillissement qui nécessite un certain temps de visualisation pour évaluer la dégradation de performance des cellules.

Les différents défauts qui engendrent un mismatch comme salissure et poussière peuvent être représentés par le défaut d'ombrage, car il représente quasiment la même courbe I-V relativement au pourcentage de leur accumulation sur la surface du GPV.

On va admettre, que le dispositif MPPT fournit un rendement de puissance de 90% à 95%, il est possible d'incorporer le défaut de MPPT en comparant la puissance DC d'entrée de l'onduleur par rapport à la puissance maximale générée par le GPV. Pour signaler des défauts, souvent, relatives aux composants électroniques constitutifs du convertisseur DC [GON'11].

On cas de validation expérimentale d'un modèle de simulation du rendement de l'onduleur. On pourrait admettre qu'une diminution de la puissance AC de la sortie de l'onduleur par rapport à celle de simulation est due à un défaut quelconque à son niveau.

IV. 2. 4. Tableau de signature de défauts

Selon les types de défauts à signaler, et suivant la particularité de chaque défaut, nous avons tenu à mettre en place deux principaux tableaux de signature de défauts S1 et S2 comme il est montré, respectivement, par les tableaux (IV.2 et IV.3). Le tableau (IV.2) détermine les cas de défaut d'ombrage sur huit sub-strings, dont Sb signifie un Sub-string et le chiffre en amant montre le nombre de sub-strings, par exemple : "3" Sb signifie trois sub-strings, sans tenir en compte leurs ordre de succession dans le GPV.

Tandis que, le tableau (IV.3) illustre les cas de défauts des diodes bypass, de connexion des sub-strings et d'ombrage sur tous les sub-strings. Db signifie une diode bypass et que le chiffre en amant montre le nombre de diodes bypass. A titre d'exemple ; "5" Db signifie cinq diodes bypass, sans tenir en compte leurs ordre de positionnement (si elles sont en succession ou non). C_imp représente le défaut de résistance de connexion.

Pour but de distinguer les cas de défauts, on a mis l'ordre des cas suivants montrés par les tableaux S1 et S2 :

- a) Ombrage aux alentours de 25%.
- b) Ombrage aux alentours de 50%.
- c) Ombrage aux alentours de 75%.
- d) Ombrage total ou quasi-total.
- e) Valeur de résistance inférieure à 0.5Ω .
- f) Valeur de résistance dans l'intervalle $[0.5 \Omega, 5 \Omega]$.
- g) Valeur de résistance supérieure à 5Ω .
- h) En polarisation inverse.
- i) En CC.

Tableau (IV.4) illustre une liste de défauts les plus probables, dont la puissance générée du GPV est nulle ou quasiment nulle, on peut traduire cela par une valeur de Red_p supérieure à 90%. Cependant, il est difficile de détecter et localiser exactement le type de défaut surgissant dans cette circonstance, ce qui nécessite une action sur terrain avec des outils de mesure pour en déduire.

IV. 2. 5. Algorithme de diagnostic de défauts

Le symptôme significatif d'une apparition d'anomalie, dans cette étude, est la constatation d'une réduction de puissance. En revanche, il existe certains défauts qui ne conduisent pas forcément à une réduction de puissance, comme c'est le cas de la déconnexion de diode bypass. Un défaut quelconque pourrait apparaître avec un seul ou plusieurs symptômes. Cependant, certains symptômes sont communs à quelques défauts de différentes nature. La comparaison de la caractéristique I-V d'un GPV en défaut avec celle en fonctionnement normal peut conduire à l'identification de ces symptômes pour au minimum détecter les défauts surgissant et si c'est possible les localiser.

La figure (IV.12) illustre le diagramme de l'algorithme de diagnostic de défaut proposé. La première étape à accomplir consiste à effectuer le test de courbe I-V (extraction de la courbe I-V et la mesure de G et T instantanés).

Une évaluation de la puissance doit être effectuée après la consultation du tableau de référence. En admettant une certaine tolérance d'erreur. Nous allons signaler la détection d'un défaut si Red_p est inférieur à 5% afin de considérer : l'incertitude des capteurs (notamment d'éclairement solaire), la variation prompte des données climatiques, l'influence du spectre solaire, la vitesse du vent, les variations saisonnières et thermiques.

Ensuite, le calcul de la deuxième dérivée du courant et de la puissance afin de se référer soit au tableau S1 ou S2. La procédure de calcul des paramètres de diagnostic se détermine par l'exécution de la technique ABC-DE et par le calcul des paramètres présentés par les tableaux S1 et S2 en vue de comparaison.

S'il y a une concordance des paramètres calculés avec ceux des tableaux de signatures S1 ou S2, alors $Sign = 1$, autrement $Sign = 0$. Ainsi, si Red_p est supérieur à 90%, alors on se réfère au tableau S3 ou ; une fausse alarme, une erreur de mesure ou une apparition d'autres défauts

Tableau IV.2. Tableau de signature de défauts "S1".

Sbs	Cas	Red _p	Err	$\Phi_{\max d^2 I}$	$\Phi_{\max d^2 P}$	A	$\Phi_{V_{mpp}}$	$\Phi_{P_{mpp}}$	$\Phi_{I_{mpp}}$	$\Phi_{I_{ph}}$	Φ_{R_s}	Φ_{R_p}	Φ_{η}
"1" Sb	a)	[10 , 12]	[0.15 , 0.24]	[0.05 , 0.10]	[4.84 , 7.1]	0.01	[0.87 , 1.08]	[0.87 , 0.89]	[0.81 , 1]	[1.02 , 1.03]	[0.53 , 0.77]	[0.06 , 0.23]	[1.37 , 1.54]
	b)	12	[0.33 , 0.55]	[0.10 , 0.12]	[8.16 , 12.1]	0.03	0.87	0.87	1	[1.03 , 1.07]	[1.15 , 1.17]	[0.04 , 0.15]	[1.38 , 1.54]
	c)	12	[0.55 , 0.93]	[0.12 , 0.20]	[12.9 , 19]	0.05	0.87	0.87	1	[1.08 , 1.12]	[1.16 , 1.17]	[0.02 , 0.09]	[1.36 , 1.52]
	d)	12	[0.70 , 1.59]	[0.12 , 0.20]	[13 , 28.4]	[0.05 , 0.09]	0.87	0.87	1	[1.12 , 1.37]	0	[0 , 0.05]	[1.38 , 1.51]
"2" Sb	a)	[13 , 15]	[0.22 , 0.35]	[0.07 , 0.11]	[4.84 , 7.1]	0.02	[1.06 , 1.07]	[0.84 , 0.86]	[0.79 , 0.81]	[1.05 , 1.07]	[0.15 , 0.53]	[0.02 , 0.09]	[1.38 , 1.55]
	b)	24	[0.49 , 0.76]	[0.12 , 0.18]	[8.16 , 12.14]	0.04	0.75	0.75	1	[1.11 , 1.13]	0	[0.01 , 0.04]	[1.42 , 1.59]
	c)	24	[0.76 , 1.27]	[0.15 , 0.18]	[12.9 , 19.09]	[0.06 , 0.09]	0.75	0.75	1	[1.17 , 1.42]	[0 , 0.16]	[0 , 0.03]	[1.45 , 1.60]
	d)	24	[1.06 , 1.50]	[0.16 , 0.22]	[13.6 , 24.17]	[0.08 , 0.13]	0.75	0.75	1	[1.21 , 1.73]	[0 , 1]	[0 , 0.02]	[0.57 , 1.63]
"3" Sb	a)	[15 , 17]	[0.24 , 0.38]	[0.09 , 0.17]	[4.72 , 8.77]	0.02	[1.05 , 1.05]	[0.82 , 0.84]	[0.78 , 0.80]	[1.05 , 1.07]	[0 , 0.19]	[0.02 , 0.07]	[1.36 , 1.42]
	b)	36	[0.50 , 1.03]	[0.16 , 0.21]	[8.78 , 12.13]	[0.04 , 0.07]	0.63	0.63	1	[1.12 , 1.54]	[0 , 1.17]	[0 , 0.03]	[0.54 , 1.60]
	c)	36	[0.77 , 1.14]	[0.17 , 0.28]	[9.92 , 15.16]	[0.06 , 0.07]	0.63	0.63	1	[1.20 , 1.21]	0	[0 , 0.03]	[1.54 , 1.63]
	d)	36	[1.15 , 1.56]	[0.22 , 0.30]	[14.3 , 22]	[0.08 , 0.11]	0.63	0.63	1	[1.16 , 1.58]	[0 - 0.70]	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
"4" Sb	a)	[17 , 18]	[0.24 , 0.39]	[0.10 , 0.18]	[4.15 , 8.29]	0.02	1.04	[0.81 , 0.83]	[0.77 , 0.79]	1.04	0	[0.01 , 0.06]	[1.05 , 1.36]
	b)	[41 , 44]	[0.50 , 1]	[0.17 , 0.33]	[7.74 , 15.8]	[0.04 , 0.07]	[1.07 , 1.10]	[0.55 , 0.58]	0.51	[1.10 , 1.48]	[0 , 1.17]	[0 , 0.03]	[0.53 , 1.58]
	c)	48	[0.75 , 1.16]	[0.27 , 0.34]	[12.5 , 17.3]	[0.07 , 0.08]	0.51	0.51	1	[1.12 , 1.45]	[0 , 0.94]	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
	d)	48	[1 , 1.67]	[0.31 , 0.42]	[16.8 , 22.3]	0.09	0.51	0.51	1	[1.04 , 1.19]	0	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
"5" Sb	a)	[18 , 20]	[0.26 , 0.43]	[0.10 , 0.20]	[3.71 , 7.75]	0.02	[1.03 , 1.04]	[0.79 , 0.81]	[0.77 , 0.78]	1	0	[0.01 , 0.06]	[1 , 1.21]
	b)	[43 , 45]	[0.53 , 1.07]	[0.21 , 0.33]	[10 , 13.60]	[0.04 , 0.07]	[1.05 , 1.08]	[0.54 , 0.56]	[0.50 , 0.52]	[1.02 , 1.38]	[0 , 1.16]	[0 , 0.03]	[0.53 , 1.58]
	c)	60	[1.19 , 1.32]	[0.23 , 0.43]	[9.41 , 14.7]	[0.07 , 0.11]	0.39	0.39	1	[1.04 , 1.49]	[0 , 1.16]	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
	d)	60	[1.09 , 1.83]	[0.31 , 0.47]	[11.45 , 21.1]	[0.10 , 0.11]	0.39	0.39	1	[0.94 , 1.18]	0	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
"6" Sb	a)	[20 , 21]	[0.03 , 0.48]	[0.15 , 0.23]	[3.31 , 7.09]	0.02	[1.02 , 1.03]	[0.78 , 0.80]	[0.76 , 0.77]	1	[0 , 1.14]	[0.02 , 0.07]	[0.55 , 1.25]
	b)	[45 , 47]	[0.61 , 0.96]	[0.26 , 0.37]	[8.9 , 12.40]	[0.05 , 0.06]	[1.01 , 1.05]	[0.52 , 0.62]	[0.50 , 0.61]	[0.91 , 1.08]	0	[0.01 , 0.03]	[0.52 , 0.58]
	c)	[67 , 72]	[0.96 , 1.59]	[0.37 , 0.47]	[10.3 , 13.9]	[0.09 , 0.12]	[0.26 , 1.07]	[0.26 , 0.32]	[0.25 , 1.01]	[0.88 , 1.25]	[0 , 1]	[0 , 0.01]	[1.54 , 1.63]
	d)	72	[1.24 , 2.03]	[0.37 , 0.48]	[10.2 , 17.7]	[0.11 , 0.12]	0.27	0.27	1	[0.82 , 0.95]	0	[0 , 0.02]	[1.54 , 1.63]
"7" Sb	a)	24	[0.28 , 0.41]	[0.15 , 0.33]	[1.38 , 2.68]	0.02	1	0.75	[0.75 , 0.76]	[0.86 , 0.87]	[1.16 , 1.17]	[0.04 , 0.11]	[0.79 , 0.86]
	b)	[47 , 49]	[0.60 , 0.86]	[0.28 , 0.50]	[3.14 , 4.95]	0.05	1	[0.5 , 0.52]	[0.50 , 0.51]	[0.71 , 0.74]	0	[0.02 , 0.06]	[0.71 , 0.84]
	c)	[73 , 75]	[1 , 1.91]	[0.50 , 0.67]	[6.27 , 12]	[0.09 , 0.11]	[1.01 , 1.04]	[0.24 , 0.26]	[0.24 , 0.25]	[0.65 , 0.87]	0	[0 , 0.03]	[1.54 , 1.63]
	d)	85	[1.27 , 2.26]	[0.51 , 0.72]	[7.18 , 12.1]	[0.11 , 0.15]	0.15	0.15	[0.92 , 0.96]	[0.53 , 0.84]	0	[0 , 0.03]	[1.54 , 1.63]
"8" Sb	a)	[23 , 24]	[0.17 , 0.24]	[0.25 , 0.59]	[0.51 , 1.07]	0.01	1	[0.76 , 0.77]	[0.75 , 0.54]	[0.78 , 0.79]	[1.12 ; 1.17]	[0.11 , 0.29]	[0.76 , 0.78]
	b)	[45 , 49]	[0.42 , 0.58]	[1.05 , 1.71]	[1.78 , 3.20]	[0.03 , 0.04]	1	[0.50 , 0.54]	[0.50 , 0.54]	[0.56 , 0.64]	0	[0.05 , 0.15]	[1.02 , 1.21]
	c)	[74 , 76]	[0.65 , 1]	[1.02 , 1.33]	[4 , 5.11]	[0.05 , 0.06]	1	[0.23 , 0.25]	[0.24 , 0.25]	[0.36 , 0.37]	0	[0.03 , 0.1]	[0.52 , 0.56]
	d)	> 93	[0.82 , 1.28]	[0.91 , 1.22]	[2.86 , 4.91]	[0.07 , 0.09]	[1.01 , 1.07]	[0.04 , 0.06]	[0.04 , 0.06]	[0.18 , 0.22]	0	[0.03 , 0.11]	[1.54 , 1.75]

Tableau IV.3. Tableau de signature de défauts "S2".

