

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DJILLALI LIABBES DE SIDI BEL ABBES



Faculté de Génie Electrique
Département d'Electrotechnique

THÈSE

Présenté par :

Mansouri Mohammed Mokhtar

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Intitulé de la thèse :

**Technique de monitoring des performances
photovoltaïques avec diagnostic et élimination
des défauts.**

Présenté devant le jury composé de :

Pr FELLAH Mohammed Karim	Prof	Président	UDL SBA
Pr HADJERI Samir	Prof	Directeur de thèse	UDL SBA
Pr ZIDI Sid Ahmed	Prof	Examineur	UDL SBA
Pr KHATIR Mohamed	Prof	Examineur	UDL SBA
Pr ALLALI Ahmed	Prof	Examineur	USTO MB Oran
Pr BRAHAMI Mostefa	Prof	Invité	UDL SBA

Soutenu le : 15/12/2022

Année universitaire : 2022/2023

Dédicace

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles. Ta prière et ta Bénédiction m'ont été d'un grand secours tout au long de ma vie. Je n'espère ne jamais te décevoir, ni trahir ta confiance et tes sacrifices.

*Puisse Dieu tout puissant, te préserver et t'accorder santé,
longue vie et Bonheur*

A mon très cher père

Tu as été et tu seras toujours un exemple pour moi par tes qualités humaines, ta persévérance et perfectionnisme. En témoignage de brut d'années de sacrifices, de sollicitudes, d'encouragement et de prières. Pourriez-vous trouver dans ce travail le fruit de toutes vos peines et tous de vos efforts. En ce jour, j'espère réaliser l'un de tes rêves. Aucune dédicace ne saurait exprimer mes respects, ma reconnaissance et mon profond amour. Puisse Dieu vous préserver et vous procurer santé et bonheur.

A mes chères sœurs

qui n'ont pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

A mes chers neveux

Amîna, Abdel Ghafour et Sondosse.

Remerciement

En tout premier lieu, je remercie le bon Dieu, tout puissant, de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés. Il a exaucé ma prière et mon permis de mener à bien ce travail. Pour avoir bien voulu juger ce travail. Au nom du dieu le clément et le miséricordieux louange à ALLAH le tout puissant.

Je tiens à remercier mon directeur de thèse, professeur Hadjeri Samir le doyen de la faculté de génie électrique de l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbés, pour la confiance qu'il m'a accordée en acceptant d'encadrer ce travail doctoral, pour ses multiples conseils et pour toutes les heures qu'il a consacrées à diriger cette recherche. J'aimerais également lui dire à quel point j'ai apprécié sa grande disponibilité et son respect sans faille des délais serrés de relecture des documents que je lui ai adressés. Enfin, j'ai été extrêmement sensible à ses qualités humaines d'écoute et de compréhension tout au long de ce travail doctoral.

Je tiens à exprimer mes remerciements Professeur Mostéfa Brahami Professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbés pour m'avoir accueilli au laboratoire ICEPS dont il est le directeur. Je le remercie plus particulièrement pour sa disponibilité, ses conseils, aussi bien scientifiques que personnels. Je tiens ici à lui témoigner mon respect et mon amitié.

Je remercie les membres du jury pour leur présence, pour leur lecture attentive de ma thèse ainsi que pour les remarques qu'ils m'adresseront lors de cette soutenance afin d'améliorer mon travail.

Le travail de cette thèse a été effectué au sein du laboratoire ICEPS (Intelligent Control and Electrical Power Systems), rattaché à la faculté de génie électrique de l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbés.

Tables des Matières

Dédicace.....	I
Remerciement.....	II
Tables des Matières.....	1
Liste des figures.....	4
Liste des Tableaux.....	6
Nomenclature.....	7
INTRODUCTION GENERALE.....	9
CHAPITRE 1_Introduction aux systèmes PV.....	13
1.1. Introduction.....	14
1.2. La conversion photovoltaïque.....	14
1.2.1. Théorie de la cellule solaire :.....	14
1.2.2. Modèle d'une cellule PV :.....	15
1.2.3. Modélisation des courbes théoriques des cellules solaires :.....	16
1.2.4. Les différentes filières photovoltaïques :.....	18
1.2.5. Module photovoltaïque :.....	20
1.3. Rendement de la chaîne de conversion:.....	23
1.4. Le système de conversion.....	23
1.4.1. Convertisseurs statiques DC/DC :.....	23
1.4.2. Fonctionnement du MPPT.....	28
1.4.3. Convertisseur continu- alternatif DC/AC.....	29
1.5. Les topologies des systèmes PV.....	30
1.5.1. Topologie centrale.....	30
1.5.2. Topologie modulaire (module AC).....	31
1.6. Configurations des systèmes photovoltaïques :.....	31
1.6.1. Systèmes PV autonomes :.....	32
1.6.2. Systèmes PV connectés au réseau :.....	32
1.7. Rentabilité et performances des systèmes photovoltaïques :.....	32
1.8. Conclusion :.....	33
CHAPITRE 2_PERFORMANCE DES SYSTEMES PV.....	34
2.1. Introduction.....	35
2.2. Productivité d'un système photovoltaïque.....	35
2.2.1 Températures de fonctionnement élevées.....	37
2.2.2 Capture non optimale de l'ensoleillement.....	39
2.2.3 Extraction non optimale de la puissance produite par le champ.....	42
2.2.4 Vieillessement des panneaux.....	42
2.2.5 Pertes par Mis Match et diodes de blocage ou de dérivation.....	42

2.2.6	Défauts/défaillances et rendement PV	43
2.3.	Résultats de l'analyse des faibles rendements:.....	44
2.5.	Conclusion.....	49
CHAPITRE 3 LE MONITORING DES SYSTEMES PV		38
3.1.	Introduction	51
3.2.	Système de monitoring.....	51
3.2.1	Estimation du rapport de performance efficace pour les modules PV :	52
3.3.	Principaux éléments d'un système de monitoring des plantes PV	53
3.4.	Topologie des systèmes de monitoring : Différents niveaux de surveillance.....	54
3.5.	Construction des systèmes de monitoring	55
3.5.1	Systèmes de surveillance des installations photovoltaïques spécifiques au commerce	55
3.5.2	Systèmes d'acquisition de données industriels à usage général	56
3.5.3	Systèmes de surveillance de conception personnalisée.....	57
3.6.	Communication dans les systèmes de monitoring :	57
3.6.1	Hierarchie des communications	58
3.7.	Exigences d'un système de surveillance d'installations photovoltaïques :.....	58
3.8.	Architecture d'un système de monitoring	59
3.9.	Enquête sur les méthodes de suivi des performances.....	60
3.9.1	Système d'acquisition de données.....	60
3.9.2	Comparaison de différents systèmes de surveillance	62
3.10.	Analyse d'impact des systèmes de monitoring :	65
3.10.1	Bilan économique	65
3.10.2	Impact environnemental.....	66
3.11.	Problématique liée à un système de monitoring.....	66
3.12.	Conclusion.....	66
CHAPITRE 4 LES DEFAUTS ET PERFORMANCE PV ET METHODES DE DETECTION ET D'ATTENUATION.....		66
4.1.	Introduction	69
4.2.	Configuration typique du panneau PV et défauts associés :.....	70
4.2.1.	Systèmes PV typiques :.....	70
4.2.2.	Dispositifs de protection dans les panneaux photovoltaïques	71
4.2.3.	Effets MPPT sur la détection des défauts	71
4.3.	Défauts dans les panneaux photovoltaïques et défis de détection :	73
4.3.1.	Défaut de court-circuit :	73
4.3.2.	Défaut de circuit-ouvert	78
4.3.3.	Défaut d'Ombrage	79
4.3.4.	Défauts d'arc photovoltaïque.....	80
4.4.	Examen des travaux précédents sur la détection de défauts dans le côté DC des systèmes PV	83

4.4.1.	Mesure de la différence directe (Direct Difference Measurement (DDM)) entre le courant, la tension ou la puissance attendue et mesurée:	83
4.4.2.	Mesure de comparaison de chaînes adjacentes (Adjacent String Comparison Measurement Techniques (ACMTs)):	84
4.4.3.	Techniques d'analyse de la puissance et de la perte d'énergie (Power, Energy Loss Analysis (PELA) Techniques):	84
4.4.4.	Techniques d'apprentissage automatique (Machine-Learning Techniques (MLTs)) en apprenant des données I – V:	84
4.4.5.	Échange de chaleur et modèles basés sur la température (Heat Exchange and Temperature-Based Models (HETMs):	84
4.4.6.	Méthode d'injection externe (External Injection Method (EIM)):	85
4.5.	Technologies de localisation des défauts.....	85
4.6.	Conclusion.....	86
CHAPITRE 5 REALISATION DU SYSTEME DU MONITORING		88
5.1.	Introduction	89
5.2.	Système de monitoring proposé	89
5.3.	Systèmes photovoltaïques et défauts :.....	90
5.4.	Méthodologie de monitoring :.....	91
5.5.	Simulation du modèle :.....	97
5.5.1.	Test du modèle du système isolé :	97
5.5.2.	Test du modèle du système à plusieurs branches connectées au réseau :.....	99
5.5.3.	Essai de modèle sur un nouveau système connecté au réseau :	104
5.6.	Prototype du système:.....	106
5.6.1.	Monitoring du système PV équipé d'un générateur de 135 W :	108
5.6.2.	Monitoring du système PV équipé d'un générateur de 90 W :	110
5.6.3.	Monitoring du système PV raccordé au réseau :.....	113
5.7.	Conclusion :.....	117
CONCLUSION GENERALE.....		118
BIBLIOGRAPHIE		122
ANNEXE		137
ملخص:.....		151
Résumé:		151
Abstract:.....		151

Liste des figures

FIGURE 1. 1 LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	14
FIGURE 1. 2 CIRCUIT EQUIVALENT D'UNE CELLULE SOLAIRE BASE SUR UNE SOURCE DE COURANT ET UNE DIODE, AVEC DES PERTES REPRESENTÉES PAR UNE RESISTANCE SERIE ET UNE RESISTANCE PARALLELE (MODELE A UNE DIODE).....	15
FIGURE 1. 3 LES COURBES I-V ET P-V THEORIQUES D'UNE CELLULE SOLAIRE PV.....	17
FIGURE 1. 4 IMPACT : (A) DE G ET (B) DE T SUR LA CARACTERISTIQUE P(V).	17
FIGURE 1. 5 LES CELLULES SOLAIRES DE LA PREMIERE GENERATION.....	18
FIGURE 1. 6 LES CELLULES SOLAIRES DE LA DEUXIEME GENERATION.....	19
FIGURE 1. 7 LES CELLULES SOLAIRES DE LA TROISIEME GENERATION.	19
FIGURE 1. 8 EVOLUTION DES RENDEMENTS DES CELLULES DE DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE 1975 A 2020.....	20
FIGURE 1. 9 MISE EN SERIE DE CELLULES PV DANS LE MODULE AVEC LES DEUX DIODES BY-PASS.	21
FIGURE 1. 10 MODELE MISE A L'ECHELLE DE LA COURBE I-V D'UNE CELLULE SOLAIRE A UN GENERATEUR PV (NP : NOMBRE DE CELLULE EN PARALLELE, NS : NOMBRE DE CELLULE EN SERIE)	22
FIGURE 1. 11 HACHEUR DEVOLTEUR	24
FIGURE 1. 12 (A) TENSION ET (B) COURANT DE L'INDUCTANCE DU HACHEUR DEVOLTEUR.....	24
FIGURE 1. 13 HACHEUR SURVOLTEUR	25
FIGURE 1. 14 (A) TENSION ET (B) COURANT DE L'INDUCTANCE DU HACHEUR SURVOLTEUR.....	26
FIGURE 1. 15 HACHEUR DEVOLTEUR-SURVOLTEUR.....	27
FIGURE 1. 16 (A) TENSION ET (B) COURANT DE L'INDUCTANCE DU HACHEUR DEVOLTEUR-SURVOLTEUR.....	27
FIGURE 1. 17 PRINCIPE DU MPPT.....	28
FIGURE 1. 18 LES TOPOLOGIES DES SYSTEMES PV : (A) TOPOLOGIE CENTRALE, (B) TOPOLOGIE MODULAIRE.....	30
FIGURE 2. 1 RENDEMENT AUX DIFFERENTS ETAGES DE LA CHAINE DE CONVERSION D'ENERGIE D'UN SYSTEME PV	36
FIGURE 2. 2 RESULTATS ANNUELS DE PERFORMANCE D'UN SYSTEME PV DE 3,3 MWC A SERRE, EN ITALIE, EN TERMES DE RENDEMENT ENERGETIQUE FINAL (Y_F), DE PERTES DE CAPTURE (L_C) ET DE PERTES DE SYSTEME (L_S).	37
FIGURE 2. 3 CARACTERISTIQUE IV D'UN MODULE PV EN SILICIUM CRISTALLIN TYPIQUE EN FONCTION DE L'IRRADIANCE G ET DE LA TEMPERATURE. T_A DESIGNÉ LA TEMPERATURE AMBIANTE ET T_C LA TEMPERATURE DES CELLULES SOLAIRES	38
FIGURE 2. 4 ANGLE ZENITHAL, PENTE, AZIMUT DE SURFACE POUR UNE SURFACE INCLINEE.	39
FIGURE 2. 5 COURBES SIMULEES DU RAYONNEMENT SOLAIRE DANS LES DIRECTIONS SUIVANTES (1): EST; (2) : SUD-EST; (3): SUD; (4): SUD-OUEST; (5): OUEST; JOUR: 21/06/96.....	40
FIGURE 2. 6 COMPARAISON DE L'ENERGIE RECUEILLIE PAR UN PANNEAU A UNE INCLINAISON FIXE EGALE A L'ANGLE DE LATITUDE ET AVEC UN SUIVI SUR DEUX AXES.	41
FIGURE 2. 7 CARACTERISTIQUE I V D'UNE CHAINE EN SERIE, AVEC QUATRE CELLULES ECLAIREES ET UNE CELLULE OMBREE. (A) QUATRE CELLULES ECLAIREES. (B) UNE CELLULE OMBREE AVEC UNE DIODE DE DERIVATION. (C) QUATRE CELLULES ECLAIREES ET UNE CELLULE	

OMBREE, PAS DE DIODE. (D) QUATRE CELLULES ECLAIREES ET UNE CELLULE OMBREE, AVEC UNE DIODE DE DERIVATION A TRAVERS LA CELLULE OMBREE.	43
FIGURE 2. 8 EVOLUTION DES INDICES DE PERFORMANCE ANNUELS DES 177 SYSTEMES PV RESIDENTIELS INSTALLES POUR LE « 1000-ROOFS PHOTOVOLTAIC PROGRAMME » EN ALLEMAGNE ENTRE 1991 – 1994 [44]	44
FIGURE 2. 9 CARACTERISTIQUE I-V D'UN MODULE SOUS OMBRAGE.	45
FIGURE 2. 10 REPARTITION DES RATIOS DE PERFORMANCE ANNUELS DE 309 SYSTEMES PV CONNECTES AU RESEAU (993 ENSEMBLES DE DONNEES ANNUELS) FONCTIONNANT DANS 14 PAYS DE 1989 A 2002.....	48
FIGURE 3. 1 DISPOSITION GENERALE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....	51
FIGURE 3. 2 DIFFERENTS NIVEAUX DE SURVEILLANCE	54
FIGURE 3. 3 HIERARCHIE DES COMMUNICATIONS.....	58
FIGURE 3. 4 ARCHITECTURE DE BASE DU SYSTEME DE SURVEILLANCE.....	59
FIGURE 4. 1 RISQUE D'INCENDIE DANS UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE DE 383 kW, A BAKERSFIELD, CALIFORNIE 2009 (BROOKS, 2011).....	69
FIGURE 4. 2 UNE CONFIGURATION TYPIQUE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE (AVEC 10 * 10 PANNEAUX SOLAIRES), SON SCHEMA DE CONTROLE ET LES DEFAUTS DE COURT-CIRCUIT POTENTIELS (F_1, F_2, \dots, F_6).	70
FIGURE 4. 3 (A) COURBE PUISSANCE-TENSION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE POUR DIFFERENTS NIVEAUX D'IRRIDIANCE, (B) CHANGEMENT DU POINT DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME PV EN RAISON DE L'INTERACTION D'UN DEFAUT ET DE L'ALGORITHME MPPT... ..	72
FIGURE 4. 4 COURANTS DANS UNE CHAINE DEFECTUEUSE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE [104].....	72
FIGURE 4. 5 EXEMPLE DE MODIFICATION DES CARACTERISTIQUES I – V D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE EN CAS DE DEFAUT LL [112].	74
FIGURE 4. 6 SCHEMA DE PRINCIPE SIMPLE EXPLIQUANT LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN DISJONCTEUR DIFFERENTIEL RCD.....	76
FIGURE 4. 7 RISQUE D'INCENDIE AU MONT HOLLY. (A) LE DEFAUT A LA TERRE ETAIT DANS LA PLAGE DE L'ANGLE MORT ET N'A PAS ETE ELIMINE PAR LE FUSIBLE GFDI. (B) UN DOUBLE DEFAUT A LA TERRE A PROVOQUE UN ECOULEMENT DE 952 A DANS DES CONDUCTEURS NON CONÇUS POUR TRANSPORTER UN COURANT AUSSI ELEVE ET A PROVOQUE UN INCENDIE [94].	77
FIGURE 4. 8 EXEMPLE DE CARACTERISTIQUES I – V D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE AVANT ET APRES UN DEFAUT LG [109].....	78
FIGURE 4. 9 DEFAUT CIRCUIT-OUVERT.	78
FIGURE 4. 10 (A) IMAGE NUMERIQUE DE LA PARTIE INFERIEURE D'UN PANNEAU PV, (B) IMAGE IR DE L'ARRIERE DU PANNEAU PV REVELANT UNE CELLULE CHAUDE DANS L'ORDRE INVERSE COMME ILLUSTRE PAR LA FLECHE [128].....	79
FIGURE 4. 11 EXEMPLES DE DIFFERENTS DEFAUTS D'ARC DANS UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE [139].	80
FIGURE 4. 13 DIFFERENTES CONFIGURATIONS POUR L'INSTALLATION DE L'AFD/AFCI DANS UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE. (A) AU NIVEAU DU MODULE. (B) AU NIVEAU DE LA CHAINE. (C) AU NIVEAU DU PANNEAU/MATRICE [133].	82

FIGURE 4. 14 TEMPS DE DECLENCHEMENT EXPERIMENTAUX POUR LES CHAINES DEFECTUEUSES ET SAINES DANS LESQUELLES L'AFD DE CHAINE DEFAILLANTE S'EST DECLENCHE EN PREMIER [133].	83
FIGURE 5. 1 TOPOLOGIE DU SYSTEME PV ET DEFAUTS.	90
FIGURE 5. 2 COURANT DANS LES CONDITIONS MPP ET SC AVEC DIFFERENTES VALEURS R_f (Ω) ET SC%.	91
FIGURE 5. 3 METHODOLOGIE DE DETECTION ET D'IDENTIFICATION DES DEFAUTS.	93
FIGURE 5. 4 MODELE DE COLLECTE DE DONNEES D'APPRENTISSAGE.	94
FIGURE 5. 5 STRUCTURE ANFIS INTEGRANT UNE ENTREE ET UNE SORTIE.	95
FIGURE 5. 6 FONCTIONS D'APPARTENANCE D'ENTREE: IRRADIANCE (I_{RI} POUR LE CONTROLE I , I_{RISC} POUR LE CONTROLE I_{SC}) ET LA TEMPERATURE (T_V POUR LE CONTROLE V , T_{VOC} POUR LE CONTROLE VOC)	92
FIGURE 5. 7 MODELE DU TEST SUR UN SYSTEME ISOLE.	97
FIGURE 5. 8 P_{PV} MESURE ET PUISSANCE P_{REF} ESTIMEE DU SYSTEME HORS RESEAU.	98
FIGURE 5. 9 (A) DETECTION DES DEFAUTS D_f ET (B) IDENTIFICATION DE SC ET OC.	98
FIGURE 5. 10 SYSTEME CONNECTE AU RESEAU.	99
FIGURE 5. 11 P MESURE ET ESTIME DE TROIS CHAINES DU SYSTEME CONNECTE AU RESEAU.	100
FIGURE 5. 12 DETECTION ET IDENTIFICATION DES TROIS BRANCHES D'UN SYSTEME CONNECTE AU RESEAU.	100
FIGURE 5. 13 PUISSANCE MESUREE ET ESTIMEE SANS ISOLER LE DEFAUT.	101
FIGURE 5. 14 DETECTION ET L'IDENTIFICATION DE DEFAUT.	101
FIGURE 5. 15 CHEVAUCHEMENT DE DEFAUTS DANS LA MEME CHAINE (I_{sc} ET V_{oc} ESTIMES PAR L'ANFIS).	102
FIGURE 5. 16 PUISSANCE MESUREE ET PUISSANCE ESTIMEE AVEC ISOLATION DES DEFAUTS.	103
FIGURE 5. 17 DETECTION ET L'IDENTIFICATION DE DEFAUT.	103
FIGURE 5. 18 COMPORTEMENT DE V_{3PH} ET I_{3PH} INJECTES DANS LE RESEAU LORS DE L'ELIMINATION DES DEFAUTS REPRESENTEE PAR LES TROIS CHAINES.	104
FIGURE 5. 19 MODELE DU TEST SUR UN NOUVEAU SYSTEME PV.	104
FIGURE 5. 20 PUISSANCE MESUREE ET ESTIMEE (REFERENCE) POUR LE NOUVEAU SYSTEME.	105
FIGURE 5. 21 DETECTION ET L'IDENTIFICATION DU DEFAUT.	105
FIGURE 5. 22 LES DEUX GENERATEURS PV UTILISE 135 W POLY-CRISTALLIN ET 90 W MONO-CRISTALLIN.	106
FIGURE 5. 23 PHOTO DU SYSTEME DE CONTROLE. 1- PC AVEC CARTE 1104 DSPACE. 2- CAPTEURS D'ACQUISITION DE DONNEES. 3- CIRCUITS DE PUISSANCE. 4- RELAIS. 5- SORTIE DE PANNEAUX AVEC PROTECTION.	106
FIGURE 5. 24 MODELE DE DETECTION ET D'IDENTIFICATION SIMULINK IMPLEMENTE SUR dSPACE.	107
FIGURE 5. 25 GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE A DEUX BRANCHES AVEC CELLULES DE REFERENCE (MESURE DE I_r).	107
FIGURE 5. 26 MONITORING DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE VIA CONTROLDESK : ETAT NORMAL.	108
FIGURE 5. 27 MONITORING VIA CONTROLDESK: DEFAUT DE CIRCUIT OUVERT BRANCHE1.	109
FIGURE 5. 28 MONITORING VIA CONTROLDESK: COMBINAISON D'UN SC ET D'UN DEFAUT D'OMBRAGE.	109

FIGURE 5. 29 VIEILLISSEMENT DES PANNEAUX : MICROFISSURES, BRULURE ET DESSOUDAGE DES CELLULES.....	110
FIGURE 5. 30 LA REPONSE IMMEDIATE DU SYSTEME. (SIGNAL DE PUISSANCE PPV1 ET SIGNAL DE DEF1).....	110
FIGURE 5. 31 MONITORING DU GENERATEUR 90 W VIA CONTROLDESK : ETAT NORMAL. ESTIMATION : PUISSANCE (PEST), TENSION (VEST), COURANT (IEST). MESURE : PUISSANCE (PPV), COURANT (IPV) ET TENSION (VPV).....	111
FIGURE 5. 32 CONTROLDESK: CONDITION D'OMBREE.....	111
FIGURE 5. 33 CONTROLDESK: CONDITION DE COURT-CIRCUIT DANS UNE BRANCHE PARTIELLEMENT OMBREE.....	112
FIGURE 5. 34 LA CENTRALE SITUER EN ESPAGNE (565 W): 3 PANNEAUX DE 185 W, ONDULEUR 600W RACCORDEE AU RESEAU.....	113
FIGURE 5. 35 PUBLICATION DES DONNEES DE MESURE DANS UNE CHAINE SUR LE SITE THINGSPEAK.COM.....	113
FIGURE 5. 36 RECUPERATION DES DONNE UTILISANT 'THINGSPEAK TOOLBOX' (BIBLIOTHEQUE THINGSPEAK SUR MATLAB/SIMULINK).....	114
FIGURE 5. 37 IRRADIATION (IR), TEMPERATURE (T) SUBIE PAR LA CENTRALE PV.....	114
FIGURE 5. 38 PUISSANCE MESURE DE LA CENTRALE PV (PPV) ET ESTIME PAR NOTRE TECHNIQUE (PREF).....	115
FIGURE 5. 39 COURANT MESURE DE LA CENTRALE PV (IPV) ET ESTIME PAR NOTRE TECHNIQUE (IREF ET ICC).....	115
FIGURE 5. 40 TENSION MESURE DE LA CENTRALE PV (VPV) ET ESTIME PAR NOTRE TECHNIQUE (VREF ET VCO).....	116
FIGURE 5. 41 SIGNAL DE DETECTION ET D'IDENTIFICATION DE DEF1.....	116

Liste des Tableaux

TABLEAU 2. 1 INCLINAISON DES PANNEAUX SUIVANT LA SAISON.....	40
TABLEAU 3. 1 LES PARAMETRES REFERENCES	53
TABLEAU 3. 2 DIFFERENTES CARACTERISTIQUES DES DIFFERENTS TYPES DE CAPTEURS DE RAYONNEMENT	62
TABLEAU 3. 3 TABLEAU DE COMPARAISON DES DIFFERENTS SYSTEMES DE SURVEILLANCE AU FIL DU TEMPS (1994–2006).....	62
TABLEAU 3. 4 TABLEAU DE COMPARAISON DES DIFFERENTS SYSTEMES DE SURVEILLANCE AU (2007-2014).....	62
TABLEAU 4. 1 DIFFERENTS TYPES DE METHODES DE DETECTION DE DEFAUT A LA TERRE LG...	74
TABLEAU 4. 2 PUISSANCE DC DE L'ONDULEUR PV PAR RAPPORT AU VALEUR MAXIMALE DES FUSIBLES GFDI.....	75
TABLEAU 4. 3 RESUME DES DIFFERENTES TECHNIQUES DE LOCALISATION DES DEFAUTS PV ...	85
TABLEAU 5. 1 DÉTECTION ET IDENTIFICATION DES DÉFAUTS.....	108

Nomenclature

AFD: Arc-Fault Detectors (détecteur défaut d'arc).

AFCI: Arc-Fault Circuit Interrupter (disjoncteur de défaut d'arc).

AI : Artificial Intelligence (intelligence artificielle).

ANFIS : Adaptative Neuro-Fuzzy Inférence Système.

API: Application Programming Interface (automates programmables industriels).

CCS: Central Computer System (le système informatique central).

CEI : Commission Electrotechnique Internationale.

Convertisseur DC/AC : Convertisseur continue/alternatif.

Convertisseur DC/DC : Convertisseur continue/continue.

DAQ : Data Acquisition system (système d'acquisition des données).

DC : Courant continue.

G : Irradiation solaire.

GFDI : Ground-Fault Detection And Interruption (protection contre les défauts à la terre).

I_{SC} : Courant de court-circuit.

IMD : Insulation Monitoring Device (Dispositif de surveillance d'isolement).

I_{mp} : Courant de point maximum.

IoT: Internet of Things (internet des objets).

IEA : International Energy Agency (Agence internationale de l'énergie).

MPP: Maximum Power Point (point de puissance maximale).

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

NI : National Instrument.

NREL : Le National Renewable Energy Laboratory des États-Unis se spécialise dans la recherche et le développement de l'énergie renouvelable, de l'efficacité énergétique, de l'intégration des systèmes énergétiques et du transport durable. <https://www.nrel.gov>.

OCPD : Over Current Protection Devices (protection contre les surintensités).

PLC: Programmable Logic Controller.

P_{mp} : Puissance de point maximum.

PV : Photovoltaïque.

RCD: Monitoring Residual Current (Surveillance du courant résiduel).

R_f : Impédance de défaut.

Nomenclature

RS232 / RS485: Recommended Standard (Norme recommandée) 232 / Recommended Standard (Norme recommandée) 485.

Rx: Receive data (recevoir des données).

SC : Short-Circuit (court-circuit).

STC : Standard Test Conditions (Conditions de test standard).

SMCM: Smart Monitoring and Communications Module (Module de surveillance et de communication intelligent).

Tx: Transmit data (transmet des données).

Tx / Rx : transmission/réception de données.

V_{mp} : Tension point maximum.

V_{oc} : Tension de circuit ouvert.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Compte tenu de la demande croissante d'énergie renouvelable, le segment photovoltaïque (PV) du marché mondial de l'énergie connaîtra une croissance continue. Le contrôle qualité et la garantie opérationnelle sont essentiels pour assurer une croissance soutenue de ce marché. Cela justifie le grand investissement dans la recherche scientifique pour l'amélioration de ces performances où on trouve que l'efficacité de conversion d'énergie des modules PV a été considérablement améliorée. Aujourd'hui, elle atteint 40% en utilisant les nouvelles technologies. Les problèmes techniques liés aux onduleurs et aux interconnexions des systèmes PV au réseau ont été résolus par les fabricants et la génération actuelle d'onduleurs a amélioré la fiabilité et réduit la taille. Aussi le MPPT assure un fonctionnement des systèmes PV indépendamment des changements climatiques jusqu'à 99.99%. On constate que même si la fabrication des composant des système PV a un rendement très élevé, toutes ces performances ne garantissent pas une puissance optimale à la sortie du système PV. Et même on remarque que des catastrophes d'incendie sont apparues dans des plantes PV géantes comme dans la Californie.

1. Quelle est la problématique liée à la production photovoltaïque ?
2. Quelle est la principale cause des catastrophes d'incendie dans les système PV?
3. A quel point il est nécessaire d'utiliser un système de monitoring et quelles sont les solutions existantes dans le commerce et dans la littérature?
4. Quelle sont les grands défis pour un system de monitoring et quelle est l'influence des conditions environnementales et des défauts PV sur le monitoring?

Problématique :

L'étude approfondie du rendement des systèmes PV montre que le rendement PV se caractérise par la performance et la disponibilité de l'installation PV. Il existe des normes pour l'évaluation du rendement PV telle que la norme CEI 61724 qui adopte l'approche appelé l'indice de performance RP qui est le ratio du rendement final au rendement de référence.

Les principaux facteurs influençant les performances annuelles des modules PV sont :

- Températures de fonctionnement élevées.
- Captation non optimale de l'ensoleillement.
- Extraction non optimale de la puissance produite par le champ.
- Vieillesse des panneaux.
- Pertes par mismatch et diodes de blocage ou de dérivation.
- Défauts/défaillances et problèmes d'onduleur.

Une longue analyse sur plusieurs systèmes PV de bon rendement, il a été constaté que les systèmes photovoltaïques bien entretenus affichent des valeurs PR élevées. La productivité d'un système PV peut être améliorée en réduisant le taux d'indisponibilité en choisissant des composants de grande fiabilité pour l'installation, réduisant le temps de la détection et la réparation des défaillances et en faisant fonctionner le système à une performance optimale. Par conséquence, les systèmes de monitoring global sont indispensables.

L'élément principal dans les systèmes de monitoring est celui de l'acquisition de données (DAQ) qui aide à l'estimation des performances de l'ensemble de l'installation photovoltaïque. Avec cette procédure, tout module PV défectueux ou fonctionnant sous les performances estimées peut être immédiatement détecté. Diverses données photovoltaïques sont disponibles à partir de la station météorologique, des panneaux photovoltaïques, des onduleurs photovoltaïques et du réseau électrique public. Il existe un grand choix dans le marché pour les systèmes DAQ avec des mesures bien filtrées et une bonne transmission de données.

Les systèmes de monitoring permettent également de générer des statistiques pour les utilisateurs finaux pour évaluer les performances du système PV et calculer la perte d'énergie sur de longues périodes. Cela permet alors de gérer la distribution, détecter les défauts et les défaillances et à étudier le vieillissement. Pour cela un temps de traitement est nécessaire. Par conséquent, il est nécessaire de développer des algorithmes plus réactifs qui peuvent mieux utiliser ces données PV et accomplir ces tâches. Le monitoring a prouvé son avantage économique pour les systèmes PV. Le système de monitoring est le seul moyen pour assurer le fonctionnement optimum d'un système PV, mais le grand défi est qu'il doit traiter la condition du défaut. Les défauts peuvent être cachés jusqu'à l'arrêt complet du système ou même provoquer des catastrophes sur les humaines et le matériel.

Les défauts typiques d'un générateur photovoltaïque inclut l'ombrage partiel qui est la source des points chauds qui peut se transformer en catastrophes d'incendie. La même chose pour les défauts d'arc, les défauts OC dans lesquels il n'y a pas de courant dans la branche en circuit ouvert et les défauts SC. Les défauts SC sont les défauts les plus complexes, où le nombre de panneaux court-circuités dans la chaîne et la valeur d'impédance (R_f) du court-circuit indique la gravité du défaut. L'impact du défaut SC sur l'ensemble du système PV, cependant, est mineur dans certains cas ce qui rend la détection et l'identification de défaut difficile. De plus, la situation peut devenir plus compliquée lorsque les défauts se chevauchent dans la même chaîne comme dans la condition SC ou OC dans une chaîne exposée à l'ombre. Enfin, le vieillissement est un autre effet qui est la cause de la réduction de l'éclairement énergétique absorbé par les modules solaires.

La conséquence la plus importante d'une condition de défaut est le courant de retour potentiellement important provenant d'autres chaînes causé par une chute de tension dans les chaînes défectueuses. L'utilisation d'une diode de blocage bloque le courant de retour mais ne l'efface pas, ce qui entraîne un défaut caché.

Différentes techniques de détection et d'atténuation de défauts existent dans le marché comme par exemple les fusibles OCPD (contre les surintensités) et les fusibles GFDI (contre les défauts à la terre), La surveillance du courant résiduel RCD, dispositif de surveillance d'isolement (IMD). Le système PV est un système non linéaire et ses dispositifs de protection peuvent ne pas éliminer ou détecter le défaut, par exemple le faible éclairement fournit un courant réduit incapable de dégager le fusible. ou être détecté par le RCD. Aussi dans la littérature existe plusieurs techniques pour la détection l'identification des défauts PV. Ces techniques restent en phase de recherche et contiennent beaucoup de limites soit se spécialiser dans une sorte de défaut.

Dans cette thèse nous étudierons le rendement photovoltaïque en se basant sur plusieurs études approfondies et sur des normes internationales. Nous tirons les facteurs internes qui influencent le rendement qui proviennent du système PV ou externe : environnementales qui provient des autres systèmes comme le réseau électrique. Aussi nous étudierons les systèmes de monitoring qui aident à optimiser et maintenir le système PV à son rendement maximum et les problèmes qui influent sur le fonctionnement du monitoring qui sont les défauts. Enfin, nous proposons de mettre en place un système permettant de maintenir l'efficacité maximale du système photovoltaïque.

Le système de monitoring proposé est basé sur l'estimation des grandeurs du système PV grâce à l'intelligence artificielle depuis les données météorologiques. Cet algorithme compare les valeurs mesurées aux grandeurs estimées d'un système PV sain pour détecter la condition de défaut et étudier le vieillissement. La méthode d'apprentissage élimine le besoin des données réelles d'un système PV. Cette technique propose un système d'acquisition de données réelles qui peut contourner l'impact de l'ombrage partiel sur la mesure de l'irradiation et aussi contourne les limites de la mesure de la température sur un vaste champ PV. Cette technique propose l'isolation de la chaîne PV défectueuse pour éviter le courant de retour important provenant des autres chaînes. Cela assure la continuité du service contrairement à autres techniques qui propose la déconnection de l'onduleur, donc l'arrêt complet de l'installation PV. Cette technique a réussi le monitoring des installation PV qui sont différentes de l'installation là où nous avons fait l'apprentissage en matière de puissance, technologie de panneaux et topologie d'installation, et fournir une étude de vieillissement des panneaux PV.

Cette thèse est organisée comme suit.

- Chap. 1 Introduction générale sur les systèmes photovoltaïques. Ce chapitre contient la description du phénomène photovoltaïque, la construction d'un générateur PV, la modélisation mathématique des différentes composantes, les éléments d'adaptation et de la conversion énergétique et les différentes topologies existantes des systèmes PV.
- Chap. 2 c'est une étude approfondie sur le rendement photovoltaïque où en tire tous les facteurs qui l'influencent et on cherche comment maintenir la plante PV à fonctionner à son rendement maximum (monitoring).
- Chap. 3 est consacré au système de monitoring puisqu'il est le seul moyen pour optimiser le rendement PV. Nous étudierons les différentes composantes et les étapes de monitoring, les exigences à ne pas négliger dans la réalisation de tel système et les modèles existants dans le marché et dans la littérature. On constate que le grand défi est les défauts PV qui influent gravement le rendement, perturbent le monitoring. La détection et l'atténuation de ces défauts est le grand défi des systèmes PV.
- Chap. 4 étudie les différents types de défauts dans les systèmes PV, leur impact sur le système et les techniques existantes dans le marché et dans la littérature de détection et d'atténuation de ces défauts et l'influence du MPPT et des signaux externes sur ces techniques.
- Chap. 5 nous proposons une technique basée sur les études des chapitres précédents afin de construire un système de monitoring qui assure un rendement maximum, détecte les défauts, assure la continuité du service et étudie le vieillissement. Nous commençons

par une étude sur les défauts et comportement du système PV lors d'un défaut. Nous montrons comment nous avons utilisé l'intelligence artificielle pour construire un system intelligent de monitoring, la collecte des données, l'apprentissage et la construction de l'algorithme qui détecte et identifie les défauts. Nous abordons ensuite la validité de la méthode par simulation sur Matlab en utilisant trois types de model : isolé, connecté au réseau et un autre système différent au système d'apprentissage et par expérimentation en utilisant un système PV isolé au laboratoire ICEPS et la carte dSPACE 1104 et un système raccordé au réseau situé en Espagne grâce à l'internet des objet IoT.

CHAPITRE 1

Introduction aux systèmes PV

Chapitre 1 : Introduction aux systèmes PV

1.1. Introduction

L'énergie solaire est une forme d'énergie propre qui se transforme facilement en énergie électrique. Pour se faire, il faut avoir des cellules rassemblées pour former un panneau solaire. Un ensemble de panneaux PV avec des étages d'adaptation construira un générateur photovoltaïque GPV. L'énergie photovoltaïque représente une alternative très intéressante à l'utilisation des énergies fossiles car l'énergie solaire est une ressource propre et inépuisable. S'équiper en panneaux solaires c'est un moyen efficace pour lutter contre le réchauffement climatique. En d'autres termes, plus il y aura d'installations solaires sur nos toits, moins le monde devra produire de l'électricité à partir de matières premières polluantes, et moins nous rejetterons de CO₂ dans l'atmosphère.

1.2. La conversion photovoltaïque

Afin de mieux comprendre le fonctionnement d'un module PV, nous devons commencer par la cellule solaire.

1.2.1. Théorie de la cellule solaire :

Le principe de fonctionnement d'une cellule PV repose sur le principe de l'effet photovoltaïque. Une cellule solaire peut être décrite comme un dispositif électronique capable de capter l'énergie des photons et de la convertir directement en électricité.

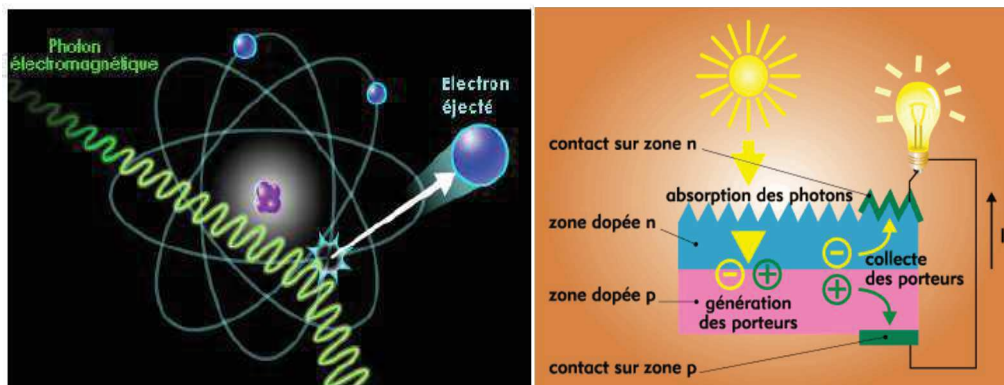


Figure 1. 1 L'effet photovoltaïque

La production de courant dans une cellule solaire est connue sous le nom de "courant généré par la lumière". Lorsqu'un photon est absorbé par la cellule, si son énergie est supérieure à la bande interdite, un électron est capable de sauter dans la structure cristalline en créant une paire électron-trou, qui disparaît normalement lorsque l'électron se recombine avec le trou (figure 1. 1). Afin d'éviter la recombinaison, une barrière est créée en dopant le silicium, d'un côté avec un élément du groupe III (par exemple le bore) pour former du p-silicium présentant un déficit d'électrons et de l'autre côté avec un élément du groupe V (par exemple le phosphore) pour former le n-silicium présentant un excès d'électrons. Si un circuit électrique externe est construit, les électrons sont libres de se déplacer du n-silicium au p-silicium en passant par le circuit électrique, produisant ainsi de l'électricité. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique sous illumination, l'apparition d'un photo-courant

indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule et sa température, la cellule est capable de produire une certaine tension et un certain courant [1] [2].

1.2.2. Modèle d'une cellule PV :

Un modèle largement utilisé est celui à une seule diode [2][3], comme le montre la figure 1. 2. Il est basé sur la modélisation de la cellule solaire comme une source de courant connectée en parallèle avec une diode. En outre, il existe des pertes inhérentes dues à une fabrication imparfaite. Celles-ci sont modélisées comme une résistance en série et une résistance en parallèle. Ce circuit peut être utilisé soit pour une cellule individuelle, soit pour un module composé de plusieurs cellules, soit pour un réseau composé de plusieurs modules. [3]

La relation courant-tension à une température de cellule et le rayonnement solaire fixe pour le circuit de la figure 1. 2 est exprimée en Eq. (1. 1). Cinq paramètres doivent être connus pour déterminer le courant et la tension, et donc la puissance délivrée à la charge. Ce sont: le courant lumineux I_L , le courant de saturation inverse de diode I_D , la résistance série R_S , la résistance parallèle R_P [5] :

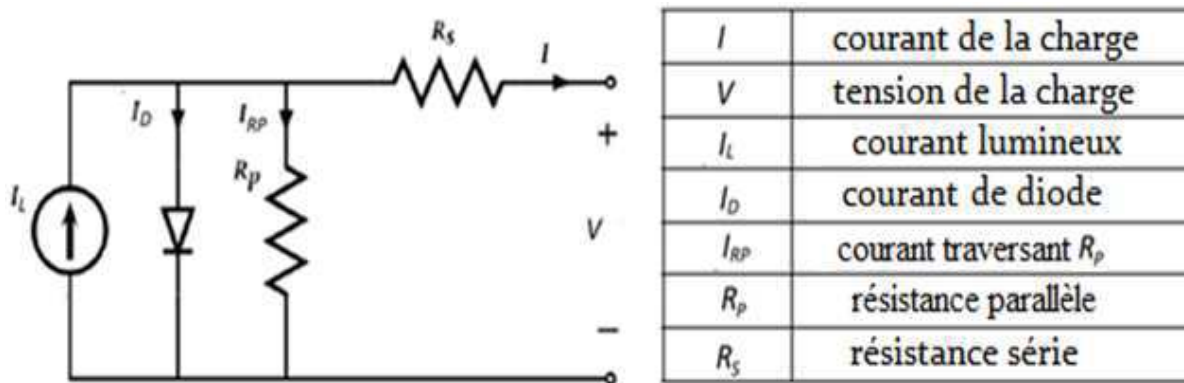


Figure 1. 2 Circuit équivalent d'une cellule solaire basé sur une source de courant et une diode, avec des pertes représentées par une résistance série et une résistance parallèle (modèle à une diode)

Le modèle peut être formalisé afin de résoudre le courant et la tension résultants, étant donné les paramètres d'une cellule solaire. Le courant de sortie est la somme de tous les courants qu'il contient. En utilisant la loi d'Ohm suivie de l'équation de la diode de Shockley [4][5], la règle suivante s'applique:

$$I = I_L - I_D - I_{Rp} \quad (1.1)$$

L'équation (1. 2) est utilisée pour calculer la puissance P :

$$P = IV \quad (1.2)$$

I_{Rp} : courant traversant R_p , si R_p est très grande, il devient très faible et est indépendant de la tension:

$$I_{Rp} = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (1.3)$$

$$V_D = R_P I_{Rp} = V + R_S I \quad (1.4)$$

I_D : Courant diode, il est de même ordre de grandeur que I_{Rp} pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{OC} , il s'écrit sous la forme de :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{\alpha kT}} - 1 \right) \quad (1.5)$$

$$\alpha = N_s \frac{kT}{q} n \quad (1.6)$$

α : c'est un paramètre qui indique le degré d'idéalité, il nous renseigne sur l'origine des mécanismes de courant circulant dans la diode. Ce facteur a une valeur comprise entre 1 et 2, si $\alpha = 1$ le mécanisme qui l'emporte est la diffusion par contre si $\alpha = 2$ il s'agit de la recombinaison des porteurs. Pour les cellules actuellement commercialisées au Silicium, on prend $\alpha = 1$ [4][6].

Remplaçons dans (1. 1) les équations (1. 3), (1. 5) et (1. 6), l'équation caractéristique deviendra :

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{qV}{\alpha kT}(V+R_S I)} - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (1.7)$$

Les paramètres du modèle résultent de la résolution simultanée de l'équation (1. 7) en cinq points: court-circuit ($V = 0, I = I_{sc}$), circuit ouvert ($V = V_{OC}, I = 0$), puissance maximale ($V = V_{mp}, I = I_{mp}$), dérivée de la puissance maximale $d(VI)/dV=0$, et coefficient de température en circuit ouvert $\beta = dV / dT$ pour $I = 0$ [5]. Les détails sont donnés dans [6] et [7].

Le modèle de base à diode unique à cinq paramètres rencontre le succès principalement parce que ses paramètres peuvent être facilement calculés à partir des spécifications de la fiche technique du module sans aucune donnée de test de module supplémentaire.

1.2.3. Modélisation des courbes théoriques des cellules solaires :

Il existe deux courbes principales qui représentent les caractéristiques de la tension, du courant et de la puissance de la cellule solaire PV. La courbe courant-tension (I-V) représente tous les points de fonctionnement possibles en courant et en tension pour une cellule photovoltaïque. De même, la courbe puissance-tension (P-V) représente tous les points de fonctionnement possibles de la tension et de la puissance produites par la cellule PV [8].

La figure 1. 3 illustre les courbes I-V et P-V théoriques d'une cellule solaire PV. Comme nous pouvons le voir, le courant et la tension maximum de la cellule PV sont respectivement égaux à I_{SC} et V_{OC} . Les points d'inflexion, dans les courbes I-V et P-V, représentent le point de puissance maximale (MPP), où ce point est la puissance de sortie optimale produite par la cellule PV qui peut être déterminée en choisissant la valeur idéale de la charge connectée. Le point de puissance maximale est défini comme la multiplication de la tension et du courant au MPP, où V_{MPP} et I_{MPP} sont les valeurs de tension et de courant au MPP qui donnent la puissance de sortie de fonctionnement maximale. L'unité du MPP est le Watt (W). [8] :

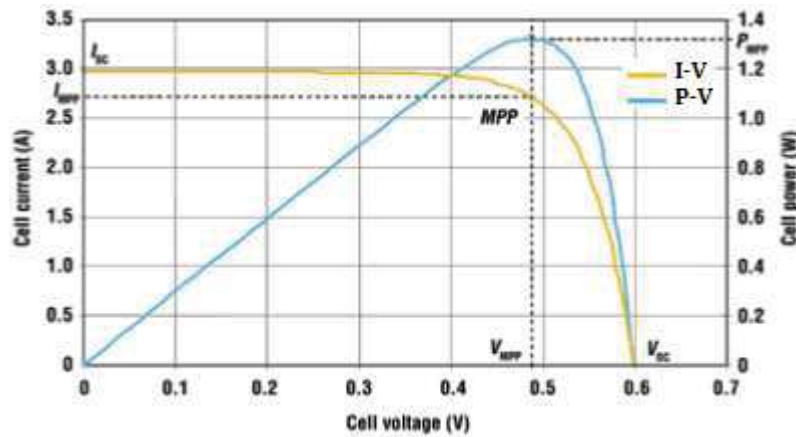


Figure 1. 3 Les courbes I-V et P-V théoriques d'une cellule solaire PV.

En fait, les courbes I-V et P-V de la cellule solaire PV dépendent de l'irradiance solaire et de la température de la cellule solaire PV. La figure 1. 4 (a) décrit le comportement d'un panneau solaire PV sous différents niveaux de G et à une température fixe des cellules solaires ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$). Lorsque l'irradiance solaire diminue, la puissance de sortie produite par le panneau PV diminue. MPP1, MPP2 et MPP3 sont évalués sous trois niveaux d'irradiance différents: 1000 W / m^2 , 700 W / m^2 et 500 W / m^2 . De plus, le premier cas est appelé la condition de test standard (STC) de tout module PV à $G: 1000\text{ W / m}^2$ et $T: 25\text{ }^{\circ}\text{C}$. [8][9]

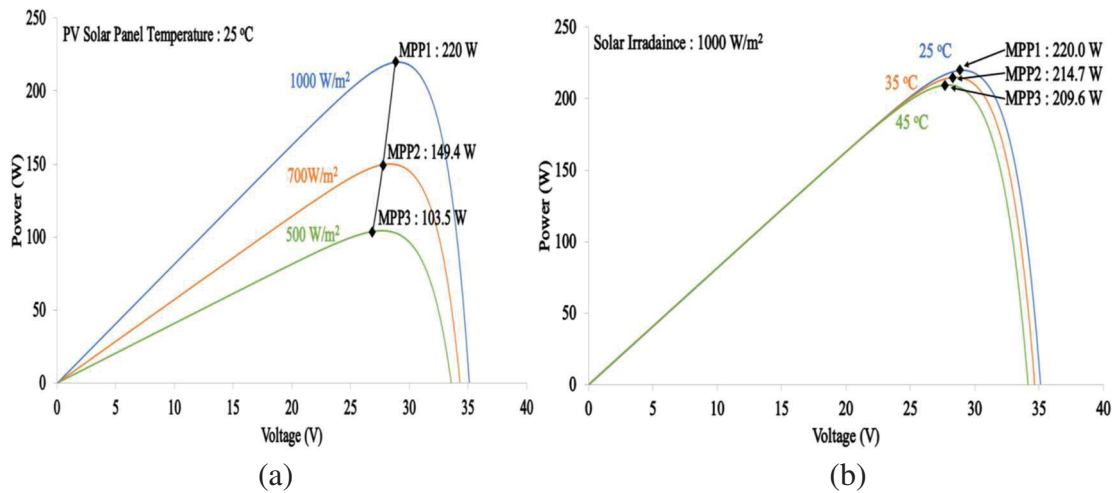


Figure 1. 4 impact : (a) de G et (b) de T sur la caractéristique $P(V)$.

De plus, le comportement d'un panneau photovoltaïque sous différents niveaux de température (T) et avec un rayonnement solaire fixe (1000 W / m^2) est illustré à la figure 1. 4 (b). Lorsque la température de la cellule solaire PV augmente, la tension et le courant de sortie diminuent également. Ainsi, cela diminuera la puissance de sortie du panneau PV. Trois différents niveaux de T sont évalués et comparés sur la figure 1. 4 (b), où la valeur G est égale à 1000 W / m^2 . Le MPP optimal s'est produit dans le premier cas, où la température de la cellule solaire est égale à $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. [9] [10]

1.2.4. Les différentes filières photovoltaïques :

La filière photovoltaïque (PV) a connu à la fois une expansion et une évolution importantes au cours des dernières décennies, et actuellement, les technologies déjà commercialisées ou encore en phase laboratoire/recherche sont nombreuses et très différentes.

1.2.4.1. Les cellules solaires de la première génération (à base de silicium cristallin) :

Ces cellules (Fig. 1. 5), généralement en silicium, ne comprennent qu'une seule jonction p-n. La technique de fabrication de ces cellules, basée sur la production de "wafers" à base de silicium sous forme cristalline constituée généralement d'un substrat en silicium massif, reste très énergivore et coûteuse. La limite théorique de rendement de ce type de cellule est de $\pm 27\%$. Les cellules les plus récentes s'approchent chaque année de plus en plus de cette limite. La première cellule solaire a été réalisée en 1954 a donné un rendement à 10%. [11]



Figure 1. 5 Les cellules solaires de la première génération.

La filière du silicium représente actuellement près de 90% de la production mondiale de modules, dont l'écrasante majorité à travers les filières multi cristallines et monocristallines. Le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre, en plus il est non toxique.

1.2.4.2. Les cellules solaires de la deuxième génération (cellules à couche mince)

La deuxième génération est basée sur les cellules solaires à couche mince (Fig. 1. 6), qui comprennent le silicium amorphe (a-Si), le tellure de cadmium (CdTe) et le sulfure de cadmium (CdS), le séléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS)/le séléniure de cuivre-indium (CIS), arséniure de gallium (GaAs) et modules tandem/multi-jonctions à base de Si ayant une épaisseur inférieure à 5 μm , ce type de cellule ayant comme objectif la réduction des coûts de fabrication. La réalisation de ces cellules se fait par des procédés de dépôt sous vide peu coûteuse et qui offrent l'avantage d'utiliser d'autre support que le silicium tel que le verre ou le polymère et qui nécessitent seulement quelques micromètres de silicium. Effectivement, cette technologie de couche mince a permis d'obtenir des meilleurs rendements. [12]

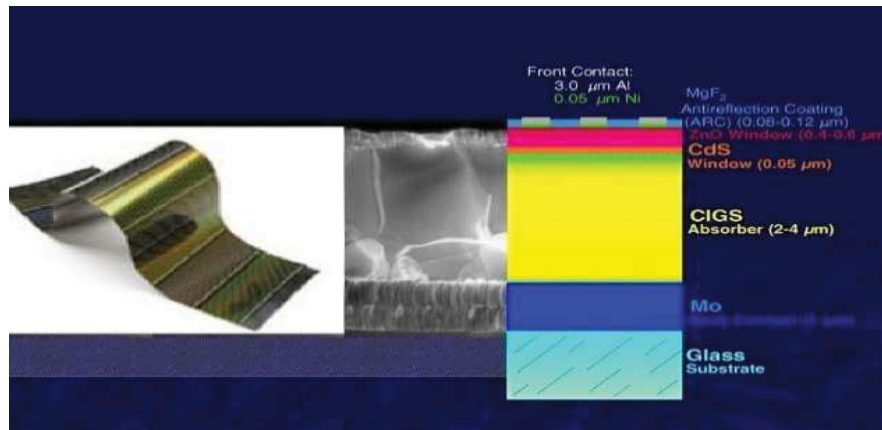


Figure 1. 6 Les cellules solaires de la deuxième génération.

