

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



Université du 20 Août 1955 Skikda
Faculté de Technologie
Département de Génie Mécanique



N° d'ordre : D012124003D

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat en Electromécanique

Option :

Systèmes Energétiques

Par :

Mr. BOUKOFFA KAMEL

**Etude et Classification de Défauts dans les Systèmes Energétiques : cas
Système Photovoltaïque**

Soutenue le : 01/02/2024

Devant le Jury composé de :

Président : Ridha Kelaiaia	Professeur	Université de Skikda
Encadreur : Abderrezak Metatla	Professeur	Université de Skikda
Examineurs : Toufik Sebbagh	MCA	Université de Skikda
Abdelhamid Kaabache	Directeur de recherche	CDER Alger

DEDICACE

A ma mère...

Remerciements

Je remercie le Bon Dieu de m'avoir donné le courage, la force, la volonté et surtout la patience qui m'a permis d'accomplir ce travail.

J'adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur METATLA Abderrezak, professeur à l'université 20 aout 1955, de m'avoir encadré et encouragé durant cette période.

Je remercie Monsieur Ridha Kelaiaia, professeur à l'université 20 aout 1955 Skikda, de l'honneur qu'il me fait en présidant le jury de cette thèse de doctorat.

Je tiens à témoigner à Monsieur Toufik Sebbagh Professeur à l'université de Skikda, Monsieur Abdelhamid Kaabache directeur de recherche CDER Alger pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse de doctorat.

Je tiens également à remercier tous les autres enseignants, collègues, personnel du département de génie mécanique pour leur compétence, leur disponibilité et leur gentillesse pendant toutes ces années.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin notamment mes meilleurs amis Sofiane, Raouf Nabil et Hichem qui m'ont appuyé et encouragé à effectuer ce travail.

ملخص

إن الجمع بين العديد من مصادر الطاقة المتجددة وغير المتجددة لتشكيل نظام طاقة متعدد المصادر يجعل دراسة رصد الأعطاب وتشخيصها أمراً صعباً للغاية ولتسهيل الدراسة التشخيصية نقترح دراسة كل مصدر للطاقة بشكل مستقل عن المصادر الأخرى لتكون أطروحتنا من دراسة تأثير العيوب على سلوك النظام الكهروضوئي ولذلك فإن اكتشاف وتحديد أنواع معينة من الأعطال في الأنظمة الكهروضوئية غالباً ما يكون صعباً، لأننا لا نستطيع تمييز الضوضاء القادمة من العوامل الخارجية وتأثير بعض الأعطال على كميات الطاقة التي تولدها الأنظمة الكهروضوئية

حتى الآن، ركزت الأعمال العلمية بشكل أكبر على اكتشاف وتحديد الأعطال التي تؤثر على النظام الكهروضوئي. تركز هذه الأعمال على تطبيق تقنيات مختلفة متطورة وغير متطورة. ولذلك فإن إمكانية الحصول على معلومات هامة عن الأعطال تتطلب تطوير تقنيات أكثر تقدماً.

الهدف من عملنا هو أن نقدم في جزئه الأول تقنية تعتمد على معالجة الإشارات

وقد تم تطبيق هذا النهج لتشخيص أوضاع التشغيل الثلاثة للمولد الكهروضوئي؛ الوضع الصحي وظاهرة التظليل بالسحب والعطل الناتج عن المقاومة. وقد يبين تقييم الطريقة المقترحة فعالية ودقة تحديد هذه الطريقة للأعطال

وفي الجزء الثاني من العمل قدمنا تقنية أخرى تعتمد على طريقة (خوارزمية تبادل الأشكال) والتي تم حساب مؤشرات التشخيصية في الخطوة الأولى، وعرض خوارزمية الطريقة في الخطوة الثانية وفي الخطوة الثالثة تصنيف لهذه المؤشرات وقد تم تصنيفها وفقاً لدرجة خطورتها إلى ثلاث فئات رئيسية كما أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها فعالية هذه التقنية وإمكانية زيادة أداء الكشف وتحديد الأعطال في النظام الكهروضوئي

الكلمات المفتاحية: النظام الطاقوي متعدد المصادر، النظام الكهروضوئي، التشخيص، الأعطال، الأخطاء، الحساسية، المؤشرات، الكشف، التحديد

Résumé

La combinaison de plusieurs sources d'énergie renouvelables et non renouvelables pour former un système énergétique multi-sources rend l'étude de surveillance et diagnostic des défauts très difficile. Pour que l'étude de diagnostic soit plus facile, nous suggérons l'étude de chaque source d'énergie indépendamment des autres sources. Notre travail de thèse consiste à étudier l'influence des défauts sur le comportement d'un système photovoltaïque. Donc La détection et l'identification de certains types de défauts dans les systèmes PV est souvent difficile, car on ne peut pas distinguer le bruit provenant des facteurs externes et de l'influence de certains défauts sur les grandeurs générées par les systèmes PV. Jusqu'à ce jour, les travaux scientifiques se sont d'avantage concentrés sur la détection et l'identification des défauts affectant un système PV, ces travaux sont portés sur l'application des techniques différentes sophistiquées et non sophistiquées. Donc la possibilité d'obtenir des informations significatives aux défauts nécessite le développement des techniques plus avancées. L'objectif de notre travail vise à présenter dans sa première partie une technique de traitement de signal basée sur l'analyse des résidus structurés, cette approche a été appliqué pour diagnostiquer les trois modes de fonctionnement du générateur photovoltaïque ; mode sain, phénomène d'ombrage et le défaut résistif. L'évaluation de l'approche proposée, montre l'efficacité et la précision d'identification de cette méthode. Dans la deuxième partie du travail nous avons présenté une autre technique basée sur la méthode SEA, dont on a calculé les indicateurs de diagnostic dans la première étape, présenter l'algorithme de la méthode en deuxième étape et dans la troisième étape une classification de ces indicateurs a été faite selon leurs degré de criticité en trois grande catégories. Les résultats obtenus montrent aussi l'efficacité de cette technique et la possibilité d'augmenter d'avantage la performance de détection et l'identification des défauts dans le système PV.

Mots clés: Système multi-sources, Système PV, Diagnostic, Défauts, Résidus, Sensibilité, Indicateurs, Détection, Identification.

Abstract

The combination of several renewable and not renewable energy sources to form a hybrid energy system makes the study of fault monitoring and diagnosis very difficult, so to make diagnosis study, we suggest studying each energy source independently for other sources. Our thesis work is to study the influence of defects on the behavior of a photovoltaic system. The detection and identification of some types of faults in PV systems is often difficult, because it is not possible to distinguish the noise coming from external factors and the influence of some faults on the parameters generated by PV systems. Until Today, scientific works have focused more on the detection and identification of faults affecting a PV system. These works are focused on the application of different sophisticated and unsophisticated techniques. Therefore, the possibility of obtaining significant information about faults requires the development of more advanced techniques. The presented work consists of studying the influence of defects on the behavior of a photovoltaic system. In the first part, the work aims to present a signal processing technique based on the analysis of structured residual. In the first step of this part, the generated currents by the GPV are presented with the three operating modes: healthy, shading fault and progressive resistance fault, in the second step, the prediction errors of the current vectors from the three operating scenarios of the GPV are calculated. The evaluation of the developed approach shows the efficiency and the identification precision of this method. In the second part, a technique based on the SEA method (Shape exchange algorithm) is presented whose diagnostic indicators were calculated, these indicators were classified according to their degree of criticality into three main categories. The obtained results show the effectiveness of this technique and the possibility of further increasing the detection and identification performance of faults in the PV system.

Keywords: Hybrid systems, PV system, Diagnosis, Faults, Identification, Residual, Detection, Indicators, Sensitivity.

Sommaire

Introduction générale	10
Chapitre I généralité sur les sources d'énergies renouvelables et non renouvelables	
I.1 Introduction.....	12
I.2 Système multi-sources.....	12
I.3 Classification des systèmes multi-sources.....	13
I.4 Types de configurations des systèmes hybrides d'énergie renouvelable.....	14
I.4.1 Architecture à bus à courant continue.....	14
I.4.1.1 Avantages et inconvénients de bus DC ou CC.....	15
I.4.2 Architecture à bus à courant Alternatif.....	15
I.4.2.1 Avantage et inconvénients du bus AC.....	16
I.4.3 Architecture mixte à bus à CC / CA.....	16
I.4.3.1 Avantages et inconvénients du couplage CC / CA.....	17
I.5 Electrification centralisée.....	17
I.6 Electrification décentralisée.....	17
I.7 Généralités sur les ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables.....	17
I.7.1 Les énergies renouvelables.....	17
I.7.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque.....	17
I.7.1.2 L'énergie éolienne.....	19
I.7.1.3 L'énergie hydroélectrique.....	20
I.7.1.4 La biomasse.....	21
I.7.1.5 La géothermie.....	21
I.7.2 Sources d'énergies non renouvelables.....	22
I.7.2.1 Générateurs thermiques.....	22
I.7.2.2 Les piles à combustible.....	23
I.8 Contexte énergétique mondial.....	24
I.8.1 Transition énergétique mondiale.....	24
I.8.2 Taux d'intégration des ressources renouvelables.....	25
I.9 Contexte énergétique algérien.....	26
I.9.1 Transition énergétique algérienne.....	27
I.9.2 Potentiels des énergies renouvelables en Algérie.....	28
I.9.2.1 Potentiel solaire.....	28
I.9.2.2 Potentiel éolien.....	29

I.9.2.3 Potentiel hydroélectrique.....	30
I.9.2.4 Potentiel géothermique.....	31
I.9.2.5 Potentiel de la biomasse.....	31
I.10 Conclusion.....	31
Chapitre II système photovoltaïque et modélisation de ses défauts	
II.1 Introduction	33
II.2 Chaîne de conversion d'un système PV.....	33
II.3 Description d'un système photovoltaïque.....	33
II.3.1 Générateur PV.....	34
II.3.2 Cellule PV.....	34
II.3.3 Module PV.....	35
II.3.4 String PV.....	36
II.3.5 Champ PV.....	36
II.3.6 Convertisseur.....	37
II.3.7 Câblage et boîte de jonction.....	38
II.3.8 Système de protection.....	38
II.3.8.1 Diode de bypass.....	38
II.3.8.2 Diode anti retour.....	38
II.4 Modélisation de la cellule PV.....	38
II.4.1 Caractéristique électrique de la cellule PV.....	40
II.5 Modélisation du champ PV en fonctionnement sain.....	41
II.6 Défauts dans le système photovoltaïque.....	42
II.6.1 Classification des défauts pour la modélisation.....	42
II.7 Modélisation des défauts.....	43
II.7.1 Défaut de mismatch et phénomène d'ombrage.....	43
II.7.1.1 Modélisation.....	44
II.7.2 Défaut de diode de bypass.....	45
II.7.2.1 Modélisation.....	45
II.7.3 Défaut de module.....	46
II.7.3.1 Modélisation.....	47
II.7.4 Défaut de connectique	48
II.7.5 Défaut de diode anti-retour.....	48
II.7.5.1 Modélisation.....	49
II.8 Conclusion.....	50

Chapitre III état de l'art sur les méthodes de diagnostic

III.1 Introduction.....	51
III.2 Notions générales sur les processus de diagnostics.....	51
III.3 Les étapes de diagnostic.....	52
III.3.1 la détection.....	52
III.3.2 La localisation.....	52
III.3.3 L'identification.....	53
III.4 Classification des méthodes de diagnostic.....	53
III.4.1 Méthodes sans modèles.....	54
III.4.1.1 La reconnaissance de formes (RDF).....	54
III.4.1.2 Les réseaux de neurones artificiels (RNA).....	54
III.4.1.3 Les systèmes d'inférences floue (SIF).....	54
III.4.2 Méthode à base de modèles.....	55
III.4.2.1 Espace de parité.....	55
III.4.2.2 Estimation paramétrique.....	55
III.4.2.3 Estimation d'état (observateur).....	56
III.5 Méthodes de diagnostic pour les systèmes PV.....	56
III.5.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisés.....	57
III.5.1.1 Méthodes non- électriques.....	57
III.5.1.2 Méthodes électriques.....	58
III.5.2 Méthode dans la littérature.....	58
III.5.2.1 Méthode de réflectométrie.....	58
III.5.2.2 Analyse de la puissance produite.....	59
III.5.2.3 Analyse du point de fonctionnement.....	60
III.5.2.4 Analyse de la caractéristique statique.....	60
III.6 Etat de l'art sur les méthodes de surveillances et diagnostic.....	61
III.7 Synthèse.....	61
III.8 Conclusion.....	63

Chapitre IV application de l'approche de diagnostic proposée et discussion des résultats

IV.1 Introduction.....	65
IV.2 Défauts choisis pour l'étude.....	65
IV.3 Description du système PV étudié.....	65
IV.4 Principe de la première approche proposé.....	65
IV.5 Analyse et Discussion des résultats obtenus par l'application de la première méthode.....	67

IV.6 Analyse de sensibilité en vue de diagnostic.....	72
IV.7 Calcul des indicateurs de diagnostic (paramètres de diagnostic).....	73
IV.7.1 Tension thermique équivalent.....	74
IV.7.2 Facteur de puissance maximal.....	74
IV.7.3 Facteur de forme (FF).....	75
IV.7.4 Résistance série équivalent.....	75
IV.7.5 Le gradient de la courbe I-V à côté de I_{sc}	75
IV.7.6 Le gradient de la courbe I-V à côté de V_{oc}	75
IV.8 Description de la méthode SEA.....	76
IV.8.1 L'algorithme de la méthode SEA.....	77
IV.9 Discussion des résultats obtenus par l'application de la deuxième méthode (SEA).....	78
IV.9.1 Défaut type 1(ombrage).....	79
IV.9.2 Défaut type 2 (défaut résistif)	84
IV.10 Conclusion.....	89
Conclusion générale et perspectives	89
Références	91

Listes des figures

Figure I.1 Architecture générale d'un système multi- sources.....	13
Figure I.2 Architecture du système hybride à bus à CC.....	14
Figure I.3 Architecture du système hybride à bus AC.....	15
Figure I.4 Architecture du système hybride à bus à CC / CA.....	16
Figure I.5 La structure d'une cellule PV.....	18
Figure I.6 Les composantes d'un champ photovoltaïque.....	19
Figure I.7 Eoliennes à axe horizontale tripale et multi-pale.....	19
Figure I.8 Eolienne à axe vertical avec différentes turbines.....	20
Figure I.9 Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique.....	21
Figure I.10 Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique.....	22
Figure I.11 Générateur diesel.....	23
Figure I.12 Illustration du principe de fonctionnement d'une pile à combustible.....	23
Figure I.13 L'évolution d'utilisation d'énergie renouvelable pour la production de l'électricité.....	25
Figure I.14 Répartition de la production de l'électricité	25
Figure I.15 La production électrique d'origine renouvelable	26
Figure I.16 l'évolution des capacités de production d'énergie renouvelables installées.....	26
Figure I.17 La structure du parc de la production nationale en MW.....	27
Figure I.18 Carte de l'irradiation directe annuelle moyenne	29
Figure I.19 La carte du vent annuel moyen à 50 m.....	30
Figure II.1 Schéma synoptique du modèle d'un champ PV.....	33
Figure II.2 Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau.....	34
Figure II.3 Schéma électrique d'une cellule PV	35
Figure II.4 Mise en série des cellules PV dans un module.....	36
Figure II.5 Mise en séries des modules dans un string PV.....	36
Figure II.6 Mise en parallèle des strings dans un champ PV.....	37
Figure II.7 Etages du convertisseur de chaîne de conversion PV.....	37
Figure II.8 Les modèles de la cellules PV.....	39
Figure II.9 Caractéristique I-V d'une cellule PV.....	40
Figure II.10 Schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de bypass défaillante.....	45
Figure II.11 Schéma bloc d'un module PV défaillant.....	47
Figure II.12 Schéma bloc d'un string PV avec la résistance de connectique non nulle.....	48
Figure II.13 Schéma bloc d'un champ PV avec la diode anti-retour défaillante.....	49
Figure III.1 Etapes de diagnostic.....	53

Figure III.2 Méthodes de diagnostic.....	53
Figure III.3 Principe de l'inférence floue.....	55
Figure III.4 Principe de l'approche par estimation des paramètres.....	56
Figure III.5 Principe général d'un estimateur de sortie.....	56
Figure III.6 Exemples de localisation de défauts par la caméra thermique.....	58
Figure III.7 Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.....	59
Figure III.8 Allure de la caractéristique I-V d'un String PV en fonctionnement sain et défaillant...	60
Figure IV.1 Principe de détection de défauts.....	66
Figure IV.2 Principe d'identification de défauts.....	66
Figure IV.3 Courant généré par le générateur PV dans les trois modes de fonctionnement.....	67
Figure IV.4 Résidus d'identification, cas mode sain enregistré.....	68
Figure IV.5 Résidus d'identification cas de défaut d'ombrage enregistré.....	68
Figure IV.6 Résidus d'identification cas de défaut de résistif enregistré.....	69
Figure IV.7 Résidu d'identification cas sain ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle des échantillons.....	71
Figure IV.8 Résidu d'identification cas ombrage ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle des échantillons.....	71
Figure IV.9 Résidu d'identification cas défaut résistif ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle des échantillons	72
Figure IV.10 Montre la caractéristique I-V mesurée sans défaut et en présence de défauts.....	73
Figure IV.11 Montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage des indicateurs V_{mpp} et V_{te}	80
Figure IV.12 Montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage des indicateurs M_{ppf} et R_{se}	81
Figure IV.13 Montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage de l'indicateur FF	81
Figure IV.14 Montre la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des indicateurs V_{oc} et I_{sc}	82
Figure IV.15 Montre la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des indicateurs I_{mpp} et SL_{sc}	83
Figure IV.16 Montre la sensibilité faible au défaut d'ombrage des indicateurs P_{mpp} et SL_{oc}	84
Figure IV.17 Montre la sensibilité forte au défaut résistif des indicateurs V_{oc} et V_{mpp}	85
Figure IV.18 Montre la sensibilité forte au défaut résistif des indicateurs M_{ppf} et R_{se}	86
Figure IV.19 Montre la sensibilité forte au défaut résistif de l'indicateur I_{sc}	86
Figure IV.20 Montre la sensibilité moyenne au défaut résistif des indicateurs I_{mpp} et FF	87
Figure IV.21 Montre la sensibilité faible au défaut résistif des indicateurs P_{mpp} et V_{te}	88
Figure IV.22 Montre la sensibilité faible au défaut résistif des indicateurs SL_{sc} et SL_{oc}	88

Liste des tableaux

Tableau I.1 Classification des système hybride selon la gamme de puissance.....	13
Tableau I.2 Avantages et inconvénients de bus DC.....	15
Tableau I.3 Avantage et inconvénients du bus Alternatif AC	16
Tableau I.4 Avantages et inconvénients à bus mixte	17
Tableau I.5 Capacités cumulées du programme nationale.....	28
Tableau II.1 Classification de défauts dans un champ PV	42
Tableau II.2 Impact des différents défauts sur les paramètres de la cellule.....	43
Tableau III.1 Types de défauts étudiés par l’analyse de la caractéristique I-V.....	61
Tableau III.2 Comparaison des différentes méthodes de DLD.....	63
Tableau IV.1 Mode de fonctionnement du générateur PV.....	65
Tableau IV.2 Indicateurs de diagnostic calculés.....	74
Tableau IV.3 <i>PRD</i> et <i>Corr</i> des indicateurs du défaut d’ombrage et le défaut résistif.....	78
Tableau IV.4 Classification des indicateurs de diagnostic selon le degré de sensibilité.....	79

Nomenclatures et principales abréviations

PV	Photovoltaïque
CC	Courant continu
DC	Courant direct
AC	Courant alternatif
HAWT	Turbine éolienne à axe horizontale
VAWT	Turbine éolienne à axe verticale
G7	Groupe sept
RSE	Ressources d'énergies renouvelables
TWh	Tonne Watts heure
Wh	Watts heure
TEP	Tonnes équivalent Pétrole
PN	Jonction PN de la cellule
T	Température
G	Ensoleillement
V	Tension
I	Courant
I_{ph}	Photo Courant
V_{oc}	Tension du circuit ouvert
I_{sc}	Courant de court-circuit
R_{sh}	Résistance parallèle
R_s	Résistance série
V_{te}	Tension thermique
P_{DC}	Puissance continue
P_{AC}	Puissance alternative
I_o	Courant de saturation inverse de la diode.
V_b	Tension de claquage
K	Coefficient de réglage de Bishop
RDF	Reconnaissance de forme
RNA	Les réseaux de neurones artificiels
SIF	Les systèmes d'inférences floue
MPPT	Suivi du point de puissance maximale

I_{mmp}	Courant au point de puissance maximale
V_{mmp}	Tension au point de puissance maximale
ANN	Les Réseaux de neurones artificiels
SEA	Algorithme d'échange de forme
H	Etat sain
S	Défaut résistif
R	Défaut d'ombrage
M_{ppf}	Facteur de puissance maximal
FF	Facteur de forme
SL_{sc}	gradient de la courbe I-V à côté de <i>I_{sc}</i>
SL_{oc}	gradient de la courbe I-V à côté de <i>V_{oc}</i>
X	Série temporelle sans défaut
Y	Série temporelle en présence de défaut
X_{REC}	Série temporelle reconstruite sans défaut
Y_{REC}	Série temporelle reconstruite avec défaut
P_{1...N}	Indices temporelle de la série X
Q_{1...N}	Indices temporelle de la série Y
PRD	Pourcentage d'erreur
Corr	Corrélation
ECG	Électrocardiogramme

Introduction Générale

Introduction générale

Ces dernières décennies, l'humanité commence à s'intéresser à la problématique du changement climatique provoqué par la croissance de la population et l'augmentation de la consommation d'énergie, à cet effet de nombreux pays à travers le monde y compris l'Algérie ont changé leurs politiques énergétiques visant à réduire l'exploitation des combustibles fossiles polluants (pétrole, gaz...). La première stratégie, est de faire des économies d'énergie en appliquant des programmes basés sur l'efficacité énergétique. La seconde politique, consiste à utiliser des sources d'énergie renouvelables, à savoir ; l'énergie photovoltaïque, les concentrateurs solaires, géothermiques, hydraulique, l'énergie éolienne, la biomasse. A titre d'exemple, l'Algérie vise à l'horizon de 2030 un pourcentage de 37% de la capacité énergétique installée sera d'origine renouvelable et ceci dans le cadre toujours de la mixité énergétique et sa politique de transition énergétique. Les ressources renouvelables restent souvent moins compétitives que les systèmes de productions classique, et ceci en raison de leurs coût d'investissement relativement élevés, la nature intermittente et aléatoire de ces énergies les rend aussi difficiles à contrôler, ainsi que leurs intégration dans les réseaux électrique conventionnel peut provoquer des conséquences négatives pour les réseaux et pour les consommateurs avec des perturbations sur le niveau de tension, sur la fréquence et sur la stabilité du réseau électrique. Pour diminuer l'influence de la nature intermittente et aléatoire de ces sources renouvelables, une nouvelle solution est atteinte, à savoir les systèmes multi-sources, un système multi sources est composé par le couplage des ressources renouvelables et des ressources énergétiques traditionnelles, ainsi que les batteries de stockage d'énergie pour répondre à la charge demandée par le consommateur dans les deux modes de fonctionnement, connectés au réseau ou pour l'alimentation des sites isolés (système autonome).

L'Algérie dispose un grand gisement de l'énergie photovoltaïque considéré comme l'un des plus importants au monde, avec une durée d'ensoleillement de 2500 à 3600 H/ans, c'est pour cette raison nous sommes dans l'obligation de donner une importance majeure à la production de l'énergie électrique par le photovoltaïque. Grâce aux avancées technologiques qu'a connu le monde ces dernières années notamment dans le sens de l'augmentation du rendement de la cellule PV et la réduction des coûts de production, le marché de l'électricité d'origine solaire a connu une croissance très considérable.

Le système photovoltaïque pendant son fonctionnement soumis à différentes défauts et anomalies conduisant à une réduction remarquable du rendement, par conséquent à une baisse de la puissance produite par le générateur PV, voir l'indisponibilité total du système, toutes ces contraintes vont évidemment réduire la productivité de l'installation photovoltaïque, sans compter le coût très élevé

de la maintenance pour remettre le système PV en état normal. Donc il est primordial de mettre une stratégie de diagnostic robuste qui va nous permettre de détecter, identifier, localiser et même classifier les défauts dans une installation photovoltaïque, une meilleure stratégie de surveillance et diagnostic peut être réduit le coût de maintenance d'une manière considérable en augmentant la productivité des installations PV, par conséquent un rendement toujours optimal.

L'état de l'art a montré que de nombreux travaux ont porté seulement sur l'influence des différents défauts sur la puissance extraite par le générateur PV, les résultats de ces travaux sont limités pour remonter à la nature de défauts qui affectent le système PV.

Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons spécifiquement au diagnostic de défauts dans le générateur PV coté DC. Le travail présenté est devisé en deux parties, dans la première partie nous avons proposé une nouvelle approche de diagnostic de défauts dans les générateurs PV basée sur l'analyse des résidus structurées, cette approche permet de détecter et identifier de façon fiable les différentes anomalies dans le système PV. Dans la deuxième partie nous avons proposé une nouvelle technique de diagnostic SEA (algorithme de changement de forme) basée sur l'analyse de sensibilité des indicateurs de diagnostic, cette méthode a pour objectif de classification de défauts selon leur degré de sensibilité, la technique suggérée, nous a permis également d'augmenter d'avantage la fiabilité de l'opération de détection et d'identification de défauts. La validation des deux approches a été effectuée sur une base de données réelle comporte deux types d'anomalies complètement différents, et les résultats se montrent très prometteurs.

Pour atteindre l'objectif souhaité la thèse est organiser en quatre chapitres :

Le premier chapitre a pour but de présenter quelques généralités sur les différentes configurations des systèmes énergétique multi sources, les différents systèmes de conversion d'énergie à base de sources renouvelables et non renouvelables, ainsi que le contexte énergétique mondiale et en particulier le potentiel énergétique en Algérie.

Le deuxième chapitre est réservé à la modélisation du générateur photovoltaïque et la présentation des différents défauts peuvent affecter le système photovoltaïque.

Le troisième chapitre est consacré à une recherche bibliographique approfondie sur les différents méthodes et algorithmes de diagnostic existants, tant que classiques ou actuels.

Le quatrième chapitre est dédié à l'application des deux approches de diagnostic proposées (la méthode SEA et résidu structurés) ainsi que l'analyse approfondies des résultats obtenus.

Finalement, nous finirons par une conclusion générale sur les travaux et les résultats obtenus et présentons quelques pistes de perspectives pour l'avenir de notre travail de recherche.

Chapitre I

Généralité sur les Sources D'énergies Renouvelables et non Renouvelables

I.1 Introduction :

Le grand problème des sources d'énergies renouvelables est souvent la nature aléatoire et intermittente, ce qui influe sur la continuité de service, bien sûr en matière d'approvisionnement en électricité des consommateurs, aussi sur la qualité du courant fourni qui soit normalement stable et voir même l'indisponibilité totale de l'une de ces ressources renouvelables. Alors pour faire face à cette problématique le couplage de plusieurs sources d'énergies renouvelables en ajoutant un autre élément de stockage est vraiment nécessaire pour former un système énergétique multi-sources.

L'Algérie et comme d'autres pays s'est engagée dans une politique énergétique basée sur un programme visant l'exploitation de toutes les ressources renouvelables disponibles notamment l'énergie solaire afin de faire face aux changements climatiques et apporter une solution durables en préservant les ressources énergétiques d'origines fossiles pour les futures générations.

Nous allons présenter dans ce chapitre, en premier lieu, les principaux composants d'un système multi sources et les différentes configurations des systèmes multi-source, en deuxième lieu on présente les différentes sources d'énergie renouvelables et non renouvelables.

En fin nous présentons le contexte énergétique mondiale et la transition énergétique en Algérie.

I.2 Système multi-sources

Un système multi-sources ou hybride à base d'une source d'énergie renouvelable dédié à la production de l'électricité, correspond souvent à un couplage entre au moins deux types de ressources d'énergies de technologie différente d'approvisionnement, ces sources d'énergie peuvent être renouvelables et non renouvelables (sources conventionnelles), comme, l'énergie photovoltaïques, l'éolienne, hydroélectrique, thermique (le groupe électrogène diesel) et un système de stockage (batterie).

Le problème majeur de ces systèmes est la possibilité de pouvoir fournir à chaque instant les besoins énergétique nécessaire à la charge du consommateur, c'est pour cette raison on associe souvent à ces sources une source traditionnelle, comme un générateur diesel dont le but est d'assurer la continuité de service [1]. La figure I.1 représente l'architecture générale d'un système hybride, expliquant la combinaison des systèmes d'énergies d'origine renouvelables et des sources non renouvelables (conventionnelles).

Selon cette figure un système hybride peut disposer un système photovoltaïque, une éolienne, un générateur d'énergie hydraulique avec combinaison d'un dispositif de stockage d'énergie.

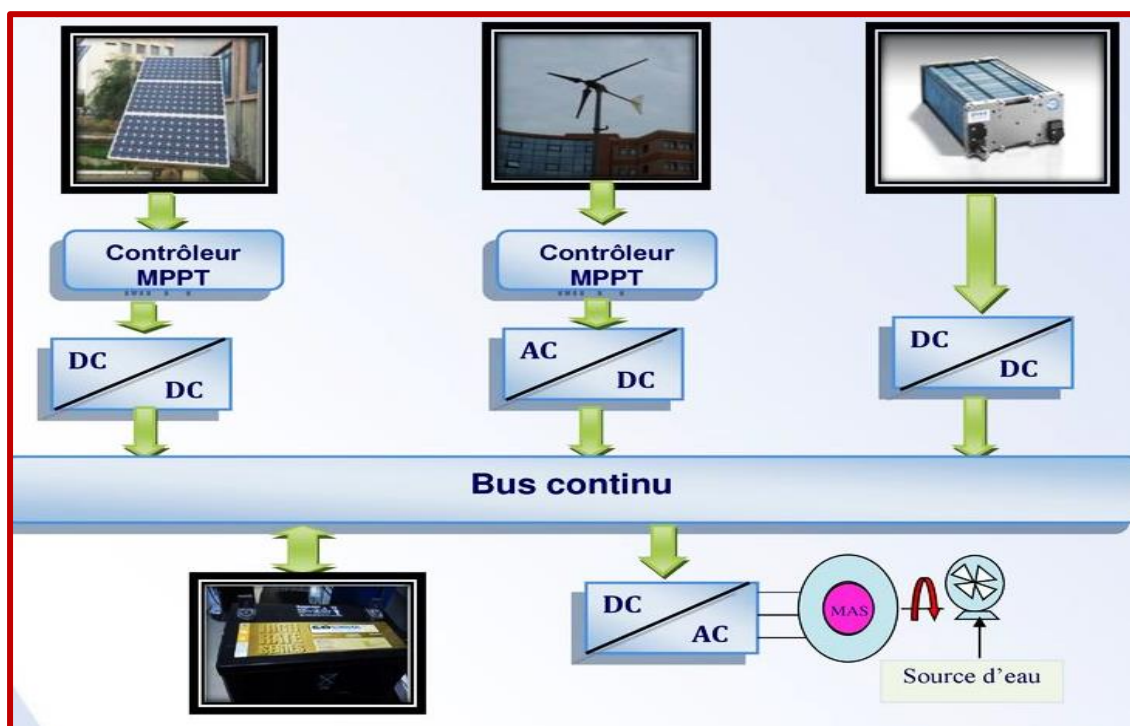


Figure I.1 : Architecture générale d'un système multi- sources [2].

I.3 Classification des systèmes multi-sources

Les systèmes multi-sources d'énergie renouvelable, ils peuvent être classés selon la gamme de puissance en deux catégories : autonomes (pour alimenter les sites isolés) et connectés au réseau conventionnel [3].

La classification des systèmes hybrides est présentée dans le tableau I.1

Tableau I.1 : classification des système hybride selon la gamme de puissance [3]

Puissance de la centrale hybride en [kw]	Application
Faible : moins de 5	Systèmes autonomes : Stations de télécommunications, Pompage d'eau, d'autres utilisations dans des sites isolées
Moyenne : de 10 à 250	Micro réseaux isolés : Alimentation d'un village isolé, des zones rurales et habitats éloignés.
Grande : plus de 500	Grands réseaux isolés (réseaux insulaires)

I.4 Types de configurations des systèmes hybrides d'énergie renouvelable

La configuration de bus des systèmes hybrides est faite selon le mode de connexion entre les sources disponibles et la charge demandée pour l'alimentation.

Le choix de la configuration convenable pour chaque situation dépend largement du besoin de l'utilisateur, en fait il n'existe pas de méthode claire ou des critères bien précises, chaque type de couplage a des points positives et des points négatives ou bien des avantages et des inconvénients qui sont toujours liés à son utilisation [4], le choix de l'architecture du système hybride est souvent selon: L'éloignement du site (zone urbaine ou rural) ;

La taille de l'installation (selon la puissance générée) ;

Le nombre de points de génération (le nombre des sources disponibles) [5].

Les différentes architectures des systèmes hybrides d'énergie renouvelable sont présentées ci-dessous:

I.4.1 Architecture à bus à courant continu

La figure I.2 montre bien l'architecture à bus CC, dont la puissance produite par chaque source est connectée directement sur un bus à CC, de même pour les sources d'énergie à bus AC, ils doivent tout d'abord fournir la puissance générée à un redresseur pour que soit convertie en CC [6].