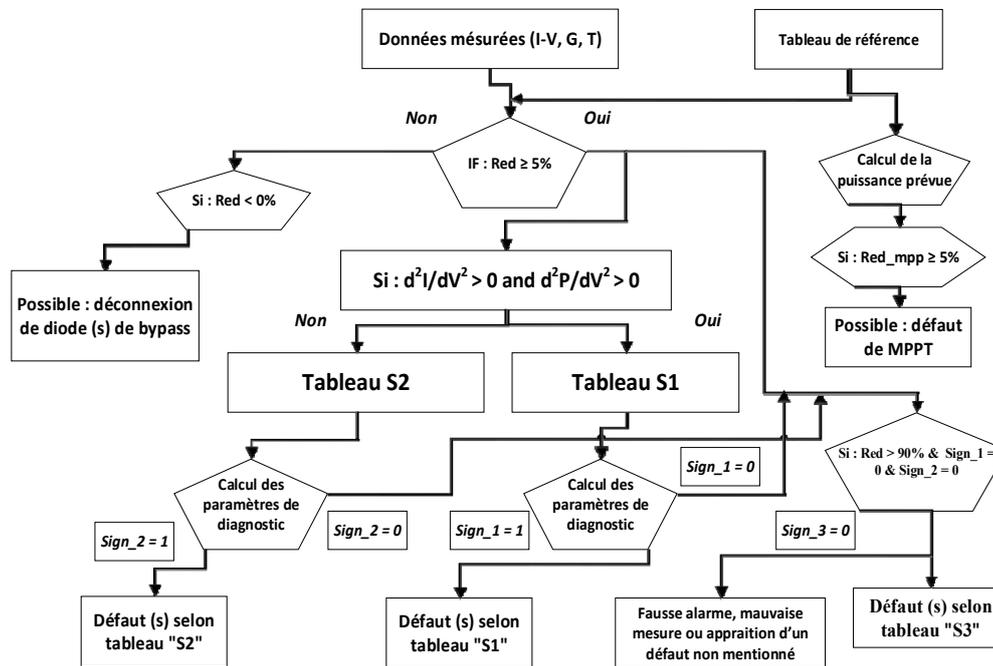
Défaut	Cas	Red _p	$\Phi_{V_{mpp}}$	$\Phi_{P_{mpp}}$	$\Phi_{I_{mpp}}$	$\Phi_{I_{sc}}$	$\Phi_{V_{oc}}$	$\Phi_{I_{ph}}$	Φ_{R_s}	Φ_{R_p}	Φ_{η}
"9" Sb	a)	25	1	0.75	0.75	0.75	0.98	0.75	1	1	1
	b)	50	1	0.50	0.50	0.50	0.95	0.50	1	1	1
	c)	75	1	[0.22, 0.25]	[0.23, 0.25]	0.25	0.91	0.25	1	1	1
	d)	< 93	1	[0.04, 0.06]	[0.04, 0.06]	[0.04, 0.07]	[0.91, 0.93]	[0.04, 0.07]	[1.16, 1.17]	[0.81, 1.89]	[0.86, 0.92]
"1" Db	e)	11	< 0.90	< 0.9	1	1	< 0.93	1	-	-	0.88
	f)	[4, 10]	[0.90, 1]	[0.9, 0.95]	[0.94, 1]	1	[0.93, 1]	1	-	-	[1.16, 1.52]
	g)	< 4	1	> 0.95	[0.94, 1] ↓	1	1	1	-	-	[1, 1.52] ↓
	h)	10	0.90	0.90	1	1	0.90	1	0.88	0.88	0.88
	i)	11	0.88	0.88	1	1	0.88	1	0.88	0.88	0.88
"2" Db	e)	[21, 22]	< 0.78	< 0.78	1	1	< 0.79	1	-	-	0.77
	f)	[6, 20]	[0.78, 0.92]	[0.78, 0.92]	[0.90, 1]	1	[0.89, 1]	1	-	-	[1.28, 1.36]
	g)	< 6	> 0.92	> 0.92	[0.90, 1] ↓	1	1	1	-	-	[1, 1.54] ↓
	h)	20	0.80	0.80	1	1	0.80	1	0.77	0.77	0.77
	i)	22	0.77	0.77	1	1	0.77	1	0.77	0.77	0.77
"3" Db	e)	33	< 0.70	< 0.70	1	1	< 0.69	1	-	-	0.66
	f)	[8, 32]	[0.70, 0.95]	[0.70, 0.95]	[0.84, 1]	1	[0.79, 1]	1	-	-	[0.67, 1.28]
	g)	< 8	> 0.95	> 0.95	[0.84, 1] ↓	1	1	1	-	-	[1.2, 1.5] ↓
	h)	30	0.70	0.70	1	1	0.70	1	0.66	0.66	0.66
	i)	33	0.66	0.66	1	1	0.66	1	0.66	0.66	0.66
"4" Db	e)	44	< 0.58	< 0.58	1	1	< 0.58	1	-	-	0.55
	f)	[12, 42]	[0.58, 0.70]	[0.58, 0.63]	[0.89, 1]	1	[0.58, 0.89]	1	-	-	[0.67, 1.28]
	g)	< 12	> 0.70	> 0.63	[0.78, 0.89]	1	1	1	-	-	[1.3, 1.7] ↓
	h)	40	0.60	0.60	1	1	0.60	1	0.55	0.55	0.55
	i)	44	0.55	0.55	1	1	0.55	1	0.55	0.55	0.55
"5" Db	e)	55	< 0.47	< 0.47	1	1	< 0.48	1	-	-	0.45
	f)	[14, 53]	[0.47, 0.64]	[0.47, 0.55]	[0.85, 1]	1	[0.48, 0.84]	1	-	-	[1, 1.23]
	g)	< 14	> 0.64	> 0.55	[0.74, 0.85]	1	[0.84, 1]	1	-	-	[1.3, 1.7] ↓
	h)	50	0.50	0.50	1	1	0.50	1	0.44	0.44	0.44
	i)	55	0.44	0.44	1	1	0.44	1	0.44	0.44	0.44
"6" Db	e)	66	< 0.36	< 0.34	1	1	< 0.38	1	-	-	[0.39, 0.42]
	f)	[16, 65]	[0.36, 0.60]	[0.34, 0.46]	[0.77, 1]	1	[0.38, 0.80]	1	-	-	[0.63, 1.22]
	g)	< 16	> 0.60	> 0.46	[0.70, 0.84]	1	[0.80, 1]	1	-	-	[1.22, 1.68]
	h)	60	0.40	0.40	1	1	0.40	1	[0.13, 0.3]	[0.33, 0.35]	[0.39, 0.43]
	i)	66	0.33	0.33	1	1	0.33	1	[0.11, 0.33]	[0.12, 0.33]	[0.39, 0.43]
"7" Db	e)	77	< 0.23	< 0.23	1	1	< 0.28	1	-	-	[0.39, 0.43]
	f)	[18, 76]	[0.23, 0.56]	[0.23, 0.39]	[0.70, 1]	1	[0.28, 0.80]	1	-	-	[0.63, 1.19]
	g)	< 18	> 0.56	> 0.39	[0.60, 0.84]	1	[0.80, 1]	1	-	-	[1.21, 1.68]
	h)	70	0.30	0.30	1	1	0.30	1	[0, 0.12]	[0.21, 0.24]	[0.39, 0.43]
	i)	77	0.22	0.22	1	1	0.22	[1, 1.13]	0	0	[0.39, 0.43]
"8" Db	e)	88	< 0.12	< 0.12	[0.87, 1]	1	< 0.17	1	-	-	[0.39, 0.42]
	f)	[20, 86]	[0.13, 0.50]	[0.13, 0.34]	[0.61, 0.85]	1	[0.17, 0.73]	1	-	-	[0.40, 1.16]
	g)	< 20	> 0.50	> 0.34	[0.61, 0.85]	1	[0.73, 1]	1	-	-	[1.16, 1.68]
	h)	80	0.20	0.20	1	1	0.20	1	0	0.01	[0.39, 0.43]
	i)	88	0.11	0.11	[0.94, 1.03]	1	0.11	[0.83, 1.17]	0	0	[0.39, 0.43]

"9" Db	e)	> 94	-	-	-	1	-	1	-	-	-
	f)	[20 , 94]	[0.10 , 0.47]	[0.05 , 0.26]	[0.54 , 0.56]	1	[0.16 , 0.70]	1	-	-	[0.41 , 1.13]
	g)	< 20	> 0.47	> 0.26	[0.56 , 0.84]	1	[0.71 , 0.94]	1	-	-	0.96
	h)	90	0.10	0.10	1	1	0.10	[0 , 0.46]	0	0.01	[0.39 , 0.43]
"1" Sb	h)	[27 , 28]	0.74	[0.71 , 0.72]	1	1	0.77	1	[1.04 , 1.07]	[0.76 , 0.86]	0.87
	i)	11	0.88	0.88	1	1	0.88	1	0.88	0.88	0.88
"2" Sb	h)	[53 , 56]	0.48	[0.43 , 0.46]	[0.89 , 0.94]	1	0.55	1	[1.10 , 1.14]	[0.35 , 0.65]	[0.73 , 0.74]
	i)	22	0.77	0.77	1	1	0.77	1	0.77	0.77	0.77
"3" Sb	h)	[78 , 81]	0.25	[0.18 , 0.21]	[0.70 , 0.82]	1	0.33	[1.08 , 1.25]	[1.16 , 1.17]	[0 , 0.02]	[0.41 , 0.51]
	i)	33	0.66	0.66	1	1	0.66	1	0.66	0.66	0.66
"4" Sb	h)	97	[0.07 , 0.08]	0.02	[0.27 , 0.36]	[0.5 , 0.65]	0.11	[0.30 , 0.43]	0	[0 , 0.01]	[0.38 , 0.40]
	i)	44	0.55	0.55	1	1	0.55	1	0.55	0.55	0.55
"5" Sb	i)	55	0.44	0.44	1	1	0.44	1	0.44	0.44	0.44
"6" Sb	i)	66	0.33	0.33	1	1	0.33	1	[0.11 , 0.33]	[0.12 , 0.33]	[0.39 , 0.43]
"7" Sb	i)	77	0.22	0.22	1	1	0.22	[1 , 1.13]	[0 , 0.12]	0	[0.39 , 0.43]
"8" Sb	i)	88	0.11	0.11	[0.94 , 1.03]	1	0.11	[0.83 , 1.17]	0	0	[0.39 , 0.43]
C_imp	e)	< 6	> 0.95	> 0.95	1	1	1	1	[1.05 , 1.17]	[1 , +∞]	[1 , 1.16]
	f)	[6 , 45]	[0.75 , 0.95]	[0.55 , 0.94]	[0.75 , 1]	1	1	[1 , 1.5]	1.17	[0.02 , 0.27]	[1.16 , 1.54]
	g)	> 45	< 0.75	< 0.55	< 0.75	< 0.92	1	[0.4 , 1] ↓	0	[0 , 0.04]	[1.56 , 1.63]

Tableau IV.4. Tableau de signature de défauts "S3".

Défauts les plus probables
Tous les diodes de bypass sont en court circuit.
Tous les diodes de bypass sont en polarisation inverse.
Tous les sub-strings sont totalement ombragés.
Tous les sub-strings sont en court circuit.
Un ou plusieurs sub-string est déconnecté.
Plus de Trois sub-strings en cascade sont en polarisation inverse.

non mentionnées sera signaler. Ce cas implique une vérification sur terrain si le même résultat se répète plusieurs fois consécutivement.



La figure (IV.12). Diagramme de l’algorithme de diagnostic de défauts.

Le défaut de MPPT (au niveau du dispositif MPPT) peut être détecté en calculant Red_mpp qui est égale à la soustraction de la puissance maximale générée du GPV par la puissance DC extraite à l’entrée du convertisseur DC/AC.