1.2.4.3. Les cellules solaires de la troisième génération (cellules multi-jonctions (III-V))

Les cellules solaires III-V (Fig. 1. 7) sont principalement construites à partir d'éléments du groupe III-V par exemple, le gallium et l'indium—et du groupe V—par exemple, l'arsenic et l'antimoine—du tableau périodique. Ces cellules solaires sont généralement beaucoup plus chères à fabriquer que les autres technologies. Mais elles convertissent la lumière du soleil en électricité avec des rendements beaucoup plus élevés. Pour cette raison, ces cellules solaires sont souvent utilisées sur des satellites, des véhicules aériens sans pilote et d'autres applications qui nécessitent un rapport puissance/poids élevé. En plus à minimiser les inconvénients et les obstacles rencontrés dans les générations précédentes telles que coût de fabrication très élevé, la disponibilité des matériaux ou bien leurs toxicités. [13] [9]

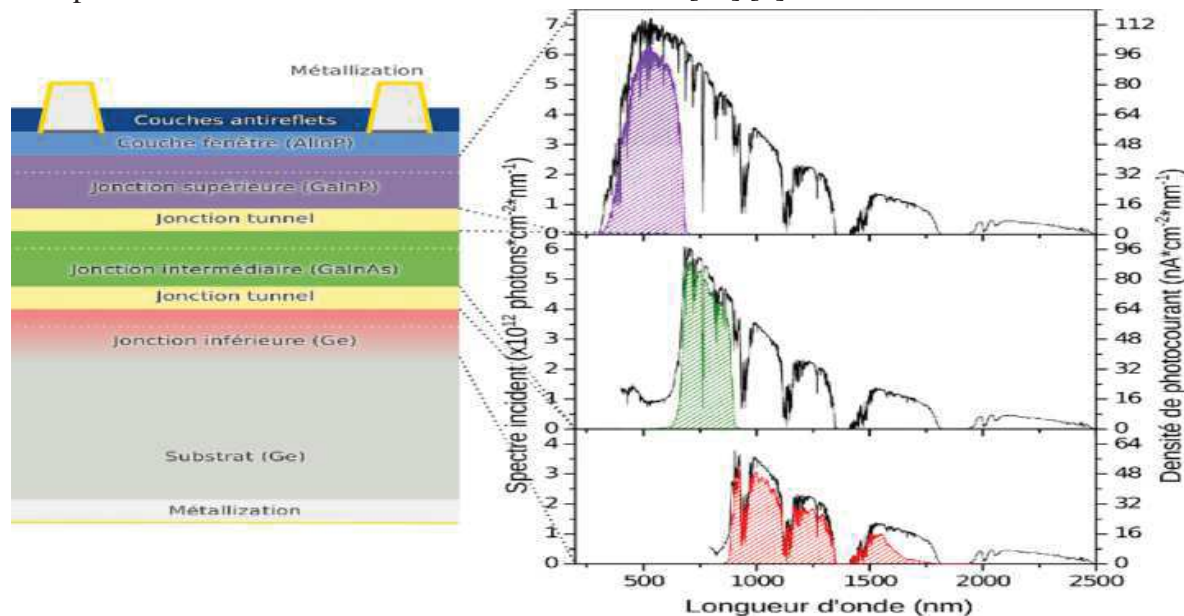


Figure 1. 7 Les cellules solaires de la troisième génération.

Afin d'atteindre ce but, les chercheurs ont proposé plusieurs concepts pour la réalisation de la cellule du futur tel que les cellules multi-jonctions (III-V) un rendement record qui atteint les 40% au laboratoire, pouvoir absorber le spectre solaire pour différentes longueurs d'ondes grâce au divers composés dans l'empilement (sous cellule), les cellules à concentration, les cellules nanocristallines à colorant (cellules de Gratzel) et les cellules organiques [9] [14].

La Fig 1.8 montre l'évolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2020.

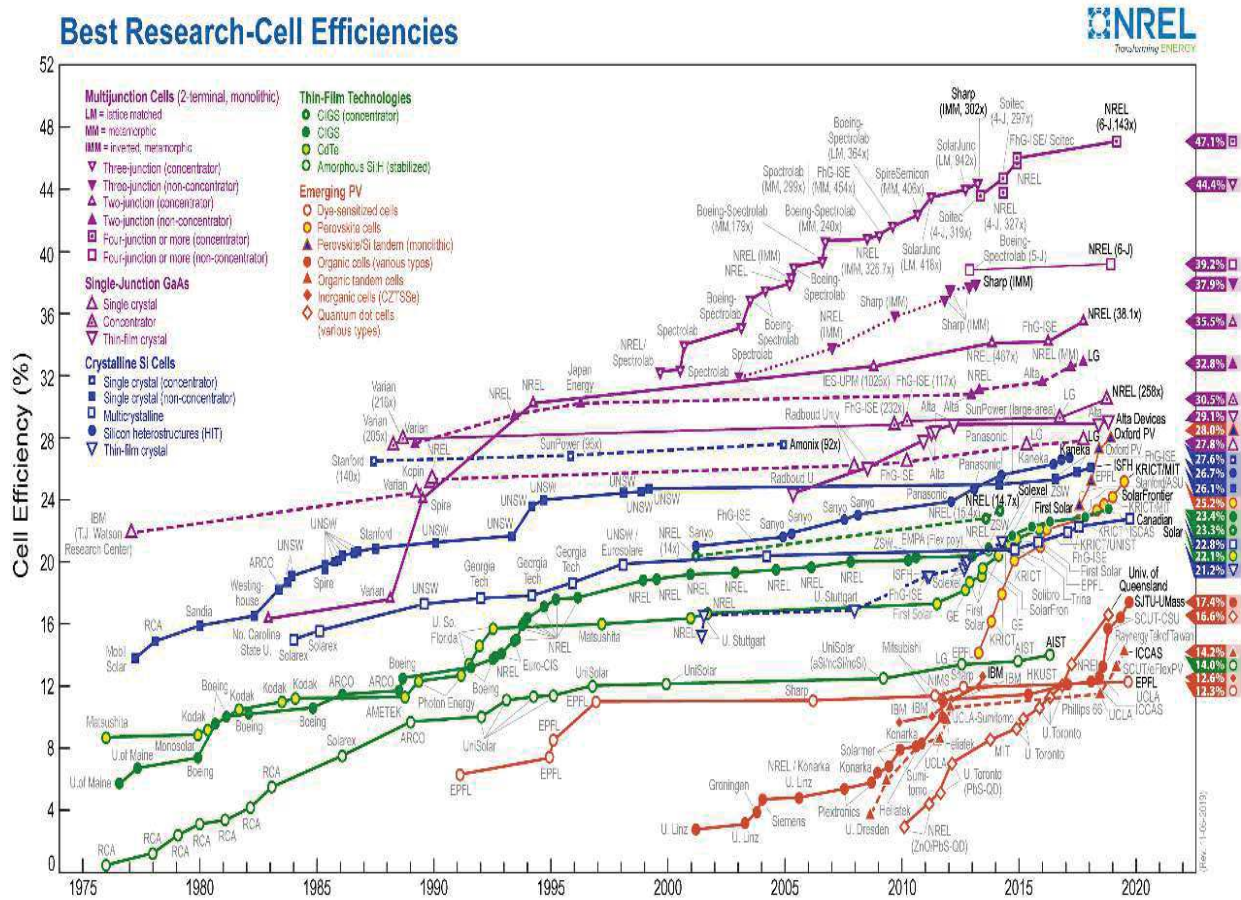


Figure 1. 8 Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2020.

1.2.5. Module photovoltaïque :

Un module PV est un ensemble de cellules solaires connectées et regroupées. La puissance fournie par une seule cellule solaire étant très faible, plusieurs cellules dont les caractéristiques sont semblables doivent être électriquement associées et encapsulées dans un plastique pour former un module solaire PV pratique [15]. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension. Le même courant circule dans chaque cellule des modules et la tension globale générée est la somme de la tension de chaque cellule. Comme les cellules sont connectées en série, l'endommagement de l'une d'entre elles pourrait affecter les performances de l'ensemble du panneau car le courant qui circule dans les cellules est le même et ses valeurs s'adapteront à la pire cellule du panneau. De plus, si une cellule du panneau est ombragée, elle va se comporter comme une résistance, c'est-à-dire dissiper l'énergie électrique sous forme de chaleur. Cet effet est appelé "point chaud". Le point chaud est l'augmentation de la température due à la chaleur qui endommagera la cellule solaire à terme. Afin d'éviter cet effet, il est courant d'introduire dans le module des diodes de dérivation qui donnent au courant un chemin alternatif [15] (Fig. I.9).

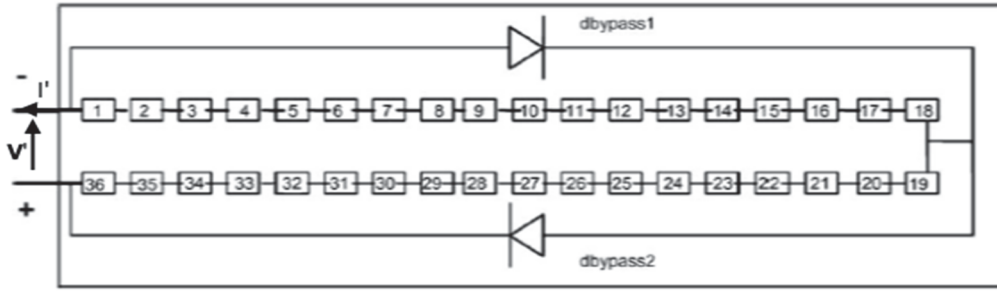


Figure 1. 9 Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass.

Cette association série-parallèle doit se faire suivant des précautions car, même si les cellules sont identiques, il existe des dispersions au niveau de leurs paramètres internes.

Pour n cellules identiques en série, la tension V' et le courant I' fournis à la charge sont [16] [17] :

$$I' = I \quad \text{et} \quad V' = \sum_1^n V_i = n \cdot V_i \quad P' = n \cdot IV = n \cdot P \quad (1.8)$$

La caractéristique de n cellules groupées en série est donnée par l'équation suivante :

$$I' = I_L - I_0 \left(e^{\frac{qV}{\alpha n k T} (V' + R_{se} I)} - 1 \right) - \frac{V' + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (1.9)$$

Avec $R_{Se} = n \cdot R_S$ et $R_{Pe} = n \cdot R_P$

Si $R_S \rightarrow 0$ $R_P \rightarrow \infty$ les quatre grandeurs caractéristiques du groupement sont :

- La tension en circuit ouvert V'_{OC} : $V'_{OC} = n \cdot V_{OC}$
- Le courant de court-circuit I'_{CC} : $I'_{CC} = I_{CC}$
- Le facteur de forme FF' : $FF' = FF$
- Le rendement η' : $\eta' = \eta$

Si on connecte m cellules identiques en parallèle, la tension sera toujours la même, le courant et la puissance seront multipliés par le nombre de cellules m :

$$V' = V \quad \text{et} \quad I' = \sum_1^m I_i = m \cdot I_i \quad \text{et} \quad P' = m \cdot IV = m \cdot P \quad (1.10)$$

La caractéristique de m cellules groupées en parallèles est donnée par l'équation suivante [16] [17]:

$$I' = m \cdot I_L - m \cdot I_0 \left(e^{\frac{qV}{n \cdot \alpha k T} (V' + R_{se} I)} - 1 \right) - \frac{V' + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (1.11)$$

Avec : $R_{Se} = n \cdot R_S$ et $R_{Pe} = m \cdot R_P$

Si $R_S \rightarrow 0$ $R_P \rightarrow \infty$ les quatre grandeurs caractéristiques du groupement sont :

- La tension en circuit ouvert V'_{OC} : $V'_{OC} = V_{OC}$

- Le courant de court-circuit I'_{CC} : $I'_{CC} = m \cdot I_{CC}$

-Le facteur de forme FF' : $FF' = FF$

- Le rendement η' : $\eta' = \eta$

Le groupement mixte (série- parallèle) permet d'augmenter le courant et la tension du système. Si on combine m branche parallèle et n cellules série dans chaque branche on aura [16] [17].

$$V' = n \cdot V \quad \text{et} \quad I' = m \cdot I \quad \text{et} \quad P' = m \cdot n \cdot IV = m \cdot n \cdot P \quad (1.12)$$

L'équation caractéristique du système est donnée par l'équation suivante :

$$I' = m \cdot I_L - m \cdot I_0 \left(\frac{qV}{en \cdot m a K T} (m \cdot V' + n \cdot R_S I) - 1 \right) - \frac{m \cdot V' + n \cdot R_S I}{n \cdot m \cdot R_P} \quad (1.13)$$

Si $R_S \rightarrow 0$ $R_P \rightarrow \infty$ les quatre grandeurs caractéristiques du groupement sont :

La tension en circuit ouvert V'_{OC} : $V'_{OC} = n \cdot V_{OC}$

Le courant de court-circuit I'_{CC} : $I'_{CC} = m \cdot I_{CC}$

Le facteur de forme FF' : $FF' = FF$

Le rendement η' : $\eta' = \eta$

1.2.4.4. Mise à l'échelle de la courbe I-V :

La courbe I-V d'un générateur photovoltaïque est une mise à l'échelle de la courbe I-V d'une cellule unique, comme le montre la Fig. 1. 10. Par exemple, si un module PV a 36 cellules connectées en série et une chaîne PV a 10 de ces modules en série, alors la V_{OC} de la chaîne et également la V_{OC} du générateur est 360 fois la tension de cette cellule solaire unique. Une logique similaire s'applique à l' I_{sc} , qui évolue avec le nombre de cellules en parallèle. Par conséquent, le point de puissance maximale (MPP) évolue également. [1] [15] [16]

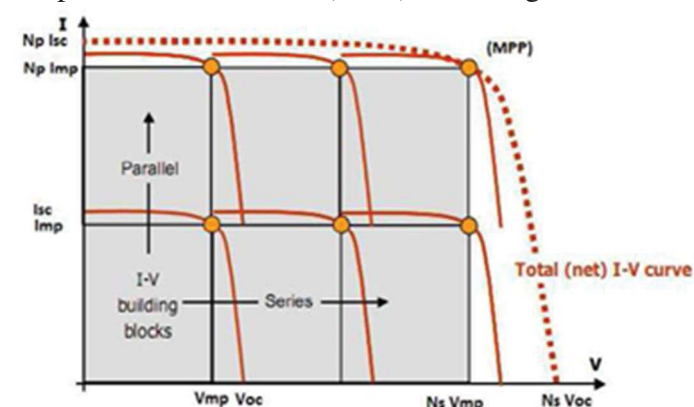


Figure 1. 10 Modèle Mise à l'échelle de la courbe I-V d'une cellule solaire à un générateur PV (NP : nombre de cellule en parallèle, NS : nombre de cellule en série)

1.3. Rendement de la chaîne de conversion:

L'ensemble des sources de pertes réparties sur une chaîne photovoltaïque sont représentées par le rendement global de la chaîne de conversion. L'éclairement ou bien l'ensoleillement G (W/m^2) est défini comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un générateur de surface S (m^2) est donc égale à $G * S_{eff}$ avec S_{eff} représentant la surface du générateur correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le générateur photovoltaïque. Nous prendrons comme définition du rendement traduisant la qualité de la conversion photons-électrons d'un générateur photovoltaïque noté η_{pv} , le rendement défini selon l'équation (1. 14). [18]

Le rendement du module est le rendement d'une cellule diminué par les pertes dues aux connexions des cellules entre elles, à la transparence des matériaux d'encapsulation, et éventuellement à la chute de tension dans la diode « anti-retour » lorsqu'il faut protéger la batterie d'une éventuelle décharge nocturne.

$\eta_{\text{module}} = \eta_{\text{cellule}} \times \eta_{\text{connexion}} \times \eta_{\text{encapsulation}} \times \eta_{\text{diode}}$

L'efficacité du module PV est exprimée comme le rapport entre la puissance incidente du rayonnement solaire par la puissance produite par le module. Ainsi, l'efficacité prend en compte toutes les pertes du système: [18]

$$\eta = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{G * S} \quad (1.14)$$

1.4. Le système de conversion

La puissance délivrée par un GPV dépend fortement du niveau d'ensoleillement, de la température des cellules, de l'ombrage et aussi de la nature de la charge alimentée.

1.4.1. Convertisseurs statiques DC/DC :

L'impédance d'entrée d'un convertisseur statique du type DC/DC doit être adaptée afin de forcer le générateur photovoltaïque à travailler au point de puissance maximale MPP qui est correspondant à un certain point de fonctionnement de coordonnées V_{MPP} pour la tension et I_{MPP} pour le courant. Un convertisseur MPPT (Maximum Power Point Tracker) doit donc être utilisé afin de suivre ces changements. Un convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir. Ce convertisseur peut fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe [19]. En fonction des caractéristiques de la charge, la tension de sortie (V_s) peut être supérieure ou inférieure à la tension d'alimentation (V_o). Les convertisseurs statiques du type DC/DC se divisent généralement en trois catégories : abaisseur de tension (hacheur dévolteur), élévateur de tension (hacheur survolteur) et abaisseur-élévateur de tension (hacheur dévolteur survolteur). [20] [19].

1.4.1.1. Hacheur dévolteur

La Fig. 1. 11 représente le circuit de base d'un hacheur dévolteur. Le commutateur connecte et déconnecte l'entrée du circuit et ainsi une tension de forme rectangulaire va apparaître au niveau de la diode. Cette tension est filtrée par un filtre passe bas (LC) fournissant une tension quasi continue en sortie du circuit. Ce type de convertisseur est généralement utilisé dans les applications photovoltaïques comme une alimentation DC ou V_S varie en fonction de l'ensoleillement et la température alors que V_O reste presque constante. La valeur moyenne de la tension de sortie est ajustée en contrôlant les états ON et OFF (t_{on} et t_{off}) du commutateur. [19]

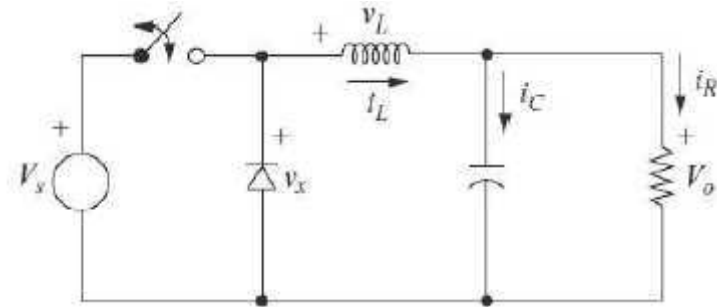


Figure 1. 11 Hacheur dévolteur

- Analyse du circuit du hacheur dévolteur

Dans cette partie, on suppose que le hacheur de la figure 1. 11 est idéal avec une chute de tension négligeable aux bornes de la diode. Un signal MLI de période T et de rapport cyclique D permet de contrôler la durée d'ouverture et de fermeture du commutateur. La Fig. 1. 12 (a) représente la tension aux bornes de l'inductance L avec un courant de forme triangulaire (Fig. 1. 12 (b)) [21], [22].

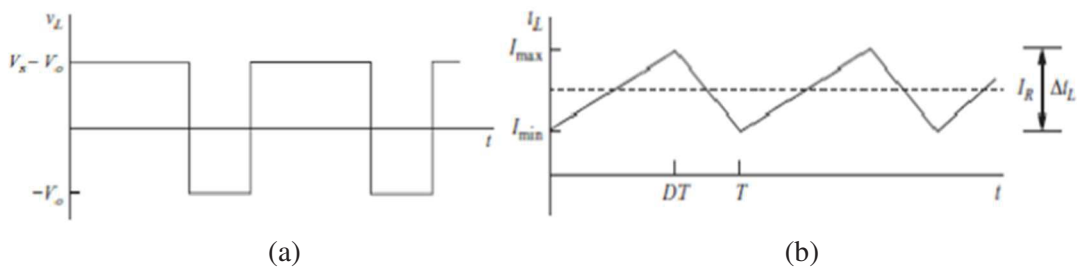


Figure 1. 12 (a) Tension et (b) courant de l'inductance du hacheur dévolteur

- Pour $0 < t < DT$, l'interrupteur est fermé:

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} = V_S - V_0 \quad (1.15)$$

$$i_L(t) = \frac{V_S - V_0}{L} t + I_{Lmin} \quad (1.16)$$

$$i_L(t = DT) = I_{Lmax} \quad (1.17)$$

$$\text{On obtient : } \Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{V_S - V_0}{L} DT \quad (1.18)$$

- Pour $DT < t < T$, l'interrupteur est ouvert ;

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} = -V_0 \quad (1.19)$$

$$i_L(t) = \frac{-V_0}{L}(t - DT) + I_{Lmax} \quad (1.20)$$

$$i_L(t = T) = I_{Lmin} \quad (1.21)$$

On obtient : $\Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{V_0}{L}(T - DT)$ (1.22)

- Les autres équation (I.18) et (I.22) permettent d'obtenir :

$$\frac{V_S - V_0}{L}DT = \frac{V_0}{L}(1 - D)T \quad (1.23)$$

On déduit : $V_0 = D.V_S$ (1.24)

Avec $D = \frac{t_{on}}{T}$ (1.25)

Ainsi, la tension V_0 du hacheur dévolteur est toujours inférieure à V_S pour D appartenant à l'intervalle $]0,1[$.

En utilisant les équations (1. 18) et (1. 24), on obtient:

$$\Delta i_L = \frac{V_S - V_0}{L}DT = \left(\frac{V_S - V_0}{L.f}\right)D = V_S \frac{(1 - D)}{L.f} \quad (1.26)$$

La valeur de la self d'inductance peut être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$L = \frac{V_S(1 - D)}{\Delta i_L.f} \quad (1.27)$$

avec f représente la fréquence du signal MLI.

1.4.1.2. Hacheur survolteur:

Le hacheur élévateur ou survolteur est généralement utilisé dans les applications photovoltaïques spécialement pour la charge des batteries. Le schéma de la Fig. 1. 13 représente le circuit de base d'un élévateur ayant les mêmes composants que l'abaisseur de tension avec une disposition différente. Les états de commutation sont contrôlés avec une période constante et un rapport cyclique variable. La Fig. 1. 14 (a) représente la tension aux bornes de l'inductance avec un courant de forme triangulaire (Fig. 1. 14 (b)) [19].

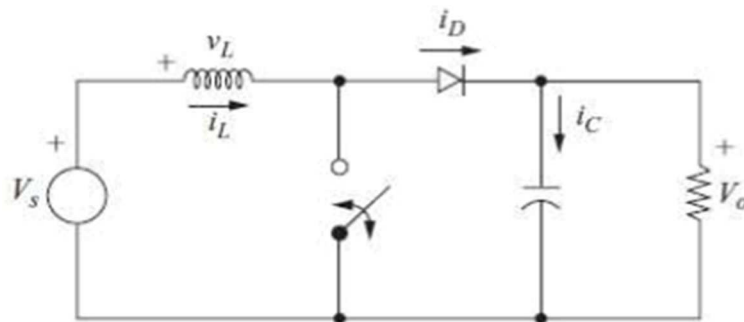


Figure 1. 13 Hacheur survolteur

- Analyse du circuit du hacheur survolteur[21], [22]

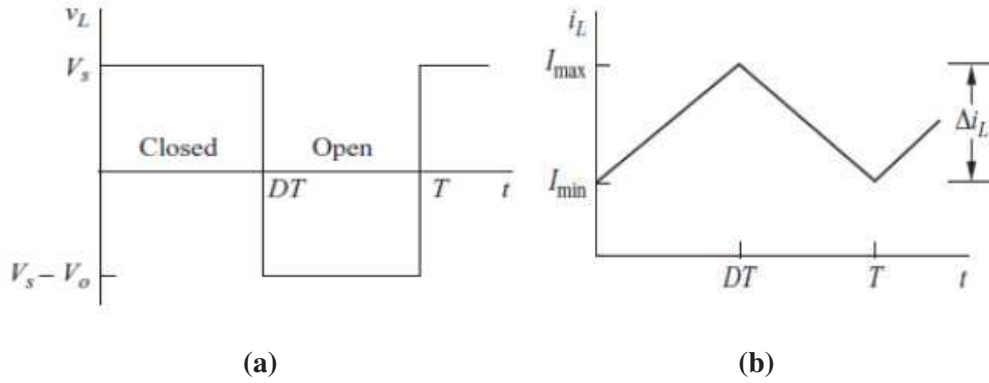


Figure 1. 14 (a) Tension et (b) courant de l'inductance du hacheur survolteur

 - Pour $0 < t < DT$, l'interrupteur est fermé:

$$v_L = V_S = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.28)$$

$$i_L(t) = \frac{V_S}{L}t + I_{Lmin} \quad (1.29)$$

$$i_L(t = DT) = I_{Lmax} \quad (1.30)$$

$$\text{On obtient : } \Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{V_S}{L}DT \quad (1.31)$$

 - Pour $DT < t < T$, l'interrupteur est ouvert:

$$v_L = V_S - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.32)$$

$$i_L(t) = \frac{V_S - V_o}{L}(t - DT) + I_{Lmax} \quad (1.33)$$

$$i_L(t = T) = I_{Lmin} \quad (1.34)$$

$$\text{On obtient : } \Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{V_o - V_S}{L}(T - DT) \quad (1.35)$$

Les équations (1. 31) et (1. 35) permettent d'obtenir :

$$\frac{V_S}{L}DT = \frac{V_o - V_S}{L}(T - DT) \quad (1.36)$$

$$\text{On déduit : } V_o = \frac{V_S}{(1-D)} \quad (1.37)$$

 Ainsi, la tension V_o du hacheur survolteur est toujours supérieure à V_S pour D appartenant à l'intervalle $]0,1[$.

En utilisant l'équation (1.32), on obtient:

$$\Delta i_L = \frac{V_S}{L}DT = V_S \frac{D}{L.f} \quad (1.38)$$

La valeur de la self d'inductance peut être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$L = \frac{V_S D}{\Delta i_L f} \quad (1.39)$$

1.4.1.3. Hacheur dévolteur-survolteur

Le hacheur dévolteur-survolteur peut travailler comme abaisseur ou élévateur de tension, ce qui permet de l'utiliser dans les différentes applications photovoltaïques. Le schéma de la Fig. 1. 15 représente le circuit de base d'un hacheur dévolteur-survolteur. Les états de

commutation sont contrôlés avec une période constante et un rapport cyclique variable. Les figures 1. 16 (a) et I.16 (b) représentent le courant traversant l'inductance ainsi que la tension à ces bornes. [19]

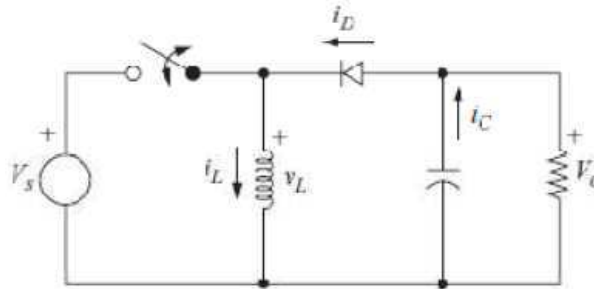


Figure 1. 15 Hacheur dévolteur-survolteur

- Analyse du circuit du hacheur dévolteur-survolteur[21], [22]

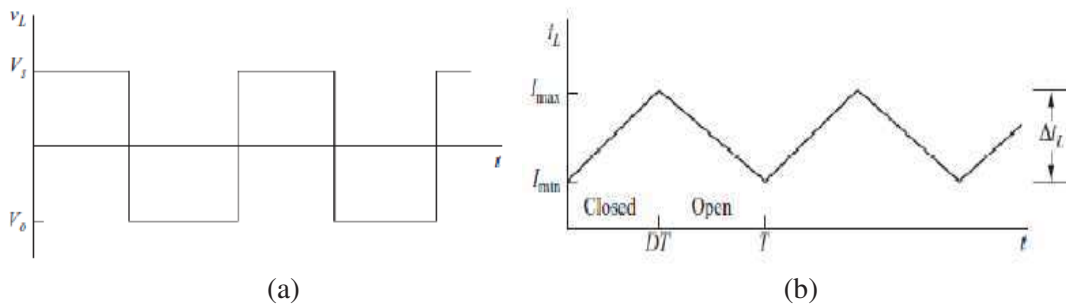


Figure 1. 16 (a) Tension et (b) courant de l'inductance du hacheur dévolteur-survolteur

- Pour $0 < t < DT$, interrupteur est fermé:

$$v_L = V_S = L \frac{di_L}{dt} \quad (1.40)$$

$$i_L(t) = \frac{V_S}{L} t + I_{Lmin} \quad (1.41)$$

$$i_L(t = DT) = I_{Lmax} \quad (1.42)$$

$$\text{On obtient : } \Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{V_S}{L} DT \quad (1.43)$$

- Pour $DT < t < T$, l'interrupteur est ouvert ;

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} = V_0 \quad (1.44)$$

$$i_L(t) = \frac{V_0}{L} (t - DT) + I_{Lmax} \quad (1.45)$$

$$i_L(t = T) = I_{Lmin} \quad (1.46)$$

$$\text{On obtient : } \Delta i_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} = \frac{-V_0}{L} (T - DT) \quad (1.47)$$

- Les autres Les équation (I.43) et (I.47) permettent d'obtenir:

$$\frac{V_S}{L} DT = \frac{V_0 - V_S}{L} (T - DT) \quad (1.48)$$

$$\text{On déduit : } V_0 = -V_S \frac{D}{(1-D)} \quad (1.49)$$

Ainsi, la tension V_O du hacheur dévolteur est toujours inférieure à V_S pour D appartenant à l'intervalle $]0,1[$.

En utilisant les équations (1. 18) et (1. 24), on obtient:

$$\Delta i_L = \frac{V_S}{L} DT = V_S \frac{D}{L \cdot f} \quad (1.50)$$

La valeur de la self d'inductance peut être calculée en utilisant l'équation suivante:

$$L = \frac{V_S D}{\Delta i_L f} \quad (1.51)$$

Comme nous l'avons vu précédemment, le convertisseur DC/DC extrait la puissance maximum qu'un GPV peut fournir en utilisant un algorithme de commande approprié appelé MPPT.

1.4.2. Fonctionnement du MPPT

L'objectif principal d'un contrôle MPPT est de trouver automatiquement à chaque fois le V_{MPP} et I_{MPP} d'un champ PV, puis de lui permettre de fonctionner à son P_{MPP} sous une température et un rayonnement donnés. Les meilleurs algorithmes de contrôle MPPT doivent être rapides, stables, robustes et efficaces. Ils doivent réagir rapidement aux changements des conditions atmosphériques (c.-à-d. Température et irradiation) et être résistants aux perturbations ou aux dysfonctionnements et au vieillissement. De plus, un MPPT doit être efficace sur une large plage de puissance la Fig. 1. 17. [23]

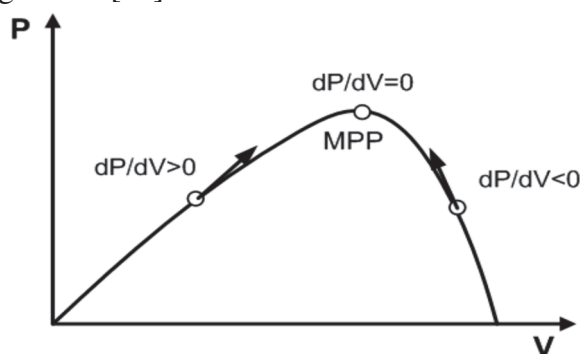


Figure 1. 17 Principe du MPPT.

Dans la plupart des méthodes de contrôle, deux capteurs sont nécessaires pour mesurer respectivement la tension et le courant d'un champ PV à chaque instant et à partir desquels peuvent être calculés avec une grande précision ou évalués le champ de puissance PV. Les mesures de courant et de tension sont toutes deux des parties importantes des commandes MPPT, car elles affectent la précision et l'efficacité des commandes. La place de chaque capteur peut se faire au niveau des ports d'entrée et / ou de sortie de l'étage convertisseur de puissance associé au GPV. Pour des raisons de coût et d'algorithmes les plus simples, certains MPPT n'utilisent qu'un seul capteur de tension ou de courant. La plupart du temps, il est plus facile et plus fiable de mesurer la tension que le courant. Avec ces types de systèmes, l'évaluation de la puissance PV ne peut pas être aussi élevée que les précédentes. Cependant, pour des raisons de coût, de robustesse et de solutions simples, ils sont largement utilisés dans les produits industriels. L'algorithme MPPT peut être intégré dans les onduleurs (utilisés dans les systèmes PV connectés au réseau), ou incorporé au moyen de convertisseurs DC-DC. La présence de

plus d'un MPPT permet de meilleures performances de l'ensemble du système PV, mais les coûts augmenteraient trop. De nombreux algorithmes de MPPT ont été proposés dans la littérature pour la recherche du point MPP. Ces algorithmes se différencient en termes de [23]:

- *Vitesse de convergence vers le point de MPP*
- *Capacité de trouver le vrai point de MPP*
- *Grandeurs mesurées*
- *Implémentation*

1.4.3. Convertisseur continu- alternatif DC/AC

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'onde de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- *Un convertisseur rotatif : C'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50 à 60% pour 1 kW jusqu'à atteindre 90% pour 500 kW. [24]*
 - o Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.
 - o Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).
- *Un convertisseur statique : On le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charge, des pertes à vide considérables surtout pour les faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en MLI (modulation de largeur d'impulsions) qui permettent grâce à la modulation de la largeur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale. Avec ce système, on obtient : [19]*
 - o Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
 - o De faibles pertes à vide.

Le choix de l'onduleur se fera suivant les critères suivants:

- ✓ La puissance nominale : c'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation
- ✓ Le rendement : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie à la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné par le rapport entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.
- ✓ La consommation à vide : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de la nuit). Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%)

- ✓ Corrective : Pureté de la tension de sortie par rapport à une tension sinusoïdale pure (220V-50HZ). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :
 - Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.
 - Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmoniques.

1.5. Les topologies des systèmes PV

La topologie d'un système PV influence directement son efficacité et le traitement des défauts. La structure série-parallèle est une configuration courante dans les systèmes photovoltaïques conventionnels. On peut distinguer deux stratégies : système à un seul étage de conversion et système à deux étages [25][26].

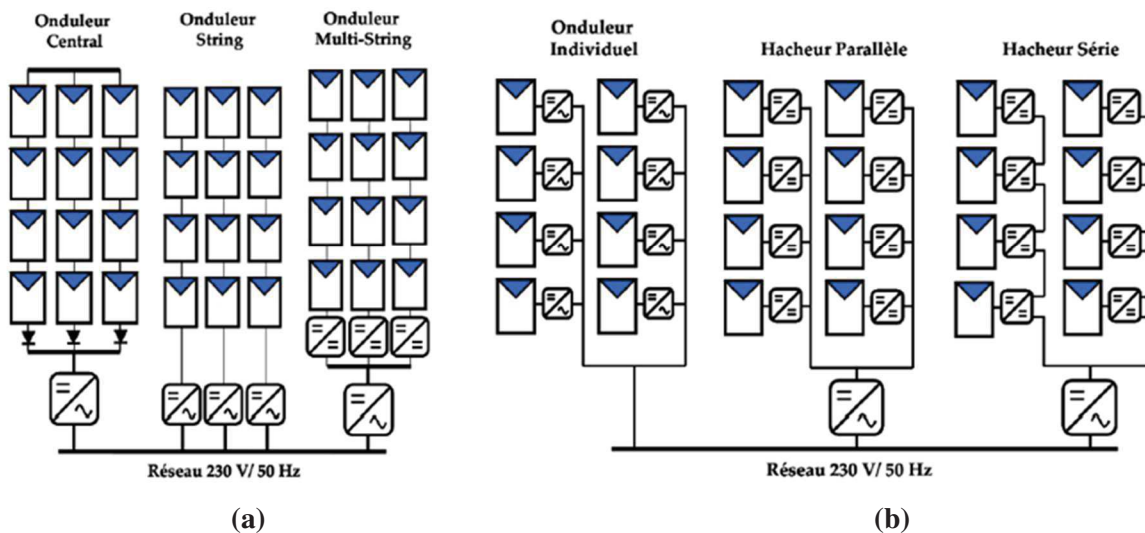


Figure 1. 18 Les topologies des systèmes PV : (a) Topologie centrale, (b) Topologie modulaire

Dans le premier cas, un onduleur est utilisé pour effectuer toutes les tâches de traitement et de conversion de la puissance tandis que dans les systèmes à deux étages un hacheur est intercalé entre les générateurs PV est l'onduleur comme un étage adaptateur. Les systèmes à deux étages offrent une plus grande flexibilité par rapport aux systèmes à un seul étage, en revanche ils ajoutent un coût supplémentaire et une réduction de la fiabilité du système.

1.5.1. Topologie centrale

La topologie d'onduleur de chaîne centralisée est illustrée dans la Fig. 1. 18 (a). Dans laquelle plusieurs panneaux solaires sont connectés en série pour atteindre une tension continue plus élevée qui est convertie en tension alternative spécifique au réseau par un onduleur. Cette topologie est largement utilisée dans les parcs solaires situés dans les régions à irradiation constante et élevée ou sur les toits bénéficiant d'une irradiation uniforme. Il existe trois architectures principales : onduleur central, onduleur string et onduleur multi string. Le principal inconvénient de cette topologie est l'ombrage partiel. Si un seul des panneaux solaires est obstrué (par exemple par des ombres ou des objets étrangers), la chaîne entière souffrira de

perdes. Le panneau solaire ombré limitera son courant de fonctionnement et en raison de la topologie de la chaîne, le courant de tous les autres panneaux solaires connectés dans la chaîne [25][26].

Onduleur central : consiste à utiliser un seul hacheur et un seul onduleur interfaçant le générateur PV avec le réseau électrique. Cette architecture est la plus répandue car elle est peu coûteuse, simple à entretenir et à surveiller. Par contre, l'utilisation d'un seul MPPT pour le champ entier ne rend pas optimale l'extraction de puissance du champ ; en particulier lorsque celui-ci est partiellement ombré.

Onduleur string : Contrairement à la topologie « onduleur central », cette topologie utilise un hacheur et un onduleur par string. Ceci a pour effet d'augmenter le nombre de MPPT dans le champ et permet une meilleure continuité de service par rapport au montage centralisé, lors d'une défaillance de l'onduleur par exemple. Cette topologie permet également de mieux d'extraire la puissance maximale du générateur. Cependant, le coût global de l'installation augmente et les rendements des onduleurs string sont faibles lorsque la ressource solaire est diffuse.

Onduleur multi-string : L'onduleur multi-string permet d'utiliser un seul onduleur, tout en conservant la possibilité d'utiliser un MPPT par string en utilisant un hacheur par string.

L'intérêt principal est de réduire le coût d'investissement par rapport à l'utilisation d'onduleurs string en regroupant l'inversion du courant en un seul élément. Par contre, la continuité de service et l'évolutivité de ce montage sont réduites compte tenu du nœud de puissance créé par cet onduleur unique.

1.5.2. Topologie modulaire (module AC)

L'avantage de ces architectures (Fig. 1. 18 (b)) est de réduire l'impact d'un module défaillant sur le fonctionnement global du champ PV, ce qui offre une plus grande fiabilité du système. Ici, chaque panneau solaire est équipé de son propre convertisseur DC / AC pour former un module solaire qui alimente le réseau électrique séparément. Chaque module peut être contrôlé et surveillé séparément et peut donc fournir sa puissance de sortie maximale. Cette topologie est également très appropriée pour une utilisation dans des panneaux solaires domestiques plus petits. Les inconvénients de cette topologie seraient le coût plus élevé des onduleurs supplémentaires et la plus faible efficacité de pointe du générateur solaire[25][26].

On distingue deux autres topologies au quelle utilisant un hacheur par module et appelées modules DC. Le montage est soit avec « Hacheur parallèle » où on utilise des module DC connecté à un bus continu de tension plus élevée (400 V), auquel est relié un onduleur. Ou avec « Hacheur série » où on utilise des modules DC connectés en série puis relié à un onduleur.

1.6. Configurations des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques (PV) sont principalement définis selon que l'énergie générée par le système est stockée ou directement connectée au réseau. Il existe donc des systèmes PV autonomes et des systèmes PV connectés au réseau.

1.6.1. Systèmes PV autonomes :

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont les plus utilisés dans le monde entier, malgré l'intérêt récent du marché pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Un système photovoltaïque autonome doit fournir suffisamment d'énergie pour une application totalement isolée du réseau. Dans certains cas spécifiques, tels que le pompage de l'eau, le générateur peut être connecté directement au moteur. La gamme d'applications est en constante augmentation. Les mini-applications telles que les calculatrices de poche, les horloges sont des exemples bien connus de systèmes autonomes. D'autres applications typiques des systèmes autonomes sont les systèmes mobiles sur les voitures, l'électrification des villages dans les pays en développement, les systèmes de pompes solaires pour l'eau potable et l'irrigation, etc.[27]

Des piles rechargeables sont utilisées pour stocker l'électricité. Afin de les protéger, d'obtenir une plus grande disponibilité et d'avoir une durée de vie plus longue, il est essentiel d'utiliser un contrôleur de charge. Le contrôleur de charge empêche la surcharge et peut empêcher la surtension de la batterie.[27].

1.6.2. Systèmes PV connectés au réseau :

Au cours des dernières années, on a observé une croissance importante des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en particulier dans les pays industrialisés. Plusieurs raisons expliquent ce phénomène, outre les avantages traditionnels de l'électricité photovoltaïque :[27]

- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau deviennent de plus en plus rentables car le coût des composants photovoltaïques a considérablement diminué ces dernières années en particulier le coût moyen des modules photovoltaïques et des onduleurs.
- Les problèmes techniques liés aux onduleurs et aux interconnexions des systèmes PV au réseau ont été résolus par les fabricants et la génération actuelle d'onduleurs a amélioré la fiabilité et réduit la taille.
- Avantages utilitaires. Le fait que l'électricité solaire soit produite aux heures creuses de la journée peut ajouter de la valeur à l'électricité. Cette demande de pointe de puissance peut être partiellement fournie par des systèmes photovoltaïques connectés au réseau dispersés qui sont capables de produire de l'électricité au même endroit où cette énergie est utilisée, réduisant la lourde charge supportée par les systèmes de transport et offrant des avantages dans la distribution et le support de ligne.

1.7. Rentabilité et performances des systèmes photovoltaïques :

Le segment photovoltaïque du marché mondial de l'énergie connaîtra une croissance continue. Cela se produit car les problèmes techniques liés aux onduleurs et aux interconnexions des systèmes PV au réseau ont été résolus par les fabricants et la génération actuelle d'onduleurs a amélioré la fiabilité et réduit la taille. Aussi le MPPT assure un fonctionnement des systèmes PV indépendamment des changements climatiques jusqu'à 99.99%. D'autre part la réduction du coût de fabrication des modules PV et les politiques adoptées par la plupart des pays dans le monde ont offert des avantages et de nouveaux frais aux utilisateur des systèmes PV. Cependant, le contrôle qualité et la garantie opérationnelle sont essentiels pour assurer un

système PV rentable. Des études ont montré qu'il y a une perte de puissance importante due à des défauts dans les panneaux solaires. Par exemple, une étude menée en Grande-Bretagne a conclu à des pertes supérieures à 18,9% au cours de la première année d'exploitation [28]. De même, un défaut de point chaud peut entraîner un risque d'incendie [29]. A cette fin, il est indispensable de développer un système de monitoring qui surveille le fonctionnement en temps réel et permet l'étude de vieillissement et le diagnostic des défauts dans les systèmes PV. Ce système doit assurer la réduction des risques d'incendie qui peuvent affecter à la fois le personnel et l'équipement installé. Ainsi, la réduction de la main-d'œuvre requise pour un montant équivalent de surveillance. Le produit final doit envoyer des alertes lors de la reconnaissance des panneaux défectueux, en contournant toute supervision manuelle des systèmes. À long terme, cela implique des installations plus rentables et une durabilité améliorée pour les systèmes photovoltaïques.

1.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté un aperçu général de l'énergie PV et ses concepts de bases. Ensuite, nous avons présenté les différents éléments qui constituent un système PV ainsi que le rôle de chaque élément. Nous avons présenté les différents modèles électriques constituant le module PV opérant dans diverses conditions. Ainsi que les différents types de systèmes d'alimentations photovoltaïques existants

Ce chapitre a montré qu'un système de monitoring classique est un atout dans l'amélioration de la productivité de ces installations. Un système de monitoring en temps réel qui surveille l'installation, détecte les défauts et étudie le vieillissement est donc indispensable.

CHAPITRE 2
PERFORMANCE DES SYSTEMES PV

Chapitre 2 : Performance des systèmes PV

2.1. Introduction

Le marché de l'énergie solaire photovoltaïque a connu une énorme croissance dans le monde au cours de la dernière décennie. Les centrales solaires photovoltaïques peuvent être mises en œuvre à n'importe quelle échelle, allant d'un petit toit d'une maison à une méga gamme de projets de plusieurs centaines de MW. Avec un intérêt croissant pour le développement d'installations PV, il est devenu impératif de comprendre les caractéristiques de performance et les paramètres affectant le rendement énergétique des modules PV. Dans ce chapitre on présente une analyse complète des facteurs contribuant aux pertes de modules. Les performances de sortie vis-à-vis des conditions environnementales variables ont été discutées. Les performances du module sont affectées principalement en raison du changement des niveaux d'irradiance, des températures de fonctionnement, des effets d'ombrage et d'autres facteurs corrélés. La puissance de sortie varie considérablement en fonction des écarts par rapport aux conditions de test standard. Le choix du site approprié, la conception technique, la bonne installation et la maintenance régulière amélioreraient les performances de la centrale solaire PV, ce qui en ferait une source d'énergie économiquement viable.

2.2. Productivité d'un système photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation. La disponibilité d'un système PV se réfère au ratio entre la durée de la continuité de service de production d'énergie, même avec une performance moins optimale, et la période totale observée [30]. Tandis que la performance d'un système PV se réfère au rendement global de la chaîne de conversion de l'énergie.

Dans une large mesure, les procédures d'évaluation existantes sont basées sur la norme CEI 61724. La prise de conscience croissante de l'importance de la technologie PV et de son potentiel a abouti à une acceptation mondiale d'impressionnants programmes de recherche et d'investissement.

Les directives européennes pour l'évaluation des installations photovoltaïques ont été préparées par l'installation européenne d'essais solaires du centre commun de recherche (JRC) d'Ispra et ont abouti au documents A, B et C [2] [3] [4]. Ces directives ont joué un rôle important dans la préparation et la réalisation de la norme CEI 61724 [5]. La norme intitulée « Surveillance des performances des systèmes photovoltaïques - Lignes directrices pour la mesure, l'échange de données et l'analyse », publiée pour la première fois en avril 1998, exprime un consensus international sur le sujet de la surveillance et de l'analyse des performances des systèmes photovoltaïques. Le document se présente sous la forme de lignes directrices à usage international publiées sous forme de normes et est accepté par les comités nationaux.

Il existe plusieurs façons pour évaluer la performance d'un système PV. L'approche la plus simple repose sur « l'indice de performance » R_p proposé par la directive européenne, document B [3], et la norme IEC 61724 [31]. La notion de l'indice de performance d'un système PV est illustrée dans la Figure 2. 1.

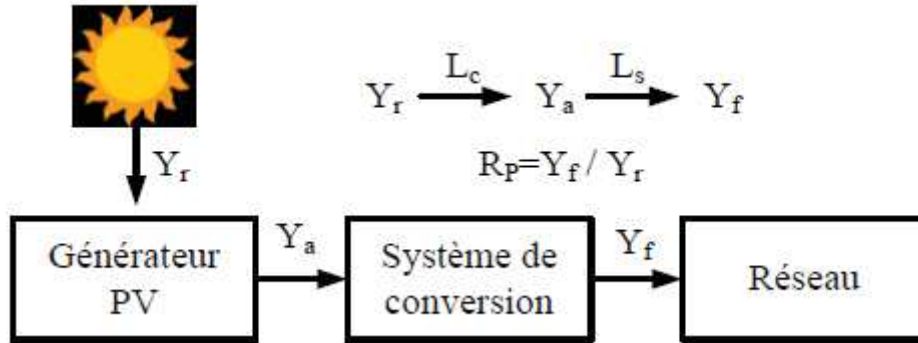


Figure 2. 1 Rendement aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie d'un système PV

Divers paramètres dérivés liés au bilan énergétique et aux performances du système peuvent être calculés à partir des données de surveillance enregistrées en utilisant des sommes, des moyennes et des ratios sur des périodes de rapport τ telles que des jours, des mois ou des années. Les quantités d'irradiation H sont calculées à partir de l'irradiance enregistrée G . Les quantités d'énergie électrique sont calculées à partir de leurs paramètres de puissance mesurés correspondants sur la période de rapport τ [6].

L'indice de performance (PR) est le rapport entre le rendement final (Y_f) et le rendement de référence (Y_r) pour une période donnée (journalière, hebdomadaire, mensuelle ou encore annuelle). Le rendement final (Y_f) est l'énergie de sortie du système PV fournie à la charge par kW pendant la période considérée. Le rendement de référence Y_r est basé sur l'irradiation dans le plan H et représente l'énergie théoriquement disponible par kilowatt de pic de PV installé pendant la même période considérée.[32]

Il est indépendant de l'emplacement et de la taille du système et indique l'effet global des pertes sur la puissance nominale. La valeur moyenne annuelle typique pour une installation, en fonctionnement normal, varie entre 0.6 et 0.8 [7]. Un indicateur avec une valeur inférieure à cette plage signifie qu'il y a une perte supplémentaire provoquée par un défaut spécifique.

Plus le PR est élevé, mieux le système utilise son potentiel. Une valeur PR faible signifie des pertes de production dues à des problèmes techniques ou de conception. Pour l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques autonomes, une valeur PR élevée ne signifie pas toujours que le système fonctionne dans les meilleures conditions. Si le système est sous-dimensionné pour l'application considérée, le système PV affichera une valeur de R_p très élevée, mais l'utilisateur ne sera pas alimenté en électricité. Pour les systèmes autonomes, la valeur de PR est la consommation des utilisateurs dépendant. Si le niveau de consommation n'est pas corrélé au potentiel du générateur photovoltaïque, le R_p atteindra des valeurs faibles en raison d'une capture élevée de pertes. Il a été démontré que le R_p est largement utilisé pour

les réseaux Les systèmes photovoltaïques ne peuvent être utilisés seuls pour décrire la qualité d'exploitation [7].

La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux étapes : pertes du système (L_s) et pertes de capture du générateur PV (L_c). Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion. Les pertes du système L_s proviennent des pertes de conversion des onduleurs dans les systèmes PV connectés au réseau et des pertes de stockage des accumulateurs dans les systèmes PV autonomes.[32]

Les pertes de capture de l'installation PV L_c sont causées par des températures de cellule en fonctionnement supérieures à 25 °C (pertes thermiques) et par des causes diverses [8] [9].

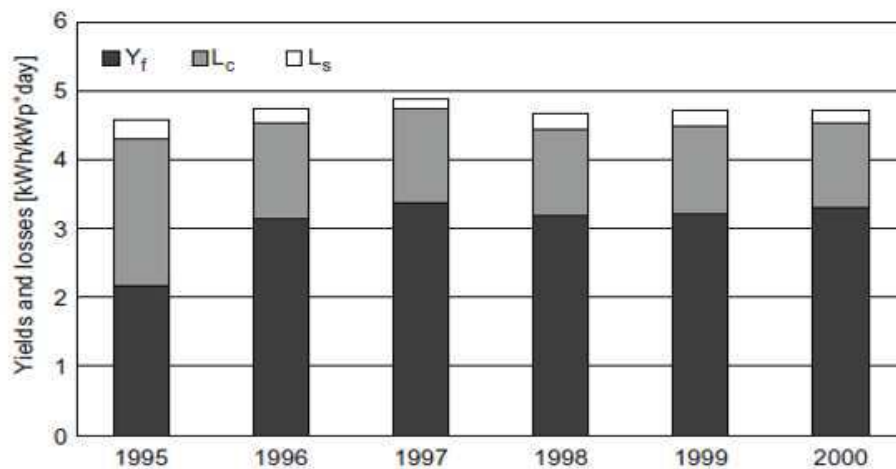


Figure 2. 2 Résultats annuels de performance d'un système PV de 3,3 MWc à Serre, en Italie, en termes de rendement énergétique final (Y_f), de pertes de capture (L_c) et de pertes de système (L_s).

La figure 2. 2 montre à titre d'exemple les indices de performance annuels d'un grand système électrique photovoltaïque connecté au réseau fonctionnant dans le sud de l'Italie depuis 1995.[33]

La puissance produite par un système PV dépend d'une série de facteurs qui doivent être examinés lors de la conception du système. Il est également utile d'évaluer l'exactitude des traitements simplifiés lorsque ces facteurs sont ignorés ou négligés. Une telle analyse est commodément effectuée en examinant l'énergie annuelle totale produite par le système. Une étude approfondie récente a identifié sept facteurs influençant les performances annuelles des modules PV [10] [9] et un bref résumé des principaux facteurs suivra.

2.2.1 Températures de fonctionnement élevées

Une L'analyse des différentes technologies et sites montre que la production annuelle peut être réduite du fait de la température de fonctionnement d'un facteur compris entre 2% et 10%, selon la conception du module, la vitesse du vent, la technique de montage et la température ambiante. L'effet principal de la température sur la sortie du générateur PV provient de la dépendance à la température de la tension en circuit ouvert (voir Fig. 2. 3) [19] qui peut être décrite par :

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(STC) + \frac{dV_{oc}}{dT}(T_c - 25) \quad (2.1)$$

où T_c est la température de la cellule et dV_{oc}/dT est le coefficient de température.

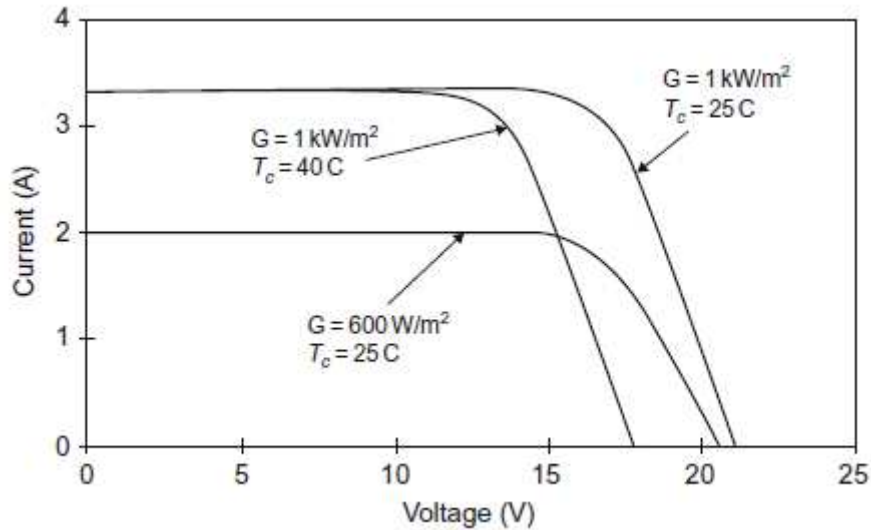


Figure 2. 3 Caractéristique IV d'un module PV en silicium cristallin typique en fonction de l'irradiance G et de la température. T_a désigne la température ambiante et T_c la température des cellules solaires

La température de cellule T_c peut être estimée à partir de la température ambiante T_a et de l'irradiance G à l'aide d'un paramètre appelé température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT) :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (2.2)$$

Où : NOCT est exprimé en °C et l'irradiance G en W/m^2 . Si NOCT n'est pas connu, 48°C est recommandé comme valeur raisonnable qui décrit bien la plupart des modules PV couramment utilisés.[34]

L'efficacité globale de l'installation PV en conditions réelles, $\eta_{pv_real}(t)$, est déterminé par l'équation suivante :

$$\eta_{pv_real}(t) = \eta_{pv_nom} \times (1 - (T_{cellreal}(t) - T_{ref}) \times T_{coef}) \quad (2.3)$$

où η_{pv_nom} est l'efficacité nominale du module à l'état standard et T_{coef} est le coefficient de température qui prend en compte l'effet de la variation de température sur la puissance de sortie. La valeur de T_{coef} varie en fonction du type de panneau solaire avec une valeur commune de 0,5%/°C pour les cellules solaires les plus courantes sur le marché [35] [36]. La puissance de sortie d'un panneau solaire à temps t , $P_{pvPoly}(t)$, est déterminé comme suit:

$$P_{pvPoly}(t) = Area_{PV} \times \eta_{pv_real}(t) \times G(t) \times \eta_{inv} \quad (2.4)$$

➤ Où, $Area_{PV}$ est la surface des modules PV et η_{inv} est l'efficacité de l'onduleur.

applications, l'orientation de l'installation sera limitée par la nature du système de support : par exemple, l'orientation d'une installation intégrée à un bâtiment sera normalement dictée par l'orientation du toit ou de la façade où l'installation doit être installée. Dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome, la considération la plus importante pour décider de l'orientation de l'installation est de maximiser la collecte d'énergie par les panneaux photovoltaïques inclinés. Cela dépendra souvent de la nature saisonnière de la charge. Le rendement des installation PV varie avec la latitude et la saison [37][38]. Les exemples typiques sont les suivants :

Tableau 2. 1 Inclinaison des panneaux suivant la saison

saïson	angle d'inclinaison optimal
l'été	Latitude -15°
l'hiver	Latitude +15°
moyenne de l'année	Latitude

- La moyenne annuelle est parfois utilisée dans des endroits où il y a peu de variation du rayonnement solaire quotidien pendant l'année. La batterie du système PV est alors utilisée en partie comme un stockage d'énergie saisonnier.

Les "règles empiriques" pratiques pour l'inclinaison du panneau sont résumées dans le Tableau 2. 1.

