

Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic - Etat de l'art

N. Aouchiche *

Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Algiers, Algeria

(reçu le 10 Janvier 2018 - accepté le 30 Juin 2018)

Résumé - L'efficacité de la production de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) dépend essentiellement des conditions auxquelles est soumis le générateur photovoltaïque. Ces conditions peuvent être environnementales, opérationnelles liées au processus de fabrication ou de l'exploitation. Ces facteurs sont l'origine d'un important nombre de défauts qui engendrent la dégradation de générateur PV. Dans la récente littérature, plusieurs méthodes ont été développées pour faire face à ce genre de problème. Dans cet article, on a cité des articles qui parlent de types de défauts rencontrés, leurs causes ainsi que leurs impacts. On a passé en revue un nombre d'articles qui traitent les méthodes de supervision et de diagnostic de systèmes photovoltaïques.

Abstract - The efficiency of the photovoltaic (PV) energy production depends essentially on the conditions that the PV generator undergoes. These conditions can be environmental, operational related to the manufacturing process or operation. These factors are the source of a large number of faults that lead to PV generator degradation. In the recent literature, several methods have been developed to deal with such problems. This paper cited several articles that discuss the types of faults encountered, their causes and their impacts. The article has reviewed a number of articles that discuss methods of PV system supervision and diagnostics.

Mots clés: Système PV autonome, défauts, diagnostic, module, convertisseur DC/DC.

1. INTRODUCTION

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est une énergie durable, non polluante et inépuisable qui peut être une énergie alternative aux énergies fossiles. Elle occupe une importante place dans le domaine de la recherche afin de faire face aux besoins futurs en matière d'énergie. Actuellement, la technologie de fabrication du module PV a considérablement évolué en qualité et en coût de production. Le marché mondial de solaire PV a augmenté de 5 MW en 1982 pour atteindre 50.6 GW en 2015 [1].

Les défauts que l'on peut retrouver sur une installation photovoltaïque, surviennent autant lors de sa conception, de son installation, que lors de son exploitation [2]. Ces défauts réduisent les performances de système photovoltaïque autonome, ce qui affecte la production photovoltaïque [3].

L'évaluation précise et cohérente de performances des systèmes photovoltaïques est cruciale pour un développement durable de l'industrie car elle est considérée, comme un critère essentiel qui leur permet de définir la qualité de leurs produits. Dans le domaine de la recherche et du développement, l'évaluation du rendement est un critère fondamental pour la qualité des produits.

En plus, il est un indicateur essentiel pour identifier les défis à venir. En outre, une procédure effective d'évaluation de fonctionnement et de l'entretien du programme permet à la production des systèmes photovoltaïques d'atteindre son niveau attendu d'efficacité, ce qui rendra par conséquent de tels systèmes plus fiables.

* n.aouchiche@cder.dz

Cependant, les coûts d'exploitation et d'entretien sont importants [4]. Parmi les solutions proposées dans la littérature pour réduire ces coûts, Geoffrey *et al.*, (2014) ont proposé de meilleures pratiques et des systèmes de surveillance notamment photovoltaïques qui sont largement recommandées [5].

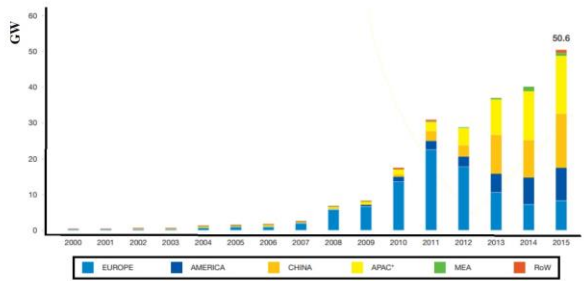


Fig. 1: Evolution mondiale de capacité d'installations de PV 2000-2015 [1]

Les systèmes de surveillance sont essentiels pour maintenir des performances optimales des systèmes photovoltaïques (PV). Un aspect crucial dans ces systèmes de surveillance est la technique de diagnostic de pannes. La détection de défauts et la technique de diagnostic consistent à identifier les causes en affectant la production d'énergie en temps réel et/ou le bon fonctionnement des systèmes photovoltaïques.

Ces dix dernières années, diverses méthodes de détection des défauts ont été citées dans la littérature. Parmi ces techniques de détection, certaines sont consacrées uniquement aux défauts qui se produisent dans le système photovoltaïque PV, d'autres traitent les défauts à la partie DC du système PV, alors que le reste axée sur les pannes du côté AC.

La supervision des systèmes photovoltaïques consiste à comparer les données prévisionnelles avec les résultats mesurés à partir de l'installation et de fournir des rapports techniques. Ces systèmes sont principalement composés de capteurs (électriques et environnementaux), un système d'acquisition de données avec les protocoles de communication adapté. Ils comportent également des algorithmes d'analyse des données [6].

Au cours des dernières années, le domaine de la surveillance des installations photovoltaïques a gagné plus de maturité, de plus en plus d'articles scientifiques qui sont en rapport à ces systèmes font leur apparition. La plupart d'entre eux traitent une partie du système de surveillance, tels que les capteurs et l'acquisition de données [7-9].

D'autres travaux de recherche se sont intéressés aux équipements de mesure, les systèmes d'acquisition de données et de stockage des données de mesure, ainsi que des méthodes de transmission de données et les logiciels de supervision (monitoring) des systèmes [10-13].

En outre, quelques éléments ont été utilisés pour l'élaboration des algorithmes dédiés au diagnostic du module PV et aux pronostics [13,14]. En plus, les méthodes d'analyse des données pour les systèmes PV sont présentés dans [15]. En effet, les algorithmes et les nouvelles techniques de diagnostic ont été proposés pour surveiller les installations photovoltaïques, de prédire le mauvais fonctionnement et d'améliorer les performances du système photovoltaïques.

Certains de ces algorithmes de détection de pannes photovoltaïques sont basés sur la simulation du circuit électrique du générateur photovoltaïque [16-18]. D'autres utilisent des approches basées sur les signaux électriques [19, 20] ou les différentes techniques de la poursuite de point de puissance maximale (MPPT) [21-23].

Certains de systèmes de supervision nécessitent des données météorologiques et environnementales du satellite d'observations [24-27]. Plusieurs systèmes adoptent l'analyse statistique pour les mesures de système PV [28-32], d'autres adoptent des méthodes basées sur l'intelligence artificielle [49], les réseaux neuronaux en particulier [33-36], la logique floue [37-42], ou les méthodes méta-heuristiques [43-48].

La première partie de cette étude, quelques types de défauts potentiels qui peuvent apparaître dans différents étages de système photovoltaïques ont été cités. Ces défauts peuvent apparaître lors de processus de fabrication ou lors de la phase d'exploitation.

La seconde partie a été consacrée au diagnostic des défauts, nous parlons des étapes, de l'architecture et des objectifs de diagnostic. Quelques méthodes de détection de défauts les plus citées dans la littérature ont été recensées. Un aperçu détaillé de ces techniques ainsi que leurs performances est donné, pour montrer leurs différences, leurs avantages et leurs limites.