La déconnexion des diodes bypass est un défaut critique spécialement en cas d’apparition de mismatch. Cependant, il est difficile de le détecter puisque il ne cause aucune réduction de puissance en état de fonctionnement normal du GPV, plutôt il est possible d’observer une petite augmentation de la puissance maximale du GPV, elle est de 1% à 2% dans cette étude, due à l’absence de la résistance de la diode bypass déconnectée.

Selon les tests effectués, l’analyse du comportement du GPV en cas d’apparition de plusieurs défaut simultanément est compliqué. Car la sortie du GPV se diffère complètement de ce qu’on peut se référer des tableaux de signature de défauts S1 et S2. Cependant, il est possible de détecter le défaut de mismatch (notamment, d’ombrage partiel) par le calcul de la deuxième dérivée du courant. Après la neutralisation de ce défaut, si c’est possible, il sera faisable de se remettre à réappliquer l’algorithme de diagnostic montré par la figure (IV.12).

D’après ce nous avons observé, il est préférable d’appliquer cette algorithme de diagnostic de défauts sous un niveau d’éclairement solaire supérieur à 600 W/m² pour avoir un résultat plus ou moins efficace. Il est possible d’intégrer le défaut d’onduleur PV par l’évaluation de la puissance DC à son entrée avec la puissance AC à sa sortie, en adoptant un modèle de simulation de la puissance prévue en fonctionnement sain.

IV. 3. CONCLUSION

Le choix de l'approche de diagnostic de défauts s'est déterminé par les outils de simulation et les moyens disponibles. La technique proposée est basée sur l'analyse de la variation de plusieurs paramètres, particulièrement la diminution de la puissance générée.

Pour en mettre en œuvre, le point essentiel réside sur la conception d'un tableau de référence représentant l'état de fonctionnement sain du GPV. Ce tableau doit être développé par le biais des mesures expérimentales des caractéristiques I-Vs du GPV, avec la supposition qu'il est en état sain au moment de cette expérimentation. Notons qu'il est préférable d'effectuer cette dernière aux premiers jours d'utilisation du GPV sur terrain.

Après la sélection des courbes qui décrivent l'état sain de fonctionnement par le calcul des dérivées du courant, en utilisant la fonction "diff" du langage Matlab, la technique ABC-DE sera exécutée pour établir les différents paramètres constitutifs du tableau de référence en vue d'analyser, par comparaison, les données récoltées instantanément du GPV avec ceux du tableau de références.

Un algorithme de diagnostic de défaut a été proposé avec l'instauration des tableaux de signatures de défauts avec l'exécution de plusieurs tests de courbes I-Vs par le simulateur de GPV en cas d'apparition de certains défauts. La sélection de ces défauts a été effectuée suivant la possibilité de la validation expérimentale notamment les défauts d'ombrage et de résistance de connexion. Les autres défauts présentés dans les tableaux de signatures ont été traités par voie de simulation.



CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

CONCLUSIONS GENERALES

Le travail présenté dans le cadre de cette thèse se porte sur un sujet d'actualité important. Plusieurs points ont été touchés afin de remplir les principaux objectifs de cette thèse qui consiste à effectuer une étude d'un système PV en vue de diagnostic de défauts. Les objectifs sont multiples, entre autres pour enrichir nos connaissances sur la technologie solaire PV en faisant une contribution de qualité qui touche le problème. En effet, on a concentré notre majeur effort sur le traitement du GPV qu'on a considéré comme la partie la plus particulière d'un système PV.

Plusieurs types de systèmes PVs ont été mentionnés, dont le système PV connectée au réseau est le plus installé. La technologie de fabrication des cellules PVs a été catégorisée en trois générations, où la première génération reste, à nos jours, la plus utilisée sur le marché PV malgré le développement remarquable des autres générations. Diverses topologies d'installation des systèmes PVs sont envisageable, elles différents principalement en coût et en qualité d'extraction de puissance.

La choix de modèle de GPV est un point principal pour développer un simulateur capable de générer une sortie identique qu'un GPV réel afin d'analyser son comportement sous plusieurs conditions de fonctionnement, notamment en cas d'apparition d'un défaut quelconque. On a tenu à focaliser un effort considérable sur le développement d'un modèle permettant à décrire la causalité entre le défaut et la sortie du GPV. Pour y arriver, on a opté de se baser sur le modèle de circuit équivalent à une seule diode caractérisé par cinq paramètres électriques à identifier. Vu l'importance d'avoir des paramètres précis pour obtenir une courbe I-V simulée plus identique à la courbe I-V réelle, on tenu à implémenter, sous MATLAB, plusieurs techniques d'optimisations récentes pour identifier les paramètres comme DE, MPSO et ABCO. Ces techniques se reposent sur l'extraction de la courbes I-V du GPV, ce qui est de nos temps, faisable avec le développement technologique et la réduction du prix de outils nécessaires.

Dès lors, on a développé une technique, dénommée ABC-DE, mêlée entre ABCO et DE afin combiner entre la vitesse de convergence et la précision du résultat. Cette technique a démontré un résultat intéressant qui nous a permis par la suite de développer un simulateur de GPV à base de son comportement réel sous diverses conditions climatiques. Ainsi, le simulateur de GPV a été validé expérimentalement sous différentes conditions climatiques en fonctionnement sain et défaillant, notamment avec l'introduction du défaut d'ombrage. Cela passe par l'instauration d'un tableau de références qui représente l'état de fonctionnement sain du GPV.

Plusieurs, défauts ont été traités, désignés selon la littérature comme les plus fréquents. Ils ont été classifiés suivant l'endroit (partie du composant) d'apparition afin de développer un algorithme de détection et de localisation de défauts. Ces défauts ont été traités par voie de simulation pour élaborer une relation de causalité entre les défauts et la sortie du GPV, et par la suite la construction des tableaux de signatures de défauts. Un algorithme de diagnostic de défauts a été proposé, avec la description des démarches de l'approche adoptée.

Le présent travail nous a permis entre autres de :

- Approfondir nos connaissances sur la technologie solaire PV;
- Implémenter et valider expérimentalement plusieurs techniques d'optimisations méta-heuristiques capables d'extraire les différents paramètres électriques inconnus du modèle du GPV;
- Développer et valider expérimentalement une technique d'extraction des paramètres dénommée ABC-DE avec une précision d'extraction et un temps de convergence intéressants;
- Développer et valider expérimentalement un simulateur de GPV capable d'émuler étroitement la courbe I-V réelle en état de fonctionnement sain et en cas d'apparition de certains défauts;
- Manipuler et maîtriser d'avantage l'outil MATLAB et l'environnement LabVIEW;
- Classifier et simuler plusieurs types de défauts, où les puissances et les formes des courbes I-Vs ont été scrutées;
- Instaurer un tableau de références qui représente l'état de fonctionnement sain du GPV traité;
- Proposer un algorithme de diagnostic de défauts à base du tableau de références, pour une détection et une localisation dans la mesure de possible.

Cependant, comme tous les travaux de recherche, plusieurs contraintes sont rencontrées et nous ont conduites à limiter d'approfondir sur le traitement de certaines parties en liaison avec la thématique de cette thèse. Notamment, le manque des données pratiques pour la partie de conditionnement et la situation financière pénible.

Bien que ces dites contraintes, on a réalisé les travaux scientifiques suivants :

- "Photovoltaic model identification by particle swarm optimization for on-line monitoring application" ICAE, Pretoria, South Africa, July 1-4, 2013.
- "Parameter identification of solar module model using a metaheuristic technique", ICNCRE, Jijel, Algeria, September 22-23, 2013.
- "Comparaison of different metaheuristic algorithms for parameter identification of cell/module", AIP.JRSE, 2013.
- "Fault Diagnosis of Building Integrated PV Generator: a Metaheuristic Technique" IREC, Sousse, Tunisia, , March 24-26, 2015.
- "Simulation And Validation Of PV Generator Metaheuristic Model In Sight Of Fault Diagnostic" MGEF, Marrakech, Marocco, March 26-28, 2015.

PERSPECTIVES

Le travail de recherche traité est loin d'être achevé. Il nous paraît envisageable de poursuivre de futures travaux selon les perspectives suivantes :

- Valider expérimentalement l'algorithme de diagnostic de défauts proposé.
- Traiter et valider d'autres types de défauts au niveau du GPV.
- Analyser expérimentalement l'influence de la température (ambiante et opérationnelle de cellules) sur le fonctionnement du GPV et le système PV en général.

- Traiter de plus amples de détail les défauts surgissant au niveau de la partie de conditionnement d'un système PV.
- Etendre l'étude pour un traitement détaillé sur l'onduleur PV et le dispositif MPPT.
- Valider expérimentalement un modèle de simulation d'un système PV comportant des sources de stockage.
- Explorer d'autres techniques modernes pour l'identification des paramètres et le développement d'un algorithme de diagnostic de défauts plus pertinent.

Annexe A

Banc expérimental

L'étude expérimentale a été effectuée au laboratoire du système de puissance du département d'ingénierie électrique, électronique et informatique (DIEEI) de l'université de Catane, Italie. Sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI, il existe plusieurs modules PVs de différentes technologies de fabrication (Poly C-Si, Mono C-Si et glass-to-glass). On a effectué l'expérimentation sur trois types de modules PVs:



Figure A.1. Modules PVs installés sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane, Italie.

- Module PV Mono C-Si contenant 60 cellules PVs en série (SG Mono GF245F), montré par la figure (A.1).
- Module PV de technologies glass-glass Mono C-Si, fabriqué par 3SUN, avec 45 cellules PVs connectées en série (figure (A.1)).
- String de trois modules Poly C-Si (CLS-220P), fabriqués par CHINALIGHT Solar Co. Ltd, connectés en série. Chaque module est divisé en trois sub-strings avec 20 cellules connectées en série et une diode bypass connectée en antiparallèle, montré par la figure (A.2).

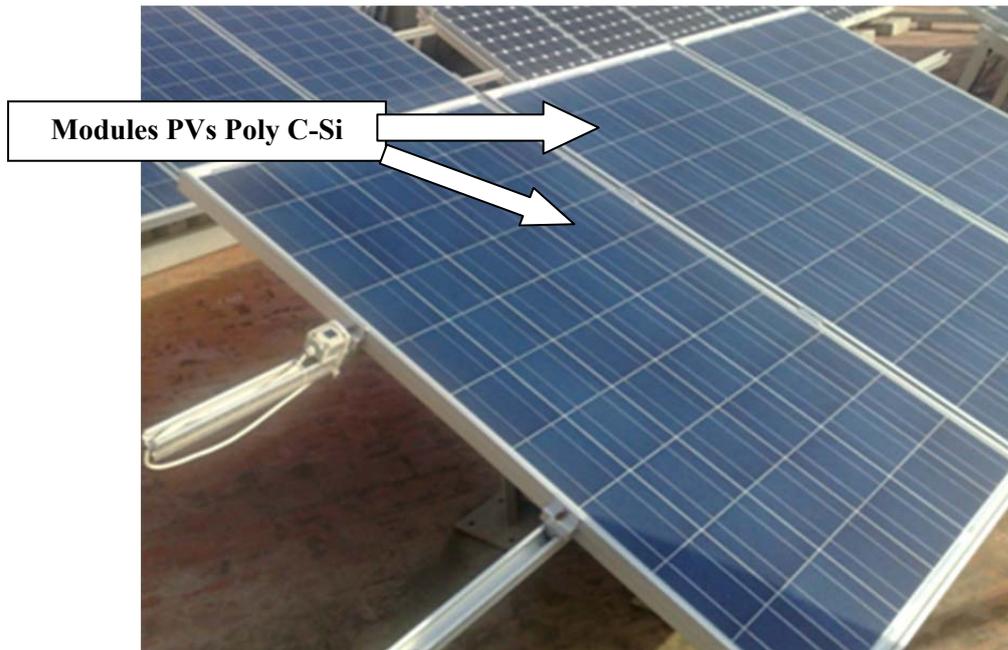


Figure A.2. String PV Poly C-Si muni par un capteur d'éclairement solaire et un capteur de température installé sur le toit du bâtiment des laboratoires de DIEEI de l'université de Catane-Italie.

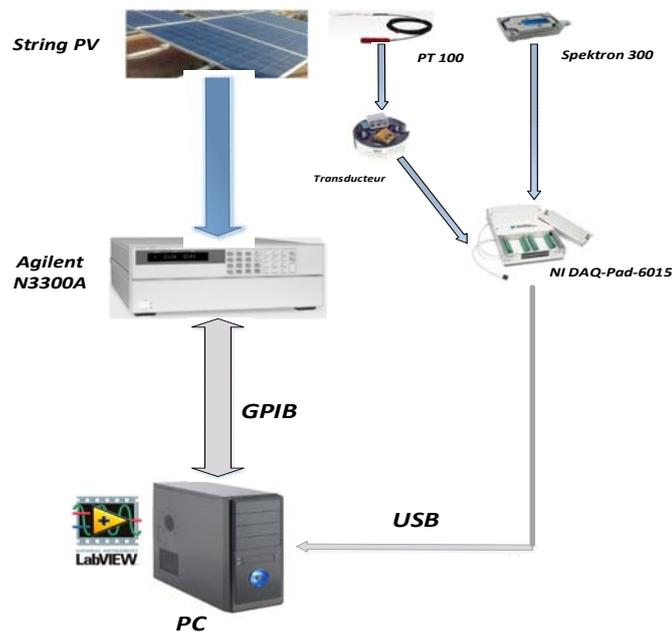


Figure A.3. Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.