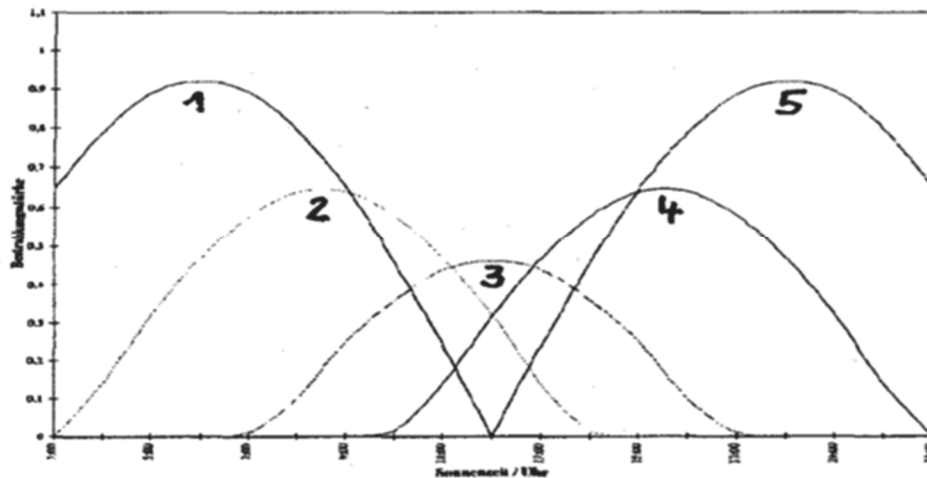


Figure 2. 5 Courbes simulées du rayonnement solaire dans les directions suivantes (1): est; (2) : sud-est; (3): sud; (4): sud-ouest; (5): ouest; jour: 21/06/96.

Sur la figure 2. 5, nous pouvons voir que le rendement d'une façade PV est fondamentalement caractérisé par les directions sud-est et sud-ouest (résultats des simulations) dans les mois où le rayonnement solaire est plus faible [37].

Les panneaux photovoltaïques qui suivent le soleil peuvent collecter une quantité d'énergie plus importante que ceux qui sont installés à une inclinaison fixe. La relation entre le rayonnement solaire annuel capté par un système de suivi et un panneau à inclinaison fixe incliné à l'angle de latitude pour un certain nombre de lieux dans le monde est illustré dans la figure 2. 6. On constate que, sur une base annuelle, l'énergie capturée par un système de suivi à plat est augmentée de plus de 30 % par rapport à l'année précédente pour un réseau fixe à l'inclinaison de la latitude. Cependant, nous constatons en même temps qu'un système de concentrateur de

suivi collectera plus d'énergie qu'un système de plaques à chapeaux uniquement dans les endroits où le ciel est principalement dégagé [19].

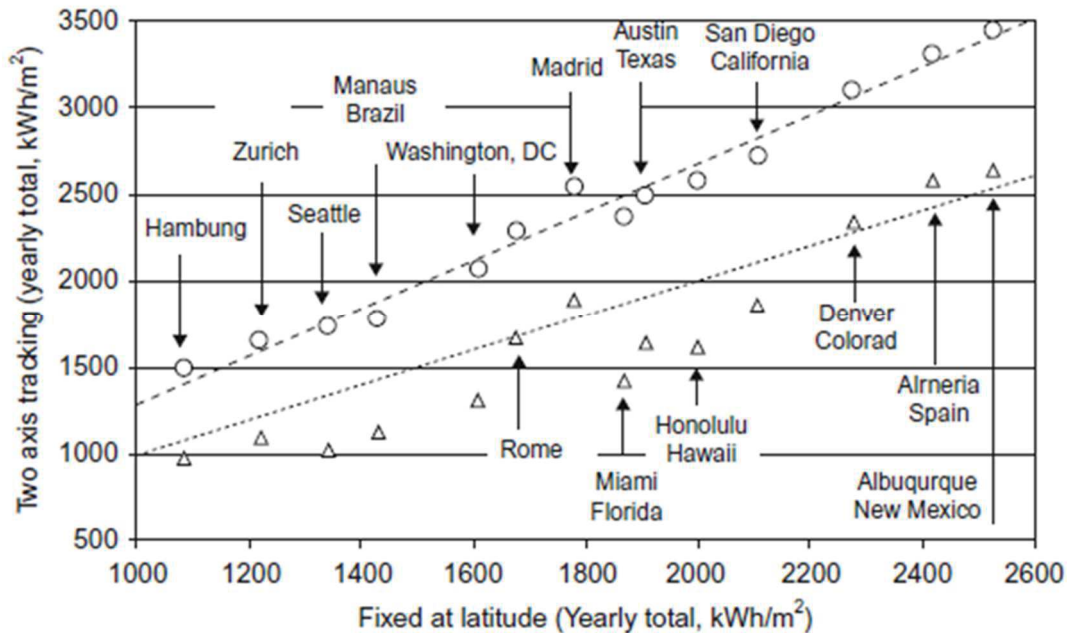


Figure 2. 6 Comparaison de l'énergie recueillie par un panneau à une inclinaison fixe égale à l'angle de latitude et avec un suivi sur deux axes.

Les cercles sont des valeurs mesurées du rayonnement global, les triangles correspondent à un faisceau direct. La ligne en pointillés correspond à un ajustement des points de rayonnement global, ce qui correspond à une augmentation de 33,5 %. La ligne en pointillés indique le rayonnement solaire sur le plan d'inclinaison fixe à l'inclinaison de la latitude.[38]

Autre aspect influent l'irradiation cumulé sur le panneau PV [39] [19] :

- Variation du spectre solaire : on constate que les effets de la variation horaire du spectre solaire s'annulent presque annuellement. La technologie du silicium amorphe est la plus sensible à cet effet, mais les changements observés restent généralement inférieurs à 3%.
- Pertes optiques : lorsque le soleil est à un angle d'incidence élevé. Les pertes optiques sont dues à l'augmentation de la réflectance du verre de protection des modules PV pour un angle d'incidence supérieure à environ 60.
- Cependant, l'effet à long terme est relativement faible (généralement inférieur à 5%) bien qu'il puisse avoir un effet plus important sur une base saisonnière (proche de 10% pour une inclinaison verticale).
- Perte par dégradation induite par la lumière : Diminution initiale rapide du rendement dans les toutes premières heures d'exposition du module PV à la lumière naturelle; la perte de rendement dépend de la qualité de l'anneau de fabrication de la plaquette.

2.2.2.2 Salissures

Accumulation de poussière, excréments d'oiseaux, croissance de mousse à travers le châssis du module et chute de neige, réduisent la sortie du module. Les modules photovoltaïques

nécessitent un nettoyage régulier pour un rendement élevé. La perte dépend des précipitations, de l'angle d'inclinaison du module. Les salissures peuvent représenter jusqu'à 10% de réduction de la production annuelle d'énergie. [39][40].

2.2.3 Extraction non optimale de la puissance produite par le champ

Lorsque la technologie de la cellule solaire, la température de la cellule solaire et le rayonnement solaire qui atteignent la surface de la cellule solaire, sont donnés, le rendement de la conversion d'énergie dans les cellules solaires connectées dans les modules PV dépend principalement de l'adaptation d'impédance. Il est bien connu sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking), l'une des tâches importantes pour augmenter l'efficacité du système photovoltaïque (PV). Ces algorithmes MPPT permettent de capter efficacement le point de puissance maximale globale du générateur photovoltaïque partiellement ombragé.[41]

La plupart des algorithmes MPPT existants souffrent de l'inconvénient d'être un suivi lent. L'apparition de courbes de sortie multi-peak d'ombrage partiel dans les panneaux PV est courante, où le développement d'un algorithme pour suivre avec précision les véritables MPP des courbes de sortie complexes et non linéaires est crucial. Le 4% de l'efficacité est affecté par les variations du facteur de remplissage avec les conditions climatiques et les caractéristiques de la région géographique. [23]

- Les modules a-Si et CdTe ont tendance à avoir une valeur de la tension maximale du point de puissance plus élevée aux faibles niveaux d'éclairement énergétique qu'aux conditions standard de soleil 1. Ce fait peut entraîner une augmentation supplémentaire de 10 % de la production annuelle d'énergie. [41].

2.2.4 Vieillessement des panneaux

Les modules photovoltaïques sont les éléments qui ont la plus grande longévité dans un système photovoltaïque, mais ils vieillissent comme tous les autres composants. La dégradation annuelle moyenne d'un module en silicium cristallin est d'environ 0,2% par an, ayant un impact sur l'Isc puis sur la puissance de sortie [42]. Quelques symptômes des Vieillessement des panneaux :

- Perte de réflexion, c'est-à-dire diminution de l'irradiance atteignant la surface des cellules PV, par rapport à l'irradiation sous une incidence normale.
- Cellules fracturées : cela peut se produire en raison de l'impact accidentel d'objets sur les modules PV ou en raison d'un point chaud.
- Sentier des escargots (Snail trail).

2.2.5 Pertes par Mis Match et diodes de blocage ou de dérivation

Un certain nombre de questions se posent dans un ensemble composé de plusieurs séries de modules connectés en parallèle. Des pertes d'adaptation peuvent se produire, par exemple, en raison d'un éclairage non uniforme du réseau ou parce que différents modules dans la chaîne ont des paramètres différents. En conséquence, la puissance de sortie du GPV sera inférieure à la somme des puissances de sortie correspondant aux modules constitutifs. Pire encore,

certaines cellules peuvent être endommagées par ce qui entraîne une dissipation excessive de puissance c'est ce qu'on appelle une formation de points chauds[43].

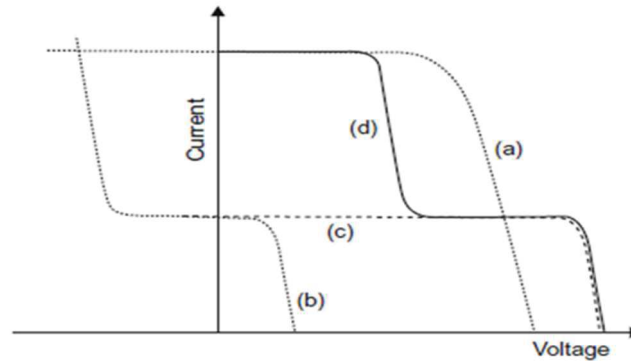


Figure 2. 7 Caractéristique I V d'une chaîne en série, avec quatre cellules éclairées et une cellule ombrée. (a) Quatre cellules éclairées. (b) Une cellule ombrée avec une diode de dérivation. (c) Quatre cellules éclairées et une cellule ombrée, pas de diode. (d) Quatre cellules éclairées et une cellule ombrée, avec une diode de dérivation à travers la cellule ombrée.

Le réseau PV dans l'obscurité se comporte comme une diode sous polarisation directe et, lorsqu'il est directement connecté à une batterie, fournira un chemin de décharge pour la batterie. Ces courants inverses sont traditionnellement évités par l'utilisation de diodes de blocage (ou de string). Les diodes de blocage jouent également un rôle dans la prévention des surintensités dans les chaînes connectées en parallèle. Le décalage des pertes qui résultent de l'ombrage d'une partie d'une chaîne de série sont illustrées dans la figure 2.7, qui montre les caractéristiques I-V de cinq séries connectées des cellules solaires. Lorsqu'une cellule est ombragée, le courant de sortie de la chaîne est déterminé par le courant de la cellule ombragée. Au niveau ou à proximité du court-circuit, la cellule ombragée dissipe l'énergie générée par la cellule éclairée. [32]

Les pertes décrites ci-dessus sont les pertes dites « normales ». Elles sont présentes dans tous les systèmes PV. En plus de ces pertes normales, les défauts et les défaillances des composants de la chaîne de conversion peuvent également affecter la performance du système PV. Elles entraînent une baisse de la production d'énergie, et dans le pire des cas, certaines défaillances peuvent conduire à l'indisponibilité totale du système.

2.2.6 Défauts/défaillances et rendement PV

Le taux de disponibilité des systèmes PV récemment installés est amélioré grâce à l'amélioration de la fiabilité des composants de l'installation. Selon les études menées par l'Agence internationale de l'énergie : performances des systèmes et sous-systèmes photovoltaïques IEA PVPS portant sur l'analyse de la performance des installations PV opérationnelles dans de nombreux pays dans le monde entier, le taux de disponibilité annuel d'une installation PV bien surveillée peut atteindre 97% [43].

L'indisponibilité d'un système PV entraîne évidemment une perte de productivité. Par contre, un système PV disponible ayant un défaut/défaillance a des pertes supplémentaires car le système peut fonctionner avec une performance non optimale. De plus, des pannes au cours de

la première année entraînent une perte de puissance estimée à 18,9% dans un système PV domestique [28].

La moyenne annuelle du R_p de toutes les installations varie entre 0.6 et 0.7. Par contre, la dispersion entre les indices de performance de chaque installation (pour une année donnée) montre qu'il y a eu des problèmes spécifiques pour les installations avec les indices de performance les plus faibles.

2.3. Résultats de l'analyse des faibles rendements:

Dans le cadre du programme photovoltaïque allemand 1000 toits, plus de 2000 systèmes résidentiels photovoltaïques connectés au réseau de 1 à 5 kWc ont été installés entre 1991 et 1995. Ce programme était accompagné d'un programme de suivi et d'évaluation, qui a donné des résultats et des expériences remarquables [44]. La Figure 2. 8 illustre l'évolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV de ces 2000 systèmes.

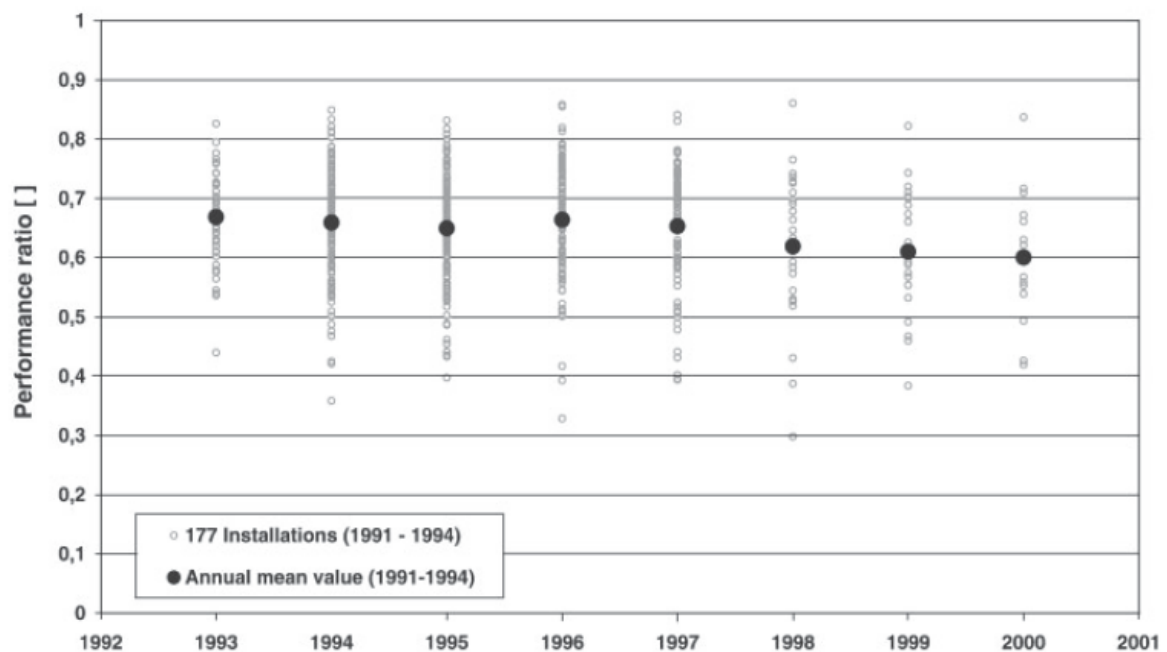


Figure 2. 8 Evolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV résidentiels installés pour le « 1000-Roofs Photovoltaic Programme » en Allemagne entre 1991 – 1994 [44]

L'analyse de faible rendement a été réalisée dans 17 systèmes PV sélectionnés pour trouver les raisons quantifiées des rendements réduits, qui ne peuvent pas être expliquées par les pertes du système L_s et les tolérances dues aux composants du système. Les critères de sélection des systèmes étudiés étaient le rapport de performance R_p (valeur annuelle inférieure à 0,60) et le rendement énergétique final Y_f (75% de moins que la valeur moyenne dans cette région) en plus de considérations pratiques, qui permettent des inspections techniques et quatre à six semaines de campagnes de suivi sur les sites sélectionnés. Les investigations détaillées de ce projet ont abouti à quatre raisons supplémentaires pour les très faibles rendements et performances des systèmes PV connectés au réseau [38] :

- Écart par rapport aux spécifications du module du fabricant

- Ombrage dû aux arbres, aux bâtiments ou aux murs
- Défauts d'installation DC
- Problèmes d'onduleur.

2.3.1 Écart par rapport aux spécifications du module PV

Au cours du programme 1000-toits-PV, il est devenu clair que divers types de modules PV présentent des différences significatives dans leurs performances [44]. D'une part, il existe une variance typique due à la production en série à grande échelle. D'un autre côté, un écart spécifique de la puissance nominale du module PV par rapport à la valeur nominale a été constaté en fonction du fabricant. Cet écart de la puissance réelle mesurée par rapport à la puissance nominale variait d'un fabricant à l'autre et semblait généralement négatif (valeur typique: 210%). Au cours des enquêtes sur les 17 systèmes photovoltaïques sélectionnés, les différences entre la puissance des modules surveillés et convertis en conditions de test standard (STC) et la puissance nominale selon les spécifications du module du fabricant variaient de 25% à 226%. En conséquence, les fabricants de modules ont tiré les leçons en déclarant leurs modules PV pour un contrôle qualité en fonction des mesures de performance[38]. En outre, les organismes de normalisation visaient à réduire les tolérances de mesure ainsi qu'à harmoniser les équipements de test utilisés par différents fabricants et institutions agréées.

2.3.2 Ombrage partiel :

L'ombrage partiel du générateur photovoltaïque entraîne une réduction significative du rendement énergétique d'un système PV [45] (Figure. 2. 9). La quantité de réduction du rendement du système dépend de la géométrie de l'objet d'ombrage et de celle du générateur photovoltaïque. Si l'ombrage d'une ou plusieurs chaînes PV se produit pendant une journée claire et ensoleillée, les courants des chaînes ombrées seront fortement réduits. Pendant le cours annuel, les mois d'hiver sont beaucoup plus influencés par les effets d'ombrage.

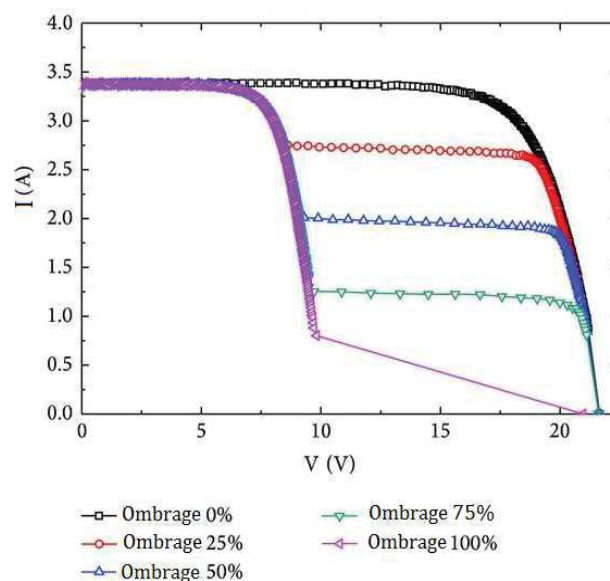


Figure 2. 9 Caractéristique I-V d'un module sous ombrage.

Des cellules ombragées ou fissurées peuvent donner naissance à un phénomène qui surchauffe localement le module entraînant sa perte. Ce phénomène s'appelle "Hot spot". L'effet d'ombrage partiel est dû à la poussière, à l'ombre d'un arbre ou d'un bâtiment à proximité, etc. ou à la chute de l'irradiation non homogène sur le module / champ [46]. Les conséquences sont les suivantes :

- (i) La sortie diminue lorsque la sortie du module est déterminée par la cellule la plus faible.
- (ii) Entraîne une dissipation de puissance hautement locale.
- (iii) Une surchauffe de la cellule ombrée peut éventuellement conduire à sa destruction.

L'analyse des données mesurées et les calculs des programmes de simulation sur les 17 installations conduisent aux résultats suivants :

- L'ombrage a réduit le rendement énergétique annuel jusqu'à 25% pour une installation photovoltaïque individuelle.
- Chaque plante doit être étudiée individuellement car il n'y a pas de conditions d'ombrage.
- Dès le début de la planification du projet et de l'élaboration du concept, la sélection de sites sans ombrage et la conception optimale des chaînes photovoltaïques doivent être prises en compte afin d'éviter ou de minimiser les pertes dues à l'ombrage.

2.3.3 Défauts des installations coté DC :

Il est utile d'effectuer des inspections techniques juste après la mise en service du système PV pour détecter et résoudre les problèmes. Pendant le fonctionnement du système, des pannes dues à de mauvaises techniques d'installation peuvent survenir, qui restent souvent inaperçues, défauts tels que défaut ligne à ligne, défaut à la terre, formation de points chauds et un défaut d'arc seraient les principales raisons des défaillances catastrophiques entraînant des incendies électriques. Dans chaque cas de panne, il existe des défis techniques spécifiques en matière de détection et d'atténuation.

Cela peut affecter tous les composants du système DC. Pour les 17 systèmes photovoltaïques étudiés, les problèmes suivants ont été constatés :

- Une pince défectueuse d'un interrupteur a provoqué un contact desserré et donc une panne partielle du courant de la branche.
- Les diodes string défectueuses ont été causées par la foudre.
- Des modules PV fissurés en raison de bulles à l'intérieur du stratifié ont été observés et se traduisent par un courant de chaîne réduit d'environ 60%.
- L'équipement de surveillance des défauts était responsable de la défaillance des courants de string.

- Des fusibles de chaîne défectueux ont été enregistrés dans de nombreuses installations.

Les problèmes et défauts rencontrés ont principalement provoqué des pannes d'une chaîne, dans certains cas celle de plusieurs chaînes. Par exemple pour un système photovoltaïque de cinq chaînes, le rendement réduit d'une chaîne défaillante est de 220%, Il est conseillé de vérifier régulièrement les courants des strings et la tension en circuit ouvert (par exemple entretien annuel). Pour le concept de systèmes PV nouveaux et améliorés, l'utilisation d'éléments de commutation et de fusibles string doit être évitée et la technique d'installation doit être aussi simple que possible. [38]

2.3.4 Problèmes liés à l'onduleur

Les problèmes liés à l'onduleur suivants ont été identifiés [38][47]:

- Panne partielle ou complète de l'onduleur en raison de problèmes matériels et logiciels.
- Suivi non optimal du point de puissance maximale (MPP) en raison du processus de suivi MPP permanent de l'onduleur causé par des fluctuations d'irradiation et par un ombrage partiel du champ PV.
- Mauvaise régulation de puissance des onduleurs qui fonctionnent avec une limitation de puissance / courant en cas de niveau de limitation bien inférieur à la puissance nominale de l'onduleur.
- Le fonctionnement à tension fixe peut entraîner des pertes d'adaptation, si un niveau de tension de l'onduleur inapproprié est choisi. Il a été constaté que l'utilisateur du système photovoltaïque découvre souvent les problèmes liés aux onduleurs, mais il est incapable d'estimer l'importance d'une défaillance particulière. À l'exception des pannes complètes des onduleurs, les pertes d'énergie dues à un fonctionnement non optimal des onduleurs se sont avérées inférieures à 10%.
- Instabilité du réseau : ce type de défaut dépend de la qualité du réseau de l'endroit où le système PV est installé. Cette faute a une probabilité plus élevée de se produire dans les zones rurales. Ce défaut peut provoquer un îlotage involontaire qui provoque une mise sous tension continue de la charge après la déconnexion du réseau et peut être dangereux pour les techniciens O&M.

2.4. Résumé :

Les performances et le rendement d'un système PV dépend de tous les facteurs de « gain » et de « perte » et dans quelle mesure les facteurs de perte peuvent être évités lors de la planification du projet, de l'installation et de l'exploitation du système.

La figure 2. 10 montre la distribution des ratios de performance annuels calculés à partir de 993 ensembles de données annuels de 309 systèmes PV connectés au réseau fonctionnant dans 14 pays différents entre 1989 et 2002. Le rapport de performance annuel (PR) diffère considérablement d'une usine à l'autre et se situe entre 0,4 et 0,85 avec une valeur moyenne de 0,67 pour les 309 systèmes PV [33][48].

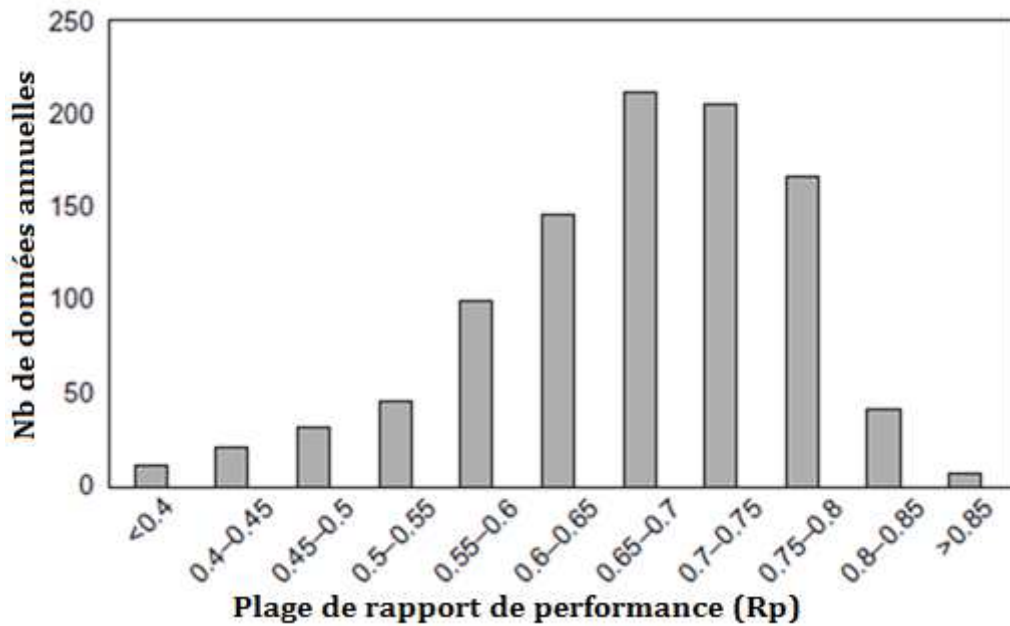


Figure 2. 10 Répartition des ratios de performance annuels de 309 systèmes PV connectés au réseau (993 ensembles de données annuels) fonctionnant dans 14 pays de 1989 à 2002

Le large éventail de ratios de performance a également été trouvé pour d'autres programmes de recherche, tels que le programme Thermie de la Commission européenne, le programme allemand 1000-toits-PV, le programme japonais de surveillance photovoltaïque résidentiel et les programmes photovoltaïques de l'Agence internationale de l'énergie [33][48].

Des enquêtes antérieures sur le PR annuel ont montré que pour des systèmes photovoltaïques bien fonctionnels connectés au réseau entre 1990 et 1999, une valeur de PR entre 0,6 et 0,8 peut être attendue [35]. Il a été constaté que les systèmes photovoltaïques bien entretenus affichent des valeurs PR généralement de 0,75 avec une disponibilité supérieure à 98%. Compte tenu des valeurs d'efficacité réalistes des types d'onduleurs améliorés d'aujourd'hui, des valeurs optimales de PR annuel entre 0,81 et 0,84 peuvent être atteintes. Une tendance à l'augmentation des valeurs annuelles du PR au cours des cinq dernières années a été observée. [33][48][49]

La productivité d'un système PV peut être améliorée (après une bonne orientation des modules PV) en réduisant le taux d'indisponibilité en choisissant des composants de grande fiabilité pour l'installation, réduisant le temps de la détection et la réparation des défaillances et en faisant fonctionner le système à une performance optimale.

L'état non uniforme causé par la défaillance partielle des composants constituant l'installation, la détection de ce genre de défaillance n'est pas évidente. Un système de monitoring classique consiste à surveiller simplement quelques grandeurs électriques (courant, tension et puissance) de l'installation ne permet pourtant pas de les détecter immédiatement lors de leur apparition et laisse fonctionner le système avec une performance non optimale. Pour toutes ces raisons, un système de diagnostic plus sophistiqué est indispensable pour détecter et localiser des défauts afin d'améliorer la productivité de l'installation PV.

2.5. Conclusion

L'efficacité et les performances des installations solaires photovoltaïques dépendent non seulement des caractéristiques des cellules photovoltaïques, mais également des conditions environnementales. La baisse significative est observée dans la sortie du module avec une diminution de l'irradiance. Des températures de fonctionnement élevées réduisent l'efficacité du module. L'accumulation de poussière, de neige, et de saleté dégrade les performances de la cellule photovoltaïque. L'ombrage sur n'importe quelle partie du module PV réduit non seulement la sortie, mais peut également endommager le module en raison du chauffage local. Toutes les conditions externes sont pour la plupart corrélées et affectent les performances de l'installation PV dans sa totalité. L'efficacité de l'onduleur et les pertes de câblage affectent également le rendement énergétique global d'un système d'alimentation photovoltaïque. Le rapport de performance des installations photovoltaïques s'est amélioré ces dernières années avec l'augmentation de l'efficacité globale des systèmes photovoltaïques. Le bon choix, la conception des composants du système, l'installation correcte et la maintenance régulière sont des conditions essentielles pour le bon fonctionnement des centrales solaires photovoltaïques. Le grand défi actuel des systèmes photovoltaïques est de contourner la condition de défaut tel que les courts-circuits, les circuits-ouverts, l'ombrage partiel et les arcs qui peut provoquer des catastrophes sur les humains et le matériel. De plus, ces défauts peuvent ne pas être détectés pendant plusieurs mois si aucun système efficace de fonctionnement et de surveillance n'est en place. Par conséquent, ce travail de thèse propose une nouvelle méthode de monitoring qui assure la surveillance en temps réel incluant la détection, le diagnostic et l'atténuation des défauts et l'étude du vieillissement photovoltaïque.

CHAPITRE 3
LE MONITORING DES SYSTEMES PV

Chapitre 3 : Le monitoring des systèmes PV

3.1. Introduction

Afin de vérifier l'état et les performances d'un système photovoltaïque, il est essentiel de mettre en œuvre une unité de surveillance durable capable de surveiller, d'enregistrer des données et d'analyser le nombre de paramètres mesurés dans une installation photovoltaïque. Un système de surveillance peut être prédéfini pour un but précis ou pour plusieurs paramètres de surveillance. Ainsi, il peut également prendre en charge la gestion de la demande. Il est tout à fait inapproprié de déclarer si un système PV fonctionne correctement ou pas simplement en visualisant l'architecture du système. Il est considéré comme approprié et financièrement efficace de posséder un système de surveillance avec une surveillance des données en temps réel accessible de n'importe où. Avec un tel système le propriétaire peut se déplacer efficacement et initier des soins appropriés en cas de besoin. Même si le système de surveillance PV n'est pas vérifié régulièrement, il enverra une alerte chaque fois qu'il y a un événement prédéfini qui nécessite une préoccupation du propriétaire. La surveillance du PV peut être utilisée à deux niveaux qui sont, au niveau du panneau et au niveau du système. La surveillance au niveau du système donne des informations sur la façon dont le système PV fonctionne comme une unité complète. La surveillance au niveau du panneau permet d'identifier plus précisément les problèmes liés au système PV. Mais, dans la plupart des cas, la surveillance n'est pas effectuée correctement, pas plus que la maintenance. Par la suite, un dispositif de surveillance PV doit fournir à la fois une vérification point par point de chaque module PV et une méthode facile à comprendre pour accéder aux informations observées. En outre, le système de surveillance PV doit être peu coûteux pour être largement accepté.

3.2. Système de monitoring

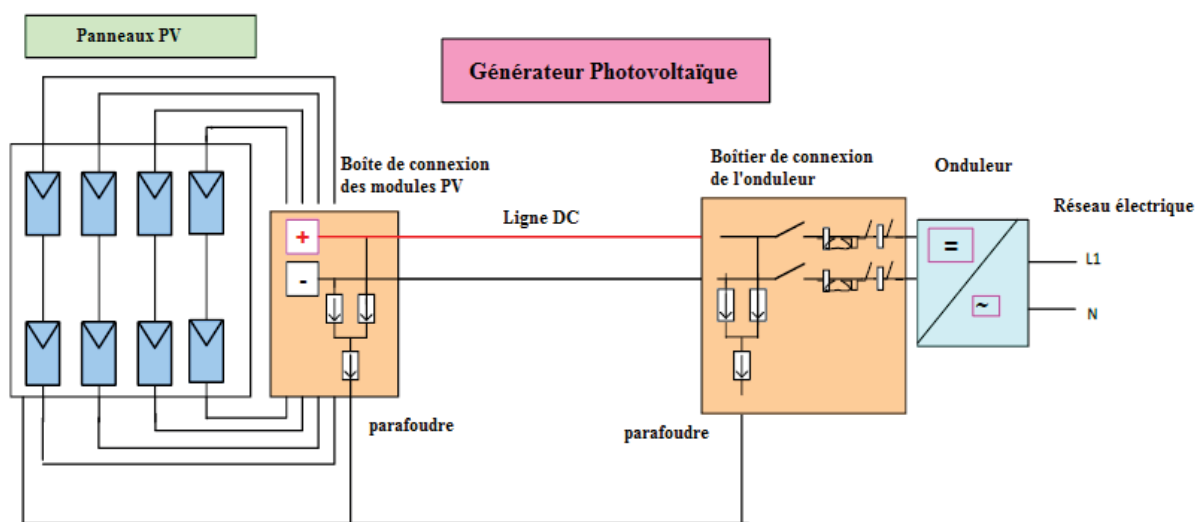


Figure 3. 1 Disposition générale de l'installation photovoltaïque

Les performances globales d'une installation photovoltaïque dépendent du fonctionnement de chacun des éléments qui la configurent (Figure 3. 1). Chacun d'entre eux peut introduire un facteur de pertes donné, ce qui entraînera une diminution significative des performances de

l'installation photovoltaïque. La principale conséquence est les pertes financières qu'elle peut générer. Différentes circonstances défavorables peuvent entraîner une diminution significative de la conversion du rayonnement solaire en production d'électricité [50]. Ceci ce qui a été constaté au chapitre précédent.

L'un des problèmes est l'influence de ces pertes sur les modules photovoltaïques et la quantité d'énergie qui leur manque à fournir à un instant donné dans des conditions ambiantes données. Le problème dans ce cas est le manque d'informations correspondant aux paramètres de fonctionnement des modules PV et à leur évaluation afin de déterminer leurs performances. L'accent a été mis sur le côté DC des générateurs PV et, en particulier, sur les modules PV. Les centrales photovoltaïques de moyennes à grandes dimensions sont très sensibles à des performances optimales de point de vue opérationnel et financier [51] [31]. En ce sens, l'agence internationale de l'énergie (AIE) déclare clairement la nécessité de connaître exactement les données de performance PV [31] [32].

De nos jours, il existe différentes solutions possibles disponibles sur le marché et référencées dans la littérature. Ces solutions sont basées sur des systèmes de surveillance et de contrôle industriels à usage général (SCADA), sur des systèmes spécifiques à l'application conçus pour la surveillance des installations photovoltaïques, ou dans certains cas, cela est réalisé par des micro-onduleurs homologués pour les modules PV. Toutes ces options représentent un coût important du système lui-même et de l'installation dans l'usine [50]. Ces solutions sont conçues principalement pour les installations domestiques ou à petite échelle et ne conviennent pas toujours à la surveillance au niveau du module PV.

En ce qui concerne la transmission des données surveillées, là encore les solutions possibles sont basées sur des configurations de communications industrielles standard, qui nécessitent une installation de câblage supplémentaire; une autre option est basée sur des topologies de radiocommunications, coûteuses et très sensibles au bruit et aux problèmes de communication. En outre, l'exploration des données et le traitement des paramètres surveillés peuvent aider à améliorer les performances de l'installation photovoltaïque. A cet effet, il est proposé un concept de ratio de performance qui permet d'identifier en temps réel un module PV sous-performant en fonction des conditions extérieures réelles en vigueur.

3.2.1 Estimation du rapport de performance efficace pour les modules PV :

Comme indiqué précédemment, le principal défi de la surveillance des installations photovoltaïques est de disposer d'informations en temps réel sur les paramètres de fonctionnement des modules PV. La disponibilité de ces informations, ainsi que les données traduites précédemment estimées à l'application des conditions ambiantes, nous aideront à estimer les performances des modules photovoltaïques et, par extension, les performances de l'ensemble de l'installation photovoltaïque. Avec cette procédure, tout module PV défectueux ou fonctionnant sous les performances estimées peut être immédiatement détecté et les actions correctives correspondantes doivent être prises. La possibilité d'avoir des données fiables en temps réel sur les modules PV grâce à l'acquisition de leur tension et courant de fonctionnement ainsi que de leur température de fonctionnement, par rapport aux conditions de test standard

(STC) du fabricant de modules PV rapportées peut être d'une grande aide pour évaluer les différentes pertes et optimiser ses performances [52].

Une fois que les paramètres fonctionnels du module PV ont été surveillés, le principal avantage est que ces informations peuvent aider à quantifier le rapport de performance effective du module PV en temps réel. Ce rapport par différence avec le traditionnel, donne une information plus précise du fonctionnement du module, en tenant compte des conditions ambiantes extérieures applicables. Ceci étant fait, les valeurs résultantes permettent d'identifier en temps réel tout module défectueux, fonctionnant en dessous des valeurs attendues. Dans le cas d'installations non surveillées, un module défectueux pourrait être masqué dans la chaîne à laquelle il est associé et aucune preuve majeure ne se présenterait. Les coûts de maintenance dus à des modules défectueux non identifiés peuvent avoir un impact important. L'identification d'un module PV défectueux dans une chaîne nécessite un technicien qualifié qui devrait analyser chaque module dans une activité qui prend du temps.[50]

3.3. Principaux éléments d'un système de monitoring des plantes PV

En ce sens, la norme CEI 61724 «Surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques – recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse des données» [53], définit clairement les paramètres à surveiller, à calculer et le format d'échange de données. Enfin, une proposition est faite pour l'estimation des performances des systèmes PV.

Les paramètres référencés sont essentiellement regroupés en quatre thèmes principaux. Le premier groupe est lié aux conditions atmosphériques ambiantes, qui sont au moins les plus pertinentes pour quantifier les performances du module PV. Il s'agit de l'irradiance solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent. Le deuxième groupe est dédié aux paramètres électriques DC du module PV, à savoir la tension et le courant fournis ainsi que la température du fond de panier du module. Le troisième groupe comprend les paramètres liés au côté AC de l'installation, principalement liés au fonctionnement des onduleurs et à la fois du point de vue DC et AC. Enfin, le quatrième élément est dédié à l'estimation des performances du système. Ces paramètres sont résumés dans le tableau 3. 1.

Tableau 3. 1 Les paramètres référencés

Paramètre général	Paramètre spécifique
Rayonnement solaire et données météorologiques	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rayonnement direct et diffus ➤ Température et humidité ambiantes ➤ Vitesse et direction du vent
Modules / chaînes photovoltaïques	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tension continue (V) ➤ Courant continu (I) ➤ Température du module (T_m)
Onduleurs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Entrée DC (V / I / P) ➤ Sortie AC (V / I / P) ➤ Efficacité de l'onduleur ➤ Facteur de puissance (cos φ) ➤ Fréquence du réseau
Performances des installations photovoltaïques	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Performances et efficacité des installations photovoltaïques

3.4. Topologie des systèmes de monitoring : Différents niveaux de surveillance

Un système de surveillance peut être déployé dans jusqu'à trois topologies différentes (Figure 3. 2) [54].

(i) Dans la première option, les informations sont fournies par l'onduleur DC / AC.

Ces appareils donnent des informations relatives à la puissance AC fournie au réseau et certains fabricants donnent des informations sur la puissance DC correspondante à l'entrée de l'onduleur, soit mesurée, soit estimée.

(ii) Dans une deuxième option, la surveillance est effectuée au niveau de la chaîne.

La puissance DC cumulée fournie par tous les modules PV qui composent la chaîne est indiquée.

(iii) Dans une troisième possibilité, la surveillance est effectuée au niveau du module PV.

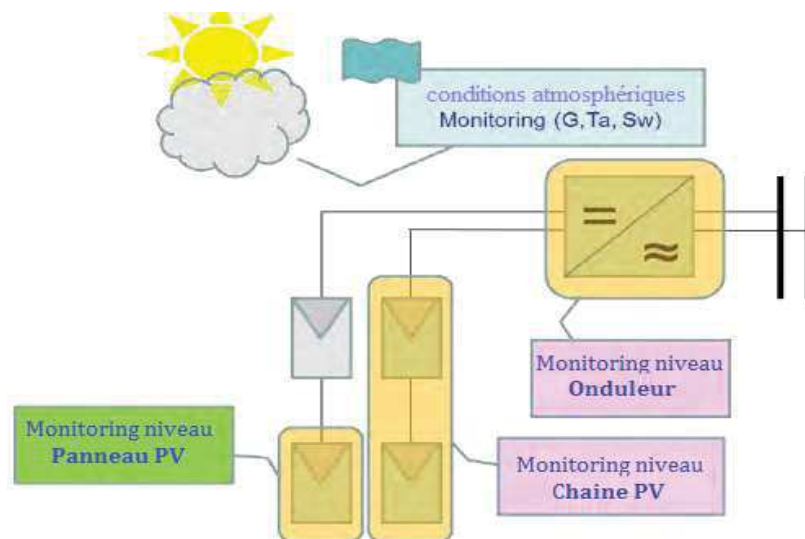


Figure 3. 2 Différents niveaux de surveillance

Cela signifie que le système est capable de fournir des informations sur les conditions de fonctionnement de chaque module. Ces informations, via l'application d'interface utilisateur graphique (GUI (Graphic User Interface)) correspondante, peuvent être traitées et présentées à l'utilisateur final.

De plus, les informations relatives aux conditions atmosphériques ambiantes doivent toujours être déclarées comme obligatoires, car elles constituent le point de référence pour l'estimation des performances de l'installation photovoltaïque.

Un système de surveillance PV permet également l'enregistrement, le stockage, la représentation de l'utilisateur, la récupération et la transmission des données. Cela garantira les avantages suivants:

- Le bon fonctionnement de l'installation
- Pour déterminer les performances des différents composants de l'installation photovoltaïque
- Identifier les dysfonctionnements des appareils susceptibles de générer par la suite des actions de maintenance corrective et préventive afin de définir la configuration, l'agencement et l'intégration du système.

3.5. Construction des systèmes de monitoring

Les points suivants doivent être pris en compte:

- Matériel et logiciel pour la surveillance et la transmission des données des paramètres des modules PV
- Matériel pour la surveillance des conditions atmosphériques ambiantes
- Matériel, micrologiciel et logiciel pour le traitement des données, informations utilisateur et actions correctives à entreprendre la configuration du système de surveillance dépendra de la disposition et des dimensions du système PV, ainsi que des conditions de travail dans lesquelles il sera soumis. Étant donné que les systèmes photovoltaïques peuvent être adaptés à de nombreux types d'applications, de la petite échelle à la grande centrale électrique, fonctionnant dans des conditions différentes, plusieurs scénarios peuvent être envisagés, chacun avec des exigences et des contraintes différentes [55].

Différentes solutions peuvent être adoptées avec des mises à niveau évolutives des ressources et des coûts matériels (hardware Hw) et logiciels (software Sw) :

3.5.1 Systèmes de surveillance des installations photovoltaïques spécifiques au commerce

Des systèmes basés sur des systèmes de surveillance d'installations photovoltaïques spécifiques sont actuellement disponibles sur le marché. Ils sont basés sur une architecture PC ou des automates programmables dédiés. Ils traitent les données au niveau des chaînes et utilisent les paramètres générés par les onduleurs pour l'évaluation des performances de l'installation photovoltaïque. Certains fabricants fournissent des modules d'acquisition de données spécifiques. Ces options nécessitent le logiciel d'application propriétaire du fabricant pour la supervision du système[50].

Ils sont principalement destinés à se conformer aux exigences suivantes:

- Acquisition de données en temps réel.
- Supervision de l'exploitation (comptage d'énergie, alarmes, transmission et stockage de données, paramètres météorologiques).

- Accès Web pour les capacités de supervision et de contrôle à distance. Protocole de communication filaire / sans fil.
- Autoriser le fonctionnement de l'installation MPPT.
- Surveillance du réseau (stabilité de la tension, génération d'énergie, supervision de l'angle de phase).

Mais, ils ont aussi quelques contraintes:

- Gestion PC + DAQ + et interface utilisateur propriétaire Sw.
- Pas entièrement configurable par l'utilisateur final
- Systèmes fermés du point de vue de la programmation.

3.5.2 Systèmes d'acquisition de données industriels à usage général

Une autre possibilité est basée sur des systèmes d'acquisition de données industriels (DAQ) à usage général. Cette option présente l'avantage d'utiliser des systèmes industriels largement testés et de donner à l'utilisateur final la possibilité de développer sa propre application logicielle, en fonction des exigences de gestion des installations photovoltaïques. Ils sont généralement basés sur des plates-formes PC et utilisent la transmission de données filaire RS232 / RS485 (pour le numérique) ou 4 - 20 mA à boucle de courant standard industriel (pour analogique). Les options recommandées nécessitent un câblage supplémentaire pour la surveillance et la transmission de données. Certains utilisent des modules radio pour les communications sans fil. Il s'agit d'une contrainte si le déploiement du système de surveillance est important. En revanche, les systèmes radio ne sont pas exemptés de problèmes de fonctionnement, dus au bruit, aux erreurs de syntonisation des antennes, etc... dans tous les cas, cela signifie un surcoût d'installation important [56][57].

Les principaux avantages de cette option sont:

- Modularité, adaptabilité et capacités d'extension.
- Tout type de capteurs de paramètres primaires (G, Ta, SW).
- Communications entre capteurs et système informatique central CCS (Central Computer System) filaires ou sans fil.
- L'accès Web est également accordé dans la plupart des cas.
- Permettre la transmission, le stockage et l'affichage des données.
- Les outils de développement logiciel permettent l'auto-développement du client en fonction des exigences d'exploitation de l'usine.

Les principales contraintes sont:

- Ces systèmes sont déjà disponibles sur le marché auprès de différents fabricants à des coûts considérables
- Ne convient pas correctement à la surveillance au niveau des modules PV plusieurs systèmes de surveillance de ce type ont déjà été présentés [18] et plus récemment [19], considérés comme essentiels pour améliorer le rendement de l'installation PV.

3.5.3 Systèmes de surveillance de conception personnalisée

La troisième option est basée sur un système de surveillance spécifique à l'application de conception personnalisée PV. Il est spécifiquement conçu pour se conformer aux exigences des installations photovoltaïques, du point de vue de la surveillance, des communications ainsi que de la gestion et de l'exploitation. Ces systèmes sont évolutifs et peuvent être déployés en usine en fonction des besoins de surveillance et du budget financier disponible. Les activités de supervision, d'exploitation et de gestion peuvent être davantage définies et mises en œuvre puisque l'application de gestion d'usine Sw est développée par l'utilisateur final. Dans notre cas, compte tenu de tous ces avantages, c'est l'option retenue [50][58][59].

Les principaux avantages de la surveillance au niveau du module PV sont:

- L'utilisation d'appareils à bas prix
- Disponibilité des données en temps réel (V, I et T)
- Détection de module PV défectueux en temps réel
- Pas de retard sur la maintenance / les actions correctives à entreprendre
- Programmable et reconfigurable par l'utilisateur final
- Couche de communication basée sur l'API (utilise le câblage d'alimentation DC déjà existant pour les données Tx - réduit les coûts de communication)
- Logiciel basé sur PC + SMCM + Gestion et interface utilisateur propriétaire
- Non affecté par le bruit de rayonnement.

Néanmoins, ils ont quelques contraintes:

- Doit être installé dans chaque module PV.
- Données Tx / Rx sensibles aux conditions de ligne.

3.6. Communication dans les systèmes de monitoring :

Les topologies de connectivité et de communication sont un problème critique pour la surveillance et le contrôle en temps réel. Différentes options peuvent être envisagées [60] :

- Technologie filaire: un réseau de câblage supplémentaire doit être implémenté. Impact sur les coûts.
- Technologie sans fil: les systèmes radio doivent être déployés autour de l'ensemble de l'installation photovoltaïque (zigbee, bluetooth, etc...). Problèmes de communication.
- Technologie PLC: tire profit du câblage de puissance déjà existant entre les modules PV et les points de connexion. Cette option signifie des économies importantes sur les coûts d'installation.

3.6.1 Hiérarchie des communications

Les niveaux de la hiérarchie des communications sont décrits dans la Figure 3. 3 [60] :

- Niveau 1: entre les capteurs primaires et les modules de conditionnement / surveillance du signal
- Niveau 2: entre les modules de surveillance et le système informatique central CCS.
- Niveau 3: entre CCS et les interfaces utilisateurs finaux.

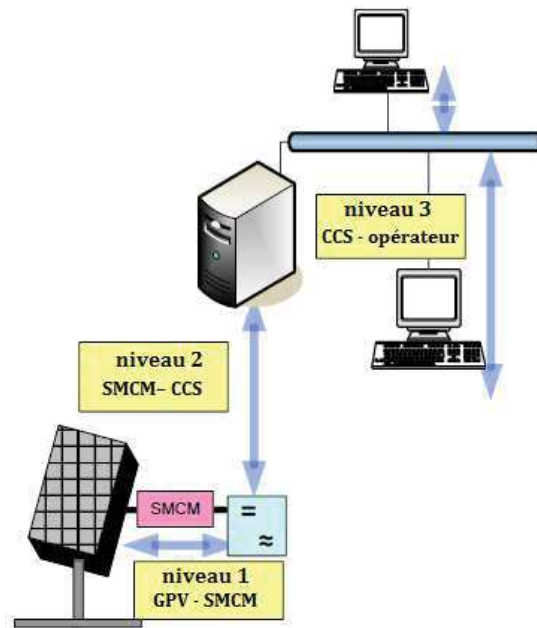


Figure 3. 3 Hiérarchie des communications.

3.7. Exigences d'un système de surveillance d'installations photovoltaïques :

Afin de définir une architecture de système de surveillance des installations photovoltaïques, les exigences les plus importantes à prendre en compte sont [60] :

- Taille et dimensions de l'installation photovoltaïque.
- Localisation géographique.
- Technologie de surveillance et de journalisation des données.
- Couche de communication Data Tx et Rx dans l'intégration du système.
- Exigences de transmission de données (vitesse de transmission, distance, spécifications de ligne).
- Format de traitement des données et d'interface utilisateur graphique (GUI) pour l'utilisateur final d'interface et génération d'informations.
- Exigences relatives aux éléments de contrôle finaux.
- Intégration matérielle, micrologicielle et logicielle.
- Coût total du système.

3.8. Architecture d'un système de monitoring

Un système de surveillance approprié comporte plusieurs étapes. Il nécessite des capteurs sans fil ou filaires pour enregistrer les mesures environnementales ainsi que les paramètres électriques et physiques pour divers accessoires du système PV. Les informations enregistrées à partir d'appareils électroniques et de capteurs sont stockées dans l'enregistreur de données, puis transférées aux propriétaires (par exemple, ordinateur / appareils intelligents / site Web). Une énorme quantité de données est collectée par les capteurs. Ces informations doivent être traitées, stockées puis publiées sous forme de rapport périodique pour une meilleure compréhension [55].

Selon l'architecture moderne, le flux de travail d'un système de surveillance peut être divisé en trois étapes, comme illustré à la Fig. 3. 4 «Couche d'acquisition», «Couche de prétraitement et d'enregistrement» et «Couche de Stockage, supervision et accès » [61].

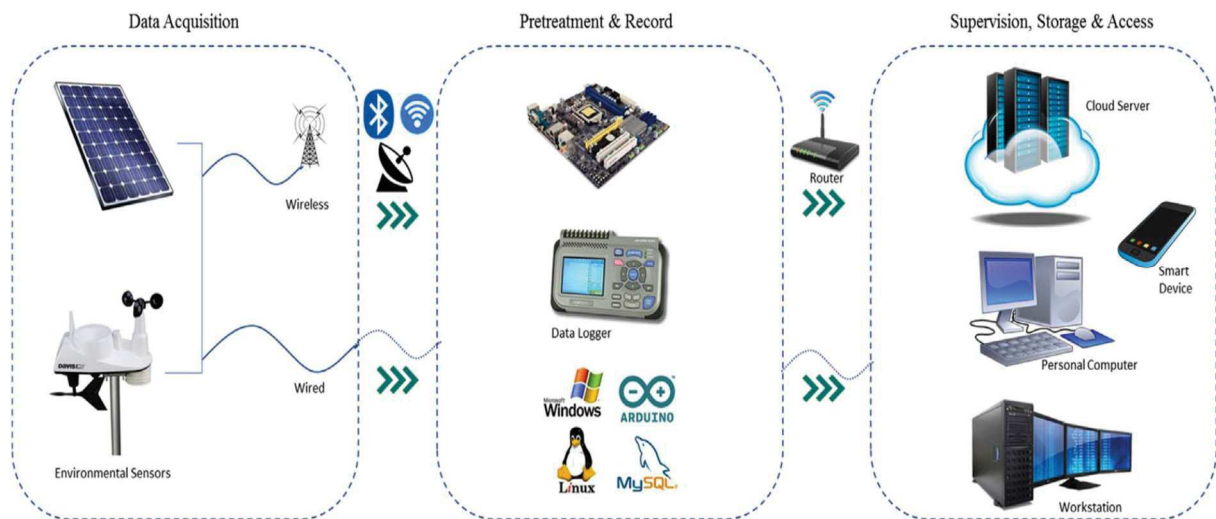


Figure 3. 4 Architecture de base du système de surveillance

- i. La couche d'acquisition a différents capteurs pour obtenir des signaux prédéfinis du panneau PV et des variables environnementales. Il existe plusieurs plates-formes matérielles disponibles pour les déploiements de réseaux de capteurs sans fil tels que XBee, TelosB, Mica, IRIS et Waspote. Ces connexions filaires ou sans fil à ces appareils finaux forment un réseau utilisant Bluetooth, Wifi, transmission RF ou Wire et envoient les informations collectées à l'étape de prétraitement et d'enregistrement.
- ii. La couche de prétraitement et d'enregistrement régule les données reçues du réseau de capteurs. Les informations collectées sont temporairement enregistrées dans une mémoire tampon du microcontrôleur, de l'enregistreur de données ou du poste de travail pour la gestion des données (par exemple MySQL, Linux, etc.), puis transférées vers la couche de supervision et de stockage à des intervalles prédéfinis à l'aide d'une connexion filaire ou sans fil.
- iii. Enfin, la couche supervision et stockage gère les données obtenues à partir de l'enregistreur de données dans le stockage local ou le serveur cloud et publie les données sur un appareil de surveillance local (par exemple, écran de surveillance, ordinateur, poste de travail,

appareils intelligents) ou sur Internet. Cette couche offre une interface utilisateur graphique ou une interface Web pour gérer et afficher les informations acquises et également pour générer des statistiques pour les utilisateurs finaux.

3.9. Enquête sur les méthodes de suivi des performances

Les méthodes de surveillance des performances dans la littérature peuvent être classées en trois types. La première méthode suit les lignes directrices de la CEI [53] et est mise en œuvre par la majorité des études axées sur l'évaluation initiale du système [62][63][64]. Un ensemble de paramètres électriques et météorologiques est mesuré à l'aide de capteurs, de sous-systèmes d'acquisition de données et de traitement appropriés. La méthode nécessite un équipement coûteux et ne peut être utilisée que pour les grandes installations photovoltaïques. La deuxième technique utilise la surveillance des performances pour la puissance de sortie PV [65][66]. La surveillance est effectuée au niveau du convertisseur DC-DC sur un sous-système MPPT. L'objectif principal du MPPT est de faire fonctionner le système à un niveau défini pour changer les charges, l'irradiation et la température [65]. Cette technique est utilisée à la fois pour la surveillance des performances et l'identification des défauts [66][67]. La stratégie de la technique MPPT nécessite un ajustement pour couvrir l'emplacement des défauts ainsi que la détection du courant du réseau. La troisième méthode est adoptée dans le cadre du projet européen PVSAT-2 [69][69]. Il utilise des cartes d'irradiation générées par satellite ainsi que des mesures et des modélisations pour détecter les pannes des centrales PV et évaluer leurs performances à distance. Cette méthode est limitée au projet européen particulier et est également coûteuse à dupliquer dans d'autres régions.