Ce document est organisé comme suit: la section 2 donne un bref rappel des systèmes photovoltaïques et le modèle de générateur PV. La section 3 présente les différents défauts qui peuvent se produire dans une installation photovoltaïque. La section 4 est dédiée au diagnostic des défauts dans un système PV autonome. Dans cette section, on citera les étapes de diagnostic et on parlera de ses objectifs ainsi que de son architecture. La section 4 présente quelques méthodes les plus répandues, qui sont appliquées pour la détection des défauts liés aux installations PV autonomes. Ce rapport se termine par une conclusion.

2. CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME

Comme le montre la figure 1, les installations photovoltaïques sont principalement composés de modules PV connectés aux convertisseurs DC/DC dont le fonctionnement dépend des contrôleurs MPPT. Cette connexion est assurée via une boîte de jonction. Les diodes de blocage sont habituellement incluses dans la construction de chaque module PV.

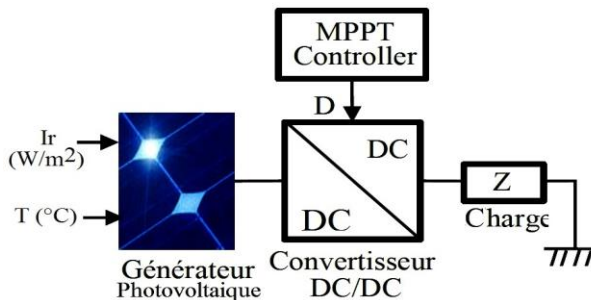


Fig. 2: Système photovoltaïque autonome

2.1 Générateur photovoltaïque

C'est un dispositif qui permet de convertir l'énergie solaire en électricité. Il est constitué d'un certain nombre de panneaux selon la puissance crête souhaitée. Ces derniers sont formés à partir des modules reliés entre eux en série ou en parallèle. Le module est un ensemble de cellules photovoltaïques.

2.1.1 Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque

La figure 2 représente un modèle électrique de la cellule photovoltaïque, prenant en compte différents facteurs limitatifs.

On y retrouve le générateur de courant I_{ph} , correspondant au courant photo généré, ainsi que des résistances complémentaires, R_s et R_p et deux diodes D_1 et D_2 . R_c est la résistance de charge. La résistance série R_s est due à la résistivité des différentes couches de la cellule [49, 50].

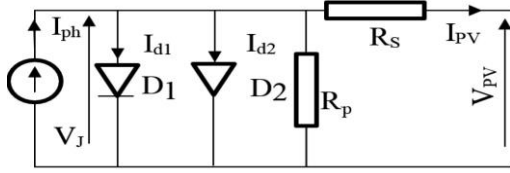


Fig. 3: Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Emetteur, base et contacts métalliques (en particulier leur interface avec le semi-conducteur).

Ce terme doit, idéalement, être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. La résistance parallèle ou de court-circuit R_p traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible. Nous avons également tenu compte d'un modèle plus rigoureux au niveau des différents courants en faisant appel à deux diodes. Le terme I_{s2} correspond au courant de diffusion.

$$I(V) = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - V_j / R_p \tag{1}$$

$$I(V) = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp.(n_1 V_j) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp.(n_2 V_j) - 1 \right) - V_j / R_p \tag{2}$$

avec

$$V_j = V + I.R_s \tag{3}$$

I_{ph} , Courant de photo génération; I_{D1} , Courant de génération-recombinaison ou effet tunnel dans la zone d'espace; I_{D2} , Courant de diffusion dans les zones neutres; R_p , Résistance parallèle; R_s , Résistance série; I_s , Courant de saturation; $\alpha = q / (i.k.T)$ avec n , facteur d'idéalité de la diode; I_{D1} et I_{D2} , sont les courants de saturation des diodes; n_1 et n_2 , les facteurs de pureté de la diode; et T , la température absolue.

L'équation contient également la charge élémentaire { $q (1.602 \cdot 10^{-19} C)$ } et la constante de Boltzmann { $k (1.380 \cdot 10^{-23} J/K)$ }. Le photo-courant $I_{ph,max}$ est atteint à une insolation maximum, souvent nous avons { $I_{ph} = S \cdot I_{ph,max}$ } avec S le pourcentage d'insolation.

Il est évident, de l'équation 4, que la caractéristique courant-tension dépend fortement de l'insolation et de la température. La dépendance, vis-à-vis de la température, est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant I_{ph} et les courants de saturation inverse des diodes qui sont données par [50, 51],

$$I_{ph}(T) = I_{ph}|_{(T=298K)} \left(1 + (T - 298.K) \cdot (5.10^{-4}) \right) \tag{4}$$

2.1.2 Circuit équivalent et modèle mathématique d'un panneau photovoltaïque

Le modèle mathématique, qui caractérise le panneau PV, est donné par l'équation suivante,

$$I = I_{ph} - I_{D1} \left(\exp \left(\frac{q(V + IN_r R_s)}{N_r n_1 kT} - 1 \right) \right) - I_{D2} \left(\exp \left(\frac{q(V + IN_r R_s)}{N_r n_2 kT} - 1 \right) \right) - \frac{V + IN_r R_s}{N_r R_p} \quad (5)$$

N_r – Nombre de cellules PV raccordées en série

3. DEFAUTS DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

3.1 Types de défauts du module PV

Le générateur PV est le principal composant de l'installation PV. Toute rupture liée au module PV affectera les performances du système PV. Les types de défauts rencontrés à ce niveau du générateur sont présentés dans le **Tableau 1** [53]. Ces défauts sont classés selon leurs effets et leurs conséquences. Dans ce qui suit, on citera quelques défauts qui se produisent au niveau de générateur PV.

3.1.1 Défaut d'encapsulation

Ce défaut est causé notamment par délamination et les taches qui apparaissent fréquemment dans des conditions humides et chaudes. Ce défaut se trouve entre l'encapsulation et les cellules actives. Le défaut d'encapsulation peut se produire à cause de l'accumulation de sel, des contaminations, l'infiltration d'humidité ou d'autres facteurs externes.

Parmi les techniques recommandées pour la détection de la délamination, on peut citer, la thermographie, le scanner à ultrasons et la tomographie à rayons X. L'irrégularité peut être quantifiée par un réflectomètre. Quant à la décoloration, c'est un autre défaut d'encapsulation qui engendre la corrosion la diminution de la résistance en série, ce problème est considéré comme le type de dégradation plus fréquent des panneaux PV [2, 54, 55].

3.1.2 Perte d'adhérence de back-sheet

Une back-sheet d'un panneau est une protection des composants électroniques de facteurs externes et une sécurité de hautes tensions continues. Cette anomalie être causée par la délamination. Si elle se produit, les composants électriques actifs seront exposés. Cela se traduirait par un défaut d'isolement qui présente des problèmes de sécurité. La forme et la composition des matériaux en de back-sheet peuvent être la cause de ce défaut [2, 16, 56, 57].

3.1.3 Fissuration des cellules

La fissure peut survenir à n'importe quel moment. Elle peut être causée au cours de processus de fabrication ou au cours de l'emballage et le transport par une mauvaise manipulation et vibration. Processus d'installation est autre cause de ce défaut [52, 54, 55].