Le système de mesure et d'acquisition de données est illustré par les figures (A.3) et (A.4). Les modules PVs sont munis par un capteur de température (PT100) et un capteur d'éclairement solaire (Pyranomètre : Spektron 300).



Figure A.4. Banc expérimental pour l'obtention de la courbe I-V.

A. 1. Capteur de Température (PT100)

C'est une sonde thermométrique qui se met à la partie arrière du module PV, comme il est illustré par la figure (A.5), elle consiste à mesurer la résistance en vue de calculer la température interne. La résistance se calcule par la relation (A.1) pour les températures au dessus de 0°C.

$$R_T/R_0 = 1 + A \cdot T + B \cdot t^2 \quad (\text{A.1}).$$



Figure A.5. Capteur de température, PT100.

Avec, R_T est la résistance du thermomètre à la température T , R_0 est la résistance du thermomètre à 0°C , T est la température opérationnelle [$^\circ\text{C}$], $A=3.9083 \cdot 10^{-3}$ et $B=-5.775 \cdot 10^{-7}$. La résistance calculée sera transformée en intensité par un transmetteur.

A. 2. Transmetteur de température (300TX, K & J, de PT100)

Il consiste à transformé la résistance de la sonde du capteur PT100 en intensité (signal normalisé 4-20mA), comme il est illustré par la figure (A.6). Il permet d'afficher numériquement la température.



Figure A.6. Transmetteur de température, 300TX.

A. 3. Capteur d'éclairement solaire (Spektron 300)

Fabriqué par le distributeur PV suisse TRITEC, comme il est illustré par la figure (A.7), c'est un capteur d'éclairement solaire s'étalant de 0 à 1500 W/m^2 avec une tension d'alimentation de 5-20 V, dont la tension de mesure U_m s'obtient par l'équation (A.2) :

$$U_m = G \cdot (150 \text{ [mV]}/1\,500 \text{ [W/m}^2\text{]}) \quad (\text{A.2})$$

Avec, G est l'éclairement solaire en W/m^2 .



Figure A.7. Capteur d'éclairement solaire, Spektron 300.

A. 4. Carte d'acquisition (NI DAQPad-6015)

L'acquisition de données des capteurs d'éclairement solaire et de température se fait par la carte d'acquisition portable de haute performance et multifonction pour USB (NI DAQPad-6016) fabriquée par la société Américaine National Instrument (NI), comme il est montré par la figure (A.8), qui fournit les caractéristiques suivantes:



Figure A.8. Carte d'acquisition de type : NI DAQPad-6015.

- USB de la Série X pour obtenir d'avantage de voies et des fréquences d'échantillonnage plus élevées.
- 16 entrées analogiques, 2 sorties analogiques, 8 E/S numériques, 2 compteurs (timer).
- Driver NI-DAQmx et logiciel interactif d'enregistrement de données NI LabVIEW Signal Express LE, qui offrent une configuration prête à l'emploi et des interfaces de programmation dotées de fonctionnalités tel que l'assistant DAQ, pour réduire le temps de développement. Chaque module d'acquisition de données USB inclut une copie de NI LabVIEW SignalExpress LE, pour permettre d'acquérir, d'analyser et de présenter rapidement des données sans aucune programmation. En plus de LabVIEW SignalExpress LE, les matériels d'acquisition de données USB sont compatibles avec les logiciels suivants :
 - a) LabVIEW 7 ou supérieur.
 - b) NI LabWindows™/CVI 7 ou supérieur.
 - c) NI Measurement Studio 7 ou supérieur.
 - d) C/C++ ANSI.
 - e) Microsoft Visual Studio .NET.
 - f) Microsoft Visual Basic 6.0.

A. 5. Charge électronique (Agilent N3300A)

Fabriquée par la société Américaine Agilent Technologies, c'est une charge électronique programmable, par l'environnement LabVIEW, utilisée pour l'acquisition et la commande des valeurs du courant et de la tension simultanément, comme il est illustré par la figure (A.9). En admettant un intervalle de courant allant jusqu'à 60 A et un intervalle de tension allant jusqu'à 150 V. Elle se connecte avec le CPU soit par un câble GPIB ou RS232.



Figure A.9. Charge électronique de type : Agilent N3300A.

Finalement, un PC muni d'un programme sous l'environnement LabVIEW nous permettra d'extraire les données nécessaires pour une analyse en vue de diagnostic de défauts. Il permet la visualisation en temps réel de la courbe I-V comme il est montré par la figure (A.10)



Figure A.10. Ecran de visualisation des grandeurs électrique nécessaire adaptées sous l'environnement LabVIEW.

Annexe B

Onduleur PV et les défauts relatives

L'onduleur PV est un composant essentiel dans les systèmes PVs connectés au réseau. Actuellement, il existe une de grande concurrence entre les fabricants des onduleurs PVs sur le marché mondial, car d'un jour à un autre le marché PV prend un essor remarquable dans les pays industriels. Le marché American et le marché asiatique, représenté surtout par la Chine, Japon et Taiwan, sont est les plus développés à la fin de l'année 2013 [IHS'13]. Le tableau (B.1) illustre le classement des plus grands constructeurs des onduleurs PVs en 2013, dont SMA, le constructeur Allemand, est le leader avec une installation globale de 30 GW.

Tableau (B.1). Classement des grands constructeurs des onduleurs PVs selon le revenu en US Dollar suivant IHS Technology, Avril 2014 [IHS'14].

Classement 2013	Producteur	Location	Classement 2013 vs 2012	Classement 2008	Producteur	Location	Classement 2013 vs 2008
1	SMA	Europe	-	1	SMA	Europe	-
2	ABB	Europe	-	2	Fornius	Europe	↓
3	Omron	Japon	3	3	Kaco	Europe	↓
4	TMEIC	Japon	> 10	4	Ingeteam	Europe	↓
5	Sungrow	China	9	5	Xantrex (adopté par Schneider)	Canada	↓
6	Advanced Energy	USA	-1	6	Siemens	Europe	Sorti
7	Tabuchi	Japon	1	7	Sputnik	Europe	↓
8	Schneider Electric	Europe	-4	8	Conergy (adopté par Bosch)	Europe	↓
9	Enphase Energy	USA	-	9	Power-One (adopté par ABB)	USA	↑
10	Kaco	Europe	-7	10	Elettronica Santerno	Europe	↓
Revenu total du Top 10 : 3.7 Billion \$ et 58% du marché.				Revenu total du Top 10 : 2 Billion \$ et 83% du marché.			

Les onduleurs pour les systèmes PVs autonome ont été jugées incompatibles avec les exigences d'un système de génération PV à cause d'abord du coûts trop élevés et due au rendement trop faibles [WAR'00]. Des paramètres tels que la régulation de tension, la qualité de puissance, le rendement globale élevé et faibles pertes, lorsque les charges sont éteints, n'ont pas été disponibles.

Cependant, les nouveaux onduleurs PVs sont conçus pour permettre au premier lieu le fonctionnement dans un intervalle de tension large produits par le GPV allant jusqu'à 1000 V, avec un rendement important allant jusqu'à 98.5% selon le producteur SMA [SMA'15], un facteur de puissance supérieure à 90% et THD inferieur à 5%. Ils sont autonomes et munis par un circuit de commande qui fournit des fonctions de contrôle et de protection suffisantes tels que la traque de la puissance maximale, la commande du courant de l'onduleur, le contrôle du

facteur de puissance et la réalisation des fonctions wake-up et shut-down requises durant les cycles diurnes du système PV [ELT'10].

En cas de connexion directe au réseau sans stockage; l'onduleur peut fixer la tension à laquelle le réseau fonctionne, ou (plus souvent) utiliser une technique de MPPT pour identifier la meilleure tension de fonctionnement pour le réseau. Il agit comme une source de courant produisant un courant de sortie sinusoïdal. La connexion avec l'utilité (réseau) peut être effectuée par l'interférence d'un circuit disjoncteur dans une boîte de distribution ou par l'intégration d'un service entre la boîte de distribution et le compteur de l'utilité. De toute façon, la GPV réduit la puissance prélevée du réseau de l'utilité si les règles d'interconnexion permettent que le GPV puisse fournir un flux de puissance net au réseau [JEF'08].

Les exigences techniques d'interconnexion entre le GPV et le réseau électrique doivent être satisfaites pour assurer la sécurité d'une installation PV et la fiabilité du réseau électrique. En résolvant plusieurs problèmes d'interconnexions telles que la détection d'îlotage, la distorsion harmonique et les interférences électromagnétiques.

Les onduleurs PVs consomment une certaine puissance quand il fonctionne, et leur rendement dépend fortement de la puissance d'entrée DC. Où, la relation entre leur puissances de sortie et leurs puissances d'entrée est souvent montée par une courbe de rendement fournie par les fabricants (utilisée pour simuler la puissance de sortie théorique prévue).

Bien qu'il ait un progrès intéressant de la fiabilité des onduleurs d'une années à une autre [IEA'09]. Cependant, il est vivement possible que l'onduleur tombe en panne d'ailleurs quelques études mentionnent que l'onduleur est le composant le plus vulnérable dans un système PV [BOW'00, BON'02, PET'08]. La plupart des événements ont été attribués au :

- Fonctionnement en mode d'îlotage avec le réseau en état de défaillance ou sous maintenance;
- Mauvais (inefficace) fonctionnement de MPPT;
- Protection inadéquate contre les surtensions provenant du réseau (chargement transitoire, entaillage, faute de déblayage et commutation du condensateur);
- Sur-échauffement des composants;

La plupart de ces anomalies ont été observées durant le jaillissement d'une foudre, à cause d'une pénétration d'eau ou sous une grande température ambiante. Il est possible d'y associer la défaillance des autres composants (BOS) comme le déclenchement des disjoncteurs DC et la défaillance des dispositifs du circuit de surintensité DC et AC.

De nos jours, plusieurs recherches se font pour réduire le risque de passation de défauts au niveau de l'onduleur par l'amélioration des composants vulnérables constitutifs de l'onduleur notamment les :

- Condensateurs électrolytiques (condensateurs à grande ESR "résistance série équivalente" peuvent causer un sur-échauffement) [KNI'06];
- MOSFET et les composants de commutation qui sont très vulnérables devant les facteurs de stress comme la température dues aux problèmes des mécanismes de la gestion thermique et de l'extraction de chaleur [NRE'06];

Finalement, les défauts les plus couramment possibles à surgir au niveau de l'onduleur PV ou au niveau de l'interconnexion DC-AC sont les suivants :

- Fonctionnement en mode d'îlotage;
- Surtension ou surintensité;
- Sur-échauffement;
- Interférence électromagnétique;
- Défaut de MPPT;
- Grande distorsion harmonique;
- Défaut de condensateur (Matériaux électrolytiques vieillissent rapidement, changement transitoire, notching et haute température,...etc.);
- Défaut des composants de commutation surtout ceux qui sont à base de semi-conducteur : MOSFET;
- Usure électromécanique (composant inductifs, stress mécanique et vibration...etc.).

Annexe C

Défauts au niveau de GPV

Le GPV est fortement dépendant non seulement à la variation permanente de l'éclairement solaire mais aussi aux différents phénomènes naturels (tels que : la vitesse de vent, changement climatique, le mouvement des êtres vivants,...etc.) et les phénomènes d'interaction à l'intérieur des cellules PVs (Variation des propriétés intrinsèques associée au phénomène PV) [YAN'14].

La défaillance des composants électroniques, les câbles de connexion et les éléments physiques de protection (verre encapsulant) sont aussi une source d'anomalies qui engendre une perte d'énergie ou même l'arrêt total de production d'énergie [SHA'13–B].

Plusieurs défauts sont envisageables pour déterminer les causes d'une réduction des performances d'un GPV, on peut les diviser en deux catégories géantes ; les défauts indoors (dus aux réactions à l'intérieur des cellules) et les défauts outdoors (dus aux variations à l'extérieurs des cellules). Les deux familles des défauts nécessitent des outils particuliers d'analyse (ou de mesure). Cependant, la première catégorie (indoor), souvent, exige des outils plus sophistiqués, coûteux et l'emplacement dans un endroit particulier muni par des conditions bien déterminé [SOL'13], entraînant ainsi la déconnexion totale et le déplacement des modules PVs, ce qui est gênant pour les systèmes BIPV.

Le tableau (C.1) présente les plus fréquents défauts, suivant la littérature [KUR'13, BUN'11], au niveau du GPV, les effets possibles en causants et leur impact sur la production d'énergie.

Tableau (C.1). Liste des défauts au niveau de la partie de génération PV.