Le problème du coût est résolu grâce à des investissements et à des recherches accrues sur la technologie et les matériaux des cellules solaires afin de réduire le coût par watt à des niveaux comparables à ceux des sources d'énergie concurrentes. Cependant, la variation de la production d'énergie solaire due aux conditions météorologiques et aux pertes opérationnelles ne peut être résolue qu'en surveillant les performances du système PV et en effectuant les ajustements appropriés pour optimiser la puissance de sortie. Les directives de surveillance des performances des systèmes photovoltaïques exigent la mesure des paramètres électriques et météorologiques solaires photovoltaïques [53]. Les mesures électriques comprennent le courant et la tension DC du réseau, le courant et la tension AC, l'unité de conditionnement de puissance (PCU) et la puissance et la fréquence du réseau de distribution. Les paramètres météorologiques comprennent l'irradiance solaire sur les plans horizontaux et du réseau, les températures de surface et ambiante du réseau, et la vitesse du vent.

3.9.1 Système d'acquisition de données

Les systèmes d'acquisition de données (DAQ) jouent un rôle essentiel dans les systèmes de surveillance utilisés dans les installations photovoltaïques. Par conséquent, la sélection appropriée d'un système DAQ approprié est une partie essentielle de tout système PV.

Il existe plusieurs plates-formes DAQ utilisées dans l'enregistrement des données et la surveillance de l'état d'un système PV, comme le logiciel LabVIEW Virtual Instrumentation (VI), le logiciel MATLAB / Simulink et Applications d'interface utilisateur Web.

Les unités de surveillance les plus récentes déployées dans les systèmes PV utilisent des techniques de transfert de données sans fil telles que XBee Pro, Bluetooth et des modules de radiofréquence (RF). Certaines unités de surveillance utilisent une transmission de données filaire telle que la connexion USB RS 485 proposée par et Outback communication device manager [8][70].

De nos jours, en raison de la capacité croissante des systèmes PV, il y a eu une augmentation des unités de conversion de puissance, des systèmes de surveillance, des équipements de communication et des dispositifs de protection ajoutés aux installations PV. En conséquence, des données photovoltaïques massives deviennent disponibles (à la fois instantanées et historiques) [71]. Diverses données photovoltaïques sont disponibles à partir de la station météorologique, des panneaux photovoltaïques, des onduleurs photovoltaïques et du réseau électrique public.

Les données PV sont principalement utilisées pour évaluer les performances du système PV et calculer la perte d'énergie sur de longues périodes. Bien que la détection des défauts ait été développée à l'aide de données PV historiques, elle nécessite un temps de traitement long (au moins quelques minutes). Par conséquent, il est nécessaire de développer des algorithmes de détection des défauts PV plus réactifs qui peuvent mieux utiliser ces données PV facilement disponibles.

Afin de surveiller l'état des installations photovoltaïques, il est recommandé de diffuser les données en temps réel (quelques micro secondes). Cependant, le flux de données dépend des capacités des microprocesseurs utilisés dans les dispositifs du système PV, tels que les unités de pointage de point de puissance maximale et les onduleurs.

3.9.1.1 Surveillance des paramètres PV et environnementaux

Il est essentiel de mesurer la tension et le courant dans le système PV à l'aide de capteurs de tension et de courant. En général, ces capteurs sont intégrés dans les unités de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui sont connectées aux modules PV.

De plus, une grande partie du rayonnement solaire absorbé par le module PV n'agit pas en retour sous forme d'énergie électrique mais conduit à une augmentation de la température du module PV, et réduit ainsi son efficacité globale [72]. L'un des capteurs de température largement utilisés est le thermocouple, car il peut fonctionner sur de larges plages de température [73]. Un autre capteur de température couramment utilisé dans les systèmes PV est le détecteur de température à résistance (RTD). Ce type de capteurs de température présente divers avantages tels qu'une stabilité élevée, une linéarité et une précision proches de $\pm 0,1$ °C sur une large plage de températures [74].

Il est nécessaire de surveiller le rayonnement solaire global qui est la somme du rayonnement solaire diffusé et réfléchi. De nos jours, il existe différents types de capteurs qui convertissent le rayonnement solaire en courant électrique qui peut être mesuré par divers moyens [75]. Le tableau 3. 2 présente un aperçu de certains des capteurs de rayonnement solaire actuellement disponibles sur le marché.

Tableau 3. 2 Différentes caractéristiques des différents types de capteurs de rayonnement

Capteur de rayonnement solaire	Numéro de modèle	Plage de mesure (W / m ²)	Écart de température (°C)
Pyranomètre	SP230-L	0 à 1750	-40 à +70
	LI200X-L	0 à 3000	-40 à +65
	LP02-L	0 à 2000	-40 à +80
	CMP6-L	0 à 2000	-40 à +80
	CMP11-L	0 à 4000	-40 à +80
	CMP22-L	0 à 4000	-20 à +50
Pyrhéliomètre	MS-56	0 à 4000	-30 à +80
	SHP1	0 à 4000	-30 à +60

3.9.2 Comparaison de différents systèmes de surveillance

L'analyse et l'évolution des performances au fil du temps des rapports et des articles différents sont présentés ci-dessous (tableau 3. 3 et 3. 4). Les tableaux se concentrent sur les caractéristiques du système de surveillance à distance, les technologies utilisées et les travaux liés au stockage des données. Les tableaux montrent l'année, les données de recherche-entreprise, la section acquisition et couche de communication indique les dispositifs et les innovations utilisés pour le transfert d'informations. Dans la couche de supervision, différents types de technologies de stockage de données ont été utilisés [55].

Tableau 3. 3 Tableau de comparaison des différents systèmes de surveillance au fil du temps (1994–2006).

Projet de recherche	Acquisition et communication d'appareils IoT	Équipement de contact	Contrôle de la supervision de la plate-forme	Conservation des données
Système de contrôle de l'installation photovoltaïque de 3,3 MWc (1994) [76]	Système de contrôle périphérique d'Inversor; Seira	Protocole LAN à fibre optique Ethernet TCP-IP	Station de travail de Microvax	Disque à bande et disquettes
Sunpac: la surveillance à distance des installations photovoltaïques (1995) [77]	Armoire de commande Sunpac	Câble	Ordinateur du centre de surveillance permanente	Envoyer le journal à l'aide d'un modem, enregistrer sur une disquette ou sur un ordinateur
Système de surveillance au Centre pour les énergies renouvelables et la maison écoénergétique (2001) [78]	Pyranomètre, compteurs d'énergie, diviseurs de tension, thermocouples	Câble	Ordinateur	Ordinateur et CD
Surveillance et diffusion sur le Web de l'installation photovoltaïque de l'Université Pontificia Comillas (2002) [79]	Inverseur monophasique Tauro PRM 5000/8	Câble de fibre optique	Ordinateur	MySql dataBase.
Système de surveillance par satellite pour les systèmes photovoltaïques à distance (2002) [80]	PTT Platform Transmitter Terminal (émetteur de plate-forme)	Satellite Argos	Satellite Argos	-
Système de surveillance en temps réel sur le Web (2004) [80]	14 capteurs différents	Câble	Ordinateurs avec périphérique NI	Fichiers temporaires sur ordinateur
Surveillance et contrôle à distance des systèmes photovoltaïques hybrides (2005) [81]	Modules d'entrées analogiques d'Adam 4017, 4051 et 4056	GSM utilisant le port de communication en série	Ordinateur basé sur l'échelle Windows ce 5.0	MySql dataBase.
Surveillance et contrôle en temps réel du système d'énergie renouvelable hybride éolienne-PV-batterie basée sur le Web (2006) [82]	Compteurs de puissance numériques	Câble	Ordinateur connecté Ethernet Plc Omron	Fichier Excel formaté.csv

NI : national instrument, PLC : Power Line Communication.

M.M. Rahman et al

Tableau 3. 4 Tableau de comparaison des différents systèmes de surveillance au (2007-2014).

Projet de recherche	Acquisition et communication d'appareils IoT	Équipement de contact	Contrôle de la supervision de la plate-forme	Conservation des données
Surveillance et contrôle basés sur le GSM (2007) [83]	Différents diviseurs de tension, cellule de capteur PV et divers shunts de courant	GSM	Système de surveillance et de contrôle (MCS)	-
Surveillance des données à distance pour un système d'énergie solaire et éolienne (2008) [84]	Multimètre numérique Ni-4060	Câble	Ordinateur installé par LabView	-
Télécommande filaire et sans fil d'un système photovoltaïque (2010) [85]	Divers capteurs pour la tension du système, le courant	À la fois sans fil et filaire	Ordinateur	-
Simbalink: vers un système d'électrification rurale solaire durable et réalisable (2011) [86]	Circuit diviseur de tension	GSM	Modem 3 G connecté à l'ordinateur avec connexion USB	Base de données Centric
SM 2: système de surveillance solaire au Malawi (2011) [87]	1117_0 - Capteur de tension et capteur de courant ca i-Snail-VC-100 100 A de	Câble	Ordinateur installé par Lamp Linux et Apache	MySql
Système ZigBee Wireless pour la surveillance des panneaux photovoltaïques (2011) [6]	CC2530 de Texas Instruments Inc., convertisseur DC-DC abaisseur, capteurs pour	ZigBee WSN	Ordinateurs	-
Système de télésurveillance photovoltaïque basé sur GSM (2013) [88]	Différents capteurs pour la température, la tension et le courant	Câble	Ordinateur	fichier au format .csv
Réseau de capteurs sans fil pour la surveillance du niveau du panneau (2014) [89]	Réseau de capteurs sans fil	XBee	Ordinateur central	-

La première étape a commencé en 1994 et s'est achevée en 2001. Dans ce segment, dans la majorité des travaux, l'onduleur était utilisé comme principal dispositif de surveillance des données des systèmes photovoltaïques. Suite aux étapes d'un saut innovant de 2002 à 2006, qui présente la couche d'acquisition et de communication utilisant des capteurs particuliers, des paramètres du système photovoltaïque et des dispositifs d'enregistrement de données. À partir de la période 2007-2015, où l'utilisation de systèmes de capteurs pour mesurer les paramètres standard de l'établissement photovoltaïque est observée. L'utilisation de nouvelles technologies pour la communication entre le système et l'enregistreur de données se fait par des technologies filaires ou sans fil comme GSM, ZigBee, etc. Les plates-formes de surveillance comprennent toujours un ordinateur pour la plupart des systèmes PV utilisant la programmation LabVIEW qui permet d'avoir un accès à distance.

Un système de surveillance par satellite peut être utile. Pour les grandes installations avec des aspects industriels, un système basé sur un processeur PIC ou ARM Cortex-M3 peut être utilisé car ces systèmes fonctionnent mieux pour les installations industrielles. À partir de l'inclinaison des structures PV plus petites avec et sans MPPT, le système basé sur les cellules de référence a été développé. ZigBee peut être choisi pour une installation photovoltaïque dans une grande zone où le câblage n'est pas un choix judicieux.

3.10. Analyse d'impact des systèmes de monitoring :

Nous monterons dans cette section les impacts économiques et environnementaux des systèmes de monitoring.

3.10.1 Bilan économique

Il est vrai qu'un système solaire PV produira la même quantité d'énergie avec ou sans surveillance, mais il y a de très bonnes raisons d'inclure un système de surveillance dans le projet qui est comme suit, détecter les problèmes avant qu'ils aient une chance de devenir problèmes majeurs. Un système de surveillance permet de détecter les problèmes de performances du système qui pourraient être très difficiles à détecter autrement. Selon les calculs, un investissement de 30 \$ (pour le nettoyage des panneaux photovoltaïques) dans un système de 4 kW pourrait générer un rendement de 1 200 \$ [6]. Pour un système de 1 mégawatt, en termes de défaillance du système, le coût supplémentaire de l'équipement de surveillance des chaînes varie de 10 000 \$ à 15 000 \$, soit l'équivalent de 500 \$ à 750 \$ par an sur une période de vingt ans [90]. Sans système de surveillance, un mois entier peut s'écouler sans que le propriétaire du système ne remarque le problème. Ensuite, il y aura une mauvaise surprise lorsque la facture d'électricité est soudainement plus élevée en raison de la baisse soudaine de la production du système PV. Il s'agit d'un scénario possible dans lequel un système de surveillance fournit en fait un avantage économique. Si le module PV est surveillé séparément, il devient beaucoup plus simple de localiser les problèmes de performances.[55]

La surveillance des informations électriques et météorologiques découle de la nécessité d'évaluer la rentabilité et les paramètres de fonctionnement. Les éléments atmosphériques et électriques ont un impact sur l'efficacité de la production d'électricité. Les modules PV sont sensibles aux variables environnementales, à savoir l'irradiance et la température spécifique.

Les informations sur les données électriques, les journaux de formes d'onde, les événements, les informations météorologiques, etc. sont considérés comme importants pour l'analyse de la production PV [2]. L'équilibre du système (BOS Balance of System (englobe tous les composants d'un système photovoltaïque autres que les panneaux photovoltaïques)) repose sur quelques variables telles que la perte de câble (sortie AC-DC), les impacts thermiques, l'efficacité du système, la configuration du système (conception en série ou en parallèle), etc. [91]. Vitesse du vent, irradiation, température du module et sortie tension-courant du système PV, etc. sont utilisés pour anticiper et afficher les informations météorologiques et les sorties des systèmes photovoltaïques [92].

3.10.2 Impact environnemental

Il est bien entendu que les impacts environnementaux affectent les performances du système PV à long terme. Trois variables météorologiques clés ont été distinguées: l'intensité de la lumière ultraviolette, la température ambiante et l'humidité de l'air.

Les liaisons de soudure des modules PV s'affaiblissent en raison de la température élevée [93]. L'élément de dégradation des modules PV ne dépend pas seulement des propriétés du matériau, en plus du changement des paramètres du climat. Il est observé sur les revenus issus des résultats énergétiques. L'utilisation d'un système de surveillance pour vérifier les performances du système tient les investisseurs au courant de la sortie des panneaux photovoltaïques, de sorte que lorsque les modules atteignent une marge négative de la ligne de profit, les investisseurs poursuivent l'option d'impliquer un nouveau panneau. Ainsi, de différentes manières, les impacts environnementaux de l'utilisation d'autres moyens de production d'électricité sont réduits. De plus, l'unité de surveillance n'impose aucun impact négatif sur l'environnement non plus. [55]

3.11. Problématique liée à un système de monitoring

La plupart des systèmes de monitoring est basée sur l'acquisition des données électriques et météorologiques en temps réel qui va assurer une surveillance du système PV de partout mais ces systèmes ne peuvent pas détecter les anomalies des GPV (défaut, vieillissement anormal...) qui peut être caché jusqu'à l'arrêt complet du système ou même provoquer des catastrophes sur les humains et le matériel. Pour cela il est nécessaire d'intégrer des algorithmes et des techniques de détection de ces anomalies dans les systèmes de monitoring. Plusieurs propositions existent dans la littérature et dans le marché mais ils restent relatifs puisque les systèmes PV sont non-linéaires donc le matériel de protection existant dans le marché ne peuvent pas intervenir correctement, ainsi, les défauts dans un système PV sont complexes et affecté par les changements météorologiques, nous recommandons donc un système d'acquisition de données spécifique.

3.12. Conclusion

Au cours des dernières décennies, le rapport de performance R_p mesurable de l'installation photovoltaïque s'est rapidement amélioré. Pour différentes raisons, ce changement s'est produit en raison d'une évaluation plus précise des modules, d'une meilleure planification et d'un meilleur établissement, et de composants plus fiables ainsi que de temps plus courts pour

réparer les problèmes défectueux. La surveillance opérationnelle des systèmes photovoltaïques et l'analyse des informations enregistrées ont été la voie vers ce changement ininterrompu ce qui est connue sur le nom monitoring. Les règles générales du monitoring des installations photovoltaïques ont été accessibles à tout le monde. Ces règles ont été complétées par de nombreuses techniques particulières pour le traitement de l'information, la détection et la catégorisation des erreurs et la preuve de distinction programmée des défauts. Différentes technologies ont été discutées concernant les méthodes de monitoring des systèmes PV. Les méthodes proposées et étudiées ces dernières années sont expliquées avec des avantages et des inconvénients.

Le monitoring des caractéristiques photovoltaïques sans un traitement de défaut ne garantit pas un Rp élevé comme on a constaté dans le chapitre 2, les systèmes de monitoring doivent contiens des techniques de diagnostic et atténuation de défauts. Pour accomplir cette mission nous présenterons une étude approfondie sur les défauts et les techniques de diagnostic existante dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 4

LES DEFAUTS ET PERFORMANCE DANS LES SYSTEMES PV ET METHODES DE DETECTION ET D'ATTENUATION.

Chapitre 4 : Défauts et performance dans les systèmes PV et méthodes de détection et d'atténuation

4.1. Introduction

L'Analyse des défauts dans les panneaux solaires photovoltaïques (PV) est une tâche fondamentale pour augmenter la fiabilité, l'efficacité et la sécurité du système. Sans protection adéquate, les pannes des systèmes PV incluent les pannes de module, parmi les nombreux défauts possibles nous pouvons citer le défaut à la terre LG, défaut ligne à ligne LL, formation de points chauds, discordance de polarité, défaut d'arc, défaut circuit-ouvert, défaillance de la diode de dérivation et formation de poussière ou saleté dans un champ PV peuvent endommager les modules PV et les câbles, ainsi conduire à des risques d'arc DC et même les risques d'incendie. Ces problèmes entraînant une perte inattendue d'énergie et de revenus. Par exemple, un défaut à la terre multipoint a provoqué un risque d'incendie dans une centrale électrique de Bakersfield, en Californie [94]. Dans un autre cas, un risque d'incendie a été causé par des défauts de ligne dans les panneaux photovoltaïques d'une grande centrale photovoltaïque en Californie (Figure 4. 1) [94].



Figure 4. 1 Risque d'incendie dans un générateur photovoltaïque de 383 kW, à Bakersfield, Californie 2009 (Brooks, 2011).

Les défauts côté DC du générateur photovoltaïque diffèrent principalement des défauts du système électrique conventionnel. Étant donné que l'amplitude du courant de défaut des panneaux photovoltaïques est beaucoup plus faible, l'impact immédiat du défaut peut être minime, ce qui rend sa détection difficile. En particulier, les défauts qui se produisent sous une faible irradiance, comme par temps nuageux, matin ou soir, peuvent ne pas être en mesure d'activer les dispositifs de protection [1, 4]. Les stratégies de détection de pannes conçues pour les panneaux photovoltaïques doivent être capables de diagnostiquer et d'éliminer ces pannes afin d'améliorer la fiabilité et l'efficacité des centrales solaires.

4.2. Configuration typique du panneau PV et défauts associés :

Dans cette section nous décrivons brièvement une configuration de générateur photovoltaïque largement utilisée, et discutons des défauts potentiels côté DC et passe en revue les approches existantes pour détecter ces défauts.

4.2.1. Systèmes PV typiques :

Un système PV contient un ou plusieurs modules solaires pour générer de l'électricité à partir de la lumière solaire incidente. Les systèmes photovoltaïques sont généralement classés en systèmes connectés au réseau et autonomes, dans lesquels le système connecté au réseau représentera plus de 95% de la capacité photovoltaïque installée dans le monde [95]. Parmi les différentes configurations de systèmes PV connectés au réseau, un grand champ PV avec un onduleur centralisé est le type le plus dominant et qui a des applications largement utilisées.

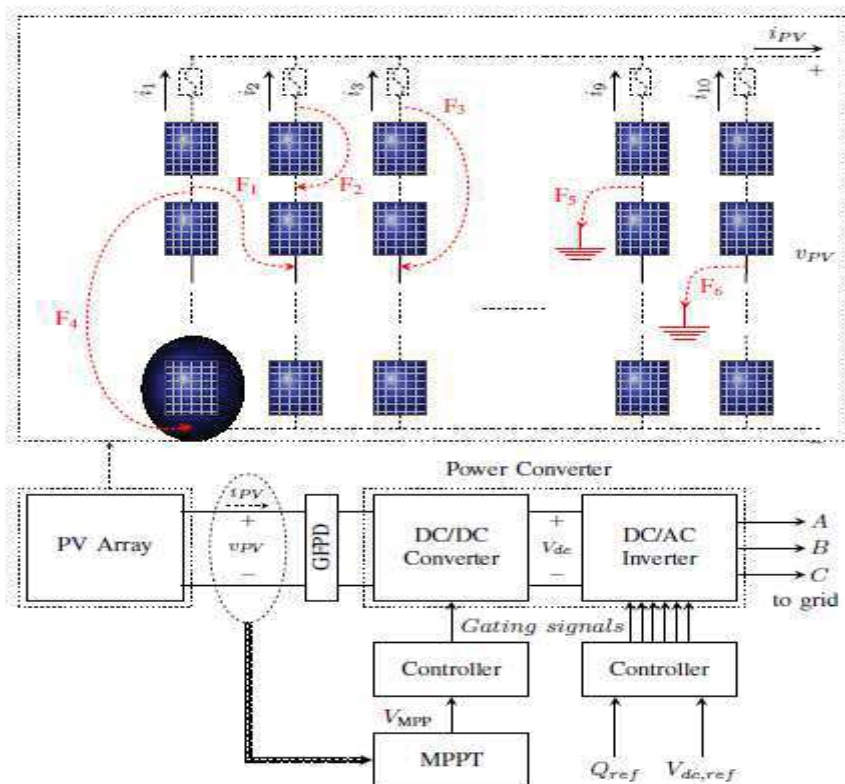


Figure 4. 2 Une configuration typique du générateur photovoltaïque (avec 10 * 10 panneaux solaires), son schéma de contrôle et les défauts de court-circuit potentiels (F_1, F_2, \dots, F_6).

Comme le montre la figure 4. 2, un système PV typique connecté au réseau se compose de plusieurs composants principaux, y compris les modules PV en tant que sources d'énergie, une unité de conditionnement de puissance (c'est-à-dire un onduleur PV) intégré à l'algorithme MPPT, des câblages de connexion électrique et des dispositifs de protection, tels que les dispositifs de protection contre les surintensités OCPD (over current protection devices) et les dispositifs de protection contre les défauts à la terre GFDI (ground-fault detection and interruption) [96].

La technologie PV est modulaire et évolutive et peut être construite progressivement pour répondre à la demande croissante d'électricité. Pour passer à un générateur photovoltaïque, tout d'abord, les cellules solaires sont connectées électriquement et encapsulées dans un stratifié protecteur de l'environnement en tant que module PV. En tant que bloc de construction fondamental des systèmes PV, un nombre m de modules PV peuvent être assemblés en série pour construire une chaîne PV. Ensuite, n nombre de chaînes PV peuvent être en parallèle pour créer un champ PV avec $m \times n$ modules PV [97].

4.2.2. Dispositifs de protection dans les panneaux photovoltaïques

Deux types de dispositifs de protection contre les pannes sont généralement requis dans les panneaux photovoltaïques (Figure 4. 2). L'un est le dispositif de protection contre les surintensités l'OCPD. Le NEC (national electrical code) américain exige qu'un seul OCPD (par exemple, un fusible) soit utilisé dans les strings connectés en série pour protéger les modules PV et les conducteurs [98]. Le courant nominal de l'OCPD (I_N) ne doit pas être inférieur à 156% du courant de court-circuit nominal (I_{SC}) du module PV dans les conditions d'essai standard [(STC), 1000 W / m², 25 °C, 1,5 masse d'air] [98]]. De plus, les fusibles fondent uniquement en fonction de leurs caractéristiques courant / temps de fusion. Par exemple, le pouvoir de coupure minimum ($I_{\min\text{-break}}$) des fusibles est évalué à 1,35 I_N , selon la norme 2579-7 des Underwriters Laboratoires Inc. [99]. Par conséquent, la rupture I_{\min} des fusibles PV doit être supérieure à 2,1 I_{SC} (= 1,35 * 1,56 I_{SC}). L'autre dispositif de protection est la protection contre les défauts à la terre GFPI, qui est requis dans les systèmes PV mis à la terre. Pour assurer la prévention des risques d'incendie dans les systèmes PV, le GFDI doit être capable de détecter les défauts à la terre, d'interrompre le courant de défaut et d'indiquer les défauts [95].

Cependant, ces dispositifs de protection contre les surintensités (OCPD) ne peuvent effacer les défauts et isoler les circuits défectueux que s'ils transportent un courant de défaut important [100][101]. Cependant, les défauts dans les panneaux photovoltaïques peuvent ne pas être résolus par l'OCPD dans certains scénarios de panne, en raison de la nature limitant le courant et des caractéristiques de sortie non linéaires des panneaux photovoltaïques. Cela conduit à des risques d'incendie et d'arc à courant continu.

De plus, il existe deux types de diodes pour les panneaux photovoltaïques. Les diodes de blocage et les diodes de dérivation. Le défi de la protection de l'OCPD est les diodes de blocage. Pour les défauts côté réseau, la protection anti-îlotage est devenue une fonction importante pour les onduleurs photovoltaïques [102][103].

4.2.3. Effets MPPT sur la détection des défauts

L'utilisation du MPPT rend la détection des défauts plus difficile, en particulier dans des conditions de faible rayonnement [96]. Lors d'un défaut, le point de fonctionnement normal, MPP_{normal} , passe à une nouvelle courbe caractéristique avec une tension de circuit ouvert plus faible. Pour les défauts de grande discordance, le courant de sortie tombera précipitamment à zéro et la tension de sortie se réduira à un défaut V_{fault}^{OC} (Fig. 4. 3 (b)).

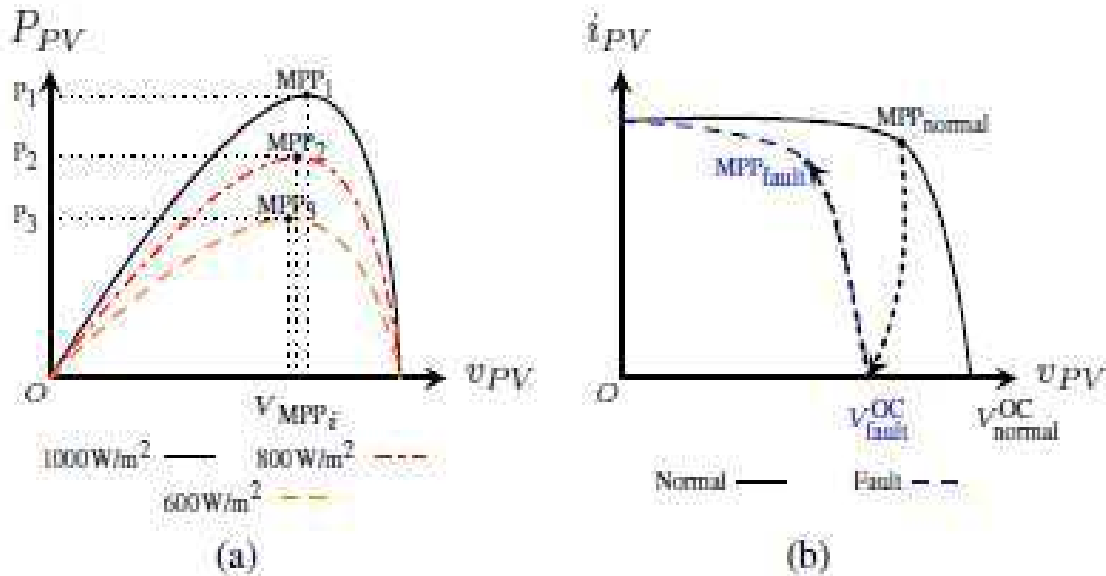


Figure 4. 3 (a) Courbe puissance-tension d'un générateur photovoltaïque pour différents niveaux d'irradiance, (b) changement du point de fonctionnement d'un système PV en raison de l'interaction d'un défaut et de l'algorithme MPPT.

L'algorithme MPPT répond alors rapidement pour optimiser le système en trouvant le nouveau MPP du générateur photovoltaïque dans cette condition de défaut, ce qui réduit encore la tension de fonctionnement du générateur photovoltaïque et réduit ainsi le courant de retour de la chaîne défectueuse. Enfin, le système devient stable à MPP_{fault} avec un courant plus faible dans la chaîne en défaut [104].

La figure 4. 3 illustre comment le courant d'une chaîne défectueuse interagit avec MPPT sous des défauts LL (ligne-ligne) à un faible niveau d'irradiance. Dans des conditions normales, le courant généré par les panneaux dans chaque chaîne (i_1, \dots, i_{10} sur Figure 4. 2) circule vers le réseau, qui est supposé le sens du courant positif.

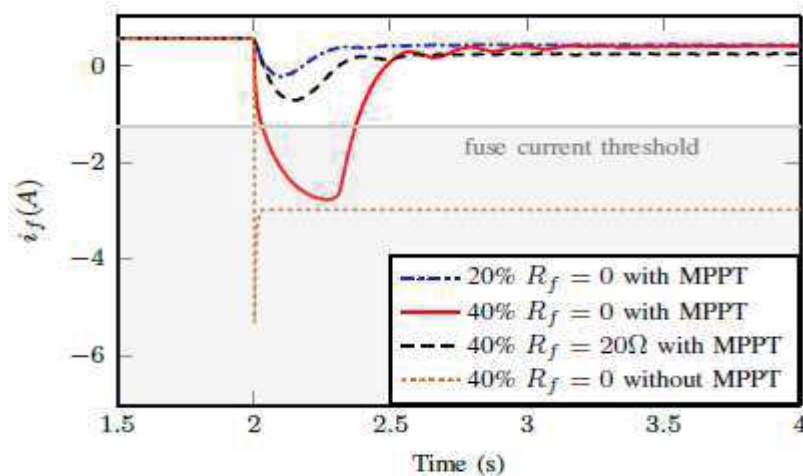


Figure 4. 4 Courants dans une chaîne défectueuse du générateur photovoltaïque [104].

Sous un défaut LL avec 40% discordance, lorsque l'algorithme MPPT est inactif, le courant de retour de la chaîne en défaut si (courbe en pointillé marron sur la figure 4. 4) augmente dans le sens négatif et reste supérieur au courant nominal du fusible, et sera éventuellement interrompu par le fusible. Cependant, lorsque MPPT est actif, le courant (courbe continue rouge sur la figure 4. 4) ne dépasse que momentanément le seuil du fusible et retombe dans la plage autorisée peu de temps après. Ce défaut est indétectable car la durée de surintensité est insuffisante pour faire fondre le fusible. De plus, si le défaut est d'impédance relativement élevée (par exemple, $R_f = 20 \Omega$), ou si le pourcentage de discordance est inférieur (par exemple, 20%), le courant de retour (courbes en pointillés noirs et en pointillés bleus sur la figure 4. 4, respectivement) sera plus petit, ce qui rend la détection encore plus difficile. De plus, ces défauts pourraient ne pas être éliminés par les fusibles plus tard dans la journée lorsque l'irradiance augmente, car la réponse du MPPT est rapide, ce qui maintiendra le système fonctionnant autour de nouveaux MPP avec de faibles courants de retour [96][104].

4.3. Défaits dans les panneaux photovoltaïques et défis de détection :

Les défauts des systèmes PV diffèrent en ce qui concerne la gravité et l'impact sur le fonctionnement et le monitoring du système PV.

4.3.1. Défaut de court-circuit :

Les défauts de court-circuit LL (F_1, \dots, F_4) et LG (F_5 et F_6) sur la figure 4. 2, se produisent à la suite d'une connexion involontaire entre deux nœuds du générateur photovoltaïque (défaut LL) ou un nœud du générateur photovoltaïque et la masse électrique (défaits LG). Ces défauts peuvent résulter d'un défaut d'isolation des câbles, d'un court-circuit entre les conducteurs de courant, de dommages mécaniques, d'une infiltration d'eau ou de la corrosion de la boîte de jonction DC [105]. Par conséquent, il existe un risque potentiel que ces métaux non conductrice entrent en contact avec le conducteur du générateur photovoltaïque en raison d'un défaut d'isolation, entraînant un défaut LG [106][107]. Un défaut de LL peut inverser le flux de courant à travers les chaînes défectueuses. Le courant maximal pouvant traverser la chaîne défectueuse d'un générateur photovoltaïque avec n nombre de chaînes connectées en parallèle est $(n - 1) \times$ (courant de court-circuit de chaque chaîne).

Le pourcentage de non-concordance indique la gravité des défauts. Sur la figure 4. 2, où le générateur photovoltaïque se compose de 10 panneaux en série par chaîne et de 10 chaînes en parallèle, F_1 et F_2 sont définis comme des défauts LL avec 10% de discordance puisque le défaut implique un panneau sur dix. De même, F_3 et F_4 sont définis comme des défauts LL avec une discordance de 20% et 90%. F_5 et F_6 , par contre, sont définis comme des défauts LG de 10% et 20% selon leurs emplacements sur une chaîne. Essentiellement, les défauts LL avec des pourcentages de discordance inférieurs ou les défauts LG avec des pourcentages plus élevés ont tendance à être plus difficiles à détecter car l'impact de ces défauts sur l'ensemble du système PV est moins significatif. Dans des conditions de test standard (STC, irradiance = 1000 W / m², température = 25 C [108]), les défauts LL et LG entraînent une chute de tension dans la chaîne en défaut, qui tire par conséquent un courant de retour potentiellement significatif d'autres chaînes [104].

En règle générale, des dispositifs de protection contre les surintensités OCPD contre les défauts LL (fusibles sur la figure 4. 2) et des dispositifs de protection contre les défauts à la terre (bloc GFPD sur la figure 4. 2), et le défaut peut être localisé par l'inspection des chaînes affectées. Cependant, si le défaut se produit sous un faible éclairage (par exemple, pendant la transition nuit, nuit-jour, pendant la transition matin, jour-nuit), le courant traversant la chaîne / les chaînes affectées n'est pas assez important pour faire fondre le fusible, et le défaut peut rester non détecté jusqu'à ce qu'un éclairage suffisant soit présent pour effacer le fusible. De plus, le fonctionnement MPPT Fig. 4. 5 de l'onduleur peut déplacer le point de fonctionnement vers une nouvelle position sur la courbe I-V de telle sorte que l'amplitude du courant de défaut diminue avec le temps et reste non détectée [107][109].

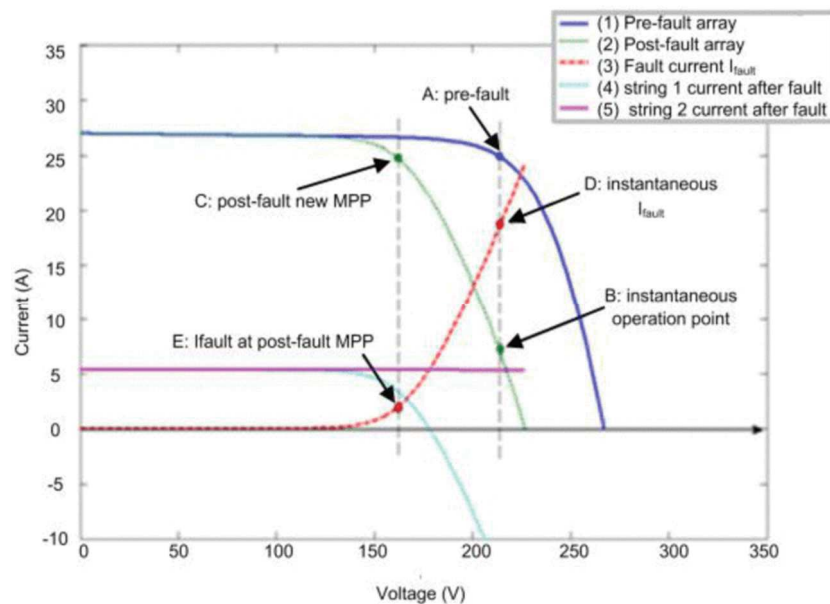


Figure 4. 5 Exemple de modification des caractéristiques I – V d'un générateur photovoltaïque en cas de défaut LL [109].

Tableau 4. 1 Différents types de méthodes de détection de défaut à la terre LG

Type de GFD	SYSTÈMES	Point en commun
<i>Fusible GFDI</i>	Systèmes PV mis à la terre	Largement utilisé aux U.S.
<i>RCD</i>	Plus fréquent sur les systèmes non mis à la terre	Largement utilisé en Europe, certains dans le U.S.
<i>Riso</i>	Plus fréquent sur les systèmes non mis à la terre	Utilisé dans les systèmes européens. Souvent utilisé avec les RCD et peut également être utilisé avec les GFDI

Le défaut à la terre LG est compliqué et différents types de détection commercial existe dans le marché (tableau 4. 1). Dans la plupart des systèmes PV mis à la terre, un fusible de 1 à 5 A est installé à l'intérieur de l'onduleur PV (tableau 4. 2). La norme UL 1741 définit les limites supérieures des valeurs nominales des fusibles de fuite à la terre, comme illustré dans

le tableau 4. 2. Un capteur à l'intérieur de l'onduleur vérifie la continuité du fusible et arrête le système en présence de tout défaut à la terre [107].

Tableau 4. 2 Puissance dc de l'onduleur PV par rapport au valeur maximale des fusibles GFDI

DC rating of the inverter (kW)	MAXIMUM GFDI FUSES RATING (A)
0-25	1
25-50	2
50-100	3
100-250	4
> 250	5

Le calibre du fusible doit respecter un intervalle bien précis, il doit être suffisamment élevé pour éviter les déclenchements par inadvertance du au courant de fuite, et il doit être suffisamment bas pour déclencher lors de défauts à la terre réels. Une estimation du courant de fuite pour les modules fonctionnant à 600 V qui répondent à la norme UL 170 [110], CEI 61646 [111] ou CEI 61215 [112] a été fournie dans [113]. Il a été estimé que le courant de fuite maximal pour les modules de Si cristallin de 1,2 m² est de 11 µA / kW pour une chaîne de sept modules, ce qui peut entraîner un courant de fuite de 56 mA à partir d'un réseau de 500 kW. En plus de ce défi, la sensibilité du fusible GFDI est influencée par le courant de fuite du générateur photovoltaïque, et plusieurs articles ont étudié l'effet de différents paramètres tels que la température ambiante, l'humidité relative, le brouillard salin, les interférences électromagnétiques et la résistance de la mise à la terre. conducteur sur le courant de fuite [113]–[117].

On distingue deux types de protections contre les courts-circuits dans le commerce :

4.3.1.1. Surveillance du courant résiduel (Monitoring Residual Current (RCD)):

Les disjoncteurs différentiels peuvent détecter la différence entre le courant entrant et sortant du système PV via les conducteur positifs et négatifs. Un diagramme schématique simple d'un RCD est montré sur la figure 4. 6. Les disjoncteurs différentiels détectent en général la présence d'un chemin de courant alternatif à travers la présence de tout champ magnétique résiduel et peuvent ouvrir les conducteurs à l'aide de relais de commutation. Les RCD peuvent être installés pour chaque chaîne ou pour l'ensemble de la baie [94]. Cependant, la sensibilité d'un RCD doit être réglée en tenant compte du courant de fuite des modules PV. Dans [114], il est recommandé que le point de consigne du courant différentiel (ΔI) auquel un disjoncteur différentiel signale un défaut à la terre soit choisi selon l'équation suivante:

$$\Delta I \geq Csl \times I_{leak,max} \quad (4.1)$$

Sur la Fig. 4. 6, $I_{leak,max}$ est le courant de fuite maximal qui peut résulter des modules PV couverts par le canal RCD, et le multiplicateur C_{sl} (> 1) est utilisé pour éviter les déclenchements intempestifs pouvant résulter d'un bruit externe ou d'une erreur de mesure. Les disjoncteurs différentiels peuvent être installés dans des systèmes photovoltaïques mis à la terre et non mis à la terre pour les protéger contre les défauts de terre et autres défauts de ligne à ligne.

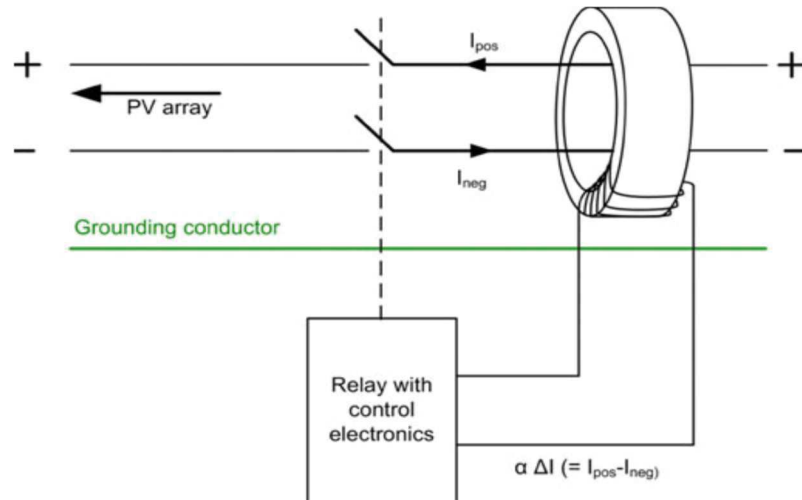


Figure 4. 6 Schéma de principe simple expliquant le principe de fonctionnement d'un disjoncteur différentiel RCD.

4.3.1.2. Dispositif de surveillance d'isolement (Insulation Monitoring Device (IMD)):

Un dispositif de surveillance d'isolement (IMD) mesure la résistance entre les conducteurs et la terre et peut alerter le système si la résistance tombe en dessous d'une valeur prédéfinie (seuil R_{fault}) [113][114]. Les IMD peuvent être mis en œuvre pour détecter un défaut à la terre dans un système mis à la terre en déconnectant le fusible GFDI au moment de la prise de mesures, généralement au début de la journée avant que l'onduleur ne soit connecté au réseau.

Étant donné que la résistance d'isolement est influencée par les conditions ambiantes, un seuil de déclenchement intempestif R seuil de défaut est recommandé dans [114] comme illustré ci-dessous:

Seuil de défaut :

$$R \leq C_{sr} \times R_{iso\ min} \quad (4.2)$$

$R_{iso\ min}$ est la résistance d'isolement minimale qui peut entraîner le générateur photovoltaïque dans toutes les conditions climatiques C_{sr} (< 1), similaire à C_{sl} dans (4. 1), est un autre facteur de sécurité imposé pour éviter les déclenchements intempestifs.

Deux événements de défaut à la terre bien étudiés, le 5 avril 2009, à Bakersfield, Californie, États-Unis, et le 16 avril 2011, à Mount Holly, Caroline du Nord, États-Unis, ont résulté de défauts de terre non détectés dans la plage de l'angle mort, suivis d'un autre terrain défaut qui a permis à une grande quantité de courant de circuler à travers le fil de mise à la terre [94], [118].

L'exemple de l'incendie du mont Holly, comme illustré ici sur la figure 4. 7, est une illustration d'un double défaut à la terre. Un incident similaire s'est produit dans l'incendie de Bakersfield. Le premier défaut à la terre a produit un courant à travers le fusible GFDI qui avait une amplitude de courant de défaut inférieure à la limite de seuil, et le défaut est resté non détecté pendant une période de temps indéterminée. Cependant, l'installation de disjoncteurs différentiels aurait été plus efficace compte tenu des amplitudes du courant de défaut à la terre rapportées dans [94] et [118]. Le défaut à la terre suivant a entraîné un écoulement d'environ 952 A à travers le conducteur de mise à la terre de l'équipement, qui a déclenché un incendie avant qu'il ne soit éliminé par le fusible de protection contre les surintensités.

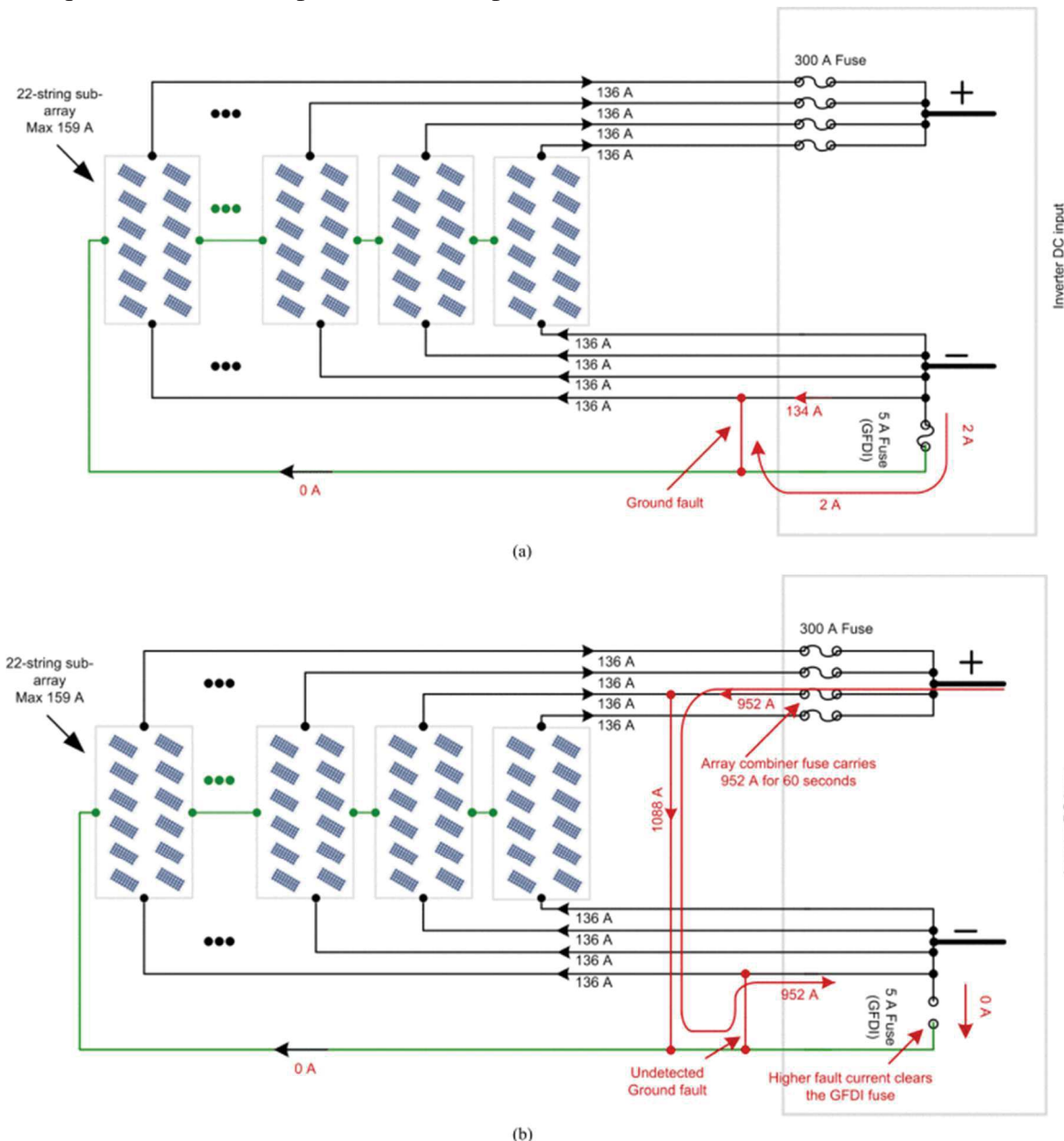


Figure 4. 7 Risque d'incendie au mont Holly. (a) Le défaut à la terre était dans la plage de l'angle mort et n'a pas été éliminé par le fusible GFDI. (b) Un double défaut à la terre a provoqué un écoulement de 952 A dans des conducteurs non conçus pour transporter un courant aussi élevé et a provoqué un incendie [94].

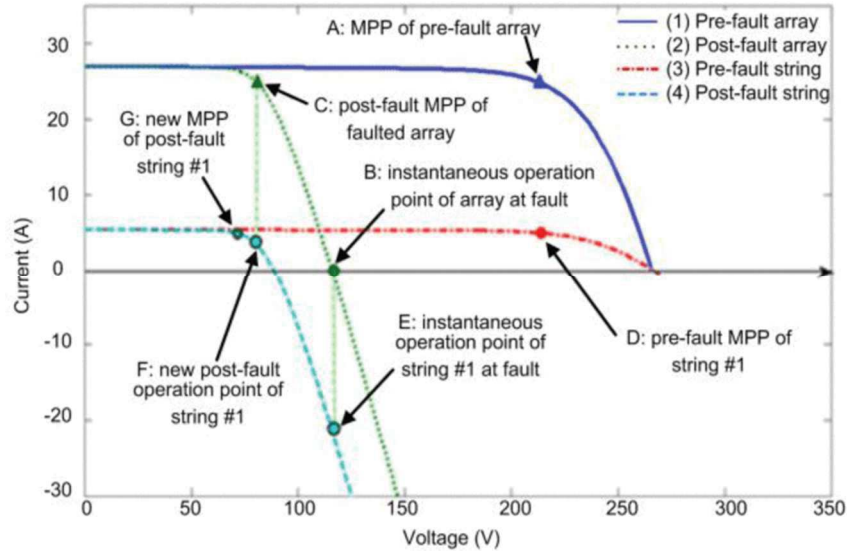


Figure 4. 8 Exemple de caractéristiques I – V d'un générateur photovoltaïque avant et après un défaut LG [109].

4.3.2. Défaut de circuit-ouvert

Les défauts en circuit ouvert causés par des cellules solaires fissurées et la défaillance du joint de soudure, les défauts de court-circuit entre les cellules à la terre et le chauffage local intense dû à l'inversion de la polarisation cellulaire [119]. L'analyse de la courbe I–V dans [120] est utilisée pour évaluer les performances globales du générateur photovoltaïque en défaut sous des défauts typiques, au lieu des interconnexions entre les modules / chaînes PV.

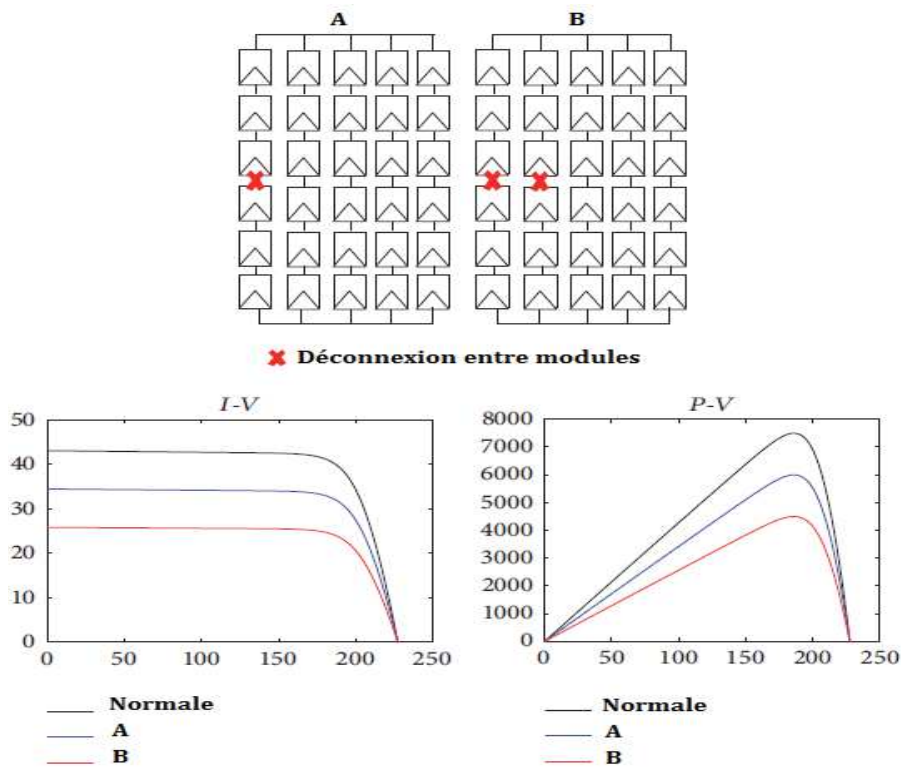


Figure 4. 9 Défaut circuit-ouvert.

Un défaut de circuit ouvert est une déconnexion accidentelle sur un conducteur de courant normal. Dans cette section, supposons dans les cas figure 4. 9 que les panneaux photovoltaïques ont un problème de déconnexion dans une chaîne et deux chaînes, respectivement, puis les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ ont été comparées à la baie sans aucune déconnexion dans des conditions normales, comme la tension du circuit-ouverte de ces boîtiers reste presque la même, tandis que le courant de court-circuit et la puissance maximale diminuent linéairement avec l'augmentation du nombre de chaînes déconnectées [121].

4.3.3. Défaut d'Ombrage

Les caractéristiques se compliquent si l'ensemble de la matrice ne reçoit pas une insolation uniforme, comme dans des conditions partiellement nuageuses (ombrées), ce qui entraîne plusieurs pics. La présence de pics multiples réduit l'efficacité des schémas de suivi du point de puissance maximale (MPPT) existants [122]–[124] en raison de leur incapacité à faire la distinction entre les pics locaux et globaux. L'ombrage conduit aussi aux points chauds qui sont un phénomène bien connu, décrit dès 1969 [125], et toujours présent dans les panneaux photovoltaïques.

En pratique, les points chauds PV se produisent lorsqu'une cellule, ou un groupe de cellules, fonctionne en polarisation inverse, dissipant la puissance au lieu de la délivrer et, par conséquent, fonctionnant à des températures anormalement élevées. Même si la cellule n'est pas endommagée dans le module PV, l'exposition à des températures élevées entraînera une dégradation plus rapide du matériau utilisé pour l'encapsulation des modules PV [126][127]. Les caméras thermiques infrarouges (IR) sont un outil utile pour détecter les points chauds dans les systèmes PV. Dans [128], illustré à la figure 4. 10. autre solution proposé dans [129][130] est la reconfiguration des modules PV au moyen d'une matrice de commutation contrôlable pourrait être intégrée aux panneaux photovoltaïques pour minimiser les risques de panne.

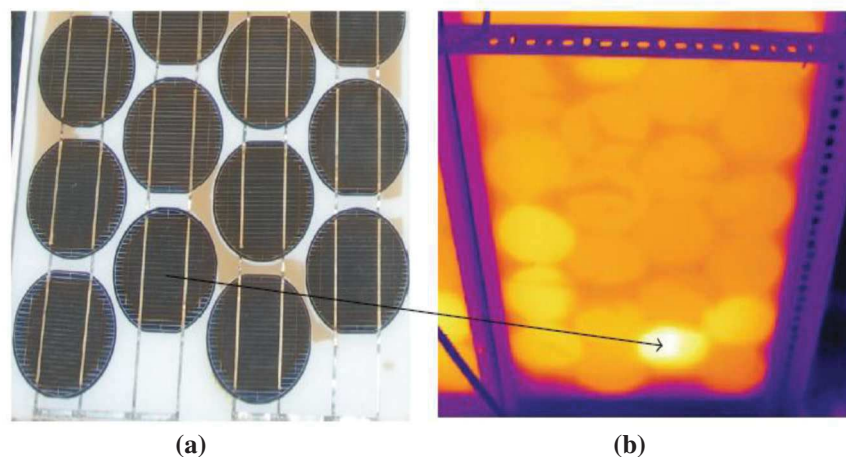


Figure 4. 10 (a) Image numérique de la partie inférieure d'un panneau PV, (b) Image IR de l'arrière du panneau PV révélant une cellule chaude dans l'ordre inverse comme illustré par la flèche [128].

4.3.4. Défaits d'arc photovoltaïque

Un chemin de courant peut être établi dans l'air via un arc en raison d'une discontinuité dans les conducteurs ou d'une panne d'isolation dans les conducteurs adjacents résultant de la disjonction de soudure, des dommages aux cellules, de la corrosion des connecteurs, des dommages causés par les rongeurs, de l'abrasion de différentes sources, etc. la Fig. 4. 11. Toute forme de défaut d'arc est nocive et potentiellement dangereuse pour le générateur photovoltaïque car elle peut déclencher un incendie [98], [131]–[134]. Contrairement aux systèmes à courant alternatif, le courant traversant l'arc à courant continu ne possède pas de passage à zéro périodique et, par conséquent, il est beaucoup plus probable qu'un arc dans un système PV entraînera un arc prolongé par rapport à un système de génération de courant alternatif [135][136]. Le NEC-2011 nécessite un dispositif de protection contre les défauts d'arc en série, connu sous le nom de disjoncteur de défaut d'arc AFCI (arc-fault circuit interrupter (circuit d'interruption d'arc)), dans tout générateur photovoltaïque de toit avec une tension de fonctionnement en courant continu égale ou supérieure à 80 V [135][137]. Le NEC 2014 étend cette exigence à tous les systèmes PV au-dessus de 80 V [138][107].