3.1.4 Interconnexion endommagée

Une mauvaise soudure entre ruban d'interconnexion de la branche avec celui de la cellule est la principale raison de ce débranchement. Les contraintes dues au transport, les points chauds, le cycle thermique ou les contraintes mécaniques répétées affaiblissent le ruban d'interconnexion jusqu'à la rupture. La courte distance entre les cellules développe ce type de défaillance. Il peut en résulter des cellules court-circuitées [56, 57].

Tableau 1: Défauts liés au générateur PV [53]

Défaut	Conséquences
Salissure (pollution, sable, neige)	Perte de puissance
Inversion des liaisons de sortie	Module mal câblé, diminution des performances
Dégradation des modules par vandaliisme	Diminution des performances, Non fonctionnement de l'installation
Mauvaise orientation et/ou inclinaison des modules	Ombrage, diminution des performances
Couple galvanique dû au mélange de matériaux de la jonction module/support	Corrosion
Module mal ou pas ventilé	Échauffement
Module mal fixé	Déplacement du module, diminution des performances
Modules non câblés	Diminution des performances
Fixure	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules, diminution des performances
Rouille par infiltration d'eau	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules
Détérioration des joints d'étanchéité	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules
Déformation du cadre des modules	Infiltration d'eau
Corrosion du cadre des modules	Perte d'étanchéité, détérioration des cellules
Débranchage	Diminution des performances, échauffement
Foudre	Détérioration des modules
Pénétration de l'humidité	Hotspot, augmentation du courant de fuite, corrosion, perte d'adhérence et d'isolation, diminution de la résistance de CC à la terre
Faiblesse au vent des structures	Module arraché, cassé
Foudre sur l'installation	Destruction des modules
Modules de performances différentes	Diminution des performances du champ
Sortie par le bas des boîtes de connexions impossible	Mauvais câblage
Bouchons de presse-étoupe manquants sur la boîte de connexion	Pénétration d'eau, corrosion des liaisons
Boîte de connexion montée à l'envers	Entrée d'eau dans le boîtier par le presse-étoupe
Dégradation de l'encapsulant à cause des ultraviolets, EVA jaunissant	Absorbe les photons qui n'arrivent plus jusqu'à la cellule, diminution des performances
Augmentation de la résistance série due au cycle thermique	Diminution des performances
Détérioration de la couche anti-reflet	Diminution des performances
Dégradation à cause de la lumière	Diminution des performances, surtension, destruction de diodes
Dégradation à cause de la chaleur	Diminution des performances, échauffement, détérioration des joints
Inclinaison des modules trop faible	Stagnation d'eau, dépôt de terre, prolifération de champignons, problème d'étanchéité
Dégradation des interconnexions	Détérioration des joints, diminution des performances, augmentation de la résistance série, de la chaleur
Support mécanique des modules inadéquat ou mal posé	Efforts mécaniques importants sur les modules
Mauvaise résistance mécanique des supports des modules	Déformation du support
Diffusion du phosphore (dopant) vers la surface	Perte d'adhérence de l'encapsulant
Important courant de fuite	Échauffement
Module produisant moins que prévu	Diminution des performances
Apparition de bulles à la surface des modules	Diminution des performances

3.1.5 Ombrage et des salissures

Deux types d'ombage existent [56, 58]. Le premier, c'est l'ombage dur, qui se produit si les panneaux PV sont ombragés par un matériau solide, par exemple des bâtiments ou de la poussière. Le deuxième type est doux ombage léger qui peut être causé par les nuages.

Le premier type entraîne une baisse de tension et le deuxième affecte le courant et mais non pas la tension. Les deux influent négativement sur les performances du module PV.

Les performances et la perte de puissance sont liées aux surfaces très sales ou ombragés [2, 58].

En effet, les cellules ombrées se comportent comme une résistance au courant généré [54, 56]. Elles chauffent et le phénomène de hot spot se produit.

3.2 Défauts au niveau de convertisseur DC/DC

Le convertisseur DC/DC est considéré comme un élément crucial dans le système PV. Des études ont démontré qu'il est l'un des composants les plus vulnérables [58]. Parmi les pannes qu'on peut trouver au niveau du hacheur DC/DC, il y a,

- Problèmes de conception et de fabrication- Le rendement du hacheur dépend des conditions de fonctionnement qui sont basées sur la gestion thermique et des mécanismes de dissipation de la chaleur due à la commutation des interrupteurs et des condensateurs.

- Problèmes de contrôle- Ils sont liés à l'interaction de l'onduleur avec la nature de la charge à alimenter.

- Les défaillances des composants électriques- Elles se produisent lorsque des composants du convertisseur sont exposés à des contraintes thermique et électrique lors de fonctionnement. Le cycle de vie du convertisseur PV dépend essentiellement de l'interrupteur de commutation.

Kaplar *et al.*, ont étudié les interrupteurs 'IGBT' et ont montré qu'il est considéré comme la cause première des pannes de convertisseurs DC/DC [53]. C'est pourquoi, l'IGBT est considéré comme la partie principale du hacheur.

3.3 Pannes au niveau de la boîte de jonction

Une boîte de jonction est une protection pour le câblage qui lie le module PV aux bornes extérieures des autres dispositifs de système PV. Ce défaut est causé par une mauvaise fixation de la boîte à la backsheet, la pénétration de l'humidité, la corrosion des raccordements, le mauvais câblage menant à l'arc interne, le mauvais montage ou à cause de dégradation thermique [53-56,58].

3.4 Défauts de diodes bypass

Une diode bypass compense les pertes de puissance et la réduction de performances qui résulte du phénomène de l'ombrage de module PV. Elle évite la polarisation inverse, le hot spot et destruction du module.

Leur détection est difficile car ils n'apparaissent que lorsque le problème de mismatching dans la courbe I–V de la cellule se produit. Ces défauts peuvent être apparaitre suite à la rupture de la connexion de la diode ou le montage inverse de la diode bypass [16, 54, 56].

3.5 Défaut de mismatching

Ce défaut se produit lors du changement des paramètres électriques du module par rapport aux valeurs initiales, [39, 56]. Il peut être temporaire, tel que l'ombrage des cellules qui conduit à un hot spot. Il peut être également permanent, en raison de la présence d'un circuit ouvert ou de cellule défectueuse réduisant le courant qui mène à une dissipation de puissance [16, 56].

3.6 Défaut de terre

Il se produit accidentellement par un court-circuit électrique [16, 56, 58]. La majorité des systèmes PV sont équipés de dispositif de détection de défaut de terre et d'interruption de courant de défaut [73].