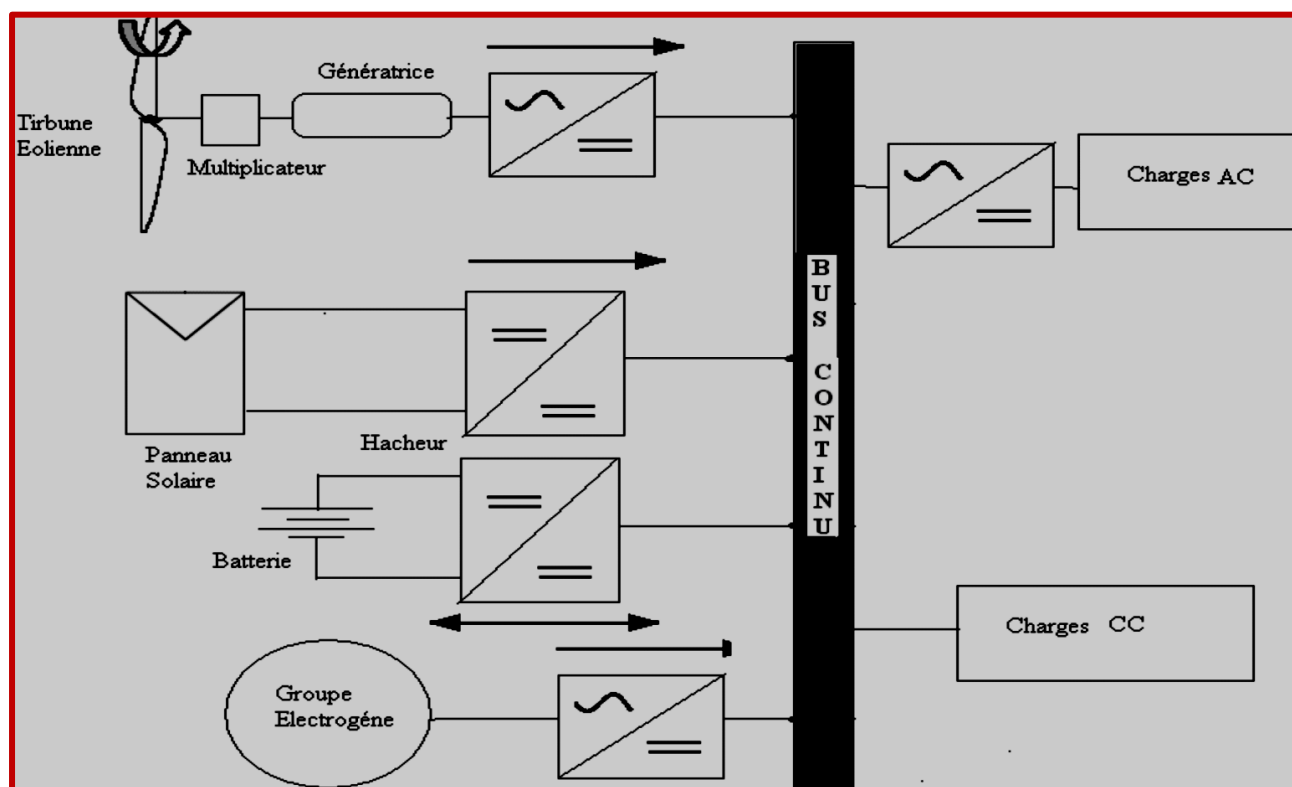


Figure I.2 : architecture du système hybride à bus à CC [1]

I.4.1.1 Avantages et inconvénients de bus DC ou CC

Comme tout systèmes de conversion d'énergie si complexe, un système hybride CC présente des avantages et inconvénients qui sont dictés dans le tableau I.2 [4].

Tableau I.2 avantages et inconvénients de bus DC [4].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - utilisation directe des sources de production - perte de puissance minime - Peu d'équipement - possibilité d'élargir du système complet 	<ul style="list-style-type: none"> - obligation de l'ajout d'onduleur dans le cas où la demande est en excès - coût bien élevé des éléments de connexion en bus à CC - indisponibilité total de certain source à AC en cas de problème d'onduleur

I.4.2 Architecture à bus à courant Alternatif

Dans cette configuration, les sources de production d'énergie sont bien connectées au bus AC par l'intermédiaire de convertisseurs, sauf que le générateur diesel qui va maintenir la fréquence de bus Tant que la puissance générée par les sources installées est égale à celle exigée par le consommateur, la fréquence est maintenue toujours constante [7]. La figure I.3 explique encore mieux ce type de configuration.

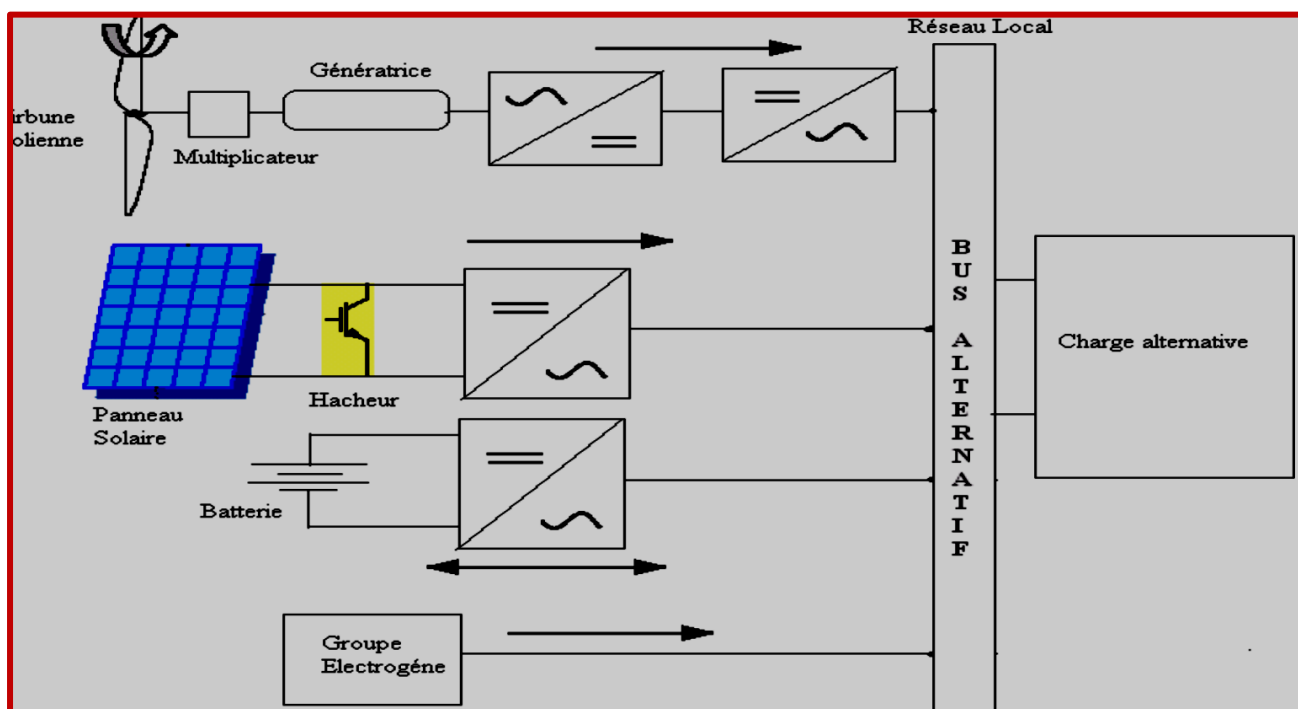


Figure I.3 : architecture du système hybride à bus AC [1]

I.4.2.1 Avantages et inconvénients de bus AC

Les avantages et inconvénients sont bien résumés dans le tableau I.3

Tableau I.3 avantages et inconvénients du bus Alternatif AC [4]

Avantages	Inconvénients
-Possibilité d'améliorer le profile tension avec un appareille passif (transformateur) matériels - moins cher par comparaison au courant continu -la fréquence un moyen de réglage facile et garantie	-Pertes de puissance considérable à cause de nombreux convertisseurs -Utilisation de plusieurs convertisseurs, autrement dit, des coûts supplémentaires

I.4.3 Architecture mixte à bus à CC / CA

L'architecture mixte peut être considérée comme la plus réponde et connue, ce type de couplage est composé de deux bus : un bus à courant continu et un bus à courant alternatif. Selon la nature des sources disponibles, ces sources sont liées soit au bus à CC ou au bus à CA, et ceci via des convertisseurs statiques. Le couplage mixte possède un avantage majeur, où les sources d'énergie renouvelables et traditionnelles peuvent alimenter directement (sans convertisseur) une grande partie de la charge à courant CA, par conséquent augmenter le rendement du système [8]. La figure I.4 montre bien la configuration mixte.

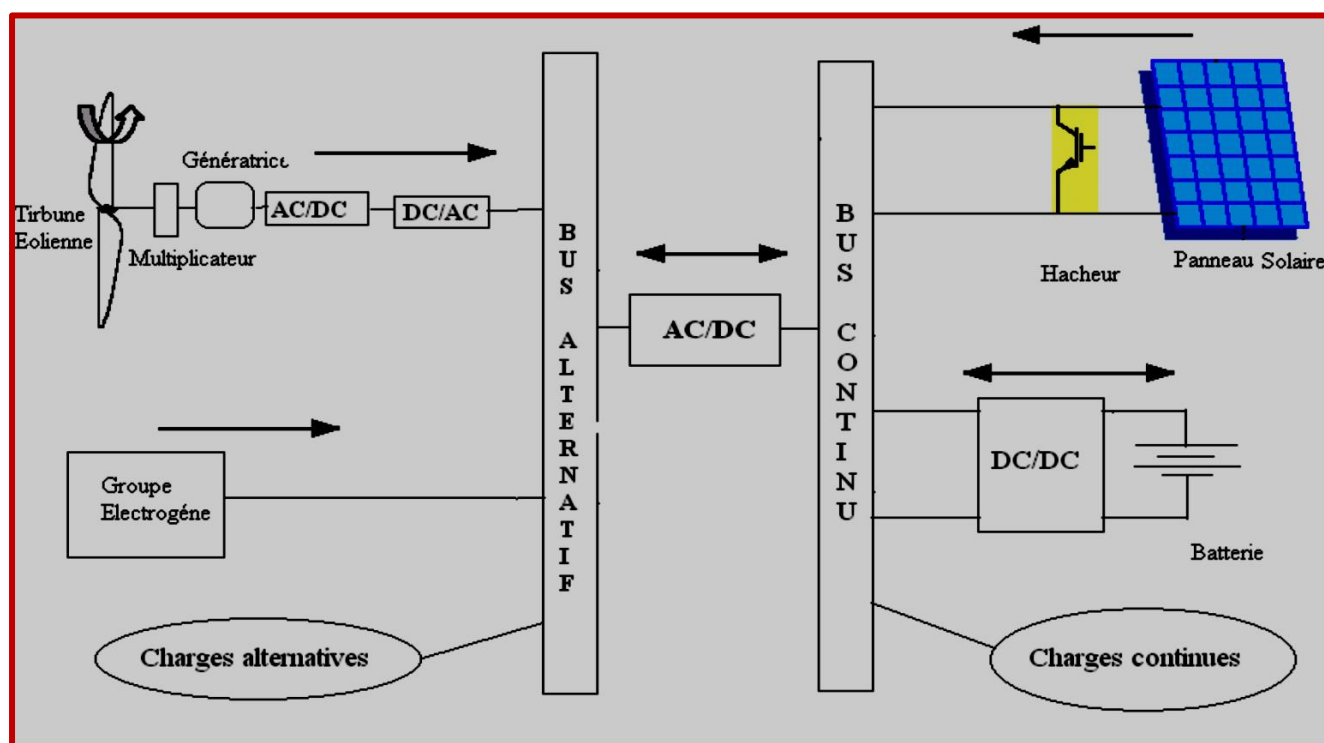


Figure I.4 : architecture du système hybride à bus à CC / CA [1]

I.4.3.1 Avantages et inconvénients du couplage CC / CA

Tableau I.4 avantages et inconvénients à bus mixte [4]

Avantages	Inconvénients
-bon rendement - connexion direct de la charge AC -moins de contraintes sur l'onduleur -possibilité de satisfaire des charges énormes à partir d'une source importante AC	-Baisse de rendement et forte consommation de carburant en cas de charge partielle.

I.5 Electrification centralisée

L'approvisionnement en électricité des zones urbaines ou rurales est basé sur l'élargissement ou bien l'extension du réseau électrique. Cette procédure est considérée comme la meilleure du côté fiabilité et continuité de service [1].

I.6 Electrification décentralisée

L'éloignement des sites isolés rend leur liaison au réseau électrique standard très difficile voire impossible, ce qui met l'investisseur dans l'obligation d'aller penser à la production décentralisée basée principalement sur le raccordement de plusieurs sources renouvelables et non renouvelables afin d'assurer l'autonomie énergétique du consommateur. La technologie la plus répandue est généralement, les énergies renouvelables couplés avec groupe diesel et un élément de stockage [1].

I.7 Généralités sur les ressources énergétiques renouvelables et non renouvelables

I.7.1 Les énergies renouvelables

L'énergie renouvelable est à l'origine de plusieurs sources différentes, telles que la source photovoltaïque, la source éolienne, la source hydraulique, la source géothermique et la source de la biomasse [9]. De nos jours, les systèmes PV et éoliennes sont les plus connues dans le monde de l'énergie renouvelable, et ceci à cause de grands gisements du solaire et du vent disponible partout dans le monde, De plus, elles sont des ressources nobles de technologies amis pour l'écosystème.

I.7.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque peut être définie comme une énergie électrique générée à partir du rayonnement solaire, utilisant des modules PV ou des centrales solaires photovoltaïques [9].

a. Constitution d'un générateur PV

Un GPV est composé de l'assemblage de plusieurs cellules PV en série ou parallèle. Dans le cas où

Les cellules sont branchées en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, en augmentant la tension totale du générateur. Mais dans le cas de la connexion parallèle, on joue sur l'augmentation de l'intensité du générateur [1].

b. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est l'élément de base et essentiel dans un générateur PV. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est basé sur le phénomène physique appelé ; effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice due à la création de la différence de potentiel entre les deux couches de la jonction PN (figure I.5) lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière, la tension générée va être récupérer par l'utilisation d'une charge continue, cette tension dépend fortement de niveau d'éclairement et peut varier entre 0.3V et 0.7V, en fonction de la matière utilisée, de la position par rapport au soleil ainsi que, la température de la cellule [10]. La figure I.5 représente une configuration schématique de la cellule PV.

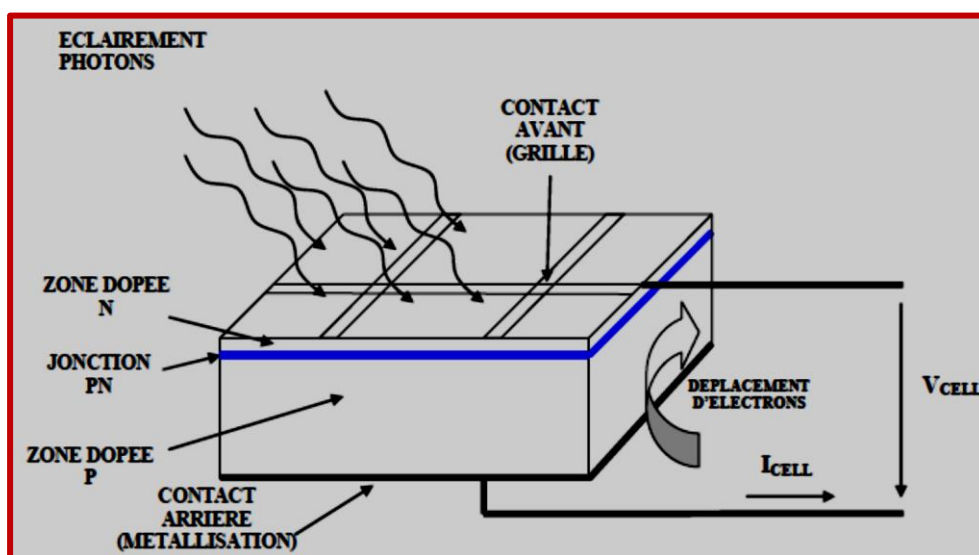


Figure I.5 la structure d'une cellule PV [11]

c. Le champ photovoltaïque

Nous pouvons considérer un champ PV comme un regroupement de plusieurs groupes de panneaux PV connectés en série et/ou en parallèle, cette combinaison a pour objectif d'augmenter la tension et le courant nécessaire. Le nombre convenable de panneaux raccordés en série est obtenu par la division de la tension de bus continu de l'ensemble du système par la tension nominale du panneau PV [12]. La figure I.6 montre bien la composition du champ photovoltaïque constitué de l'ensemble de (cellules, modules, panneaux).

La composition du champ PV sera discutée en détail dans le chapitre II

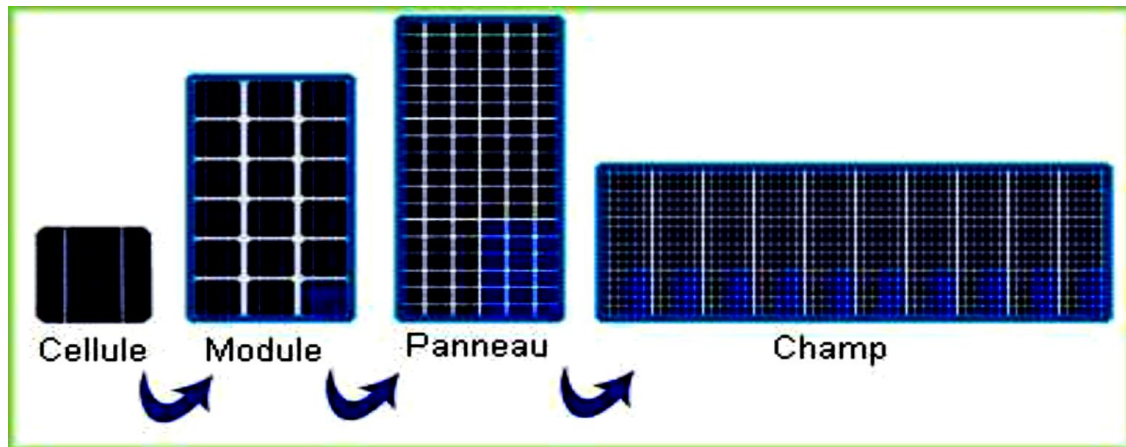


Figure I.6 les composantes d'un champ photovoltaïque [13].

I.7.1.2 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est considérée parmi les sources d'énergie renouvelable les plus prometteuse dans le monde, une énergie qui provient principalement du mouvement et la dynamique continue des masses d'air qui est provoqué indirectement à l'ensoleillement de la terre. Donc par le réchauffement des courants d'air (par le rayonnement solaire) de certaines parties de notre planète et le refroidissement d'autre zones de la terre, une différence de pression atmosphérique est créé et la masse d'air commence à se déplacer sans cesse. Sachant que près de 0.25% du rayonnement solaire total est converti en énergie éolienne [14]. Donc nous pouvons définir une éolienne comme une machine qui peut transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable [15].

a. Les différents types d'éoliennes :

En fait, on distingue deux grandes familles d'éoliennes selon l'emplacement géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [16].

- ✓ **Eolienne à axe horizontale** : nommées HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine), ce type est le plus célèbre et répondu [17].



Figure I.7 éoliennes à axe horizontale tripale et multi-pale [17]

✓ **Eolienne à axe vertical :**

Il existe aussi des architectures d'éoliennes à axe vertical, ou VAWT (vertical axis wind turbine) [17].



Figure I.8 Eolienne à axe vertical avec différentes turbines [1]

b. Classification des éoliennes

Une classification a été faite en deux catégories selon le type de fonctionnement, on distingue, fonctionnement à vitesse fixe et fonctionnement à vitesse variable [1].

✓ **Avantages de fonctionnement à vitesse fixe [18] :**

- Système électrique facile à utiliser plus simple.
- Plus grande fiabilité.
- Ne nécessite pas d'appareillage électronique pour la commande.
- Coût d'investissement Moins chère.

✓ **Avantages de fonctionnement à vitesse variable [18] :**

- Rendement énergétique toujours en augmentation.
- Réduction des contraintes subis par le train de puissance au cours de fonctionnement.
- Un courant stable et d'une meilleure qualité à la sortie de la génératrice éolienne.

I.7.1.3 L'énergie hydroélectrique

Le principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique s'articule principalement sur la transformation de l'énergie cinétique d'un flux d'eau en électricité à l'aide d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, raccordées à des générateurs électriques produisant de l'électricité. La puissance maximale générée dépend de la hauteur de chute d'eau, du débit d'eau et aussi des paramètres physiques de la turbine. Il existe trois types principaux ; les centrales de gravitaires, les stations de transfert d'énergie par pompage, les usines marémotrices [19].

La figure I.9 explique bien comment une centrale d'énergie hydraulique fonctionne.

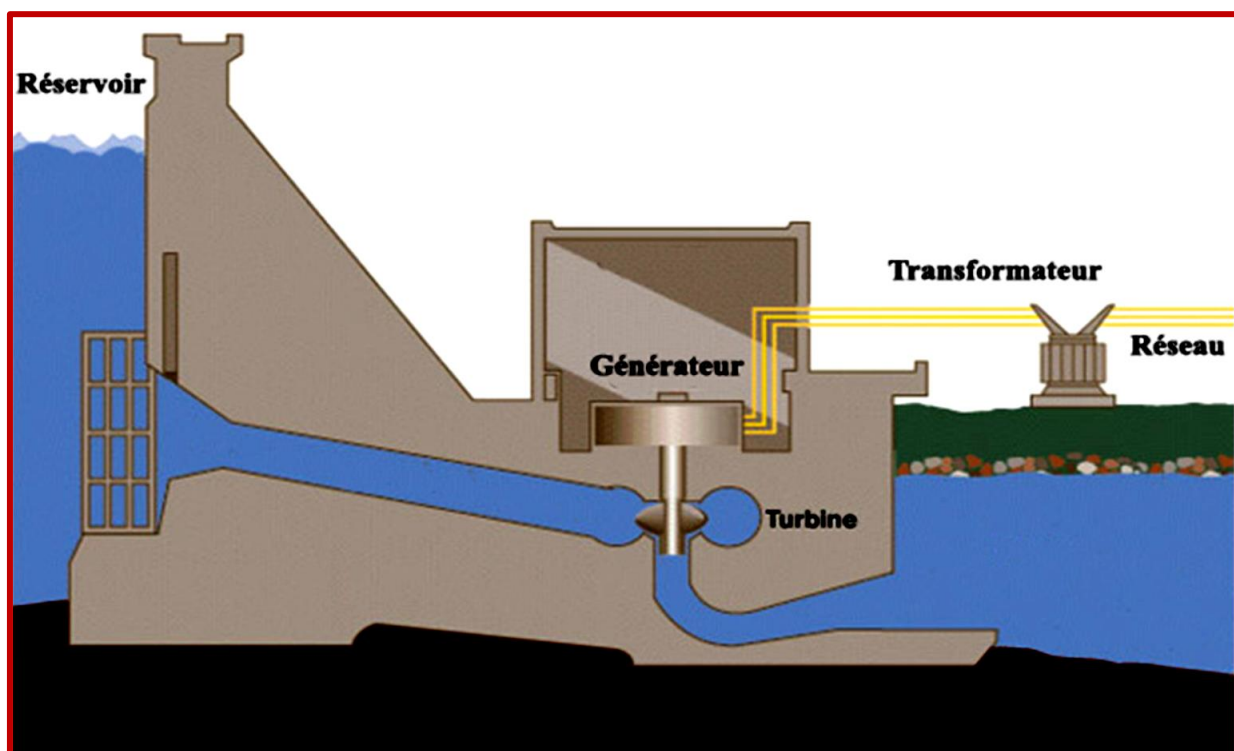


Figure I.9 schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [20]

I.7.1.4 La biomasse

La biomasse est basée sur le processus de la fraction biodégradable des produits, y compris les déchets et les résidus biologique de l'agriculture et de l'élevage des animaux notamment (bovine), ainsi que le traitement des déchets industriels [21]. Le gaz méthane généré de cette opération peut être capté et utiliser comme source d'énergie, la biomasse peut être utiliser aussi pour la production de l'énergie électrique transformant l'énergie thermique dans des centrales thermiques sophistiqués [19].

I.7.1.5 La géothermie

La géothermie est considérée comme source d'énergie renouvelable non regrettable dans le monde de l'énergie, le terme de géothermie consiste à regrouper tous les moyens nécessaires pour capter l'énergie thermique logée au profondeur du globe terrestre et de la récupérer pour être utilisée comme source de chaleur ou bien de la convertir en énergie électrique par l'intermédiaire des processus basés sur des turbines et générateurs électriques. La procédure pour absorber l'énergie géothermique s'articule sur l'injection d'un fluide circulant dans les profondeurs de la terre. Le fluide provient de la nappe captive naturelle, ou bien de l'eau injecté directement dans une roche chaude riche en chaleur et imperméable.

Le plus important est que le fluide se réchauffe à une température énorme et remonte à la superficie [19]. Le principe de fonctionnement de la géothermie est présenté sur la figure I.10.

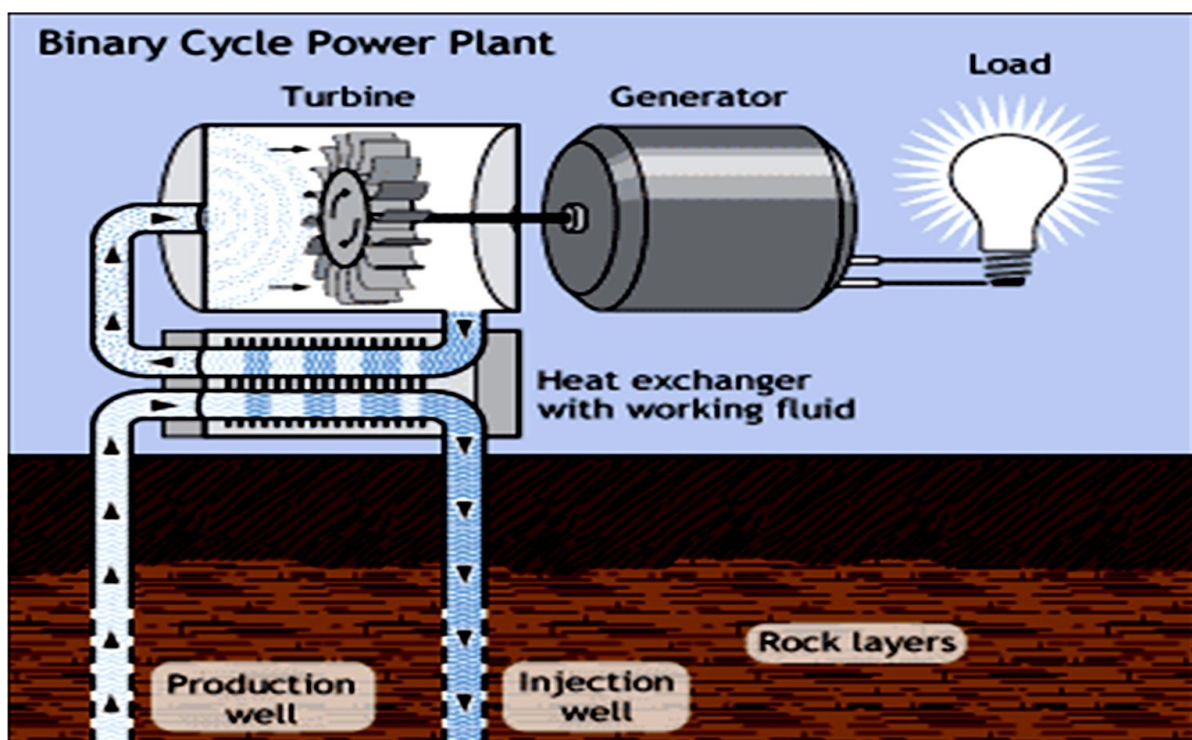


Figure I.10 génération d'électricité par une source d'énergie géothermique [22]

I.7.2 Sources d'énergies non renouvelables

I.7.2.1 Générateur thermique

L'énergie thermique est considérée comme source d'énergie très classique et traditionnelle, elle provient de la combustion du pétrole et ses dérivés (carburants fossiles). L'énergie résultante de l'opération de combustion est récupérée et ensuite utilisée pour l'entraînement d'une turbine et un générateur (machine synchrone). Cette procédure est très bien ré pondue notamment pour générer de l'électricité des réseaux à grande échelle. Dans ce type on trouve les centrales à charbon, à gaz et même nucléaires. Pour le nucléaires l'énergie produite est issue de la fission des noyaux nucléaires, cette énergie reste toujours comme source d'énergie non renouvelable, à cause de la nature épuisable du minerai de l'uranium, une autre technologie basée sur les centrales avec turbine à gaz, en fait, il existe deux types de ces centrales:

A cycle simple ; dont la turbine à gaz va entrainer un alternateur et la chaleur dégagée en excès (gaz d'échappement) est libéré dans l'atmosphère.

A cycle combinée ; dans ce cas la chaleur provient des gaz d'échappement va être récupérer par une chaudière, pour être utiliser par la suite soit comme moyen de chauffage, soit pour entrainer un autre

couplage de (turbine + générateur) [19]. Dans la figure I.12 on présente un générateur diesel comme un exemple des générateurs thermiques.

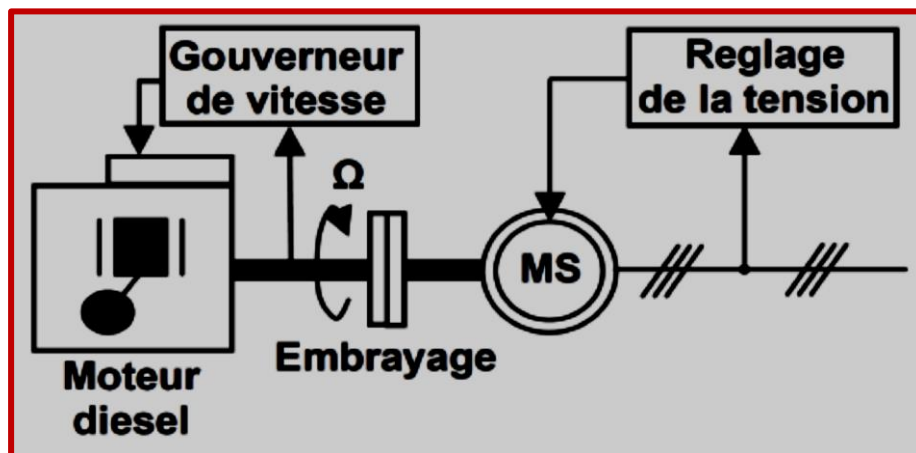


Figure I.11 générateur diesel [1].

I.7.2.2 Les piles à combustible :

A partir de la moitié du 20-ème siècle, l'industrie des piles à combustible a connu une évolution très remarquable notamment avec l'arrivée de nouveaux matériaux moins coûteux et sophistiqués.

Le principe de fonctionnement de la pile est basé sur la réaction chimique oxydation- réduction, où une réaction d'oxydation s'effectue sur une électrode d'un combustible réducteur, comme le dihydrogène et une réaction de réduction s'effectue sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que le dioxygène de l'air. La réaction d'oxydation est accélérée par un catalyseur qui est faite en platine. Les produits résultants de ce processus chimique effectué dans la pile à combustible sont souvent l'électricité, la chaleur et de l'eau [23]. La figure I.12 illustre bien les secrets de la pile.

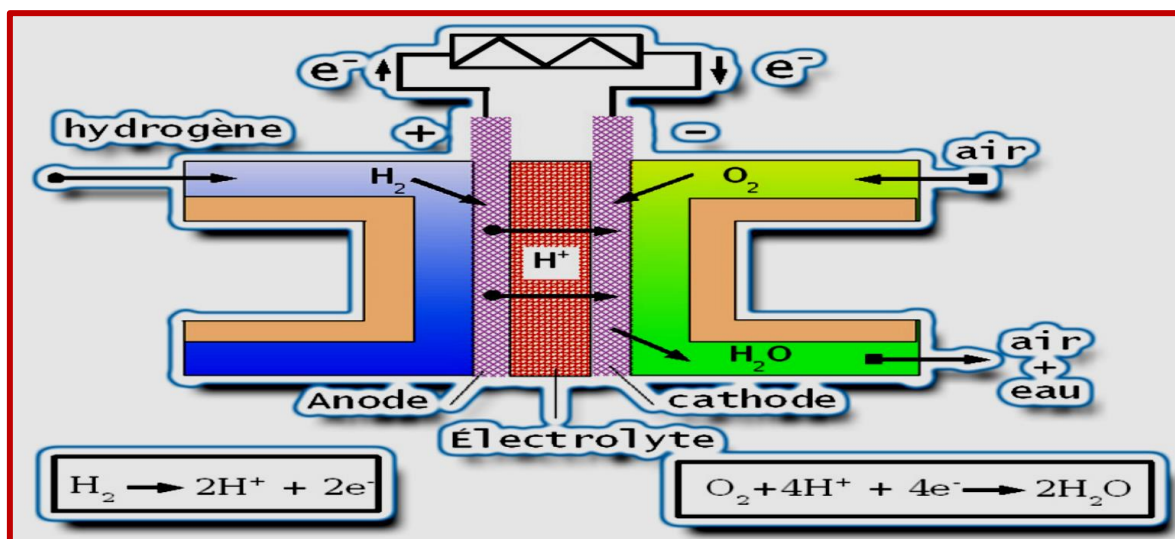


Figure I.12 illustration du principe de fonctionnement d'une pile à combustible [24].

I.8 Contexte énergétique mondial

Une grande partie de la demande exponentielle mondiale en énergie est assurée par les sources d'énergie traditionnelles (fossiles). Ce qui favorise les émissions de gaz à effet de serre et par conséquent, une augmentation de la pollution non évitable.

Selon Enerdata, les pays leader en matière d'exportation de pétrole et de gaz sont très connus (Russie, Arabie Saoudite, Iran, Norvège, Qatar, l'Algérie) en leurs associés quelques pays en développement comme (Inde et la Turquie). Ces pays ont été toujours les principaux contributeurs à la satisfaction énergétique mondiale [25].

Il faut noter que, La Chine est responsable à la moitié de la consommation de l'énergie mondiale notamment en matière de production d'électricité, et ceci résultant de leur développement économique énorme et accéléré et plus précisément le développement de leur secteur industriel. La Chine est qualifiée donc comme le premier pollueur mondial suivi par l'Inde et toutes les pays industrialisés (les états unies d'Amérique, la Russie, l'union Européenne et le Canada) [25]. A cet égard, il devient primordial de s'orienter vers les ressources d'énergie renouvelables qui sont des alternatives énergétique prometteuses et durables pour préserver l'avenir de notre planète [26].

I.8.1 Transition énergétique mondiale

Les pays connus sous le nom de groupe 7 (G7) sont les pays les plus développés ou les plus riches au monde (G7) ont suivi une politique de transition énergétique visant à réduire la production d'électricité d'origine fossiles, en tenant compte la notion de l'efficacité énergétique et la combinaison de plusieurs sources de production sans carbone.

L'intégration des sources renouvelables (RSE) dans la politique mondiale augmente d'une année à une autre depuis la fin des années 2000. Prenant comme exemple les pays en cours de développement (Asie du sud, Amérique latine et Afrique du Sud), ils ont pris des actes sérieux pour exploiter leurs gisements renouvelables, notamment avec l'arrivée de nouvelles technologies qui ont baissées les coûts d'investissement [25], comme il a été indiqué dans la figure I.13.