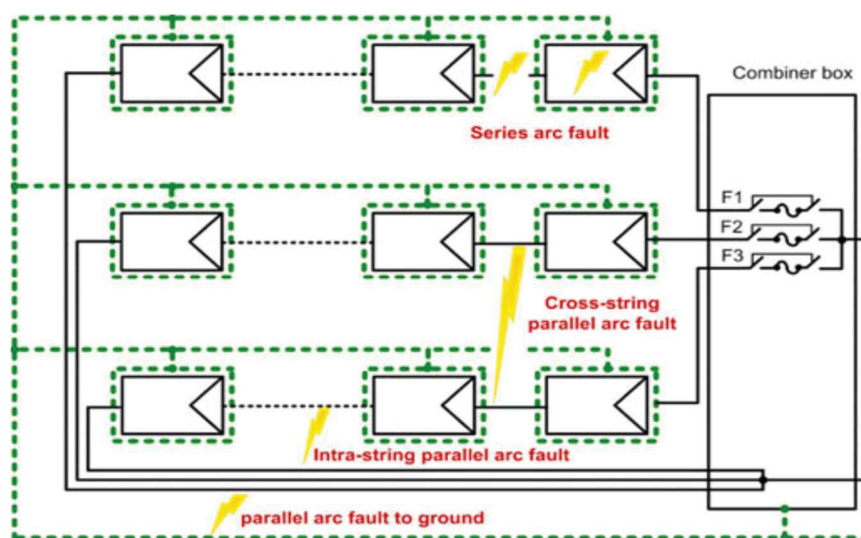


Figure 4. 11 Exemples de différents défauts d'arc dans un générateur photovoltaïque [139].

Bien que les arcs dans un système PV soient caractérisés par des signatures dans les domaines temporel et fréquentiel, la plupart des techniques de détection d'arc déjà développées pour les systèmes PV utilisent l'analyse du spectre de fréquence des formes d'onde de tension ou de courant, et d'autres méthodes analytiques complexes du réseau pour éviter les déclenchements intempestifs et les temps d'arrêt intempestifs [98][140].

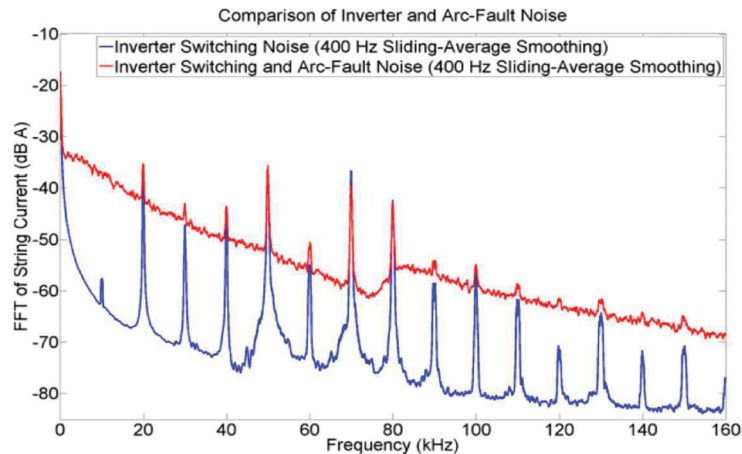


Figure 4. 12 Bruit de l'onduleur avec et sans défaut d'arc série [133].

La présence de fréquence d'arc supérieur à 500 kHz interagit avec des sources de bruit RF externes et une fréquence supérieure à 100 kHz contient moins d'énergie d'arc; par conséquent, ces fréquences ne sont généralement pas utilisées dans les AFCI. Malheureusement, la plupart des onduleurs, contrôleurs de charge et convertisseurs DC/DC ont des fréquences de commutation comprises entre 10 et 50 kHz [44], [48] et génèrent d'autres harmoniques et sous-harmoniques. Par conséquent, il n'est pas possible de développer une technique de détection basée sur une composante de fréquence. La plage de 1 à 100 kHz est considérée comme la plage la plus appropriée pour la conception d'AFD (arc-fault detector (déTECTEUR défaut d'arc)) et d'AFCI pour les installations photovoltaïques, quel que soit le type de défaut d'arc (série ou parallèle) [98][134][136][137][141].

Un autre aspect important de la conception d'un système PV protégé contre les arcs est l'emplacement et le nombre d'AFD et d'AFCI. En général, l'AFD et l'AFCI sont installés dans l'onduleur dans les petits systèmes PV et dans le boîtier de combinaison dans les grands systèmes. Cependant, cette méthode souffre des limitations suivantes [136][142] :

- 1) Le signal d'arc doit se propager de l'emplacement de l'arc à l'emplacement du détecteur. Le signal peut être atténué tout au long du trajet de propagation à de nombreuses interconnexions du réseau. De plus, certains signaux haute fréquence peuvent être filtrés par les composants des cellules solaires et d'autres parasites.
- 2) Les longs trajets de câblage présents dans une installation photovoltaïque peuvent fonctionner comme un récepteur RF et peuvent capturer des signaux provenant d'autres sources pour créer un faux déclenchement de l'AFCI.
- 3) Indépendamment de l'emplacement de l'arc dans une chaîne ou des chaînes adjacentes, les AFCI installés à l'intérieur du boîtier onduleur / combineur déconnectent l'ensemble du réseau.

la possibilité d'installer des AFD à trois emplacements différents, c'est-à-dire au niveau du module, au niveau de la chaîne et au niveau du champ [133], comme illustré dans Fig. 4. 13.

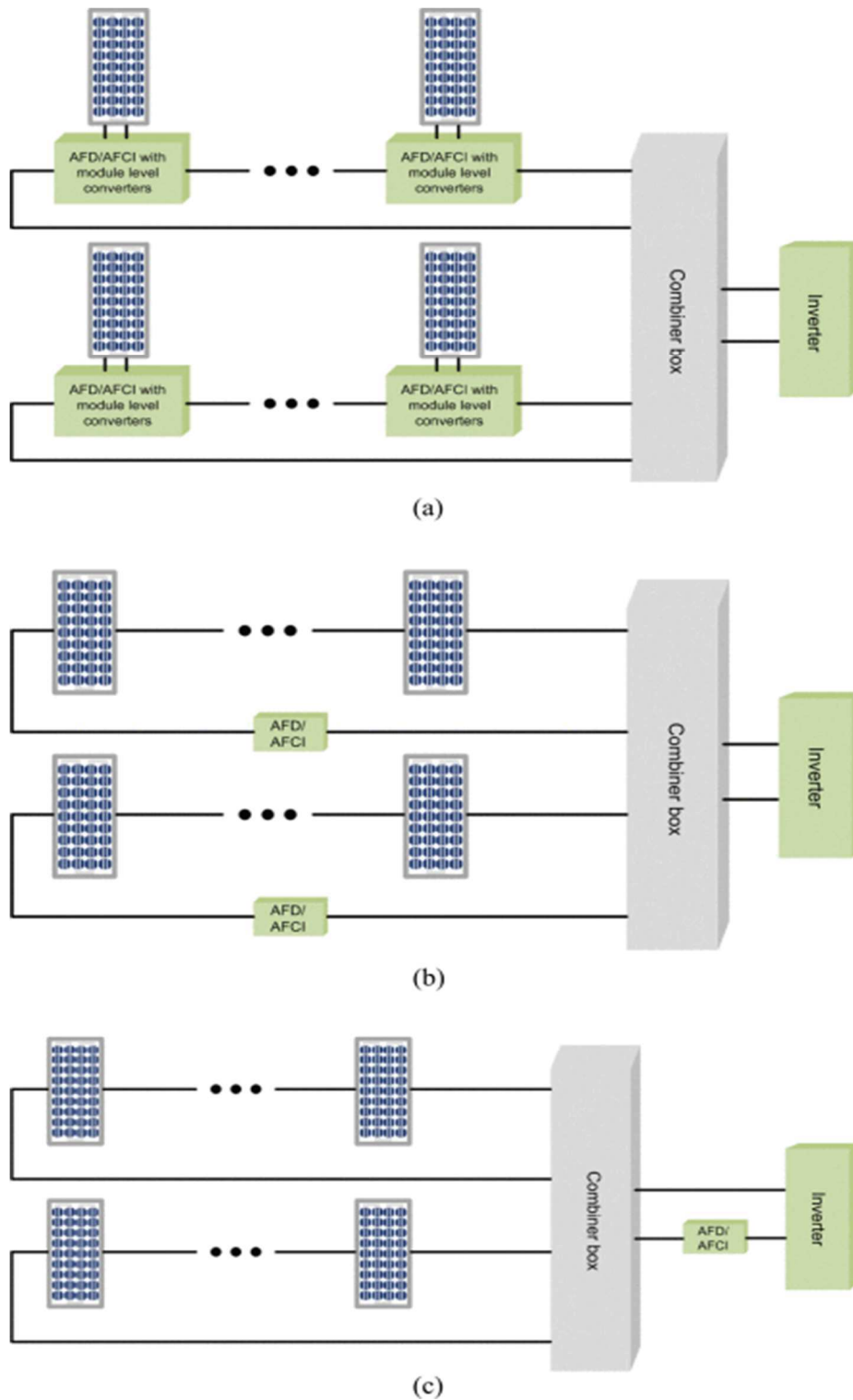


Figure 4. 13 Différentes configurations pour l'installation de l'AFD/AFCI dans un générateur photovoltaïque. (a) Au niveau du module. (b) Au niveau de la chaîne. (c) Au Niveau du panneau/matrice [133].

D'autres techniques de détection et d'atténuation des défauts d'arc basées sur des techniques de traitement du signal plus complexes.

Les arcs parallèles à la terre sont les plus courants, et on s'attend à ce que de tels défauts impliquent le fonctionnement des GFDI ou OCPD. De plus, les capacités améliorées de détection des défauts à la terre requise par le NEC 2014 permettront de traiter la grande majorité des risques de défauts d'arc parallèle dans les grands systèmes. La compréhension de la propagation du bruit d'arc à travers un champ PV nécessite des modèles haute fréquence pour les modules PV comme décrit dans [133][143] et [146], et un modèle de circuit alternatif équivalent simplifié pour module PV est présenté sur la Fig. 4. 14 où l'AFD de chaîne défaillante (AFD_{df}) s'est déclenché avant l'AFD de les chaînes saines (AFD_s).

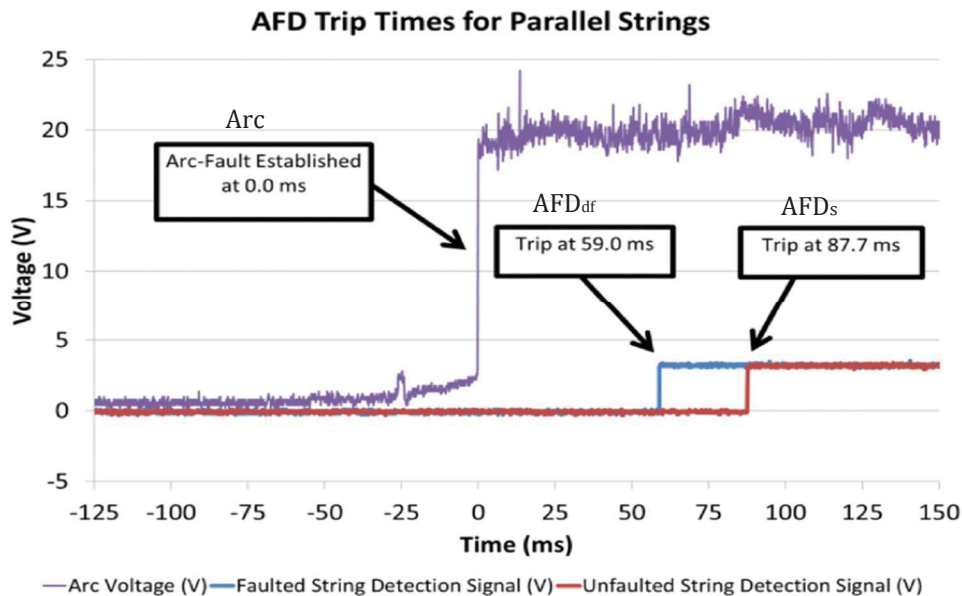


Figure 4. 14 Temps de déclenchement expérimentaux pour les chaînes défectueuses et saines dans lesquelles l'AFD de chaîne défaillante s'est déclenché en premier [133].

4.4. Examen des travaux précédents sur la détection de défauts dans le côté DC des systèmes PV

Cette section présente un examen complet des méthodes de détection et de classification des pannes existantes du côté DC des chaînes / baies PV. Les méthodes automatiques de détection et de classification des défauts PV côté DC en fonction du type et de la méthode des données de mesure peuvent être classées en six grandes catégories. Elles sont les suivantes.

4.4.1. Mesure de la différence directe (Direct Difference Measurement (DDM)) entre le courant, la tension ou la puissance attendue et mesurée:

Cette méthode est basée sur la détermination des valeurs attendues des paramètres PV dans des conditions environnementales variables et la comparaison des mesures en temps réel avec ces valeurs attendues. Ces méthodes fixent généralement des seuils inférieurs ou supérieurs à l'endroit où les signaux de défaut se produisent. Par exemple, dans [146], une fonction de corrélation étendue est utilisée pour identifier les défauts entre les branches du système PV. Dans [147], une méthode de détection statistique des valeurs aberrantes est employée. Dans

[148], la valeur de tension de sortie attendue pour différents MPP est calculée et utilisée comme valeur de référence pour la détection de défaut.

4.4.2. Mesure de comparaison de chaînes adjacentes (Adjacent String Comparison Measurement Techniques (ACMTs)):

Dans ce type de méthode, les différences entre les mesures des chaînes adjacentes sont utilisées comme référence pour détecter les défauts dans la chaîne PV. Ils ne s'appliquent qu'aux fermes photovoltaïques à système d'onduleurs string. Un exemple de cette méthode serait dans [149], où des méthodes de détection statistique des valeurs aberrantes telles que Hampel Identifier, 3-sigma et Box plot sont utilisées pour identifier les chaînes PV fonctionnant normalement en comparant toutes les mesures de courant de chaîne individuelles [150].

4.4.3. Techniques d'analyse de la puissance et de la perte d'énergie (Power, Energy Loss Analysis (PELA) Techniques):

Ce type de méthode est basé sur les pertes d'énergie dans le système PV. La classification et la détection des défauts sont effectuées en fonction du taux de pertes d'énergie dans le système PV. Dans [68], une analyse des pertes d'énergie basée sur des données surveillées provenant de systèmes PV connectés au réseau et des données météorologiques dérivées par satellite est proposée. Dans [151] et [152], les pertes capturées dans un système PV, les rapports de courant et de tension sont utilisés pour l'algorithme de détection de défaut.

4.4.4. Techniques d'apprentissage automatique (Machine-Learning Techniques (MLTs)) en apprenant des données I – V:

Cette méthode utilise des méthodes d'apprentissage automatique pour la détection et la classification des défauts. Les algorithmes d'apprentissage automatique sont utilisés pour apprendre la relation entre les paramètres d'entrée et de sortie du système PV et ensuite utiliser les modèles entraînés pour détecter et classer les défauts. Les sorties PV varient à mesure que les conditions environnementales changent. Par conséquent, définir un seuil approprié capable de détecter les défauts de court-circuit et de circuit ouvert dans différentes conditions est une tâche difficile. Entraîner le modèle avec des données d'entrée-sortie permet de surmonter la limitation de la définition des seuils et facilite la détection et la classification des défauts. [150] Certaines des techniques d'apprentissage automatique utilisées jusqu'à présent sont:

ANN modifié avec la théorie de l'extension [153], la théorie des preuves et les mathématiques floues [154], TSK-FRBS Fuzzy estimateur [155], réseaux de croyances bayésiennes [154], ANN à trois couches [156], méthode basée sur un arbre de décision [157] et l'apprentissage semi-supervisé basé sur des graphes [158].

4.4.5. Échange de chaleur et modèles basés sur la température (Heat Exchange and Temperature-Based Models (HETMs)):

La température du module PV change en cas de défaut. L'échange thermique et la température du module pendant la condition de défaut sont utilisés dans les méthodes HETM pour détecter

et classer les défauts. Un exemple de cette méthode est [159]. Dans [160], en utilisant la méthode des éléments finis, les défauts physiques de différents types de cellules PV sont modélisés en fonction du comportement thermique des cellules PV résultant de défauts électriques. [150]

4.4.6. Méthode d'injection externe (External Injection Method (EIM)):

Les méthodes EIM utilisent des dispositifs externes tels que des générateurs de signaux et des compteurs LCR (inductance (L), capacité (C) et résistance (R)) pour la détection des défauts. La réponse du système PV aux signaux injectés est analysée pour détecter et / ou classer le type de défauts dans le système PV. [150]

4.5. Technologies de localisation des défauts

Une fois le défaut détecté, l'exploitant du système doit déterminer l'emplacement du défaut afin de réparer ou de remplacer le composant défectueux. Ce processus peut être très difficile et prendre du temps avec de grandes installations photovoltaïques.

Il existe des défis pour déterminer les connexions intermittentes et les défauts. Si le défaut n'est pas persistant, il sera encore plus difficile de localiser le composant défectueux. Le tableau 4. 3 examine différentes technologies et produits disponibles dans le commerce qui pourraient être utilisés pour localiser les défauts dans les systèmes PV [145], [161]–[172].

Tableau 4. 3 Résumé des différentes techniques de localisation des défauts PV

Méthode / outil de détection	Type de défaut	localiser le défaut jusqu'à	Avantages et limites	Ref.
Réfectométrie (TDR)	Défaut OC, SC (LG)	Module PV	Avantages: • Aucune mesure de tension ou de courant du générateur photovoltaïque n'est requise • Le test peut être effectué en l'absence de lumière du soleil • Sensible également à la dégradation de la connexion Limites: • Nécessite un générateur de fonction de signal externe • Échantillonnage à grande vitesse requis • Nécessite une base de référence pour la comparaison	[146] [161]-[164]
Mesure de la capacité de terre (ECM)	Défaut OC, SC	Module PV	Avantages: • Le résultat ne dépend pas de l'irradiance solaire Limites: • Nécessite un LCR mètre externe.	[162]
Technique numérique	Défaut OC, SC	Nombre de modules PV	Avantages: • Peut localiser le nombre de PV ouverts et en court-circuit modules d'un système PV. Limites: • Nécessite un niveau d'irradiance externe, une température et mesure de puissance. • Nécessite des caractéristiques électriques identiques de chaque modules	[165]
Vérificateur de ligne/traceur de circuit	Défaut OC, SC	Niveau de cellule	Avantages:	[166]–[169]

					<ul style="list-style-type: none"> • Résolution plus élevée par rapport aux autres techniques de localisation des défauts • Peut tracer le circuit pendant que le PV génère de l'énergie Limites: <ul style="list-style-type: none"> • Doit tracer physiquement l'ensemble du système 	
Mesure du courant de chaîne	Défaut (LG)	OC, SC		Niveau de string	Avantages: <ul style="list-style-type: none"> • Disponible dans le commerce pour les systèmes mis à la terre uniquement Limites: <ul style="list-style-type: none"> • Nécessite une surveillance du courant de toutes les chaînes connectées en parallèle 	[170]
Mesure de la tension de chaque module pendant le fonctionnement	Défaut	OC		Niveau du module	Avantages: <ul style="list-style-type: none"> • Les données au niveau du module en continu sont disponibles sur l'unité centrale. Limites: <ul style="list-style-type: none"> • Nécessite une mesure de tension. • Nécessite un microcontrôleur intégré, un convertisseur tension-fréquence et une liaison de communication dans chaque module. • Cher 	[171][172]

TDR: time-domain reflectometer, ECM: Earth capacitance measurement,

4.6. Conclusion

L'analyse des défauts dans les panneaux solaires photovoltaïques (PV) est une tâche fondamentale pour protéger les modules PV contre les dommages et éliminer les risques de dangers pour la sécurité. Une étude bibliographique sur les principaux défauts dans la partie DC du générateur a été retenue à partir d'une liste de défauts les plus fréquents ainsi que les méthodes de diagnostic sont menées. Nous avons tout d'abord donné quelques définitions et terminologies utilisées dans ce domaine. Les méthodes de diagnostic traitées dans la littérature se composent de trois étapes essentielles, la détection, la localisation et l'identification. Dans cette étude, nous avons choisi d'étudier les défauts typiques du côté DC du générateur PV, condition d'ombrage, défaut de circuit ouvert, défaut de court-circuit, défaut d'arc. Les défauts de court-circuit sont les plus compliqués à détecter et à éliminer. L'effet sur le courant de défaut d'un suivi du point de puissance maximum est discuté dans ce chapitre et montre qu'il empêche parfois les dispositifs de protection contre les surintensités (OCPD) de fonctionner correctement. En outre, le comportement de défaut des panneaux photovoltaïques est étroitement lié à l'emplacement du défaut, à l'impédance du défaut, au niveau d'irradiance et à l'utilisation de diodes de blocage. Les défauts peuvent rester cachés dans le système PV, quelle que soit la variation de l'irradiance par la suite. Ces défauts uniques peuvent par la suite entraîner des risques de sécurité inattendus, une efficacité réduite du système et une fiabilité réduite.

La non-linéarité des systèmes PV rend les dispositifs de protection conventionnels difficiles à appliquer correctement. Les algorithmes de détection et de protection des défauts devraient être spécialement développés pour les technologies PV émergentes, peut-être avec un fonctionnement en temps réel. Par conséquent, de petits dispositifs de protection contre les

courants de défaut sont nécessaires pour les systèmes photovoltaïques. Cela aiderait les grandes installations photovoltaïques à augmenter l'efficacité de la production, à améliorer la fiabilité du système et à réduire les coûts de maintenance. En outre, une meilleure identification et localisation des défauts pour les panneaux photovoltaïques à grande échelle serait une autre extension de la recherche. Un inconvénient des grandes installations photovoltaïques centralisés est qu'il est assez difficile d'identifier automatiquement le type de défaut et de localiser le défaut avec précision. Parfois, il est difficile de localiser correctement le défaut dans une grande installation photovoltaïque par les systèmes de surveillance PV existants ou par les ingénieurs de maintenance. L'une des raisons en est que les modules photovoltaïques ont un impact sur les performances des autres lorsqu'ils sont connectés électriquement. De plus, le MPPT de l'onduleur centralisé réduira les impacts des défauts et rendra l'identification et la localisation des défauts plus difficiles. De plus, une impédance de défaut différente, des conditions géographiques imprévisibles et un problème de dégradation pourraient entraîner des problèmes plus inattendus dans l'identification et la localisation des défauts.

Après cette étude dans les quatre chapitres précédents nous constatons que la solution pour un système PV performant est le développement d'un système de monitoring en temps réel qui peut réagir efficacement lors d'un défaut. Ce système doit dépasser les limites des techniques précédentes. Dans le chapitre suivant nous allons proposer un système de monitoring qui est simple à exécuter et en temps réel et fournisse une étude de vieillissement et assure la continuité du service.

CHAPITRE 5
REALISATION DU SYSTEME DU MONITORING

Chapitre 5 : Réalisation du système du monitoring

5.1. Introduction

Les performances et le rendement d'un système PV dépend de tous les facteurs : gain et perte. Dans ce travail on propose un système de monitoring des systèmes photovoltaïques qui surveille le fonctionnement en temps réel et permet l'étude de vieillissement et le diagnostic des défauts avec une grande sélectivité et une insensibilité de la décision au chevauchement des défauts. La technique proposée surmonte les limites des méthodes existantes discuté dans le chapitre quatre comme l'écart entre le comportement réel et simulé ; le changement de système en raison de l'environnement, de la topologie ou de l'âge et le besoin de mises à jour fréquentes du système intelligent et assure la continuité de service. Ainsi il ne nécessite pas des données réelles pour l'apprentissage. Ce système assure la réduction de l'intervention humaine requise pour un montant équivalent de surveillance. Avec un tel système le propriétaire puisse se déplacer efficacement et initier des soins appropriés en cas de besoin.

Dans la première partie de ce chapitre on établit une base de connaissances des différents défauts qui peuvent exister au niveau d'une installation photovoltaïque. La seconde partie présente la méthodologie et les différentes étapes de la construction du système de monitoring. La troisième partie illustre la validation de la technique par simulation et la réalisation du prototype.

5.2. Système de monitoring proposé

Nous proposons une technique basée sur l'ANFIS pour la surveillance des installations PV qui détecte, identifie et élimine les défauts sans avoir à s'appuyer sur des données réelles dans la phase d'apprentissage ainsi que la topologie, l'environnement et l'âge des panneaux photovoltaïques et élimine le besoin de fréquentes mises à jour du système [173].

Tout d'abord, un système central est conçu pour détecter les défauts en comparant la puissance attendue estimée par l'ANFIS (à l'aide de capteurs centraux de température et d'irradiation) avec la puissance réelle mesurée générée par l'installation photovoltaïque pour chaque chaîne. Le système détecte les défauts et isole immédiatement le string affecté pour éviter de couper l'alimentation électrique entière en déconnectant l'onduleur (puissance jusqu'à 1 MW). Les défauts de court-circuit (SC) et de circuit ouvert (OC) peuvent affecter considérablement les systèmes PV. Pour cela, dans un deuxième temps, nous développons des systèmes partiels pour détecter ces défauts basés sur la cohérence entre le courant I et la tension V mesurés et le courant de court-circuit I_{SC} et la tension en circuit ouvert V_{OC} estimés par l'ANFIS (à partir des données de la température et des capteurs d'irradiation à chaque chaîne). Le chevauchement des défauts mentionnés par [110] n'affecte pas le fonctionnement du système. Un system PV est alors simulé sur Simulink pour acquérir les données d'apprentissage.

L'efficacité de la technique a été validée par des simulations et des expérimentations avec une carte contrôleur DS1104 dSPACE sur des panneaux photovoltaïques de différentes technologies et puissances, et avec un service de plus de cinq ans. Cette technique répond à la plupart des limites du système existant qui découlent des comparaisons entre les variables

estimées et mesurées résumées dans [104]. Il n'y a pas de disparités significatives entre les comportements réels et simulés. Les changements environnementaux n'ont posé aucun problème. Les effets du changement de topologie et du vieillissement sont compensés par l'introduction d'un simple facteur de gain. En outre, la méthode comprend une étude de vieillissement, assure la continuité du service et est capable de contrôler la plupart des installations photovoltaïques typiques (topologie des systèmes photovoltaïques série-parallèle).

5.3. Systèmes photovoltaïques et défauts :

La topologie d'un système photovoltaïque influence directement son efficacité et le monitoring PV. La structure série-parallèle est une configuration courante dans les systèmes PV conventionnels [174][175]. Cependant, cette structure peut facilement provoquer une perte de puissance lorsque le système fonctionne dans des conditions non uniformes.

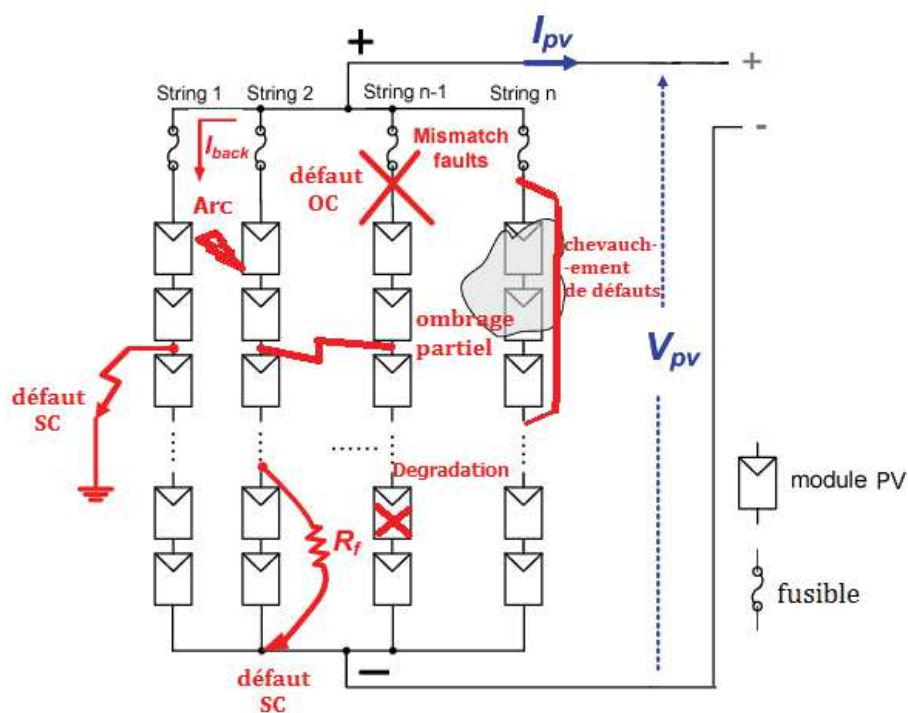


Figure 5. 1 Topologie du système PV et défauts.

La figure 5. 1 montre les défauts typiques d'un générateur photovoltaïque [173]. Cela inclut :

- L'ombrage partiel (qui peut provoquer un point chaud) où la puissance et le courant diminuent significativement.
- Les défauts d'arc (se caractérisent par une grande fréquence et des pics de courant).
- Les défauts OC (dans lesquels il n'y a pas de courant dans la branche en circuit ouvert), pendant la condition OC, $V = V_{OC}$ de la chaîne.
- Les défauts SC sont les plus complexes, où le pourcentage de panneaux qui sont court-circuités dans la chaîne [nombre de panneaux sous SC par rapport au nombre de panneaux dans la chaîne (SC%)] et la valeur d'impédance (R_f) du court-circuit indique la gravité du défaut. L'impact du défaut SC sur l'ensemble du système PV est cependant mineur dans certains cas ce qui complique la détection du défaut [176][96], cela nous

l'avons montré dans la simulation de la figure 5. 2 où on a simulé une branche d'un système PV (contenant plusieurs modules) court-circuitée dans deux position 15% et 100% (des panneaux de la chaîne) et avec différentes valeur d'impédance de défaut R_f . La figure 5. .2 montre que lorsque la valeur de R_f augmente, le courant défectueux diminue tout en tendant vers le courant de point de puissance maximale (I_{mpp}) avec un facteur g_{Rf} provoqué par le R_f . Pendant la condition SC, si $R_f = 0$, $I = I_{SC}$ (au niveau de la chaîne); sinon, si $R_f \neq 0$, $I = g_{Rf} I_{SC}$ [173].

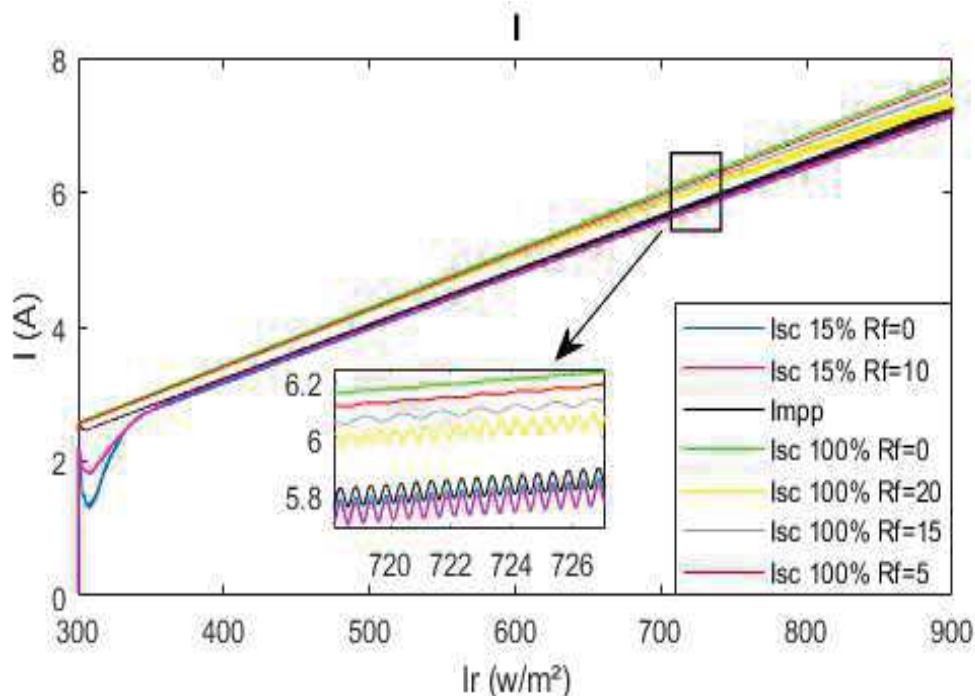


Figure 5. 2 Courant dans les conditions MPP et SC avec différentes valeurs R_f (Ω) et SC%.

- En outre, la situation peut devenir plus compliquée lorsque les défauts se chevauchent dans la même chaîne que dans la condition SC ou OC dans une chaîne exposée à l'ombre. Enfin, le vieillissement est un autre effet qui se produit dans les systèmes PV soit en raison de la durée de vie naturelle des panneaux, soit plus tôt en raison de l'apparition de microfissures et de traînées d'escargots dans les panneaux, où la dégradation de la puissance résulte de la réduction de l'irradiance absorbée par les modules solaires. [177].

Un effet prédominant d'une condition de défaut (en particulier les défauts de SC et d'ombrage partiel) est le drainage d'un courant de retour potentiellement important d'autres chaînes causé par une chute de tension dans les chaînes défectueuses [178][46]. L'utilisation d'une diode de blocage, bloque le courant de retour mais ne l'efface pas, ce qui entraîne un défaut caché [96]. Pour assurer la continuité du service, le système proposé isole la chaîne défectueuse, qui autrement aurait affecté les autres chaînes et provoquerait la déconnexion de l'onduleur, qui peut atteindre 1 MW de puissance de fonctionnement.

5.4. Méthodologie de monitoring :

En général, les défauts et le vieillissement du système PV entraînent des pertes d'énergie [163][179]. Dans cette étude, on développe un système de prédiction de l'énergie générée par

le générateur PV pour détecter et éliminer les défauts (système de détection). Un deuxième système estime I_{sc} et V_{oc} pour diagnostiquer les défauts SC et OC (système d'identification) comme le montre dans la figure 5. 3 [173].

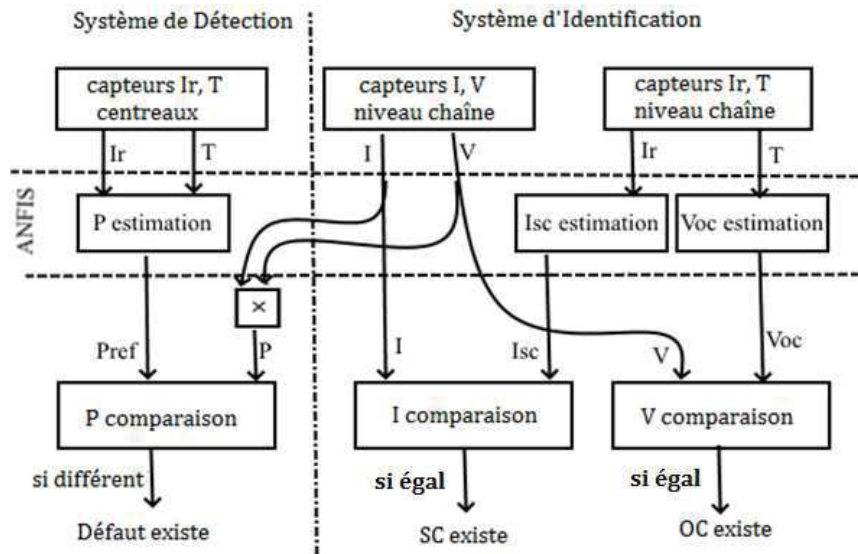


Figure 5. 3 Méthodologie de détection et d'identification des défauts

Notre technique utilise l'intelligence artificielle pour développer les deux systèmes de prédiction donc on doit collecter des données d'apprentissage et faire l'apprentissage des deux systèmes puis on développe notre technique de monitoring où on propose une technique d'acquisition de données pour contourner les limites des méthodes précédentes. Dans ce qui suit on illustre tous ces étapes :

5.4.1. Système d'acquisition des données:

Les données nécessaires à acquérir sont : l'irradiation et la température (pour l'estimation) à deux niveaux : niveau central couvrent toute l'installation PV et au niveau de chaque string, aussi, acquièrent les données et le courant et la tension de chaque chaîne (pour la comparaison). Selon [158], les systèmes de diagnostic numériques soumis à d'autres défauts peuvent mal détecter des défauts (effet de chevauchement des défauts). Pour y remédier, chaque système (système de détection et système d'identification) fonctionne indépendamment avec ses propres capteurs d'irradiation et de température ambiante. Cette approche est nécessaire car les capteurs des onduleurs ne fournissent pas de valeurs réelles d'irradiation pour les panneaux PV dans une chaîne à distance de l'onduleur lorsqu'ils sont exposés à un ombrage partiel [150]. De plus, la position du capteur influence la précision de mesure de la température, en particulier dans les grands champs PV [179]. Par conséquent, nous proposons de placer les capteurs (voir figure 5. 3) du système de détection au niveau de l'onduleur ou à distance des panneaux (capteurs centraux). Cela permet la détection de l'ombrage partiel ainsi que d'autres défauts. De plus, l'identification de SC et OC nécessite que les capteurs soient situés au niveau de la chaîne pour contourner les influences de l'ombrage partiel et du changement de température. Ainsi, une double surveillance indépendante est assurée pour les conditions SC et OC (par les systèmes d'identification et de détection) [173].

5.4.2. Collecte de données d'apprentissage :

Ce système ne nécessite que des données tirées de la simulation pour l'apprentissage, donc élimine le besoin de données réelles sur site qui peut demander des données de plusieurs jours aux conditions de défauts réels sur site en prenant en compte les changements climatiques et de régions. Les variations de courant et de tension du champ PV sont enregistrées dans différentes conditions climatiques à partir de la simulation du modèle de la figure 5. 4 [173]. Cela inclut les influences de la température sur la tension et de l'irradiation sur le courant. Ces informations sont obtenues pour une charge variable afin d'estimer le comportement PV pour différentes topologies (hors réseau, en réseau, MPPT utilisant un hacheur ou intégré sur onduleur). Le générateur photovoltaïque utilisé est de 2 kW, se compose du bloc PVarray de Simulink de la base de données du modèle consultatif du National Renewable Energy Laboratory (NREL). Le modèle de circuit équivalent à diode unique avec cinq paramètres inconnus, à savoir, I_{ph} (courant photo-généré), I_0 (courant de saturation inverse pour la diode), a (facteur d'idéalité de la diode), R_{SH} (résistance shunt) et R_S (résistance série), est considéré [6][5].

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left[\frac{V + IR_S}{a} \right] - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_{sh}} \quad (5. 1)$$

$$a = N_s \frac{kT}{q} n \quad (5. 2)$$

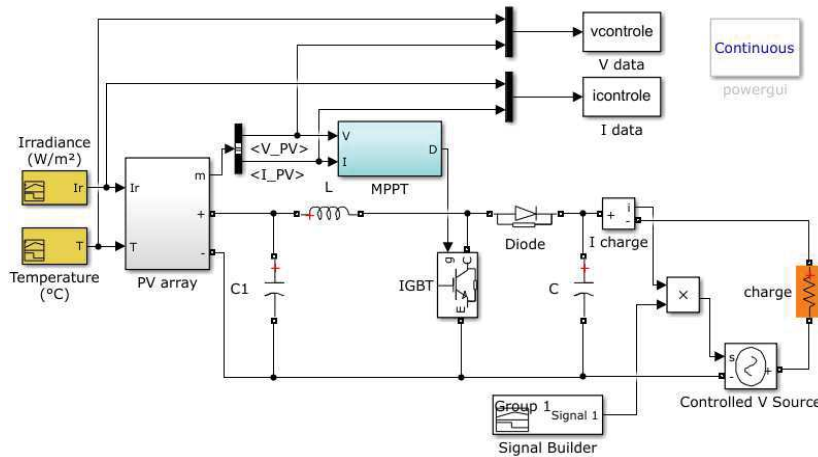


Figure 5. 4 Modèle de collecte de données d'apprentissage.

où N_s est le nombre de cellules connectées en série, k est la constante de Boltzmann, T est la température de la cellule PV et q est la charge électronique [5], [7]. Ces paramètres font référence aux conditions d'essai standard STC comme suit [5]:

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{ref}} \quad (5. 3)$$

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{ref}} \left(I_{phref} + a(T_c - T_{ref}) \right) \quad (5. 4)$$

$$I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left(\frac{E_g}{kT_{ref}} - \frac{E_g}{kT_c} \right) \quad (5. 5)$$

$$R_{sh} = R_{shref} \frac{S}{S_{ref}} \quad (5. 6)$$

où E_g est la bande interdite matérielle.

Les paramètres du modèle sont donnés par la solution simultanée de (5. 1) en cinq points: circuit ouvert (V_{OC}), court-circuit (I_{SC}), point de puissance maximale (V_{MPP} et I_{MPP}), dérivée de la puissance maximale $d(VI) / dV = 0$, et le coefficient de température de tension en circuit ouvert $\beta = dV / dT$ pour $I = 0$ [5]. Les détails de la solution sont fournis dans [6] et [7].

Le même modèle MATLAB (Fig. 5. 4) est utilisé dans les conditions OC et SC pour la collecte des données d'identification des défauts. Les données acquises sont utilisées pour former l'ANFIS pour les deux systèmes de prédiction.

5.4.3. Apprentissage ANFIS :

L'ANFIS est un modèle flou qui utilise les ANN pour trouver le meilleur ajustement pour les paramètres des fonctions de pertinence [180]. Dans ce cas, quatre systèmes ANFIS sont utilisés, chacun ayant une entrée et une sortie, comme le montre la figure 5. 5. Les règles floues IF – THEN sont les suivantes:

$$\text{R\`egle 1: si } x \text{ est A alors } f_1 = p_1 x + r_1 \quad (5. 7)$$

$$\text{R\`egle 2: si } x \text{ est B alors } f_2 = p_2 x + r_2. \quad (5. 8)$$

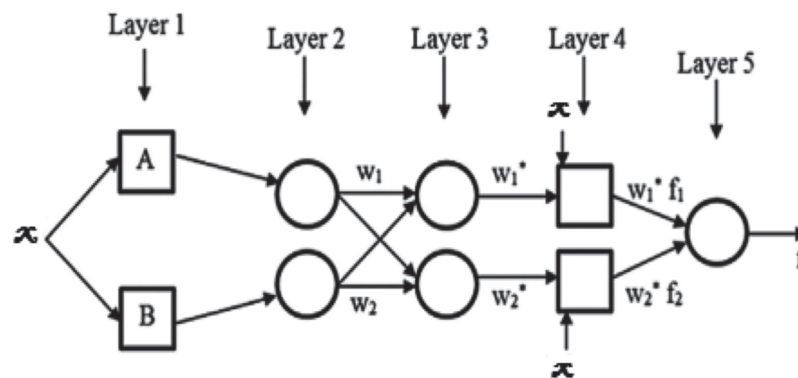


Figure 5. 5 Structure ANFIS intégrant une entrée et une sortie.

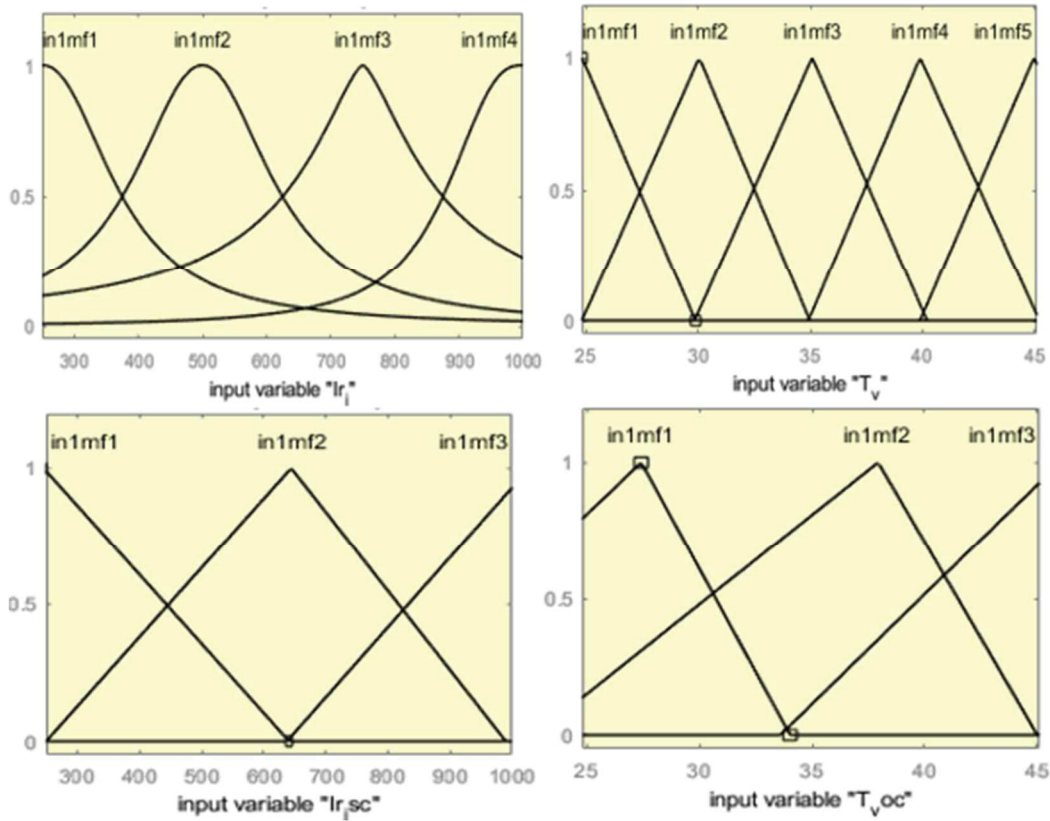


Figure 5. 6 Fonctions d'appartenance d'entrée: Irradiance (Iri pour le contrôle I, IriSC pour le contrôle Isc) et la température (Tv pour le contrôle V, TvOC pour le contrôle Voc).

Le système se compose de cinq blocs fonctionnels: base de données, bloc de fuzzification, bloc de règles, unité de prise de décision et bloc de défuzzification, tous répartis en cinq couches (layers). Les couches 1 et 5 représentent respectivement les valeurs d'apprentissage et de prédiction. Les nœuds dans les couches cachées fonctionnent comme des fonctions d'appartenance (voir Fig. 5. 6) et des règles floues : équations (5. 7) et (5. 8). Les couches 1 et 4 sont les couches adaptatives mises à jour par l'algorithme d'apprentissage pour relier la sortie ANFIS et les données d'apprentissage [181][182].

Les résultats sont respectivement O_{1i} , O_{2i} , O_{3i} , O_{4i} et O_{5i} pour le ième nœud des couches 1 à 5 :

$$\begin{cases} O_{1i} = \mu_{A_i}(x) \\ O_{2i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \\ O_{3i} = \bar{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \\ O_{4i} = \bar{w}_i f_i = \bar{w}_i (p_i x + r_i) \\ O_{5i} = \sum_i \bar{w}_i f_i = \frac{\sum_i w_i f_i}{\sum_i w_i} \end{cases} \quad i = 1, 2. \quad (5.9)$$

μ_{A_i} représente la fonction d'appartenance de l'étiquette linguistique A_i . Pour le ième nœud, w_i est la puissance de tir d'une règle et \bar{w}_i est la puissance de tir normalisée.

Nous utilisons quatre fonctions d'appartenance (I_{r_i}) pour le contrôle I nominal, cinq fonctions d'appartenance (T_v) pour le contrôle V nominal et trois fonctions d'appartenance ($I_{r_{ISC}}$, T_{VOC}) pour les contrôles I_{SC} et V_{OC} .

Nous utilisons le partitionnement en grille des données et une méthode hybride pour l'apprentissage, qui a une tolérance d'erreur plus petite pour le contrôle I_{SC} et V_{OC} que pour le contrôle I et V.

5.4.4. Le monitoring :

Le monitoring quotidien se fait grâce au système de prédiction de la puissance P de courant I et de tension V ainsi que le courant de court-circuit I_{SC} et la tension du circuit-ouvert. Ainsi que l'acquisition des données réelles : température, irradiation, tension V et courant I [173].

Ce système peut être intégré dans plusieurs plateformes et cartes de commande comme Matlab nationale instrument. Nous avons utilisé pour la simulation et la réalisation Simulink/Matlab et la carte dSPACE DS1104 pour la commande.

5.4.5. Détection du défaut :

La détection du défaut se fait par la comparaison des grandeurs estimées et mesurées. La comparaison des puissances estimé P_{est} et mesuré P, détecte la condition de défaut. Si on observe une différence le système signalera le défaut. Fig. 5. 3 [173].

Si $P \neq P_{est}$ alors condition de défaut.

Ainsi la comparaison des grandeurs estimées du courant du court-circuit I_{SC} et la tension du circuit-ouvert V_{OC} avec les grandeurs mesurées du courant I et de la tension V actuels indique le type de défaut : SC ou OC Fig. 5. 3.

Si $I = I_{SC}$ condition de court-circuit SC.

Si $V = V_{OC}$ condition de circuit-ouvert OC.

5.4.6.L'étude du vieillissement :

La comparaison des grandeur d'apprentissage (estimé) qui sont les données d'un produit neuf (fournie par le constructeur) et les grandeurs actuelles dans l'état normale sans défaut nous donne une idée sur le vieillissement subi par les panneaux. On va trouver une démunissions significatif des grandeurs de courant ou de tension provoqué par le vieillissement [173].

5.4.7. Application pour d'autres systèmes :

Ce système de monitoring est capable de contrôler d'autres installations PV qui sont différents dans la puissance, dans la structure et la technologie des panneaux par rapport au système original (d'apprentissage). Ce système de prédiction estime la puissance de ce générateur et d'autres générateurs après avoir multiplié la puissance prédite par un facteur de gain, k_p , qui est

le rapport de la nouvelle puissance (P_{nw}) surveillée à la valeur de la puissance d'entraînement (P_{tr}). Ceci est appliqué pour la puissance P , I_{sc} (k_{Isc}) et V_{oc} (k_{Voc}) comme suit [173]:

$$k_P = \frac{P_{nw}}{P_{tr}} \quad (5.10)$$

$$k_{I_{sc}} = \frac{I_{scnw}}{I_{sctr}} \quad (5.11)$$

$$k_{V_{oc}} = \frac{V_{ocnw}}{V_{octr}} \quad (5.12)$$

P_{nw} : puissance de tous les panneaux de la nouvelle chaîne.

I_{scnw} : courant de court-circuit de la nouvelle chaîne.

V_{ocnw} : tension de circuit-ouvert de tous les panneaux en série dans la nouvelle chaîne.

5.5. Simulation du modèle :

Le modèle de détection de défaut PV est conçu dans Simulink pour représenter le système en temps réel et simuler les événements de défaut afin d'assurer la flexibilité du traitement du signal ainsi que la modification du système, si nécessaire.

Pour la validation de cette technique, nous avons utilisé trois systèmes différents un isolé et un connecté au réseau et un différent du système d'apprentissage dans la puissance et topologie. Où va tester la capacité de cette technique de détecter les défauts instantanément et sous l'influence d'ombrage (chevauchement de défauts) et la technique qu'on a proposé d'isolation de la branche affecter [173].

5.5.1. Test du modèle du système isolé :

Le premier test consiste en une chaîne photovoltaïque hors réseau de 2 kW comprenant huit panneaux et une charge résistive adaptée à l'aide d'un hacheur boost contrôlé par MPPT (Fig. 5. 7).

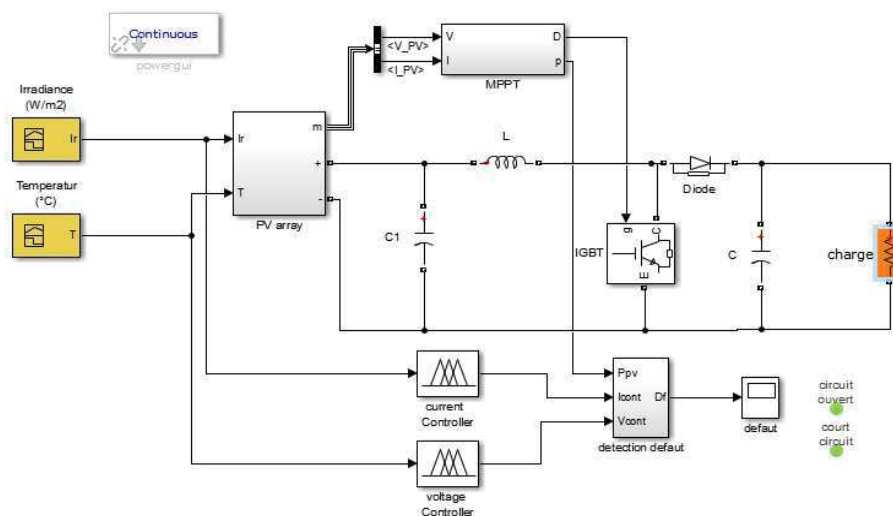


Figure 5. 7 Modèle du test sur un système isolé.

Notez que sur la figure 5. 8, la puissance estimée est congruente avec la puissance mesurée. Un ombrage partiel est simulé dans la période de 1,5 à 3 s puis de 3 à 5.5 s en revient à l'état normale. Un événement provoqué par SC se produit entre 5,5 et 10 s. Par la suite, jusqu'à 8 s, un OC se produit.

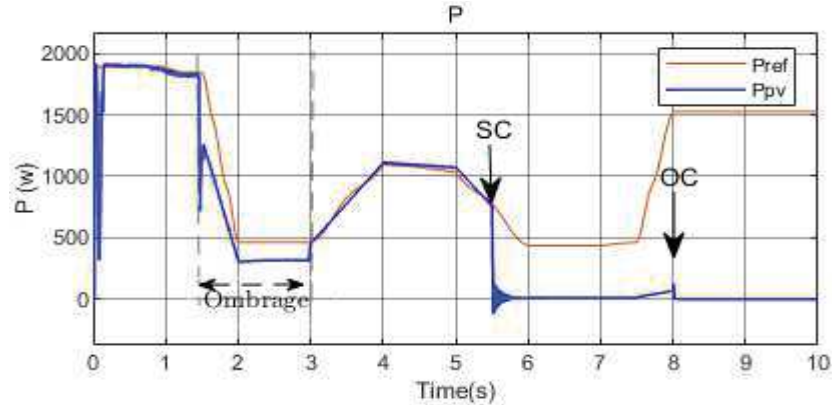


Figure 5. 8 P_{pv} mesuré et puissance P_{ref} estimée du système hors réseau.

Le système de détection détecte rapidement l'apparition et la disparition du défaut [voir Fig. 5. 9 (a)]. Entre 1,5 et 3 s, le système détecte un défaut d'ombrage. A 5,5 s, le système retourne à un signal de défaut jusqu'à 10 s à cause du SC, qui est suivi d'un OC à 8 s sans perturbation.

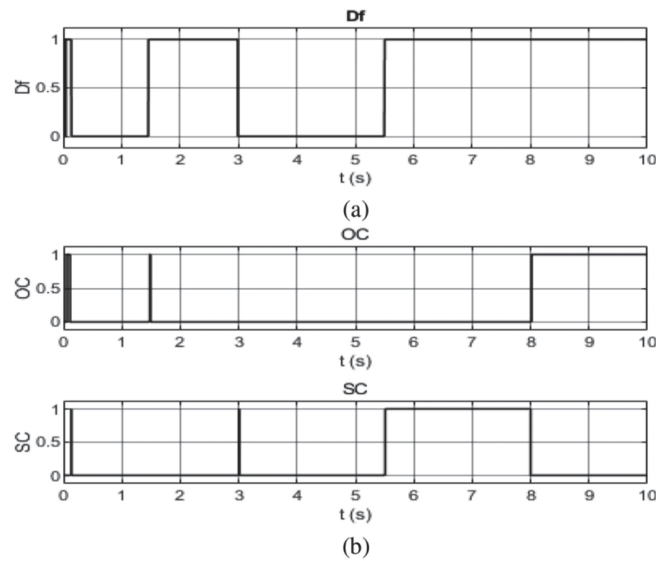


Figure 5. 9 (a) Détection des défauts D_f et (b) identification de SC et OC.