Tableau 2: Défauts liés au à la boîte de jonction [53]

Défaut	Conséquences
Absence de parafoudre ou protection foudre inadaptee	Destruction en cas de foudre
Presse-étoupe mal serré	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique
Liaison de mise à la terre non fixée ou sectionnée	Pas de mise à la terre
Boîte de jonction sans presse-étoupe	Pas d'étanchéité, corrosion des contacts, rupture du circuit électrique
Presse-étoupe en caoutchouc	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique
Infiltration d'eau par les vis de fixation	Corrosion des contacts, rupture du circuit électrique
Boîte de jonction non repérée	Problème pour contrôle et maintenance
Déconnexion des soudures	Arc électrique, incendie, diminution des performances
Boîtier infesté d'insectes	Rupture du circuit électrique
Fourreaux non prévus pour usage extérieur	Destruction de la protection
Liaison sans protection	Destruction de la liaison
Pénétration de l'eau ou de l'humidité	Corrosion des connexions, des diodes, des bornes, incendie

3.8 Défaut d'arc

Il se produit en raison de la discontinuité et de rupture d'isolation en courants conducteurs ou adjacents. Les défauts d'arc produisent le bruit de haute fréquence dans le signal du courant continu de la branche PV [16, 56, 73]. Ce type de rupture est très dangereux pour les plantes et peut produire des incendies.

4. DIAGNOSTIC DES DEFAUTS DANS UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME

4.1 Etape de diagnostic

Tout système est susceptible de présenter des symptômes révélateurs de défauts. Le défi est de pouvoir détecter et localiser ces défauts d'une manière automatique [59]. Le principe général de surveillance d'un système autonome peut être décrit par la figure 2, les étapes sont détaillées comme suit [59–61],

Prise de mesures- La mesure que l'on fait sur le système est la seule information pour connaître l'évolution du système. Elle se fait à l'aide d'un capteur approprié et nécessite souvent d'une étape de filtrage.

Détection de défauts- Souvent, il s'agit d'un test statistique traitant un signal susceptible de contenir des informations sur l'état du système à surveiller.

Localisation de défauts- C'est souvent une tâche liée aux caractéristiques du système. Il s'agit d'un test qui traite l'information sur l'origine de la provenance du défaut.

Identification de défauts- Il s'agit de caractériser le défaut, d'estimer son importance et son comportement dans le temps [61].

Décision- C'est une décision sur le type d'action à prendre pour rétablir de système.

Correction- C'est l'action d'arrêter le système et de procéder à une maintenance corrective [59].

Adaptation- C'est l'action de reconfiguration et d'adaptation de la consigne à injecter dans le système.

4.2 Objectifs

- Réduction des arrêts imprévus
- Réduction des pertes de production
- Éviter les graves dommages
- Planification optimale des opérations de maintenance et limitation des coûts de réparation.

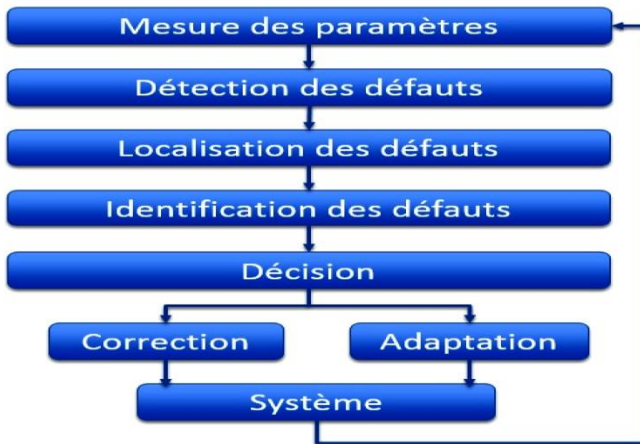


Fig. 4: Organigramme de diagnostic des défauts

4.3 Architecture de diagnostic

Les principaux objectifs de la surveillance du système PV sont la détection de la défaillance, l'évaluation de la performance et l'assurance du bon fonctionnement du système. Ceci nécessite des données électriques et environnementales à des panneaux photovoltaïques [15, 62]. Pour atteindre ces objectifs, des composants dédiés, tels que les capteurs, l'acquisition de données systèmes, les systèmes de communication de données et le logiciel dédié et les algorithmes pour l'analyse de données sont utilisés [15].

La taille et le fonctionnement du système et des coûts d'entretien sont des paramètres déterminent le système de surveillance adéquat. En revanche, la taille de l'installation photovoltaïque est importante pour la conception du système de surveillance.

L'adoption des capteurs câblés dans les petites installations PV est économique et moins complexe. Cependant, les réseaux sans fil sont plus commodes pour les moyennes et grandes installations photovoltaïques.

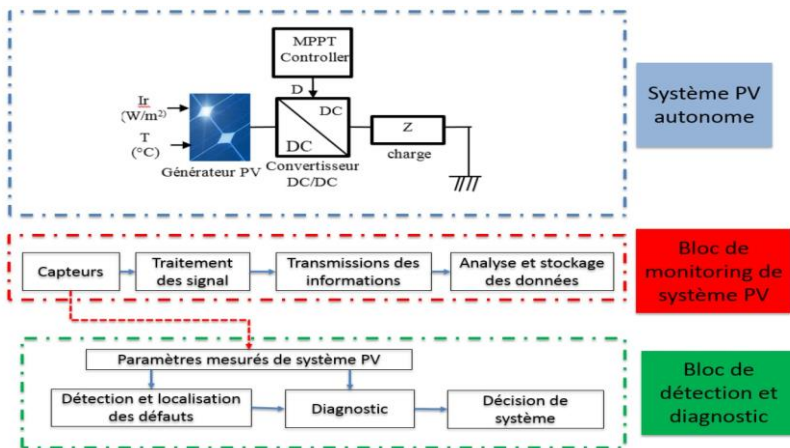


Fig. 5: Schéma global de détection et de diagnostic des défauts

Selon la figure 2, l'architecture du système diagnostic peut être divisée en trois niveaux,

Dans le premier niveau il y a les capteurs, qui sont les principaux composants pour parvenir à une base de données précise et fiable.

Le deuxième niveau est l'acquisition de données, qui inclut des mesures et de l'application prétraitement de signal mesuré (pré-processing). A ce niveau, matériel spécifique et un réseau la communication sont exigés.

Le troisième et dernier niveau est le plus flexible. Il consiste à la mise en oeuvre de techniques d'analyse qui conduit à évaluer et estimer les performances de ce système photovoltaïque.

5. METHODES DE DETECTION DE DEFAUTS LIES AUX SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES AUTONOMES

Récemment, des efforts ont été déployées afin de comprendre les défauts et les contraintes des systèmes PV, ce qui permet le développement de nouvelles techniques de détection de défauts. Ces techniques ont contribué à améliorer les performances des systèmes PV, ainsi que leur durée de vie. Comme le montre la figure 3, quelques-unes de ces méthodes sont abordées dans ce rapport.

5.1 Caractérisation électrique

5.1.1 Méthode indépendante des données climatiques

Ce type de méthodes ne demande pas de mesures des paramètres météorologiques pour la {détection et la classification de défaut, 'DCD'} [61]. Ces méthodes utilisent des appareils de mesure, tels que RLC-mètre et le générateur de signaux. Elles sont basées sur l'analyse de la réponse de système PV juste après l'injection de signal à traiter.

Parmi ces techniques, on peut citer la technique de mesure de la capacité de la terre qui a été proposée par Takashima *et al.*, (2006) afin de détecter la déconnexion d'un panneau PV de la branche [63].