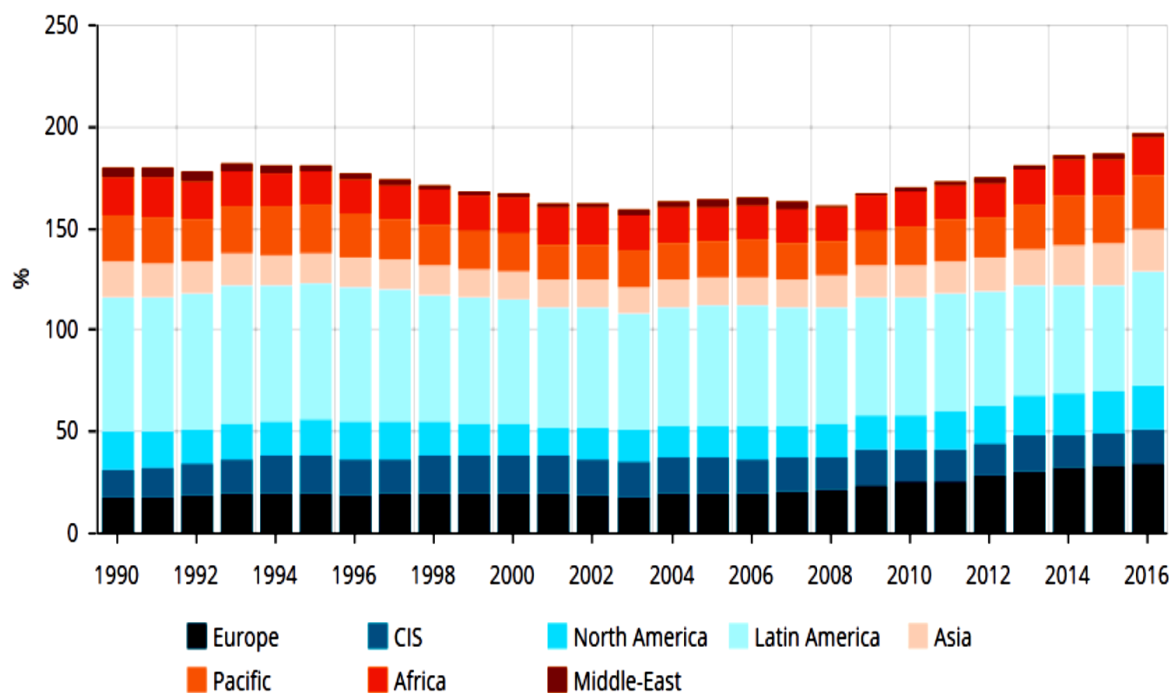


Figure I.13 l'évolution d'utilisation d'énergie renouvelable pour la production de l'électricité [27].

I.8.2 Taux d'intégration des ressources renouvelables

Comme il a été mentionné dans la figure I.14, la production d'électricité à l'échelle mondiale d'origine renouvelable a atteint 20.8% de la production totale d'origine combustible fossiles. Ce pourcentage reste toujours inférieure à la production provenant des sources traditionnelles (68.1%) et loin des ambitions souhaitées, mais reste favorable et supérieure à la production d'origine nucléaire (10.9%) [28].

L'énergie renouvelable provient de six sources différentes qui sont (figure I.15) ; l'hydro électricité est considéré comme la source principale d'une contribution de 78%, suivi par l'éolienne comme la seconde source avec 11.4%, puis, viennent la filière biomasse (6.9%), la géothermie (1.5%), le solaire regroupe les centrales photovoltaïques et thermiques (2.2%), et enfin les énergies marines (0.01%) qui reste une filière avec une contribution très faible [28].

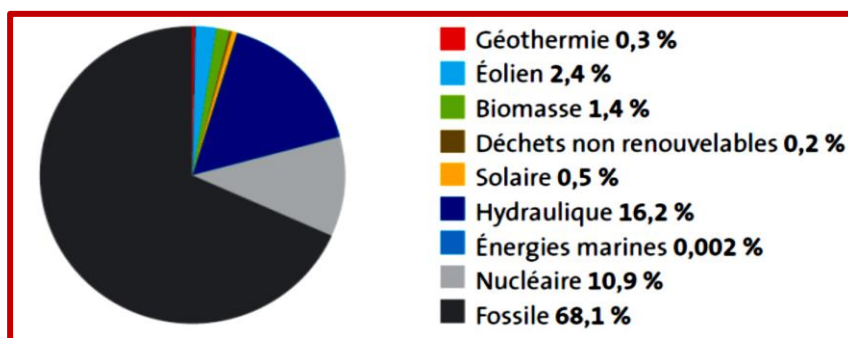


Figure I.14 répartition de la production de l'électricité [28]

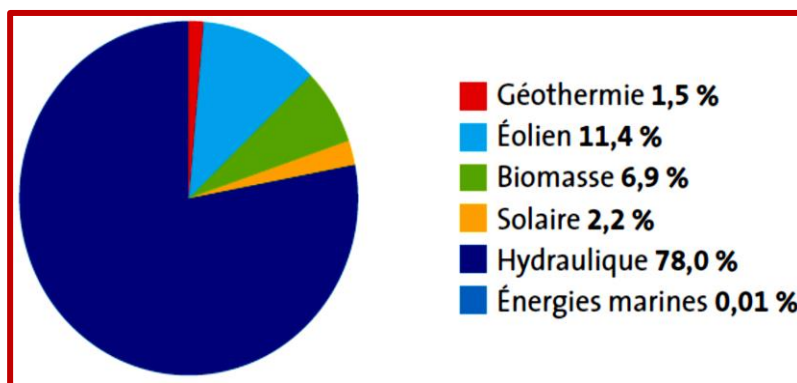


Figure I.15 la production électrique d'origine renouvelable [28]

La figure I.16 explique clairement la répartition mondiale et la tendance grandissante de production d'énergie renouvelables installées entre (2013-2017), la capacité additionnée en 2017 montre bien une part énorme des énergies renouvelables dans la production totale et surtout pour le solaire photovoltaïque.

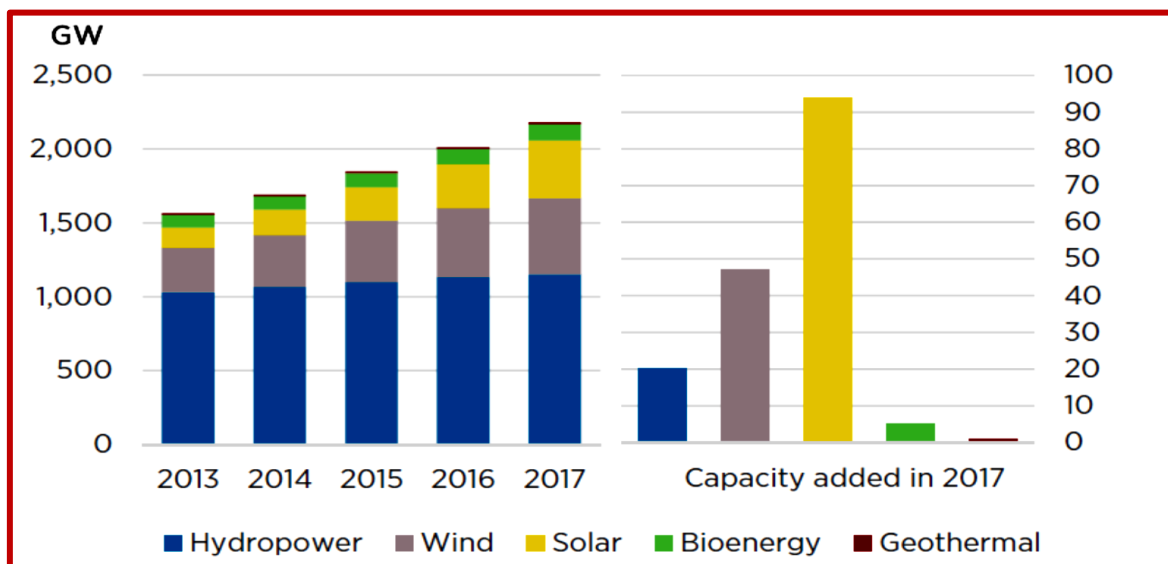


Figure I.16 l'évolution des capacités de production d'énergie renouvelables installées [29].

I.9 Contexte énergétique Algérien

Ces dernières années et avec la croissance progressive de la population, La production nationale d'électricité a connu une augmentation énorme. Pour satisfaire cette augmentation de la demande et l'évolution durant les période 1962-1999 et 2000-2007, l'état consentait des efforts très courageux dans ce domaine. Par exemple, durant la période entre 2000 et 2007, la production de l'électricité elle est passée de 25TWh en 2000 à 37 TWh en 2007, par conséquent, une hausse annuelle moyenne d'environ 06%. Rappelons que la production était seulement de 02 TWh dans les années 60 [30].

I.9.1 Transition énergétique Algérienne

Pour apporter des solutions correctes et durables face aux grands défis d'environnement et la question de préservation des ressources fossiles pour les futures générations, l'Algérie s'est engagée sur le chemin des énergies renouvelables à travers une stratégie bien étudiée s'articulant sur un programme stricte et ambitieux pour le développement du secteur de l'énergies renouvelables. Le programme dans sa version actualisée vise à produire et injecter une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22000 MW à l'horizon 2030 pour satisfaire le marché national, et même aller plus loin vers l'exportation internationales. Donc l'état ambitionne en 2030 un pourcentage de 37% de la capacité globale installée et 27% de la production d'électricité orientée à la consommation locale, seront d'origine renouvelable [31]. La figure I.17 montre bien la production nationale en MW d'origine renouvelable et d'origine non renouvelable.

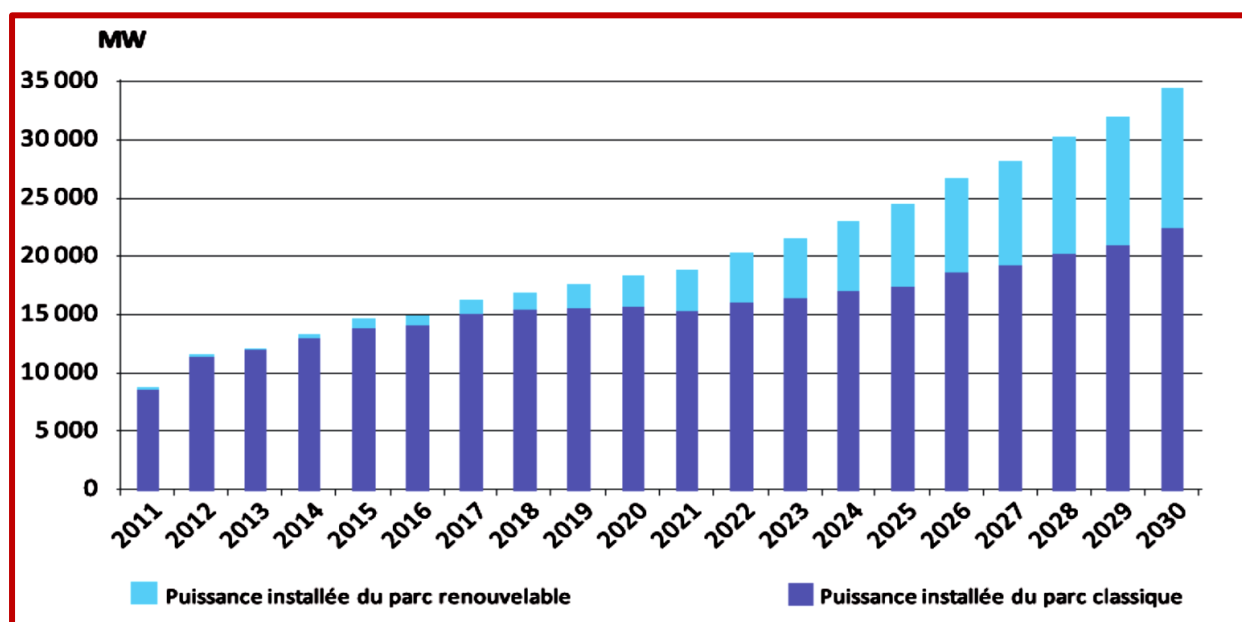


Figure I.17 la structure du parc de la production nationale en MW [32].

Alors, le programme de développement national s'appuie sur deux étapes principales :

Première phase 2015-2020 : dans cette phase l'état envisage la production d'une puissance de 4000MW, d'origine solaire photovoltaïque et éolien, ainsi que 500 MW, provenant de la biomasse et géothermique.

Deuxième phase 2021-2030 : aller vers l'interconnexion électrique et la liaison des réseaux entre le nord et le Sahara (Adrar), la mise en place et la réalisation de grandes centrales d'énergie renouvelables dans des régions différentes du pays (d'In Salah, Adrar, Timimoune et Béchar) et leur intégration dans le réseau électrique conventionnel [31].

Le tableau I.5 présente les capacités cumulées du programme établi par l'état Algérienne.

Tableau I.5 capacités cumulées du programme nationale [31]

	01 ^{ère} phase 2015-2020	02 ^{ème} phase 2021-2030	Totale (MW)
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolienne	1010	4000	5010
SP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
Totale	4525	17475	22000

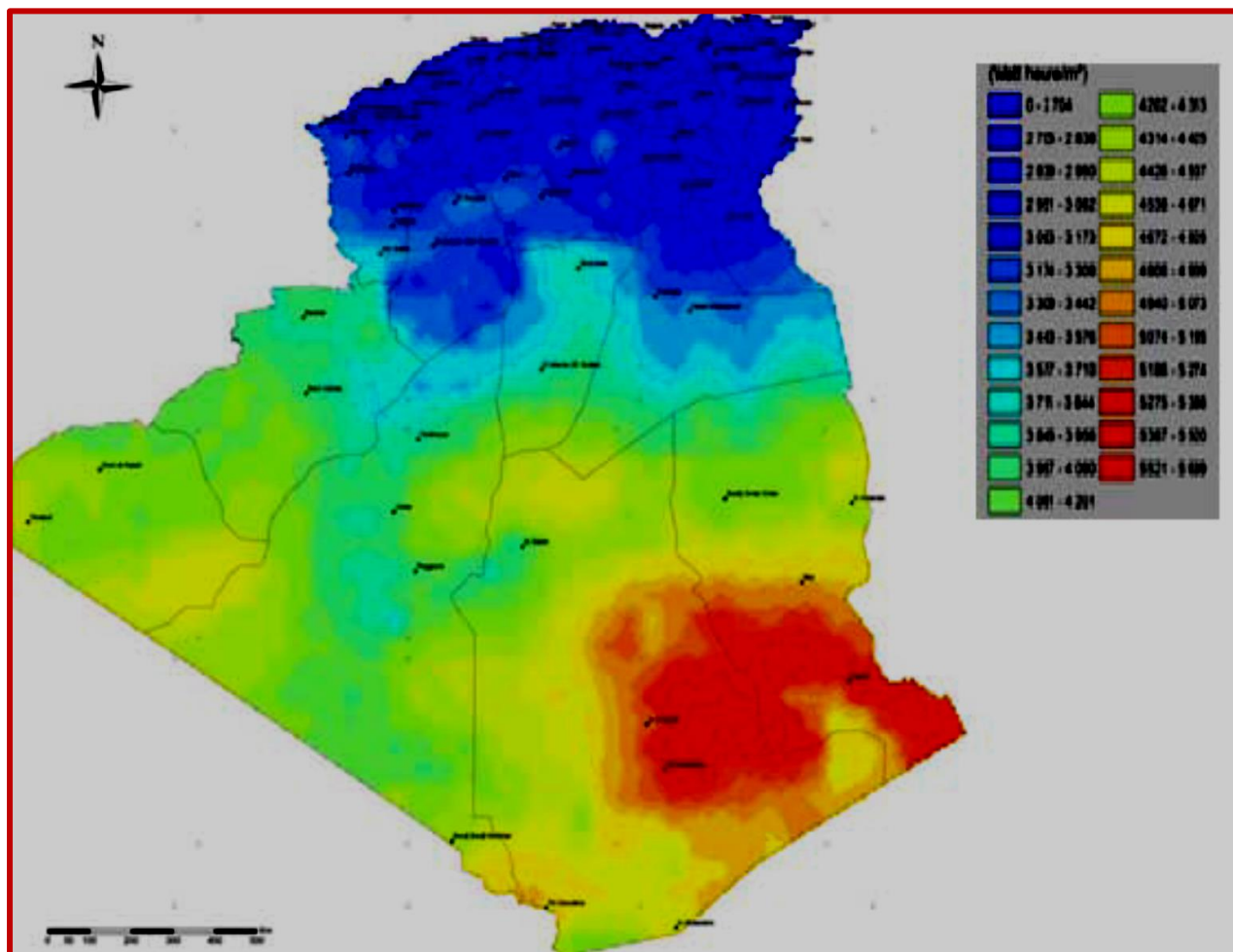
I.9.2 Potentiels des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie possède l'un des plus grands potentiels des énergies renouvelables à l'échelle mondial notamment le solaire, mais malheureusement loin d'être développé et exploité. Dans la partie suivante, nous présentons les différentes ressources renouvelables qui se trouve en Algérie.

I.9.2.1 Potentiel solaire

L'Algérie dispose des gisements solaires considérés parmi les plus importants au monde, et ceci revient à leur disposition géographique stratégique. Il faut savoir que, La durée totale d'ensoleillement sur l'ensemble du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement comme peut atteindre aussi jusqu'à les 3900 heures dans les régions de hauts plateau et Sahara. Ce potentiel correspond à une énergie de l'ordre de 05 KWh peut être reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 01 m² et sur presque la totalité du territoire national, par conséquent une énergie annuelle près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays [33].

La figure I.18 représente l'irradiation annuelle moyenne.



I.18 la carte de l'irradiation directe annuelle moyenne [31].

I.9.2.2 Potentiel éolien

Selon la figure I.19, il est bien clair que le gisement éolien en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Une variation provenant d'une topographie très spéciale et un climat très diversifiés. La carte du vent montre bien que le sud Algérien est caractérisé par des vitesses de vent plus élevées que le Nord, plus spécifiquement dans le Sud-Est, des vitesses allant de la valeur 07 m/s jusqu'à la valeur de 08m/s dans la région de Tamanrasset (In Amgeul), en ce qui concerne le nord, la vitesse moyenne reste moins élevée.

On peut voir cependant, de microclimats sur les sites de littoral d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, avec des vitesses de 06 à 07m/s [31].

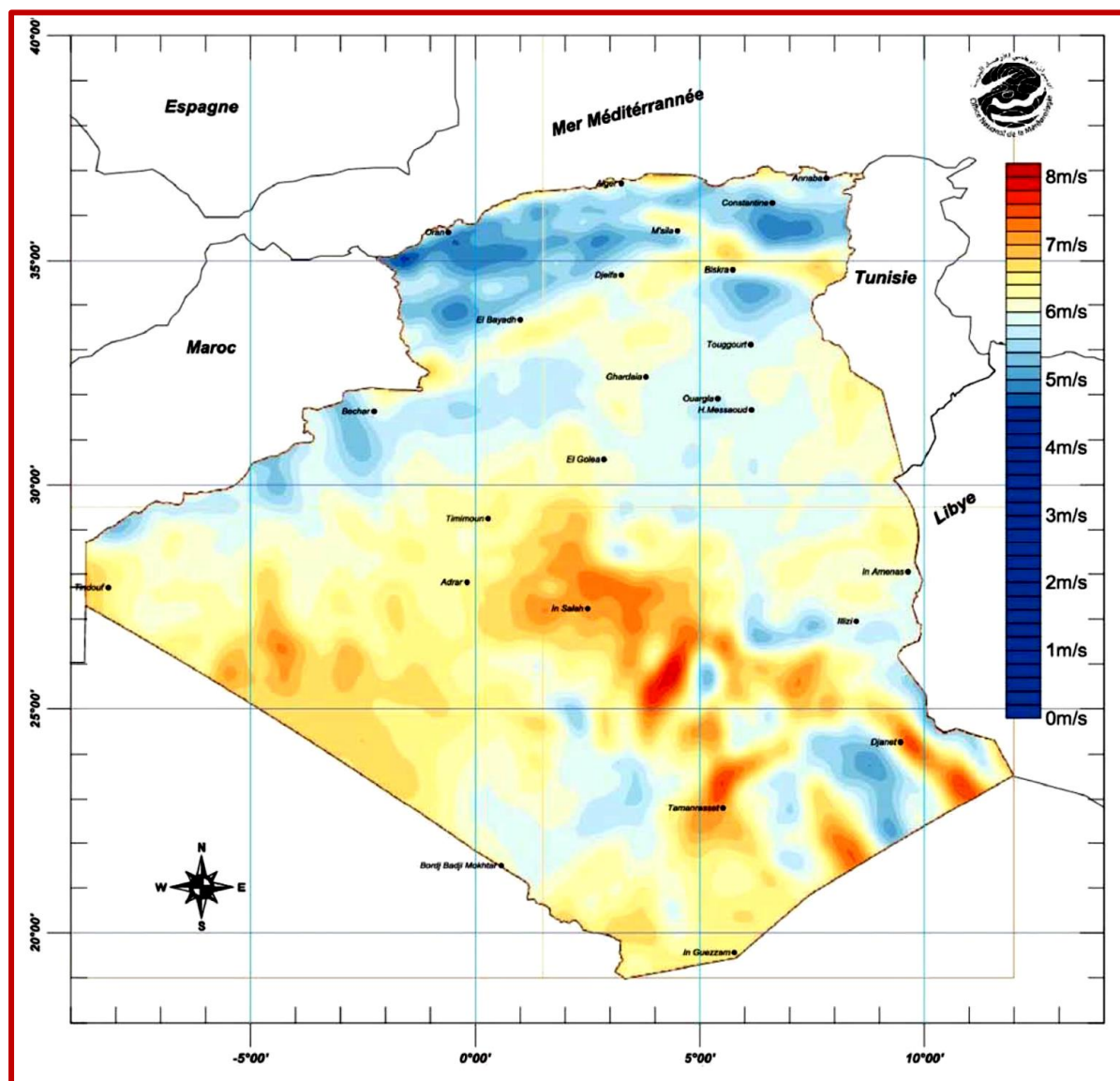


Figure I.19 la carte du vent annuelle moyenne à 50 m [31].

I.9.2.3 Potentiel hydroélectrique

L'Algérie enregistre chaque année une pluviométrie très considérable, issue de chutes de pluies pleuvant sur l'ensemble du territoire Algérien, une quantité d'eau estimées à 65 milliards de m³, mais loin d'être exploitée d'une manière rationnelle, en raison de plusieurs facteurs, de nombre limité de jours de précipitation, de la forte évaporation et de l'évacuation rapide vers la mer. On compte actuellement les ressources utiles pour la production de l'énergie renouvelables de l'ordre de 25

Milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface, 103 sites de barrages, dont plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation réel [33].

I.9.2.4 Potentiel géothermique

L'Algérie compte plus de deux cent (200) sources chaudes sur la quasi-totalité du territoire national et plus précisément dans la partie nord du pays. Parmi ces sources, on cite environ (33%) d'entre elles ont des hausses températures qui dépassent la 45° C. il existe même des sources où la température peut accéder les 118° à Biskra. Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones principales dont le gradient dépasse les 5° C/100m [33].

Les zones de Relizane et Masara ;

Les zones d'Ain Bouif et Sidi Aissa ;

Les zones de Guelma et Djebel El Onk.

I.9.2.5 Potentiel de la biomasse

On distingue deux types de ressources de la biomasse qui sont :

Potentiel forestier ; est estimé à peu près 37 millions de TEP (tonnes équivalent pétrole), dont 03.7 millions de TEP seulement est récupérable comme potentiel énergétique. Ce qui correspond à un taux de récupération de 10% [33].

Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles ; est évalué à 05 millions de tonnes de déchets urbains et agricole, ce potentiel est l'équivalent d'un très grand gisement de 01.33 millions de Tep/an, restera toujours loin d'être recyclé et exploité [33].

I.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes configurations et architectures des systèmes énergétiques multi- sources, ensuite nous avons discuté les différentes ressources d'énergies renouvelables existantes dans le monde, et nous avons fini le chapitre par la présentation de la politique de transition énergétique mondiale et Algérien, ainsi que la présentation du potentiel énergétique en Algérie et en particulier le grand gisement solaire photovoltaïque disponible dans ce pays.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressons seulement à l'étude de diagnostic de défauts dans le système photovoltaïque, et ceci pour assurer la disponibilité et améliorer le rendement du système PV.

Chapitre II

Systeme Photovoltaïque et Modélisation de ses Défauts

II.1 Introduction

Ce chapitre est réservé à la description du système photovoltaïque, dont on présente les composants élémentaires de base d'un système PV, ainsi que les différents défauts associés à ces composants. Les défauts choisissent pour l'étude du diagnostic, selon leurs occurrence d'apparition et aussi leurs criticités. Nous présentons également, la modélisation du système de conversion PV et nous finirons par la modélisation de défauts pouvant affecter un générateur photovoltaïque.

II.2 Chaîne de conversion d'un système PV

Comme il a été montré dans la figure II.1, la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV est composée de trois parties essentielles ; le générateur PV qui a pour rôle la production de la puissance de nature continue, et ceci par la procédure de la conversion du rayonnement solaire, le convertisseurs et le réseau électrique, le groupe convertisseur est pour ramener la puissance maximale du générateur PV et la convertir par la suite en puissance alternative utilisable par les consommateurs abonnés au réseau. Dans notre travail de thèse on va s'intéresser seulement à l'étude de diagnostic de défauts côté DC du système photovoltaïque [34].

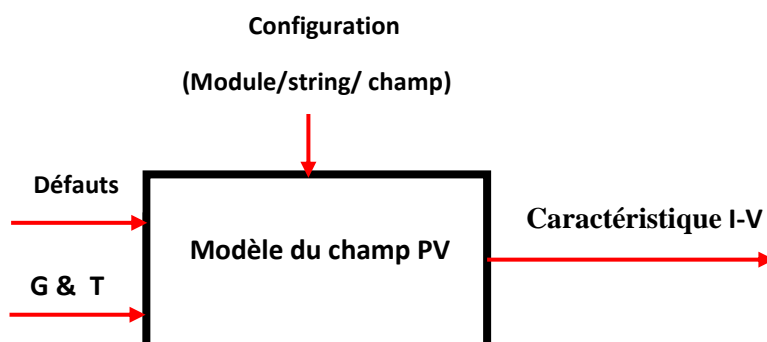


Figure II.1 schéma synoptique du modèle d'un champ PV [34].

II.3 Description d'un système photovoltaïque

Le schéma synoptique et électrique d'une installation photovoltaïque liée au réseau est bien détaillé dans la figure II.2. Donc un système PV est composé des éléments principales suivants :

- Générateur PV : est l'unité de production de l'énergie électrique sous forme de courant continu.
- Convertisseur ;
- Câblage et boîte de jonction ;

Système de protection ; contient, la diode de bypass, la diode anti retour et les dispositifs de coupures et sectionnement [35].

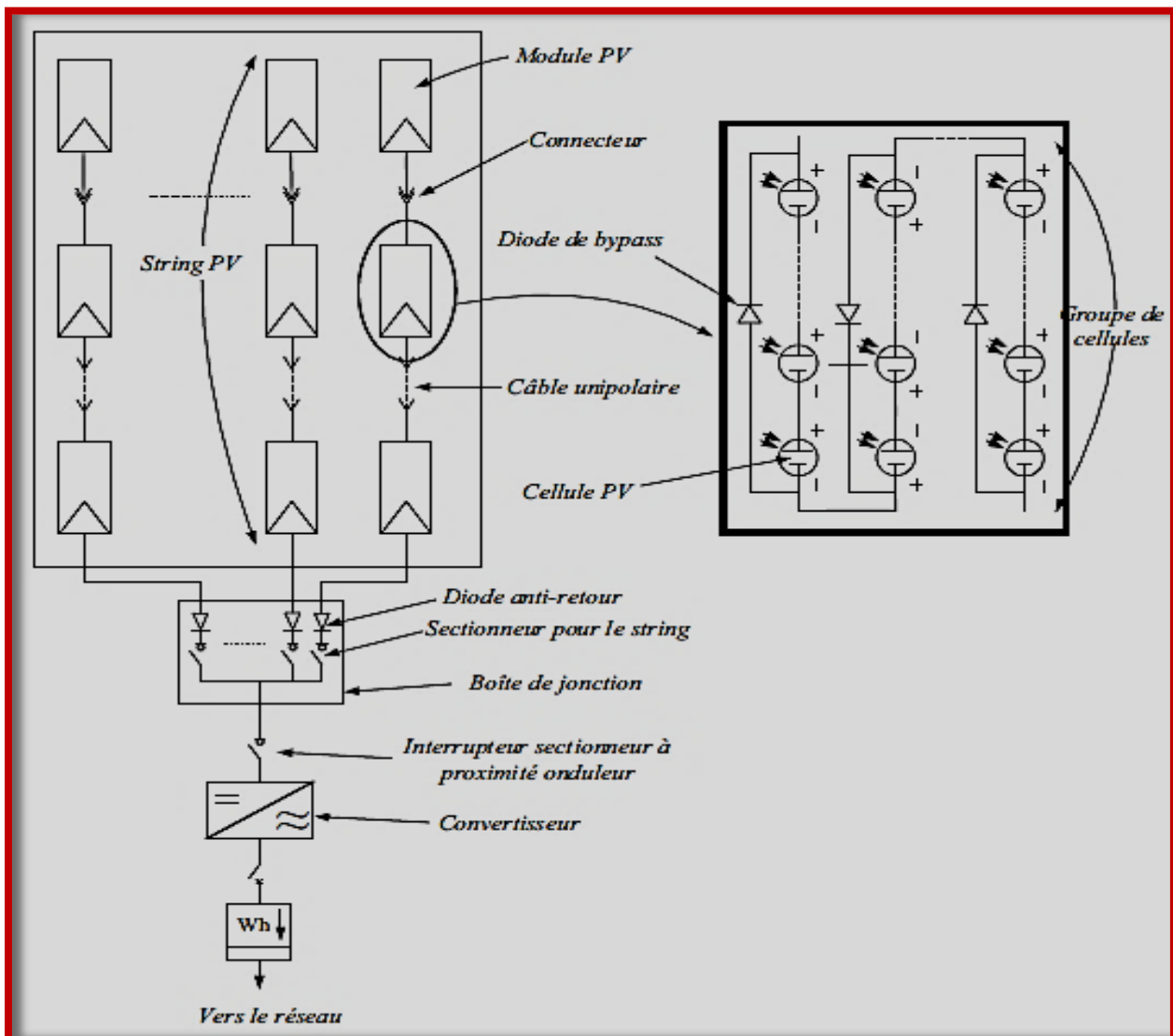


Figure II.2 Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau [35].

II.3.1 Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est la partie principale dans un système PV, il est responsable à la production de l'énergie électrique en courant continu. La cellule PV est l'élément de base de cette unité qui a pour rôle de convertir l'énergie solaire en énergie électrique [35].

II.3.2 Cellule PV

La cellule PV est le composant élémentaire dans une installation photovoltaïque, la fabrication des cellules PV nécessite un processus basé sur des technologies très sophistiquées pour l'élaboration du matériau brute (silicium). En effet, il existe un grand nombre de technologies mais beaucoup sont

encore en phase de développent. La tension générée aux bornes de la cellule PV est limitée à la valeur du gap du matériau de son origine, elle est d'environ 0.6V pour les cellules de type cristallin et amorphe, mais le courant varie selon le rendement, ainsi que de la surface de la cellule. Par exemple le rendement des cellules monocristallines est de l'ordre de 15 à 22%, tandis que celui des cellules multi cristallines est de l'ordre de 10 à 15% [36]. La figure ci- dessous présente le schéma électrique de la cellule PV.

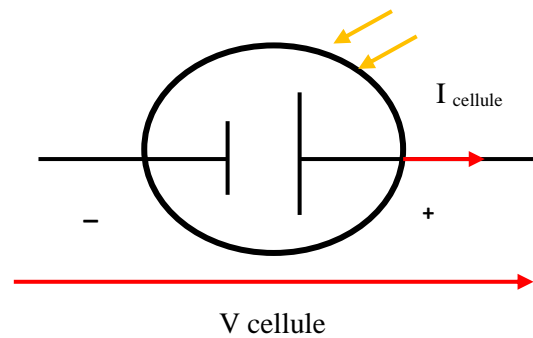


Figure II.3 schéma électrique d'une cellule PV [35]

II.3.3 Module PV

Une cellule photovoltaïque génère réellement que, peu de tension, peu de courant, donc peu de puissance, qui sont pas suffisantes et ne satisfaire jamais les besoins en énergie électrique. C'est pour cette raison, il est obligatoire d'associer l'ensemble de ces cellules. Les cellules PV restent toujours des objets qui sont très sensibles et fragiles à tous endommagements extérieurs, par conséquent elles sont protégées d'une manière mécanique (l'encapsulation). Pour toutes les raisons citées auparavant, les cellules doivent rassemblées en modules photovoltaïque.

Les cellules sont le plus souvent connectées en série dans les modules couramment utilisés, la connexion en série donne l'avantage d'augmenter la puissance, mais le courant reste le même alors que la tension va être augmenter en multipliant par le nombre de cellules en série, à titre d'exemple un module PV peut contenir jusqu'à 36 ou 72 cellules. Le nombre de cellules dans un module varie selon certains critères et besoins spécifiques. Donc on peut trouver aussi des modules de 40, 54, 60 ou même 92 cellules en série [37-38- 39].

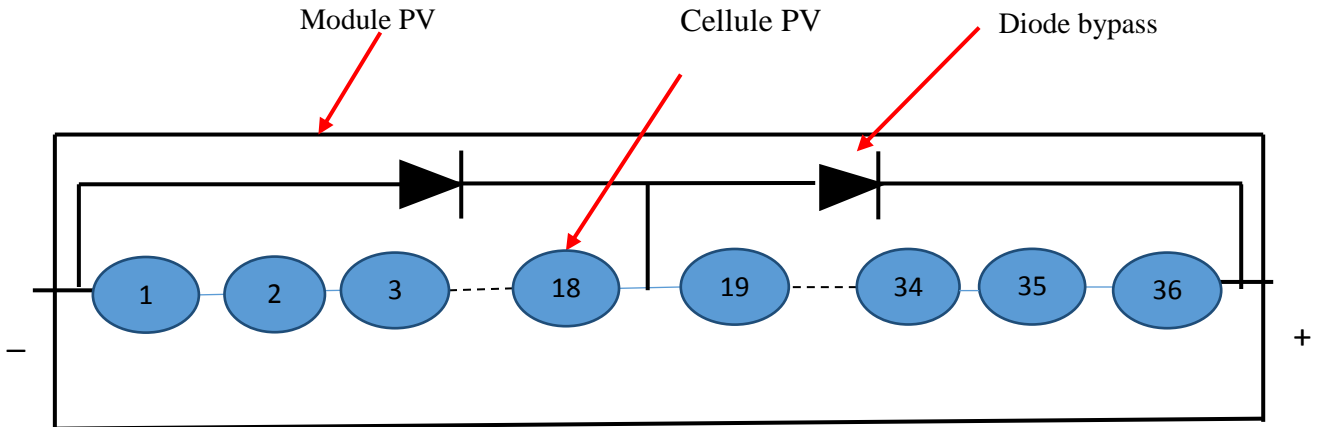


Figure II.4 mise en série des cellules PV dans un module [35].

Il faut savoir, aussi, que les cellules dans un module sont regroupées en plusieurs groupes, chaque groupe est à son tour connecté en antiparallèle avec une diode de bypass ou diode de dérivation. Cette diode a pour rôle de protéger les cellules de ne pas fonctionner dans la zone du régime inverse. Nous discuterons par la suite ce rôle de protection.

Le plus souvent, on compte, pour chaque groupe de 18 cellules une diode de bypass, tandis que ce nombre peut varier d'un fabricant à un autre [40].

II.3.4 String PV

Un string PV ou bien une chaîne PV, est un groupement d'un ensemble de modules branchés en série pour générer la tension de sortie voulue.