Le système d'identification des défauts SC et OC fonctionne bien [voir Fig. 5. 9 (b)]. Pendant la période d'ombrage, aucun défaut n'est indiqué. A 5,5 s, le système indique un SC, puis à 8 s, il indique la disparition du SC et l'apparition d'un OC. On constate de légères perturbations dans l'identification de SC et OC, qui ne durent pas plus de 0,02 s lors de l'apparition et de la disparition soudaine de l'ombrage à 1.5 s (Fig. 5. 9 (b) OC) et à 3 s (Fig. 5. 9 (b) SC). En effet, le système ANFIS est plus rapide que le système réel (la valeur estimée réagit plus rapidement que la valeur réelle dans l'état d'ombrage), ce qui ne se produit pas toujours dans la pratique.

5.5.2. Test du modèle du système à plusieurs branches connectées au réseau :

Le système connecté au réseau comprend trois branches (PV1, PV2 et PV3) dont la disposition est identique à celle du système isolé, où chaque chaîne a son propre hacheur MPPT connecté au réseau avec un onduleur central triphasé. Figure 5. 10.

L'ensemble de l'installation photovoltaïque dispose d'un système commun de détection et d'élimination des défauts. De plus, les systèmes d'identification SC et OC sont intégrés dans les chaînes (visualisée avec des voyants lumineux Fig. 5. 10). Autrement dit, chaque string a son propre système d'identification SC et OC, avec des capteurs situés aussi près que possible des panneaux, de sorte que l'ombrage ne perturbe pas le processus d'identification. Par exemple, dans le cas d'un emplacement éloigné du capteur, les valeurs I_{SC} prédites par l'ANFIS ne coïncideraient pas nécessairement avec les valeurs réelles, qui peuvent normalement être dans une conditions SC mais avec des valeurs inférieures.

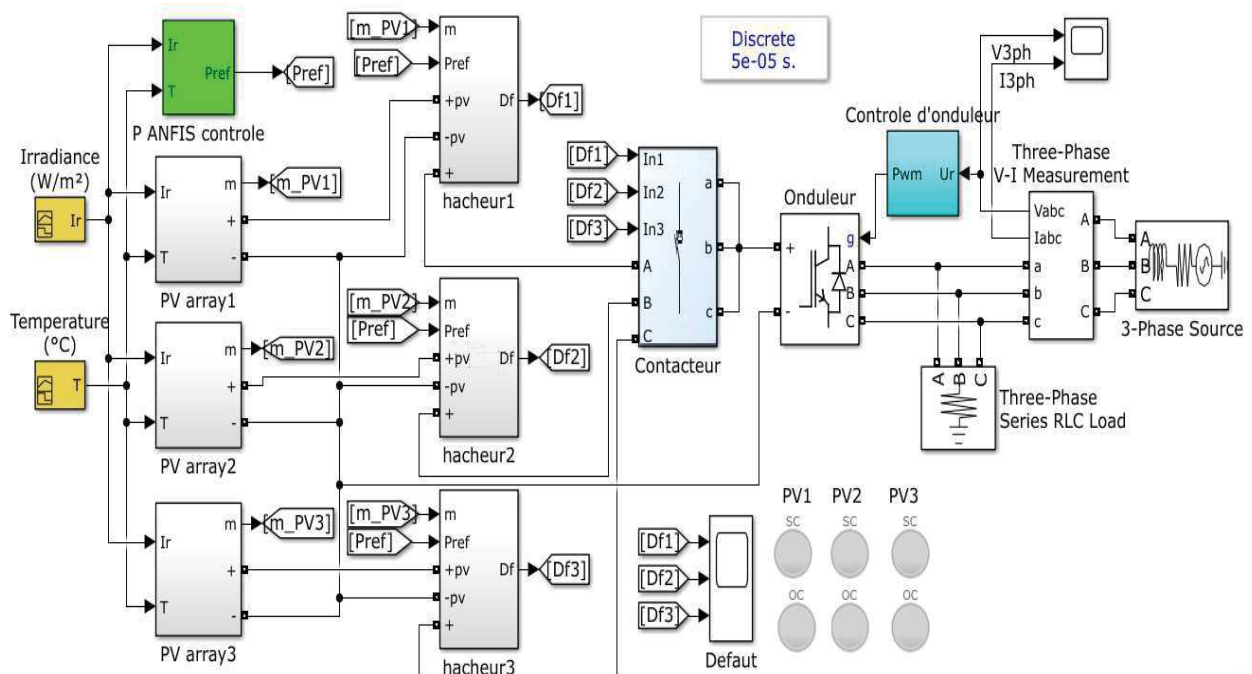


Figure 5. 10 Système connecté au réseau.

Tout d'abord, dans PV1, nous créons un ombrage partiel entre 3,5 et 4,5 s, et en PV3, un SC au 4,5 s. En revanche, PV2 présente un comportement PV normal sans défaut, comme illustré à la Fig. 5. 11.

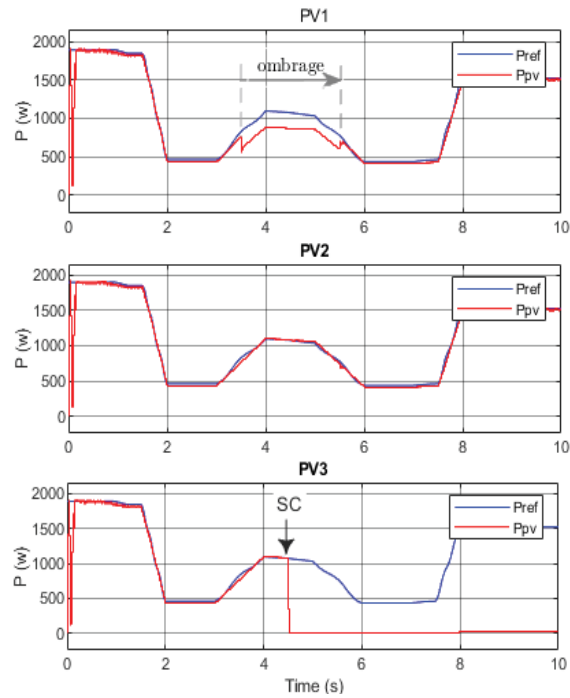


Figure 5. 11 P mesuré et estimé de trois chaînes du système connecté au réseau.

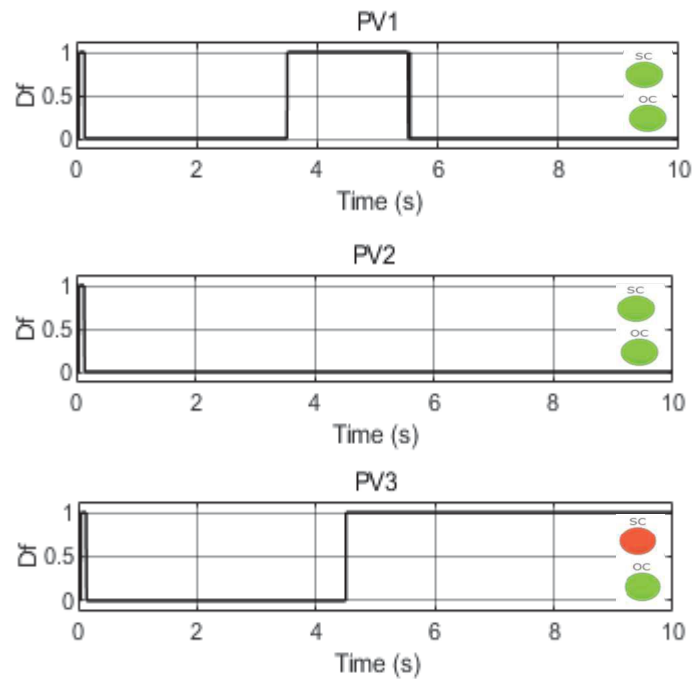


Figure 5. 12 Détection et identification des trois branches d'un système connecté au réseau.

Le système détecte un défaut d'ombrage dans PV1 entre 3,5 et 5,5 s Fig. 5. 12. Il détecte également un défaut SC dans PV3 à 4,5 s au même instant où le SC apparaît; cependant, il ne détecte aucun défaut dans PV2. Ainsi, le système fonctionne comme prévu, il détecte rapidement l'apparition et la disparition de défauts, ainsi que la branche affectée par ce défaut avec une sélectivité élevée. Il indique également si une condition SC ou OC existe.

La deuxième expérience montre l'intérêt d'isoler la branche affectée ainsi que le chevauchement des défauts dans la même chaîne. Nous simulons un SC général (SCg) situé après le hacheur dans PV2 à 3 s, qui est détecté par les trois chaînes. En plus d'autre défauts au niveau de chaque branche : un OC dans PV1 à 7 s, ombrage pendant la période 3,5–5,5 s dans PV2, et un SC en PV3 à 4,5 s.

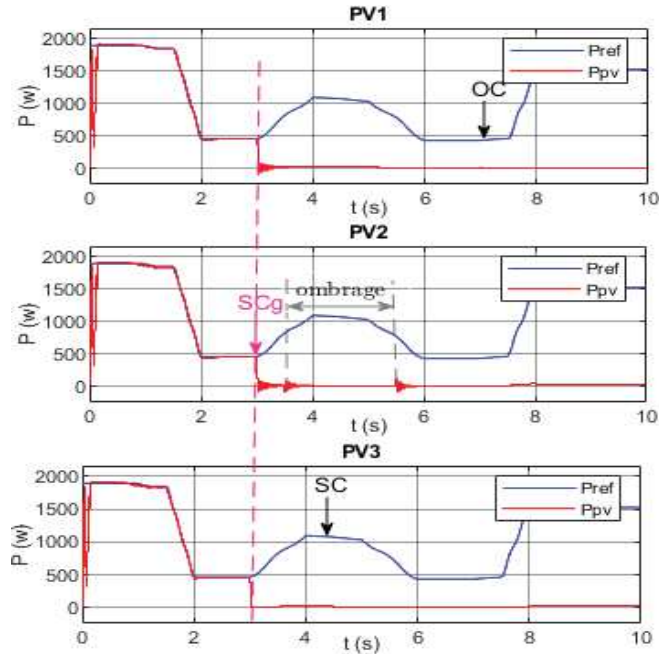


Figure 5. 13 Puissance mesurée et estimée sans isoler le défaut.

Sans isoler la chaîne affectée. Une chute de puissance causée par le SC à PV2 (juste après le hacheur) (SCg) dans les trois branches (voir Fig. 5. 13) est remarquée. Cela affecterait le reste des chaînes si la chaîne défectueuse n'est pas isolée.

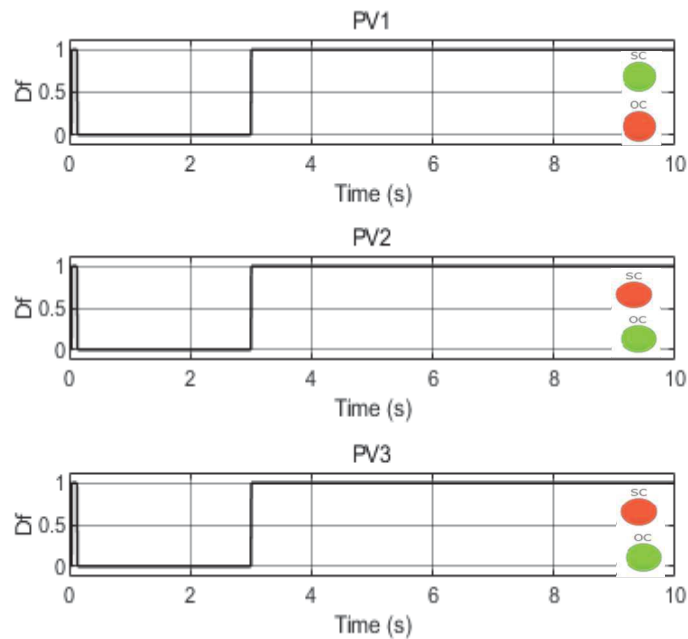


Figure 5. 14 détection et l'identification de défaut.

Les signaux de détection de défaut sont produits dans toutes les chaînes à 3 s Fig. (5. 14); cependant, un OC est également détecté dans PV1 à 7 s [voir Fig. 5. 15. V (PV1)]. De plus, l'ombrage sur PV2 n'affecte pas la détection et l'identification SC [chevauchement de l'ombrage et SC, Fig. 5. 15. I (PV2)].

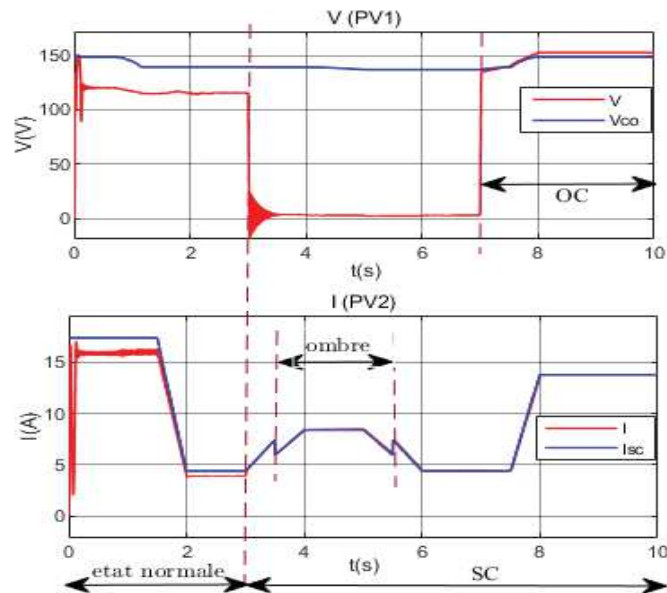


Figure 5. 15 Chevauchement de défauts dans la même chaîne (Isc et Voc estimés par l'ANFIS).

Ce phénomène se traduit par un courant d'alimentation de retour potentiellement important des autres chaînes, conduisant à la déconnexion de l'onduleur. Pour résoudre ce problème, le signal de détection de défaut est utilisé pour contrôler un dispositif de coupure pour isoler la chaîne affectée.

La dernière expérience est répétée là où la chaîne affectée est isolée. Une chute de puissance est observée à 3 s sur PV2 (voir Fig. 5. 16). Cela montre également une légère perturbation (qui ne dure pas plus de 0,2 s) dans les autres chaînes en réponse au SC général SCg. Les autres chaînes continuent de fonctionner normalement après l'isolation de la chaîne affectée.

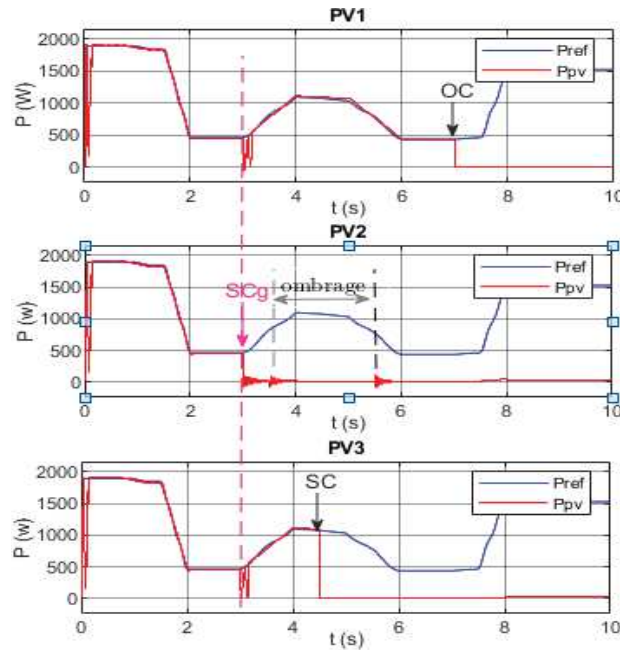


Figure 5. 16 Puissance mesurée et puissance estimée avec isolation des défauts.

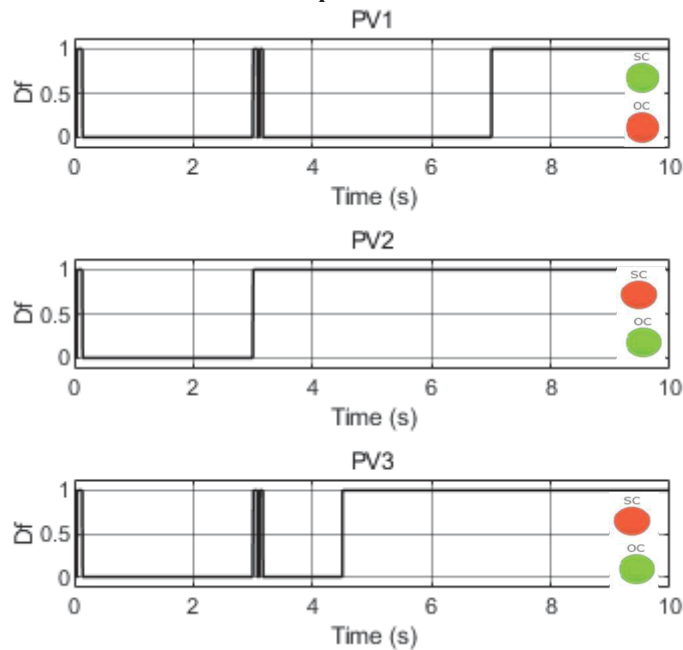


Figure 5. 17 détection et l'identification de défaut.

Le système détecte le défaut dans les trois branches Fig. 5. 17. Après l'élimination du défaut, PV1 et PV3 reviennent en fonctionnement normal. Les autres défauts, par exemple le SC dans PV3 à 4,5 s, n'influe pas sur les autres chaînes. Ainsi, le processus de détection et d'élimination des défauts n'affecte pas les autres chaînes ou l'onduleur.

La figure 5. 18 illustre le comportement du réseau électrique en réponse au défaut SC détecté par les trois chaînes. En isolant la chaîne affectée, le fonctionnement normal du système a repris 0,2 s après l'apparition du défaut. Donc le défaut ne perturbe pas les autres chaînes ou l'énergie injecté au réseau.

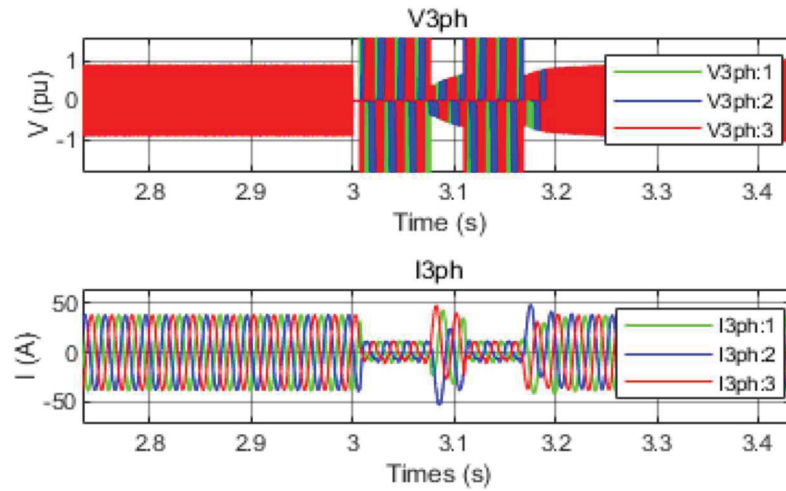


Figure 5. 18 Comportement de V3ph et I3ph injectés dans le réseau lors de l'élimination des défauts représentée par les trois chaînes.

5.5.3. Essai de modèle sur un nouveau système connecté au réseau :

Cette section décrit le test effectué sur le système de détection de pannes à l'aide d'un autre modèle MATLAB, un modèle d'exemple MathWorks nommé « power_PVarray_3500W » Fig. 5. 19. Le système contient une chaîne PV connectée à un réseau, MPPT intégré dans la commande de l'onduleur, et a une puissance de 3500W. Le système est contrôlé en multipliant les grandeurs prédites de P_{tr} , I_{SCtr} et V_{OCtr} par les facteurs de gain de k_P , k_{Isc} et k_{Voc} calculés respectivement à partir des équations (5. 10) - (5. 12), en utilisant les données de la fiche technique du générateur.

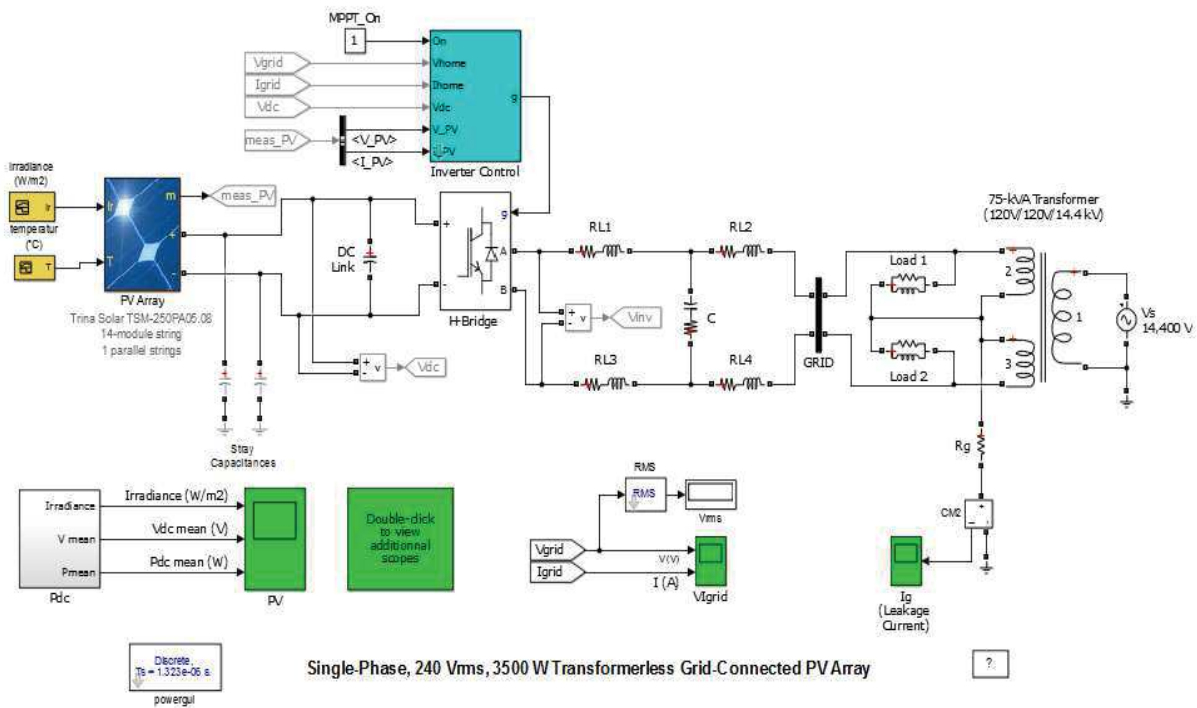


Figure 5. 19 Modèle du test sur un nouveau système PV.

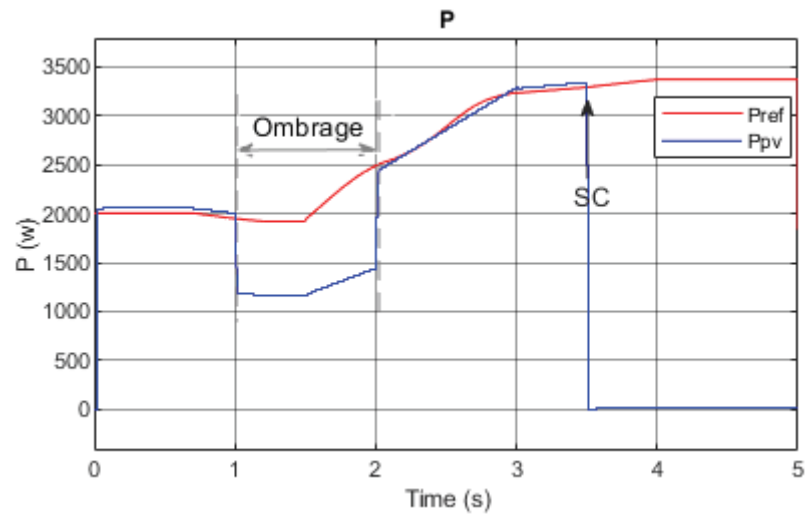


Figure 5. 20 Puissance mesurée et estimée (référence) pour le nouveau système.

La figure 5. 20 indique une bonne cohérence entre la puissance réelle et celle prédite par l'ANFIS. L'application d'ombrage entre 1 et 2 s, ou un SC à 3,5 s, provoque une diminution de la puissance réelle.

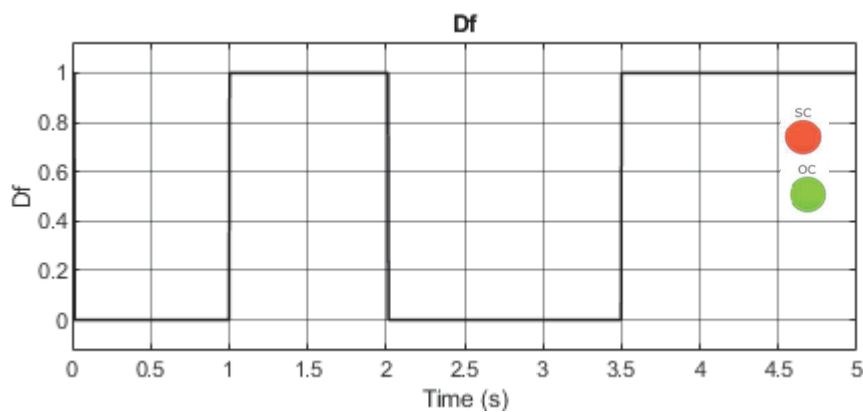


Figure 5. 21 détection et l'identification du défaut.

La détection et l'identification des défauts sont effectuées sans erreur (Fig. 5. 21) dans les délais prévus lors de l'apparition et de la disparition des défauts du système.

5.6. Prototype du système:

Un prototype du système a été développé au laboratoire ICEPS de la faculté de génie électrique de l'université Djilali Liabes de Sidi Bel Abes [173]. Deux générateurs ont été utilisés dans le test d'un module polycristallin de 135 W et d'un module monocristallin de 90 W (figure 5. 22). Les deux générateurs sont en service depuis plus de cinq ans.



Figure 5. 22 Les deux générateurs PV utilisé 135 W poly-cristallin et 90 W mono-cristallin.

Le système est équipé d'un régulateur, d'une batterie et d'un onduleur avec une charge résistive (voir figure. 5. 23).

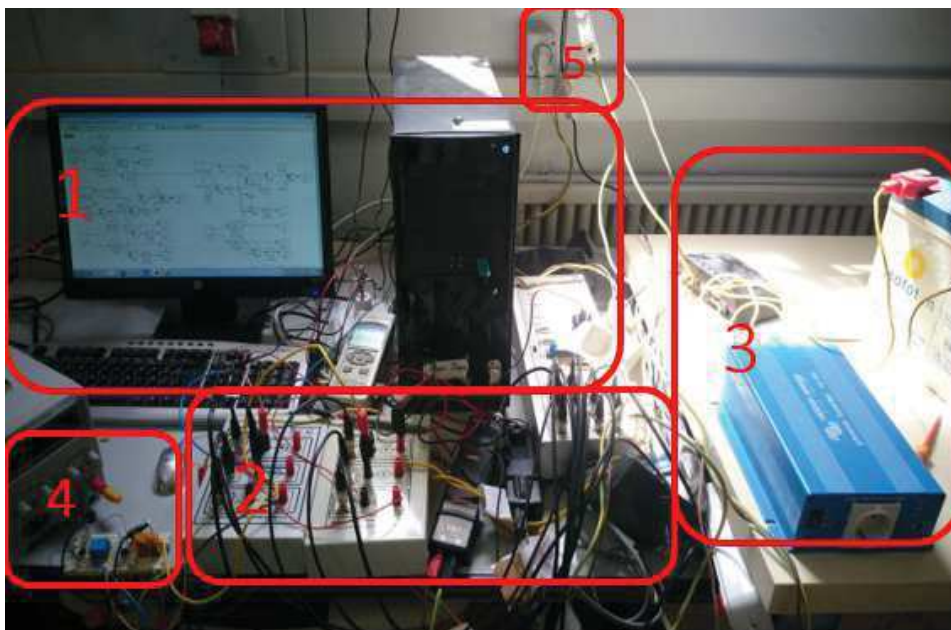


Figure 5. 23 Photo du système de contrôle. 1- Pc avec carte 1104 dspace. 2- capteurs d'acquisition de données. 3- circuits de puissance. 4- relais. 5- sortie de panneaux avec protection.

La carte DS1104 dSPACE a été utilisée pour contrôler l'installation via un modèle Simulink qui signale et identifie les défauts après l'acquisition des données de capteur nécessaires et contrôle les relais pour isoler les chaînes défectueuses (voir figure 5. 24).

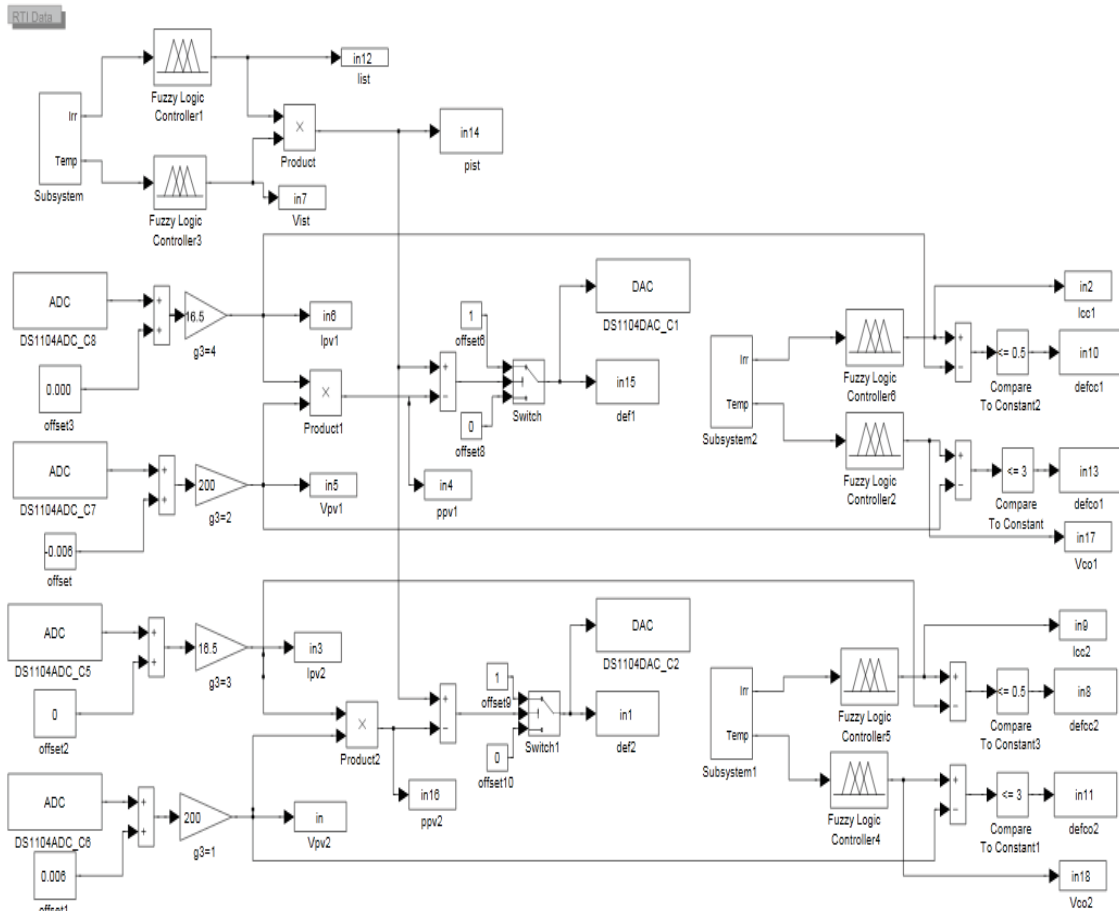


Figure 5. 24 Modèle de détection et d'identification Simulink implémenté sur dSPACE.

La figure 5. 25 montre la topologie de l'installation PV qui a été testé. Pour développer le prototype, deux chaînes ont été utilisées, chacune composée d'un panneau avec une cellule de référence pour l'acquisition des données d'irradiation à partir du voisinage des panneaux. Cela supprime l'influence de l'ombrage sur le système d'identification SC et OC.

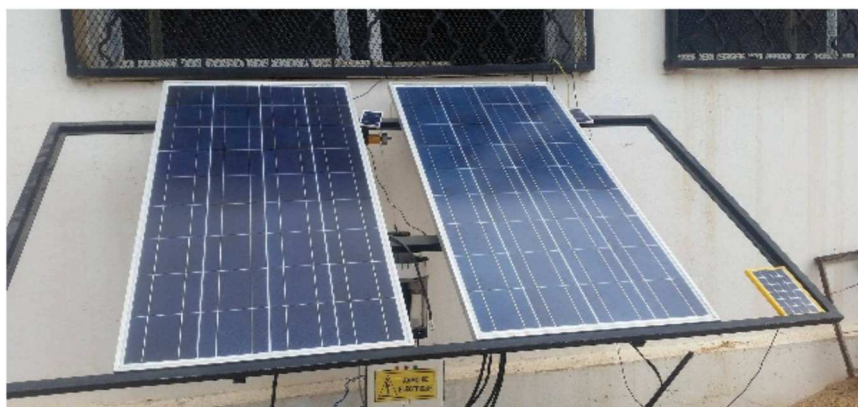


Figure 5. 25 Générateur photovoltaïque à deux branches avec cellules de référence (mesure de Ir).

Une cellule de référence principale a été incorporée pour le système de détection de défaut à distance des chaînes afin de détecter le défaut d'ombrage avec d'autres. Les données de température T étaient la température ambiante mesuré avec une sonde PT 100. L'apprentissage du système a été réalisé sur le panneau polycristallin de 135 W, qui a été testé en juin 2017.

Trois défauts - ombrage partiel, défaut SC et défaut OC - ont été testés (voir tableau 5. 1) sous trois scénarios: une chaîne avec un défaut et le second sans défaut (sans-Df); deux chaînes en condition de défaut; et le chevauchement des défauts sur la même chaîne. Enfin, une analyse de vieillissement a été réalisée.

Tableau 5. 1 DÉTECTION ET IDENTIFICATION DES DÉFAUTS

DEFAUT		DETECTION		IDENTIFICATION	
PV1	PV2	PV1	PV2	PV1	PV2
SC	Snas-Df	√	-	SC	-
SC	OC	√	√	SC	OC
Ombrage	SC	√	√	-	SC
OC	Sans-Df	√	-	OC	-
OC	Ombrage	√	√	OC	-
SC+ Ombrage	Sans-Df	√	-	SC	-
OC+ Ombrage	SC	√	√	OC	SC

5.6.1. Monitoring du système PV équipé d'un générateur de 135 W :

Le monitoring du système se fait par dspace DS1104 (affichage sur ControlDesk) où on teste plusieurs phénomènes les figure suivant illustre quelques exemples de test :

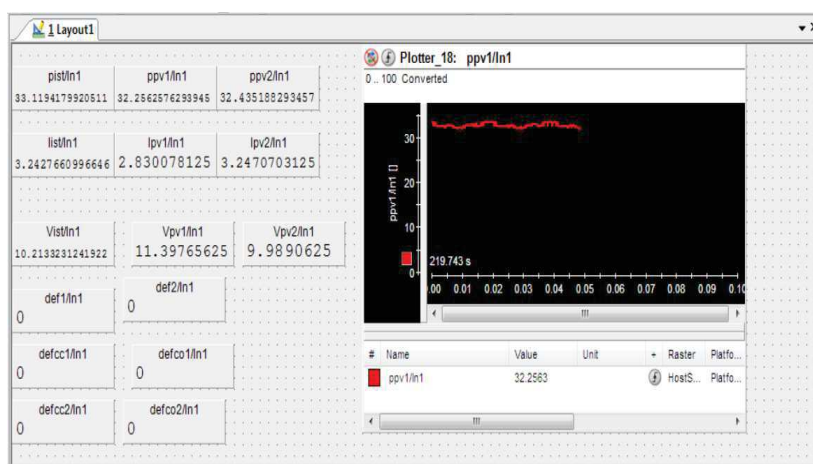


Figure 5. 26 monitoring du système photovoltaïque via ControlDesk : état normal.

La figure 5. 26 montre le système de monitoring global de l'installation photovoltaïque, le système se compose de deux branches. Chaque branche comprenant un panneau de 135W où toutes les grandeurs réelles mesurées sont affichées pour les deux branche: puissance (PPV1, PPV2), tension (Vpv1, Vpv2) et courant (Ipv1, Ipv2), et les grandeurs estimées par l'ANFIS (références) : puissance (Pist), tension (Vist) et courant (Iist), et la signalisation de défaut,

détection de défaut (def1, def2) et identification de: SC (defcc1, defcc2) et OC (defco1, defco2) pour chaque string. En fin, le signale rouge est un exemple de signale de puissance mesurée.

Dans ce cas, nous sommes dans l'état normal sans défauts. Les détecteurs de défaut affichent une valeur de 0. Il n'y a pas de différence significative entre les grandeurs estimées et les valeurs réelles.

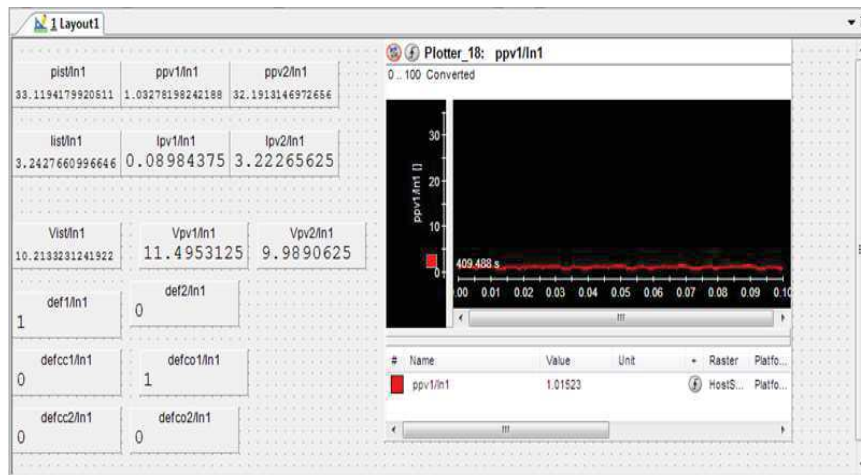


Figure 5. 27 Monitoring via ControlDesk: défaut de circuit ouvert branche1.

La figure 5. 27 du système indique un défaut de circuit ouvert. On observe la valeur de 1 dans la case de défaut1, et dans la case par défaut CO1. Donc, un circuit ouvert dans la chaîne1: une annulation de courant plus une augmentation de la tension qui atteindra la valeur estimée du circuit ouvert. Le signal de détection de défaut est utilisé pour contrôler les relais qui isolent la chaîne défectueuse.



Figure 5. 28 Monitoring via ControlDesk: combinaison d'un SC et d'un défaut d'ombrage.

La figure 5. 28 présente un aperçu des études sur le vieillissement. Deux défauts sont combinés: un SC dans la chaîne 1 et un ombrage dans la chaîne 2. Dans le carré rouge, la valeur estimée du courant de court-circuit (case ICC), qui est identique à la valeur actuelle de la chaîne 1 Ipv1, est inférieure à la valeur estimée list en raison de l'utilisation d'anciens panneaux. Cependant,

les données fournies par le constructeur ont été utilisées pour former l'ANFIS, cela nous permet ainsi d'étudier le vieillissement des panneaux.

Cette condition nécessite un ajustement des valeurs estimées d' I_{SC} et de V_{OC} (en modifiant les facteurs de gain $k_{I_{SC}}$ et $k_{V_{OC}}$). Cela n'affecte pas la détection des défauts en raison du seuil imposé au système. L'âge des panneaux (plus de cinq ans) s'accompagne de microfissures et de dégradation cellulaire: fissure dans l'enveloppe du panneau brûlure et dessoudage des cellules Fig. 5. 29.

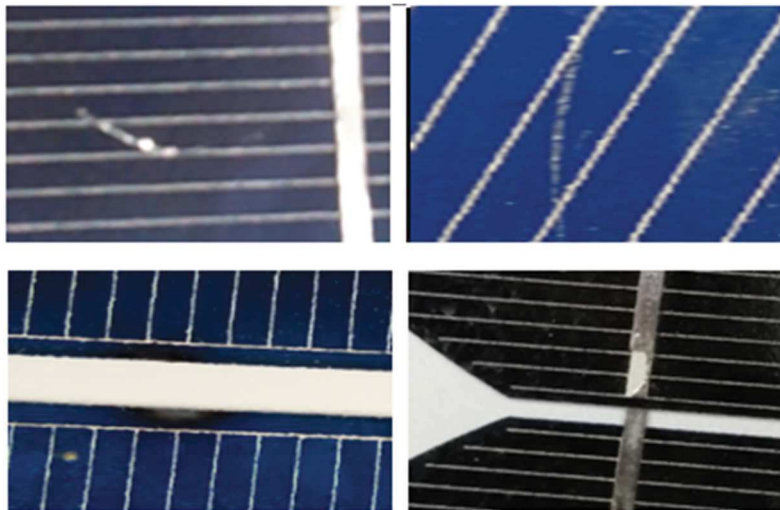


Figure 5. 29 Vieillissement des panneaux : microfissures, brûlure et dessoudage des cellules.



Figure 5. 30 La réponse immédiate du système. (Signal de puissance PPV1 et signal de défaut def1).

La figure 5. 30 montre la détection instantanée des défauts. On voit au moment de la chute de puissance que le signal de défaut prend la valeur 1.

5.6.2. Monitoring du système PV équipé d'un générateur de 90 W :

Pour le panneau monocristallin de 90 W (qui diffère du panneau d'apprentissage en termes de puissance et de composition technologique), la précision de l'estimation a été assurée en

multipliant P_{tr} par un facteur de gain, qui dans ce cas était $k_p = 90/135 = 0,66$ (également $k_{Isc} = 0,65$ pour ISC et $k_{Voc} = 0,99$ pour VOC utilisant les équations (5. 10) – (5. 12)). Le test a été réalisé en janvier 2018.

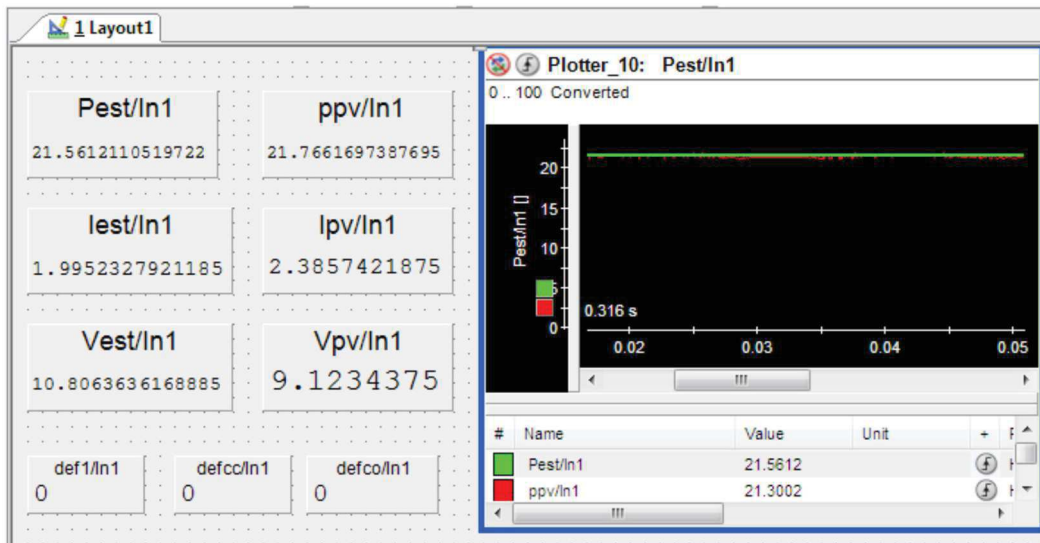


Figure 5. 31 monitoring du générateur 90 W via ControlDesk : état normal. Estimation : Puissance (Pest), tension (Vest), courant (Iest). Mesure : puissance (Ppv), courant (Ipv) et tension (Vpv).

La figure 5. 31 représente le monitoring du panneau monocristallin 90 W. Les quantités sont toutes bien estimées et la détection des défauts n'est pas perturbée. Par conséquent, le système peut contrôler une nouvelle installation qui peut différer de l'installation d'apprentissage en termes de puissance, de topologie ou de technologie.

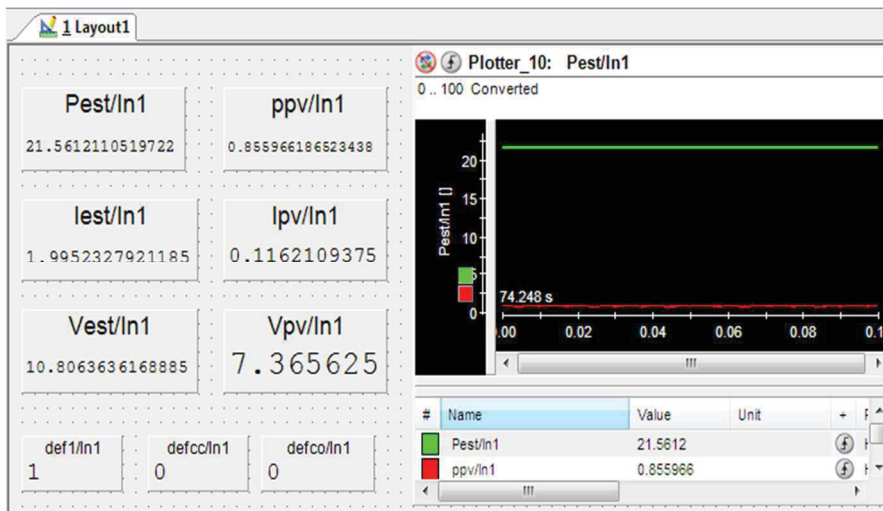


Figure 5. 32 ControlDesk: condition d'ombrage.

Nous commençons par un défaut d'ombrage (figure 5. 32), dans lequel la puissance est réduite par la chute de courant significative qui déclenche le signal de défaut, avec une valeur de 0 dans les cases de court-circuit et de circuit ouvert.

Nous représentons dans la figure 5. 33 la capacité du système à détecter un court-circuit dans une branche ombrée (les défauts se chevauchent dans la même chaîne), bien que la valeur réelle du courant soit inférieure à la référence estimée fournie par le système de détection. Par conséquent, la valeur estimée du courant de court-circuit fourni par le système d'identification est identique à la valeur réelle mesurée. Ceci est réalisé par le capteur d'irradiation installé près du panneau qui est exposé au même ombre. Dans une grande chaîne photovoltaïque, un seul capteur ne peut pas offrir cet avantage. Il faut utiliser soit plus de capteurs, soit une autre technique de mesure d'irradiation pouvant couvrir toute la chaîne photovoltaïque.

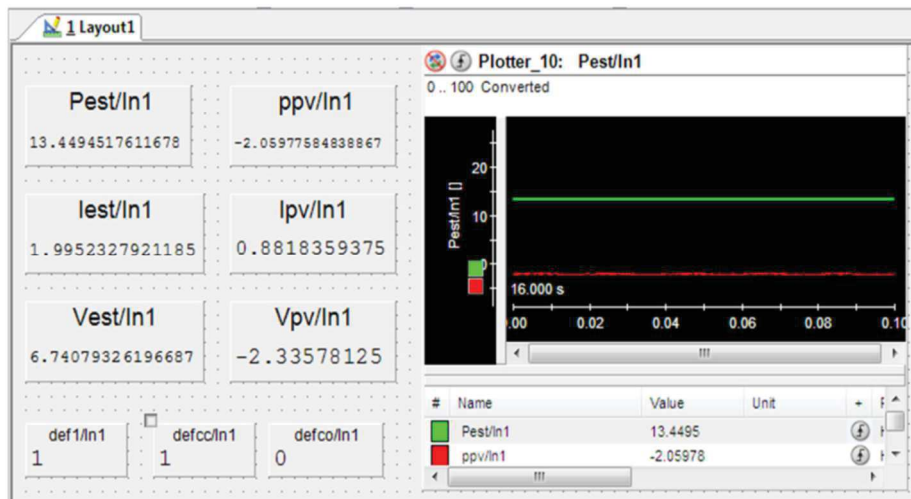


Figure 5. 33 ControlDesk: condition de court-circuit dans une branche partiellement ombrée.

Les résultats sont prometteurs car les défauts sont détectés et identifiés avec précision. Cela indique une bonne sélectivité et une insensibilité de la décision au chevauchement des défauts. Une brève fausse alarme s'est produite lors de l'apparition et de la disparition soudaine de l'ombrage. De plus, un défaut SC à différentes positions dans la chaîne est détecté; cependant, l'identification nécessite une inspection visuelle pour indiquer qu'il s'agit d'un défaut SC. Il en est de même pour les défauts d'arc (qui provoquent une chute de puissance).

Le système d'identification peut être simplement étendu au niveau du module PV, de sorte qu'il puisse identifier les défauts SC avec différentes positions dans la chaîne et le nombre de panneaux court-circuités.

5.6.3. Monitoring du système PV raccordé au réseau :

Dans cette section nous présentons la surveillance d'une installation photovoltaïque raccordé au réseau avec l'acquisition de toutes les données nécessaires (irradiation, température, courant, tension) via internet à travers l'utilisation d'un service appeler 'internet des objets' IoT. La centrale contrôlée dans notre cas est située en Espagne (565 W) figure 5. 34 [183].



Figure 5. 34 La centrale situer en Espagne (565 W): 3 panneaux de 185 W, Onduleur 600w raccordé au réseau.

Les données de mesure sont publiées dans une chaine dans le site thingspeak.com figure 5. 35 où on a réussi à la surveiller pendent plusieurs jours.

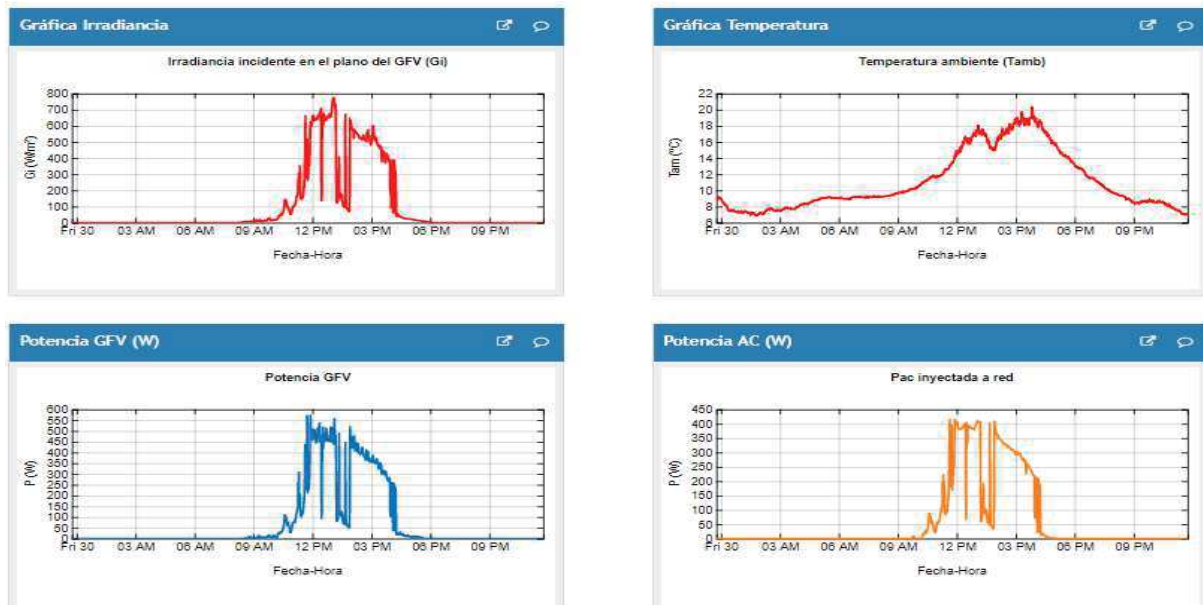


Figure 5. 35 Publication des données de mesure dans une chaine sur le site Thingspeak.com.

On peut collecter les données de mesure et les analyser directement sur Matlab Simulink utilisant 'thingspeak toolbox' (bibliothèque de Simulink) figure 5. 36.

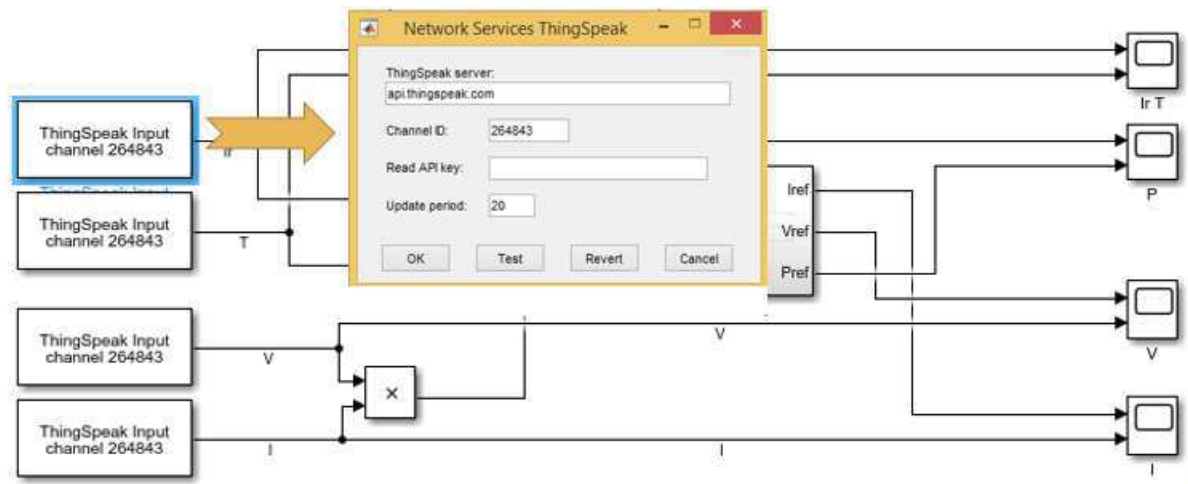


Figure 5. 36 Récupération des données utilisant 'thingspeak toolbox' (bibliothèque Thingspeak sur Matlab/Simulink).

Pour l'estimation de la grandeur on utilise la méthode des gains décrite dans la section 5.4.7.

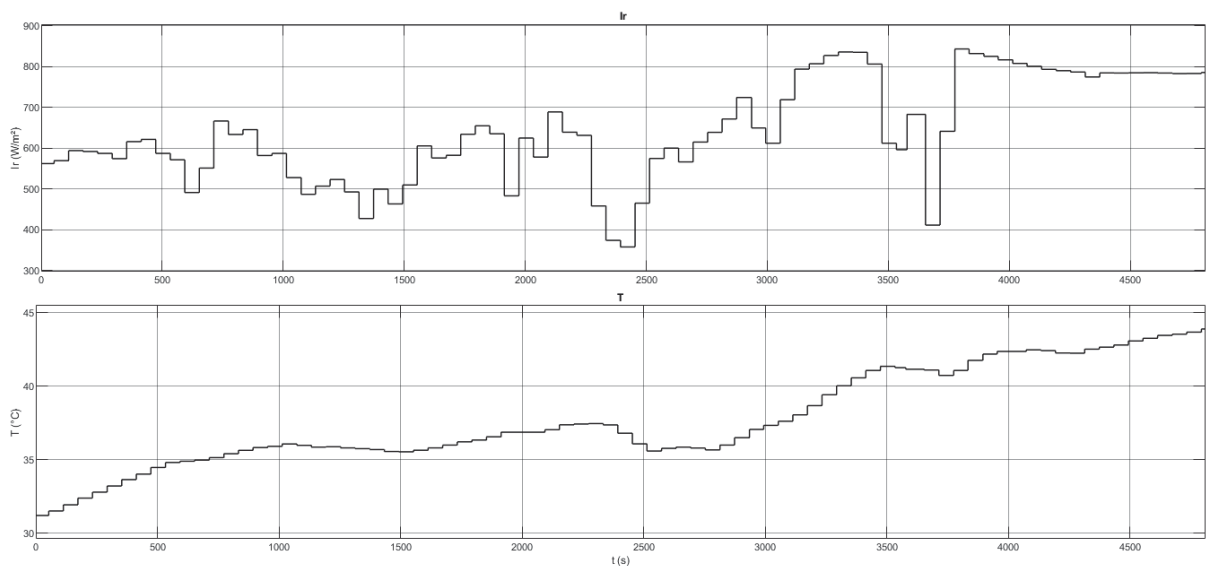


Figure 5. 37 Irradiation (Ir), Température (T) subie par la centrale PV.