Schirone *et al.*, (1994) ont développé la technique de réflectométrie de domaine temporel, qui consiste à prendre des mesures sur les caractéristiques électriques de la ligne de transmission pour repérer un point de panne, des défauts et le changement de l'impédance qui est due à la dégradation sans avoir recours aux données climatiques [64].

5.1.2 Mesure de tension/courant

Cette technique est basée sur les mesures des signaux électriques, qui sont la tension et le courant [65]. Hirata *et al.*, (2011) ont développé une fonction de diagnostic qui permet d'obtenir les courbes I (V) des PV modules de la même branche pour détecter automatiquement certaines défaillances. [19].

Kaplanis *et al.*, (2011) ont calculé de facteur de forme (FF), les résistances série et parallèle à partir de la courbe I (V) [64].

5.1.3 Comparaison des valeurs simulées et mesurées des signaux de sortie de système PV

Grâce à ce genre de technique, la comparaison entre les valeurs simulées et mesurées, des signaux de sortie du système PV, permet la détection de pannes {Chouder *et al.*, (2010), Silvestre *et al.*, (2013)} [66, 67]. Afin de déterminer la puissance de sortie souhaitée du système PV, et divers modèles prédictifs ont été testés.

En général, ces techniques aident à déterminer les seuils théoriques, pour lesquels la variation de puissance de sortie des systèmes ne dépasse pas, sinon le système est considéré défectueux.

5.1.4 Analyse des de perte de puissance

L'analyse des pertes de puissance dans le PV système revient à déterminer les pertes de puissance qui sont calculées en comparant les données mesurées aux résultats simulés. Chouder *et al.*, (2010), ont proposé une méthode de détection, de supervision et de défaut sur la base des analyses de pertes de puissance [67].

Silvestre *et al.*, (2013) ont utilisé les ratios de tension et de courant dans l'algorithme de détection de pannes et ce en mesurant les pertes capturées dans un système PV [66].

5.1.5 Technique d'intelligence artificielle

Cette technique est appliquée pour la DCD. Elle se base sur l'apprentissage qui permet des nouvelles conditions correspondant à un type de données particulier. (Schapire, 2008). Diverses techniques pour la DCD basées sur l'intelligence artificielle (IA) ont été citées dans la littérature.

Parmi ces articles, on peut citer, Shah *et al.*, (2016) ont traité les défauts liés à l'ombrage en utilisant l'algorithme de la logique floue, 'LF' [68]. Zhou *et al.*, (2015) avait présenté un contrôleur basé sur la logique floue, 'LF' pour atteindre le MPP [69]. Liu *et al.*, (2014) ont utilisé le réseau de neurones artificiel (ANN) les différents défauts liés au fonctionnement du champ PV [70].

5.1.6 Modèles basés sur la température et échange de chaleur

Cette technique est basée sur le fait, que les défauts qui apparaissent dans le générateur PV provoquent un changement de la température du module PV. Hu *et al.*, (2013) et Vergura *et al.*, (2012) ont modélisé les défauts physiques de différents types de cellules PV à l'aide de la méthode d'élément limité [71, 72]. Elle est basée sur le comportement thermique des cellules PV résultant de pannes électriques.

5.1.7 Surveillance des courants résiduels (SCR)

Les appareils de surveillance des courants résiduels écartent la différence entre le courant entrant et sortant de système PV à travers les conducteurs porteurs de courant {current carrying conductors (CCC)} positifs et négatifs.

Pour protéger le système PV contre les failles, la surveillance des courants résiduels, 'SCR' peut être installé pour chaque branche ou pour l'ensemble de l'installation PV [73, 74]. En considérant le courant de fuite des modules PV, la sensibilité de ce système de surveillance, SCR' doit être définie.

Il est recommandé que le réglage de courant différentiel, ' ΔI ' à qui un RCD signale un défaut à la terre doit être choisi selon l'équation suivante [75].

$$\Delta I \leq C_{SL} \times I_{fuite,max} \quad (6)$$

où $I_{fuite,max}$ est le courant de fuite maximal et C_{SL} est le facteur de pondération. Les valeurs de C_{SL} doivent être inférieures à (un) 01 pour éviter les fausses disjonctions causées par les erreurs de mesure ou les bruits externes.

5.1.8 Surveillance d'isolation

La technique prévient les défauts d'arc qui peuvent engendrer des incendies, donc de sérieux préjudices dans les installation PV. Grâce à des dispositifs de surveillance d'isolation de pointe (DMR), elle permet la mesure de la résistance entre la CCC et la terre.

DMR donne l'alarme une fois que la résistance est inférieure à la valeur prééglée (R_{fthre}) [6, 76]. DMRs sont utilisés pour détecter le défaut à la terre dans un système

lié à la terre en retirant le fusible de {ground fault detector/interrupter (GFDI)} au moment de la mesure.

Etant donné que la résistance d'isolement est en influencée par la température ambiante. Dans d'autres conditions, la valeur seuil pour un faux déclenchement (R_{fitre}) est suggéré dans [6] et est affecté comme suit,

$$R_{\text{fitre}} \leq C_{\text{SR}} \times R_{\text{isomin}} \quad (7)$$

où R_{isomin} est la résistance d'isolement minimale et C_{SR} est le multiplicateur, semblable à C_{SL} dans (1). La valeur de C_{SR} devrait être inférieure à 1, pour éviter les fausses disjonctions.

5.1.9 Détection de défauts de la mise de la terre

Un défaut à la terre est un court-circuit entre un conducteur et la terre ou un élément conducteur mis à la terre. Il génère un courant appelé homopolaire circulant par erreur du conducteur vers la terre [73, 77].

Il peut être monophasé ou triphasé. C'est peut être la cause de l'incendie au niveau de l'installation PV, donc il est indispensable de détecter ce genre d'anomalies. A cet effet, Flicker *et al.*, (2016) ont analysé les défauts de la mise de la terre dans les installations PV et l'efficacité du fusible; le détecteur de courant résiduel / supervision d'isolation; l'isolation monitor et les équipements de protection de défaut de la terre par simulation et des tests expérimentaux pour réduire au minimum les éventuels et indésirables disjonctions tout en maximisant la détection de défaut du photovoltaïque [76].

5.2 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première étape dans la détection des défauts. Cette étape est décisive pour définir les types de test à appliquer sur le module PV afin d'évaluer son état. Dans le but de réaliser une bonne analyse des données résultantes, cette inspection doit être effectuée dans des conditions qui répondent à la norme IEC61215 [78].

Afin de bien identifier le défaut, ce dernier doit être inspecter sous différents angles. Une procédure d'inspection visuelle détaillée pour l'opération et de la maintenance des systèmes PV est mentionnée par Haney *et al.*, (2013) [78].

5.3 Imagerie infra-rouge/thermique

L'imagerie IR/thermique est une autre méthode très répandue pour le diagnostic de panne PV. Cette méthode est basée sur le concept de génération de chaleur localisée à cause des mauvais contacts, short circuits, etc.... Dans une série connectée des cellules PV, certaines cellules qui génèrent moins de courant par rapport à d'autres cellules deviennent inversées, biaisées et agissent comme résistance et dissipent par effet de Joule la chaleur.

