



HAL
open science

Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic

Mohammed Telidjane

► **To cite this version:**

Mohammed Telidjane. Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic. Traitement du signal et de l'image [eess.SP]. Université de Lyon, 2017. Français. NNT : 2017LYSES023 . tel-02108716

HAL Id: tel-02108716

<https://theses.hal.science/tel-02108716>

Submitted on 24 Apr 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



N°d'ordre NNT : 2017LYSES023

THESE de DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE LYON
opérée au sein de
Université de Jean Monnet Saint-Etienne

Ecole Doctorale ED SIS 488
Sciences ingénierie santé

Spécialité de doctorat : Traitement de signal
Discipline : Image Vision

Soutenue publiquement/à huis clos le 13/07/2017, par :
Mohammed Telidjane

**Modélisation des panneaux
photovoltaïques et adaptation de la
cyclostationnarité pour le diagnostic**

Devant le jury composé de :

H. Razik	Professeur à l'Université Claude Bernard Lyon 1	Président.e
M.Benbouzid	Professeur à l'Université Bretagne Occidentale, Brest	Rapporteur.e
N.Martin	Directeur de Recherche CNRS, Gipsa-Lab de Grenoble	Rapporteur.e
A.Ibrahim	Professeur à l'Université Claude Bernard Lyon 1	Examineur
N.Soualhi	Maître de Conférences à l'Université Jean Monnet, Roanne	Examineur.rice
M.El Badaoui	Professeur à l'Université Jean Monnet, Roanne	Directeur de thèse
F.Bonnardot	Maître de conférence à l'Université Jean Monnet, Roanne	Co-directeur de thèse
G.Marrakchi	Professeur à l'Université Jean Monnet, St Etienne	Co-directeur de thèse

Remerciements

Je suis très reconnaissant envers Mohamed El Badaoui et Ghanem Marrakchi, mes directeurs de thèse et Professeurs à l'université Jean Monnet, ainsi qu'à Frédéric Bonnardot, mon co-encadrant, maître de conférences à l'université Jean Monnet. Ils m'ont suivi tout long de cette thèse et ont apporté tout le savoir-faire nécessaire au bon déroulement de mes travaux de recherche.

J'exprime ma gratitude aux membres du jury de soutenance pour avoir accepté de juger ce travail.

Que toute ma gratitude aille également au Professeur François Guillet, directeur adjoint du Laboratoire d'Analyse des Signaux et des Processus Industriels (LASPI), pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

Je remercie le directeur de l'IUT de Roanne Nabih Nedjar qui m'a permis de dispenser des cours en tant qu'attaché temporaire d'enseignement et recherche au sein de son établissement.

Je remercie également Claire Thomas, responsable du projet SoDa à Transvalor Innovation (Sophia antipolis). Elle m'a fourni les données météorologiques qui ont été à la base de mes traitements.

Enfin, j'adresse mes remerciements à ma famille, tous mes amis et tous mes collègues du LASPI.

Table des matières

1	Etat de l'art	7
1.1	La cellule photovoltaïque	7
1.1.1	La source d'énergie : le rayonnement solaire	7
1.1.2	La transformation en énergie électrique	10
1.1.3	Modélisation d'une cellule PV	10
1.1.3.1	Modèle à une diode	11
1.1.3.2	Modèle de Bishop	13
1.1.4	Paramètres de fonctionnement et pertes	13
1.1.4.1	Pertes lors de la photo-conversion	13
1.1.4.2	Type de matériau semi-conducteur	15
1.1.4.3	Influence de l'irradiation	15
1.1.4.4	Influence de la température	16
1.1.4.5	Point de fonctionnement	16
1.1.4.6	Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	16
1.2	De la cellule au champ photovoltaïque	17
1.2.1	Module PV (panneau solaire)	18
1.2.2	String PV	19
1.2.3	Champ PV	19
1.2.4	Simulation d'un Champ PV	20
1.2.5	Les sources de pertes	20
1.3	Raccordement à une charge / un réseau	21
1.3.1	Type d'application	22
1.3.1.1	Applications autonomes : cas de site isolé	22
1.3.1.2	Applications raccordées au réseau	23
1.3.2	Système de protection	23
1.3.2.1	Diodes bypass	23
1.3.2.2	Diodes antiretour	23
1.3.3	Unité de conditionnement de puissance	24
1.3.3.1	Conversion DC/AC	24
1.3.3.2	Recherche du point de fonctionnement optimal (MPPT)	24
1.3.3.3	Découplage de puissance entre le côté AC et DC	25
1.3.3.4	Isolation galvanique entre les entrées et les sorties	25
1.3.4	Emplacement des Onduleurs / Hacheurs	25
1.3.4.1	Topologie centrale	25
1.3.4.2	Topologie onduleur string	26
1.3.4.3	Concept team	26
1.3.4.4	Topologie onduleur multistring	26