<i>Causes</i>	<i>Effets</i>
Augmentation de R_s et diminution de R_{sh}	Relative réduction d'énergie.
Cassure du verre encapsulant des modules.	Corrosion, détérioration des cellules, pénétration de l'humidité et relative réduction d'énergie.
Cassure ou fissure des cellules.	Dégradation des performances, échauffement localisé et grande réduction d'énergie.
Cassure/Dégradation/Corrosion des interconnexions.	Dégradation des performances et relative réduction d'énergie.
Claquage/mauvaise connexion des diodes bypass.	Sur-échauffement et relative réduction d'énergie.
Corrosion électrochimique de TCO.	Dégradation des performances et moyenne réduction d'énergie.
Délamination.	Dégradation des performances, échauffement localisé et relative réduction d'énergie.
Décoloration des cellules.	Dégradation de performance et relative réduction d'énergie.
Déconnexion des soudures	CC, relative réduction d'énergie et incendie.
Défaillance de la protection parafoudre, ou non connectée à la terre.	Destruction des composants électroniques en cas de foudre, relative réduction d'énergie.
Défaillance de la protection parafoudre, ou non connexion à la terre.	Destruction des composants électroniques en cas de foudre, relative réduction d'énergie.
Défaillance/mal dimensionnement/male connexion/inversion de polarités des diodes.	Echauffement localisé, destruction des cellules et relative réduction d'énergie.

Défaut de dimensionnement et de paramétrage des outils d'acquisitions.	Mesurée erronée et relative réduction d'énergie.
Défaut de mise à la terre.	CC, détérioration des cellules et relative réduction d'énergie.
Dégradation des câbles d'acquisition.	Mesurée erronée et relative réduction d'énergie.
Dégradation des disjoncteurs.	CC et relative réduction d'énergie.
Dégradation/Décoloration de l'encapsulant	Relative réduction d'énergie.
Dégradation/défaillance des câbles de connexion.	Augmentation de la résistance de connexion et réduction d'énergie
Haute température ambiante.	Echauffement localisé, détérioration des cellules et relative réduction d'énergie.
Inversion de polarités des sub-strings/modules	CC, relative réduction d'énergie.
Mauvais dimensionnement des câbles et des composants de protections.	CO, sur-échauffement et relative réduction d'énergie.
Mauvaise inclinaison ou module mal fixé.	Relative réduction d'énergie.
Mauvaise matière de Presse-étoupe de la boîte de jonction.	Corrosion des contacts, relative réduction d'énergie.
Ombrage partiel dû au mouvement des êtres vivants.	Echauffement localisé, détérioration des cellules et relative réduction d'énergie.
Pénétration de l'humidité	Détérioration des cellules et des composants électroniques, corrosion des contacts, et grande réduction d'énergie.
Phénomène de résonance.	Dysfonctionnement des composants de protection et relative réduction d'énergie.
Pollution, sable, neige ou salissure (localisé ou irrégulier).	Ombrage, échauffement localisé et relative réduction d'énergie.
Problème de dissipation de la chaleur des diodes de protection.	Claquage des diodes et relative réduction d'énergie.
Sub-string/Module mal ou non connecté.	Court-Circuit et grande réduction d'énergie.
Surtensions dues à la foudre	Détérioration des cellules et grande réduction d'énergie.
Vieillessement des cellules.	Relative réduction d'énergie.

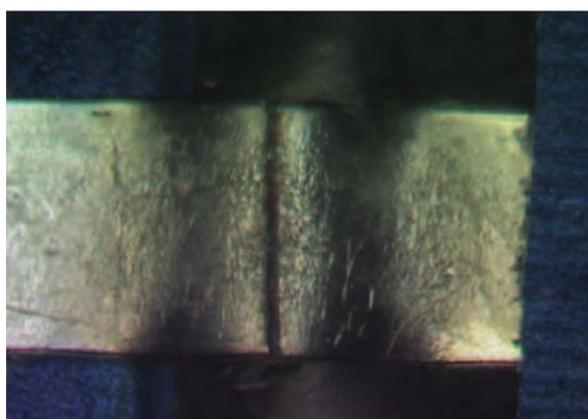


Figure.C.1. Cassure des interconnexions

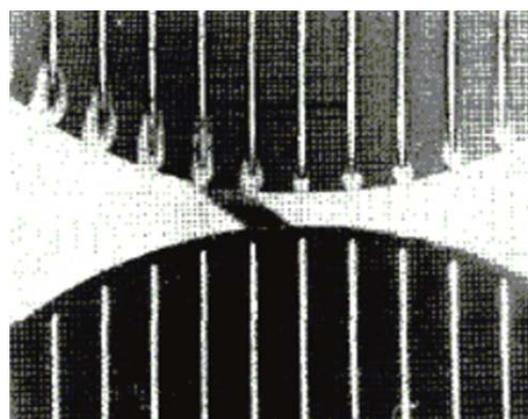


Figure.C.2. Corrosion électrochimique.

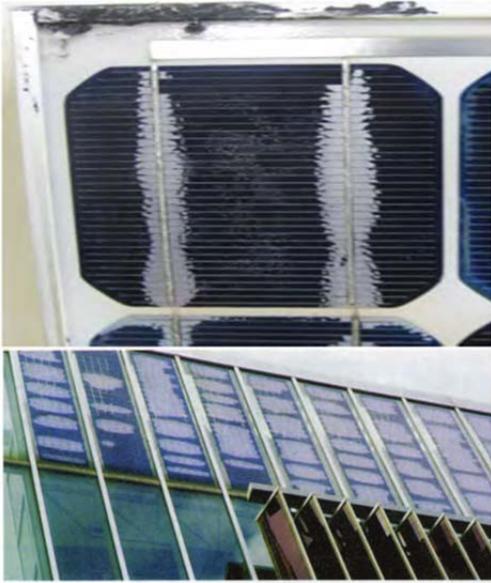


Figure.C.3. Délamination.



Figure.C.4. Décoloration (brunissement).

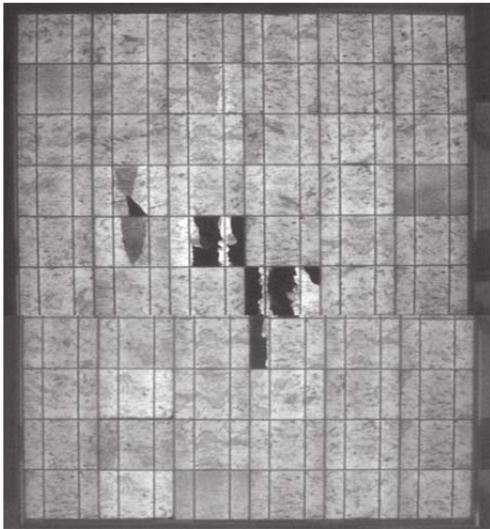


Figure.C.5. Cassure de cellule.

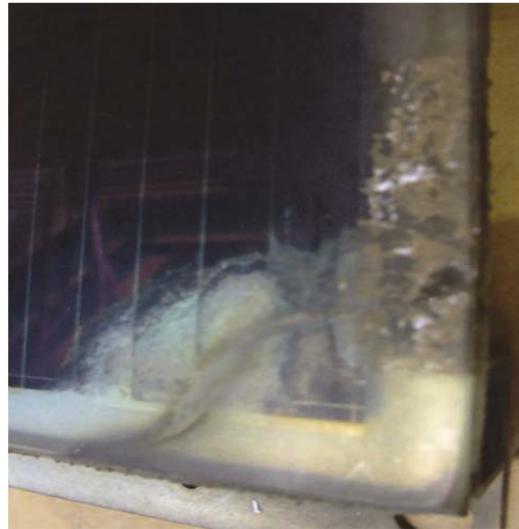


Figure.C.6. Cassure du verre encapsulant.



Figure.C.7. Pénétration de l'humidité.



Figure.C.8. Corrosion due à l'humidité.

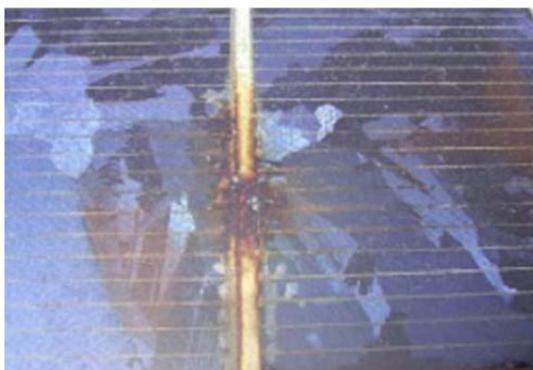


Figure.C.9. Echauffement des soudures.



Figure.C.10. Echauffement de la cellules.



Figure.C.11. Claquage des diodes bypass.



Figure.C.12. Câbles endommagés.



Figure.C.13. Incendie des modules PVs due à un câble mal connecté.

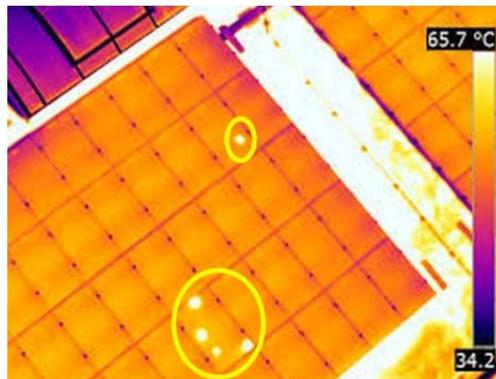
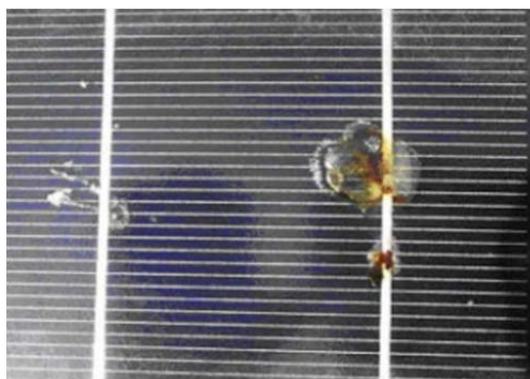


Figure.C.14. Echauffement localisé.

Références bibliographiques

- [ABU'13] H. Abu-Rub, A. Iqbal, S.M. Ahmed, F.Z. Peng, Y. Li, G. Baoming, "Quasi-Z-Source Inverter-Based Photovoltaic Generation System With Maximum Power Tracking Control Using ANFIS," *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp 11–20 2013.
- [AHM'14] J. Ahmed, Z. Salam, "A Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV system using Cuckoo Search with partial shading capability," *Applied Energy*, vol.119, pp 118–130, 2014.
- [ALH'12] M.F. AlHajri, K.M. El-Naggar, M.R. AlRashidi, A.K. Al-Othman, "Optimal extraction of solar cell parameters using pattern search," *Renewable Energy*, vol.44, pp 238–245, 2012.
- [ANC'11] F. Ancuta, C. Cepisca, "Fault Analysis Possibilities for PV Panels," *Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics*, Leiria, pp 1–5, 2011.
- [ASK'12] A. Askarzadeh, A. Rezaadeh, "Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms," *Solar Energy*, vol.86, pp 3241–3249, 2012.
- [ASK'13] A. Askarzadeh, A. Rezaadeh, "Extraction of maximum power point in solar cells using bird mating optimizer-based parameters identification approach," *Solar Energy*, vol.90, pp 123–133, 2013.
- [ASK'13–A] A. Askarzadeh, A. Rezaadeh, "Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identification of solar cell models," *Applied Energy*, vol.102, pp 943–949, 2013.
- [BAL'14] B. Balasubramanian, A.M. Ariffin, "Current State-of-the-Art Solar Photovoltaic (PV) Technologies," *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, vol.8, pp 455–468, 2014.
- [BAR'49] J. Bardeen, W.H. Brattain, "Physical Principles Involved in Transistor Action," *Physical Review*, vol.75, pp 239–277, 1949.
- [BAS'13] J.D. Bastidas-Rodriguez, C.A. Ramos-Paja, A.J. Saavedra-Montes, "Reconfiguration analysis of photovoltaic arrays based on parameters estimation," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol.35, pp 50–68, 2013.
- [BAZ'13] M. Bazilian, I. Onyeji, M. Liebreich, I. MacGill, J. Chase, D. Gielen, D. Arent, D. Landfear, S. Zhengrong, "Re-considering the economics of photovoltaic power," *Renewable Energy*, vol.53, pp 329–338, 2013.
- [BEC'39] A.E. Becquerel, "Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumiere solaire au moyen des courants electriques," *Comptes Rendus de L'Academie des Sciences*, vol.9, pp 145–149, 1839.
- [BEL'06] A. Belyaev, O. Polupan, W. Dallas, S. Ostapenko, D. Hess, "Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers," *Applied Physics Letters*, vol.88, pp 11907:1–3, 2006.
- [BEY'14] A. Beylot, J. Payet, C. Puech, N. Adra, P. Jacquin, I. Blanc, D. Beloin-Saint-Pierre, "Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations," *Renewable Energy*, vol.61, pp 2–6, 2014.
- [BIS'88] J. W. Bishop, "Computer Simulation Of The Effects Of Electrical Mismatches In Photovoltaic Cell Interconnection Circuits," *Solar Cells*, vol.25, pp 73-89, 1988.
- [BON'02] R.H. Bonn, "Developing a 'next generation' PV inverter," in *Proc. 29th IEEE Photovolt. Specialists Conference*, pp. 1352–1355, May 2002.
- [BOU'07] K. Bouzidi, M. Chegaar, A. Bouhemadou, "Solar cells parameters evaluation considering the series and shunt resistance," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol.91, pp 1647-1651, 2007.
- [BOU'12] M. Boutchich, J. Alvarez, D. Diouf, P.R. i Cabarrocas, I. Masataka, Y. Koide, J. Kleider, "Amorphous silicon diamond based heterojunctions with high rectification ratio," *Jouranal of Non-Crystalline Solids*, vol.358, pp 2110–2113, 2012.
- [BOW'00] W. Bower, "Inverters—Critical photovoltaic balance-of-system components: Status, issues, and new-millennium opportunities," *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol.8, pp 113–126, 2000.
- [BRE'08] O. Breitenstein, J. Bauer, T. Trupke, R.A. Bardos, "On The Detection of Shunts in Silicon