5.4 Inspection par ultrasons

Ceci méthode est non destructive. Elle consiste à capter des ondes ultrasoniques, qui portent à plus de 20 kHz, afin de les analyser et les interpréter. Grâce à cette technique, le module PV subit un balayage afin de détecter des fissures des cellules qui peuvent se produire durant le processus de fabrication ou lors de l'exploitation de module PV.

5.5 Thermographie infrarouge

La thermographie infrarouge {Lock-in thermography (LIT)} permet l'inspection de panneaux PV afin d'optimiser le rendement de l'installation en détectant d'éventuels

défauts tels que : les points chauds (hot spots), défauts au niveau de la boîte de jonction (induisant des échauffements), dégradation de module PV, etc...

Straube *et al.*, (2011) ont montré expérimentalement qu'il est possible d'obtenir des images de lock-in thermographie d'une couche active à travers une couche de verre de 3 mm qui est essentiellement opaque au rayonnement infrarouge [79].

Dans le but d'évaluer les performances de la cellule PV, Breitenstein *et al.*, (2016) ont effectué une étude comparative entre la méthode appelée 'Elba' qui repose sur l'injection dépendant de photoluminescence (PL) et la méthode appelée 'Local I-V', qui est issue de la technique de blocage sombre de la thermographie (DLIT) sur une cellule solaire [80].

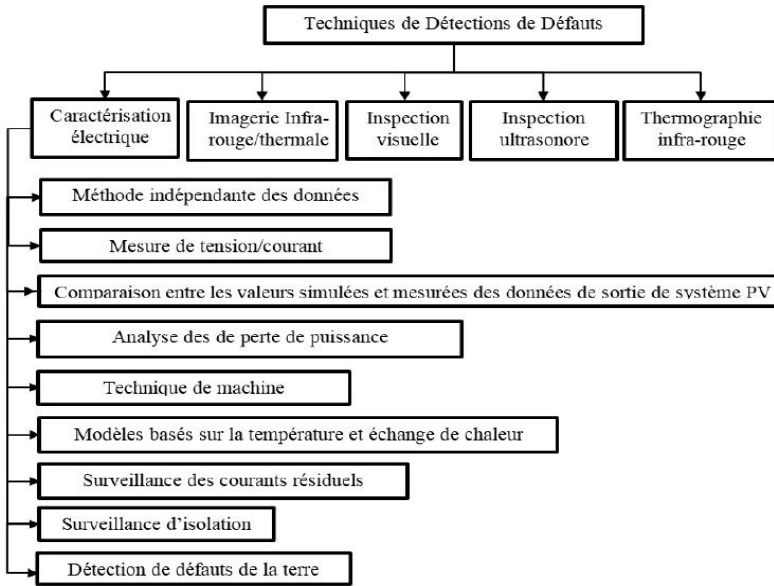


Fig. 6: Techniques de détection de défauts pour les systèmes PV autonomes

6. CONCLUSION

Ce travail consiste à faire une recherche bibliographique sur les performances des générateurs photovoltaïques autonomes. Cette étude traite les différents types de contraintes qui peuvent se produire aux différents étages de système photovoltaïque.

La seconde partie de l'étude de l'état de l'art est dédiée à la description de l'architecture des systèmes diagnostiqués en mettant l'accent sur les systèmes d'acquisition de données, des capteurs et les différentes méthodes de détection de défaut.

Parmi les techniques proposées dans la littérature, on a cité les techniques les plus répandues et on a décrit leurs principes d'application sur l'analyse de la caractéristique statistique $I-V$ afin d'évaluer les performances des systèmes photovoltaïques sous différentes conditions.

L'étude de ces différentes méthodes de diagnostic a été effectuée dans le but de sélectionner la technique qui peut être la plus appropriée pour étudier la caractéristique $I-V$. Cette méthode permettra d'établir une base de données des différents comportements du champ photovoltaïque, ce qui définira sa performance dans la détection de défauts.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Power FS, '*Global Market Outlook*' 2016.
- [2] A. Triki-lahiani, A.B. Abdelghani and I. Slama-belkhodja, '*Fault Detection and Monitoring Systems for Photovoltaic Installations: A Review*', *Renewable Sustainable Energy Review*, pp. 0-1, 2017. doi:10.1016/j.rser.2017.09.101.
- [3] L. Bun, '*Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque*', L. Bun To Cite this Version: Hal-Id, Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV 2012.
- [4] F.P. Baumgartner, O. Maier, D. Schär, D. Sanchez and P. Toggweiler, '*Survey of Operation and Maintenance Costs of PV Plants in Switzerland*', 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 1583 - 1586, 2015.
- [5] G.T. Klise, R.R. Hill, C.J. Hamman, P.H. Kobos, V. Gupta and B.B. Yang, '*PV Reliability Operations and Maintenance*', PVrom, Database Initiative: 2014, Progress Report 2014.
- [6] G. Ball, B. Brooks, J. Johnson, A. Rosenthal, M. Albers and T. Zgonena, '*Inverter Ground- Fault Detection 'Blind Spot' and Mitigation Methods*', Prepared by Solar America Board for Codes and Standards, Non disponible.
- [7] D.L. King, M.A. Quintana, J.A. Kratochvil, D.E. Ellibee and B.R. Hansen, '*Photovoltaic Module Performance and Durability Following Long-term Field Exposure 2000:241–56*.'
- [8] J.D. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, C.A. Ramos-Paja and P. de Minas, '*Photovoltaic modules diagnostic: an overview*' 39th Annual Conference IEEE Ind. Electron Society, Vol. 1, pp. 96 – 101, 2013.
- [9] H. Werner and U. Rau, '*Reciprocity Between Electroluminescence and Quantum Efficiency Used for the Characterization of Silicon Solar Cells*', pp. 394 - 402, 2009. doi:10.1002/pip.
- [10] S. Manzano, R. Peña-Ortiz, D. Guevara and A. Ríos, '*An Overview of Remote Monitoring PV Systems, Acquisition, Storages, Processing and Publication of Real-Time Data Based on Cloud Computing*', 2014. <https://www.researchgate.net/publication/306105399>.
- [11] C. Huang, Y. Lian and H. Tsai, '*Design for Microcontroller-Based Photovoltaic Monitoring System*', N.D.
- [12] G. Chimento, '*Reliability Improvement of Photovoltaic Power Conversion*', pp. 1 - 6, 2002.
- [13] J. Han, J.D. Jeong, I. Lee and S.H. Kim, '*Low-Cost Monitoring of Photovoltaic Systems at Panel Level in Residential Homes Based on Power Line Communication*', *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, pp. 425 - 441, 2017.
- [14] I. Cristaldi, G. Leone and S. Vergura, '*Performance Index of Photovoltaic Fields for Diagnostic Purposes*', pp. 1 - 6, non disponible.
- [15] S.R. Madeti and S.N. Singh, '*A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system*', *Solar Energy*, Vol. 158, pp. 161 - 185, 2017. doi:10.1016/j.solener.2017.08.069.