1.3.4.5	Topologie modulaire	27
1.3.4.6	Evolution	28
1.3.5	Facteur de pertes et de performances	28
1.4	Défauts des panneaux photovoltaïques	29
1.4.1	Défaut de mismatch	29
1.4.1.1	Types de défauts de mismatch	30
1.4.1.2	Utilisation de diodes de bypass	30
1.4.1.3	Changement de configuration du champ PV	30
1.4.1.4	Recherche de point de puissance maximum (MPPT)	31
1.4.1.5	Réduction de défaut de mismatch par site considération	33
1.4.2	Défaillance de l'onduleur	33
1.4.3	Salissure sur les modules	35
1.4.4	Défaut de terre	35
1.4.5	Défaut d'arc électrique	36
1.5	Méthodes de détection de défaut	37
1.5.1	Méthodes non électriques	37
1.5.2	Méthodes électriques	38
1.5.2.1	Réfectométrie	38
1.5.2.2	Utilisation de données satellites	38
1.5.2.3	Caractéristiques I-V	39
1.5.2.4	Autres méthodes	40
1.5.3	Méthodes de diagnostic	40
1.6	Conclusion	41
2	Cyclostationnarité	42
2.1	Introduction	42
2.2	Définitions et propriétés (cas général)	43
2.2.1	Processus stochastique, signal stochastique et vecteur stochastique	43
2.2.2	Fonction de répartition	43
2.2.2.1	La fonction de densité de probabilité	44
2.2.3	Ergodisme	45
2.3	Moments et cumulants	45
2.4	Processus cyclostationnaires	46
2.4.1	Définitions	46
2.4.2	Extension au cas presque-périodique	47
2.4.3	Fonction de densité de corrélation spectrale (FDCS)	47
2.5	Estimation des composantes cyclostationnaires pour l'analyse des conditions météorologiques	48
2.5.1	Moyenne synchrone en anglais Times synchronous average (TSA)	51
2.6	Méthode de Cepstre	53
2.7	Moyenne Synchrone Temporelle Adaptée (ATSA)	56
2.7.1	Principe	56
2.7.2	Application aux signaux météorologiques	57
2.7.3	Analyse comparative	57
2.7.4	Analyse à l'ordre 2	59
2.8	Evaluation des performances de la méthode ATSA	62
2.9	Lien avec la cyclostationnarité floue	65

2.9.1	Interêt du modèle cyclostationnaire flou	65
2.9.2	Exploitation à l'aide de la méthode ATSA	66
2.10	Conclusion	66
3	Modélisation des défauts	67
3.1	Introduction	67
3.2	Détermination de la caractéristique I-V d'une cellule	67
3.3	Rôle de la diode de bypass	68
3.4	Caractéristique I-V d'un module	70
3.4.1	Défaut d'ombrage	71
3.4.2	Défaut T lié à la température	72
3.4.3	Défaut Rs	72
3.4.4	Défaut Rp	74
3.4.5	Défaut de diode de bypass	74
3.4.5.1	Court circuit	75
3.4.5.2	Claquage	76
3.4.5.3	Circuit ouvert	76
3.4.5.4	Inversion de polarité	77
3.5	Simulation des signaux du panneau PV	77
3.5.1	Méthodologie	77
3.5.2	Analyse cyclostationnaire	79
3.6	Conclusion	82
4	Diagnostic	85
4.1	Introduction	85
4.2	Réalisation de la base de donnée de signaux	85
4.3	Définition des indicateurs, application au défaut d'ombrage	86
4.3.1	Analyse temporelle des signaux	87
4.3.2	Analyse fréquentielle des signaux	87
4.3.3	Analyse CS des signaux	88
4.4	Etude et diagnostic de différents types de défauts	91
4.4.1	Symptôme 1 : chute de puissance	93
4.4.2	Symptôme 2	93
4.4.3	Symptôme 3	94
4.5	Conclusion	100