On remarque la grande variation des conditions environnementales I_r : 350 – 850 W/m^2 T : 30 – 45 °C (figure 5. 37).

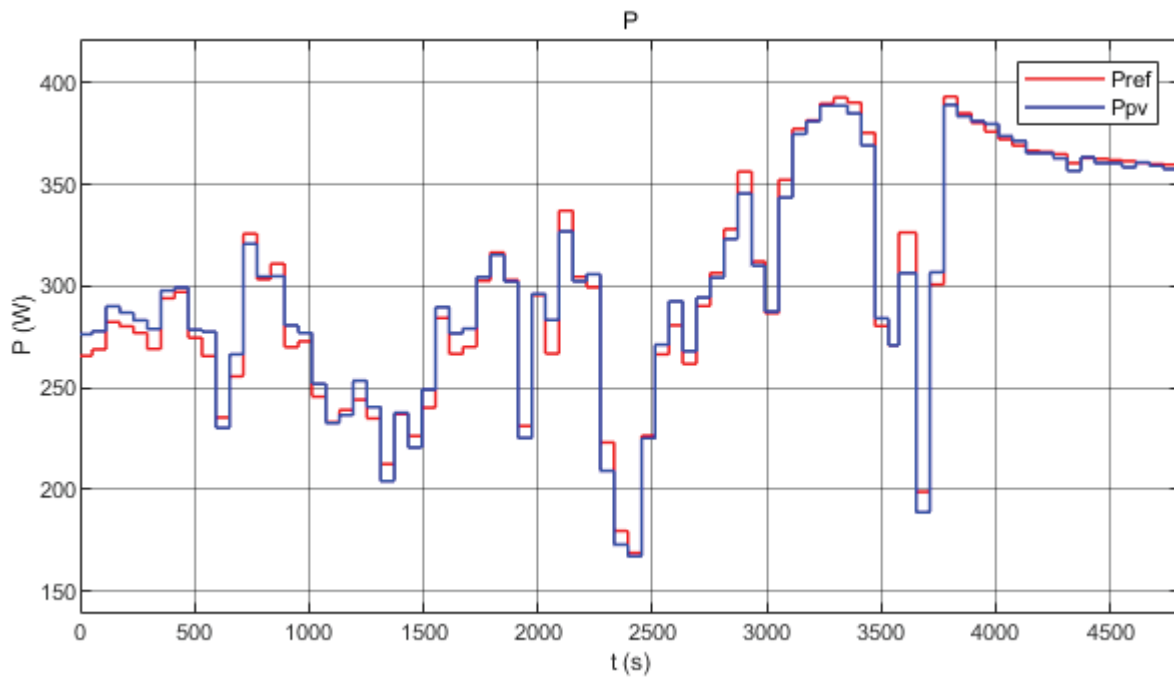


Figure 5. 38 Puissance mesuré de la centrale PV (P_{pv}) et estimé par notre technique (P_{ref}).

La puissance P a été bien estimée (Figures 5. 38) la grande déférence ne dépasse pas les 15 W (2%).

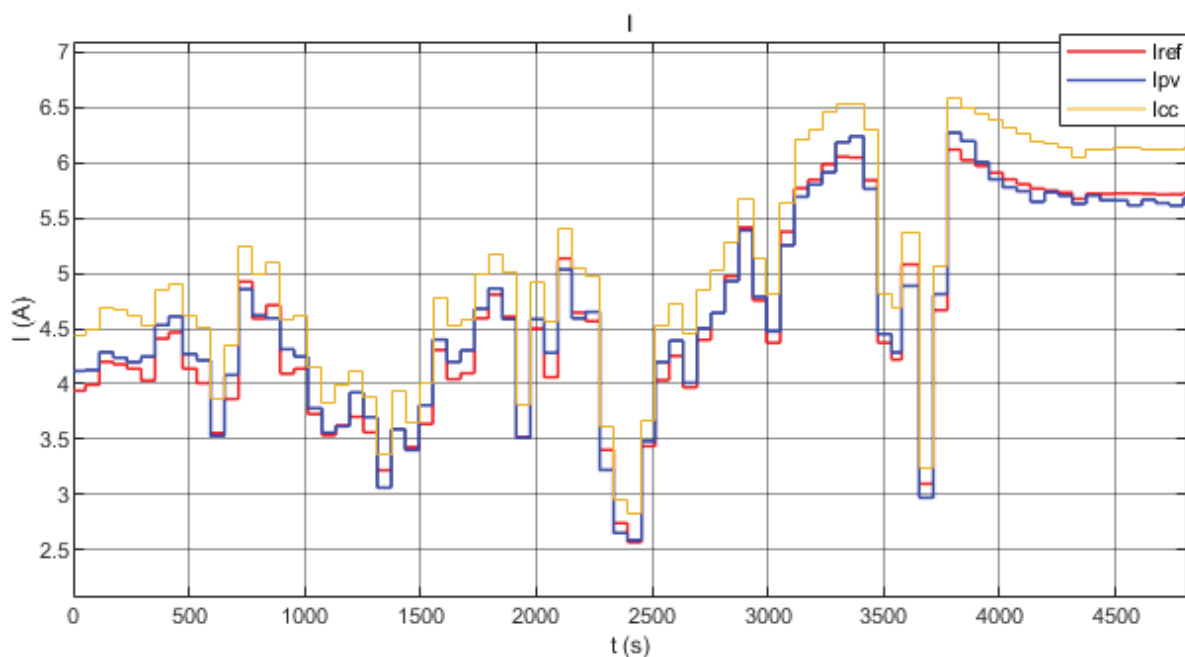


Figure 5. 39 Courant mesuré de la centrale PV (I_{pv}) et estimé par notre technique (I_{ref} et I_{cc}).

Le courant I a été bien estimé (Figures 5. 39) où on a pu suivre les variations du courant réel dans une large plage de 2.5 A jusqu'à 6.3 A même dans les changement brusque, la grande déférence ne dépasse pas les 0.2 A. En plus l'estimation du courant court-circuit I_{cc} a été bonne qui ne provoque aucune fausse alarme.

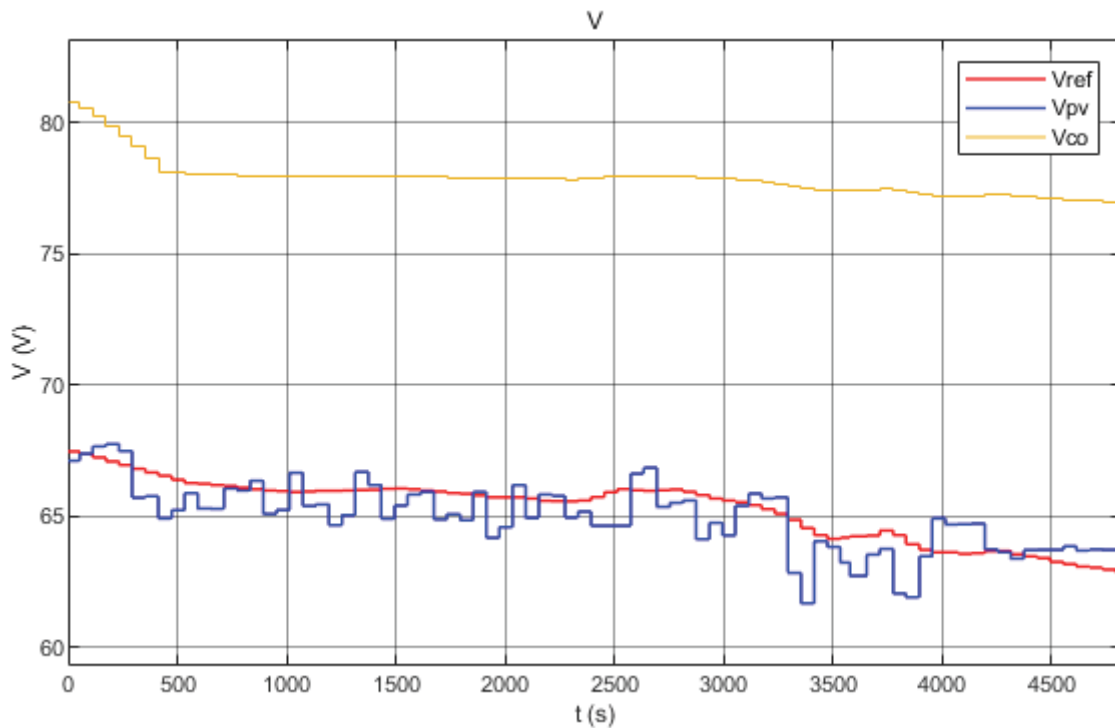


Figure 5. 40 Tension mesuré de la centrale PV (V_{pv}) et estimé par notre technique (V_{ref} et V_{co}).

La tension V a été bien estimée (Figures 5. 40) la grande déférence ne dépasse pas les 3v. En plus l'estimation de la tension du circuit-ouvert V_{CO} qui ne provoque aucune fausse alarme.

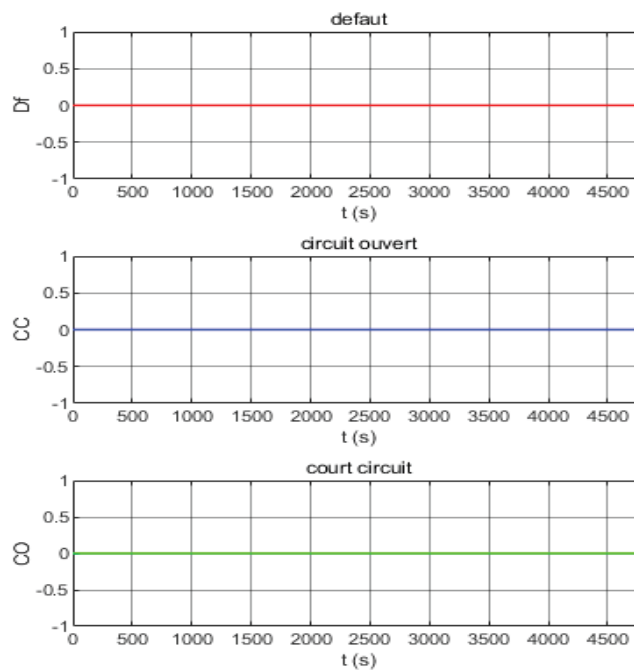


Figure 5. 41 Signal de détection et d'identification de défaut.

Toutes les grandeurs : P , I et V ont été bien estimé malgré la grande variation des conditions environnementales I_r : 350 – 850 W/m^2 T : 30 – 45 °C et le signale de défaut figure 5. 41 n'est pas été perturbé (aucune fausse alerte).

Les résultats obtenus montrent la performance de cette technique qui fournit des signaux bien filtrés faciles à analyser, et à lui appliquer des algorithmes

5.7. Conclusion :

Ce chapitre propose un système de monitoring basé sur l'ANFIS pour une installation photovoltaïque. Le système ANFIS fournit une prédiction de puissance (à l'aide de capteurs de température et d'irradiation centraux) pour la détection et l'élimination des défauts, ainsi que l'estimation du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert (à l'aide de capteurs de température et d'irradiation sur chaque chaîne) pour l'identification du type de défaut. Ceci est effectué après avoir comparé les valeurs estimées avec les valeurs mesurées réelles. Les données de formation ANFIS ont été collectées à partir d'une simulation du bloc PVarray (de NREL) dans un système PV modélisé à l'aide de MATLAB dans des conditions de charge et climatiques variables. Les résultats de la simulation et les tests sur un système PV équipé avec la carte contrôleur DS1104 dSPACE ont démontré les avantages du système de protection développé.

Le système facilite également l'analyse du vieillissement des panneaux photovoltaïques, assure la continuité du service et pourrait être utilisé pour contrôler d'autres installations photovoltaïques avec des puissances nominales et des technologies de panneaux différentes (par rapport au système d'apprentissage) en utilisant un facteur de gain, c'est-à-dire le rapport de la nouvelle valeur à la valeur d'apprentissage.

Les emplacements des capteurs d'irradiation et de température ambiante sont choisis pour éviter une combinaison de défauts provoqués par l'ombrage, où chaque prédicteur fonctionne avec ses propres capteurs. Cette technique répond à la plupart des limites des méthodes basées sur la comparaison entre les variables estimées et mesurées (la divergence entre les comportements réels et simulés ; changement de système dû à l'environnement, à la topologie ou à l'âge), et aucun des défauts ne nécessite un fréquent réapprentissage du système intelligent. Une brève fausse alarme dans le système d'identification s'est produite à cause de l'ombre.

Une limitation de cette technique est que le redécoupage automatique du circuit (après élimination du défaut) pour certaines structures PV nécessitera un algorithme dédié. Ce problème sera résolu dans les travaux futurs.

Dans les études futures, nous nous concentrerons sur la réalisation d'un système de protection capable de détecter, d'identifier et d'éliminer les défauts dans les installations photovoltaïques avec le même niveau de performance mais sans utiliser d'intelligence artificielle ou de capteurs d'irradiation et de température. On se basant sur les caractéristiques des panneaux photovoltaïques et on utilise que des cellules références pour contrôler la centrale PV.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Le rendement photovoltaïque s'appuie sur différents paramètres, malgré le grand développement mené par les recherches scientifiques et les fabricants qui ont amélioré les système PV (panneaux PV et convertisseurs d'énergie) à un rendement maximum (côté fabrication et commande). Le système PV doit être toujours surveillé en temps réel pendant son fonctionnement puisqu'il est très sensible au changement interne comme les défauts et le vieillissement ou externe (conditions environnementale) et le réseau électrique.

Les principaux facteurs influençant le rendement PV sont : les températures élevées de fonctionnement qui affectent la tension fournie par la cellule PV, l'irradiation cumulée influencée par l'orientation des panneaux PV où l'utilisation du suiveur solaire à deux axes qui donne un bon rendement, la dégradation du spectre solaire et la salissure des panneaux (réduit l'irradiation solaire absorbée). L'extraction de la puissance produite par le champ PV dépend de l'efficacité de la commandes MPPT. Le Vieillissement des panneaux réduit l'irradiation solaire absorbée. Aussi existent les pertes par mismatch et par diodes de blocage ou de dérivation. Enfin, la présence de défauts/défaillances dans le système qui perturbent le fonctionnement, d'où la nécessité de leur l'élimination.

Pour assurer une bonne performance on doit résoudre ces problèmes. Le meilleur moyen est la surveillance instantanée des installations PV par un système de monitoring qui fournit les tâches suivantes :

- L'acquisition des données en temps réel de tous les paramètres électriques et météorologiques par mesure et l'estimation des performances du système PV.
- Le système de monitoring doit être équipé d'algorithmes pour gérer l'énergie, détecter, localiser les défauts, étudier le vieillissement et prendre les actions nécessaires et les exécuter.

Les systèmes de monitoring existants dans le marché ne peuvent pas atténuer les défauts du système PV puisque ce dernier est un système non linéaire : fluctuation du courant dépendent de l'irradiation solaire. Aussi il existe plusieurs limitations dans l'acquisition de données et le traitement de plusieurs défauts à la fois : cas d'un chevauchement de défauts.

Dans cette thèse on propose le développement d'un système de monitoring qui : assure un rendement maximum, détecte les défauts, étudie le vieillissement et contourne les limites des techniques précédentes. Nous présentons aussi une nouvelle technique d'acquisition de données ainsi qu'une technique pour assurer la continuité du service.

Le système d'acquisition mesure les grandeurs électriques pour chaque string en temps réel : les grandeurs météorologiques pour l'estimation de la puissance d'un système sain et l'estimation du courant du court-circuit et du tension circuit-ouvert. Dans ce contexte on propose un positionnement spécifié des capteurs d'irradiation et de température pour éviter les limitations des techniques précédentes où pour l'estimation de la puissance saine on s'appuie sur les capteurs positionnés loin des strings (appelés capteurs centraux) qui détectent la

condition de défaut et de vieillissement. Pour l'estimation du courant de court-circuit et tension de circuit-ouvert on positionne d'autres capteurs partiels au niveau de chaque string, pour éviter le chevauchement de défaut ; qui est une faille connue des systèmes numériques.

Ensuite l'algorithme utilise la prédiction de la puissance saine comme référence par rapport à la puissance mesurée pour détecter les défauts/défaillances et étudier le vieillissement des panneaux. Aussi on utilise l'estimation du courant de court-circuit et de tension de circuit-ouvert pour identifier le type de défaut. Le positionnement des capteurs Ir au niveau du string contourne l'impact de l'ombrage partiel sur l'identification du courant de court-circuit. Un string en court-circuit sous l'ombrage donne une valeur réduite du courant, donc il faut un capteur qui subit le même ombrage pour qu'il puisse estimer la vraie valeur du Isc. Aussi la température change en fonction de la position du capteur.

Avec la multiplication des grandeurs estimés par des gains calculés, cet algorithme peut exécuter le monitoring d'autres installations PV avec des puissances nominales et des technologies de panneaux différentes (par rapport au système PV d'apprentissage). Ce facteur est le ratio de la nouvelle valeur à la valeur d'apprentissage. Cette technique contourne aussi l'impact du vieillissement sur l'estimation au fil du temps.

Cette technique propose la déconnection de la chaîne défectueuse comme action à exécuter après la détection d'un défaut pour assurer la continuité de service contrairement aux méthodes qui proposent la déconnection de l'onduleur qui est souvent relié à plusieurs chaînes (l'arrêt de l'alimentation totale).

L'efficacité de cette technique a été validée via des simulations sur plusieurs modèles Simulink/Matlab et des expérimentations sur un système PV isolé contrôlé par une carte contrôleur DS1104 DSPACE sur des panneaux photovoltaïques de différentes technologies et puissances, avec une durée de service de plus de cinq ans et un système connecté au réseau situé en Espagne grâce à la technologie IoT. Cette technique propose des solutions aux limitations des systèmes de monitoring existants incluant la divergence entre les comportements réels et simulés, le besoin de données réelles de plusieurs jours avec défaut, le changement du système en raison de l'environnement, de la topologie ou de l'âge, et aucun des défauts ne nécessite un réapprentissage fréquent du système intelligent. Une limitation de cette technique est que le réenclenchement automatique du circuit (après élimination du défaut) pour certaines structures PV nécessitera un algorithme dédié.

Les résultats sont prometteurs : les défauts sont détectés et identifiés avec précision. Cela indique une bonne sélectivité et une insensibilité de la décision au chevauchement des défauts. La technique proposée a réussi la détection et l'identification des court-circuit et des circuit-ouvert dans une installation partiellement ombrée (chevauchement de défauts) ce qui est le grand problème des techniques de détection de défaut numériques. Aussi la permutation de l'état de court-circuit à l'état de circuit-ouvert était bien détectée et identifiée. La technique a facilité l'étude de vieillissement normal par l'âge et anormal créé par des micro-crack. Cette technique permet aussi le suivie instantanée de la production PV et fluctuations du rendement.

La technique a réussi le monitoring des systèmes PV différents du système PV d'apprentissage dans la simulation et dans la réalisation et à distance en utilisant IoT sans aucune perturbation.

Une brève fausse alarme s'est produite lors de l'apparition et de la disparition soudaine de l'ombrage. De plus, un défaut SC à différentes positions dans la chaîne est détecté; cependant, l'identification nécessite une inspection visuelle pour indiquer qu'il s'agit d'un défaut SC. Il en est de même pour les défauts d'arc (qui provoquent une chute de puissance).

A titre de perspectives, nous proposons :

La réalisation d'un système de protection capable de détecter, d'identifier et d'éliminer les défauts des installations photovoltaïques avec le même niveau de performance (de la méthode de cette thèse) mais sans l'utilisation d'intelligence artificielle ou de capteurs d'irradiation et de température.

Aussi pour la mesure de l'irradiation solaire dans les grandes chaînes on suggère de développer une technique de mesure d'irradiation pouvant couvrir toute la chaîne photovoltaïque et contourner l'impact de l'ombrage partiel sur l'installation PV.

Le système d'identification sera amélioré pour identifier les courts-circuits à différents points dans la chaîne PV et les défauts d'arc puisque ces deux défauts sont détectés mais pas identifiés.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] M. F. A. da Silva, “Analysis of new indicators for Fault detection in grid connected PV systems for BIPV applications,” PhD diss 2014.
- [2] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, and S. Toscani, “An improved model-based maximum power point tracker for photovoltaic panels,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 63, no. 1, pp. 63–71, 2014, doi: 10.1109/TIM.2013.2277579.
- [3] Deceased, J. A. D., and W. A. Beckman. "Thermal processes solar engineering." 4th Edition the university of Wisconsin-Madison, Wiley. 2013.
- [4] G. Walker, “Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model,” *J. Electr. Electron. Eng.*, 2001.
- [5] A. P. Dobos and S. M. Macalpine, “Procedure for applying IEC-61853 test data to a single diode model,” in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014*, 2014, pp. 2846–2849, doi: 10.1109/PVSC.2014.6925525.
- [6] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, “Erratum to ‘Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance’ [Solar Energy 80 (2006) 78-88] (DOI:10.1016/j.solener.2005.06.010),” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 1, p. 150, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.05.001.
- [7] A. P. Dobos, “An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model,” vol. 134, no. May 2012, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1115/1.4005759.
- [8] M. Dhimish, “Fault Detection and Performance Analysis of Photovoltaic Installations,” no. March, p. 290, 2018, [Online]. Available: <http://eprints.hud.ac.uk/id/eprint/34576/>.
- [9] L. Castañer, S. Bermejo, T. Markvart, and K. Fragaki, “Energy Production by a PV Array,” *Pract. Handb. Photovoltaics Fundam. Appl.*, pp. 517–529, 2003, doi: 10.1016/B978-185617390-2/50021-0.
- [10] N. S. Husain, N. A. Zainal, B. S. Mahinder Singh, N. M. Mohamed, and N. Mohd Nor, “Integrated PV based solar insolation measurement and performance monitoring system,” *2011 IEEE Colloq. Humanit. Sci. Eng. CHUSER 2011*, no. Chuser, pp. 710–715, 2011, doi: 10.1109/CHUSER.2011.6163827.
- [11] M. Mimoune, “Étude Des Capteurs Photovoltaïques Basés Sur Les Nanotechnologies,” 2016, [Online]. Available: <http://depot-e.uqtr.ca/7854/1/031261729.pdf>.
- [12] V. Muteri, D. Curto, S. Longo, and M. L. Parisi, “Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels,” no. January, 2020, doi: 10.3390/en13010252.
- [13] “Solar Photovoltaic Technology Basics | NREL.” <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html> (accessed Jun. 27, 2021).
- [14] M. Hermle, “Types de cellules.” Fraunhofer ISE [Online]. Available: <https://www.printfriendly.com/p/g/YcKYGm> (accessed Jun. 27, 2021).

- [15] C. Barreiro, P. M. Jansson, A. Thompson, and J. L. Schmalzel, "PV by-pass diode performance in landscape and portrait modalities," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. June, pp. 003097–003102, 2011, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186599.
- [16] Salem, Mohamed Ouled. "Analyse, Modélisation et Simulation des Pertes dans un Module Photovoltaïque à Base de Silicium Monocristallin." Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaid-Tlemcen (2009).
- [17] G. M. Tina and C. Ventura, "Evaluation and Validation of an Electrical Model of Photovoltaic Module Based on Manufacturer Measurement," pp. 15–24, 2013, doi: 10.1007/978-3-642-36645-1.
- [18] "Master Energétique et Environnement : TP Energie Solaire." UPMC Université Pierre et Marie Curie Master Science de l'Ingénieur, Sorbonne université.
- [19] A. McEvoy, T. Markvart, and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications (2012)*. 2012.
- [20] A. Labouret and M. Villos, *Solar Photovoltaic Energy Solar Photovoltaic Energy*. .
- [21] Emadi, Ali, et al. *Integrated power electronic converters and digital control*. CRC Press, 2017.
- [22] Daniel W. Hart, "Power electronics," *McGraw-Hill*, vol. 33, no. 5. pp. 455–457, 2010, doi: 10.1201/9780429290619-8.
- [23] A. M. Eltamaly and A. Y. Abdelaziz, *Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Systems*. 2012.
- [24] Everything about solar energy: Rotary Converter. [Online]. Available: <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=9896> (accessed Jul. 02, 2021).
- [25] J. M. A. Myrzik and M. Calais, "String and Module Integrated Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems-A Review grid connected photovoltaic power." In 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, (Vol. 2, pp. 8-pp). IEEE.
- [26] F. Schimpf and L. E. Norum, "Grid connected Converters for Photovoltaic , State of the Art , Ideas for Improvement of Transformerless Inverters Department of Electrical Power Engineering Department of Electrical Power Engineering," in *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, 2008, no. June.
- [27] L. Castañer and S. Silvestre, *Modelling photovoltaic systems using PSpice®*. John Wiley and Sons, 2002.
- [28] S. K. Firth, K. J. Lomas, and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 624–635, 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.08.004.
- [29] B. Ando, S. Baglio, A. Pistorio, G. M. Tina, and C. Ventura, "Sentinella: Smart Monitoring of Photovoltaic Systems at Panel Level," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 64, no. 8, pp. 2188–2199, 2015, doi: 10.1109/TIM.2014.2386931.

- [30] P. Díaz, M. Á. Egado, and F. Nieuwenhout, “Dependability analysis of stand-alone photovoltaic systems,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 15, no. 3, 2007, doi: 10.1002/pip.719.
- [31] IEC, “Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis,” *Int Stand IEC*, no. February, 2010.
- [32] Energy Agency Report IEA PVPST5 04 2001., “PV System Installation and Grid-Interconnection Guidelines in Selected IEA Countries,” *Power*, 2001.
- [33] Castello, S., et al. "National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2011." Paris, France: International Energy Agency IEA (2012).
- [34] Ross Jr, R. G., and M. I. Smokler. "Electricity from photovoltaic solar cells: Flat-Plate Solar Array Project final report. Volume VI: Engineering sciences and reliability." 1986.
- [35] Fan, John CC. "Theoretical temperature dependence of solar cell parameters." *Solar cells* 17.2-3 (1986): 309-315.
- [36] L Castaner, Photovoltaic systems engineering, in: T. Markvart (Ed.), *Solar Electricity*, second ed., John Wiley & Sons, Chichester, 2000.
- [37] W. Hiller, D. Amft, and G. Ebest, “Optimization of the PV-yield in solar facades by different directions,” in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, no. 4, pp. 1337–1340, doi: 10.1109/pvsc.1997.654336.
- [38] C. Algora and I. Rey-Stolle, *Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology*. 2016.
- [39] A. Singla, K. Singh, and V. K. Yadav, “Environmental effects on performance of solar photovoltaic module,” *2016 - Bienn. Int. Conf. Power Energy Syst. Towar. Sustain. Energy, PESTSE 2016*, 2016, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516480.
- [40] L. Cardinale-Villalobos, C. Meza, and L. D. Murillo-Soto, “Experimental Comparison of Visual Inspection and Infrared Thermography for the Detection of Soling and Partial Shading in Photovoltaic Arrays,” in *Communications in Computer and Information Science*, Nov. 2021, vol. 1359, pp. 302–321, doi: 10.1007/978-3-030-69136-3_21.
- [41] Suntio, Teuvo, and Tuomas Messo. "Power electronics in renewable energy systems." *Energies* 12. no. 10 (2019): p. 1852.
- [42] D. Thevenard and S. Pelland, “Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions,” *Sol. Energy*, vol. 91, pp. 432–445, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2011.05.006.
- [43] McEvoy, Augustin, Tom Markvart, Luis Castañer, T. Markvart, and Luis Castaner, eds. *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier, 2003.
- [44] T. Erge, U. Hoffman, G. Heilscher, "The German 1000-roofs-PV programme—a resume of the 5 years pioneer project for small grid-connected PV systems," *Proceeding of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, 1998, pp. 2648-2651.

- [45] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani and M. M. A. Salama, "Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 145-153, Jan. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2208128.
- [46] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, 2008, doi: 10.1109/TEC.2007.914308.
- [47] R. K. Varma, S. A. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan, and T. Vanderheide, "Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 3, no. 4, pp. 155–165, 2016, doi: 10.1109/JPETS.2016.2592465.
- [48] L. Clavadetscher and T. Nordmann, "Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case studies," *Report IEA PVPS T2-06:2007*.
- [49] Luque, Antonio, et al. "Tenth EC photovoltaic solar energy conference." Proceedings of the International Conference, held at Lisbon, Portugal. 1991. .
- [50] Francisco José Sánchez Pacheco, "photovoltaic systems distributed monitoring for performance optimization," PhD desertation, university of Málaga. 2015.
- [51] F. J. Sánchez-Pacheco, P. J. Sotorrio-Ruiz, J. R. Heredia-Larrubia, F. Pérez-Hidalgo, and M. Sidrach-De-Cardona, "Low cost DC lines PLC based photovoltaic plants parameters smart monitoring communications and control module," *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, May, 2011, doi: 10.1109/PowerEng.2011.6036487.
- [52] S. Vergura, G. Acciani, V. Amoruso, G. E. Patrono, and F. Vacca, "Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of PV plants," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4456–4464, 2009, doi: 10.1109/TIE.2008.927404.
- [53] International Electrotechnical Commission IEC, "EN 61724, Photovoltaic system performance monitoring. Guidelines for measurement, data exchange and analysis, april 2000. CENELEC," 2003.
- [54] J. Han, I. Lee, and S. H. Kim, "User-friendly monitoring system for residential PV system based on low-cost power line communication," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 61, no. 2, pp. 175–180, May 2015, doi: 10.1109/TCE.2015.7150571.
- [55] M. M. Rahman, J. Selvaraj, N. A. Rahim, and M. Hasanuzzaman, "Global modern monitoring systems for PV based power generation: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 4142–4158, feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.111.
- [56] L. Cristaldi *et al.*, "On-line monitoring of the efficiency of Photo-Voltaic panels for optimizing maintenance scheduling," no. May, pp. 3–6, 2010.
- [57] A. Carullo and A. Vallan, "Outdoor Experimental Laboratory for Long-Term Estimation of Photovoltaic-Plant Performance," vol. 61, no. 5, pp. 1307–1314, 2012.
- [58] E. Román, R. Alonso, P. Ibañez, S. Elorduizapatarietxe, and D. Goitia, "Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems," vol. 53, no. 4, pp. 1066–1073, 2006.
- [59] B. Marion, J. Cueto, and B. Sekulic, "Modeling Current-Voltage Curves Using Bilinear

- Interpolation,” No. NREL/CP-520-36232. National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US), 2004.
- [60] Roger A. Messenger, Amir Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering Third Edition*. CRC Press. 2018.
- [61] H. Malik, *Studies in Big Data 86 AI and Machine Learning Paradigms for Health Monitoring System Intelligent Data Analytics*. .
- [62] C. Belhadj-Yahya, “Performance monitoring of solar stand alone power systems,” *2010 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. Energy Con*, December 2010, pp. 412–416, doi: 10.1109/ENERGYCON.2010.5771715.
- [63] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth, and B. Norton, “Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland,” vol. 47, pp. 2925–2947, 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2006.03.026.
- [64] J. Hun, Y. Seok, and G. Jong, “Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems,” vol. 32, pp. 1858–1872, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.10.003.
- [65] T. Eswam and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, June 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [66] K. Irisawa, T. Saito, I. Takano and Y. Sawada, "Maximum power point tracking control of photovoltaic generation system under non-uniform insolation by means of monitoring cells," *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000* (Cat. No.00CH37036), 2000, pp. 1707-1710, doi: 10.1109/PVSC.2000.916232.
- [67] Erban, Christof. "Method for managing a photovoltaic solar module and a photovoltaic solar module." U.S. Patent No. 6,858,791. 22 Feb. 2005.
- [68] A. Drews *et al.*, “Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 4, pp. 548–564, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.06.019.
- [69] A. Drews, H. G. Beyer, and U. Rindelhardt, “Quality of performance assessment of PV plants based on irradiation maps,” *Sol. Energy*, vol. 82, no. 11, pp. 1067–1075, 2008, doi: 10.1016/j.solener.2008.04.009.
- [70] T. Hu, M. Zheng, J. Tan, L. Zhu, and W. Miao, “Intelligent photovoltaic monitoring based on solar irradiance big data and wireless sensor networks,” *Ad Hoc Networks*, vol. 35, pp. 127–136, 2015, doi: 10.1016/j.adhoc.2015.07.004.
- [71] Y. Zhao, “fault detection, classification and protection in solar photovoltaic arrays,” PhD dissertation. Northeastern University Boston, Massachusetts, 2015.
- [72] S. R. Madeti and S. N. Singh, “Monitoring system for photovoltaic plants: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 1180–1207, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.088.
- [73] T. J. Bajzek, “Thermocouples: A sensor for measuring temperature,” *IEEE Instrum. Meas. Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 35–40, 2005, doi: 10.1109/MIM.2005.1405922.

- [74] H. E. John G. Webster, *Measurement, Instrumentation, and Sensors Handbook, Second Edition: Spatial, Mechanical, Thermal, and Radiation Measurement: John G. Webster, Halit Eren.* 2014.
- [75] T. L. Stoffel, I. Reda, D. R. Myers, D. Renne, S. Wilcox, and J. Treadwell, "Current issues in terrestrial solar radiation instrumentation for energy, climate, and space applications," *Metrologia*, vol. 37, no. 5, pp. 399–402, 2000, doi: 10.1088/0026-1394/37/5/11.
- [76] Arcidiacono, V., S. Corsi, and L. Lambri. "The Control System of Enel's 3.3 mwp pv plant." *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC). Vol. 1. IEEE, 1994.*
- [77] B. Ouaida, P. Veyan and G. Moine, "SUNPAC: the remote monitoring of photovoltaic installations," *Proceedings of Intelec 93: 15th International Telecommunications Energy Conference, 1993*, pp. 303-306 vol.1, doi: 10.1109/INTLEC.1993.388507.
- [78] S. B. Riffat, R. Wilson, and S. Omer, "BIPV Design Study for Renewable Energy Centre and Eco-energy House.," 2. ETSU S, 2000.
- [79] Díez, Pedro L. Romera, J. Riesco, and P. Linares. "Central solar fotovoltaica de la Universidad Pontificia Comillas." *Era solar: Energías renovables* 111 (2002): 26-31.
- [80] G. S. Scofield J, Cohen P, Tronson C, "Real-time, web based energy monitoring system for a solar academic building," in *In: Proceedings of the solar conference;*, 2004, pp. 197–204.
- [81] C. Elmasides, F. Stergiopoulos, N. D. Hatziaargyriou, and A. Dimeas, "Remote Monitoring and Control of a PV-Hybrid system," 4th European PV-Hybrid and Mini-Grid ConferenceAt: Athens, Greece, May 2008.
- [82] L. Wang and K. H. Liu, "Implementation of a web-based real-time monitoring and control system for a hybrid wind-PV-battery renewable energy system," *Eng. Intell. Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 99–105, 2007.
- [83] M. Gagliarducci, D. A. Lampasi, and L. Podesta, "GSM-based monitoring and control of photovoltaic power generation," vol. 40, pp. 314–321, 2007, doi: 10.1016/j.measurement.2006.05.018.
- [84] Lakeou, Samuel, and O. Latigo Ben. "Design of a Remote Data Monitoring System for a Solar and Wind Based Renewable Energy Power Source: Application to a Water Delivery Project in a Rural Community." In *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1-5. 2008.
- [85] Zahran, Mohamed, Yousry Atia, Abdullah Alhosseen, and Ihab El-Sayed. "Wired and wireless remote control of PV system." *WSEAS Trans. Syst. Control* 5, no. 8 pp: 656-666. 2010.
- [86] N. Schelling, M. J. Hasson, S. L. Huong, A. Nevarez, and W. Lu, "Simbalink: Towards a sustainable and feasible solar rural electrification system." In *Proceedings of the 4th ACM/IEEE International Conference on Information and Communication Technologies and Development*, pp. 1-10. 2010.

- [87] M. Nkoloma, M. Zennaro and A. Bagula, "SM2: Solar monitoring system in Malawi," Proceedings of ITU Kaleidoscope 2011: The Fully Networked Human? - Innovations for Future Networks and Services (K-2011), pp. 1-6, 2011.
- [88] F. Shariff, N. A. Rahim and H. W. Ping, "Photovoltaic remote monitoring system based on GSM," 2013 IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT), 2013, pp. 379-383, doi: 10.1109/CEAT.2013.6775660.
- [89] M. J. Prieto, A. M. Pernía, F. Nuño, J. Díaz, and P. J. Villegas, "Development of a Wireless Sensor Network for Individual Monitoring of Panels in a Photovoltaic Plant," pp. 2379–2396, 2014, doi: 10.3390/s140202379.
- [90] "PV String Monitoring: A Matter of Economics or Opinion? | Greentech Media." <https://www.greentechmedia.com/articles/read/PV-String-Monitoring-a-Matter-of-Economics-or-Opinion> (accessed Sep. 04, 2021).
- [91] A. M. Pavan, S. Castellan, S. Quaia, S. Roitti, and G. Sulligoi, "Power electronic conditioning systems for industrial photovoltaic fields: Centralized or string inverters?," 2007 *Int. Conf. Clean Electr. Power, ICCEP '07*, pp. 208–214, 2007, doi: 10.1109/ICCEP.2007.384213.
- [92] A. Mellit and S. A. Kalogirou, "Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review," *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 34, no. 5, pp. 574–632, 2008, doi: 10.1016/j.peccs.2008.01.001.
- [93] R. Pan, J. Kuitche and G. Tamizhmani, "Degradation analysis of solar photovoltaic modules: Influence of environmental factor," 2011 Proceedings - Annual Reliability and Maintainability Symposium, 2011, pp. 1-5, doi: 10.1109/RAMS.2011.5754514.
- [94] Brooks, Bill. "The ground-fault protection blind spot: A safety concern for larger photovoltaic systems in the united states." A solar ABCs White paper, 2012.
- [95] International Energy Agency (IEA), "Trends in photovoltaic applications survey report of selected iea countries between 1992 and 2009," Report IEA-PVPS T1-19:2010.
- [96] Y. Zhao, J. de Palma, J. Mosesian, R. Lyons, and B. Lehman, "Line–Line Fault Analysis and Protection Challenges in Solar Photovoltaic Arrays," *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 60, no. 9, pp. 3784–3795, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2205355.
- [97] Wiles, John. "Photovoltaic power systems and the 2005 National Electrical Code: suggested practices." Southwestern Technology Development Institute, SAND (2005).
- [98] W. Bower, J. Johnson, S. Kuszmaul, and D. Schoenwald, "Using Pv Module and Line Frequency Response Data To Create Robust Arc Fault," 26th *Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, pp. 3745–3750, 2011.
- [99] NEC 2017 Code Changes Chapter 6- Special Equipment, Article 690-Solar Photovoltaic (PV) Systems. 2017.
- [100] Wiles, J. C., and D. L. King. "Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems." In Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1997, pp. 1105-1108. IEEE, 1997.
- [101] Bower, Ward, and John Wiles. "Investigation of ground-fault protection devices for

- photovoltaic power system applications." In Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-2000 (Cat. No. 00CH37036), pp. 1378-1383. IEEE, 2000.
- [102] Estébanez, Emilio J., Víctor M. Moreno, Alberto Pigazo, Marco Liserre, and Antonio Dell'Aquila. "Performance evaluation of active islanding-detection algorithms in distributed-generation photovoltaic systems: Two inverters case." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58, no. 4 (2010): 1185-1193.
- [103] Yu, Byung-Gyu, Mikihiro Matsui, and Gwon-Jong Yu. "A correlation-based islanding-detection method using current-magnitude disturbance for PV system." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58, no. 7: 2935-2943. 2010.
- [104] Z. Yi and A. H. Etemadi, "Fault detection for photovoltaic systems based on multi-resolution signal decomposition and fuzzy inference systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1274–1283, 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2587244.
- [105] Zhao, Y., and R. Lyons Jr. "Line-line fault analysis and protection in PV arrays." *Tech Topics: Photovoltaic protection Note 2* (2011).
- [106] Wiles, J. C. "Photovoltaic System Grounding Prepared by: Solar America Board for Codes and Standards." *Solar America Board for Codes and Standards*. 2012.
- [107] M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, "A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection, and Mitigation Techniques," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 3. pp. 982–997, 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2397599.
- [108] Hartwell, Frederic P., Joseph F. McPartland, and Brian J. McPartland. 2017. McGraw-Hill's National Electrical Code 2017 Handbook. 29th ed. New York: McGraw-Hill Education.
- [109] Y. Zhao, "Fault Analysis in Solar Photovoltaic Arrays," *Dep. Electr. Comput. Eng.*, no. September, 2010. PhD diss., Northeastern University, 2011.
- [110] UL 1703: Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels. [Online]. Available: <https://www.intertek.com/building/standards/ul-1703/> (accessed Sep. 05, 2021).
- [111] International Electrotechnical Commission. "Thin film terrestrial photovoltaic (PV) modules—design qualification and type approval." IEC International Standard, Geneva, Switzerland, Tech. Rep 61646 (2008).
- [112] International Electrotechnical Commission IEC, "International Standard IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modeules - design qualification and type approval," *Iec*, vol. 2002, pp. 1–4, 2002, [Online]. Available: <http://cdsweb.cern.ch/record/1227824>.
- [113] J. Johnson, G. Ball, A. Rosenthal, and M. Albers, "Inverter Ground- Fault Detection ‘ Blind Spot ’ and Mitigation Methods Prepared by Sandia National Laboratories Jay Johnson Southwest Technology Development Institute Tim Zgonena June 2013 Solar America Board for Codes and Standards," 2013, doi: 10.13140/RG.2.1.3836.8720.
- [114] J. C. Hernández and P. G. Vidal, "Guidelines for protection against electric shock in PV generators," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 1, pp. 274–282, 2009, doi:

- 10.1109/TEC.2008.2008865.
- [115] J. C. Hernández, P. G. Vidal, and A. Medina, “Characterization of the insulation and leakage currents of PV generators: Relevance for human safety,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 593–601, 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.08.006.
- [116] J. A. Del Cueto and T. J. McMahon, “Analysis of leakage currents in photovoltaic modules under high-voltage bias in the field,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 10, no. 1, pp. 15–28, 2002, doi: 10.1002/pip.401.
- [117] E. Wang, K. H. Yen, C. Wang, L. Ji, and T. Zgonena, “Accelerated aging tests on PV grounding connections,” *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 578–585, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.10.078.
- [118] P. Bill Brooks, “The Bakersfield Fire: A Lesson in Ground-Fault Protection. ”. *SolarPro Mag*, 62, pp.62-70, 2011.
- [119] S.E. Forman, “Performance of Experimental Terrestrial Photovoltaic Modules,” *IEEE Trans. Rel.*, vol. R-31, no. 3, pp. 235–245, 1982.
- [120] D. Stellbogen, “Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields,,” in *Proc. 23rd IEEE PVSC*, 1993, pp. 1302–1307.
- [121] M. Sabbaghpur Arani and M. A. Hejazi, “The comprehensive study of electrical faults in PV arrays,” *J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 2016, 2016, doi: 10.1155/2016/8712960.
- [122] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis and N. C. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, no. 1, pp. 46-54, Jan. 2001, doi: 10.1109/63.903988.
- [123] S. Jain and V. Agarwal, "A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems," in *IEEE Power Electronics Letters*, vol. 2, no. 1, pp. 16-19, March 2004, doi: 10.1109/LPEL.2004.828444.
- [124] K. H. Hussein and M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution* 142.1 (1995): pp. 59–64.
- [125] Olalla, Carlos, Md Hasan, Chris Deline, and Dragan Maksimović. "Mitigation of hot-spots in photovoltaic systems using distributed power electronics." *Energies* 11, no. 4 (2018): 726. doi: 10.3390/en11040726.
- [126] G. Oreski and G. M. Wallner, “Aging mechanisms of polymeric films for PV encapsulation,” *Solar Energy* vol. 79, pp. 612–617, 2005, doi: 10.1016/j.solener.2005.02.008.
- [127] G. Oreski and G. M. Wallner, “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 7, pp. 1040–1047, 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.01.009.
- [128] E. Kaplani, “Detection of Degradation Effects in Field-Aged c-Si Solar Cells through IR Thermography and Digital Image Processing,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, 2012, doi: 10.1155/2012/396792.

- [129] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan-Gispert, R. Pique-Lopez, M. Roman-Lumbreras and A. Conesa-Roca, "Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4319-4331, Nov. 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2024664.
- [130] D. Nguyen and B. Lehman, "An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2644-2654, July 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.924169.
- [131] J. Johnson et al., "Differentiating series and parallel photovoltaic arc-faults," 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2012, pp. 000720-000726, doi: 10.1109/PVSC.2012.6317708..
- [132] Johnson, Jay. Electrical and Thermal Finite Element Modeling of Arc Faults in Photovoltaic Bypass Diodes. No. SAND2012-2024C. Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States), 2012.
- [133] J. Johnson, D. Schoenwald, S. Kuszmaul, J. Strauch and W. Bower, "Creating dynamic equivalent PV circuit models with impedance spectroscopy for arc fault modeling," 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2011, pp. 002328-002333, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186419.
- [134] J. Johnson and J. Kang, "Arc-Fault Detector Algorithm Evaluation Method Utilizing Prerecorded Arcing Signatures," in *Proc. 38th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, 2011, pp. 1378-1382.
- [135] J. Flicker and J. Johnson, "Electrical simulations of series and parallel PV arc-faults," 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013, pp. 3165-3172, doi: 10.1109/PVSC.2013.6745127.
- [136] G. -S. Seo, H. Bae, Bo-Hyung Cho and Kyu-Chan Lee, "Arc protection scheme for DC distribution systems with photovoltaic generation," 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICRERA.2012.6477374.
- [137] J. Johnson et al., "Photovoltaic DC Arc Fault Detector testing at Sandia National Laboratories," 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2011, pp. 003614-003619, doi: 10.1109/PVSC.2011.6185930.
- [138] Earley, Mark W., Jeffrey S. Sargent, Christopher D. Coache, and Richard J. Roux. National Electrical Code Handbook. Quincy, Mass: National Fire Protection Association, 2011.
- [139] M. K. Alam, F. H. Khan, J. Johnson and J. Flicker, "PV faults: Overview, modeling, prevention and detection techniques," 2013 IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2013, pp. 1-7, doi: 10.1109/COMPEL.2013.6626400.
- [140] X. Yao, L. Herrera, S. Ji, K. Zou and J. Wang, "Characteristic Study and Time-Domain Discrete- Wavelet-Transform Based Hybrid Detection of Series DC Arc Faults," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 6, pp. 3103-3115, June 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2273292.
- [141] Instruments, Texas. "AN-2154 RD-195 DC Arc Detection Evaluation Board." Dallas: TI

- (2012).
- [142] Dhere, Neelkanth G., and Narendra S. Shiradkar. "Fire hazard and other safety concerns of photovoltaic systems." *Journal of Photonics for Energy* 2, no. 1 (2012): 022006. doi: 10.1117/1.JPE.2.022006.
- [143] D. Ā. Chenvidhya, K. Kirtikara, and C. Jivacate, "PV module dynamic impedance and its voltage and frequency dependencies," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 86, pp. 243–251, 2005, doi: 10.1016/j.solmat.2004.07.005.
- [144] N. Wongyao, K. Kirtikara, C. Jivacate, and D. Chenvidhya, "Field test results of DC arc fault detection on residential and utility scale PV arrays," in *n Proc. 37th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, pp. 1832–1836.
- [145] M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson and J. Flicker, "PV ground-fault detection using spread spectrum time domain reflectometry (SSTDTR)," 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2013, pp. 1015-102, doi: 10.1109/ECCE.2013.6646814.
- [146] K. H. Chao, S. H. Ho, and M. H. Wang, "Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 1, pp. 97–105, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2006.12.012.
- [147] H. Braun et al., "Signal processing for fault detection in photovoltaic arrays," 2012 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP), 2012, pp. 1681-1684, doi: 10.1109/ICASSP.2012.6288220.
- [148] N. Gokmen, E. Karatepe, S. Silvestre, B. Celik, and P. Ortega, "An efficient fault diagnosis method for PV systems based on operating," *Energy Convers. Manag.*, vol. 73, pp. 350–360, 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.05.015.
- [149] Y. Zhao, B. Lehman, R. Ball, J. Mosesian, and J.-F. de Palma, "Outlier detection rules for fault detection in solar photovoltaic arrays," *2013 Twenty-Eighth Annu. IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo.*, pp. 2913–2920, 2013, doi: 10.1109/APEC.2013.6520712.
- [150] M. N. Akram and S. Lotfifard, "Modeling and Health Monitoring of DC Side of Photovoltaic Array," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1245–1253, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2425791.
- [151] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 10, pp. 1929–1937, 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- [152] S. Silvestre, A. Chouder, and E. Karatepe, "Automatic fault detection in grid connected PV systems," *Sol. Energy*, vol. 94, pp. 119–127, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.05.001.
- [153] Chao, Kuei-Hsiang, Chao-Ting Chen, Meng-Hui Wang, and Chun-Fu Wu. "A novel fault diagnosis method based-on modified neural networks for photovoltaic systems." In *International Conference in Swarm Intelligence*, pp. 531-539. Springer, Berlin, Heidelberg, 2010. doi: 10.1007/978-3-642-13498-2_69.
- [154] Z. Cheng, D. Zhong, B. Li, and Y. Liu, "Research on fault detection of PV array based on data fusion and fuzzy mathematics," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2011, doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749018.

- [155] P. Ducange, M. Fazzolari, B. Lazzerini, and F. Marcelloni, "An intelligent system for detecting faults in photovoltaic fields," *Int. Conf. Intell. Syst. Des. Appl. ISDA*, pp. 1341–1346, 2011, doi: 10.1109/ISDA.2011.6121846.
- [156] Syafaruddin, E. Karatepe, and T. Hiyama, "Controlling of artificial neural network for fault diagnosis of photovoltaic array," *2011 16th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP 2011*, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/ISAP.2011.6082219.
- [157] Y. Zhao, L. Yang, B. Lehman, J. F. De Palma, J. Mosesian, and R. Lyons, "Decision tree-based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays," *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, pp. 93–99, 2012, doi: 10.1109/APEC.2012.6165803.
- [158] Y. Zhao, R. Ball, J. Mosesian, J.-F. de Palma, and B. Lehman, "Graph-Based Semi-supervised Learning for Fault Detection and Classification in Solar Photovoltaic Arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 5, pp. 2848–2858, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2364203.
- [159] Y. Hu, B. Gao, X. Song, G. Y. Tian, K. Li, and X. He, "Photovoltaic fault detection using a parameter based model," *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 96–102, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.004.
- [160] S. Vergura, G. Acciani, and O. Falcone, "A finite-element approach to analyze the thermal effect of defects on silicon-based PV cells," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 10, pp. 3860–3867, 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2163286.
- [161] T. Takashima, J. Yamaguchi, and M. Ishida, "Fault detection by signal response in PV module strings," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. 1, pp. 8–12, 2008, doi: 10.1109/PVSC.2008.4922843.
- [162] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, and M. Ishida, "Experimental studies of fault location in PV module strings," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, no. 6–7, pp. 1079–1082, 2009, doi: 10.1016/j.solmat.2008.11.060.
- [163] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, K. Kato and M. Ishida, "Experimental Studies of Failure Detection Methods in PV Module Strings," 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference, 2006, pp. 2227–2230, doi: 10.1109/WCPEC.2006.279952.
- [164] L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, and U. Rocca, "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, vol. 1, pp. 846–849, 1994, doi: 10.1109/wcpec.1994.520093.
- [165] N. Gokmen, E. Karatepe, B. Celik, and S. Silvestre, "Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 11, pp. 3364–3377, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.09.007.
- [166] Extech TG20: Wire Tracer Kit. (2013, Nov.). [Online]. Available: <http://www.extech.com/instruments/product.asp?catid= 2&prodid= 768>.
- [167] Togami cell line. (2014, Jun.). [Online]. Available: <http://www.togamielec.co.jp/english/pdf/pv.pdf>.
- [168] EDS3090 Series Portable Ground Fault Location System for Ungrounded (Floating)

- AC/DC Systems. (2013, Aug.). [Online]. Available: http://www.bender.org/documents/EDS3090_datasheet_NAE1012031.pdf.
- [169] Amprobe AT-4004 Advanced Wire Tracer with Clamp Attachment. (2013, Nov.). [Online]. Available: <http://www.amprobe.com/amprobe/usen/Wire-Tracers-and-Cable-Locators/Wire-Tracers/AT-4004CON.htm?PID = 73167>.
- [170] Ground fault monitors RCMS460-D/-L and RCMS490-D/-L. (2008, Nov.). [Online]. Available: http://bender.org/documents/RCMS460_490_US.pdf.
- [171] Hasenfus, Gary D. "Smart sensors for solar panels." U.S. Patent 8,294,451, issued October 23, 2012.
- [172] Preshler Jr, Gordon E., and Carlton J. Warren. "System and method for monitoring photovoltaic power generation systems." U.S. Patent 8,204,709, issued June 19, 2012.
- [173] M. M. Mansouri, S. Hadjeri and M. Brahami, "New Method of Detection, Identification, and Elimination of Photovoltaic System Faults in Real Time Based on the Adaptive Neuro-Fuzzy System," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, no. 3, pp. 797-805, May 2021, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3051145.
- [174] M. S. Agamy et al., "An Efficient Partial Power Processing DC/DC Converter for Distributed PV Architectures," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 674–686, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2255315.
- [175] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853371.
- [176] C. Kuo, J. Chen, S. Chen, C. Kao, H. Yau and C. Lin, "Photovoltaic Energy Conversion System Fault Detection Using Fractional-Order Color Relation Classifier in Microdistribution Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1163–1172, May 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2478855.
- [177] and L. V. A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva, G. Manzoloni, "Snail Trails and Cell Microcrack Impact on PV Module Maximum Power and Energy Production," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1269–1277, 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2016.2576682.
- [178] Y. Zhao, B. Lehman, J. F. De Palma, J. Mosesian, and R. Lyons, "Fault analysis in solar PV arrays under: Low irradiance conditions and reverse connections," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 002000–002005, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186346.
- [179] M. Munoz Escribano, M. Garcia Solano, I. De La Parra Laita, J. Marcos Alvarez, L. Marroyo, and E. Lorenzo Pigueiras, "Module temperature dispersion within a large PV array: Observations at the amareleja PV plant," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1725–1731, 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2868005.
- [180] Mchaouar, Youssef, Abdelmadjid Abouloifa, Mohamed Fettach, Chaouqi Aouadi, Chaimaa Taghzaoui, Aicha Elallali, And Yasser Boussairi. "Contrôle avancé d'un onduleur DC/AC triphasé pour une application au système photovoltaïque connecté au réseau via la technique de perturbation singulière." *Revue de l'entrepreneuriat et de l'innovation* 1, no. 3 (2017).

- [181] X. Tian, R. He, and Y. Xu, "Design of an Energy Management Strategy for a Parallel Hybrid Electric Bus Based on an IDP-ANFIS Scheme," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 23806–23819, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2829701.
- [182] B. E. Elnaghi, F. A. Elkader, M. M. Ismail, and A. E. Kalas, "Adaptation of PI controller used with combination of perturbation and observation method and feedback method for DFIG," *Electr. Eng.*, vol. 100, no. 2, pp. 1047–1058, 2018, doi: 10.1007/s00202-017-0565-8.
- [183] M. M. Mansouri, S. Hadjeri, and M. Brahami, "Monitoring d'un Système Photovoltaïque en temps réel à Distance Utilisant Internet des Objets," dans colloque de la deuxième journée doctorale de génie électrique de la faculté génie électrique de l'université Djilali Liabes Sidi Bel Abes, Décembre 2018.