- [16] A. Mellit, G.M. Tina and S.A. Kalogirou, 'Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: a review', *Renewable Sustainable Energy Review*, Vol. 91, pp. 1 - 17, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.062.
- [17] S. Lu, B.T. Phung and D. Zhang, 'A comprehensive review on DC arc faults and their diagnosis methods in photovoltaic systems', *Renewable Sustainable Energy Review*, Vol. 89, pp. 88 - 98, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.010.
- [18] E. Garoudja, F. Harrou, Y. Sun, K. Kara, A. Chouder and S. Silvestre, 'Statistical fault detection in photovoltaic systems', *Solar Energy*, Vol. 150, pp. 485 - 499, 2017. doi:10.1016/j.solener.2017.04.043.
- [19] Hirata Y, Noro S, Aoki T, Miyazawa S. Diagnosis Photovoltaic Failure by Simple Function Method to Acquire I - V Curve of Photovoltaic Modules String 2011:10-3.
- [20] Çak B. A novel voltage-current characteristic based global maximum power point tracking algorithm in photovoltaic systems 2016;112. doi:10.1016/j.energy.2016.05.121.
- [21] Aouchiche N, Becherif M, HadjArab A, Aitcheikh MS, Ramadan HS, Cheknane A. Dynamic Performance Comparison for MPPT-PV Systems using Hybrid Pspice/Matlab Simulation. *Int J Emerg Electr Power Syst* 2016;17:529-39. doi:10.1515/ijeeeps-2016-0074.
- [22] Daraban S, Petreus D, Morel C. A novel MPPT (maximum power point tracking) algorithm based on a modified genetic algorithm specialized on tracking the global maximum power point in photovoltaic systems affected by partial shading. *Energy* 2014;74:374-88. doi:10.1016/j.energy.2014.07.001.
- [23] N. Bizon, 'Global Extremum Seeking Control of the power generated by a Photovoltaic Array under Partially Shaded Conditions', *Energy Conversion Management*, Vol. 109, pp. 71 - 85, 2016. doi:10.1016/j.enconman.2015.11.046.
- [24] R.A. Silva and M.C. Brito, 'Impact of network layout and time resolution on spatio-temporal solar forecasting', *Solar Energy*, Vol. 163, pp. 329 - 337, 2018. doi:10.1016/j.solener.2018.01.095.
- [25] Nespoli L, Medici V. An unsupervised method for estimating the global horizontal irradiance from photovoltaic power measurements. *Sol Energy* 2017;158:701-10. doi:10.1016/j.solener.2017.10.039.
- [26] Sobri S, Koohi-kamali S, Rahim NA. Solar photovoltaic generation forecasting methods : A review Number of Day. *Energy Convers Manag* 2018;156:459-97. doi:10.1016/j.enconman.2017.11.019.
- [27] Ventura C, Tina GM. Utility scale photovoltaic plant indices and models for on-line monitoring and fault detection purposes. *Electr Power Syst Res* 2016;136:43-56. doi:10.1016/j.epsr.2016.02.006.
- [28] Livera A, Theristis M, Makrides G, Georghiou GE. On-line Failure Diagnosis of Grid-Connected Photovoltaic Systems based on Fuzzy Logic n.d.
- [29] M. Davarifar, A. Rabhi and M. Dahmane, 'Real-time Model base Fault Diagnosis of PV Panels Using Statistical Signal Processing', pp. 20 - 23, 2013.

- [30] M. Dhimish, S. Member, V. Holmes and M. Dales, 'GCPV-VIS', For Detecting Photovoltaic Failure n.d.
- [31] E. Garoudja, F. Harrou, Y. Sun, K. Kara and A. Chouder, 'A statistical-based approach for fault detection and diagnosis in a photovoltaic system', pp. 75 - 80, 2017.
- [32] S. Vyas, 'Statistical Identification and Classification of Potential Islanding Precursors in a Grid-Connected Solar Photo Voltaic System', non disponible.
- [33] A. Mellit and S.A. Kalogirou, 'MPPT-based artificial intelligence techniques for photovoltaic systems and its implementation into field programmable gate array chips: Review of current status and future perspectives', Energy, Vol. 70, pp. 1 - 21, 2014. doi:10.1016/j.energy.2014.03.102.
- [34] Y. Liu, X. Zhu and J. Yang, 'Fault diagnosis of PV array based on optimised BP neural network by improved adaptive genetic algorithm', pp. 19-20, 2017. doi:10.1049/joe.2017.0567.
- [35] L.L. Jiang and D.L. Maskell, 'Automatic Fault Detection and Diagnosis for Photovoltaic Systems using Combined Artificial Neural Network and Analytical Based Methods', International Joint Conference on Neural, 2015.
- [36] S. Laamami, M. Benhamed, L. Sbita, 'Artificial Neural Network- based Fault Detection and Classification for Photovoltaic System', 2017.
- [37] N. Aouchiche, M.S. Ait Cheikh, M. Becherif, M.A. Ebrahim and A. Hadj Arab, 'Fuzzy Logic Approach Based Mppt for the Dynamic Performance Improvement for PV Systems', The 5th International Conference on Electrical Engineering, ICEE-B, Boumerdes, Algeria, October 29-31, 2017.
- [38] Y.T. Chen, Y.C. Jhang and R.H. Liang, 'A fuzzy-logic based auto-scaling variable step-size MPPT method for PV systems', Solar Energy, Vol. 126, pp. 53 - 63. doi:10.1016/j.solener.2016.01.007.
- [39] M. Balato and M. Vitelli, 'A new control strategy for the optimization of Distributed MPPT in PV applications', International Journal of Power Energy System, Vol. 62, pp. 763 - 773, 2014. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.032.
- [40] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, MF Almi and S. Boulouma, 'Advanced fuzzy MPPT controller for a stand-alone PV system', Energy Procedia, Vol. 50, pp. 383 - 392, 2014. doi:10.1016/j.egypro.2014.06.046.
- [41] Rajesh R, Mabel MC. Efficiency analysis of a multi-fuzzy logic controller for the determination of operating points in a PV system. Sol Energy 2014;99:77–87. doi:10.1016/j.solener.2013.10.036.
- [42] Zheng Y, Wang W, Chen W, Li Q. Research on MPPT of photovoltaic system based on PSO under partial shading condition. Chinese Control Conf. CCC, vol. 2016–August, 2016, p. 8654–9. doi:10.1109/ChiCC.2016.7554738.
- [43] A.A. Bayod-Rújula and J.A. Cebollero-Abián, 'A novel MPPT method for PV systems with irradiance measurement', Solar Energy, Vol. 109, pp. 95 - 104, 2014. doi:10.1016/j.solener.2014.08.017.
- [44] Ahmed J, Salam Z. A Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV system using Cuckoo Search with partial shading capability. Appl Energy 2014;119:118–30. doi:10.1016/j.apenergy.2013.12.062.