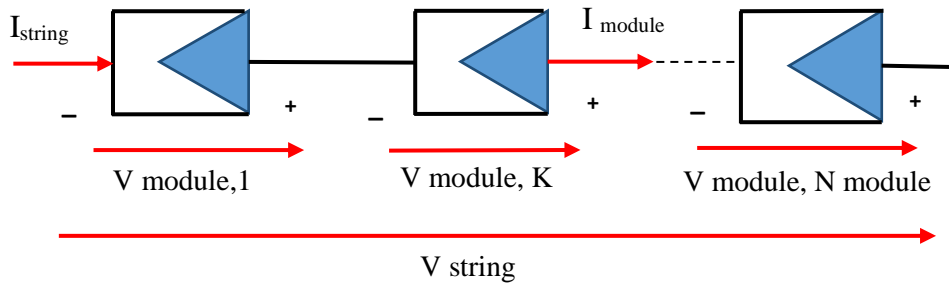


Figure II.5 mise en série des modules dans un string PV [34]

II.3.5 Champ PV

Pour avoir une puissances d'ordre de quelques KW, sous la condition de la tension de fonctionnement appropriée, il est primordial de rassembler les modules PV en séries et en parallèle. Ce groupement permet de former un champ photovoltaïque.

En fait, il existe plusieurs types de configurations couramment rencontrées pour connecter les modules dans un champ PV, dont on distingue: connexion en série parallèle simple, connexion (total

ross tied), connexion (Bridge Linked) [41]. La figure II.6 présente bien les configurations possibles citées auparavant, pour interconnecter un nombre de modules formants un champ PV.

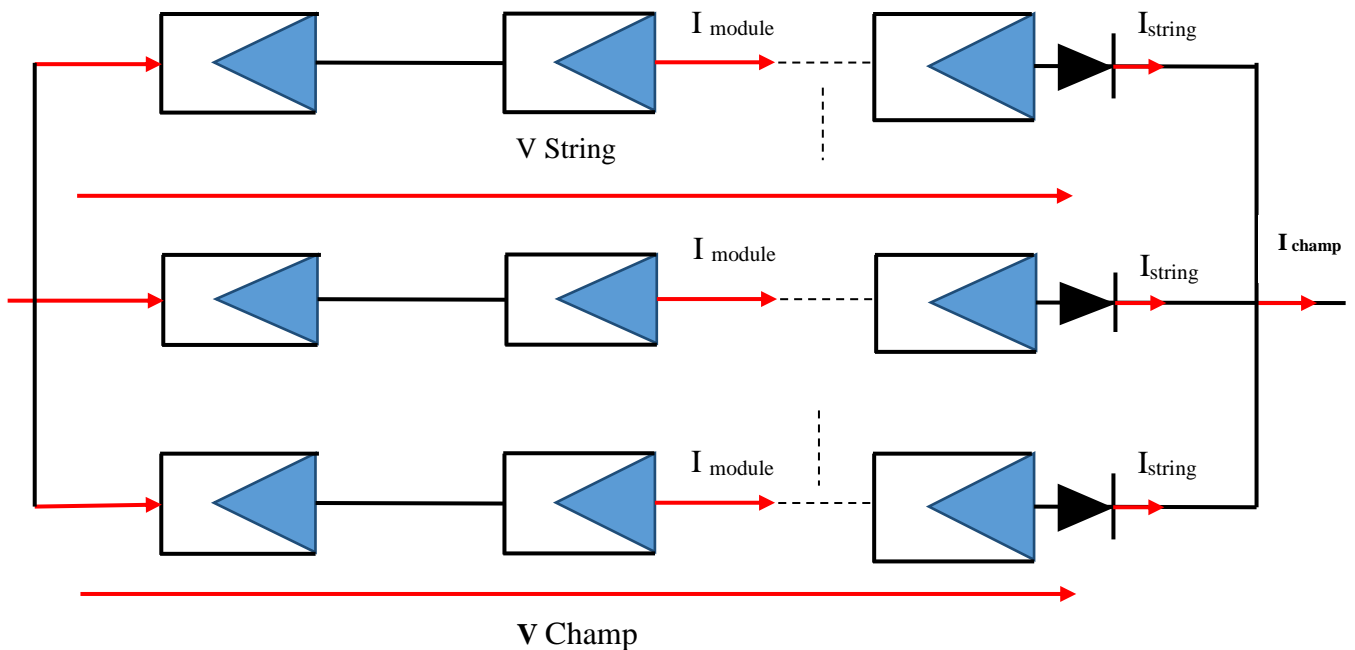


Figure II.6 mise en parallèle des strings dans un champ PV [34].

II.3.6 Convertisseur

Le groupe convertisseur a pour objectif de tirer la puissance maximale produite par le générateur PV et ensuite la transformer en puissance alternative prête à être consommée par le client abonné au réseau électrique. Pour assurer cette fonction de conversion, le convertisseur contient deux étages, un étage joue le rôle d'hacheur équipé d'un algorithme de type MPPT (Maximum Power Point Tracker) pour extraire le maximum de la puissance générée, et un autre joue le rôle d'onduleur pour convertir la puissance obtenue en puissance alternative active. La figure II.7 illustre bien les étages du convertisseur [42].

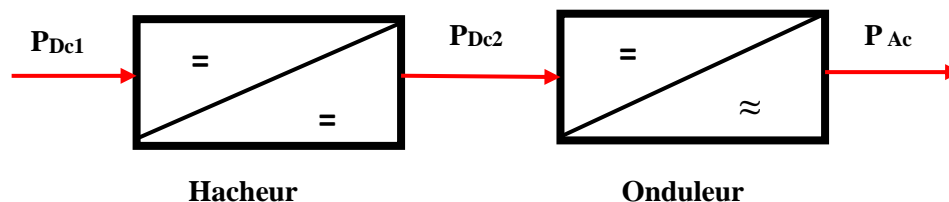


Figure II.7 les étages du convertisseur de chaîne de conversion PV [42].

II.3.7 Câblage et boîte de jonction

L'interconnexion en série des modules PV pour former un string nécessite des câbles, il existe plusieurs types de câbles, prenant comme exemple le câble à simple conducteur avec double isolation est fortement conseillé notamment pour minimiser les risques de défauts à la terre ou de court-circuit.

Dans le cas où, le système PV est constitué d'un groupement de plusieurs strings, la boîte de jonction devient obligatoire pour leur mise en parallèle, la boîte de jonction contient à son tour des éléments de protection (fusibles, interrupteurs et sectionneurs) [43].

II.3.8 Système de protection

Il existe plusieurs manières de protection pour une installation photovoltaïque, on distingue donc: protections des opérateurs, protection anti foudre, protection du générateur PV. Du fait que notre travail porte seulement sur le diagnostic de défauts coté DC, nous allons nous intéresser qu'aux composants assurant la protection du générateur PV [34].

II.3.8.1 diode de bypass

Selon la figure II.4, la diode de bypass est souvent connectée en antiparallèle avec un groupement de cellules pour mieux protéger les cellules de tension plus faibles contre la polarisation inverse [34].

II.3.8.2 diode anti retour

La tension générée par chaque string dans un champ PV, n'est pas forcément identique, donc il arrive des moments où, l'un de ces strings peut avoir une tension plus faible et il va absorber le courant inverse provenant des autres strings, cela provoque une baisse de production et voir même la défaillance de certains strings traversés par le courant inverse. Pour faire face au problème du courant inverse, une diode anti-retour doit être installée au bout de chaque string (voir figure II.6).

Pendant le fonctionnement normal du champ PV, la diode anti- retour est le siège de chute de tension provoquant des pertes de production, parfois considérable, ces diodes peuvent se mettre aussi en défaut et nécessitent un entretien spécial et un contrôle régulier [34].

II.4 Modélisation de la cellule PV

Plusieurs modèles ont été proposés pour modéliser une cellule PV. On distingue parmi eux, le modèle à simple diode, ce modèle est couramment utilisé à cause de sa simplicité et sa précision appropriée pour l'ensemble des applications, comme par exemple l'analyse de performance d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement d'un système PV, ainsi que pour l'étude de l'effet d'injection de l'énergie électrique d'origine solaire sur la stabilité du réseau électrique. Le schéma équivalent du modèle est illustré dans la figure II.8a [44].

Le modèle proposé contient, une source de photo courant (I_{ph}) provient de l'insolation reçue par la cellule PV, une diode représente la jonction PN de la cellule. Tandis que, La résistance série (R_s) et la résistance shunt (R_{sh}) modélisent l'état non idéal ou l'état défaillant de la cellule [45]. Si on prend La résistance série, elle représente réellement la résistivité du matériau duquel la cellule est fabriquée, aussi la résistance résultante de l'interconnexion entre les cellules et entre métal et semi-conducteur. Mais pour la résistance parallèle, elle modélise tous les pertes de courant subis par les cellules, ces pertes sont le résultat généralement des endommagements dans le cristal de la cellule, comme peut être revient aussi aux problèmes liés avec l'impureté du matériau de fabrication [45].

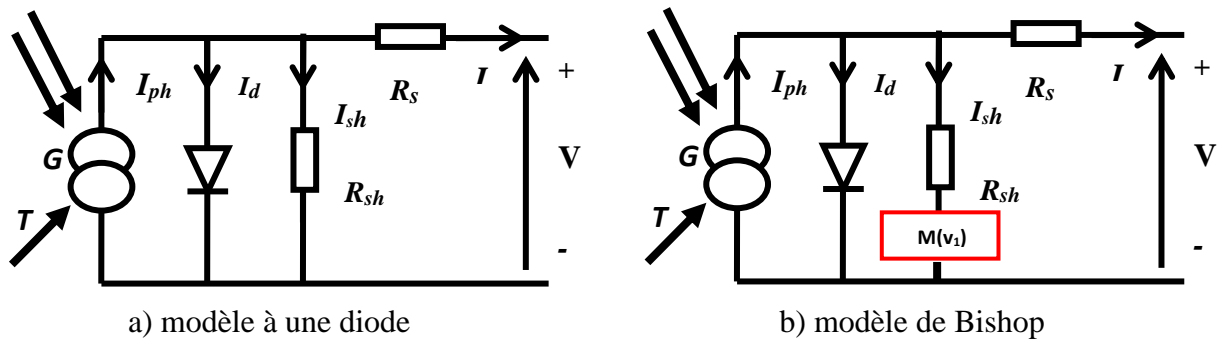


Figure II.8 les modèles de la cellule PV [44]

Selon la caractéristique I-V de la cellule, présentée dans la figure II.9, Le modèle à une diode représente seulement le fonctionnement normal de la cellule PV (zone I), mais ce modèle ne prend pas en considération l'effet d'avalanche de la cellule, c'est-à-dire le fonctionnement de la cellule en mode défaillant, autrement dit la cellule peut fonctionner dans différents régimes (zones 2 et zone 3) de la figure II.9. Donc l'effet d'avalanche de la cellule est pris en compte dans le modèle de Bishop en ajoutant le terme (multiplicateur) non linéaire $M(V_1)$ en série avec la résistance shunt (figure II.8b). L'équation (II.1) explique bien la relation entre le courant (I) et la tension (V) d'une cellule PV avec la présence du terme de Bishop [46].

$$I = I_{ph} - I_0 \times \left(\exp\left(\frac{V - I \times R_s}{a \times V_{te}}\right) - 1 \right) - \frac{V - I \times R_s}{R_{sh}}$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V - R_s I}{a \times V_{te}}\right) - 1 \right] - \frac{V - R_s I}{R_{sh}} \left[1 + K \left(1 - \frac{V + R_s I}{V_b} \right)^{-n} \right] \quad (\text{II.1})$$

Tel que

$$M(V_1) = \left[1 + K \left(1 - \frac{V + R_s I}{V_b} \right)^{-n} \right]$$

C'est une équation à 2 inconnues (I et V) et 8 paramètres qui sont les suivants:

I_{ph} : le photo courant correspond à l'insolation reçue par la cellule PV

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode.

$V_{te} = T \cdot N_s \cdot kb/q$: tension thermique de la diode, elle dépend fortement de la température de la cellule T , tandis que a (facteur d'idéalité de diode), ($q = 1.602 \cdot 10^{-19}C$) la charge d'électron, constant de Boltzman ($kb = 1.381 \cdot 10^{-23}J/K$), (N_s) est le nombre de cellules PV en série, la relation entre le courant I et la tension V est expliqué par l'équation II.1

R_s : résistance série de la cellule

R_{sh} : résistance shunt de la cellule

K : coefficient de réglage de Bishop (3.5 à4)

n : coefficient de réglage de Bishop (0.1)

V_b : tension de claquage de la cellule (-10 V à -30V)

Dans notre étude de détection, identification et l'analyse de sensibilité de défauts dans le système PV, nous avons choisi le modèle à une diode de la cellule PV sans le terme de Bishop.

II.4.1 Caractéristique électrique de la cellule PV

La conception d'une cellule PV est faite pour que la cellule soit fonctionnée souvent en mode générateur, autrement dit fournir de l'énergie électrique d'origine solaire à une charge donnée, par contre, il arrive des moments, où cette même cellule fonctionne en mode récepteur et peut absorber l'énergie fournie par les autres cellules du groupe, et ceci lorsqu'elle est branchée avec les cellules du même groupe [47]. La figure II.9 montre la caractéristique électrique d'une cellule PV avec les trois régimes de fonctionnement.

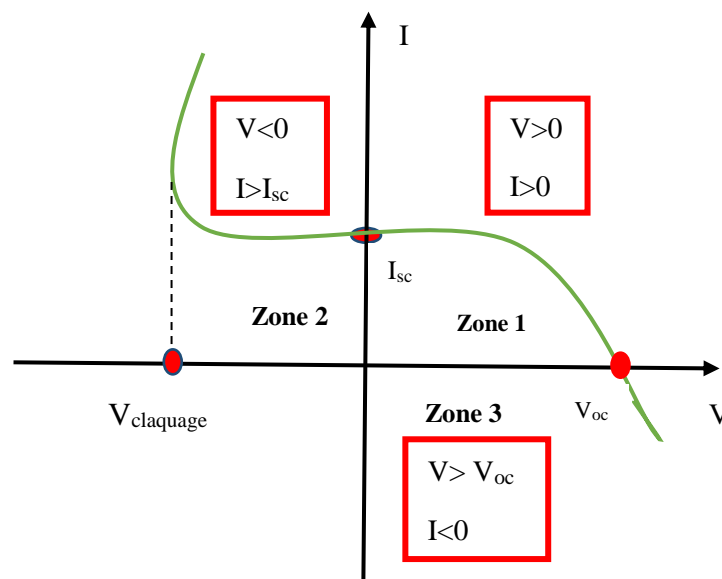


Figure II.9 caractéristique I-V d'une cellule PV [47]

Alors selon la figure II.9, on voit bien deux points de fonctionnements importants, le premier point, est le courant de court-circuit (I_{sc}) signifie le courant quand la cellule est court-circuitée, ce courant dépend principalement de la quantité de la lumière absorbée par la cellule et aussi de la surface de la cellule qui capture l'ensoleillement, le deuxième point concerne la tension du circuit ouvert (V_{oc}) qui correspond à la tension aux bornes de la cellule PV, quand il n'y a pas de courant produit par la cellule à cause de l'apparition d'un défaut quelconque, sa valeur est d'environ 0.6 V pour la cellule de type cristallin. La figure II.9 explique mieux les trois zones de fonctionnement de la cellule PV [47].

La zone 1 : indique le fonctionnement en mode générateur ou bien le fonctionnement normal de la cellule avec les conditions de $0 \leq I \leq I_{sc}$ et $0 \leq V \leq V_{oc}$, dans ce cas la cellule fournit la puissance générée à la charge [48].

La zone2 : indique le fonctionnement en mode récepteur de la cellule avec $I > I_{sc}$ et $V < 0$ Lorsque le courant qui traverse la cellule dépasse son limite de courant de court-circuit à cause d'un défaut quelconque, dans ce cas la cellule va générer une tension négative à ses bornes, si cette tension dépassera la limite de la tension de claquage ($V_{claquage}$), la cellule est fortement endommagée. Plusieurs études ont estimé, que la valeur de la tension de claquage varie entre -10 et -30 V [48].

La zone 3 : cette fois-ci, la cellule PV de nouveau fonctionne en mode récepteur, mais avec $I_{sc} < 0$ et $V > V_{oc}$, lorsque la tension générée aux bornes de la cellule dépasse la limite de tension de circuit-ouvert à cause d'un défaut donné, le courant circulant dans la cellule sera inversé, ce qui mettra la cellule dans le risque d'endommagement total [48].

II.5 Modélisation du champ PV en fonctionnement sain

La modélisation d'un champ PV repose souvent sur la caractéristique électrique I-V présentée auparavant, supposant que, en fonctionnement sain (sans défauts), toutes les cellules composant un champ PV sont identiques et fonctionnent sous les mêmes conditions (ensoleillement et température), le courant et la tension produite par le champ sont donnés par la formulation mathématique suivante [34]:

$$I_{\text{champ}} = N_{\text{module}} \times I_{\text{cellule}} \tag{II.2}$$

$$V_{\text{champ}} = N_{\text{module}} \times N_{\text{group}} \times N_{\text{cellue}} \times V_{\text{cellule}}$$

Où, N_{module} est le nombre de modules en série.

II.6 Défauts dans le système photovoltaïque

Nous avons présenté dans la partie précédente les principaux composants constituant une installation PV. Nous présentons dans cette partie les défauts et anomalies pouvant survenir à ces composants.

Comme tous les systèmes, un système PV pendant son fonctionnement peut être subis à plusieurs types de défauts et conditions de fonctionnements très sévères.

II.6.1 Classification des défauts pour la modélisation

Dans cette partie une classification des différents défauts a été faite, et ceci, selon l'étape ou la phase à laquelle ils interviennent et si, l'apparition de ces défauts ont des répercussions sur le comportement de l'un des composants (cellule, groupe de cellules, modules, strings, champ). Prenant en considération cette hiérarchie, les défauts sont bien classés et illustrés dans le tableau II.1, tel que, la première colonne montre la succession des composants constituant l'installation PV. La deuxième décrit la nature des différents défauts peuvent être apparaitre et la dernière colonne donne la dénomination de chaque catégorie de défauts [49].

Tableau II.1 : classification de défauts dans un système PV [49]

Composant du champ	Nature de défauts	Dénomination de défauts
Cellules	Module arraché ou Casé Pylônes, sable, neige et Echauffement des cellules Dégradation des interconnexions Fissure Corrosion des liaisons entre cellules Détérioration des cellules Pénétration de l'humidité	Défaut de mismatch et d'ombrage
Groupes de cellules	Destruction des diodes Absence de diodes Inversion de la polarité de diodes Diode court-circuitée	Défaut de diode de by pass
Module	Modules court-circuités Inversion de polarité du module Modules shuntés	Défaut de module
Strings	Destruction de la liaison Corrosion des connexions Corrosion des contacts Module déconnecté	Défaut de connectique

II.7 Modélisation des défauts

II.7.1 Défaut de mismatch et phénomène d'ombrage

Le groupement des cellules PV qui ont une caractéristique électrique I-V non identique dans un module PV provoquera le défaut de mismatch, ce qui conduit à la non semblance de leur caractéristique à cause du changement de certains paramètres de la formulation mathématique. Le phénomène d'ombrage est considéré comme le cas particulier du défaut de mismatch car son apparition suscite une diminution énorme de rayonnement solaire reçu à la surface des cellules PV. Sachant que, la variation de ces paramètres est causée principalement par les deux facteurs essentiels. Premièrement, les cellules constituant le même string PV peuvent avoir des propriétés physiques différentes et ceci, selon la tolérance fixée par chaque fabricant, par exemple la tolérance de la puissance du module est mentionnée par la société qui fabrique la cellule et peut varier entre +/-3% et +/-5% selon les fabricants.

Deuxièmement, les mêmes cellules PV peuvent être affectées par différents défauts et anomalies qui vont mettre les modules PV sous des conditions de fonctionnement très sévères et très difficiles. Le tableau II.2 identifie bien, d'une manière qualitative les paramètres de la cellule affectés par ces défauts [39].

Tableau II.2 : impact des différents défauts sur les paramètres de la cellule [39]

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

II.7.1.1 Modélisation

Lorsque les composants constituant une installation photovoltaïque sont connectés en série, la tension générée aux bornes de chacun de ces composants n'est plus égale pour la même valeur du courant circulant, mais lorsque ces composants sont mis en parallèle, le courant produit par chaque composant n'est plus identique pour la même valeur de tension. Donc la modélisation de défaut mismatch et d'ombrage repose principalement sur la détermination de la caractéristique I-V des différents composants et l'étude de variation des paramètres régissant la cellule PV [34]. On distingue quatre étapes pour modéliser ce défaut qui sont :

Etape 1 : détermination de la caractéristique de la cellule :

La caractéristique I-V de la cellule peut être déterminée, en imposant le courant sur un intervalle voulu et on cherche à trouver la valeur de la tension qui lui correspond [34]. L'équation II.3 illustre bien la relation entre le courant et la tension de la $i^{\text{ème}}$ cellule d'un groupe PV.

$$I_{\text{cellule}} = I_{\text{imposé}} \quad (\text{II.3})$$

$$I_{\text{cellule}} \xrightarrow{f(I_{\text{cellule}}, V_{\text{cellue}})=0} V_{\text{cellule},i}$$

Etape 2 : détermination de la caractéristique du groupe :

Il arrive des moments, où une cellule ou bien plusieurs cellules dans un groupe PV sont ombrées (phénomène d'ombrage). Dans cette situation un courant supérieur à leur courant de court-circuit va circuler le long de ce groupe en induisant les cellules à générer une tension négative, c'est dans cette situation délicate que la diode de bypass doit actionner en devenant fermée et passante pour dériver le courant en excès provient des cellules ombrées, quand la somme totale de la tension des cellules devient négative [34]. L'équation (II.4) explique mieux la relation entre le courant et la tension du $j^{\text{ème}}$ groupe de cellules d'un module.

$$I_{\text{groupe } j} = I_{\text{cellule}} + I_{\text{bypass}}$$

$$V_{\text{groupe } j} = \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}}} V_{\text{cellule},i} \text{ si } \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}}} V_{\text{cellule } i} \geq 0 \quad (\text{II.4})$$

$$V_{\text{groupe } j} = 0 \text{ si } \sum_{i=1}^{N_{\text{cellule}}} V_{\text{cellule } i} < 0$$

Etape 3 : détermination de la caractéristique du module [34] :

L'équation II.5 illustre bien la relation du courant et de la tension du $K^{\text{ème}}$ module d'un string

$$I_{\text{module},k} = I_{\text{groupe}} \quad (\text{II.5})$$

$$V_{\text{module},k} = \sum_{j=1}^{N_{\text{groupe}}} V_{\text{groupe } j}$$

Etape 4 : détermination de la caractéristique du string [34] :

L'équation II.6 donne la relation entre le courant et la tension du $Z^{\text{ème}}$ string du champ

$$I_{string,z} = I_{module} \quad (II.6)$$

$$V_{string,z} = \sum_{k=1}^{N_{module,k}} V_{module,k}$$

II.7.2 Défaut de diode de bypass

Comme il a été déjà décrit dans la partie précédente, le rôle d'une diode de bypass dans son état sain est très claire, elle est en mode de fonctionnement passante lorsque la somme de la tension générée par les cellules qu'elle protège est négative, et elle est en mode bloqué ou ouverte dans le cas contraire. Dans le cas où la diode est défailante, son rôle de protection n'est jamais garanti. Selon le tableau II.3, les défauts électriques pouvant attaquer une diode de bypass sont : diode court-circuitée, diode déconnectée et diode inversée, en outre de ces défauts, la diode peut se comporter comme une impédance d'une valeur quelconque (diode claquée) [34]. La figure II.10 illustre encore mieux les quatre types de défauts pouvant survenir dans une diode de bypass.

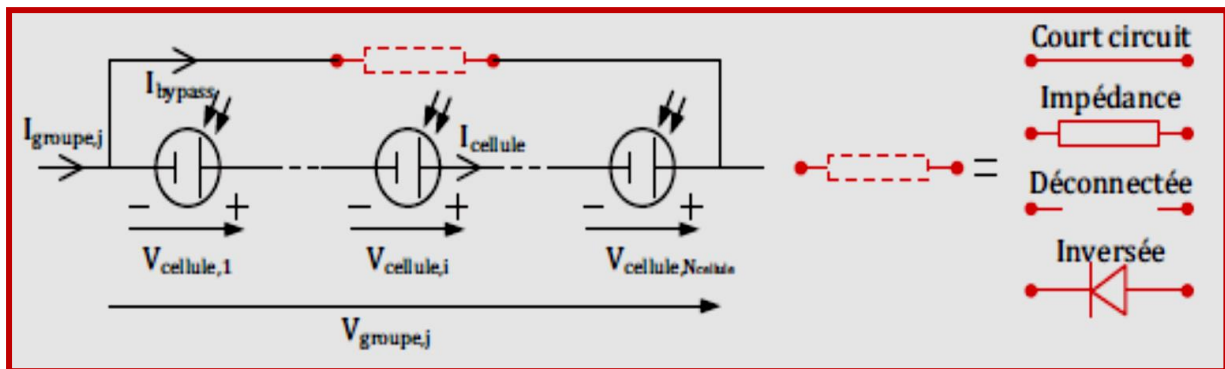


Figure II.10 schéma bloc d'un groupe de cellules PV avec la diode de bypass défailante [34]

II.7.2.1 Modélisation

a) Cas « court-circuit »

Dans ce cas, la tension du groupe de cellules va s'annuler, mais l'intensité du groupe sera égale à la somme du courant circulant dans les cellules et de celui circulant dans le chemin court-circuité. [34] (voir l'équation II.7).

$$V_{groupe} = 0 \quad (II.7)$$

$$I_{groupe} = I_{bypass} + I_{cellule}$$

b) Cas impédance Z quelconque :

Cette fois-ci, la tension produite par le groupe est égale à la somme de la tension de toutes les cellules constituant ce groupe.

Par contre le courant du groupe est égal à la somme du courant circulant dans le string de cellules et de celui circulant dans l'impédance [34] et la formulation II.8 le confirme.

$$V_{groupe} = \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule} \quad (\text{II.8})$$

$$I_{groupe} = I_{cellule} + \frac{V_{groupe}}{Z}$$

c) Cas circuit ouvert :

De même, la tension du groupe est égale toujours à la somme de la tension des cellules du groupe, mais le courant du groupe est le courant circulant dans le string des cellules [34]. L'équation II.9 explique encore mieux.

$$V_{groupe,j} = \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,j} \quad (\text{II.9})$$

$$I_{groupe} = I_{cellule}$$

d) Cas inversion de la polarité :

Cette fois-ci, au contraire à son fonctionnement dans l'état normal, la diode devient passante quand la somme de la tension des cellules qu'elle protège est positive et se bloque dans le cas contraire. [34] (voir et l'équation II.10).

$$V_{groupe,j} = \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} \text{ si } \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,j} < 0 \quad (\text{II.10})$$

$$V_{groupe,j} = 0 \text{ si } \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} > 0$$

$$I_{groupe} = I_{cellule} + I_{bypass}$$

II.7.3 Défaut de module

Le défaut de module revient principalement aux défauts électriques liés avec le groupement de plusieurs modules formant un string PV, selon le tableau II.2, ces défauts électriques sont : module court-circuité, module connecté en parallèle avec une impédance et également l'inversion de la polarité du module [34].

La figure II.11 montre bien les différents cas défaillants du module PV

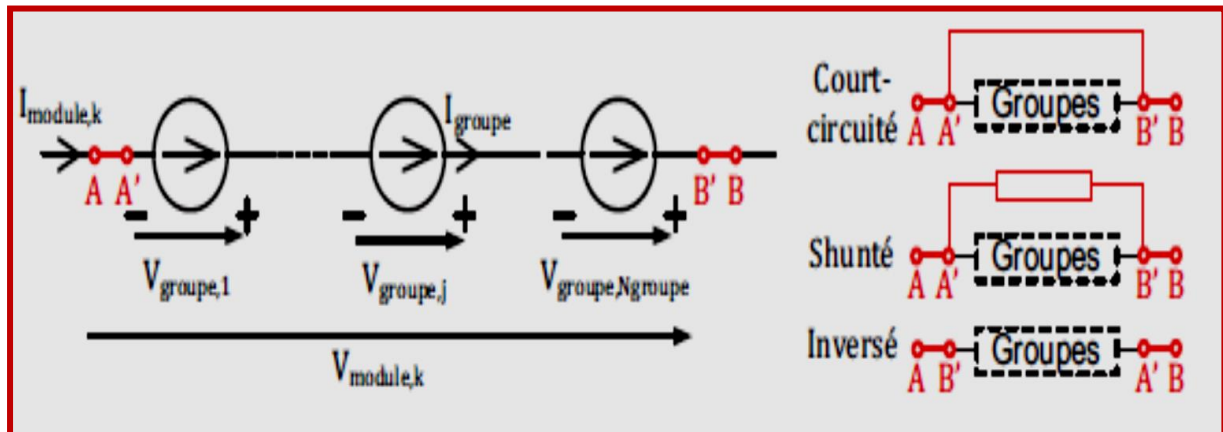


Figure II.11 schéma bloc d'un module PV défaillant [34].

II.7.3.1 Modélisation

a) Cas module court-circuité

Dans ce cas, l'intensité du module correspond à la somme du courant circulant dans les groupes de cellules et de celui circulant dans le chemin du court-circuit qui supporte l'intensité du courant en excès, tandis que la tension du module s'annule [34], comme il a été montré dans l'équation II.11.

$$I_{module} = I_{shunt} + I_{groupe} \quad (\text{II.11})$$

$$V_{module,k} = 0$$

b) Cas module connecté en parallèle avec une impédance :

Cette fois-ci, la relation entre le courant et la tension du module est détaillée dans l'équation II.12. Donc la tension du module est égale à la somme de la tension de tous les groupes de cellules constituant le module PV, mais le courant, est égal à la somme du courant qui circule dans les groupes de cellules et de celui circulant dans l'impédance Z [34].

$$V_{module,k} = \sum_{j=1}^{N_{groupe}} V_{groupe,j} \quad (\text{II.12})$$

$$I_{module} = I_{groupe} + V_{module,k}/Z$$

c) Cas inversion de la polarité d'un module

Parfois, il arrive des situations, où l'un des modules dans le string PV est branché d'une manière inverse, dans ce cas, ce module sera traversé par un courant contraire (négatif) à celui circulant dans

le string, ce qui oblige les cellules dans le module inversé d'agir comme récepteur et fonctionner dans le quadrant 3 de la figure II.9 (tension positive et un courant négatif) [34], comme il est illustré dans l'équation II.13.

$$I_{module} = -I_{groupe} \quad (II.13)$$

$$V_{module,k} = \sum_{j=1}^{N_{groupe}} V_{groupe,j}$$

II.7.4 Défaut de connectique

Ce défaut est en relation directe avec la variation de la résistance de connectique reliant deux modules dans un string PV, dans les conditions de fonctionnements normales, cette résistance est presque nulle, alors que, dans le cas où d'apparition de certains défauts ou anomalies comme par exemple (corrosion de la connectique, vis mal serrée), la valeur de cette résistance augmente et dans des cas extrêmes, on utilise une résistance de valeur infinie pour modéliser un module complètement déconnecté du string PV [34]. La figure II.12 explique encore mieux ce défaut.

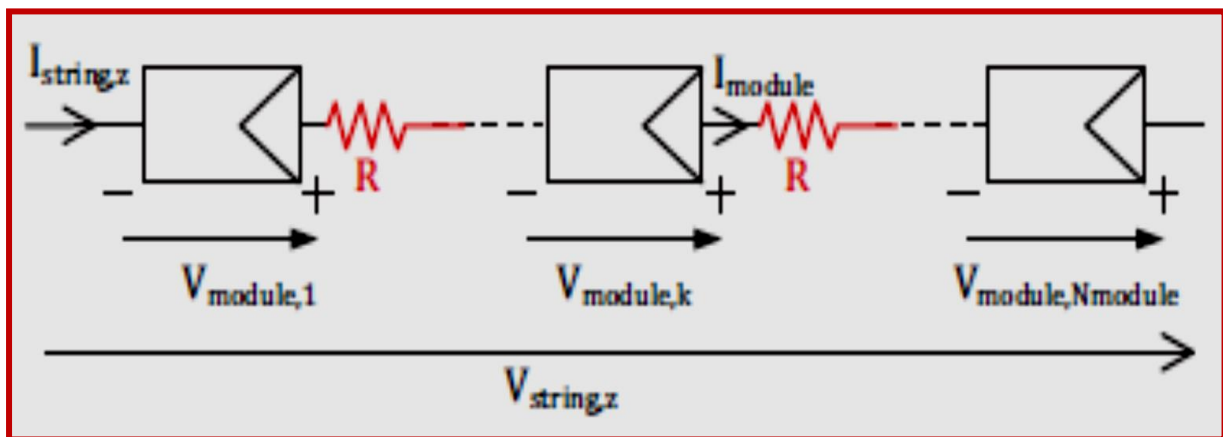


Figure II.12 schéma bloc d'un string PV avec la résistance de connectique non nulle [34]

L'équation II.14 décrit la relation entre le courant et la tension du $Z^{\text{ème}}$ string PV

$$I_{string,z} = I_{module}$$

$$V_{string,z} = \sum_{k=1}^{N_{module}} V_{module} - R \times I_{string,z} \quad (II.14)$$

II.7.5 Défaut de diode anti-retour

Quatre types de défauts peuvent être considérés pour la diode anti-retour, qui sont : diode en court-circuit, la diode se comporte comme impédance quelconque, diode en circuit ouvert et inversée [34]. La figure II.13 représente les états défectueux de la diode anti-retour dans un champ PV.

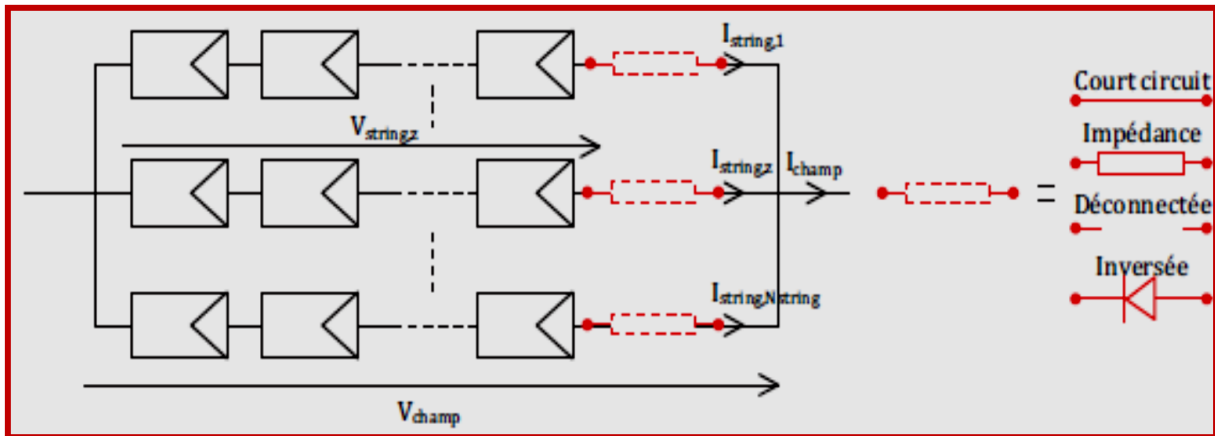


Figure II.13 schéma bloc d'un champ PV avec la diode anti-retour défaillante [34].