- Solar Cells by Photo- and Electroluminescence Imaging,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol.16, pp 325–330, 2008.
- [BRI’13]** M.A.G. de Brito, L. Galotto, Jr., L.P. Sampaio, G. A. e Melo, C.A. Canesin, “Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications,” *IEEE Trans on Industrial Electronics*, vol.60, no.3, pp 1156–1167, 2013.
- [BUD’12]** S. Buddha, H. Braun, V. Krishnan, C. Tepedelenioglu, A. Spanias, T. Yeider, T. Takehara, “Signal processing for photovoltaic applications,” *IEEE International Conference on Emerging Signal Processing Applications*, Las Vegas, USA, pp 115–118, 2012.
- [BUE’12]** Cl. Buerhop, D. Schlegel, M. Niess, C. Vodermayr, “Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions,” *Solar Energy Material & Solar Cells*, vol.107, pp 154–164, 2012.
- [BUN’11]** L. Bun, “Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV,” Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2011.
- [CHA’08]** K.H. Chao, S.H. Ho, M.H. Wang, “Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system,” *Electric Power Systems Research*, vol.78, pp 97–105, 2008.
- [CHA’10]** K.H. Chao, C.T. Chen, M.H. Wang, C.F. Wu, “A Novel Fault Diagnosis Method Based-on Modified Neural Networks for Photovoltaic Systems,” *Advances in Swarm Intelligence. Lecture Notes in Computer Science*, vol.6146, pp. 531–539, 2010.
- [CHA’11]** L. El Chaar, L.A. lamont, N. El Zein, “Review of photovoltaic technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.15, pp 2165–2175, 2011.
- [CHE’07]** R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid, “A detailed modeling method for photovoltaic cells,” *Energy*, vol.32, pp 1724–1730, 2007.
- [CHI’11]** C. Chibbaro, M. Zimbone, G. Litrico, P. Baeri, M. L. Lo Trovato, F. Aleo, “A general and precise method to evaluate the series resistance of photovoltaic cells from I-V characteristics,” *Journal of Applied Physics*, vol.110, pp 044505;1-9, 2011.
- [CHI’14]** W. Chine, A. Mellit, A. Massi Pavan, S.A. Kalogirou, “Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants,” *Renewable Energy*, vol.66, 99–110, 2014.
- [CHO’09]** A. Chouder, S. Silvestre, “Analysis model of mismatch losses in PV systems,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol.131, pp 1–5, 2009.
- [CHO’10]** A. Chouder, S. Silvestre, “Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis,” *Energy Conversion and Management*, vol.51, pp 1929–1937, 2010.
- [CHO’10–A]** A. Chouder, “Analysis, Diagnosis and Fault Detection in Photovoltaic Systems,” Thèse de Doctorat, Universitat Politècnica De Catalunya Departament D’Enginyeria Electronica, 2010.
- [CHO’12]** A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, L. Rahmani, “Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol.20, pp 46–58, 2012.
- [CHU’14]** K. Chumpolrat, V. Sangsuwan, N. Udomdachanut, S. Kittisontirak, S. Songtrai, P. Chinnavornrungrsee, A. Limmanee, J. Sritharathikhun, K. Sriprapha, “Effect of Ambient Temperature on Performance of Grid-Connected Inverter Installed in Thailand,” *Hindawi Publishing Corporation; International Journal of Photoenergy*. Vol. 2014, Article ID 502628, pp 6, 2014.
- [COL’11]** A. Coleman, J. Zalewski, “Intelligent Fault Detection and Diagnostics in Solar Plants,” *The 6th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*, Prague, Czech Republic, pp 948–953, 2011.
- [CRIS’12]** L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, F. Ponci, “A Simple Photovoltaic Panel Model: Characterization Procedure and Evaluation of the Role of Environmental Measurements,” *IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement*, vol. 61, no.10, pp 2632–2641, 2012.
- [CUE’02]** J.A. Del Cueto, “Comparison Of Energy Production And Performance From Flat-Plate Photovoltaic Module Technologies Deployed At Fixed Tilt,” *Photovoltaic Specialists Conference*, pp 1523–1526, 2002.

- [DAS'11]** S. Das, P.N. Suganthan, "Differential Evolution: A Survey of the State-of-the-Art", IEEE trans. on Evolutionary Computation, vol.15, no.4, pp 4–31, 2011.
- [DAV'13]** M. Davarifar, A. Rabhi, A. EL Hajjaji, J. Bosche, X. Pierre, "Chapter 17 :Improved Real Time Amorphous PV Model for Fault Diagnostic Usage," book title, "Sustainability in Energy and Buildings Smart Innovation, Systems and Technologies," Springer Berlin Heidelberg, vol.22, pp 179–188, 2013.
- [DES'13]** U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini, E. Garroni, "Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations," vol.102, pp 765–784, 2013.
- [DIR'15]** D. Dirnberger, G. Blackburn, B. Müller, C. Reise, "On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies," Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.132, pp 431–442, 2015.
- [DOL'13]** A. Dolara, G.C. Lazaroïu, S. Leva, G. Manzolin, "Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules," Energy, vol.55, pp 466–475, 2013.
- [DRE'07]** A. Drews and al., "Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations," Solar Energy, vol.81, pp 548–564, 2007.
- [DUB'13]** S. Dubey, N.Y. Jadhav, B. Zakirova, "Socio-Economic and Environmental Impacts of Silicon Based Photovoltaic (PV) Technologies," Energy Procedia, PV Asia Pacific Conference 2012, vol.33, 322–334, 2013.
- [DUC'11]** P. Ducange, M. Fazzolari, B. Lazzerini, F. Marcelloni, "An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields," 11th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications, pp 1341–1346, 2011.
- [DUR'08]** E. Duran, M. Piliougine, M. Sidrach-de-Cardona, J. Galan, J.M. Anduja, "Different methods to obtain the I–V curve of PV modules: A review," IEEE 33rd Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, USA, pp 1-6, 2008.
- [DYK'04]** E.E. van Dyk, E.L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules," Renewable Energy, vol.29, pp 333–344, 2004.
- [EAS'86]** T. Easwarakhanthan, "Nonlinear Minimization Algorithm for Determining the Solar Cell Parameters with Microcomputers," International Journal of Solar Energy, vol.4, pp 1–12, 1986.
- [ELT'10]** M.A. Eltawil, Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.14, pp 112–129, 2010.
- [ELT'13]** M.A. Eltawil, Z. Zhao, "MPPT techniques for photovoltaic applications," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.25, pp 793–813, 2013.
- [FAR'15]** M. Farshchimonfared, J.I. Bilbao, A.B. Sproul, "Channel depth, air mass flow rate and air distribution duct diameter optimization of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors linked to residential buildings," Renewable Energy, vol.76, pp 27–35, 2015.
- [FIR'10]** S.K. Firth, K.J. Lomas, S.J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," Solar Energy, vol.84, pp 624-635, 2010.
- [FOR'82]** S.E. Forman, "Performance of Experimental Terrestrial Photovoltaic Modules," IEEE Trans. on Reliability, vol.R-31, no.3, pp 235–245, 1982.
- [FRA'14]** C. Fradler, T. Rath, S. Dunst, I. Letofsky-Papst, R. Saf, B. Kunert, F. Hofer, R. Resel, G. Trimme, "Flexible polymer/copper indium sulfide hybrid solar cells and modules based on the metal xanthate route and low temperature annealing," Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.124, pp 117–125, 2014.
- [GHA'11]** F. Ghani, M. Duke, "Numerical determination of parasitic resistances of a solar cell using the Lambert W-function," Solar Energy, vol.85, pp 2386-2394, 2011.
- [GHA'13]** F. Ghani, M. Duke, J. Carson, "Numerical calculation of series and shunt resistance of a photovoltaic cell using the Lambert W-function: Experimental evaluation," Solar Energy, vol.87, pp 246-253, 2013.
- [GOK'12]** N. Gokmen, E. Karatepe, B. Celik, S. Silvestre, "Simple diagnostic approach for

- determining of faulted PV modules in string based PV arrays,” *Solar Energy*, vol.86, pp 3364–3377, 2012.
- [GOK’13]** N. Gokmen, E. Karatepe, S. Silvestre, B. Celik, P. Ortega, “An efficient fault diagnosis method for PV systems based on operating voltage-window,” *Energy Conversion and Management*, vol.73, pp 350–360, 2013.
- [GON’11]** M. González, B. Raison, S. Bacha, L. Bun, “Fault Diagnosis in a Grid-Connected Photovoltaic System by Applying a Signal Approach,” *IEEE 37th Annual Conference on Industrial Electronics Society*, Melbourne, pp 1354–1359, 2011.
- [GRE’11]** Greenpeace, “Solar Generation 6 : Solar photovoltaic electricity empowering the world,” *European photovoltaic industry association*, pp 100, 2011.
<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/Solar-Generation-6/>.
- [HAC’13]** O. Hachana, K. E. Hemsas, G. M. Tina, C. Ventura, “Comparison of different metaheuristic algorithms for parameter identification of photovoltaic cell/module,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol.5, pp 053122; 1–18, 2013.
- [HAE’07]** H. Haeberlin, Markus Real, “Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants,” *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Milano, Italy, pp 1–6, 2007.
- [HAS’14]** L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, V. Salas, “Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.30, pp 796–807, 2014.
- [HER’13]** M. Herman, M. Jankovec, M. Topic, “Optimisation of the I–V measurement scan time through dynamic modelling of solar cells,” *IET Renewable Power Generation*, vol.7, pp 63–70, 2013.
- [HER’82]** P. Hersch, K. Zweibel, “Basic Photovoltaic Principles and Methods,” *Solar Energy Research Institute, U.S. Department of Energy, Colorado*, pp 71, 1982.
- [HIR’12]** Y. Hirata, S. Noro, T. Aoki, S. Miyazawa, “Diagnosis photovoltaic failure by simple function method to acquire I–V curve of photovoltaic modules string,” *IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference*, Austin, pp 1340–1343, 2012.
- [HU’13]** Y. Hu and al., “Photovoltaic fault detection using a parameter based model,” *Solar Energy*, vol.96, pp 96–102, 2013.
- [HUG’14]** H. Hug, M. Bader, P. Mair, T. Glatzel, “Biophotovoltaics: Natural pigments in dye-sensitized solar cells,” *Applied Energy*, vol.115, pp 216–225, 2014.
- [IBI’10]** J.J.M. Ibirriaga, X.M.M. Pena, A. Opritescu, D. Sera, R. Teodorescu, “Low-cost, high flexibility I-V curve tracer for photovoltaic modules,” *12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, Basov, pp 1210–1215, 2010.
- [IEA’09]** IEA report, “Trends in photovoltaic applications—Survey report of selected countries between 1992 and 2009,” IEA, Paris, France, IEAPVPS T1-19:2010.
http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/tr_2009_neu.pdf
- [IEA’98]** IEA PVPS, “Utility Aspects Of Grid Connected Photovoltaic Power Systems,” *Report IEA PVPS T5-01*, 1998.
- [IEC’05]** IEC, “Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval,” *International Standard*, pp 102, 2005.
- [IEC’06]** IEC’06, “Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics,” *International Standard 60904-1 Second edition 2006-09*, 2006.
- [IHS’14]** <https://technology.ihs.com/496723/2013-pv-inverter-supplier-rankings-asian-suppliers-tighten-grip-as-european-leadership-weakens>. IHS Technology 2014.
- [ISH’11]** K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, “Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol.95, pp 586-594 , 2011.
- [ISH’11]** T. Ishii, K. Otani, T. Takashima, “Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol.19, pp 141–148, 2011.
- [ISH’12]** K. Ishaque, Z. Salam, S. Mekhilef, A. Shamsudin, “Parameter extraction of solar