Table des figures

1.1	Spectre du rayonnement solaire reçu [Wikipedia, 2016b].	9
1.2	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM [Stéphane, 2009].	9
1.3	Niveau d'énergie d'un semi-conducteur	10
1.4	Sources de pertes pour un panneau solaire	14
1.5	Caractéristiques I(V) du module PV pour différentes irradiances	15
1.6	Caractéristique I(V) du module PV pour différentes températures	16
1.7	Point de puissance maximale du module PV.	17
1.8	Groupe de 18 cellules connectées avec non-overlaped diode	18
1.9	Groupe de 18 cellules montées avec overlaped diode	19
1.10	Différentes configurations du champ PV	20
1.11	Schéma de raccordement d'un panneau solaire au réseau	22
1.12	Champ PV avec diodes antiretour	24
1.13	Schéma des topologies Onduleur	26
1.14	Concept Team	27
1.15	Indices de performance	29
1.16	Algorithme Perturb and Observ	32
1.17	Caractéristique P-V du module PV. Variation de dP/dV	32
1.18	Algorithme de l'incrément de conductance	34
1.19	(A) défaut de terre, (B) arc série, (C) arc parallèle	36
1.20	Inspection des cellules PV par électroluminescence	37
1.21	Inspection des cellules PV par photoluminescence	38
1.22	Inspection des cellules PV par caméra infrarouge	38
1.23	Méthode de réflectométrie	39
2.1	Tension de bruit observée.	43
2.2	Processus aléatoire $X(t, \omega)$, signal aléatoire $X(t, \omega_j)$, vecteur aléatoire $X(t_k, \omega_j), t_k = kT_e$, variable aléatoire $X(t_i)$	44
2.3	Plan bi-fréquentielle.	48
2.4	Diagramme de Venn des classes des processus cyclostationnaires.	49
2.5	Ensoleillement de la ville de Roanne de 2004-2013.	49
2.6	Ensoleillement de la ville de Roanne à partir de 1/1/2004 (agrandissement).	50
2.7	Spectre de la ville de Roanne de 2004-2010.	50
2.8	Spectre de l ville de Roanne de 2004-2010 (agrandissement).	51
2.9	Estimation de la moyenne synchrone.	52
2.10	Moyenne synchrone.	52
2.11	Cepstre réel de l'ensoleillement(bleu), Cepstre réel de l'ensoleillement après filtrage des rahmoniques(rouge).	54