II.7.5.1 Modélisation

a) Cas court-circuit

Le courant produit par le string, dont la diode est court-circuitée peut circuler dans les deux sens (directe ou inverse), dans ce cas, le sens du courant est très important et dépend principalement de la différence de potentiel entre la tension générée aux bornes du champ PV et celle générée par le string, lorsque le courant circule dans le sens normal ou bien direct, le string va fournir sa puissance produite directement à la charge du consommateur, par contre, quand le courant prend le chemin inverse, le string en question, va absorber le courant produit par les autres strings au lieu d'alimenter la charge [34]. L'équation II.15 montre la relation entre le courant et la tension.

$$V_{champ} = V_{imposée}$$

$$I_{string,z} = interpolation(V_{champ}, I_{string,z}, V_{string,z}) \quad (II.15)$$

$$I_{champ} = \sum_{z=1}^{Nstring} I_{string,z}$$

b) Cas impédance Z quelconque

C'est le même phénomène que pour le cas de diode bypass, la différence est seulement en ce qui concerne la valeur de la chute de tension provenant de l'impédance de la diode défaillante [34].

La formulation mathématique II.16 explique encore bien l'effet de ce défaut.

$$V_{champ} = V_{imposée}$$

$$I_{string,z} = interpolation(V_{champ}, I_{string,z}, V_{string,z} - Z \times I_{string,z}) \quad (II.16)$$

$$I_{champ} = \sum_{z=1}^{Nstring} I_{string,z}$$

c) Cas circuit ouvert

Dans ce cas, presque la totalité du courant produit par le string sera perdu et l'équation II.17 le confirme.

$$V_{champ} = V_{imposée}$$

$$I_{string,z} = interpolation(V_{champ}, I_{string,z}, V_{string,z}) \quad (II.17)$$

$$I_{champ} = \sum_{z=1}^{N_{string}} I_{string,z} \text{ avec } I_{string,z} = 0 \text{ si la diode est déconnectée}$$

d) Cas inversée

Cette fois-ci, la diode anti-retour va interdire le courant de circuler dans le string qu'elle protège, par contre, si la tension générée par le string en question est inférieure à celle produite par les autres strings, elle permet au courant provient des strings restants de circuler dans le string avec lequel elle est branchée [34]. La relation entre le courant et la tension est bien illustrée dans l'équation II.18.

$$V_{champ} = V_{imposée}$$

$$I_{string,z} = interpolation(V_{champ}, I_{string,z}, V_{string,z}) \quad (II.18)$$

$$I_{champ} = \sum_{z=1}^{N_{string}} I_{string,z} \text{ avec } I_{string,z} = 0 \text{ si } V_{string,z} > V_{champ}$$

II.8 Conclusion

Dans ce chapitre, une description générale des différents composants constituant un système photovoltaïque a été faite, suivi par la modélisation de ces composants, ensuite une présentation des défauts couramment rencontrés qui peuvent affecter un générateur PV a été menée, et nous avons fini le chapitre par la modélisation de divers scénarios possibles de ces défauts.

Chapitre III

État de L'art sur les Méthodes de Diagnostic

III.1 Introduction

Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons les trois étapes essentielles de la procédure de surveillance et diagnostic (détection, localisation, identification) de défauts et ceci a pour but d'augmenter la fiabilité et assurer la disponibilité des systèmes industriels d'une manière générale, ensuite une classification des différentes méthodes de diagnostic en deux grandes familles a été faite, que ce soit des techniques sans modèle ou avec modèle. Dans la deuxième partie du même chapitre, nous allons présenter les méthodes de diagnostic industrialisés et non industrialisés, ces techniques sont couramment utilisées spécifiquement pour le diagnostic des systèmes photovoltaïque. Pour choisir l'approche la plus adaptée pour notre travail de diagnostic de défauts d'un système PV, une brève recherche bibliographique sur les différentes approches de diagnostic existantes dans la littérature est menée.

III.2 Notions générales sur les processus de diagnostics

Pour évaluer la performance de n'importe quel système ou méthode de diagnostic, il faut vérifier certains critères qui sont :

➤ **La rapidité :**

Un système de diagnostic rapide ça veut dire, qu'il a l'aptitude de réagir le plus rapidement possible pour faire face aux situations d'anomalies et dysfonctionnements pouvant survenir, la rapidité d'un système de surveillance nous permet d'éviter des dangers matériels et humains énormes, ainsi que minimiser le coût de la maintenance [50].

➤ **Isolation:**

C'est l'aptitude du système de diagnostic à faire la différence entre les différents modes de défauts ou anomalies du processus en question. En fait une défaillance provoque souvent une succession d'alarmes, ce qui rend très difficile d'arriver à l'origine du défaut. Le degré d'isolation des défauts est lié principalement à la technique de détection utilisée et aussi à la forme des résidus (signal de détection de défaut) [51].

➤ **Robustesse :**

Elle est liée avec l'aptitude du système de surveillance à la détection et l'identification de défauts attaquant le processus surveillé, mais dans des conditions de fonctionnement non sur et imprévisible. Il est important de savoir aussi que le critère de la robustesse dépend non seulement de la méthode de génération des résidus mais également de la méthode utilisée pour l'évaluation de la performance de l'opération de diagnostic [50].

➤ **Adaptabilité :**

L'efficacité d'un système de surveillance et diagnostic dépend principalement de la capacité de ce dernier de s'adapter au mieux face à toutes variations pouvant survenir lors du fonctionnement de processus, ces changements vont constituer une source non négligeable de fausses alarmes, ensuite la méthode utilisée pour sélectionner un seuil, elle est très importante aussi pour définir un algorithme d'adaptation du seuil, et ceci sera en fonction des erreurs enregistrés et des propriétés statistiques du bruit apparaît dans le système [51].

➤ **Identification de défauts multiples :**

Concerne la capacité d'un système de diagnostic à détecter plusieurs défauts à la fois, ce qui est vraiment difficile à cause de l'interaction et la similarité entre la majorité des défauts et anomalies [50].

➤ **La sensibilité :**

Un système de diagnostic sensible, lorsqu'il est capable de détecter des défauts d'une certaine amplitude, elle dépend principalement de la structure ou la forme des résidus, ainsi que du rapport entre le bruit résultant de la mesure et le défaut. Donc, plus que le système de surveillance est sensible, plus il est robuste et fiable [52].

III.3 Les étapes de diagnostic

Le terme diagnostic indique souvent la caractérisation de défauts affectants un système ou un processus, pour accomplir cette procédure de surveillance, il faut respecter et suivre un certain nombre d'étapes qui s'enchaînent.

III.3.1 la détection

L'opération de la détection caractérise la détermination d'une manière précoce et sans erreur l'apparition probable d'une défaillance quelconque dans un système donné. Cette étape exige vraiment un très bon modèle mathématique proche le maximum possible au fonctionnement réel du système, l'écart enregistré par un modèle analytique ou numérique, résultant de la différence entre le comportement observé et un autre normal, cet écart indique probablement l'existence d'un défaut ou juste une erreur de modélisation [53]. Dans le cas où le dysfonctionnement provient d'un défaut et non d'une perturbation, une alarme devait déclencher pour alerter les intervenants [51].

III.3.2 La localisation

C'est de déterminer dans quel élément physique du système le défaut est survenu. Parfois il est un peu difficile de localiser les défauts à cause de l'interaction entre les composants constituant le système et les instruments de mesure. Donc La solution réside dans l'isolation des sous-systèmes comportant des composants probablement contenir des défauts [51].

III.3.3 L'identification

L'identification a pour but de caractériser plus finement le défaut et déterminer les causes principales qui ont provoquées la défaillance constatée [54].

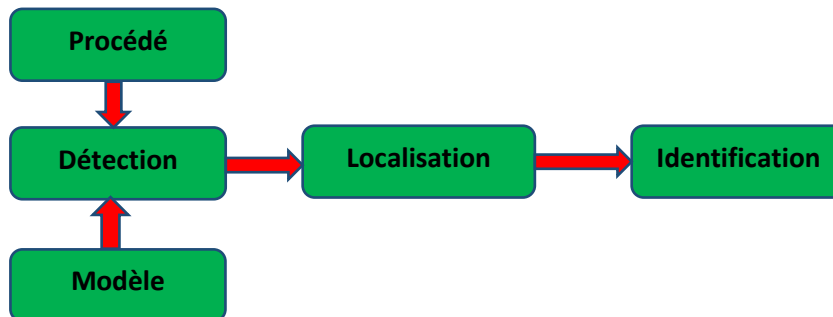


Figure.III.1 étapes de diagnostic [54]

III.4 Classification des méthodes de diagnostic

Il existe une grande variété des méthodes de diagnostic et surveillance de défauts. On peut les distinguer selon le type de base de connaissance utilisée pour examiner la similarité entre les observations réelles lors du fonctionnement du système et le modèle de référence. Donc on distingue deux grandes classes : les méthodes avec modèle et les méthodes sans modèle. Dans cette partie, nous décrivons une classification détaillée des principales méthodes de diagnostic couramment utilisées dans la littérature. La figure III.2 montre d'une manière générale les différentes méthodes de diagnostic.

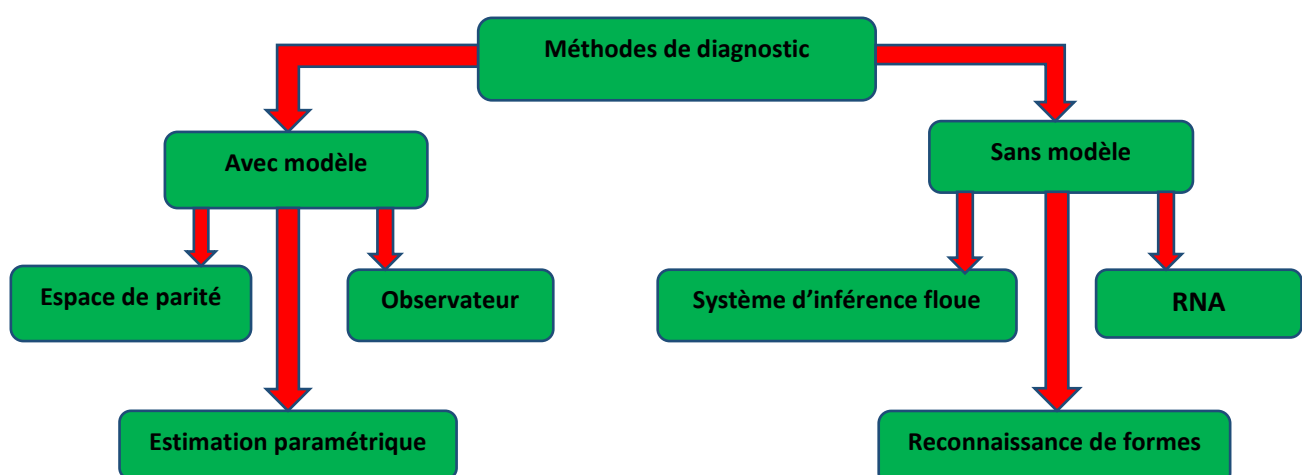


Figure III.2 méthodes de diagnostic [55]

III.4.1 méthodes sans modèle

Elles reposent sur l'expertise humaine, autrement dit, toutes les connaissances liées au système surveillé provient seulement d'une inspection visuelle ou des observations passées et présentes. L'historique constitué par ces observations sera une base de données riche en informations qui sert à l'extraction des indicateurs de diagnostic dans les différents modes de fonctionnements du processus [54].

III.4.1.1 La reconnaissance de formes (RDF)

Les méthodes de diagnostic utilisant la technique de la reconnaissance des formes ne sont pas très répandues dans le monde de la surveillance des systèmes, elles sont spécifiées aux problèmes de reconnaissance de situations remarquables d'un système fonctionne dans un environnement complexe ou dispersé dans le bruit. Le principe de la RDF est simple, il repose sur la représentation numérique du $K^{\text{ème}}$ objet observé par le vecteur $x_k = [x_{k1}, \dots, x_{kq}]^k$, appelé vecteur forme [56].

III.4.1.2 les réseaux de neurones artificiels (RNA)

Un RNA peut être défini comme un modèle de calcul, sa structure est inspirée de vrais neurones humains, c'est l'intelligence artificielle qui va nous permettre de prendre des décisions en s'articulant sur l'entraînement du ANN que sur le raisonnement logique basé sur le principe des instructions et la programmation [57].

Cette approche est très rencontrée dans plusieurs domaines de recherches, tels que la compréhension et la synthétisation de la langue naturelle, dans le domaine médical pour prédire les maladies d'une manière précoce, la classification des défauts et le diagnostic. Cette technique a des particularités très spécifiques comme la facilité, la marge très variée d'apprentissage et l'auto-organisation. Donc on peut considérer un réseau de neurones comme une boîte noire [58].

III.4.1.3 Les systèmes d'inférences floue (SIF)

Les systèmes de diagnostics à base d'inférences restent parmi les applications les plus utilisées de la logique floue. Le principe de cette technique est basé principalement sur l'implémentation des concepts et des notions sur le comportement du système à diagnostiquer, les concepts seront sous la forme de variables linguistiques, suivies par un raisonnement de type déductif et gérés par des règles floues [59]. Un SIF est structuré comme suit :

- Un univers de discours sous forme de classes contenant les fonctions d'appartenance des variables d'entrées et de sorties.
- Une base de données ou de connaissances regroupant toutes les informations et les règles reliant les variables d'entrées et de sorties sous la forme « SI ...ALORS ».
- Un mécanisme ou bien une manière de raisonnement déductif.

La figure III.3 explique encore mieux le principe de l'inférence floue.

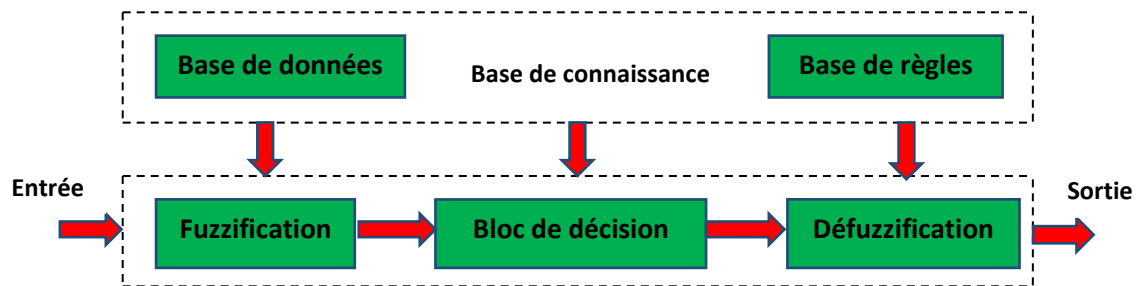


Figure III.3 principe de l'inférence floue [59]

III.4.2 Méthodes à base de modèle

L'approche de diagnostic à base de modèle, consiste à extraire le modèle mathématique régissant le système en question afin qu'on puisse faire l'estimation et le suivi de son état. Un défaut sera probablement détecté en temps réel, par la comparaison entre l'état prédit auparavant et les mesures provient des capteurs installés dans le système lors de son fonctionnement. Donc une telle approche nous permet la surveillance et la supervision en ligne du système. On distingue trois grandes approches selon la base de connaissance établie: une approche basée sur l'estimation de paramètres, une autre par estimation d'état (à base d'observateur) et une dernière, par espace de parité [60].

III.4.2.1 Espace de parité

Le terme « parité » a été introduit au vocabulaire pour être employé dans le domaine des systèmes logiques, où la génération de bits binaire (0 et 1) de parité par l'utilisation d'une relation de type redondance analytique permettant à la fin, la détection d'erreur ou bien de défauts [61].

III.4.2.2 Estimation paramétrique

Le plus souvent, l'influence des défauts se répercute sur les paramètres qui régissent le comportement dynamique du système lors de son fonctionnement, c'est pour cette raison le principe de cette approche s'articule sur l'estimation d'une manière continue des paramètres du système à surveiller, en utilisant les valeurs mesurées d'entrées et de sorties, en faisant une évaluation de la distance qui les sépare des valeurs de référence à l'état sain ou normal du système [62]. La figure III.4 montre bien le principe de l'approche.

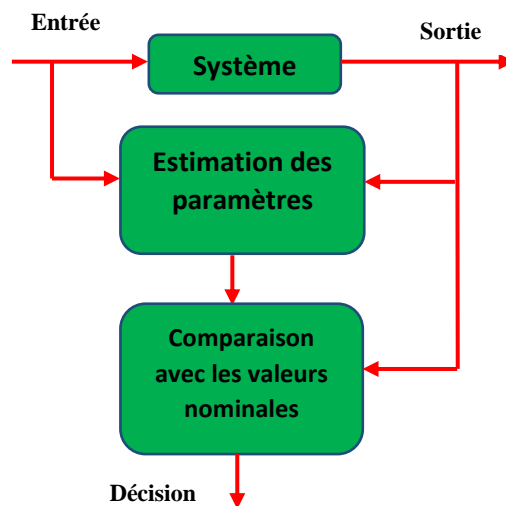


Figure III.4 principe de l'approche par estimation des paramètres [62].

III.4.2.3 Estimation d'état (observateur)

Une approche très similaire à la technique de l'estimation des paramètres présentée dans la partie précédente est bien l'approche d'estimation d'état, sauf que, cette dernière s'appuie sur la génération des résidus à partir de la comparaison des fonctions de sorties estimées avec les mêmes fonctions de sorties mais mesurées. On peut dire que cette méthode est très développée, car elle permet de donner la possibilité de conception des générateurs de résidus plus flexibles notamment vis-à-vis le changement rapide dans le comportement du système à diagnostiquer [55]. La figure III.5 donne une illustration très claire de cette approche.

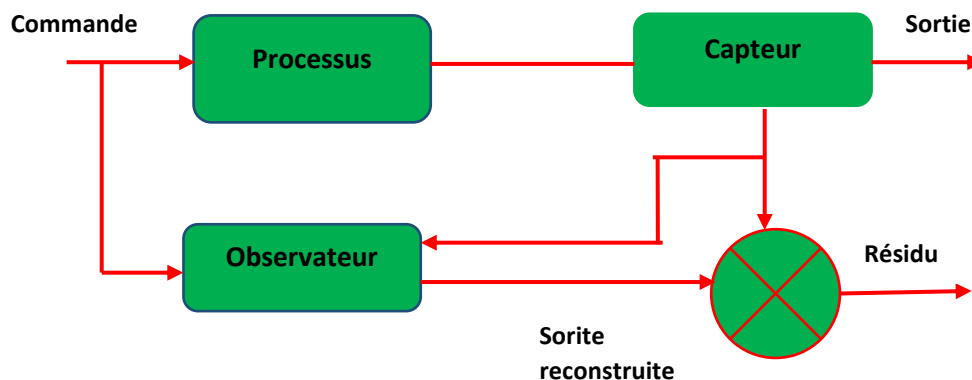


Figure III.5 principe général d'un estimateur de sortie [55]

III.5 Méthodes de diagnostic pour les systèmes PV

Avant d'aller chercher la méthode de diagnostic convenable pour surveiller un système photovoltaïque, il faut savoir la différence entre ces deux fonctions ; la détection et la localisation. On distingue des méthodes utilisées seulement pour effectuer la fonction de détection, tandis que

d'autres approches sont réservées pour assurer la fonction de localisation après que la détection de défauts a été déjà réalisée. Quelques critères doivent être également prises en considération, tels que la finesse de diagnostic, les bases de connaissances ou de données disponibles sur le processus à surveiller et bien évidemment la capacité de diagnostiquer en ligne.

L'étude bibliographique des méthodes de surveillance et diagnostic s'articule sur deux principaux axes : des méthodes courantes industrialisées et des méthodes proposées dans la littérature [34].

III.5.1 Méthodes de diagnostic courantes industrialisées

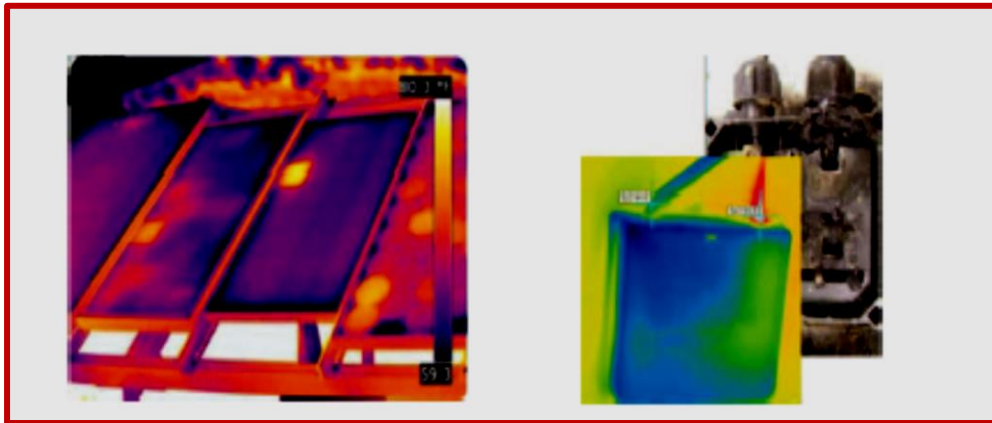
On peut citer deux grandes catégories de méthodes de diagnostic courantes industrialisées : des méthodes basées sur l'analyse du courant et de la tension du module PV (appelées méthodes électriques) et des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (on les appelle méthodes non électriques) [63].

III.5.1.1 Méthodes non- électriques

Les méthodes non électriques sont très nombreuses que ce soit, destructives ou non destructives, alors pour diagnostiquer le défaut au niveau de la cellule PV, on peut citer à titre d'exemple : une technique basée sur les essais mécaniques de flexion, une autre sur l'imagerie par photoluminescence et celle basée sur le test de thermographie [64].

Pour le diagnostic du module PV, on trouve la méthode de l'imagerie d'infrarouge (caméra thermique) est couramment utilisée, cette méthode s'articule sur l'hypothèse; le fait que tous types des matériaux libèrent un rayonnement infrarouge sur une plage de longueur d'onde qui dépend bien de la variation de température du matériau, l'analyse des points de distributions de la température au niveau du module PV va nous permettre de localiser l'emplacement des défauts et d'anomalies, d'autres réussites de localisation de défauts par l'utilisation de la caméra thermique ont été également enregistrées, citant comme exemple ; localiser les points d'augmentations de la résistance de connexion entre les cellules PV, ainsi que la localisation de quelle diode de bypass est mise en conduction [65].

La figure III.6 donne quelques exemples de localisation par la caméra thermique.



Cellule court-circuité

Corrosion de la boîte de jonction

Figure III.6 exemples de localisation de défauts par la caméra thermique [34]

III.5.1.2 Méthodes électriques

Les systèmes de monitoring à base des approches électriques qui existent actuellement pour la surveillance d'une installation PV sont directement intégrées aux onduleurs de conversion d'énergie le principe de ces méthodes s'appuie essentiellement sur la mesure de certaines grandeurs qui vont constituer par la suite une base de données riche des informations sur le comportement du système PV, les grandeurs mesurées le plus souvent sont :

- Le courant fourni par le module PV.
- La tension aux bornes du module PV.
- La résistance d'isolation dans le module PV.

Il est nécessaire aussi, de rajouter aux mesures électriques, des grandeurs supplémentaires comme la température ambiante du site et l'ensoleillement reçu par les panneaux photovoltaïques [34].

III.5.2 Méthodes dans la littérature

Plusieurs approches de surveillance et de diagnostic ont été proposées dans la littérature pour faire la détection et la localisation des défauts dans un générateur PV. Nous présentons dans la partie suivante les méthodes les plus célèbres.

III.5.2.1 méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est basée principalement sur le traitement du signal, où un signal est envoyé dans le générateur PV, ou bien, au milieu voulu à diagnostiquer dans un string ou dans un champ photovoltaïque, ce signal va se propager rapidement selon la loi de propagation des signaux dans le milieu étudié et lorsqu'il trouve une certaine discontinuité, une grande partie de l'énergie du signal est renvoyée vers le point de son départ, il reste qu'analyser le signal résultant pour extraire

des informations importantes sur la présence ou non de défaut quelconque dans le générateur PV [66]. La figure III.7 explique encore mieux le principe de cette méthode.

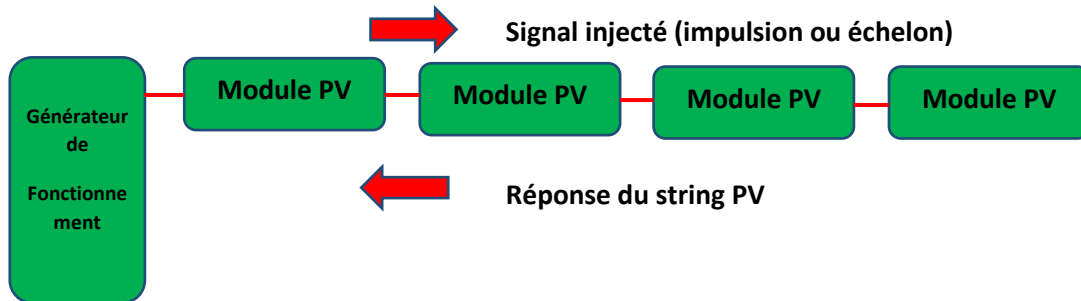


Figure III.7 principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [66]

III.5.2.2 Analyse de la puissance produite

Un nombre considérable des études existants dans la littérature s'articulent sur l'analyse de la puissance produite par le champ PV, pour but de détecter et localiser de défauts pouvant apparaître. Le principe est simple, consiste à comparer la puissance fournie (mesurée) par le générateur PV avec la puissance de référence (attendue), s'il y a un écart résultant de la comparaison, on peut signaler une présence de défaut. Par contre, pour accomplir la fonction de localisation de défaut, une analyse très approfondie des autres grandeurs mesurées est fortement recommandée, cette analyse repose sur la génération des attributs supplémentaires de la perte de puissance produite tels que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute.

Par exemple, dans les travaux qui se trouve dans la référence [67], l'amplitude de la chute de la puissance produite a été mesuré, selon la valeur de la chute et les conditions de fonctionnements (ensoleillement et température), le nombre réel des modules par string défectueux est bien déterminé. Dans l'étude présentée dans la référence [68], les auteurs ont additionné et analysé d'autres attributs de la chute de puissance comme l'amplitude, la durée et l'instant de la chute d'énergie, de même que pour le cas précédent, le travail mené dans la référence [69] s'appuie sur le même principe, sauf que, les auteurs ont proposé d'autre types de défauts.

III.5.2.3 Analyse du point de fonctionnement

De même que pour l'analyse de la puissance produite, cette fois-ci l'analyse est basé sur la comparaison entre le point maximal de la puissance fournie (courant et tension correspondants à la puissance maximale) et celui souhaité, cela peut augmenter la performance du monitoring en apportant des informations supplémentaires sur l'état du système PV. La comparaison entre les points maximaux réels et attendus donne une combinaison de deux valeurs binaire (0 ou 1), suivant la combinaison, on peut remonter facilement à la nature des problèmes du générateur PV [70]. Les quatre familles de défauts sont:

- Module défectueux dans un string.
- String en état de défaut.
- Famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT.
- Fausses alarmes.

III.5.2.4 Analyse de la caractéristique statique

Le changement de comportement du module photovoltaïque est provoqué par le changement des conditions de fonctionnement ou bien par l'apparition de certains défauts, cette variation de l'état du module est souvent reflétée dans la caractéristique statique I-V (courant/ tension) sous forme des déformations au niveau de l'allure décrivant le module PV [34]. La figure III.8 montre la courbe de la caractéristique I-V d'un string PV de trois modules en série, en fonctionnement sain et défaillant (ombrage+ défaut résistif, test numéro 88).

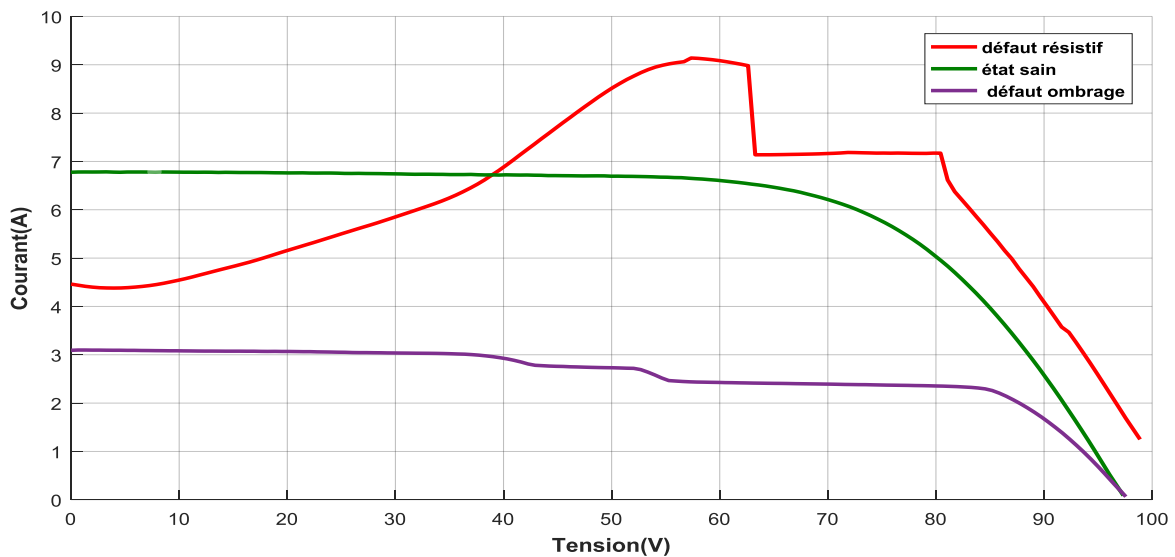


Figure III.8 allure de la caractéristique I-V mesurée d'un string PV en trois modes de fonctionnement

L'analyse et la meilleure exploitation des informations obtenues de la caractéristique I-V en état de défaut, rend l'opération de la détection et la localisation de défauts plus efficace et plus facile. Une telle approche est déjà appliquée dans quelques travaux dans la littérature :

- La dérivée du courant par rapport à la tension (dI/dV) de la caractéristique I-V va permettre la détection du phénomène d'ombrage dans un string ou dans un champ [71].
- L'extraction des paramètres comme (la résistance série, température, ensoleillement, point de puissance maximale) aide également à la détection de défauts tels que, l'augmentation de la résistance série entre les cellules PV ou entre modules [72].

Le tableau III.1 donne un résumé des différents travaux s'articulant sur l'étude de la performance d'un champ PV, à partir de sa caractéristique I-V.

Tableau III.1 types de défauts étudiés par l'analyse de la caractéristique I-V

Défauts	Niveau du système	Référence
Augmentation de la résistance série	Module	[73]
Diminution de la résistance shunt	Module	[74]
Mismatch	Champ	[75]
Ombrage	Module	[73]
	String /champ	[75]
Connexion(court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ	[76]

III.6 Etat de l'art sur les méthodes de surveillances et diagnostic

Dans la référence [77], les auteurs ont proposé une approche pour la détection et l'analyse des défauts basés sur l'analyse des ondes ultrasonique vibratoire, une autre technique proposée en [78] s'appuie sur la détermination du nombre de modules PV qui sont en court-circuit ou bien en circuit ouvert dans un seul string PV. Dans la référence [79] les auteurs présentent une procédure de diagnostic s'articule sur l'étude de variation des paramètres notamment (I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp}).

Une nouvelle technique proposée en [80] dédiée à la détection du nombre de modules PV défectueux, cette technique est basée sur la théorie d'extension. Une autre approche utilise les réseaux de neurones artificiels (ANN) a été proposée en [81]. La référence [82] présente une technique s'articule sur trois outils pour augmenter la performance de l'opération de diagnostic.

Une procédure a été menée en [83] pour la surveillance et diagnostic de quelques types de défauts causés par la tombé de la neige, cette approche s'appuie sur l'utilisation des données climatique fournies par satellite.

Il existe aussi quelques méthodes de diagnostic qui utilisent des procédures très sophistiqués comme (infrarouge thermographique) [84]. On distingue également une méthode de surveillance et diagnostic proposée en [85-86] basée sur l'évaluation des pertes de puissance dans le générateur PV. En [87] les auteurs ont abordé une technique qui exploite les mesures de la capacitance de la terre pour localiser les modules PV déconnectés. Un processus s'articulant sur l'utilisation de la série de Fourier a été mené pour la détection de défaut de l'arc et faire la différence entre un module PV série ou parallèle [88]. Les auteurs de la référence [89] proposent une méthode de diagnostic s'appuyant sur la théorie d'extension pour la détection des modules PV défailants dans les différents groupes. Une autre méthode de diagnostic utilise la logique floue a été présenté en [90]. On distingue aussi un algorithme de détection de défauts utilisant la statistique robuste pour la localisation des modules PV en défaillance [91].

Il existe plusieurs algorithmes de diagnostic qui utilisent la comparaison entre les modules PV modélisés et mesurés pour l'identification des défauts [92]. Une approche exploite les modèles paramétriques et les conditions météorologiques utilisée pour la prédiction de la puissance produite par le panneau PV a été abordé dans la référence [93].

De nombreux travaux de recherches proposent des modèles de circuits pour l'estimation de la puissance produite par les modules PV [94-95-96]. Plusieurs contributions suggèrent des techniques de diagnostic s'articulant sur l'analyse de la caractéristique I-V mesurée et ceci pour obtenir des meilleurs résultats [97-98].

Une nouvelle génération des méthodes de diagnostic de défauts dans les systèmes PV exploitent les bases de données réelles de la caractéristique I-V partielle ou totale [99-100].

III.7 Synthèse

Les méthodes de surveillance et diagnostic (couramment industrialisées ou non) utilisées pour diagnostiquer un champ photovoltaïque, discutées précédemment avec leurs fonctionnalités sont bien résumées dans le tableau III.2

Tableau III.2 comparaison des différentes méthodes de DLD [34]

Méthodes	Défauts	Mesures	capacité de DLD	Online/ offline	Finesse de diagnostic
Méthodes non électrique	Fissure de la cellule	Image	Loca	Offline	Cellule
Imagerie infrarouge	-courant de fuite -augmentation de la résistance de connectique -échauffement des cellules -dysfonctionnement de la diode bypass	Image	Loca	Online + intervenant	Cellule Module String Champ
Méthode de réflectométrie	-circuit ouvert -court- circuit -augmentation de l'impédance de connectique	Signal réfléchi	Loca	Offline	String
Analyse de la puissance	-famille des défauts non discriminable	I_{AC}, V_{AC}, G, T	Détec Loca	Online	Champ
Analyse du point de fonctionnement	-module défectueux - string défectueux -fausses alarmes	I_{AC}, V_{AC}, G, T	Détec Loca	Online	Champ
Analyse de la caractéristique statique	Différents défauts	$I-V$ complète	Déte Loca	Offline	Module String Champ

III.8 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre nous avons présenté une recherche bibliographique sur la classification des méthodes de surveillance et diagnostic de défauts d'une manière générale, que ce soit des méthodes avec modèle ou sans modèle, suivi par les trois étapes principales de la procédure de diagnostic.