- photovoltaic modules using penalty-based differential evolution,” *Applied Energy*, vol.99, pp 297–308, 2012.
- [ISH’13]** K. Ishaque, Z. Salam, “A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.19, pp 475–488, 2013.
- [JEF’08]** N. Jeff, W. Chuck, R. Michael, N. Ben, “Renewable systems interconnection: Distributed PV systems design and technology requirements,” US Department of Energy. October 30, 2007 – Draft B. <3_rsi_distributed_pv_systems_design_draft_103007> accessed 10th January; 2008.
- [JEL’12]** B.P. Jelle, C. Breivik, H.D. Røkenes, “Review Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol.100, pp 69–96, 2012.
- [JIA’11]** T. Jianeng, Z. Yongqiang, W. Wenshan, “Fault Diagnosis Method and Simulation Analysis for Photovoltaic Array,” *International Conference on Electrical and Control Engineering*, pp 1569–1573, 2011.
- [JIA’13]** L.L. Jiang, D.L. Maskell, J.C. Patra, “A novel ant colony optimization-based maximum power point tracking for photovoltaic systems under partially shaded conditions,” *Energy and Buildings*, vol.58, pp 227–236, 2013.
- [JOL’12]** J. Jolmsom, M. Montoya, S. McCalmont, G. Katzir, F. Fuks, “Differentiating Series and Parallel Photovoltaic Arc-Faults,” 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference , Austin, TX, pp 720–726, 2012.
- [JOR’11]** D. C. Jordan, S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.* vol.21, pp 12–29, 2013.
- [JUN’12]** J.H. Jung, S. Ahmed, “Real-time simulation model development of single crystalline photovoltaic panels using fast computation methods,” *Solar Energy*, vol.86, pp 1826–1837, 2012.
- [KAL’13]** S.A. Kalogirou, “Chapter 9 : Photovoltaic Systems,” book title, “Solar Energy Engineering Processes and Systems—second edition,” pp 840, 2013.
- [KAR’05]** D. Karaboga, “An idea based on honey bee swarm for numerical optimization,” *Technical Report-TR06*, ErciyesUniversity, Engineering Faculty, Computer Engineering Department, 2005.
- [KAR’07]** E. Karatepe, M. Boztepe, M. Colak, “Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells,” *Solar Energy*, vol.81, pp 977–992, 2007.
- [KAR’14]** D. Karaboga, B. Gorkemli, C. Ozturk, N. Karaboga, “A comprehensive survey: artificial bee colony (ABC) algorithm and applications,” *Artificial Intelligence Review*, Springer Netherlands, vol.42, pp 21–57, 2014.
- [KAS’08]** M. Kasemann and al., “Luminescence Imaging for the Detection of Shunts on Silicon Solar Cells,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol.16, pp 297–305, 2008.
- [KEN’10]** D. Kendig, J. Christofferson, G. B. Alers, A. Shakouri, “Application of Thermoreflectance Imaging to Identify Defects in Photovoltaic Solar Cells,” *SEMI-THERM*, 26th Annual IEEE Semiconductor Thermal Measurement and Management Symposium, Santa Clara, CA, pp 245–248, 2010.
- [KIM’10]** I.S. Kim, “Fault Detection Algorithm of the Photovoltaic System using Wavelet Transform,” *India International Conference on Power Electronics*, New Delhi, pp 1–6, 2010.
- [KIN’00]** D. L. King, J. A. Kratochvil, and M. A. Quintana, “Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing,” *IEEE 28th Photovoltaic Specialists Conference*, Anchorage, pp 1487–1490, 2000.
- [KIN’07]** D.L. King, S. Gonzalez, G.M. Galbraith, W.E. Boyson, “Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters,” *SANDIA Report*, SAND2007-5036, 2007.
- [KJA’05]** S.B. Kjaer, J.K. Pedersen, F. Blaabjerg, “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules,” *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol.41, no.5, pp 1292–1306, 2005.

- [KJÆ'12] S.B. Kjær, "Evaluation of the "Hill Climbing" and the "Incremental Conductance" Maximum Power Point Trackers for Photovoltaic Power Systems," IEEE Trans. on Energy Conversion, vol.27, no.4, pp 922–929, 2012
- [KNI'06] J. Knight, S. Shirsavar, W. Holderbaum, "An improved reliability Cuk based solar inverter with sliding mode control," IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 21, no.4, pp. 1107–1115, 2006.
- [KOE'12] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, "Modelling of conditions for accelerated lifetime testing of Humidity impact on PV-modules based on monitoring of climatic data," Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.99, pp 282–291, 2012.
- [KUR'13] S. Kurtz, "Photovoltaic Module Reliability Workshop 2013," Technical Report, NREL/TP-5200-60167, February 26–27, 2013.
- [LI'09] C.H. Li, X.J. Zhu, G.Y. Cao, S. Sui, M.R. Hu, "Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology," Renewable Energy, vol.34, pp 815–826, 2009.
- [LI'12] Z. Li, Y. Wang, D. Zhou, C. Wu, "An Intelligent Method for Fault Diagnosis in Photovoltaic Array," System Simulation and Scientific Computing Communications in Computer and Information Science, pp 10–16, 2012.
- [MA'14] T. Ma, H. Yang, L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," Solar Energy, vol.100, pp 31–41, 2014.
- [MAK'11] G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, G.E. Georghiou, "Energy yield prediction errors and uncertainties of different photovoltaic models," Prog. Photovolt: Res. Appl., vol.2, pp 500–516, 2011. DOI: 10.1002/pip.1218.
- [MAR'13] S. Martinuzzi and al., "Silicon Solar Cells, Crystalline," book title : "Solar Energy," Springer New York, pp 226–269, 2013.
- [MCE'11] A. Mcevoy, T. Markvart, L. Castañer, "Chapter IIE-3 : Performance, Reliability, and User Experience," book title, "Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications–second edition," Elsevier, pp 1268, 2011. DOI:10.1016/B978-0-12-385934-1.00054-4
- [MCE'11–A] A. Mcevoy, T. Markvart, L. Castañer, "Chapter IIE-1 : Architectural Integration of Solar Cells," book title, "Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications–second edition," Elsevier, pp 1268, 2011. DOI:10.1016/B978-0-12-385934-1.00054-4.
- [MEY'04] E.L. Meyer, E. E. van Dyk, "Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters," IEEE Trans. on Reliability, vol.53, no. 1, pp 83–92 2004.
- [MIN'93] G.M. Minchin, "The magnetic field of a circular current," Philosophical Magazine Series 5, vol.35, pp 354–365, 1893.
- [MIW'06] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura and H. Ohno, "Diagnosis of a Power Output Lowering of PV Array with a (-dI/dV)-V Characteristic," IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, HI, vol.2, pp 2442–2445, 2006.
- [MIY'11] M. Miyatake, M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii, H. Ko, "Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach," IEEE Trans. On Aerospace and Electronic Systems. vol.47, no.1, pp 367–380, 2011.
- [MUL'10] D. Mulvaney, "Green Energy: An A-to-Z Guide," SAGE publications, pp 568, 2010.
- [MUN'08] J. Munoz, E. Lorenzo, F. Martinez-Moreno, L. Marroyo, M. Garcia, "An Investigation into Hot-Spots in Two Large Grid Connected PV Plants," Prog. Photovolt: Res. Appl., vol.16, pp 693–701, 2008.
- [MUN'11] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, N. Vela, F. Chenlo, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions," Solar Energy, vol.85, pp 2264–2274, 2011.
- [NAG'12] K.M. El-Naggar, M.R. AlRashidi, M.F. AlHajri, A.K. Al-Othman, "Simulated Annealing algorithm for photovoltaic parameters identification," Solar Energy, vol.86, pp 266–274, 2012.
- [NAZ'11] M.K. Nazeeruddin, E. Baranoff, M. Gratzel, "Dye-sensitized solar cells: A brief overview,"

- Solar Energy, vol.85, pp 1172–1178, 2011.
- [NGU'83]** P.H. Nguyen, C. Michel, J. Bottin, “Etude de la conversion photovoltaïque : effets des résistances parasites des photopiles,” Rev. Phys. Appl. (Paris), vol.18, pp 775–779, 1983.
- [NIS'07]** K. Nishioka, N.Sakitani, Y. Uraoka, T. Fuyuki, “Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration,” Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.91, pp 1222–1227, 2007.
- [NRE'06]** NREL, “A review of PV inverter technology cost and performance projections,” Navigant Consulting, Inc., Burlington, MA, NREL, Subcontract Report. NREL/SR-620-38771, January 2006.
- [ORI'13]** A. Orioli, A. Di Gangi, “Load mismatch of grid-connected photovoltaic systems: Review of the effects and analysis in an urban context,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.21, 13–28, 2013.
- [ORI'13–A]** A. Orioli, A. Di Gangi, “A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data,” Applied Energy, vol.102, pp 1160–1177, 2013.
- [PAR'11]** B. Parida, S. Iniyar, R. Goic, “A review of solar photovoltaic technologies,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.15, pp 1625–1636, 2011.
- [PEN'13]** J. Peng, L. Lu, H. Yang, “Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.19, pp 255–274, 2013.
- [PEN'13–A]** L. Peng, Y. Sun, Z. Meng, Y. Wang, Y. Xu, “A new method for determining the characteristics of solar cells,” Journal of Power Sources, vol.227, pp 131–136, 2013.
- [PET'08]** G. Petrone, G. Spagnuolo, R. Teodorescu, M. Veerachary, M. Vitelli, “Reliability Issues in Photovoltaic Power Processing Systems,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol.55, no.7, pp 2569–2580, 2008.
- [PIA'13]** M.C. Di Piazza, G. Vitale, “Chapiter 4 : Parameter Identification for Photovoltaic Source Models. Book title : Photovoltaic Sources, Green Energy and Technology,” Springer-Verlag, London, pp 83–129, 2013.
- [PIC'10]** D. Picault, B. Raison, S. Bacha, J. de la Casab, J. Aguilera, “Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses,” Solar Energy, vol.84, pp 1301–1309, 2010.
- [PIC'10–A]** D. Picault, “Reduction Of Mismatch Losses In Grid-connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies,” Thèse de Doctorat, Institut Polytechnique, l’université de Grenoble, 2010.
- [QUA'96]** V. Quaschnig, R. Hanitsch, “Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells,” vol.56, pp 513–520, 1996.
- [RAJ'14]** R. Rajesh, M.C. Mabel, “Efficiency analysis of a multi-fuzzy logic controller for the determination of operating points in a PV system,” Solar Energy, vol.99, pp 77–87, 2014.
- [RAO'13]** A. Rao, R. Pillai, M. Mani, P. Ramamurthy, “Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance,” 4th International Conference on Advances in Energy Research, Energy Procedia, vol.54, pp 690–700, 2013.
- [RAZ'11]** T.M. Razykov, C.S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H.S. Ullal, H.M. Upadhyaya, “Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects,” Solar Energy, vol.85, pp 1580–1608 2011.
- [REI'13]** C.R. S. Reinoso, D.H. Milone, R.H. Buitrago, “Simulation of photovoltaic centrals with dynamic shading,” Applied Energy, vol.103, pp 278–289, 2013.
- [REK'12]** D. Rekioua, E. Matagne, “Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control,” Green Energy and Technology, Springer-Verlag, London, pp 296, 2012.
- [SAL'09]** V. Salas, E. Olías, “Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.13, pp 1541–1550, 2009.
- [SCH'13]** M.C. Scharber, N.S. Sariciftci, “Efficiency of bulk-heterojunction organic solar cells,”

- Progress in Polymer Science 38, pp 1929–1940, 2013.
- [SER'08]** D. Sera, R. Teodorescu, “Photovoltaic Module Diagnostics by Series Resistance Monitoring and Temperature and Rated Power Estimation,” IEEE 34th Annual Conference of Industrial Electronics, Orlando, USA, pp 2195–2199, 2008.
- [SER'09–A]** D. Sera, R. Teodorescu, “Robust series resistance estimation for diagnostics of photovoltaic modules,” IEEE 35th Annual Conference of Industrial Electronics, Porto, pp 800–805, 2009.
- [SER'09]** D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “Partial shadowing detection based on equivalent thermal voltage monitoring for PV module diagnostics,” IEEE 35th Annual Conference of Industrial Electronics, Porto, pp 708–713, 2009.
- [SER'11]** D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “A Low-disturbance Diagnostic Function Integrated in the PV Arrays’ MPPT Algorithm,” IEEE 37th Annual Conference on Industrial Electronics Society, Melbourne, VIC, pp 2456–2460, 2011.
- [SHA'13]** Y. Shaiek, M. Ben Smida, A. Sakly, M.F. Mimouni, “Comparison between conventional methods and GA approach for maximum power point tracking of shaded solar PV generators,” Solar Energy, vol.90, pp 107–122, 2013.
- [SHA'13–A]** V. Sharma, A. Kumar, O.S. Sastry, S.S. Chandel, “Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions,” Energy, vol.58, pp 511–518, 2013.
- [SHA'13–B]** V. Sharma, S.S. Chandel, “Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.27, 753–767, 2013.
- [SHO'49]** W. Shockley, “The Theory of p-n Junction in Semiconductors and p-n Junction Transistors,” Bell System Technical Journal, vol.28, pp 435–489, 1949.
- [SIL'08]** S. Silvestre, A. Chouder, “Effects of Shadowing on Photovoltaic Module Performance,” Prog. Photovolt: Res. Appl., vol.16, pp 141–149, 2008.
- [SIL'13]** S. Silvestre, A. Chouder, E. Karatepe, “Automatic fault detection in grid connected PV systems,” Solar Energy, vol.94, pp 119–127, 2013.
- [SIM'10]** M. Simon, E.L. Meyer, “Review–Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells,” Solar Energy Materials & Solar Cells, vol.94, pp 106–113, 2010.
- [SIN'13]** G.K. Singh, “Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review,” Energy, vol.53, pp 1–13, 2013.
- [SKO'09]** E. Skoplaki, J.A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations,” Solar Energy, vol.83, pp 614–624, 2009.
- [SMA'15]** <http://www.sma.de/en/products/overview.html>. 2015.
- [SMI'73]** W. Smith, “The Action of Light on Selenium,” Journal of the Soc. Telegraph Engineers, vol.2, no.1, pp 711–714, 1873.
- [SO'07]** J.H. So, Y.S. Jung, G.J. Yu, J.Y. Choi, J.H. Choi, “Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems,” Renewable Energy, vol.32, pp 1858–1872, 2007.
- [SOL'13]** J. Solórzano, M.A. Egido, “Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT,” Energy Conversion and Management, vol.76, pp 925–934, 2013.
- [SPA'11]** S. Spataru, D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, “Detection of increased series losses in PV arrays using Fuzzy Inference Systems,” IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference, Austin, pp 464–469, 2012.
- [SPE'09]** F. Spertino, J.S. Akilimali, “Are Manufacturing I–V Mismatch and Reverse Currents Key Factors in Large Photovoltaic Arrays?,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 56, no. 11, pp 4520–4531, 2009.
- [SPE'13]** F. Spertino, F. Corona, “Monitoring and checking of performance in photovoltaic plants: A tool for design, installation and maintenance of grid-connected systems,” Renewable Energy, vol. 60, pp 722–732, 2013.
- [STE'06]** S. Stettler, P. Toggweiler, J. Remund, “SPYCE: SATELLITE PHOTOVOLTAIC YIELD CONTROL AND EVALUATION,” 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference,