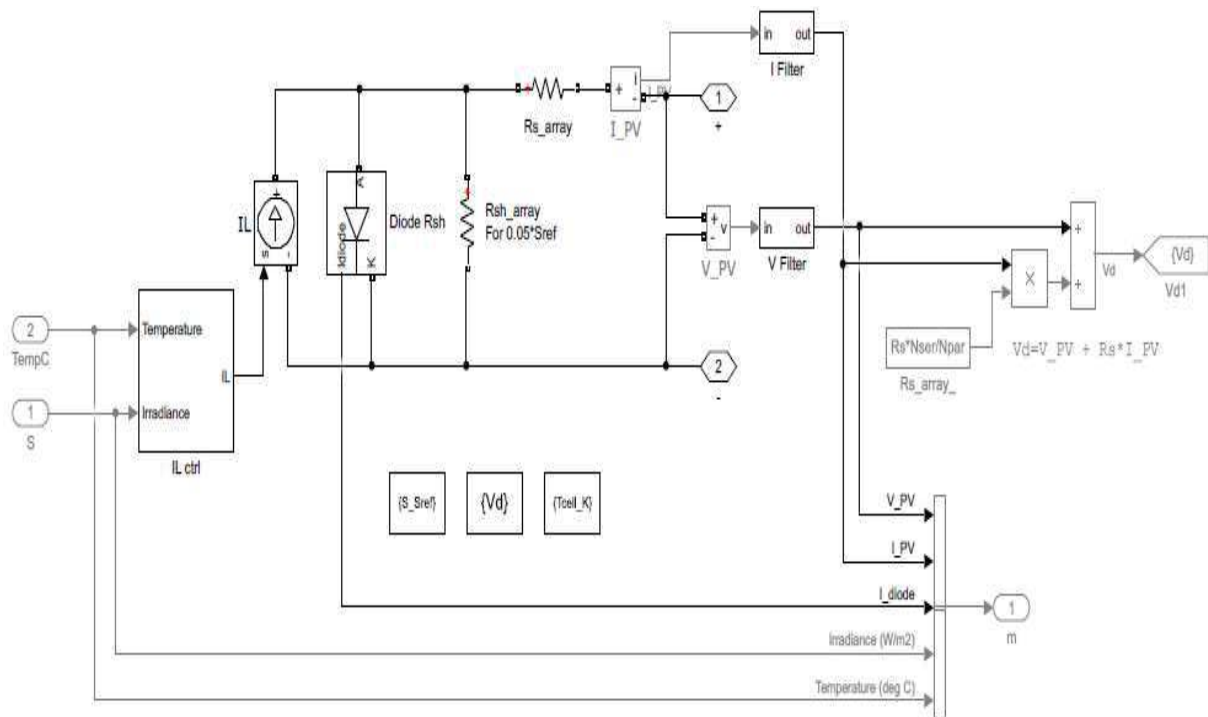
ANNEXE

Annexe 1:

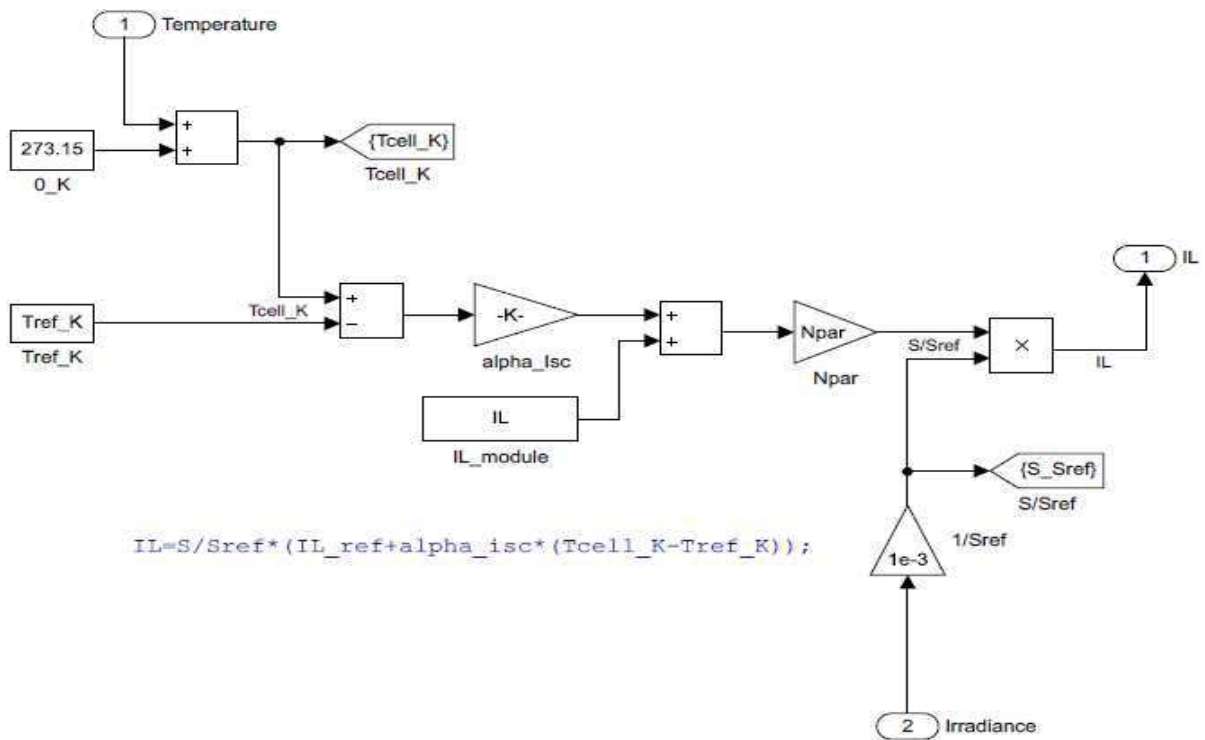
Le générateur utilisé dans la partie simulation du bloc PVarray de Simulink de la base de données du modèle consultatif du National Renewable Energy Laboratory (NREL).



Sous-système :



Sous-système IL ctrl :



Le types de module choisi :

Parameters		Advanced
Array data		
Parallel strings	2	
Series-connected modules per string	4	
Module data		
Module:	Prism Solar Technologies B 245	
Maximum Power (W)	245.014	Cells per module (Ncell) 60
Open circuit voltage Voc (V)	38.5	Short-circuit current Isc (A) 8.67
Voltage at maximum power point Vmp (V)	30.1	Current at maximum power point Imp (A) 8.14
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	-0.332	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C) 0.095998

Annexe 2 :

Les générateurs utilisés dans la réalisation sont de 135W polycristallins et de 90W monocristallins.

135W polycristallin data sheet :



90W monocristallin data sheet :



Annexe 3 :

Communications et publications :

M. M. Mansouri, S. Hadjeri and M. Brahami, "New Method of Detection, Identification, and Elimination of Photovoltaic System Faults in Real Time Based on the Adaptive Neuro-Fuzzy System," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 11, no. 3, pp. 797-805, May 2021, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3051145.

New Method of Detection, Identification, and Elimination of Photovoltaic System Faults in Real Time Based on the Adaptive Neuro-Fuzzy System

Mohammed Mokhtar Mansouri , Samir Hadjeri , and Mostefa Brahami

Abstract—This article proposes an adaptive neuro-fuzzy system (ANFIS)-based method to detect, identify, and eliminate defects/faults in a photovoltaic (PV) system. The control is conducted using two tests. The first test measures the difference between the power estimated by the ANFIS and the real power of the generator. This test detects defects and isolates the affected branch using controlled switching devices to prevent shutting down the entire power supply by disconnecting the inverter. The second test measures the consistency between the real current and voltage of the generator and the short-circuit current and open-circuit voltage estimated by the ANFIS, to identify open-circuit and short-circuit conditions. Each system has its own dedicated irradiation and ambient temperature sensors whose positions differ to avoid the influence of faults overlap. The method was studied through simulation using MATLAB Simulink and experimentally validated via panels of different power ratings and technological makeup that are more than five years old, utilizing a DS1104 dSPACE controller board. The technique overcomes the limitations of existing methods that are based on comparisons between the estimated and measured variables as the discrepancy between real and simulated behavior; system change because of environment, topology, or age; and the need for frequent intelligent system updates as it does not rely on real data for learning. Additionally, this method includes an aging analysis, and it can be used to control most typical PV installations via a gain factor—the ratio of the new value to the learn value.

Index Terms—Adaptive neuro-fuzzy system (ANFIS), mitigation of defects, photovoltaic fault detection, photovoltaics, temperature irradiation sensors.

I. INTRODUCTION

GIVEN the increasing demand for renewable energy, the photovoltaic (PV) segment of the global energy market will witness continual growth. Quality control and operational surety are essential to ensure sustained growth of this market. To this end, the faults that cause equipment failure must be detected. For example, a hot-spot fault may cause a fire hazard

Manuscript received September 13, 2020; revised November 8, 2020 and January 3, 2021; accepted January 6, 2021. Date of publication February 10, 2021; date of current version April 21, 2021. This work was supported in part by the Directorate General for Scientific Research and Technological Development, Algerian Ministry of Higher Education and Scientific Research of Algeria. (Corresponding author: Mohammed Mokhtar Mansouri.)

The authors are with the Intelligent Control and Electrical Power Systems Laboratory, Djillali Liabes University of Sidi Bel-Abbes, Sidi Bel-Abbes 22000, Algeria (e-mail: kjhfd321789@gmail.com; shadjeri2@yahoo.fr; mbrahami@yahoo.com).

Color versions of one or more of the figures in this article are available at <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2021.3051145>.

Digital Object Identifier 10.1109/JPHOTOV.2021.3051145

[1]. In addition, faults in the first year resulted in an estimated 18.9% loss in power in a domestic PV systems [2]. Hence, a fault detection method that can ensure the optimal performance of PV systems must be developed.

Several defect detection and elimination methods have been proposed in the literature, including the multisensor architecture method of detecting shading faults and abnormal aging [3]. However, this method requires many sensors. Another method involves using a complex fractional-order color relation classifier [4], where each reduction in power caused by a defect is represented by a hue angle. A further method compares the measured and theoretical values [5]. However, this method affects decisions in cases where the panels are incompatible in terms of technology or power.

Artificial neural networks (ANNs) are widely used in the field of fault diagnosis. An ANN has been used to detect and diagnose PV defects automatically [6]. However, the method generated a high percentage of false alarms and required several days of real data. Another study combined multilayer ANNs with analytical methods to determine the short-circuit current and open-circuit voltage values [7]. This method was influenced by the maximum power point tracking (MPPT) frequency. However, it is preferred to associate ANNs with advanced computing techniques to improve their accuracy because ANNs lack flexibility, human interaction, and knowledge representation [8].

On the other hand, research has demonstrated the efficiency of fuzzy logic in the classification of PV faults. In [9], a multiresolution signal decomposition (MSD) technique incorporating fuzzy logic was used to identify line–line and line–ground faults. In [10], fuzzy logic was used to estimate power from the measurements of irradiation and temperature. The defects were identified by comparing the estimated power with the measured output power. These techniques require predefined fuzzy rules, which are difficult to establish since they are based on user experience and system configuration.

On the one hand, these methods operate only on the basis of triggering an alarm if a fault occurs. On the other hand, defects must be removed instantly. Solutions have been proposed to accomplish this, including a technique that disconnects the inverter when the PV short-circuit current exceeds the nominal inverter current [11]. This method has also been applied in [12], where synchronization, compensation, and fault monitoring were integrated in an industrial inverter control. This technique eliminated the defect but did not allow for service

continuity. In [13], various commercial defect detection and mitigation techniques are discussed. However, these methods are not effective for application in nonlinear systems such as PV systems.

An adaptive neuro-fuzzy system (ANFIS) can overcome these limitations and has proven to be more effective than ANN when applied to MPPT [14]. An advantage of ANFIS over a solitary fuzzy system is that its fuzzy rules are established automatically by the ANN during the learning stage by construction. Furthermore, fuzzy logic deals with uncertain data, and it allows approximate reasoning and ANNs are capable of learning and adapting from examples [15]. This technique is effective in machine protection systems [16] and high-speed train control systems [17]. However, ANFIS is not commonly used for fault detection in PV systems. A previous study used a panel modeling method incorporating ANFIS for fault detection; however, it had to be trained repeatedly each time the panel structure or technology was changed [18]. In [19], a comparison between ANN and ANFIS proved that ANFIS is more effective in PV fault classification. The method used a multi-ANFIS classifier, which collects data from a PV simulator in the form of I - V curves, and the system was built based on features of healthy and faulty PV array. However, no experimental validation was performed for those two studies. Another study [20] used real data from a PV array to build an ANFIS estimator of healthy PV generator behavior. The final decision is made by another ANFIS algorithm based on the symptoms of faults on power, voltage, and current. This method requires real data of several days in different climatic conditions, considering the changes of season and region.

We propose an ANFIS-based technique for monitoring PV installations that detects, identifies, and eliminates faults without having to rely on real data in the learning phase—such as topology, environment, and age of the PV arrays—and eliminates the need for frequent updates. First, a central system is designed to detect faults by comparing the expected power estimated by the ANFIS (using central temperature and irradiation sensors) with the actual measured power generated by the PV plant for each string. The system detects the faults and immediately isolates the affected strings to avoid shutting down the entire power supply by disconnecting the inverter (power up to 1 MW). Short-circuit (SC) and open-circuit (OC) faults can considerably affect PV systems. Thus, in the second step, we develop partial systems to detect these defects based on the consistency between the measured PV current I and voltage V and the short-circuit current I_{SC} and the open-circuit voltage V_{OC} estimated by the ANFIS (using data from the temperature and irradiation sensors at each string). The overlap of defects mentioned by [13] does not affect the system operation. A PV system is then simulated on Simulink to acquire the learning data.

The efficiency of the technique was validated via simulations and experimentation with a DS1104 dSPACE controller board on PV panels of different technology and power rating, and with a service of over five years. This technique addresses most of the limitations of the existing system that arose from comparisons between the estimated and measured variables summarized in [9]. There is no significant disparity between

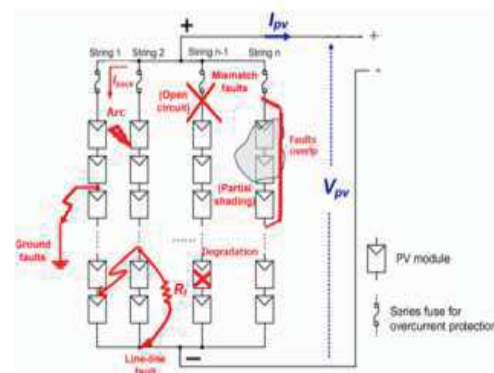


Fig. 1. PV system topology and faults.

the real and simulated behaviors. Environmental changes posed no problem. The effects of changing topology and aging are compensated by introducing a simple gain factor. In addition, the method includes an aging study, ensures service continuity, and is able to control most typical PV installations (series-parallel PV system's topology).

The remainder of the article is organized as follows. Section II describes the typical faults in PV plants. Section III discusses the proposed methodology. Section IV presents the test simulation procedure. Section V discusses how the system is realized. Section VI presents concluding remarks.

II. PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND FAULTS

The topology of a PV system directly influences its efficiency and fault treatment. The series-parallel structure is a common configuration in conventional PV systems [21], [22]. However, this structure can easily cause power loss when the system is operating under nonuniform conditions.

Fig. 1 shows the typical faults in a PV array. This includes partial shading (which can provoke a hot-spot point), arc faults, OC faults (in which there is no current in the open-circuit branch), and SC faults. SC faults are the most complex faults, where the percentage of panels that are short-circuited in the string [number of panels under SC compared with number of panels in the string (SC%)] and the impedance value (R_f) of the short-circuit indicate the severity of the fault. The impact of the SC fault on the overall PV system, however, is minor in some cases (see Fig. 2) [4], [23]. Fig. 2 shows that as the value of R_f increases, the faulty current decreases while tending to maximum power point current (I_{mpp}) with a factor g_{Rf} provoked by the R_f . During the OC condition, $V = V_{OC}$ (at string level). In addition, under the SC condition, if $R_f = 0$, $I = I_{SC}$ (at string level); otherwise, if $R_f \neq 0$, $I = g_{Rf} I_{SC}$. Furthermore, the situation can become more complicated when faults overlap in the same string as in the SC or OC condition in a string exposed to shade. Finally, aging is another effect that occurs in PV systems either because of the natural lifespan of the panels or earlier on because of the occurrence of microcracks and snail trails in the panels, where the power degradation results from the reduction of irradiance absorbed by solar modules [24].

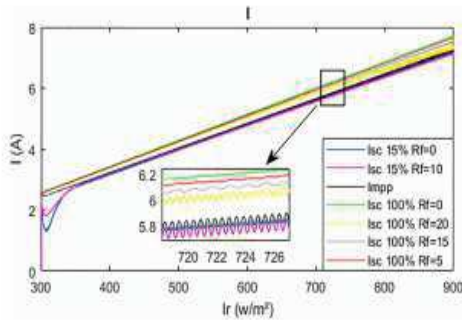


Fig. 2. Current under MPP and SC conditions with different SC% and Rf values (Ω).

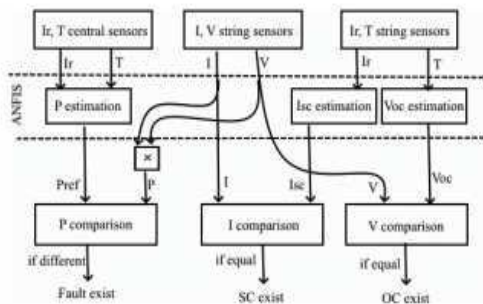


Fig. 3. Fault detection and identification methodology.

A predominant effect of a fault condition (especially SC and partial shade faults) is the draining of a potentially large return current from other chains caused by a voltage drop in the faulty chains [25], [26]. The use of a blocking diode blocks the feedback current but does not clear it, resulting in a hidden fault [23]. To ensure service continuity, the proposed system isolates the defective string, which would otherwise have affected the other strings and cause disconnection of the inverter, which can up to 1 MW of operating power.

III. FAULT DETECTION METHODOLOGY

In general, PV system defects cause energy losses [27], [28]. This study developed an energy prediction system that predicts the energy generated by the PV generator to detect and eliminate faults. A second system estimates I_{SC} and V_{OC} to diagnose both SC and OC faults, as shown in Fig. 3. According to [29], digital systems subjected to other defects may falsely detect faults (faults overlap effect). To address this, each system would work independently with its own irradiation and ambient temperature sensors. This approach is required because sensors in inverters do not provide real irradiation values for PV panels in a string at a distance from the inverter when exposed to partial shading [30]. Additionally, the sensor position influences the measurement accuracy of temperature sensing, especially in large PV fields [31]. Therefore, we propose placing the sensors (see Fig. 3) of the detection system at the inverter or at a distance from the panels (central sensors). This allows for the detection of partial shading as well as other faults. Additionally, the identification

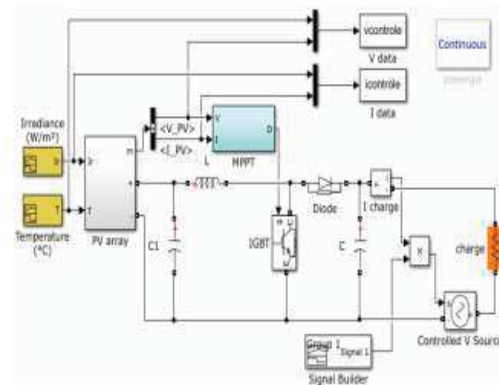


Fig. 4. Training data collection model.

of SC and OC requires sensors to be located at the string level to suppress the influences of partial shading and temperature change. Thus, double independent monitoring was ensured for the SC and OC conditions (by the identification and detection systems).

A. Learning Data Collection

The PV current and voltage field behaviors are recorded under different climatic conditions from the simulation of the model in Fig. 4. This includes the influences of temperature on voltage and irradiation on current. This information is obtained for a variable load to estimate the PV behavior for different topologies (off-grid, on-grid, MPPT using chopper or integrated on inverter). The PV generator is of 2 kW, consists of a PV array Simulink block module from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) System Advisory Model database. The single-diode-based equivalent circuit model with five unknown parameters—i.e., I_{ph} (photo-generated current), I_0 (reverse saturation current for the diode), n (diode ideality factor), R_{SH} (shunt resistance), and R_S (series resistance)—is considered [32], [33]

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left[\frac{V + IR_s}{a} \right] - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$a = N_s \frac{kT}{q} n \quad (2)$$

where N_s is the number of cells connected in series, k is the Boltzmann constant, T is the PV cell temperature, and q is the electronic charge [33], [34]. These parameters reference the Standard Test Conditions as follows [33]:

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{ref}} \quad (3)$$

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{ref}} (I_{phref} + \alpha (T_c - T_{ref})) \quad (4)$$

$$I_0 = I_{0ref} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left(\frac{E_g}{kT_{ref}} - \frac{E_g}{kT_c} \right) \quad (5)$$

$$R_{sh} = R_{shref} \frac{S}{S_{ref}} \quad (6)$$

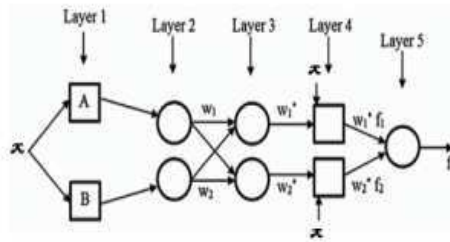


Fig. 5. ANFIS structure incorporating one input and one output.

where E_g is the material bandgap.

Model parameters are given by the simultaneous solution of (1) at five points: open circuit (V_{OC}), short circuit (I_{SC}), maximum power point (V_{MPP} and I_{MPP}), derivative of maximum power $\frac{d(VI)}{dV} = 0$, and the open circuit voltage temperature coefficient $\beta = \frac{dV}{dT}$ for $I = 0$ [33]. The details of the solution are provided in [32] and [34].

The same MATLAB model (see Fig. 4) is used under the OC and SC conditions for fault identification data collection. The acquired data are used to train the ANFIS for both prediction systems.

B. ANFIS Learning

The ANFIS is a fuzzy model that uses ANNs to find the best fit for the parameters of the pertinence functions [35]. Here, four ANFIS systems are used, with each having one input and one output, as shown in Fig. 5. The fuzzy IF–THEN rules are as follows:

$$\text{Rule 1 : if } x \text{ is } A \text{ then } f_1 = p_1 x + r_1 \quad (7)$$

$$\text{Rule 2 : if } x \text{ is } B \text{ then } f_2 = p_2 x + r_2. \quad (8)$$

The system consists of five functional blocks: database, fuzzification block, rules block, decision-making unit, and defuzzification block, all distributed in five layers. Layers 1 and 5 represent the training and predictive values, respectively. The nodes in the hidden layers function as membership functions (see Fig. 6) and fuzzy rules (7) and (8). Layers 1 and 4 are the adaptive layers updated by the learning algorithm to link the ANFIS output and the training data [36], [37].

The results are O_{1i} , O_{2i} , O_{3i} , O_{4i} , and O_{5i} for the i th node in layers 1–5, respectively,

$$\begin{cases} O_{1i} = \mu_{A_i}(x) \\ O_{2i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \\ O_{3i} = \bar{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \\ O_{4i} = \bar{w}_i f_i = \bar{w}_i (p_i x + r_i) \\ O_{5i} = \sum_i \bar{w}_i f_i = \frac{\sum_i w_i f_i}{\sum_i w_i} \end{cases} \quad i = 1, 2. \quad (9)$$

μ_{A_i} represents the membership function of the linguistic label A_i . For the i th node, w_i is the firing strength of a rule, and \bar{w}_i is the normalized firing strength.

We use four membership functions (I_r) for nominal I control, five membership functions (T_v) for nominal V control, and three membership functions ($I_{r_{SC}}$, $T_{V_{OC}}$) for I_{sc} and V_{OC} controls.

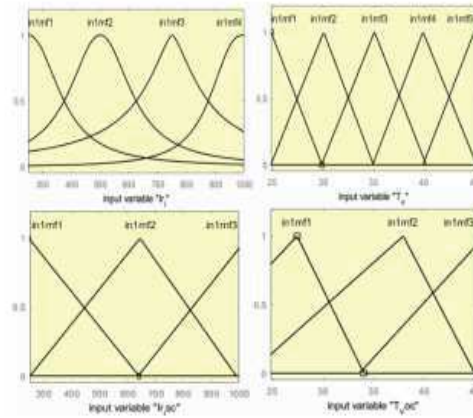


Fig. 6. Input membership functions: Irradiance (I_r for I control, $I_{r_{SC}}$ for I_{sc} control), and temperature (T_v for V control, $T_{V_{OC}}$ for V_{OC} control).

We use grid partitioning of data and a hybrid method for the learning, which has a smaller error tolerance for I_{sc} and V_{OC} control than for I and V control (see Fig. 6).

The prediction system estimates the power of this generator and other generators after multiplying the predicted power by a gain factor, k_P , which is the ratio of the new power (P_{nw}) being monitored to the training power (P_{tr}) value. This is applied to power P , I_{sc} ($k_{I_{sc}}$), and V_{OC} ($k_{V_{OC}}$) as follows:

$$k_P = \frac{P_{nw}}{P_{tr}} \quad (10)$$

$$k_{I_{sc}} = \frac{I_{scnw}}{I_{sctr}} \quad (11)$$

$$k_{V_{oc}} = \frac{V_{ocnw}}{V_{octr}} \quad (12)$$

P_{nw} : $\sum P$ of all panels in the new string.

I_{SCnw} : I_{SC} of the new string.

V_{OCnw} : $\sum V_{OC}$ of all panels in series in the new string.

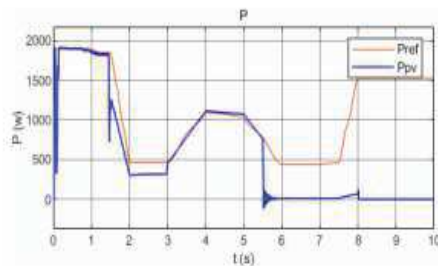
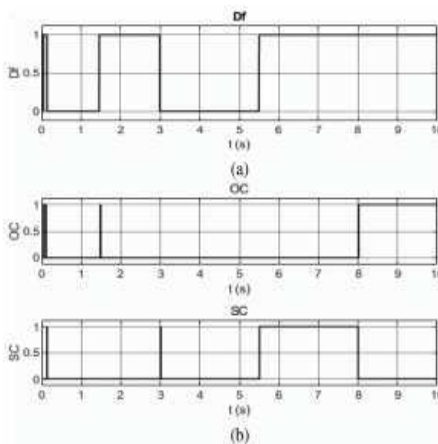
IV. MODEL SIMULATION

A. Off-Grid System Model Test

The PV fault detection model was designed in Simulink to represent the system in real time and simulate the fault events to ensure flexibility in signal processing along with system modification, if required. The first test consisted of a 2-kW off-grid PV string featuring eight panels and a resistive load adapted using an MPPT-controlled boost chopper.

Note that in Fig. 7, the estimated power is congruent with the measured power. Partial shading is simulated in the period from 1.5 to 3 s. An event caused by SC occurs between 5.5 and 10 s. Subsequently, up until 8 s, an OC occurs.

The system rapidly detects the appearance and disappearance of the fault [see Fig. 8(a)]. Between 1.5 and 3 s, the system detects a shading fault. At 5.5 s, the system returns to a fault signal until 10 s because of the SC, which is followed by an OC at 8 s without disturbance.

Fig. 7. Measured P_{PV} and estimated P_{ref} power of the off-grid system.Fig. 8. Defect detection D_f (a) and identification of SC and OC (b).

The fault identification mechanism functions well [see Fig. 8(b)]. During the shading period, no fault is indicated. At 5.5 s, the system indicates an SC, and then at 8 s, it indicates the disappearance of the SC and the occurrence of an OC. Slight disturbances in the identification of SC and OC, which last for no longer than 0.02 s upon the appearance and sudden disappearance of the shading, are noticed. This is because the ANFIS system is faster than the real system (the estimated value reacts faster than the real value to the shade) which does not always occur practically.

B. Multiple-Branch Grid-Connected System Model Test

The grid-connected system incorporates three branches (PV1, PV2, and PV3) whose layouts are identical to that of the off-grid system, where each string has its own MPPT chopper connected to the grid with a central three-phase inverter.

The entire PV plant has one common defect detection and elimination system. Additionally, SC and OC identification systems are integrated into the strings. That is, each branch has its own SC and OC identification system, with sensors located as close as possible to the panels, so that shading does not disturb the identification process. For example, in the case of distant sensor location, I_{SC} values predicted by the ANFIS would not necessarily coincide with the real ones, which may normally be in SC conditions but with lower values.

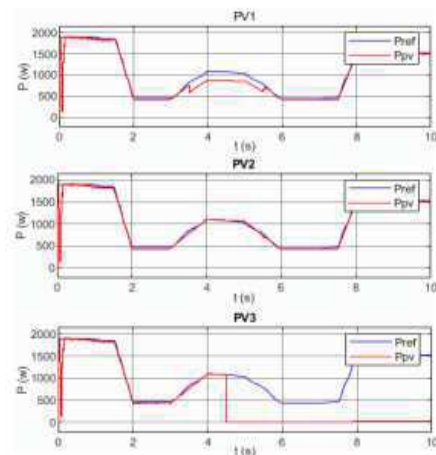
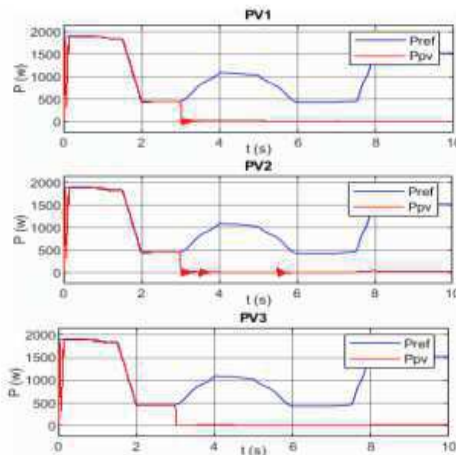
Fig. 9. Measured and estimated P of three strings of the grid-connected system.

Fig. 10. Measured and estimated power without isolating the fault.

First, in PV1, we create a partial shading between 3.5 and 4.5 s, and in PV3, an SC at the 4.5 s. In contrast, PV2 features normal defect-free PV behavior, as shown in Fig. 9. The system detects a shading fault in PV1 between 3.5 and 5.5 s. It also detects an SC fault in PV3 at 4.5 s at the same instant when the SC appears; however, it does not detect any fault in PV2. Thus, the system operates as expected, it rapidly detects the appearance and disappearance of defects, along with the string affected by this defect with high selectivity. It also indicates whether an SC or an OC condition exists.

The second experiment shows the advantage of isolating the affected branch as well as the overlap of defects in the same string. We simulate (see Fig. 10) a general SC located after the chopper in PV2 at 3 s, which is detected by the three strings: OC in PV1 at 7 s, shading during the period 3.5–5.5 s in PV2, and an SC in PV3 at 4.5 s. without isolating the affected string.

A power drop caused by the SC at PV2 in the three strings (see Fig. 10) is noticed right after the chopper. This would affect

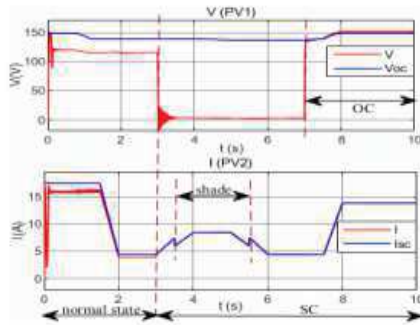


Fig. 11. Faults overlap in the same string (I_{sc} and V_{OC} estimated by ANFIS).

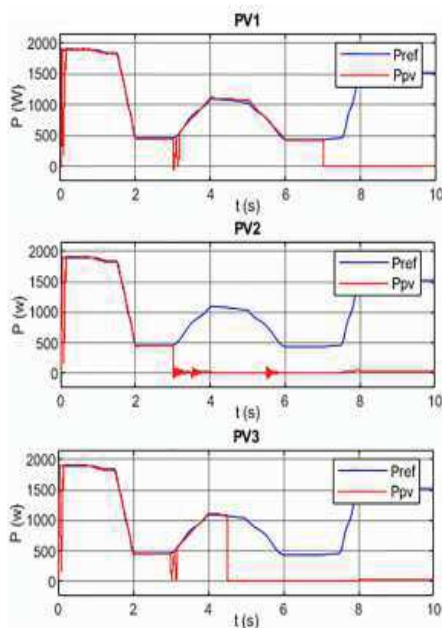


Fig. 12. Measured power and estimated power with fault isolation.

the rest of the strings if the faulty string is not isolated. Fault detection signals are produced in all strings at the 3-s mark; however, an OC is also detected in PV1 at 7 s [see Fig. 11. V (PV1)]. In addition, the shading on PV2 does not affect the SC detection and identification [shade and SC overlapping, Fig. 11. I (PV2)].

This phenomenon results in a potentially significant rear supply current from the other strings, leading to inverter disconnection. To solve this problem, the fault detection signal is used to control a cut-off device to isolate the affected string.

The last experience is repeated where the affected string is isolated. A power drop is observed (see Fig. 12) at 3 s at PV2, which also shows a slight disturbance (that lasts no longer than 0.2 s) in the other strings in response to the general SC. With the fault eliminated, the other strings continue to operate normally.

The system detects the fault in all three fields. After the fault elimination, PV1 and PV3 revert to normal operation. The other

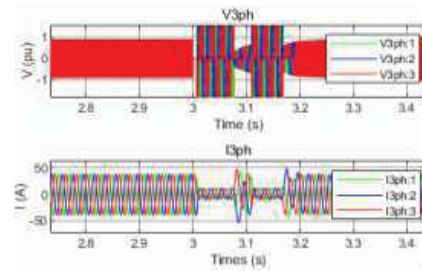


Fig. 13. Behavior of V_{3ph} and I_{3ph} injected into the grid during defect elimination shown by the three strings.

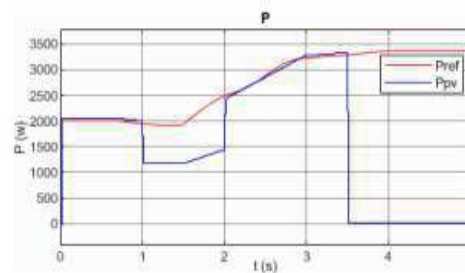


Fig. 14. Measured and estimated power for the new system.

faults, e.g., the SC in PV3 at 4.5 s, are not detected by the other strings. Thus, the fault detection and elimination process does not affect the other strings or the inverter. Fig. 13 illustrates the power grid's behavior in response to the SC fault detected by the three strings. By isolating the affected string, normal system operation resumed 0.2 s after the appearance of the fault.

C. Model Test on a New Grid-Connected System

This section describes the test conducted on the fault detection system using another MATLAB model, a MathWorks example-model named "power_PVarray_3500 W." The system contains a PV string connected to a grid, MPPT integrated into the inverter control, and has a power of 3500 W. The system is controlled by multiplying the predicted magnitudes of P_{tr} , I_{SCtr} , and V_{OCtr} by the gain factors of k_P , $k_{I_{sc}}$, and $k_{V_{oc}}$ calculated from (10)–(12), respectively, using data from the new generator datasheet.

Fig. 14 indicates good consistency between the actual power and that predicted by the ANFIS. The application of shading between 1 and 2 s, or an SC at 3.5 s, causes a decrease in the actual power.

Fault detection and identification are performed with no errors within the expected time constraints upon the appearance and disappearance of system faults.

V. SYSTEM PROTOTYPE

A prototype of the system was developed at the ICEPS laboratory of Djilali Liabes, University of Sidi Bel Abes. Two generators were used in the test of a 135 W polycrystalline module and a 90 W monocrystalline module. Both generators have been in service for more than five years. The system was



Fig. 15. Two-string photovoltaic generator with reference cells.

TABLE I
FAULT DETECTION AND IDENTIFICATION RESULTS OF EXPERIMENTS

Fault		Detection		Identification	
PV1	PV2	PV1	PV2	PV1	PV2
SC	Free-Df	√	-	SC	-
SC	OC	√	√	SC	OC
Shading	SC	√	-	-	SC
OC	Free-Df	√	-	OC	-
OC	Shading	√	√	OC	-
SC+Shading	Free-Df	√	-	SC	-
OC+ Shading	SC	√	√	OC	SC

equipped with a regulator, a battery, and an inverter with a resistive load. The DS1104 dSPACE controller board was used to control the plant via a Simulink model that signals and identifies faults after acquiring the necessary sensor data and controls the relays to isolate the faulty defective strings.

Fig. 15 shows the topology of the PV array that was tested. For developing the prototype, two strings were used, each of which consisted of a panel with a reference cell for the acquisition of irradiation data from the vicinity of the panels. This suppresses the influence of shading on the SC and OC identification system.

A main reference cell was incorporated for the fault detection system at a distance from the strings to detect the shading defect along with others. T data was the ambient temperature using PT 100. System apprenticeship was performed on the 135 W polycrystalline panel, which was tested in June 2017. For the 90 W monocrystalline panel (which differs from the training panel in terms of power and technological makeup), the estimation accuracy was ensured by multiplying P_{tr} by a gain factor, which in this case was $k_p = 90/135 = 0.66$ (also $k_{I_{SC}} = 0.65$ for I_{SC} and $k_{V_{OC}} = 0.99$ for V_{OC}). The test was performed in January 2018.

Three defects—partial shading, SC fault, and OC fault—were tested (see Table I) under three scenarios: a string with a default and the second free of faults (free-Df); two strings under a fault condition; and the overlapping of faults on the same string. Finally, an aging analysis was performed.

Fig. 16 presents an overview of the aging studies. Two faults are combined: an SC in string 1 and shading in string 2. In the red square, the estimated value of the short-circuit current (ICC box), which is identical to the current value of string 1, is less than the estimated current value because of the use of old panels. However, the manufacturer data were used to train



Fig. 16. 135 w generator control via ControlDesk: Combination of an SC and a shading fault. Estimated: Power (Pist), current (Iist), voltage (Vist). For both strings: Measured: Power (Ppv1, Ppv2), current (Ipv1, Ipv2), voltage (Vpv1, Vpv2), fault detection (def1, def2) and the identification of: SC (defco1, defco2) and OC (defco1, defco2).

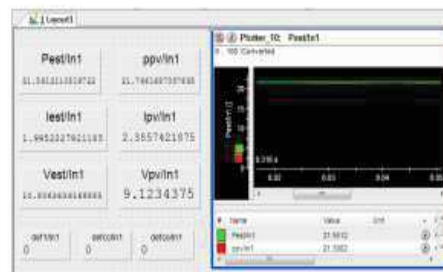


Fig. 17. 90 W generator control via ControlDesk: Normal state. Estimated: Power (Pest), voltage (Vest), current (Iest). Measured: power (Ppv), current (Ipv), and voltage (Vpv).

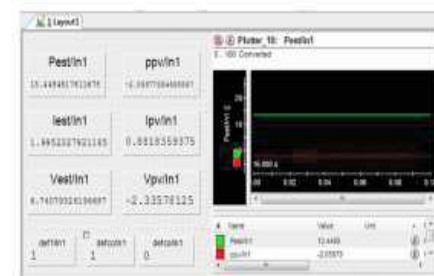


Fig. 18. ControlDesk: Short circuit condition in a partially shaded branch.

the ANFIS, thus allowing us to study the aging of the panels. This condition requires an adjustment in the estimated values of I_{SC} and V_{OC} (by modifying the gain factors $k_{I_{SC}}$ and $k_{V_{OC}}$). This does not affect the fault detection because of the threshold imposed on the system. The age of the panels (more than five years) is accompanied with microcracks and cell degradation.

The fault detection signal is used to control the relays that isolate the faulty string. Fig. 17 depicts the 90 W monocrystalline panel control. The quantities are all estimated to be good, and the detection of defects is not disturbed. Hence, the system can control a new installation that may differ from the training installation in terms of power, topology, or technology.

The defect shown in Fig. 18 demonstrates the system's ability to detect a short circuit in a shaded branch (faults overlap in the

same string), although the real value of the current is lower than the estimated reference provided by the detection system. Therefore, the estimated value of the short-circuit current provided by the identification system is identical to the real measured value. This is achieved by the irradiation sensor installed near the panel that is exposed to the same shade. In a large PV string, one sensor cannot give this advantage. Either more sensors or another irradiation measurement technique that can cover the entire PV string has to be used.

The results are promising as the faults are precisely detected and identified. This indicates good selectivity and insensitivity of the decision to the overlapping of faults. A brief false positive occurred upon the appearance and sudden disappearance of the shading. Additionally, an SC fault in different positions in the string is detected; however, the identification requires a visual inspection to indicate that it is an SC fault. The same is observed for the arc faults (which causes a power drop).

The identification system can be simply extended to the PV module level, such that it could identify SC faults with different positions in the string and the number of short-circuited panels.

VI. CONCLUSION

This article proposed an ANFIS-based fault detection and elimination system for a PV plant. The ANFIS system provides power prediction (using central temperature and irradiation sensors) for fault detection and elimination, as well as short-circuit current and open-circuit voltage estimation (using temperature and irradiation sensors at each string) for fault type identification. This is performed after comparing the estimated values with the real measured values. ANFIS training data were collected from a simulation of the PV array block (from NREL) in a PV system modeled using MATLAB under variable load and climatic conditions. Both the simulation results and testing on a PV system equipped with the DS1104 dSPACE controller board demonstrated the advantages of the developed protection system.

The system also facilitates aging analysis of PV panels, ensures service continuity, and could be used to control other PV installations with different power ratings and panel technologies (compared with the PV apprenticeship system) using a gain factor, i.e., the ratio of the new value to the training value.

The locations of the irradiation and ambient temperature sensors are selected to avoid a combination of defects caused by shading, where each predictor operates with its own sensors. This technique addresses most of limitations of methods that are based on the comparison between the estimated and measured variables (the divergence between real and simulated behaviors; system change due to environment, topology, or age), and none of the defects require frequent AI system relearning. A brief false alarm in the identification system occurred because of shade.

A limitation of this technique is that the automatic reshutting of the circuit (after eliminating the defect) for some PV structures will require a dedicated algorithm. This will be resolved in future work.

In future studies, testing of the method on a grid-connected system will be described, in which the Internet of Things will be used to control a remote PV installation, with the aim of

improving this identification system. We will also focus on realizing a protection system that can detect, identify, and eliminate defects in PV installations with the same level of performance but without the use of artificial intelligence or irradiation and temperature sensors.

ACKNOWLEDGMENT

The author would like to thank Mr. A. Arzende for his assistance during an internship at Centrale Supélec Paris.

REFERENCES

- [1] J. H. Wohlgemuth and S. R. Kurtz, "How can we make PV modules safer?," in *Proc. 38th IEEE Photovolt. Specialists Conf.*, 2012, pp. 3162–3165.
- [2] S. K. Firth, K. J. Lomas, and S. J. Rees, "A simple model of PV system performance and its use in fault detection," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 624–635, Apr. 2010.
- [3] B. Ando, S. Baglio, A. Pistorio, G. M. Tina, and C. Ventura, "Sentinella: Smart monitoring of photovoltaic systems at panel level," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 64, no. 8, pp. 2188–2199, Jan. 2015.
- [4] C. L. Kuo *et al.*, "Photovoltaic energy conversion system fault detection using fractional-order color relation classifier in microdistribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1163–1172, May 2017.
- [5] M. Alajmi and I. Abdel-Qader, "Fault detection and localization in solar photovoltaic arrays using the current-voltage sensing framework," in *Proc. IEEE Int. Conf. Electro Inf. Technol.*, 2016, pp. 307–312.
- [6] C. B. Jones, J. S. Stein, S. Gonzalez, and B. H. King, "Photovoltaic system fault detection and diagnostics using laterally primed adaptive resonance theory neural network," in *Proc. IEEE 42nd Photovolt. Specialists Conf.*, 2015, pp. 1–6.
- [7] L. L. Jiang and D. L. Maskell, "Automatic fault detection and diagnosis for photovoltaic systems using combined artificial neural network and analytical based methods," in *Proc. Int. Joint Conf. Neural Netw.*, 2015, pp. 1–8.
- [8] Y. Liu *et al.*, "High-performance predictor for critical unstable generators based on scalable parallelized neural networks," *J. Modern Power Syst. Clean Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 414–426, Jul. 2016.
- [9] Z. Yi and A. H. Etemadi, "Fault detection for photovoltaic systems based on multi-resolution signal decomposition and fuzzy inference systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1274–1283, May 2017.
- [10] M. Tadj, K. Benmouiza, A. Cheknane, and S. Silvestre, "Improving the performance of PV systems by faults detection using GISTEL approach," *Energy Convers. Manage.*, vol. 80, pp. 298–304, Apr. 2014.
- [11] R. K. Varma, S. A. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan, and T. Vanderheide, "Technique for fast detection of short circuit current in PV distributed generator," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 3, no. 4, pp. 155–165, Dec. 2016.
- [12] L. Chen and S. Mei, "An integrated control and protection system for photovoltaic microgrids," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 36–42, Mar. 2015.
- [13] M. K. Alam, F. Khan, J. Johnson, and J. Flicker, "A comprehensive review of catastrophic faults in PV arrays: Types, detection, and mitigation techniques," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 5, no. 3, pp. 982–997, May 2015.
- [14] A. Arora and P. Gaur, "Comparison of ANN and ANFIS based MPPT controller for grid connected PV systems," in *Proc. 12th IEEE Int. Conf. Electron., Energy, Environ., Commun., Comput., Control*, 2016, pp. 1–6.
- [15] R. Alcalá, J. Casillas, O. Cordón, F. Herrera, and S. J. I. Zwiry, "Techniques for learning and tuning fuzzy rule-based systems for learning and tuning fuzzy rule-based systems for linguistic modeling and their application," E.T.S. de Ingenieria Informatica, University of Granada, Granada, Spain, 1999.
- [16] H. Abu-Rub, S. Moin Ahmed, A. Iqbal, H. A. Toliyat, and M. M. Rahimian, "Incipient bearing fault detection for three-phase brushless DC motor drive using ANFIS," in *Proc. 8th IEEE Symp. Diagnostics Elect. Mach., Power Electron. Drives*, Sep. 2011, pp. 620–625.
- [17] H. Yang, Y. Fu, and D. Wang, "Multi-ANFIS model based synchronous tracking control of high-speed electric multiple unit," *IEEE Trans. Fuzzy Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1472–1484, Jun. 2018.
- [18] L. Bonsignore, M. Davarifar, A. Rabbi, G. M. Tina, and A. Elhajjaji, "Neuro-Fuzzy fault detection method for photovoltaic systems," in *Proc. 6th Int. Conf. Sustain. Energy Buildings, Energy Procedia*, 2014, vol. 62, pp. 431–441.

- [19] A. Belaout, F. Krim, A. Mellit, B. Talbi, and A. Arabi, "Multiclass adaptive neuro-fuzzy classifier and feature selection techniques for photovoltaic array fault detection and classification," *Renewable Energy*, vol. 127, pp. 548–558, Nov. 2018.
- [20] I. E. Kaid *et al.*, "Multi-ANFIS model based synchronous tracking control of high-speed electric multiple unit," *J. Cleaner Prod.*, vol. 204, pp. 169–182, Dec. 2018.
- [21] M. S. Agamy *et al.*, "An efficient partial power processing DC / DC converter for distributed PV architectures," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 674–686, Feb. 2014.
- [22] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, Sep. 2005.
- [23] Y. Zhao, J. de Palma, J. Mosesian, R. Lyons, and B. Lehman, "Line–line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 9, pp. 3784–3795, Sep. 2013.
- [24] A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva, G. Manzolini, and L. Votta, "Snail trails and cell microcrack impact on PV module maximum power and energy production," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 6, no. 5, pp. 1269–1277, Sep. 2016.
- [25] Y. Zhao, B. Lehman, J. F. De Palma, J. Mosesian, and R. Lyons, "Fault analysis in solar PV arrays under: Low irradiance conditions and reverse connections," in *Proc. 37th IEEE Photovolt. Specialists Conf.*, 2011, pp. 002000–002005.
- [26] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, Mar. 2008.
- [27] J. Solórzano and M. A. Egidio, "Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT," *Energy Convers. Manage.*, vol. 76, pp. 925–934, Dec. 2013.
- [28] M.-H. Wang and M.-J. Chen, "Two-stage fault diagnosis method based on the extension theory for PV power systems," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–10, Jun. 2012.
- [29] Y. Zhao, R. Ball, J. Mosesian, J.-F. de Palma, and B. Lehman, "Graph-based semi-supervised learning for fault detection and classification in solar photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 5, pp. 2848–2858, May 2015.
- [30] M. N. Akram and S. Lotfifard, "Modeling and health monitoring of DC side of photovoltaic array," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1245–1253, Oct. 2015.
- [31] M. Muñoz Escribano *et al.*, "Module temperature dispersion within a large PV array: Observations at the Amareleja PV plant," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 8, no. 6, pp. 1725–1731, Nov. 2018.
- [32] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy*, vol. 81, no. 1, pp. 78–88, Jan. 2007.
- [33] A. P. Dobos and S. M. MacAlpine, "Procedure for applying IEC-61853 test data to a single diode model," in *Proc. IEEE 40th Photovolt. Specialists Conf.*, Jun. 2014, pp. 2846–2849.
- [34] A. P. Dobos, "An improved coefficient calculator for the California Energy Commission 6 parameter photovoltaic module model," *ASME. J. Sol. Energy Eng.*, vol. 134, no. 2, May 2012, Art. no. 021011.
- [35] G. M. Dos Santos, R. R. B. de Aquino, and M. M. S. Lira, "Design thermography and artificial intelligence in transformer fault detection," *Elect. Eng.*, vol. 100, pp. 1317–1325, 2018.
- [36] X. Tian, R. He, and Y. Xu, "Design of an energy management strategy for a parallel hybrid electric bus based on an IDP-ANFIS scheme," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 23806–23819, Apr. 2018.
- [37] B. E. Elnaghi, F. A. Elkader, M. M. Ismail, and A. E. Kalas, "Adaptation of PI controller used with combination of perturbation and observation method and feedback method for DFIG," *Elect. Eng.*, vol. 100, pp. 1047–1058, Jun. 2018.

M. M. Mansouri, S. Hadjeri, K. Nassour and M. Brahami, " Conception d'un Convertisseur Dévolteur Adapté par une Commande MPPT Numérique pour Système Photovoltaïque," dans colloque de la première journée doctorale de génie électrique de la faculté génie électrique de l'université Djilali Liabes Sidi Bel Abes, Décembre 2017.

M. M. Mansouri, S. Hadjeri, and M. Brahami, " Monitoring d'un Système Photovoltaïque en temps réel à Distance Utilisant Internet des Objets," dans colloque de la deuxième journée doctorale de génie électrique de la faculté génie électrique de l'université Djilali Liabes Sidi Bel Abes, Décembre 2018.

ملخص:

الطاقة الشمسية الكهروضوئية هي مصدر الطاقة المستدامة البارز الذي يشارك بنسبة أكبر من الطاقة المنتجة من الموارد المتجددة. يمثل الاستخدام المستدام للطاقة الكهروضوئية تحديًا كبيرًا لأن الكفاءة الكهروضوئية تعتمد على الظروف البيئية و خسائر النظام وخسائر الأوساخ والشيخوخة والأخطاء / العيوب. تحقيقًا لهذه الغاية، يلزم إجراء عمليات إدارة الطاقة من خلال نظام مراقبة ذكي. نحن نقدم تقنية قائمة على ANFIS للمراقبة الذكية للمنشآت الكهروضوئية التي تكتشف الأخطاء وتحددها وتزيلها دون الحاجة إلى الاعتماد على البيانات الحقيقية في مرحلة التعلم، مثل الطوبولوجيا والبيئة وعمر الألواح الكهروضوئية، وتلغي الحاجة إلى التحديثات المتكررة. يوفر نظام ANFIS تنبؤًا بالطاقة (باستخدام مستشعرات درجة الحرارة والإشعاع المركزية) لاكتشاف الأخطاء والقضاء عليها، بالإضافة إلى تقدير تيار الدارة القصيرة وجهد الدارة المفتوحة (باستخدام مستشعرات درجة الحرارة والإشعاع في كل سلسلة) لتحديد نوع الخطأ. يتم ذلك بعد مقارنة القيم المقدره بالقيم المقاسة الفعلية. يتم محاكاة نظام PV على Simulink للحصول على بيانات التدريب. يحتوي كل نظام على مستشعرات إشعاع ودرجة حرارة محيطية خاصة به تختلف مواضعها لتجنب تأثير الأعطال المتداخلة. تمت دراسة الطريقة عن طريق المحاكاة باستخدام MATLAB Simulink والتحقق من صحتها بشكل تجريبي على محطة مستقلة عبر dSPACE DS1104 وعلى محطة متصلة بالشبكة عن بُعد عبر إنترنت الأشياء. تتغلب التقنية على قيود الأساليب الحالية. النتائج واعدة بحيث يتم التحكم في الطاقة المنتجة على الفور ويتم اكتشاف الأخطاء وتحديدها بدقة. يشير هذا إلى انتقائية جيدة وعدم حساسية للقرار تجاه العيوب المتداخلة. بالإضافة إلى ذلك، تتضمن هذه الطريقة تحليلًا للشيخوخة ويمكن استخدامها للتحكم في معظم التركيبات الكهروضوئية النموذجية عبر عامل الكسب محليًا أو عن بُعد عبر إنترنت الأشياء.

الكلمات المفتاحية: الخلايا الكهروضوئية، الكفاءة الكهروضوئية، المراقبة، التشخيص، الذكاء الاصطناعي، حساسات الإشعاع ودرجة الحرارة، أعطال الكهروضوئية، الشيخوخة.

Résumé:

Le solaire photovoltaïque est la principale source d'énergie durable qui partage un plus grand pourcentage de l'énergie produite à partir de ressources renouvelables. L'utilisation durable de l'énergie photovoltaïque représente un grand défi car le rendement photovoltaïque dépend des conditions environnementales, des pertes du système, des pertes de salissures, du vieillissement et des défauts/défaillances. À cette fin, des opérations de gestion de l'énergie à travers un système de surveillance intelligent sont nécessaires. Nous proposons une technique de monitoring basée sur ANFIS pour la surveillance intelligente des installations photovoltaïques qui détecte, identifie et élimine les défauts sans avoir à s'appuyer sur des données réelles dans la phase d'apprentissage, telles que la topologie, l'environnement et l'âge des panneaux photovoltaïques, elle contourne également le besoin de mises à jour fréquentes. Le système ANFIS fournit une estimation de puissance (à l'aide de capteurs centraux de température et d'irradiation) pour la détection et l'élimination des défauts, ainsi que l'estimation du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert (à l'aide de capteurs de température et d'irradiation sur chaque chaîne) pour l'identification du type de défaut. Cela se fait après avoir comparé les valeurs estimées avec les valeurs réelles mesurées. Un système PV est simulé sur Simulink pour acquérir les données d'apprentissage. Chaque système dispose de ses propres capteurs d'irradiation et de température ambiante dédiés dont les positions diffèrent pour éviter l'influence des défauts qui se chevauchent. La méthode a été étudiée par simulation à l'aide de MATLAB Simulink et validée expérimentalement sur une installation autonome via dSPACE DS1104 et sur une installation distante connectée au réseau via l'IoT. La technique surmonte les limites des méthodes existantes. Les résultats sont prometteurs car l'énergie produite est instantanément contrôlée et les défauts sont précisément détectés et identifiés. Ceci indique une bonne sélectivité et une insensibilité de la décision au chevauchement des défauts. De plus, cette méthode comprend une analyse de vieillissement et peut être utilisée pour contrôler la plupart des installations photovoltaïques typiques via un facteur de gain localement ou à distance via l'IoT.

Mots clés : Photovoltaïque, rendement photovoltaïque, surveillance, diagnostic, intelligence artificielle, capteurs de rayonnement et de température, défauts PV, vieillissement.

Abstract:

Solar photovoltaic is the prominent sustainable energy source that shares a greater percentage of the energy produced from renewable resources. The sustainable use of photovoltaic energy represent a big challenge because the photovoltaic yield depends upon environmental conditions, system loss, soiling loss, aging and defects/faults. To this end, energy management operations through an intelligent monitoring system is necessary. We propose an ANFIS-based technique for intelligent monitoring PV installations that detects, identifies, and eliminates faults without having to rely on real data in the learning phase—such as topology, environment, and age of the PV arrays—and eliminates the need for frequent updates. ANFIS system provides power prediction (using central temperature and irradiation sensors) for fault detection and elimination, as well as short-circuit current and open-circuit voltage estimation (using temperature and irradiation sensors on each chain) for identification of the type of fault. This is done after comparing the estimated values with the actual measured values. A PV system is simulated on Simulink to acquire the learning data. Each system has its own dedicated irradiation and ambient temperature sensors whose positions differ to avoid the influence of faults overlap. The method was studied through simulation using MATLAB Simulink and experimentally validated on a stand-alone plant via dSPACE DS1104 and on a distant grid-connected plant via IoT. The technique overcomes the limitations of existing methods. The results are promising as the energy produced is instantly monitored and the faults are precisely detected and identified. This indicates good selectivity and insensitivity of the decision to the overlapping of faults. Additionally, this method includes an aging analysis, and it can be used to control most typical PV installations via a gain factor locally or from distant via IoT.

Key words: Photovoltaics, photovoltaic yield, monitoring, diagnostics, artificial intelligence, temperature irradiation sensors, PV faults, aging.