Dans la deuxième partie, nous avons établi un état de l'art sur les approches de diagnostic de défauts spécifiques pour la surveillance du générateur photovoltaïque, parmi ces méthodes courantes industrialisées et celles proposées dans la littérature. La méthode s'articulant sur l'analyse de la caractéristique statique I-V a prouvé une aptitude énorme en ce qui concerne la détection de défauts et la meilleure compréhension de comportement du système PV, envers la variation de ses paramètres causée par l'apparition d'anomalies.

L'état de l'art montre également que de nombreux travaux focalisent seulement sur l'effet des différents défauts sur la puissance générée par le générateur PV, ces travaux restent très limités pour remonter à la nature des défauts.

L'étude bibliographique nous a permis de choisir l'approche la plus adaptée pour notre travail de recherche. Donc nous avons proposé deux approches différentes (méthode SEA et la méthode des résidus structurés) qui seront détaillés dans le chapitre quatre, ces méthodes sont pour améliorer de plus la performance de l'opération de diagnostic dans le générateur PV.

Chapitre IV

Application de L'approche de Diagnostic Proposée & Discussion des Résultats

IV.1 Introduction

Le travail présenté dans ce chapitre est divisé en deux parties, dans la première partie nous avons proposé une nouvelle approche de diagnostic de défauts dans les générateurs PV basée sur l'analyse des résidus structurées [101], cette approche permet de détecter et identifier de façon fiable les différentes anomalies dans le système PV. Dans la deuxième partie nous avons établi une nouvelle technique de diagnostic SEA (Shape exchange algorithm) [102], basée sur l'analyse de sensibilité des indicateurs de diagnostic, cette technique nous a permis également d'augmenter d'avantage la fiabilité de l'opération de détection et d'identification de défauts. La validation des deux approches a été effectuée sur une base de données réelle comporte deux types d'anomalies complètement différents et les résultats se montrent très prometteurs.

IV.2 Défauts choisis pour l'étude

Dans ce travail nous présentons deux défauts les plus affectés au système PV, ceux de l'ombrage et le défaut de résistance de connexion. Les différents modes de fonctionnement du système photovoltaïque choisi sont énumérés dans le tableau IV.1 :

Tableau IV.1 Mode de fonctionnement du générateur PV [103]

Etat du GPV	Nombre de test	Causes et effets
Etat sain	1529	Fonctionnement optimal du GPV
Défaut d'Ombrage	657	Provoque une baisse de tension générée et une baisse de puissance,
Défaut de Résistance	124	Dégradation des interconnexions, Fissure Corrosion des liaisons entre cellules, défaut lié au problème de l'augmentation de la résistance de connectique entre deux modules PV.
Total		2310

Dans le reste du travail, on a utilisé les notations suivantes pour désigner les différents scénarios de fonctionnement du générateur PV, état sain (*h*), défaut d'ombrage (*S*) et défaut résistif (*R*).

IV.3 Description du système PV étudié

Un banc d'essai a été réalisé pour effectuer les différents scénarios de défauts ou bien les modes de fonctionnement du générateur PV (tableau IV.1), le système photovoltaïque utilisé est formé d'un string PV, ce string est composé à son tour de trois panneaux PV de type poly-crystalain (CLS-220P de CHINALIGHT Solar) connectés en série, le générateur PV utilisé est caractérisé par :

STC Puissance de référence $P_{mp}=220(W)$, tension de circuit ouvert $V_{oc} =36.8(V)$, courant de court-circuit $I_{sc}=8.24(A)$, tension au point de puissance maximale $V_{mp}=28.9(V)$, courant au point de puissance maximale $I_{mp} = 7.61(A)$, efficacité du module PV 13.4%, facteur de forme 72.6%, tolérance de la puissance -1.00% ~ 1.00%, tension maximale du système $V_{max} 1000(V)$ [103].

IV.4 Principe de la première approche proposée

Dans cette partie, nous proposons une approche de détection et identification de défauts dans le générateur PV, le principe de l'approche se réalise en deux étapes, une étape de détection de défauts et une autre pour l'identification. Le principe de détection est illustré dans le schéma suivant :

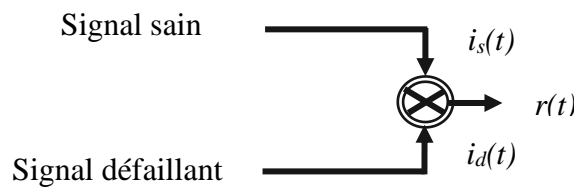


Figure.IV.1 Principe de détection de défauts

La détection de défauts est basée sur le calcul de l'erreur de prédiction entre le courant fourni par le générateur PV dans l'état sain et celui défaillant, la formulation mathématique suivante exprime bien le principe:

$$r(t) = i_s(t) - i_d(t) \tag{IV.1}$$

$r(t)$: Erreur de prédiction.

$i_s(t)$: Courant généré par le générateur PV à l'état sain.

$i_d(t)$: Courant généré par le générateur PV à l'état défaillant.

La méthode d'identification de défauts proposée dans ce contexte est basée sur l'analyse des résidus structurés calculés de la différence entre l'erreur de prédiction du signal enregistré et les erreurs des autres signaux, le schéma de principe de la méthodologie d'identification est présenté dans la figure IV.2.

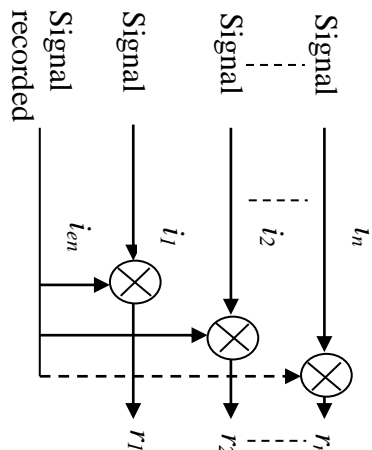


Figure.IV.2 Principe d'identification de défauts

Ce principe peut être reformuler mathématiquement par l'algorithme suivant :

$$\begin{cases} r_1(t) = i_{en}(t) - i_1(t) \\ r_2(t) = i_{en}(t) - i_2(t) \\ \dots \dots \dots \dots \dots \\ r_n(t) = i_{en}(t) - i_n(t) \end{cases} \quad (IV.2)$$

Où,

$i_{en}(t)$: Signale du courant enregistré

IV.5 Analyse et Discussion des résultats obtenus par l'application de la première méthode

Nous avons implémenté l'algorithme de la méthode des résidus dans l'environnement MATLAB 2018. La figure IV.3 présente les courants générés par le générateur photovoltaïque avec les différents modes de fonctionnement, la première montre le courant dans l'état sain avec un nombre de test de 1526, la deuxième montre le défaut d'ombrage avec un nombre de test de 657 et la dernière courbe montre le courant dans le cas de défaut de résistance de connexion (résistif) avec un nombre de test de 124 (tableau IV.1).

L'évolution des trois courants générés par le générateur PV, montre clairement que, le générateur fonctionne dans des conditions différentes provoquant des perturbations sur le courant généré par le système PV.

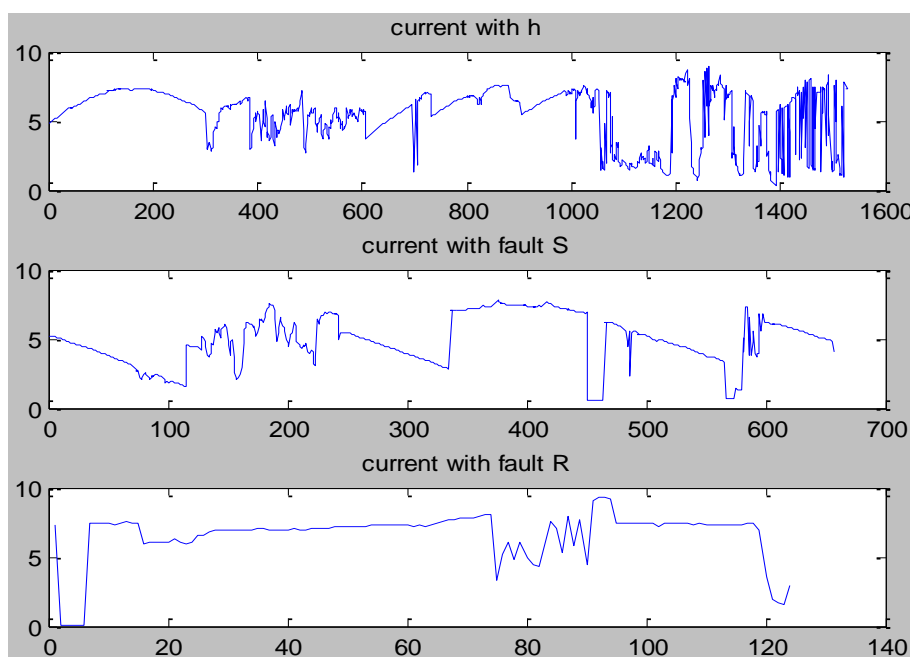


Figure.IV.3 Courant généré par le générateur PV, dans les trois modes de fonctionnement

Les figures.IV.4, 5 et 6 montrent les résidus de prédiction des trois modes de fonctionnement du générateur PV par rapport à un mode de fonctionnement enregistré et leur comparaison avec les autres modes.

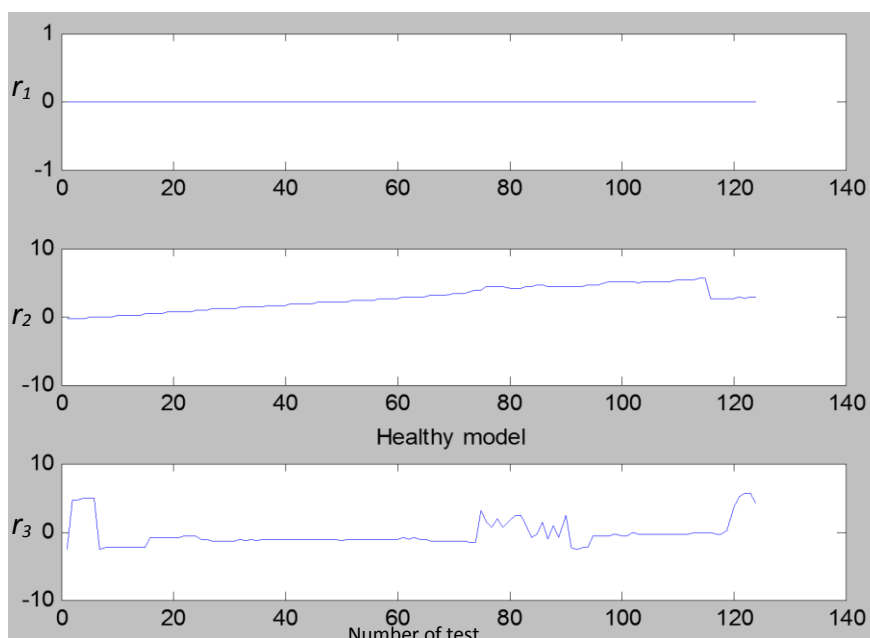


Figure IV.4 Résidus d'identification, cas mode sain enregistré

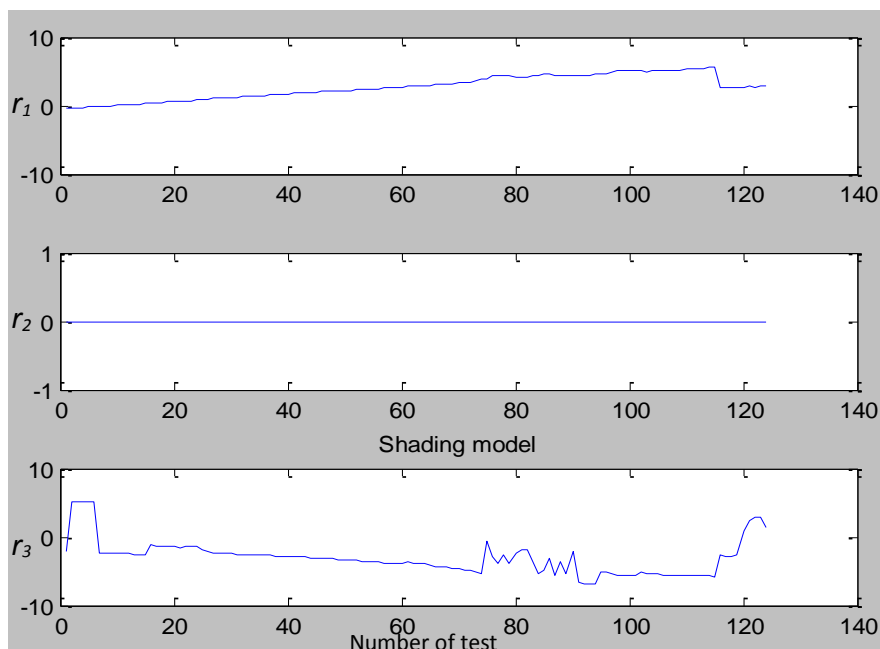


Figure IV.5 Résidus d'identification, cas de défaut d'ombrage enregistré

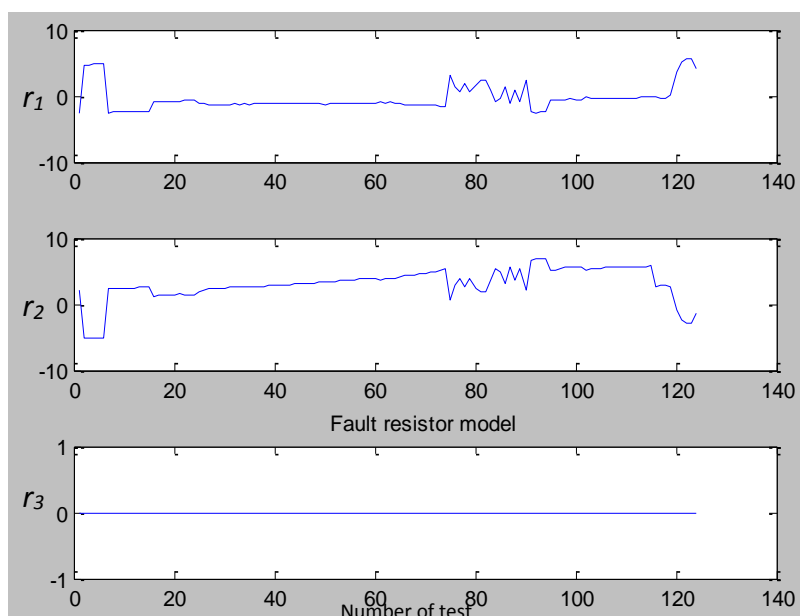


Figure IV.6 Résidus d'identification, cas de défaut résistif enregistré

L'identification est réalisée hors ligne, en se basant sur l'analyse des résidus r_1 , r_2 et r_3 issus de la comparaison des résidus obtenus avec les trois modes de fonctionnement. La figure IV.4 illustre le résidu d'identification dans le cas sain du système PV, le résidu $r_1(t)$ est autour de 0 alors que, les résidus $r_2(t)$ et $r_3(t)$ sont perturbés de façon significative. La figure IV.5 montre le résidu d'identification dans le cas de défaut d'ombrage, Le résidu $r_2(t)$ est autour de 0 alors que, les résidus $r_1(t)$ et $r_3(t)$ varie de façon significative. Finalement la figure IV.6 montre les résidus dans le cas de défaut de résistance de connexion, le résidu $r_3(t)$ est autour de 0 alors que, les résidus $r_1(t)$ et $r_2(t)$ varie de façon significative. L'analyse des trois résidus obtenus dans chaque cas est suffisante pour identifier le type de défaut et la matrice ci-dessous explique encore mieux l'identification du type de défaut.

$$S = \begin{pmatrix} h & f_{sh} & f_r \\ r_1 & 0 & 1 & 1 \\ r_2 & 1 & 0 & 1 \\ r_3 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

Donc pour pouvoir détecter et identifier la présence des défauts dans le générateur PV, on considère souvent le résidu dans l'état sain comme un résidu de référence. Les résidus obtenus à partir des signaux défectueux conduits à un meilleur diagnostic de type de défaut. Les résultats obtenus sont

très satisfaisants pour la détection en ligne et l'identification hors ligne des deux types de défauts, ombrage et le défaut de résistance de connexion.

Pour rendre l'opération de détection et identification encore mieux, plus fiable et efficace, nous proposons de présenter les résidus d'identification sous forme d'échantillons, et ceci par l'utilisation de la fonction d'autocorrélation et la fonction d'autocorrélation partielle dans des intervalles ou limites de confiance et analyser la situation des échantillons par rapport aux intervalles de confiances pour les trois modes de fonctionnement du générateur PV cités précédemment.

L'autocorrélation est la dépendance linéaire d'une variable avec elle-même à deux moments. Pour les processus stationnaires, l'autocorrélation entre deux observations dépend uniquement du décalage horaire entre celles-ci, elle est définie par :

$$Cov(y_t, y_{t-h}) = y_h \quad (IV.3)$$

Le décalage h de l'autocorrélation est donné par :

$$\rho_h = Corr(y_t - y_{t-h}) = \frac{y_h}{y_0} \quad (IV.4)$$

Le dénominateur y_0 est la covariance de retard 0, c'est-à-dire la variance inconditionnelle du processus. La corrélation entre deux variables peut résulter d'une dépendance linéaire mutuelle sur d'autres variables. L'autocorrélation partielle est l'autocorrélation entre y_t et y_{t-h} après avoir supprimé toutes dépendances linéaires sur $y_1, y_2, \dots, y_{t-h} + 1$. Les figures IV.7, 8 et 9 montrent clairement les résidus d'identification avec une représentation spectrale, suivie par l'autocorrélation et l'autocorrélation partielle pour chaque échantillon des trois modes de fonctionnement du générateur PV.

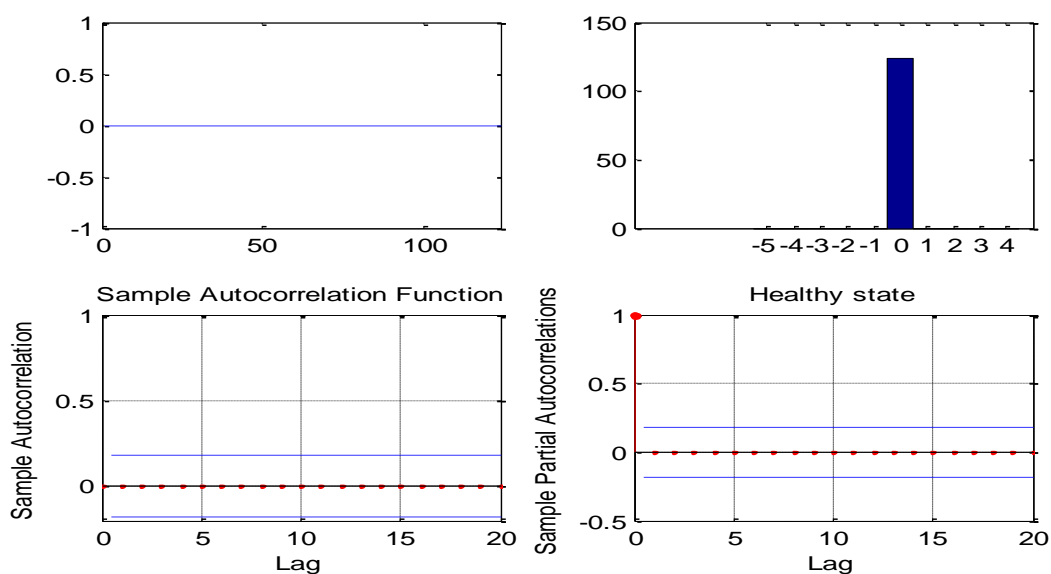


Figure IV.7 Résidu d'identification, cas sain ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle

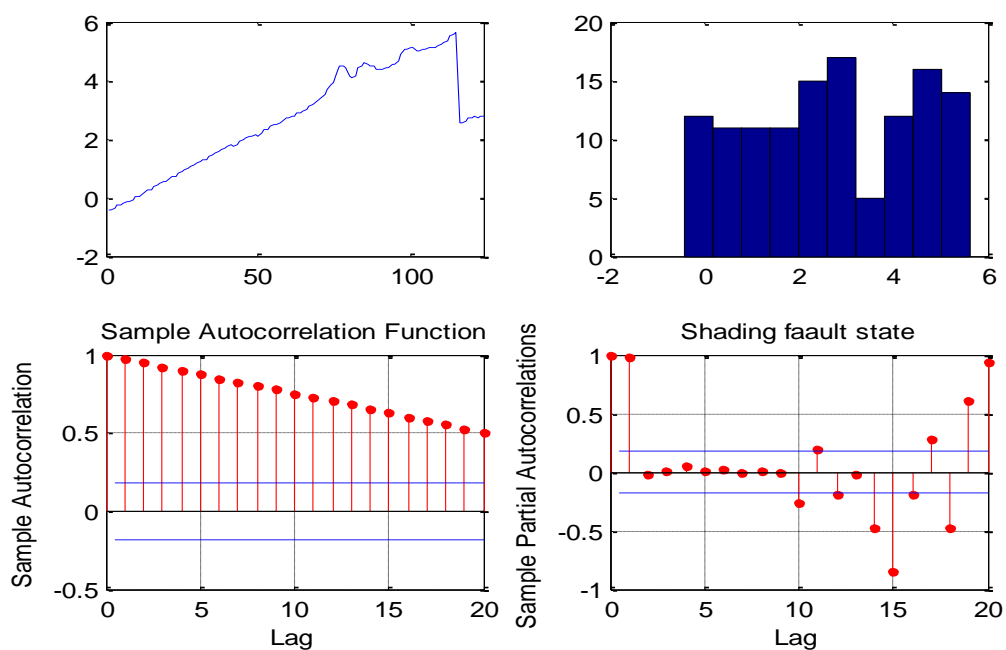


Figure IV.8 Résidu d'identification, cas défaut ombrage ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle

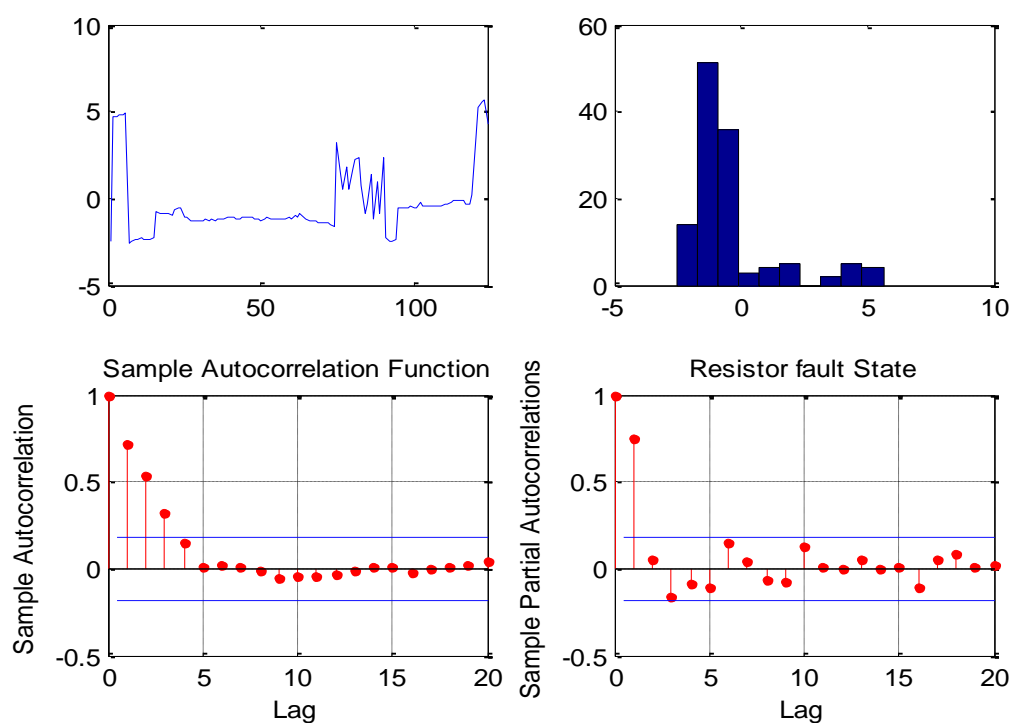


Figure IV.9 Résidu d'identification, cas défaut résistif ; spectre, autocorrélation et autocorrélation partielle

Les résultats obtenus montrent que, dans le cas de fonctionnement normal (sain), le résidu contient un seul spectre correspond au fondamental et sauf en retard zéro.

Les valeurs d'autocorrélation des échantillons se situent dans les intervalles de confiance, de là, on peut conclure que le résidu dans ce cas est un bruit de mesure (erreur de mesure), dans les deux cas défaillants, on constate que dans le spectre fondamental on trouve des harmoniques avec différentes valeurs de fréquences qui correspondent aux effets de défauts sur les caractéristiques du générateur PV et que les valeurs d'autocorrélation dépassent nettement les limites de confiance de bruit de mesure à de nombreux décalages, donc nous pouvons rejeter l'hypothèse selon laquelle, les résidus sont une séquence de bruit de mesure. L'implication, est que le générateur PV n'a pas pris en compte tout le signal et par conséquent, les résidus sont constitués de signal plus le défaut.

IV.6 Analyse de sensibilité en vue de diagnostic

L'analyse de sensibilité dans le domaine de diagnostic des systèmes photovoltaïques est très nécessaire pour mieux comprendre l'influence des défauts sur le comportement de la caractéristique I-V mesurée, notamment le défaut d'ombrage et le défaut résistif. Pour faire l'analyse de sensibilité, nous avons appliqué une nouvelle méthode SEA (Algorithme de changement de forme) basée sur l'analyse de degré de variation des indicateurs de diagnostic provient de la déformation des

différentes zones de la caractéristique I-V à cause de l'apparition des deux défauts cités auparavant. Alors l'objectif de cette partie de travail est pour savoir, quels sont les paramètres de diagnostic les plus sensibles à l'apparition de chaque type de défauts par rapport aux autres paramètres, l'application de la méthode SEA nous a permis de bien déterminer parmi les onze paramètres calculés, lesquels sont les plus sensible au défaut d'ombrage, ou bien les indicateurs les plus sensibles au défaut résistif. Nous avons classifié les onze paramètres en trois grandes catégories, selon leurs degrés de criticité (paramètres de sensibles forte, paramètres de sensibilité moyenne et paramètres de faible sensibilité).

IV.7 Calcul des indicateurs de diagnostic (paramètres de diagnostic)

Lorsque les deux défauts d'ombrage et résistif attaquent le module PV, ils provoquent vraiment une grande déformation dans les différentes zones de la caractéristique I-V (figure IV.10), autrement dit dans chaque zone déformée il se trouve certains paramètres de diagnostic qui sont affectés, c'est pour cette raison, pour une meilleure analyse de sensibilité par la méthode SEA il est primordiale de calculer ces paramètres de diagnostic.

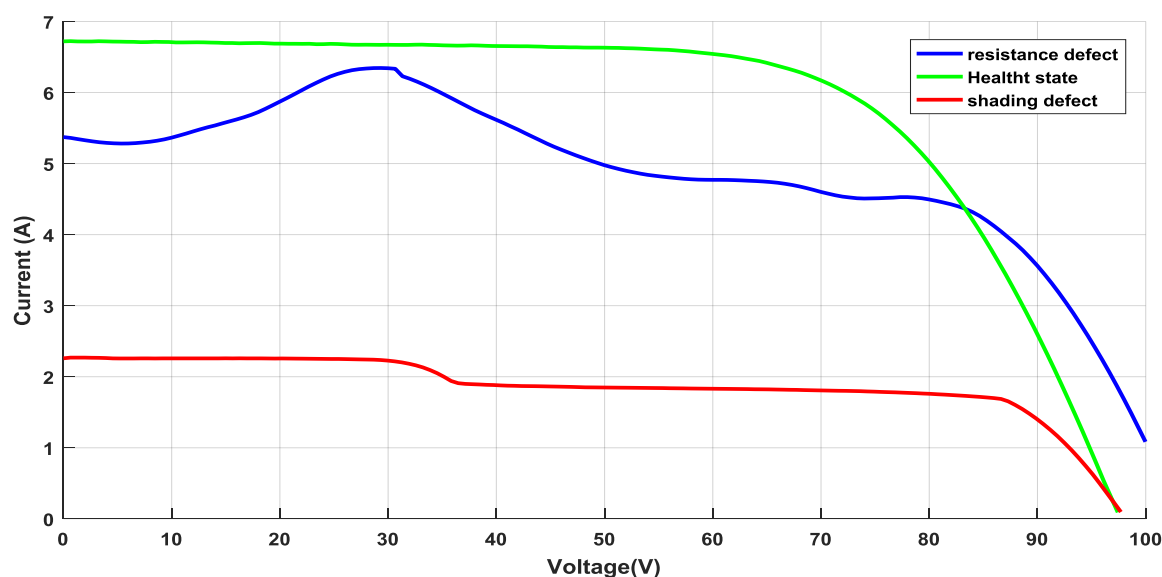


Figure IV.10 Montre la caractéristique I-V mesurée sans défaut et en présence de défaut résistif et d'ombrage (test numéro 81)

Après l'acquisition de l'irradiation et la température, la charge électronique utilisé nous a permis de prendre les mesures du courant et de la tension de la caractéristique I-V des trois panneaux PV liés en série (tableau IV.1) à partir de cette base de données obtenues, nous avons choisi environ 105 mesure de la caractéristique I-V parmi 1529 pour l'état sain (sans défaut), 105 mesure parmi 657 pour l'état défaillant (défaut d'ombrage), 105 mesure parmi 124 mesure pour l'état défaillant (défaut

résistif), les mesures choisies répondent à la condition $G \geq 500 (W/m^2)$ et s'approchent aux conditions de test standards $G_{stc}=1000 W/m^2$ et $T_{stc}=25^\circ c$.

Pour chaque test, on prend la mesure de l'ensoleillement G et la température T ainsi que la mesure du courant I et la tension V , par l'utilisation de la fameuse équation (II.1) et les équations de chaque indicateur, nous avons pu calculer les indicateurs de diagnostic, les valeurs des indicateurs sont indiquées dans le tableau IV.2. Nous avons choisi six tests seulement parmi 105 pour juste montrer les indicateurs de diagnostic extraits.

Tableau IV.2 : indicateurs de diagnostic calculés

Test	T(°C)	G(w/m ²)	Voc(V)	Isc(A)	Pmpp(w)	Vmpp(V)	Impp(A)	Vte	Mppf	Rse	FF	SLsc	SLoc
1	46,87	948,73	100,30	8,64	555,01	72,22	7,68	4,32	0,123	5,77	0,64	0,0031	0,613
2	46,80	922,91	99,92	8,50	533,99	71,94	7,42	4,93	0,124	6,21	0,628	0,004	0,606
3	46,96	910,00	99,85	8,18	533,74	72,55	7,35	4,04	0,125	6,14	0,653	0,0001	0,601
4	46,95	895,48	99,55	8,14	520,54	73,00	7,13	5,11	0,125	5,99	0,641	0,002	0,611
5	36,33	876,78	103,70	8,06	549,93	76,05	7,23	4,43	0,121	6,13	0,657	0,0018	0,581
6	41,85	858,99	101,34	7,81	522,92	74,99	6,97	4,62	0,123	6,138	0,660	0,0011	0,596

IV.7.1 Tension thermique équivalent

La tension thermique équivalent est très sensible à l'apparition de certains types de l'ombrage partiel qui ont une influence majeure sur la caractéristique I-V, cet impact due à l'activation de la diode de bypass et aussi la présence du point d'inflexion. L'équation IV.5 décrit l'indicateur V_{te}

$$V_{te} = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp} - (I_{sc} - I_{mpp}) \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}}\right)} \quad (IV.5)$$

Tel que V_{mpp} est la tension au point de maximum de puissance mp , le I_{mpp} est le courant au point mp , le V_{oc} est la tension du circuit ouvert déterminée avec le I_{sc} à partir de la courbe de la caractéristique I-V [104].

IV.7.2 Facteur de puissance maximal

il existe d'autres types d'ombrages qui sont uniformes, ce type de défaut ne génère pas un mismatch significatif capable d'activer la diode de bypass et être détecté par le paramètre V_{te} , dans ce cas on propose le paramètre M_{ppf} calculé sur la base de l'irradiation G mesurée par le capteur installé. La formulation mathématique de cet indicateur est donnée par l'équation IV.6 [104].

$$M_{ppf} = \frac{G}{G_{stc} \cdot I_{mpp}} \quad (IV.6)$$

IV.7.3 Facteur de forme (FF)

Le FF est très sensible à la détection des pertes de puissance incitant l'augmentation de la résistance série des trois panneaux, cette perte de puissance et l'augmentation de la valeur de résistance équivalent sont due à l'existence de certains types de défauts comme, l'ombrage et le défaut de résistance de connexion, le FF est aussi sensible à la variation rapide de l'ensoleillement et la température. Le facteur de forme est illustré dans l'équation IV.7 [104].

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (IV.7)$$

IV.7.4 Résistance série équivalent

Ce paramètre est sensible aussi aux pertes de puissance due à l'augmentation de la résistance série équivalent, provient de l'apparition de défauts, R_{se} est aussi moins sensible à la variation rapide de l'irradiation [104]. L'équation IV.8 explique l'indicateur R_{se} .

$$R_{se} = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{I = 0.75 I_{mpp}} \quad (IV.8)$$

IV.7.5 le gradient SL_{sc} de la courbe I-V à côté de I_{sc}

Dans la zone située entre I_{mpp} et I_{sc} la diminution de la valeur de résistance parallèle conduit à une augmentation de la conductivité de cette résistance.

Ce qui provoque une déviation remarquable de la caractéristique I-V, donc la diminution du (facteur de forme), la dégradation de la valeur de la résistance parallèle est souvent causé par l'apparition de défaut d'ombrage aléatoire et le défaut de résistance de connexion. le SL_{sc} est donné par la formulation IV.9 [105].

$$SL_{sc} = \frac{I \cdot [V_{oc}/2] - I_{sc}}{V_{oc}/2} \quad (IV.9)$$

IV.7.6 le gradient SL_{oc} de la courbe I-V à côté de V_{oc}

Dans la zone située entre V_{mpp} et V_{oc} l'augmentation de la valeur de résistance série équivalent provoque une déviation remarquable de la caractéristique I-V, donc la diminution du facteur de forme (FF), par conséquent, l'augmentation de la résistance série équivalent. Toutes ces conséquences sont causées par l'apparition de défaut d'ombrage et le défaut résistif [105]. l'équation IV.10 illustre bien le paramètre SL_{oc} .

$$SL_{oc} = \frac{2 \cdot I \cdot [(V_{oc} - V_{MPP})/2]}{V_{oc} - V_{MPP}} \quad (IV.10)$$

IV.8 Description de la méthode SEA

La méthode SEA, une nouvelle approche développée par B. Boucheham, 2008 [102]. Cette méthode elle a été appliquée déjà dans le domaine des séries temporelles quasi-périodique et plus spécifiquement sur les signaux de type électrocardiogramme (ECG) pour l'identification des personnes, le principe de la méthode proposée est basé sur l'augmentation de la performance de comparaison entre deux séries temporelles existants à partir de l'échange de signatures entre les deux séries temporelles à comparer. L'avantage de la méthode SEA est qu'elle n'exige pas de l'alignement entre les deux séries temporelles, ni une taille déterminée des séries temporelles, elle nécessite aussi aucun paramètre pour leur implémentation, donc elle est facile à être utiliser. La méthode SEA proposée est composée de deux étapes :

Etape 1: sortir les signatures ;

les séries temporelles sont caractérisées souvent par leur magnitude et leur indice temporelle, elles sont divisées toujours sous forme des intervalles réguliers, une série temporelle $X = (x_i), i = 1:N$ on peut la noter aussi $X = (x_i, i), i = 1:N$, dans cette notation, i est l'indice temporelle de la valeur de magnitude x_i , donc pour sortir de $(x_i, i), i = 1:N$, il faut assurer à la fois l'ordre de la magnitude avec l'ordre de l'indice temporelle.