- Dresden, Germany, pp 4–8, 2006.
- [STO'97] R. Storn, K. Price, “Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces,” *Journal of Global Optimization*, vol.11, pp 341–359, 1997.
- [STR'10] C. Strobl, P. Meckler, “Arc faults in photovoltaic systems,” *Proceedings of the 56th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, pp 1–7, 2010.
- [SUT'11] J. Sutterlueti, S. Ransome, R. Kravets, L. Schreier, “Characterising PV Modules under Outdoor Conditions: What's Most Important for Energy Yield,” *26th EU PVSEC, Hamburg, Germany*, 2011.
- [SYA'09] S. Syafaruddin, E. Karatepe, T. Hiyama, “Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions,” *IET Renew. Power Gener.*, vol.3, pp 239–253, 2009.
- [SYA'11] S. Syafaruddin, E. Karatepe, T. Hiyama, “Controlling of Artificial Neural Network for Fault Diagnosis of Photovoltaic Array,” *International Conference on Intelligent System Application to Power Systems*, pp 1–6, 2011.
- [TAJ'13] M.F. N. Tajuddin, S.M. Ayob, Z. Salam, M.S.Saad, “Evolutionary based maximum power point tracking technique using differential evolution algorithm,” *Energy and Buildings*, vol.67, pp 245–252, 2013.
- [TAK'09] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, M. Ishida, “Experimental studies of fault location in PV module strings,” *Solar Energy Material & Solar Cells*, vol.93, pp 1079–1082, 2009.
- [TIA'12] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, P. Jenkins, “A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels,” *Solar Energy*, vol. 86, pp 2695–2706, 2012.
- [TIN'13] G.M. Tina, C. Ventura, “Evaluation and Validation of an Electrical Model of Photovoltaic Module Based on Manufacturer Measurement,” *Sustainability in Energy and Buildings, Smart Innovation, Systems and Technologies*, vol. 22, pp 15–24, 2013.
- [TYA'13] V.V. Tyagi, N.A.A. Rahim, N.A. Rahim, J. A./L. Selvaraj, “Progress in solar PV technology: Research and achievement,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.20, 443–461, 2013.
- [UEC'14] R. Uecker, “The historical development of the Czochralski method,” *Journal of Crystal Growth*, vol.401, pp 7–24, 2014.
- [VEN'12] M. Venkatesan, R. Rajeswari, K. Keerthivasan, “A Survey of Single Phase Grid Connected Photovoltaic System,” *International Conference on Emerging Trends in Science, Engineering and Technology*, pp 404–408, 2012.
- [VER'08] S. Vergura, G. Acciani, V. Amoruso, G. Patrono, “Inferential statistics for monitoring and fault forecasting of PV plants,” *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp 2414–2419, 2008.
- [VER'09] S. Vergura, G. Acciani, V. Amoruso, G. Patrono, F. Vacca, “Descriptive and Inferential Statistics for Supervising and Monitoring the Operation of PV Plants,” *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol.56, no.11, pp 4456–4464, 2009.
- [VIG'10] S. Vighetti, “Systèmes photovoltaïques raccordées au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion,” *Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique, Université de Grenoble*, 2010.
- [VIL'09] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E.R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp 1198–1208, 2009.
- [WAN'10] D. Wang, “A method for instantaneous measurement of PV V-I characteristics and its application for MPPT control,” *IEEE 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Honolulu, 2010, pp 2904–2907, 2010.
- [WAN'12] M.H. Wang, M.J. Chen, “Two-Stage Fault Diagnosis Method Based on the Extension Theory for PV Power Systems,” *Hindawi Publishing Corporation, International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, ID 892690, pp 10, 2012.

- [WAN'13] M.H. Wang, "A Novel Extension Decision-Making Method for Selecting Solar Power Systems," Hindawi Publishing Corporation International Journal of Photoenergy, vol. 2013, ID 108981, pp 6, 2013.
- [WAR'00] B. Ward, "Inverters-critical photovoltaic balance-of-system components: status, issues, and new-millennium opportunities," Progress in Photovoltaics Research and Applications, vol.8, pp 113–26, 2000.
- [WEI'13] G. Ban-Weiss, C. Wray, W. Delp, P. Ly, H. Akbari, R. Levinson, "Electricity production and cooling energy savings from installation of a building-integrated photovoltaic roof on an office building," Energy and Buildings, vol.56, pp 210–220, 2013.
- [WEN'12] S. Wendlandt, A. Giese, A. Drobisch et al., "The Temperature As The Real Hot Spot Risk Factor At PV-Modules," Proc. of the 27th European Photovoltaic Congress and Exhibition, Frankfurt, Germany, pp 3553–3557, 2012.
- [WIR'10] G. Wirth, M. Schroedter-Homscheidt, M. Zehner, G. Becker, "Satellite-based snow identification and its impact on monitoring photovoltaic systems," Solar Energy, vol.84, pp 215–226, 2010.
- [WU'09] Y. Wu, "Application of BP Neural Network Fault Diagnosis in Solar Photovoltaic System," Proc. of the 2009 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, Changchun, China, 2581–2585, 2009.
- [YAN'14] H. Yang, H. Wang, C. Chen, D. Cao, H. Yu, "Effect of binding force between silver paste and silicon on power degradation of crystalline silicon solar module," Microelectronics Reliability, vol.54, pp 188–191, 2014.
- [YAO'09] W. Yao, M. Gao, Z. Ren, M. Chen, Z. Qian, "Improvement of Performance and Flexibility for Photovoltaic Module using Individual DC/DC Converter," IPEMC'09, pp. 441–444, 2009.
- [YE'09] M. Ye, X. Wang, Y. Xu, "Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization," Journal of Applied Physics, vol.105, pp 094502;1–8, 2009.
- [ZAG'10] M. Zagrouba, A. Sellami, M. Bouaicha, M. Ksouri, "Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction," Solar Energy, vol.84, pp 860–866, 2010.
- [ZHA'10] Y. Zhao, B. Lehman, J.F. De Palma, J. Mosesian, R. Lyons, "Fault Evolution in Photovoltaic Array During Night-to-Day Transition," Control and Modeling for Power Electronics, pp 1–6, 2010.
- [ZHA'11] Y. Zhao, B. Lehman, J. de Palma, J. Mosesian, R. Lyons, "Challenges to Overcurrent Protection Devices under Line-line Faults in Solar Photovoltaic Arrays," Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Phoenix, 2011 IEEE , pp 20–27, 2011.
- [ZHA'11–A] J. Zhao, E. Mazhari, N. Celik, Y.J. Son, "Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems," Simulation Modelling Practice and Theory, vol.19, pp 2189–2205, 2011.
- [ZHA'11–B] X. Zhao, X. Zhang, S.B. Riffat, Y. Su, "Theoretical study of the performance of a novel PV/e roof module for heat pump operation," Energy Conversion and Management, vol.52, pp 603–614, 2011.
- [ZHA'12] Ye Zhao, Ling Yang, Brad Lehman, Jean-François de Palma, Jerry Mosesian, Robert Lyons, "Decision Tree-Based Fault Detection and Classification in Solar Photovoltaic Arrays," Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pp 93–99, 2012.
- [ZHA'13] Y. Zhao, L. Yang, B. Lehman, J.F. de Palma, J. Mosesian, R. Lyons, "Outlier detection rules for fault detection in solar photovoltaic arrays," Applied Power Electronics Conference and Exposition, Long Beach, USA, pp 2913–2920, 2013.
- [ZHA'13–A] Y. Zhao, J.F. de Palma, J. Mosesian, Member, Jr. R. Lyons, B. Lehman, "Line-Line Fault Analysis and Protection Challenges in Solar Photovoltaic Arrays," IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol.60, no.9, pp 3784–3795, 2013.

Résumé :

L'expansion remarquable de l'industrie mondiale et le besoin d'énergie en permanence requièrent la nécessité d'explorer une source d'énergie durable, efficace et verte. L'énergie solaire PV est une candidate digne et intéressante notamment pour un pays comme l'Algérie qui possède une large superficie d'incidence d'éclairage solaire. Tandis que l'aspect fluctuant en permanence de la source d'énergie réclame de plus amples de maîtrise et d'investigation. En outre, comme tous les systèmes industriels, durant le fonctionnement, il est assez probable qu'un système PV soit mis en défaillance, réduisant ainsi ses performances et peut interrompre la génération d'énergie. Pour assurer une continuité de service et une exploitation avec de bonnes performances, il est intéressant d'effectuer une étude approfondie sur les systèmes PVs. Cela se fait par le biais de distinguer les types et les particularités des systèmes PVs et les défauts qui peuvent affectés leurs fonctionnements. Une technique de diagnostic de défauts conduit vivement à une exploitation viable et fiable simultanément. L'approche de diagnostic de défauts optée requière une modélisation solide pour simuler la sortie du système PV en point de vue de similarité de puissance et de la forme de la courbe I-V spécifique du GPV.

Abstract :

The remarkable expansion of global industry and constantly energy need require to explore a sustainable, efficient and green energy source. The solar PV energy is a worthy and interesting candidate especially for a country like Algeria, which has a large area of solar irradiance incidence. While the appearance constantly fluctuating energy source requires more of control and investigation. Indeed, such as all industrial systems, during operation, it is quite likely that a PV system get in failure, therefore reducing its performance and could interrupt power generation. To ensure a continuity of service and operation with good performance, it is interesting to perform a thorough study on the PV systems. This is done by means of distinguishing the types and characteristics of PV systems and studying the defects that may affect their operations. A fault diagnostic technique leads to a highly viable and reliable operation simultaneously. The opted fault diagnostic approach requires a solid modeling to well simulate the PV system output in point of view of power and the specific I-V curve shape similarity of the GPV.

ملخص:

التوسع الملحوظ في الصناعة العالمية والاحتياج باستمرار إلى الطاقة يتطلب البحث عن مصدر لطاقة مستدامة, فعالة و غير ملوثة. الطاقة الشمسية الكهروضوئية كفي و تستحق أن تكون مرشحة خصوصا بالنسبة لبلد مثل الجزائر و الذي يترجع على مساحة واسعة من الإشعاع الشمسي. في حين أن الطابع المتقلب باستمرار لمصدر الطاقة يتطلب أكثر سيطرة و تحليل. بالإضافة إلى ذلك, ككل النظم الصناعية, خلال الاستعمال, من المحتمل جدا أن النظام يتعرض إلى عطب و وبالتالي الحد من أداءه أو حتى إيقاف توليد الطاقة تماما. لتأمين استمرارية في الخدمة و العمل بأداء طيب من المثير للاهتمام إجراء دراسة معمقة عن الأنظمة الكهروضوئية. يتم ذلك عن طريق تمييز مختلف أنواع و خصائص الأنظمة الكهروضوئية مع دراسة الأخطاء التي قد تؤثر على عملياتها. تؤدي تقنية تشخيص الأخطاء في نفس الوقت إلى تأمين عملية مستديمة و فعالة. طريقة تشخيص الأخطاء المنتهجة تتطلب نمذجة صلبة من اجل محاكاة جيدة لمخرج النظام من حيث التشابه في قيمة الطاقة و شكل منحى شدة التيار- التوتر الكهربائي للمولد الكهروضوئي.