- [45] Y. Soufi, M. Bechouat and S. Kahla, 'Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system', *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 1 - 9, 2016. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.07.212.
- [46] J. Shi, W. Zhang, Y. Zhang, F. Xue and T. Yang, 'MPPT for PV systems based on a dormant PSO algorithm', *Electrical Power System Research*, Vol. 123, pp. 100 - 107, 2015. doi:10.1016/j.epsr.2015.02.001.
- [48] A.S. Benyoucef, A. Chouder, K. Kara, S. Silvestre and O.A. Sahed, 'Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions'. *Applied Soft Computing*, Vol. 32, C, pp. 38 - 48, 2015. doi:10.1016/j.asoc.2015.03.047.
- [49] G. Cibira, 'Relations among photovoltaic cell electrical parameters', *Applied Surface Science*, 2018. doi:10.1016/j.apsusc.2018.05.194.
- [50] D. Oliva, M. Abd. El. Aziz and A. Ella, 'Parameter estimation of photovoltaic cells using an improved chaotic whale optimization algorithm'. *Applied Energy*, Vol. 200, pp. 141 - 154, 2017. doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.029.
- [51] Z. Wu, D. Yu and X. Kang, 'Parameter identification of photovoltaic cell model based on improved', Vol. 151, pp. 107 - 115, 2017. doi:10.1016/j.enconman.2017.08.088.
- [52] C. Huang and L. Wang, 'Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules', *Energy Conversion and Management*, Vol. 165, pp. 236 - 243, 2018. doi:10.1016/j.enconman.2018.03.056.
- [53] D. De, D.E. Grenoble et L. Bun, 'Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV', 2011.
- [54] M. Cândida, C. de Oliveira, A. Sonia, A. Diniz, M. Viana and V. de Freitas, 'The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: a review', *Renewable Sustainable Energy Review*, pp. 1 - 19, 2017. doi:10.1016/j.rser.2017.06.039.
- [55] A. Kobi, CMF Ke, PA Ndiaye and V. Sambou, 'Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review', *Solar Energy*, Vol. 96, pp. 140 - 151, 2013. doi:10.1016/j.solener.2013.07.005.
- [56] V. Sharma and S.S. Chandel, 'Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: a review', *Renewable Sustainable Energy Review*, Vol. 27, pp. 753 - 767, 2013. doi:10.1016/j.rser.2013.07.046.
- [57] G. Illya, V. Handara, L. Yujing, R. Shivakumar and A. Suriadi, 'Backsheet Degradation under Salt Damp Heat Environments - Enabling Novel and Innovative Solar Photovoltaic Systems Design for Tropical Regions and Sea Close Areas', *Procedia Engineering*, Vol. 139, pp. 7 - 14, 2016. doi:10.1016/j.proeng.2015.09.233.
- [58] IEA - PVPS, 'Review of Failures of Photovoltaic Modules', 2014.
- [59] S. Hachour, 'Approche décentralisée pour la détection et la localisation de défauts dans une ferme photovoltaïque', *Projet de Stage*, 2011.
- [60] A. Pat, 'Automatique', R. Khenfer, 2015.
- [61] C. Ventura and G. Marco, 'Development of models for on-line diagnostic and energy assessment analysis of PV power plants : the study case of 1 MW Sicilian

- PV plant*', Energy Procedia, Vol. 83, pp. 248 - 257, 2015. doi:10.1016/j.egypro.2015.12.179.
- [62] E. Garoudja, A. Chouder, K. Kara and S. Silvestre, '*An enhanced machine learning based approach for failures detection and diagnosis of PV systems*', Energy Conversion and Management, Vol. 151, pp. 496 - 513, 2017. doi:10.1016/j.enconman.2017.09.019.
- [63] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato and M. Ishida, '*Experimental studies of fault location in PV module strings*', Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 93, pp. 1079 - 1082, 2009. doi:10.1016/j.solmat.2008.11.060.
- [64] I. Tro, '*Fault Detection in a Photovoltaic Plant by Time Domain Reflectometry*', Vol. 2, pp. 35 - 44, 1994.
- [65] F. Lin, Y. Hung, J. Hwang and M. Tsai, '*Fault-Tolerant Control of a Six-Phase Motor Drive System Using a Takagi – Sugeno – Kang Type*', Vol. 28, pp. 3557 - 3772, 2013.
- [66] S. Silvestre, A. Chouder and E. Karatepe, '*Automatic fault detection in grid connected PV systems*', Solar Energy, Vol. 94, pp. 119 - 127, 2013. doi:10.1016/j.solener.2013.05.001.
- [67] A. Chouder and S. Silvestre, '*Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis*', Energy Conversion Management, Vol. 51, pp. 1929 - 1937, 2010. doi:10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- [68] N. Shah and C. Rajagopalan, '*Experimental evaluation of a partially shaded photovoltaic system with a fuzzy logic-based peak power tracking control strategy*', I.E.T., Renewable Power Generation, pp. 1 - 10, 2015. doi:10.1049/iet-rpg.2015.0098.
- [69] T. Zhou and W. Sun, '*Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow*', International Journal of Electric Power Energy System, Vol. 66, pp. 227 - 234, 2015. doi:10.1016/j.ijepes.2014.10.030.
- [70] Y. Liu, M. Li, X. Ji, X. Luo, M. Wang and Y. Zhang, '*A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems*', Energy and Conversion Management, Vol. 85, pp. 809 - 816, 2014. doi:10.1016/j.enconman.2014.01.049.
- [71] S. Vergura, G. Acciani and O. Falcone, '*A Finite-Element Approach to Analyze the Thermal Effect of Defects on Silicon-Based PV Cells*', Energies, Vol. 59, pp. 3860 - 3867, 2012.
- [72] Y. Hu, Y. Yang, Y. Ning Y, C. Wang and Z. Tong, '*Facile preparation of artemisia argyi oil-loaded antibacterial microcapsules by hydroxyapatite-stabilized Pickering emulsion templating*', Colloids Surfaces B Biointerfaces, Vol. 112, pp. 96 - 102, 2013. doi:10.1016/j.colsurfb.2013.08.002.
- [73] J. Flicker, '*Analysis of Fuses for 'Blind Spot' Ground Fault Detection*', in Photovoltaic Power Systems J. Flicker Solar America Board for Codes and Standards 2013.
- [74] Systems, '*Solar America Board for Codes and Standards*', 2012.
- [75] J.C. Hern and P.G. Vidal, '*Guidelines for Protection Against Electric Shock in PV Generators*', Vol. 24, pp. 274 - 282, 2009.

- [76] J. Flicker and J. Johnson, '*Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation*', *Solar Energy*, 140, pp. 34 - 50, 2016. doi:10.1016/j.solener.2016.10.017.
- [77] D.S. Pillai and N.A. Rajasekar, '*Comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems*', *Renewable Sustainable Energy Review*, Vol. 91, pp. 18-40, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.082.
- [78] Internationale Norme International Standard, 2005.
- [79] H.A. Straube and O. Breitenstein, '*Solar Energy Materials & Solar Cells Infrared lock-in thermography through glass substrates*', *Solar Energy Materials Solar Cells*, Vol. 95, pp. 2768 - 2771. 2011, doi:10.1016/j.solmat.2011.05.017.
- [80] O. Breitenstein, F. Fruhaut and A. Teal, '*An Improved Method to Measure the Point Spread Function of Cameras Used for Electro- and Photoluminescence Imaging of Silicon Solar Cells*', *IEEE Journal of Photovoltaic*, Vol. 6, N°2, pp. 522 - 527, 2016.