Les vecteurs obtenus de cette opération sont considérés comme signatures de la série temporelle, à condition qu'ils présentent une description globale de notre base de données utilisée et qu'ils soient fixe par rapport à la série temporelle original, on peut dire que chaque signature est considérée comme caractéristique de leur série temporelle correspondante. Donc nous pouvons améliorer la performance de comparaison entre deux séries temporelles par l'utilisation direct de la signature de chaque série temporelle [102].

Etape 2 : changement de forme et comparaison :

Notre étude de diagnostic et sensibilité de défauts dans les systèmes PV nécessite avant tout, la détection et l'identification des défauts (partie 1 du travail). Cependant l'étape 1, nous ne donne pas la possibilité de détecter la non similarité ou bien le différence entre les deux séries temporelles, c'est pour cette raison on propose dans cette étape une comparaison direct (point par point) entre la première série temporelle X qui représente l'état sain du module PV et une deuxième Y représentant l'état défaillant du module PV, cette comparaison est assurée par l'échange de signatures entre les deux séries temporelles, en sorte que la série temporelle X va prendre la forme de la série temporelle Y à partir de leur signature et le vice versa. Donc on a reconstruit les deux séries temporelles en

utilisant leurs signatures, la reconstruction des deux séries temporelles X_{REC} et Y_{REC} va augmenter encore mieux la performance de comparaison pour une meilleure détection et analyse de sensibilité de défauts [102].

IV.8.1 L'algorithme de la méthode SEA

La base de données qu'on a utilisée, est composée de onze paramètres de diagnostic (voir tableau IV.2) avec un nombre de test de 105 test pour l'état sain ,105 test pour le défaut d'ombrage,105 test pour le défaut résistif. Nous avons bien adapté la base de données avec l'algorithme SEA pour augmenter la performance de comparaison entre les indicateurs de diagnostic sans défauts et les mêmes indicateurs en présence de défauts, et pour assurer aussi une meilleure analyse de sensibilité.

Soit $X = (V_{1...N}, P_{1...N})$, and $Y = (W_{1...M}, Q_{1...M})$ les deux séries temporelles à comparer, pour notre étude X représente la série temporelle du paramètre de diagnostic à l'état sain (sans défaut) et Y représente la série temporelle du même paramètre de diagnostic mais à l'état défaillant, tel que ;

$V_{1...N}$ sont les valeurs de magnitude de la série temporelle X sans défaut.

$P_{1...N}$ sont les indices temporelles qui correspond à chaque valeur de la magnitude X

$W_{1...M}$ sont les valeurs de magnitude de la série temporelle Y avec défaut.

$Q_{1...M}$ sont les indices temporelles qui correspond à chaque valeur de magnitude Y

On considère que $N = M$. L'algorithme SEA est composé des étapes suivantes :

a) Sortir les magnitudes:

$X' = (S1, P')$ tel que $S1$ = signature de X sans défaut, P' : indice temporelle de $S1$

$Y' = (S2, Q')$ tel que $S2$ = signature de Y en présence de défaut, Q' : indice temporelle $S2$

Dans notre étude, chaque vecteur du paramètre de diagnostic est considéré comme une série temporelle. Si on prend à titre d'exemple l'indicateur de diagnostic $V_{oc}(V)$ sans défaut tableau(IV.2), ce indicateur est réécrit sous cette forme $V_{oc}(V) = (99.85,3)$, sa signature est la valeur du paramètres 99.85 en volts et son indice temporelle est le test numéro 3, de la même façons pour $V_{oc}(V)$ avec défaut, on refaire cette opération pour tous les paramètres de diagnostic.

b) Echange de signature:

$X'' = (S2, P')$: X'' prend la magnitude de Y et l'indice temporelle de X'

$Y'' = (S1, Q')$: Y'' prend la magnitude de X et l'indice temporelle de Y' comme il a été noté, seulement l'échange de signatures a été faite mais les indices temporels sont maintenus.

c) Reconstruction et comparaison:

X_{REC} = sortie en indice temporel de (X'') : Série temporelle X reconstruite

Y_{REC} = Sortie en indice temporel de (Y'') : Série temporelle Y reconstruite

d) Calcul de PRD et Corrélation :

nous considérons $X = (x_i), i = 1:N$ et $Y = (y_i), i = 1:N$ les deux vecteurs qui représentent les indicateurs de diagnostic à comparer, le vecteur X représente l'indicateur sans défaut, le vecteur Y représente le même indicateur mais avec défaut, pour l'objectif de comparaison des deux vecteurs on utilise le critère du PRD (pourcentage d'erreur) et la Corrélation.

$$PRD(X, Y) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N |x_i - y_i|^2}{MAX(\sum_{i=1}^N |x_i - \bar{x}|^2, \sum_{i=1}^N |y_i - \bar{y}|^2)}} \times 100 \quad (IV.11)$$

$$Corr(X, Y) = \frac{cov(X, Y)^2}{var(X).var(Y)} \quad (IV.12)$$

Tel que :

$$cov(X, Y) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y}) \quad (IV.13)$$

$$var(X) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{X})^2} \quad (IV.14)$$

IV.9 Discussion des résultats obtenus par l'application de la deuxième méthode (SEA)

Nous avons appliqué les étapes de l'algorithme de la méthode SEA sur notre base de données constituée des indicateurs de diagnostic sans défauts et en présence de défauts d'ombrage et résistif nous avons implémenté l'algorithme SEA sous la plateforme MATLAB 2018. L'analyse des résultats obtenus est basé sur le critère objectif (PRD et $Corr$) et un autre critère subjectif (inspection visuel). Les résultats sont bien présentés et expliqués dans les tableaux et les figures suivants :

Tableau IV.3 : PRD et $Corr$ des indicateurs de défaut d'ombrage et le défaut résistif

Indicateurs	Défaut d'ombrage		Défaut résistif	
	PRD(%)	Corr	PRD(%)	Corr
Voc, VocREC	73.51	0.766	97.58	0.250
Isc, IscREC	73.56	0.703	78.19	0.687
Pmpp, PmppREC	68.15	0.846	70.01	0.834
Vmpp, VmppREC	84.06	0.653	92.17	0.644
Impp, ImppREC	73.06	0.778	73.61	0.738
Vte, VteREC	96.92	0.397	34.52	0.912
Mppf, MppfREC	91.47	0.648	96.84	0.292
Rse, RseREC	84.35	0.650	89.90	0.539
FF, FFREC	79.79	0.692	70.31	0.742
SLsc, SLsc REC	69.31	0.739	64.85	0.859
SLoc, SLocREC	35.60	0.901	65.40	0.852

Le tableau IV.3 présente les valeurs de l'erreur ($PRD \%$) et la corrélation ($Corr$) entre les indicateurs de diagnostic à l'état sain (sans défaut) et les mêmes indicateurs de diagnostic à l'état défaillant (défaut d'ombrage). Si on prend comme exemple l'indicateur (Voc, Voc_{REC}), Voc est l'indicateur de diagnostic sans défaut, mais le Voc_{REC} est le même indicateur mais en présence de défaut d'ombrage, donc le paramètre Voc a une valeur de PRD de 73.51% et une valeur de corrélation de 0.766.

Le même tableau IV.3 présente aussi les valeurs de l'erreur ($PRD \%$) et la corrélation ($Corr$) entre les indicateurs de diagnostic à l'état sain et les mêmes indicateurs à l'état défaillant (défaut résistif). Prenant l'indicateur (Voc, Voc_{REC}), Voc est l'indicateur de diagnostic sans défaut, mais le Voc_{REC} est le même indicateur mais en présence de défaut résistif, donc le paramètre Voc a une valeur de PRD de 97.58% et une valeur de corrélation de 0.250.

L'analyse approfondie du tableau IV.3 nous a permis de proposer le tableau IV.4

Tableau IV.4 : classification des indicateurs de diagnostic selon le degré de sensibilité

Corr and PRD(%)	Degré de Sensibilité	Défaut d'ombrage	Défaut résistif
Corr= [0.250 , 0.70] ; PRD= [74 , 97.58]	Sensibilité forte	Vmpp, Vte, Mppf, Rse, FF	Voc, Vmpp, Mppf, Rse, Isc
Corr= [0.70 , 0.80] ; PRD= [70 , 74]	Sensibilité moyenne	Voc, Isc, Imp, SLsc	Imp, FF
Corr=[0.80 , 0.912] ; PRD=[34.52 , 70]	Sensibilité faible	Pmpp, SLoc	Pmpp, Vte, SLsc , SLoc

Dans ce tableau nous avons classifié les indicateurs de diagnostic pour chaque type de défaut en trois grandes classes de sensibilité, cette classification est faite selon les intervalles de l'erreur PRD et la corrélation. Donc on distingue une sensibilité forte dont la valeur du PRD et la corrélation de chaque indicateur appartient à l'intervalle $PRD= [74 , 97.58]$ et $Corr= [0.250 , 0.70]$, une sensibilité moyenne dont la valeur du PRD et la corrélation de chaque indicateur appartient à l'intervalle $PRD= [70 , 74]$ et $Corr = [0.70 , 0.80]$, une sensibilité faible dont la valeur du PRD et la corrélation de chaque indicateur appartient à l'intervalle $PRD=[34.52 , 70]$ et $Corr =[0.80 , 0.912]$.

IV.9.1 Défaut type 1(ombrage)

1. Sensibilité forte :

Selon le tableau IV.4, on voit bien que les indicateurs de diagnostic ($Vmpp, Vte, Mppf, Rse, FF$) ont une sensibilité forte à l'apparition de défaut d'ombrage, si on prend le paramètre $Vmpp$ comme exemple, il a une valeur de $PRD=84.06\%$ et une valeur de corrélation $Corr= 0.653$, ces valeurs appartient toujours à l'intervalle $PRD= [74 , 97.58]$ et $Corr= [0.250 , 0.70]$. Les figures IV.11,12 et 13 expliquent encore mieux la sensibilité forte de ces indicateurs.

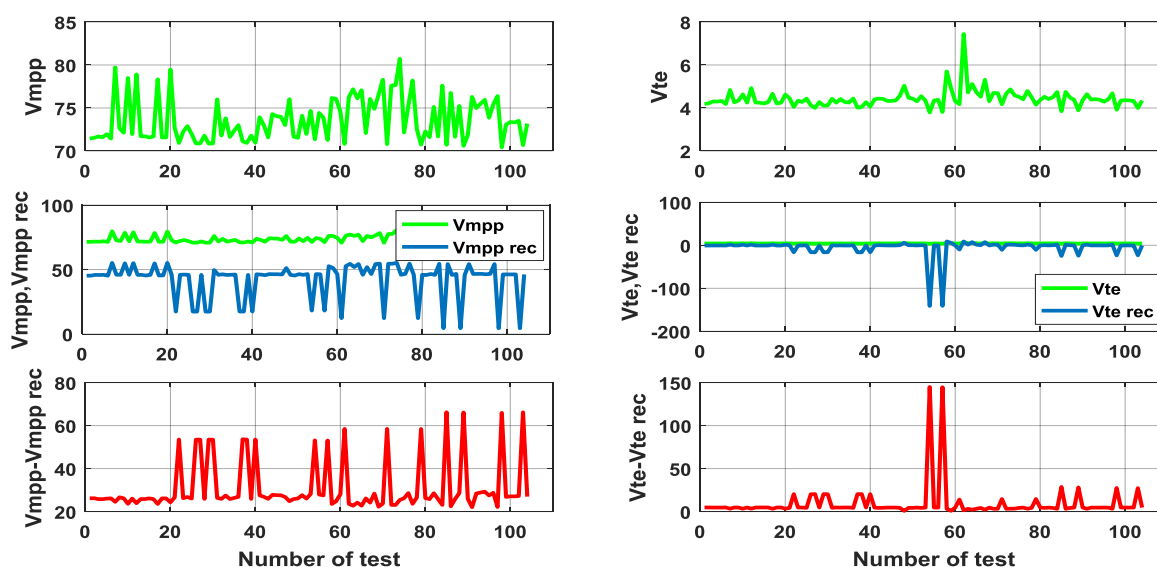


Figure IV.11 montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage des indicateurs V_{mpp} et V_{te}

La figure IV.11 illustre bien la sensibilité forte de l'indicateur V_{mpp} , le plot en haut en couleur vert montre l'évolution du paramètre V_{mpp} à l'état sain en fonction de nombre de test, correspondant à la période de temps nécessaire pour 105 test, on voit que l'indicateur V_{mpp} a une valeur comprise entre 70 et 80 volts, le plot au milieu illustre l'évolution de V_{mpp} sans défaut en vert et le ($V_{mpp\ REC}$) en présence de défaut d'ombrage (plot en bleu), on voit que la présence de défaut d'ombrage à partir du test numéro 20 jusqu'à le test numéro 100 a provoqué une chute atteignant 0 volts de la valeur de tension des trois panneaux PV.

Le plot en bas (couleur rouge) présente la différence entre V_{mpp} à l'état sain et le $V_{mpp\ REC}$ à l'état défaillant ($V_{mpp} - V_{mpp\ REC}$), on voit que l'erreur est très grand à partir de l'instant d'apparition de défaut (test numéro 20) jusqu'à le test numéro 100, cette grande différence (erreur) est expliquée par une faible corrélation de $Corr = 0.653$ et une grande erreur de $PRD = 84.06\%$.

De la même façon que pour l'indicateur V_{mpp} , les trois plots à droite de la figure IV.11 montrent l'évolution de l'indicateur V_{te} à l'état sain (plot vert en haut), l'évolution de V_{te} à l'état sain et l'état défaillant (en bleu) et la différence ($V_{te} - V_{te\ REC}$) en rouge, cette grande différence ou bien erreur est expliqué par un grand $PRD = 96.92\%$ et une très faible corrélation $Corr = 0.397$.

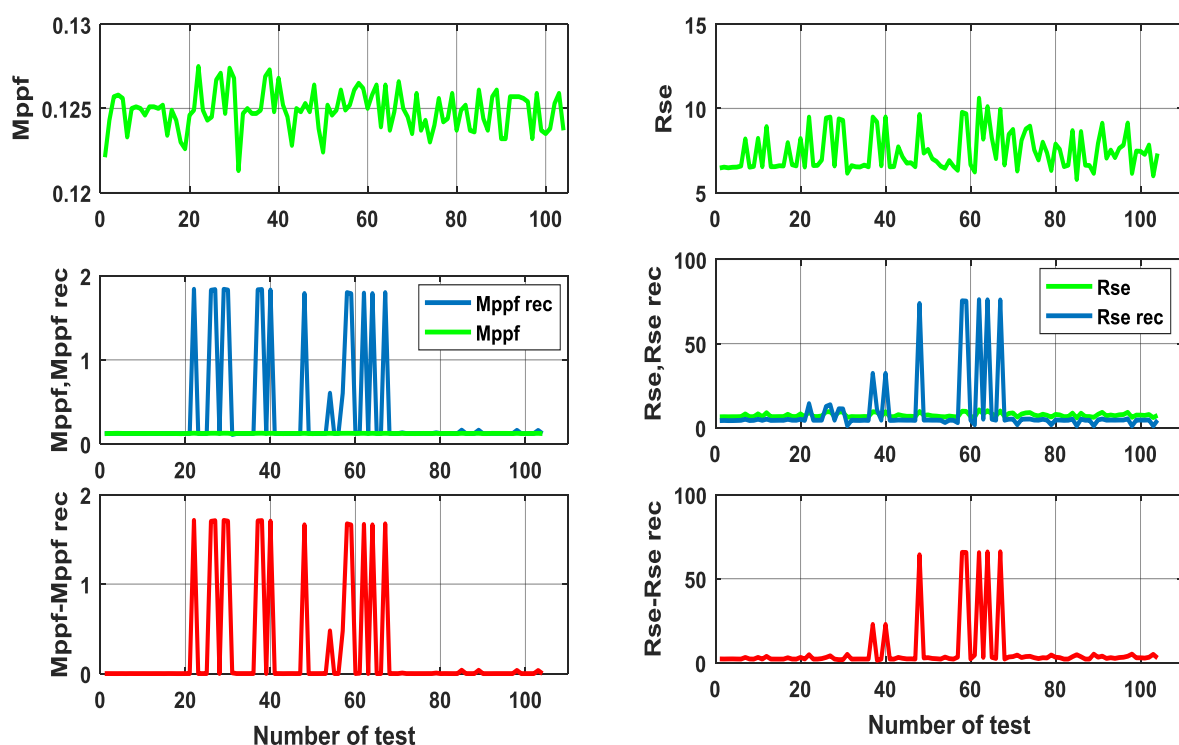


Figure IV.12 montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage des indicateurs $Mppf$ et Rse

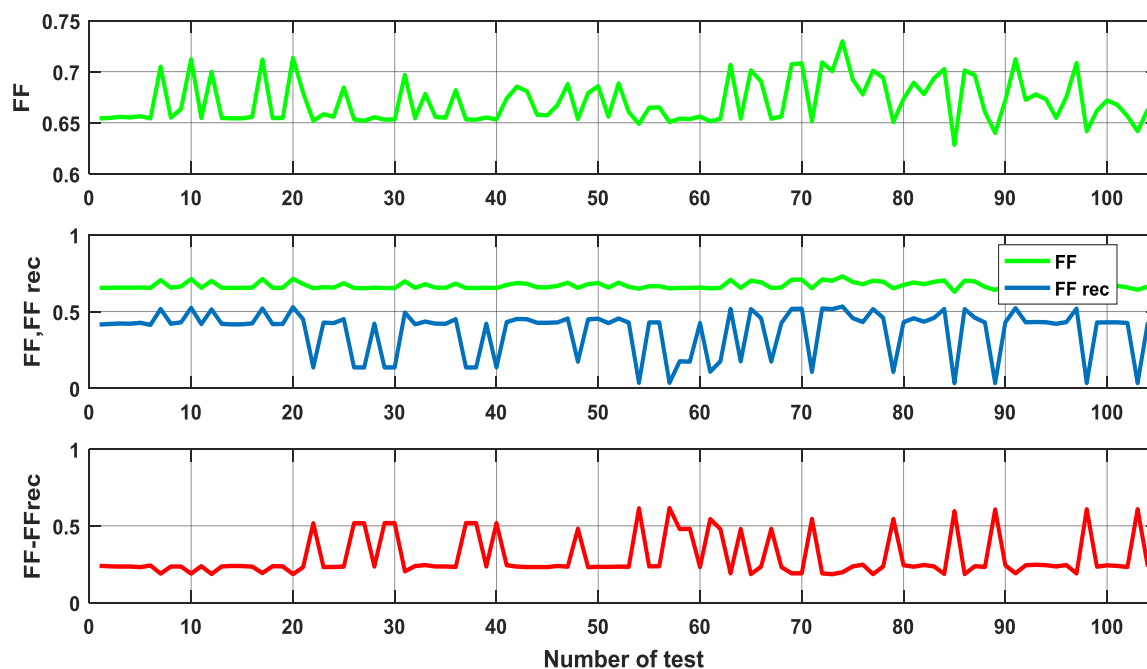


Figure IV.13 montre la sensibilité forte au défaut d'ombrage de l'indicateur FF

Les figure IV.12 et 13 illustrent aussi la sensibilité forte des trois paramètres restants ($Mppf$, Rse , FF) le plus important est souvent la différence entre chaque paramètre à l'état sain et le même paramètre en présence de défaut d'ombrage (les plots rouge), cette différence est toujours expliquée par une faible corrélation et une très grande erreur PRD (tableau IV.3).

2. Sensibilité moyenne :

de la même manière que pour la sensibilité forte, on explique la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des paramètres Voc , Isc , $Impf$ et $SLsc$, le plus important est souvent la différence ou l'erreur entre l'indicateur sans défaut et le même indicateur en présence de défaut ($Voc - Voc_{REC}$) et ($Isc - Isc_{REC}$). les plots rouge de la figure IV.14 illustrent bien l'erreur, cette différence est traduite par une corrélation moyenne $Corr=0.766$ et $PRD=73.51\%$ pour Voc et une corrélation moyenne $Corr=0.703$ et $PRD=73.56\%$ pour Isc .

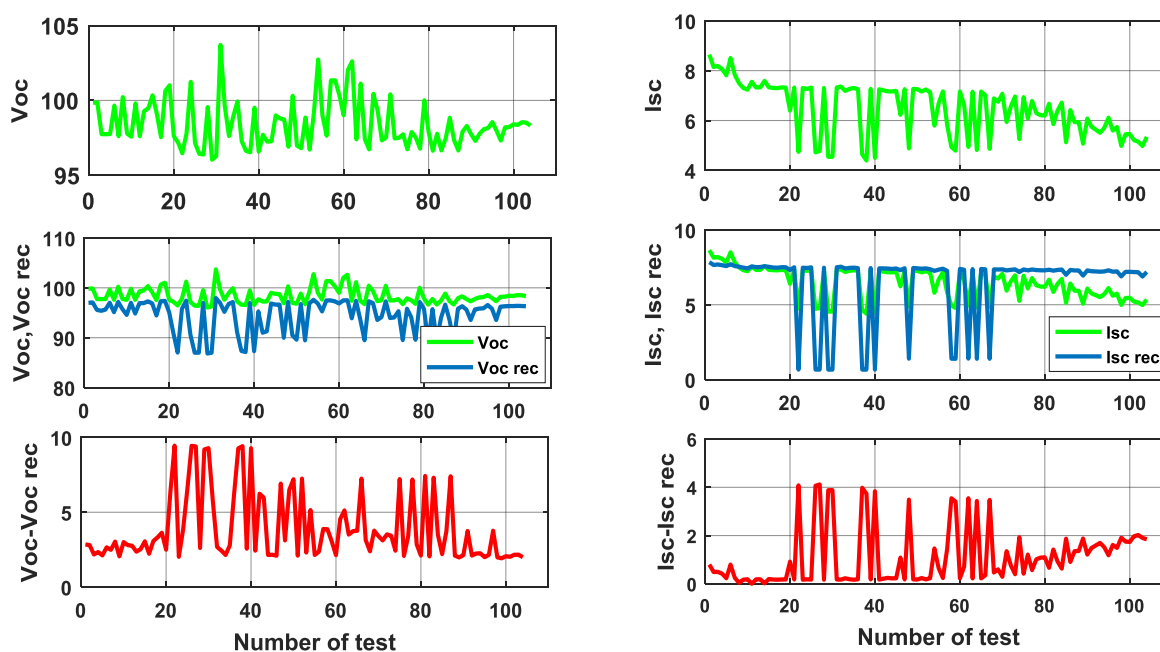


Figure IV.14 montre la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des indicateurs Voc et Isc

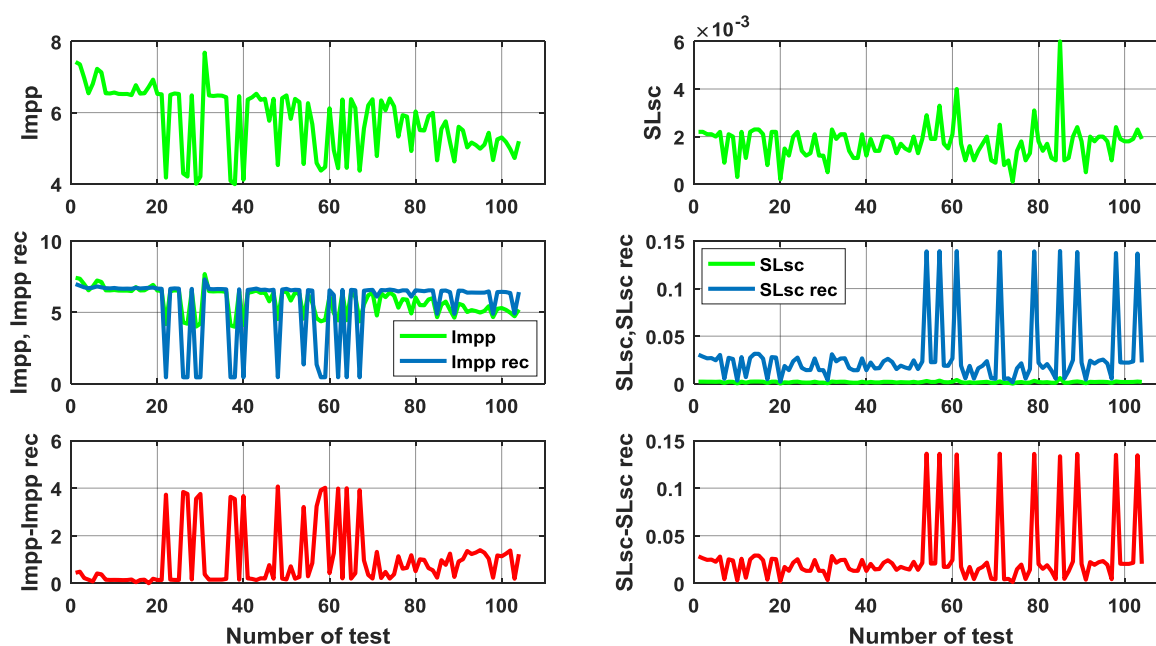


Figure IV.15 montre la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des indicateurs $Impp$ et $SLsc$. La figure IV.15 illustre aussi la sensibilité moyenne au défaut d'ombrage des deux paramètres restants ($Impp$, $SLsc$). On voit que, la différence entre chaque indicateur sans défaut et le même indicateur en cas de défaut d'ombrage (plots rouge) est très remarquable, cette différence est traduite par une corrélation moyenne et une erreur moyenne de PRD (voir le tableau IV.3).

3. Sensibilité faible

La sensibilité faible au défaut d'ombrage des paramètres $Pmpp$ et $SLOC$ peut être expliquée par l'erreur enregistrée entre l'indicateur à l'état sain et le même indicateur en présence de défaut d'ombrage ($Pmpp - Pmpp_{REC}$) et ($SLOC - SLOC_{REC}$). Les plots rouges de la figure IV.16 expliquent mieux l'erreur enregistrée, cette différence est justifiée par une corrélation proche de 1, $Corr=0.846$ et $PRD=68.15\%$ pour $Pmpp$, et une corrélation proche de 1, $Corr=0.901$ et un $PRD=35.60\%$ pour $SLOC$.

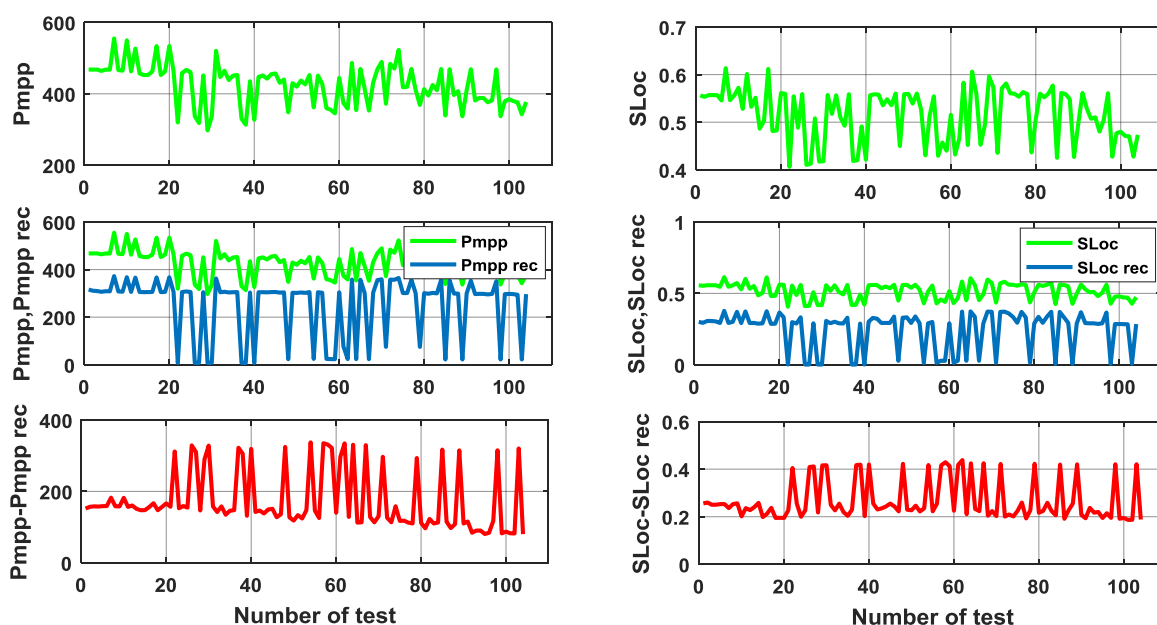


Figure IV.16 montre la sensibilité faible au défaut d'ombrage des indicateurs P_{mpp} et S_{Loc}

IV.9.2 Défaut type 2 (défaut résistif)

1. Sensibilité forte :

D'après le tableau IV.4, on voit bien que, les indicateurs de diagnostic (V_{oc} , V_{mpp} , M_{ppf} , R_{se} , I_{sc}) ont une sensibilité forte à l'apparition de défaut résistif, si on prend le paramètre V_{oc} comme exemple, il a une valeur de $PRD=97.58$ et une valeur de corrélation $Corr= 0.250$, ces valeurs appartient toujours à l'intervalle $PRD= [74 , 97.58]$ et $Corr= [0.250 , 0.70]$. Les figures IV.17,18 et 19 expliquent encore mieux la sensibilité forte de ces indicateurs.

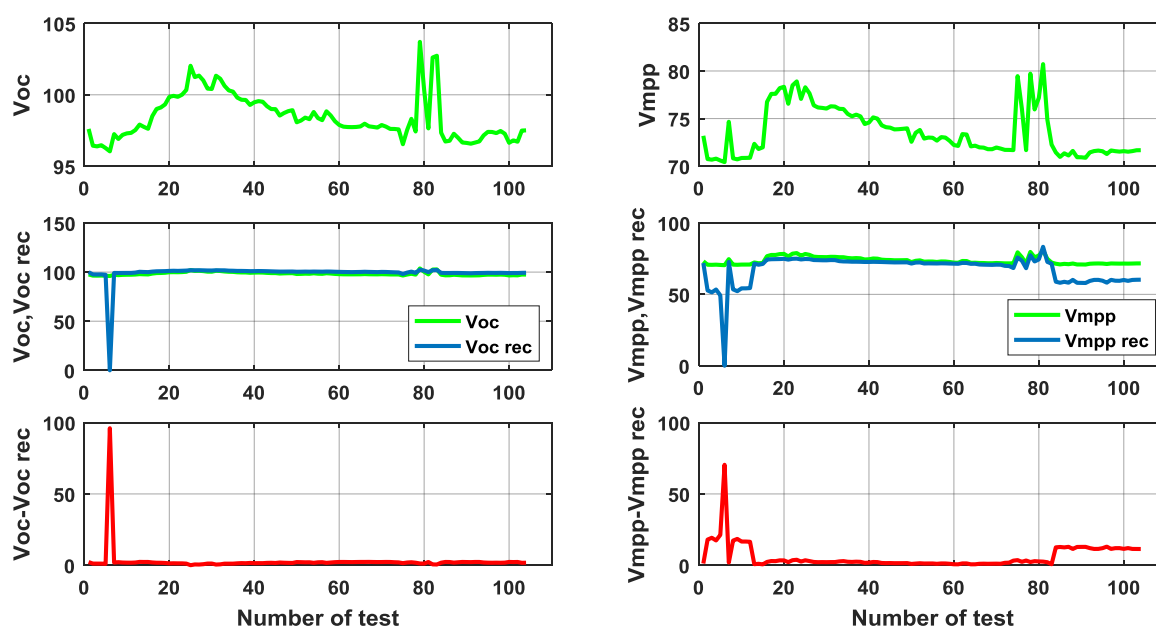


Figure IV.17 montre la sensibilité forte au défaut résistif des indicateurs Voc et $Vmpp$

La figure IV.17 montre bien la sensibilité forte de l'indicateur Voc , le plot en haut en couleur vert montre l'évolution du paramètre Voc à l'état sain, on voit que l'indicateur Voc a une valeur comprise entre 95 et 105 Volts, le plot (au milieu) illustre l'évolution de Voc sans défaut en vert et le (Voc_{REC}) en présence de défaut résistif (en bleu), on voit que la présence de défaut résistif (en bleu) a provoqué une diminution qui atteint 0 volts de la valeur de tension des trois panneaux PV.

Le plot en bas couleur rouge présente la différence entre Voc à l'état sain et le (Voc_{REC}) à l'état défaillant ($Voc - Voc_{REC}$), on voit que, l'erreur commence à se révéler à partir de l'instant d'apparition de défaut, cette différence (erreur) est expliquée par une faible corrélation, $Corr = 0.250$ et une très grande erreur de $PRD = 97.58\%$.

De la même façon que pour l'indicateur Voc , les trois plots à droite de la figure IV.17 montre l'évolution de l'indicateur $Vmpp$ à l'état sain (vert en haut), l'évolution de $Vmpp$ à l'état sain et l'état défaillant (en bleu) et la différence ($Vmpp - Vmpp_{REC}$) en rouge, cette différence est expliquée par un très grand $PRD = 92.17\%$ et une faible corrélation $Corr = 0.644$.