2.12	Méthode d'édition de Cepstre.	55
2.13	Gabrit de filtre en peigne $ H(\omega) $	55
2.14	Estimation du motif répétitif par le Cesptre.	56
2.15	Filtre Adaptatif.	57
2.16	Motif cyclique obtenu par la méthode ATSA.	57
2.17	Résiduel obtenu par la méthode TSA et ATSA.	58
2.18	Résiduel obtenu par la méthode d'édition de Cepstre et ATSA.	58
2.19	Spectre du résiduel obtenu par la TSA et ATSA.	59
2.20	Spectre du résiduel obtenu par la méthode de d'édition du Cesptre et ATSA.	60
2.21	Calcul de l'auto-corrélation cyclique.	60
2.22	Fonction d'autocorrélation cyclique journalière de l'ensoleillement $R_x^\alpha(\tau)$	61
2.23	Fonction d'autocorrélation cyclique annuelle de l'ensoleillement $R_x^\alpha(\tau)$	61
2.24	Signal de synthèse simulant l'ensoleillement.	63
2.25	Signal de synthèse après normalisation.	63
2.26	Moyenne synchrone du signal normalisé.	64
2.27	Signal de synthèse et motif cyclique.	64
2.28	Fonction d'auto corrélation cyclique du résiduel du Signal de synthèse.	64
2.29	Fonction d'auto corrélation cyclique du résiduel du Signal de synthèse (coupe à $\tau = 0$).	65
3.1	Cellule normale.	68
3.2	Cellule occultée à 50%.	69
3.3	Caractéristique I-V d'un groupe avec et sans diode de bypass.	69
3.4	Caractéristique I-V d'un groupe normal et d'un groupe défectueux.	69
3.5	Caractéristique I-V d'un module normal et module défectueux.	70
3.6	Panneau PV utilisé dans la simulation.	70
3.7	Matrice représentant le panneau PV.	71
3.8	Matrice de simulation de défaut d'ombrage.	71
3.9	Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut d'ombrage.	72
3.10	Matrice pour créer le défaut de mismatch de type T	72
3.11	Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de mismatch de type T	73
3.12	Matrice pour créer le défaut de mismatch de type R_s	73
3.13	Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de mismatch de type R_s	74
3.14	Matrice pour créer le défaut de mismatch de type R_p	74
3.15	Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de mismatch de type R_p	75
3.16	Schéma électrique pour modéliser le défaut de diode de bypass	75
3.17	Caractéristique I-V d'un module dans le cas où la diode est court-circuitée.	76
3.18	Caractéristique I-V d'un module dans le cas ou la diode de bypass est claquée.	77
3.19	Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de diode de bypass.	78
3.20	La méthode pour estimer P_{max} , I_{sc} et V_{oc}	78
3.21	Température de Roanne.	79
3.22	P_{max} sans défaut.	80
3.23	I_{sc} sans défaut.	80
3.24	V_{oc} sans défaut.	81

3.25	Fonction d'auto corrélation cyclique de P_{max} .	81
3.26	Fonction d'auto corrélation cyclique de I_{sc} .	82
3.27	Fonction d'auto corrélation cyclique de V_{oc} .	82
3.28	P_{max} en fonction de l'ensoleillement	83
3.29	I_{sc} en fonction de l'ensoleillement	83
3.30	V_{oc} en fonction de l'ensoleillement.	83
4.1	Défauts d'ombrage.	86
4.2	Analyse temporelle	88
4.3	Analyse fréquentielle	89
4.4	Motifs cycliques	90
4.5	Parties résiduelles	91
4.6	Projection de la CAF pour P_{max}	92
4.7	Projection de la CAF pour I_{sc}	92
4.8	Projection de la CAF pour V_{oc}	93
4.9	Algorithme pour détecter les défauts.	94
4.10	Détermination du seuil de P_{max} .	100
4.11	Détermination du seuil de I_{sc} .	101
4.12	Détermination du seuil de V_{oc} .	102
4.13	Classification des défauts	104

Liste des tableaux

1.1	Différents modèles électriques de cellule photovoltaïque	12
1.2	Différentes technologies de Si	15
1.3	Comparaison des algorithmes Perturb and observe et Incremental conduc- tance	35
3.1	Paramètres utilisés dans la simulation des défauts [Bun, 2011]	68
4.1	Scénarios de défauts	86
4.2	Indicateurs temporels	87
4.3	Indicateurs fréquentiels	87
4.4	Indicateurs CS (motifs cycliques)	90
4.5	Indicateurs CS (parties résiduelles)	91
4.6	Indicateurs CS (CAF)	92
4.7	Tableau de signatures de défauts (1)	96
4.8	Tableau de signatures de défauts (2)	97
4.9	Erreurs relatives (1)	98
4.10	Erreurs relatives(2)	99
4.11	Seuils de détection de défauts	103

Résumé

Les systèmes photovoltaïques (PV) peuvent être exploités dans différents lieux. L'exposition extérieure des panneaux PV met en jeu une combinaison complexe de facteurs (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la foudre, ombrage, ...) qui provoquent leurs dégradations au cours du temps et réduit leurs rendement. Le diagnostic est parmi les solutions intéressantes en vue de faire fonctionner des panneaux PV à leur puissance optimale et afin de maximiser l'efficacité de la conversion PV dans le but de réduire les coûts de maintenance.

Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons uniquement au diagnostic des générateurs PV. L'objectif de cette thèse est de proposer des outils de traitement de signal permettant de détecter et de localiser des défauts conduisant à une baisse de rendement.

Pour mener ce travail, nous faisons tout d'abord un état de l'art sur les panneaux photovoltaïques de l'aspect microscopique (cellule) à l'aspect macroscopique (champs). Pour commencer, nous présentons le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ainsi que les différents paramètres affectant son rendement. La combinaison de cellules pour créer un panneau photovoltaïque, de panneaux pour créer des champs, ... sont ensuite étudiés. Il est ensuite montré comment raccorder ces éléments à une charge et un réseau. Parallèlement à cela, nous décrivons les différents types de défauts et présentons un panorama des méthodes de leur détection.

La seconde partie, consacrée aux outils théoriques. On rappelle la définition de la cyclostationnarité et des outils associés à la cyclostationnarité à l'ordre 1 (moyenne synchrone) et l'ordre 2 (corrélation spectrale). Les performances des panneaux PV dépendant principalement des conditions météorologiques (irradiance, température), ces conditions présentent des propriétés cyclostationnaires (CS) et permettent de décomposer les signaux en un motif cyclique (CS1) et un motif aléatoire cyclostationnaire à l'ordre 2 (CS2). La CS2 est associée à des phénomènes météorologiques comme les passages nuageux. A l'aide d'exemples, nous montrons que les outils classiques (Moyenne Synchrone, Cepstre) utilisés dans le domaine de la CS ne permettent pas une bonne séparation de la composante cyclique et la partie aléatoire pour le signal d'ensoleillement à cause de la variation d'amplitude d'un cycle à un autre engendré par l'effet de la saisonnalité. C'est pourquoi nous introduisons dans ce travail une méthode originale appelée ATSA adapté à ce type de signaux. Une analyse comparative montre l'intérêt de cette méthode par rapport aux outils classiques.

Une troisième partie traitant de la modélisation de défauts indique comment construire une base de données de signaux électriques par simulation. De nombreux modèles élec-

triques sont utilisés dans la littérature pour comprendre le fonctionnement des panneaux PV. Le modèle de Bishop a été retenu dans cette étude, car il représente bien la caractéristique courant tension (I-V) du fonctionnement des cellules PV dans régime direct ainsi que dans le régime inverse dans le cas où une cellule est occultée. Nous expliquons comment agissent les différents types de défauts sur la caractéristique I-V des panneaux solaires. Les signaux électriques des indicateurs (puissance maximale, courant court circuit et tension circuit ouvert) sont ensuite calculés à partir de la caractéristique I-V du panneau PV obtenue pour des conditions spécifiques (irradiance, température, défaut de mismatch, défaut de diode de bypass...). L'originalité de notre travail est de simuler les signaux en utilisant des caractéristiques d'ensoleillement réelles obtenu par mesure satellite. Nous introduisons ainsi la notion de saisonnalité dans la caractéristique I-V qui dépend alors du temps.

Nous faisons ensuite une analyse des premiers signaux obtenus par simulation. L'évolution temporelle de ces indicateurs montre un aspect CS et la méthode ATSA est appliquée pour ces signaux afin d'avoir une bonne séparation du motif cyclique et du motif aléatoire des signaux temporels. La séparation de ces deux composantes permet de travailler sur différents ordres de la CS. La fonction d'autocorrélation cyclique est appliquée sur les parties aléatoires des signaux afin de travailler sur la CS à l'ordre2 (CS2).

Dans la quatrième partie, on montre comment combiner les outils tels que l'ATSA pour faire du diagnostic sur les signaux que nous avons simulés. Nous présentons tout d'abord nos choix de types de défauts et de sévérité utilisés pour construire notre base de données. Ensuite, nous décrivons et illustrons les différents indicateurs de manière détaillée pour un défaut d'ombrage. Une étude plus large portant sur l'ensemble des défauts simulés est ensuite menée. Dans cette étude, la CS2 des signaux a donné de bons résultats pour faire du diagnostic en comparant par l'analyse temporelle et fréquentielle.

Mots clés : panneau photovoltaïque, cyclostationnarité, diagnostic, ATSA.

Introduction

Les problèmes climatiques et la nécessité de réduire les émissions des gaz à effet de serre poussent les chercheurs à trouver des moyens de production d'électricité moins polluants selon l'accord international sur le climat approuvé à l'issue de la COP 21 à Paris(2016). Un autre problème vient des réserves limitées en énergies fossiles et fissiles. C'est précisément les raisons pour lesquelles les énergies renouvelables sont considérées comme prometteuses d'un considérable potentiel d'avenir.

L'une des sources d'énergie renouvelable couramment utilisée est le soleil qui est à la base de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque (PV) pour produire de l'électricité à travers les panneaux PV. L'énergie PV est en forte croissance depuis quelques années, car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieuse et non dérangeante pour les riverains. La filière la technologie PV a connu des bonds et rebonds significatifs en matière de performances et de coût ces dernières décennies puisqu'elle a profité, d'une part, comme les autres filières technologiques, des nouvelles connaissances acquises dans le domaine des matériaux, et d'autre part de la stimulation qu'elle provoque chez les chercheurs puisqu'elle leur pose un noble défi.

Les systèmes PV générateurs d'électricité peuvent être exploités dans différents lieux. L'exposition extérieure des panneaux PV regroupe une combinaison complexe de facteurs (le vent, la pluie, la neige, la chaleur, la foudre, ombrage...) qui provoque leurs dégradations au cours du temps. Par conséquent, cette combinaison de facteurs a un impact négatif sur le rendement et donc réduit le profit de l'installation, sans compter le coût de maintenance pour remettre en marche le système en performance.

Afin de maximiser l'efficacité de la conversion PV et réduire les coûts de maintenance, de nombreuses solutions ont été proposées dans les travaux de recherche. Le diagnostic figure parmi les solutions intéressantes en vue de faire fonctionner des panneaux PV à leur puissance optimale et de concurrencer les sources d'énergie fossile pour des raisons économiques.

Le fonctionnement des panneaux PV est tributaire des conditions météorologiques (ensoleillement, température). L'étude de ces phénomènes s'avère nécessaire pour comprendre le comportement des panneaux PV.). Ces conditions météorologiques présentent un aspect cyclostationnaire.

L'étude bibliographique est prolifique sur le diagnostic des défauts par différentes approches et modèles qui peuvent être électriques ou non.

Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons seulement à la détection et la localisation de défauts du côté générateur PV. L'objectif de la thèse est de proposer des outils de traitement de signal permettant de détecter et localiser les défauts conduisant à une baisse de rendement.

Ce travail est réparti en quatre chapitres : Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art de l'énergie PV. En premier lieu, la définition des notions sur rayonnement solaire ainsi que les matériaux utilisés pour la conversion PV, description des différents modèles électriques pour modéliser une cellule PV, influence de la température et de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V. En deuxième lieu, les différents éléments constituant un système PV sont décrits et leurs rôles sont également discutés. En dernier lieu, une étude bibliographique est menée sur les différents défauts dans un système PV ainsi que les différentes méthodes électriques et non électriques de détection de défaut dans un système PV.