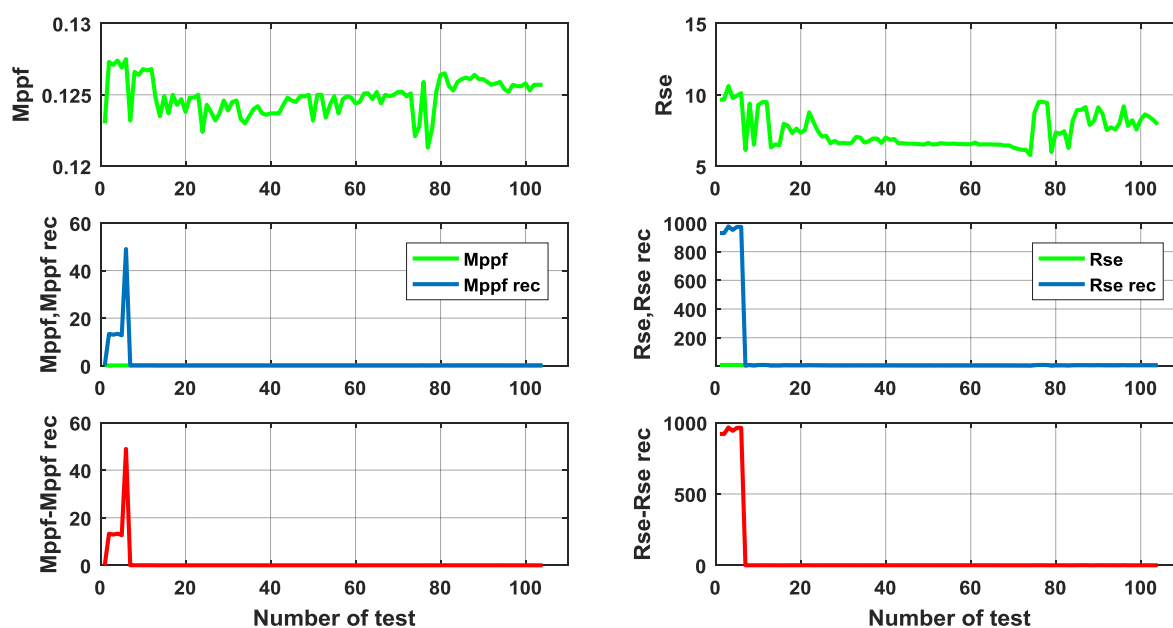


Figure IV.18 montre la sensibilité forte au défaut résistif des indicateurs $Mppf$ et Rse

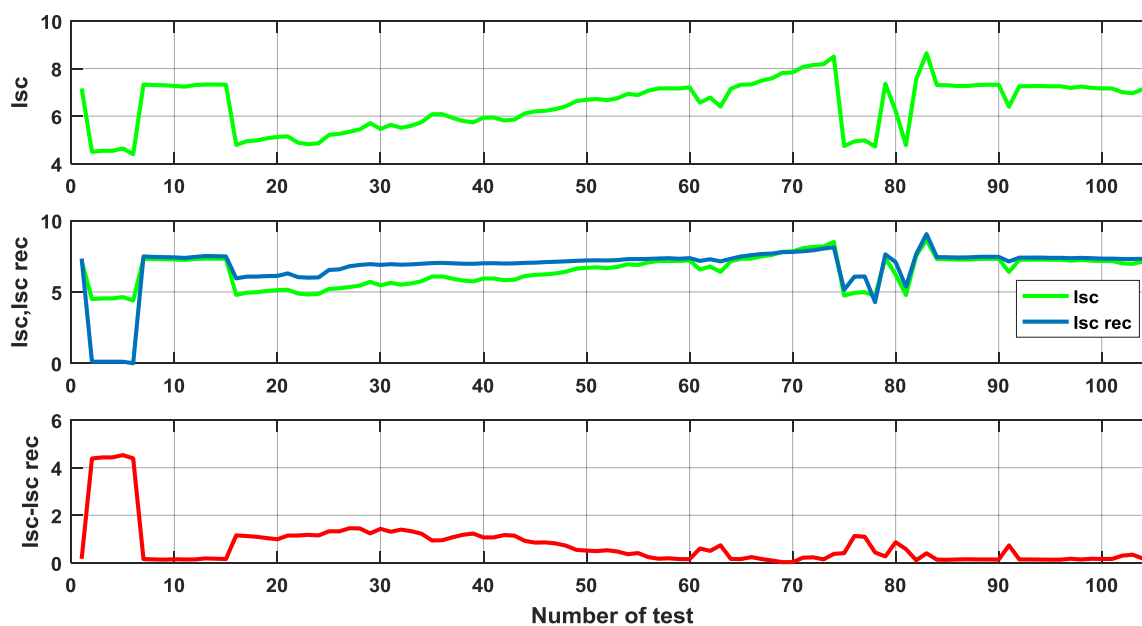


Figure IV.19 montre la sensibilité forte au défaut résistif de l'indicateur Isc

Les figures IV.18 et 19 illustrent aussi la sensibilité forte des trois paramètres restants ($Mppf$, Rse , Isc). L'analyse de ces figures montre qu'il y a une grande différence entre les paramètres sans défaut et les mêmes paramètres à l'état défaillant (défaut résistif). Les plots en rouge montrent bien l'écart entre les deux états de fonctionnement, cet écart est expliqué par une faible corrélation et une très grande erreur PRD (tableau IV.3).

2. Sensibilité moyenne :

la sensibilité moyenne au défaut résistif des paramètres $Impp$ et FF , est liée souvent avec la présence d'une erreur entre l'indicateur à l'état sain et le même indicateur en présence de défaut résistif ($Impp - Impp_{REC}$) et ($FF - FF_{REC}$). Les plots en rouge de la figure IV.20 illustrent encore mieux la différence entre les deux modes de fonctionnement qui est traduite par une corrélation moyenne de $Corr=0.738$ et $PRD=73.61\%$ pour $Impp$ et $Corr=0.742$ et $PRD=70.31\%$ pour FF .

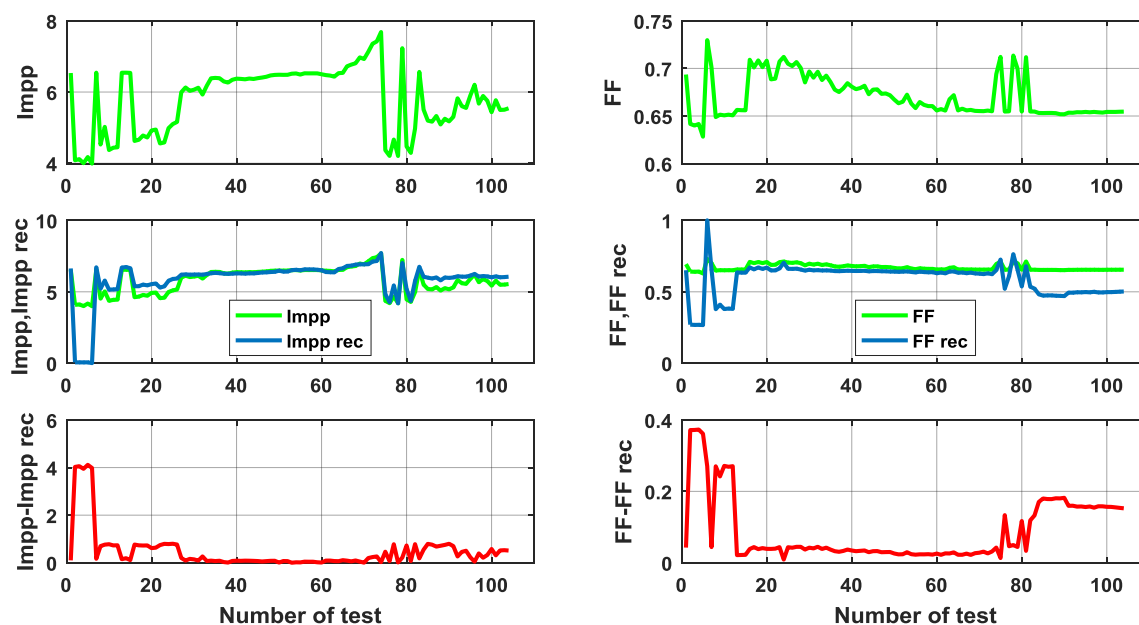


Figure IV.20 montre la sensibilité moyenne au défaut résistif des indicateurs $Impp$ et FF

3. Sensibilité faible:

On explique la sensibilité faible au défaut résistif des paramètres ($Pmpp$, Vte , $SLsc$ et $SLoc$) par la différence existante entre les valeurs des indicateurs sans défaut et les mêmes indicateurs en présence de défaut ($Pmpp - Pmpp_{REC}$) et ($Vte - Vte_{REC}$), les plots rouges de la figure IV.21 donnent plus d'explications sur cette situation. L'erreur enregistrée est souvent traduite par une corrélation proche de 1 $Corr=0.834$ et un $PRD=70.01$ pour $Pmpp$ et une corrélation proche de 1 $Corr=0.912$ et un $PRD=34.52$ pour Vte .

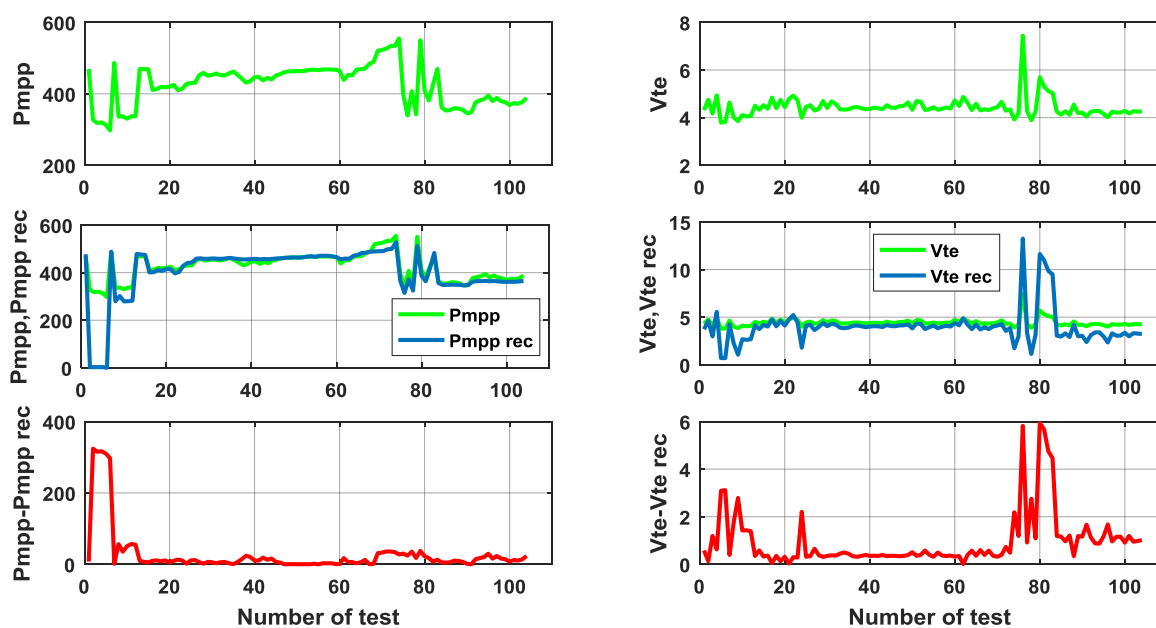


Figure IV.21 montre la sensibilité faible au défaut résistif des indicateurs P_{mpp} et V_{te}

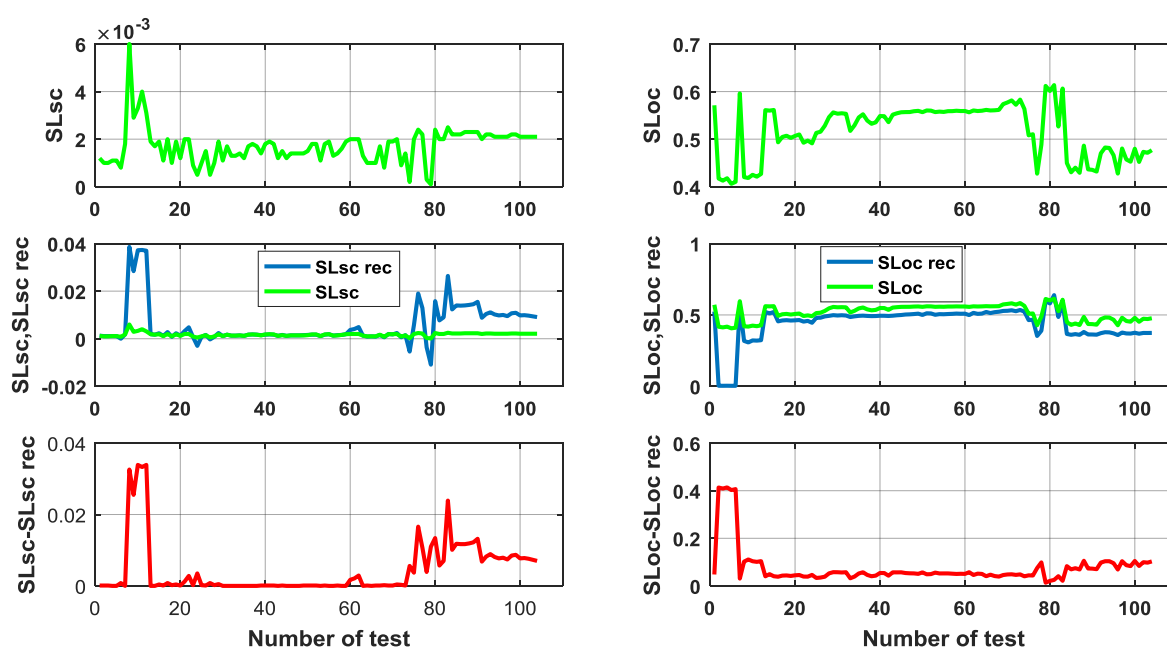


Figure IV.22 montre la sensibilité faible au défaut résistif des indicateurs SL_{sc} et SL_{oc}

A partir de l'analyse des résultats de cette partie, on constate que la figure IV.22 montre également la sensibilité faible des deux paramètres (SL_{sc} , SL_{oc}). Parmi les signes les plus attirants, est la présence d'une erreur importante entre chaque paramètre sans défaut et le même paramètre en présence de défaut résistif, comme il est bien illustré par les plots rouges de la figure IV.22.

La différence enregistrée est expliquée par une meilleure corrélation proche de 1 et une faible valeur du *PRD* (tableau IV.3).

L'analyse des résultats obtenus, nous a permis de conclure que certains indicateurs de diagnostic qui appartient à l'intervalle de la sensibilité forte (tableau IV.4) dans le cas de défaut d'ombrage, sont devenus appartenir à l'intervalle de la sensibilité moyenne ou la sensibilité faible dans le cas de défaut résistif, prenant à titre d'exemple, les paramètres *Vte* et *FF*, ces deux paramètres ont une sensibilité forte dans le cas de défaut d'ombrage, cependant dans le cas de défaut résistif, le paramètre *Vte* a une sensibilité faible et le *FF* a une sensibilité moyenne, on distingue aussi, que dans le cas de défaut résistif, les paramètres *Voc* et *Isc* ont une sensibilité forte, mais dans le cas de défaut d'ombrage, ils ont une sensibilité moyenne, il y a aussi un changement de sensibilité entre les paramètres *SLsc* et *SLoc*.

IV.10 Conclusion

L'application de la méthode des résidus structurés dans la première partie, nous a permis d'obtenir des résultats très satisfaisants pour détecter en ligne et identifier hors ligne les défauts dans le générateur PV, les résultats obtenus nous a permis également de déterminer les intervalles de confiance et les échantillons se situent dans ou hors ces limites, par conséquent, on décide la présence de défaut ou non.

L'application de la méthode SEA dans la deuxième partie, nous a offert la possibilité d'augmenter la performance de la comparaison entre les indicateurs de diagnostic sans défauts et les indicateurs en présence de défauts d'ombrage et résistif, cette augmentation nous a donné une meilleure analyse de sensibilité dont on a classifié les indicateurs de diagnostic selon leur degré de sensibilité en trois grandes classes, sensibilité forte, moyenne et faible. La classification est très importante notamment pour détecter et identifier le plus rapidement possible le type de défaut. Donc nous pouvons suivre seulement les indicateurs qui ont une sensibilité forte pour détecter et identifier facilement et rapidement le type de défaut. La détection et l'identification rapide des défauts dans un système PV donne la possibilité d'intervention rapide sur site pour corriger le défaut et éviter plus de dégâts, donc réduire le coût de la maintenance et augmenter le rendement du système PV.

Conclusion Générale et perspectives

Conclusion générale

Notre travail de thèse s'est concentré principalement sur la détection, l'identification et la classification de défauts dans la partie DC du système photovoltaïque, autrement dit, sur le côté générateur PV. L'objectif de la thèse est de proposer une approche efficace, fiable et facile pour augmenter la performance de l'opération de détection et identification des défauts conduisant à une baisse de production du système PV.

Pour résumer le bilan de ce travail, nous décrivons les étapes essentielles de notre contribution.

Nous avons présenté des généralités sur les différents systèmes multi-sources à base d'énergie renouvelables, où nous avons abordé également le potentiel énergétique mondial, notamment le potentiel énergétique de notre pays l'Algérie disposant un grand gisement très varié des différentes ressources d'origine renouvelables.

Ensuite, nous avons fait une description détaillée du système PV, suivie par une modélisation de l'ensemble de défauts qui peuvent apparaître dans un générateur PV. Une étude bibliographique sur les différentes méthodes de diagnostic couramment industrialisées ou non a été menée, cette étude nous a permis de mieux proposer les deux approches appliquées dans cette thèse.

Les résultats obtenus montrent :

- L'efficacité de la méthode des résidus structurés à détecter et identifier le défaut d'ombrage et le défaut résistif.
- L'analyse de sensibilité des indicateurs de diagnostic par l'utilisation de l'algorithme SEA, nous a donné la possibilité de classer les deux défauts, à partir de la classification des paramètres de diagnostic en trois grandes familles, selon leur degré de sensibilité.
- La base de données réelle utilisée pour la validation des deux approches proposées, était très riche en informations nécessaires et suffisantes pour l'étude de diagnostic.
- Augmentation de la performance de diagnostic de défauts résistif et ombrage affectant le générateur PV.

Comme futures perspectives, nous souhaiterons d'améliorer notre travail de recherche à savoir :

- Elargir la base de données, en faisant entrer des informations sur le reste des défauts (défaut de diode bypass, diode anti retour ... etc).

- Construire une base de données globale regroupant l'ensemble de défauts pouvant survenir dans un système énergétique multi sources y compris les systèmes éoliens.
- En appliquant les algorithmes de l'intelligence artificielle, nous essayerons de former un processus de surveillance et diagnostic robuste et capable de détecter, identifier, localiser et classifier les défauts qui vont apparaître dans un système énergétique multi sources.

Références

- [1] A. Badara Mboub. Commande d'un système de production d'énergie électrique multi-sources : application au sites isolés, thèse de doctorat à l'université du Havre et université Cheik Anta de Dakar, 2011.
- [2] R.Luna-Rubio, Optimal sizing of renewable hybrids energy systems : A review of methodologies, Sol Energy, Vol. 86, pp. 1077-1088, 2012.
- [3] R. AL Badawawi, M. Abusara, and T. Mallik. A Review of Hybrid Solar PV and Wind Energy System. Smart Si, vol.3, no.3, pp. 127-138, 2015.
- [4] A. Kébé. Contribution au pré dimensionnement et au contrôle des unités de production d'énergie électrique en site isolé à partir des énergies renouvelables : Application au cas du Sénégal. Université Paris Sud- Paris XI, 2013.
- [5] B. Wihert, PV- Diesel hybrid energy systems for remote area power generation, a review of current practice and future developments, Renew. Sustain. Energy Rev, vol.1, No.3, pp. 209-228, 1997.
- [6] M. Ashari, C.V. Nayar, An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV-diesel- battery hybrid power system, Renew Energy, vol.66, No.1, pp. 1-9, 1999.
- [7] I. Kamwa, B. Saulnier and R. Reid, Modélisation, Simulation et régulation d'un réseau Eolien/diesel autonome, Rapport IREQ 4340, Institut de recherche de l'hydro-Quebec Varennes, Québec, 1989.
- [8] J. G. M C. Gowan, J.F. Manwell, Hybrid/PV/diesel system experiences, Renew Energy, vol. 66, pp. 928-933, 1999.
- [9] [https://fr. Wikipedia. org/ wiki/C3%89 énergie_solaire_photovolt %C3%AFque](https://fr.wikipedia.org/wiki/C3%89_énergie_solaire_photovolt%C3%A9).
- [10] F. Lasnier, T.G. Ang, Photovoltaic Engineering Handbook, IOP publishing Ltd. ISBN. 0-85274-311-4, 1980.
- [11] C. Cedric. Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque. Micro and nanotechnologies/ Microélectroniques. Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2008.
- [12] B. Rachid. Dimensionnement et optimisation de centrales hybrides de production d'énergie électrique à base d'énergie renouvelables : application au sites isolés. Thèse de doctorat à l'université du Havre, 2009.
- [13] [https://www.futura-sciences.com/maison/dossiers/maison-électricité-solaire- énergie-rayonnante-1225/page/12/](https://www.futura-sciences.com/maison/dossiers/maison-électricité-solaire-énergie-rayonnante-1225/page/12/).
- [14] [www.énergies- renouvelables.org](http://www.énergies-renouvelables.org).

- [15] B. Boubekeur. Les stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable. Automatique/ Robotique. Université Paris Sud- Paris XI, 2006.
- [16] D. Hoan Tran. Conception optimale intégrée d'une chaîne éolienne passive : analyse de robustesse, validation expérimentale. Energie électrique. Institut national polytechnique de Toulouse-INPT, 2010.
- [17] L. ROI. Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/ super condensateurs. Automatique. Université de Poitiers, 2013.
- [18] J. Luis Rodriguez Amenedo. Analisis Dinamico y Diseno del Sistema de control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asincrono de Doble Alimentacion. Thèse Doctorale à l'université Carlos III de Madrid, 2000.
- [19] H. Kanchev. Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un miroir réseau électrique urbain. Energie électrique. École centrale de Lille, 2014.
- [20] Hydro power, Alternative Energy News, 2010, [réf de janvier 2013], disponible sur :<http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>.
- [21] Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil Européen.
- [22] Types of geothermal power plants: Binary cycle plant, Energy Almanac, 2009, [réf de December 2012], disponiblesur:<http://energyalmanac.ca.gov/renewables/geothermal/types.html>.
- [23] K. P. L. Chen, W. F. Lin, V. Y. Multichelate- Functionalized Carbon Nanospheres used for Immobilizing Pt catalysts for Fuel cells, Journal of Power Sources, vol.01/2009,pp. 194-234,2009.
- [24] les systèmes de stockage de l'énergie, 2010, [réf de novembre], disponible sur :<http://panneausolaire.free.fr/installations.php>.
- [25] G. Amina. Optimisation et Commande d'un système énergétique multi sources. Électromécanique. Systèmes énergétiques. Thèse de doctorat. Université 20 aout 1955 Skikda, 2019.
- [26] M. Huynh Quang. Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé. Automatique. Université de Reims Champagne- Ardenne,2013.
- [27] Global Energy Statistical Yearbook 2017. Enerdata. <http://enerdata.net/>.
- [28] Observ ER. La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde. Collection chiffres et statistiques. Quinzième inventaire- Edition 2013.
- [29] Renewable capacity highlights. IRENA,2018.
- [30] Bénéfices économiques d'un renforcement de la coopération des échanges au Maghreb. Rapport définitif, Juin 2010, SOFREO.
- [31] <http://www.energy.gov.dz/français/uploads/2016/energie-renouvelable.pdf>

- [32] [http://portail.cder.dz/IMG/pdf/programme_des_energies_renouvelables_et de l'efficacit  nerg  tique_FR.pdf](http://portail.cder.dz/IMG/pdf/programme_des_energies_renouvelables_et_de_l'efficacite_energetique_FR.pdf).
- [33] <http://www.energy.gov.dz/franais/index.php?page=potentiels>.
- [34] L. Bun, Détection et localisation de défauts pour un système PV. Génie   lectrique. Laboratoire G2ELAB dans l'  cole doctorale EEATS, thèse de doctorat. Université de Grenoble, France,2011.
- [35] ADEME, Guide de spécifications techniques relatives à la protection des personnes et biens - générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, ADEM, 2006.
- [36] EPIA, Solar generation6, European Photovoltaic Industry Association, 2011.
- [37]BP.Solar module, available:
<http://www.bpsolar.fr/solaire/panneau/panneau%20solaire.solaire.php>.
- [38] KYOERA solar product, available: [http://www.kyoerasolar.fr/inde/produits /download/Frenh.html](http://www.kyoerasolar.fr/inde/produits/download/Frenh.html).
- [39] Sun power modules solaires, Available: [http://www.sunpowercorp.fr/residential/produits-servies /products/panels.php](http://www.sunpowercorp.fr/residential/produits-servies/products/panels.php).
- [40] H.E. Suryanto, S.R. Wenham and M.A. Green, Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells, Solar cells, vol. 19, pp.109-122, 1986.
- [41] N.D. Kaushika and N.K. Gautam, energy yield simulations of interconnected solar PV arrays, Energy conversion, IEEE Transactions on, vol.18, pp. 127-134, 2003.
- [42] T. ESRAM and P. L. Chapman, Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Technologies, IEEE Transactions on energy conversion, vol. 22, pp. 439-449,2007.
- [43] PVPS, utility aspects of grid connected photovoltaic power system, Report IEA PVPS T5-01,1998.
- [44] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method, Power Electronics, IEEE Transactions on, vol.20, pp.963-973, 2005.
- [45] E.L. Meyer and E. E.V. Dyk, Assessing the Reliability and Degradation of photovoltaic Module Performance Parameters, IEEE Transactions on reliability, vol.53, pp. 83-92,2004.
- [46] J. W. Bishop, computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits, Solar cells, vol.25, pp. 73-89,1988.

- [47] A. Abte, E. Barbisio, F. Vane and P. Demartini, Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching, in photovoltaic Specialists conference, 1990, conference Record of the Twenty First IEEE, 1990, pp. 1005-1010, vol.2.
- [48] M. V.Alonson-Gariac, J.M. Ruiz and W. Hermann, computer simulation of shading effects in photovoltaic array, Renewable Energy, vol.31, pp 1986-1993, 2006.
- [49] Trans. énergie, Etat de l'art sur les systèmes de supervision et des défauts rencontrés dans une installation PV, Rapport du projet DLDPV, tâche 1-livrable 1, ANR07-PSPV-001-04,2008.
- [50] H. Hacene, Identification et surveillance de processus dynamiques complexes par logique floue. Application à un échangeur de chaleur. Thèse de doctorat, Université M'hamed Bougara de Boumerdes, 2007.
- [51] D. Berdjag, Méthodes algébriques pour la décomposition de modèles comportementaux : Application à la détection et à la localisation de défaillances, thèse de doctorat. Université des sciences et Technologie de Lille-Lille I,2007.
- [52] F. Castang, Synthèse robuste de filtres de diagnostic pour la surveillance à base de modèle des systèmes multi variables et incertains. Thèse de doctorat. Université de Bordeaux 1,2003.
- [53] V. Cocquempot, contribution à la surveillance des systèmes industriels complexes. Thèse de doctorat. Université des sciences et Technologie de Lille- Lille I, 2004.
- [54] K. RIAD, Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées au systèmes électro-énergétiques, Automatique, Electrotechnique, thèse de doctorat. Université Ferhat ABBES –SETIF 1,2015.
- [55] R. Mrani Alaoui, conception d'un module de diagnostic à base de suites de bandes temporelles en vue de la supervision des procédés énergétiques : application en ligne à un générateur de vapeur. Thèse de doctorat. Université des sciences et Technologie de Lille-Lille I,2004.
- [56] R. Bensaadi and H. Mouss, diagnostic de défaillances par reconnaissance de forme. 3rd International conference:science of Electronic, Technologies of information and Telecommunications, Tunisia, March 27-31-2005.
- [57] Y-J. Wang and P-V. Hsu, An investigation on partial shading of PV module with different connection configurations of PV cells, Energy, vol. 36, pp. 3069-3078, May 2011.
- [58] J-P. Haton and M-V. Haton, l'intelligence artificielle. Presses universitaires de France, 1989.
- [59] S. Guillaume and B. Charnomordic, Système d'inférence floue : collaboration expertise et données dans un environnement de modélisation intégrée à l'aide de FisPro, Rev. D'intelligence Artificielle, vol.1, pp. 26, 2013.

-
- [60] M. bayouth, Active Diagnosis of Hybrid Systems Guided by Diagnosability Properties-Application to Autonomous Satellites. Thèse de doctorat, Toulouse, INPT, 2009.
- [61] A. O. Molina, Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue de diagnostic. Thèse de doctorat, INSA de Toulouse, 2005.
- [62] S. Bahir, I.B.A. Bazine, T. Poinot, K. Jellassi, and J-C. Trigeassou, estimation paramétrique pour le diagnostic des processus : application à la bobine à noyau de fer, J. Eur. Des systèmes automatisés, vol. 42, no.5, pp. 509-539,2008.
- [63] G.B. Alers, photovoltaic failure Analysis: techniques for Microelectronics and solar, in PV Module reliability Workshop, Colorado, USA, 2011.
- [64] W. Dallas and al, Resonance ultra-vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers, Measurement Science and Technology, vol. 18, pp. 852, 2007.
- [65] D. L. King, J. A. Kratochvil, M. A. Quintana and T.J. Mc Mahon, Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing, in photovoltaic Specialists conference, 2000. Conference Record of the Twenty-English IEEE Anchorage, AK, USA 2000, pp.1487-1490.
- [66] L. Schirone and F.P. Califano, Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry, in photovoltaic Energy conversion, 1994, Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994, pp.846-849.
- [67] K.H. Chao, S.H. Ho and M-H. Wang, Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system, Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 97-105, 2008.
- [68] A. Drews, A.V. de Keizer, H.G. Beyer, E. Lorenz, J. Betcke, et al, Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations, Solar Energy, vol. 81,pp. 548-564,2007.
- [69] S. K. Firth, K. J. Lomas and S. J. Rees, A simple model of PV system performance and its use in fault detection, Solar Energy, vol. 84, pp. 624-635, 2010.
- [70] A. Chouder and 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.
- [71] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohono and K. Naito, A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray, presented at the Photovoltaic Specialists conference, 2002. Conference Record of the Twenty- Ninth IEEE, 2002.
- [72] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, Photovoltaic module diagnostic by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation in industrial electronics, 2008. IECON 2008.

- [73] E. E. Van Dyk and E. L. Meyer, Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules. *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 333-344, 2004.
- [74] E. L. Meyer and E. Ernest van Dyk, The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance, in *Photovoltaic Specialists conference*, 2005. Conference recorded of the Thirty-first IEEE 2005, pp. 1331-1343.
- [75] H. Patel and V. Agarwal, Matlab-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristic, *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, vol.23, 2008.
- [76] D. Stellbogen, Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields, in *photovoltaic Specialists conference*, 1993.
- [77] A. Belyaev, O.Polupan, W.Dallas, S.Ostapenko, D.Hess, Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers, *App. Phys. Lett.*88, pp.119071-119073, 2006.
- [78-] N. Gokmen, E.Karatepe, B.Celik, S.Silvestre, Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays, *Sol. Energy* 85, pp. 3364-3377, 2012
- [79] Y. Hu, B.Gao, X.Song, G.Y.Tian, K.Li, X.He, photovoltaic fault detection using a parameter based model, *Sol. Energy* 96, pp. 96-102, 2013.
- [80] M. H.Wang, A novel extension decision-making method for selecting solar power systems, *Hindawi publishing corporation*, *Int.j. photoenergy* 1089816,2013
- [81] 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 system*.1-6, 2011.
- [82] Y. Zhao, J.F.de Palma, J.R.Mosesian Lyons Jr, B.Lehman, Line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays, *IEEE Trans, Ind.Electron* 60, pp. 3784-3795, 2013
- [83] A. Drews, A.C de Keizer, H.G. Beyer, E.Lorenz, W.G.J.H.M.Van Sark, W. Heydenreich, E.Wiemken, P.Toggweiler, S.Bofinger, M.Schneider, G.Heilscher, J.Betcke, S.Stettier, D.Heinemann, Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations, *Sol Energy* 81, pp. 548-564,2007.
- [84] M.A. Munaz, M.C Alonso-Garica, N. Vela, F.Chenlo, Earthy degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, *Sol. Energy* 85, pp. 2264-2274, 2011.

- [85] A. Chouder, S.Silvestre, Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis, *Energy Convers. manage* 51, pp. 1929-1937,2010.
- [86] W. Chine, A.Mellit, A.MassiPavan, S.A.Kalogirou, Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants, *Renew Energy*. 66, pp. 99-110, 2014.
- [87] T. Takashima, J.Yamaguchi, K.Otani, T.Ozeki, K.Kato, M.Ishida, Experimental studies for fault location in PV module strings, *Solar Energy mater. Sol. Cells* 93, pp. 1079-1082, 2009.
- [88] J. Johnson, S.Kuszmaul, W.Bower, D.Schoenwald, Using PV module and line frequency response data to create robust arc fault detectors, in: *Proceedings of the 26th European photovoltaic solar energy conference and exhibition 05-09 September, Humburg, Germany, PP.3745-3750, 2011*
- [89] K. H.Chao, S.H.Ho, M.H. Wang, Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system, *Electr.Power system. Res* 78(2008) 97-105.
- [90] P. Ducange, M.Fazzolari, B.Lazzerini, F.Marcelloni, An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields, *11 th international conference on intelligent systems design and application*, pp. 1341-1346, 2011.
- [91] S. Vergura, G.Aacciani, V.Amoruso, G.Patrnou, F.Vacca, Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of PV plants, *IEEE Trans.Ind.Electron*.56, pp.4456-4464, 2009.
- [92] N. Gokmen, E.Karatepe, B.Celik, S.Silvestre, Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays, *Sol. Energy* 86, pp. 3364-3377, 2012.
- [93] R. Platon, J.Martel, N.Woodruff, T.Y.Chau, Online fault detection in PV systems, *IEEE Transactions on sustainable energy* 6, pp.1200-1207, 2015.
- [94] P. Xu, J.M.Hou, D.K. Yuan, fault diagnosis for building grid- connected photovoltaic system based on analysis of energy loss, *Adv. Mater. Res.* 805-806, pp. 93-98, 2013.
- [95] K-H.Chao, S-H, Ho.M.H.Wang, Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system, *Electr. Power Sytem. Res* 78, pp. 97-105, 2008.
- [96] S. Spataru, D.Sera, T.Kerekes, R. Teodorescu, Diagnostic method for photovoltaic systems based on light I-V measurements, *Solar Energy* 119, pp. 29-44, 2015
- [97] A. Swingler, *Photovoltaic string inverters and shade- tolerant and maximum power point tracking; Toward optimal harvest efficiency and maximum ROI*, Schneider electric, Burnaby, Canada, 2010.
- [98] G. M. Tina, F.Cosentino, F.Ventura, in : Ali Sayigh(ed), *Monitoring and diagnostics of photovoltaic power plants ,renewable energy in the service of mankind*, Springer international, pp.505-516, 2016.

- [99] S. Silvestre, S. Kichou, A. Chouder, G. Nofuentes, E. Karatepe, Analysis of current and voltage indicators in grid connected PV systems working in faulty and partial shading conditions, *Energy* 86, pp. 42-50, 2015.
- [100] M. Hassan Ali, A. Rabhi, A. El Hajjaji, Real time fault detection in photovoltaic systems, *energy procedia*, Vol 111, pp 914-923, march 2017.
- [101] A. Metatla, S. Benzahiou, T. Bahi, D. Lefebvre, on line current monitoring and application of a residual method for eccentricity fault detection, *Advances in electrical and computer engineering*, pp 1582-7445, 2011.
- [102] B.Boucheham, Matching of quasi-periodic time series patterns by exchange of block-sorting signatures, *Pattern Recognition Letters* 29, pp. 501-514,2008.
- [103] O. Hachana, G. M.Tina, K. E. Hemsas, PV array fault Diagnostic Technique for BIPV systems, *Energy and Buildings* 126, pp. 263–274, 2016.
- [104] S. Spataru, D. Sera, T. Kerekes, R.Teodorescu, Diagnostic method for photovoltaic systems based on light I–V measurements *Solar Energy* 119, pp. 29–44, 2015.
- [105] M.Davari Far, Contribution à la diagnostics de défaut dans les systèmes photovoltaïques, Spécialité automatique et informatique industrielle, thèse de doctorat. Université de Picardie Jules Verne, France, 2014.