Le deuxième chapitre est dédié aux définitions des propriétés statistiques, des outils de la cyclostationarité ainsi que les différentes méthodes de séparation de la CS1 et la CS2 dans le but de travailler sur les différents ordres de la CS. Cette dernière est un verrou scientifique à lever. Etant donné qu'il y a une variation d'amplitude pour le signal d'ensoleillement à cause de l'effet de la saisonnalité, les outils classiques de la CS (TSA, Cepstre) ne permettent pas une bonne séparation du motif cyclique et partie résiduelle. Dans notre étude, nous avons développé une méthode ATSA qui a montré de meilleurs résultats pour cette séparation par rapport à la méthode du Cepstre et de la TSA.

Le troisième chapitre s'intéresse à la modélisation des panneaux PV dans le cas sain et défectueux. Un modèle de défaut de mismatch ainsi que le défaut de diode de bypass sont conçus afin d'étudier plusieurs scénarios de défaut. Le modèle de Bishop était choisi pour la simulation, car il représente le fonctionnement de la cellule PV dans le cas normal et dans le régime inverse lorsque la cellule est occultée. Les caractéristiques I-V des modules sont obtenues par l'association de la caractéristique des cellules PV en utilisant le modèle de Bishop. Ces caractéristiques nous permettent d'obtenir les indicateurs P_{max} I_{sc} et V_{oc} pour faire le diagnostic dans le cas statique. Dans notre étude nous voulons suivre l'évolution de ces indicateurs selon l'évolution des conditions météorologiques. Pour cela, les conditions météorologiques ont été injectées dans le modèle de Bishop et les indicateurs ont été estimés afin d'obtenir leur évolution temporelle. Les signaux temporels des indicateurs électriques obtenus ont montré un aspect cyclostationnaire. Ce caractère cyclostationnaire nous ouvre des perspectives pour faire le diagnostic.

Le quatrième chapitre se concentre sur le bilan des différents résultats du diagnostic. Une comparaison est effectuée entre l'approche temporelle, fréquentielle et cyclostationnaire ainsi qu'un tableau des signatures de défauts est établi afin de différencier les différents types de défauts.

Chapitre 1

Etat de l'art

Introduction

Les panneaux photovoltaïques présentent plusieurs avantages [Zandi, 2010] :

- production d'énergie à partir d'une source solaire *durable, renouvelable et propre*,
- *faible coût de fonctionnement* en comparaison des sources traditionnelles d'énergie,
- *prix d'achat* des panneaux PV peu élevé,
- *modularité* des éléments d'un panneau PV facilitant le montage même en zone dégroupée,
- *entretien minimum*,
- *travail sécuritaire* des techniciens.

Cependant, des points faibles sont également à noter [Zandi, 2010] :

- *rendement fluctuant* à cause des variations de la source solaire,
- *rendement concret et densité d'énergie* faible,
- *matériels encombrants* ce qui nécessite des endroits d'installations plus grands.

Ce chapitre présente un état de l'art recensant les travaux liés aux panneaux solaires sur lesquels nous nous sommes appuyés. Dans un premier temps, nous étudierons la cellule photovoltaïque qui est l'élément de base de tout panneau solaire. Nous nous intéresserons ensuite aux associations de ces cellules permettant de construire des éléments plus ou moins grands : du panneau solaire au champ photovoltaïque.

Après avoir discuté des applications, nous verrons comment il est possible en fonction de l'application d'adapter l'énergie photovoltaïque à la charge associée à l'aide des onduleurs et hacheurs.

Enfin, nous traiterons les défauts des panneaux PV et les méthodes de détection de défauts.

1.1 La cellule photovoltaïque

1.1.1 La source d'énergie : le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est une onde électromagnétique émise par la surface de soleil qui résulte des réactions de fusion de l'hydrogène en hélium ayant lieu au coeur du soleil.

Chaque seconde, $3.89MJ$ d'énergie nucléaire est libéré par le noyau du soleil. Ce flux d'énergie nucléaire est rapidement converti en énergie thermique et transportée vers la surface de l'étoile où elle est libérée sous la forme d'un rayonnement électromagnétique. le Soleil ressemble à un corps noir avec une température de surface de $5800^{\circ}K$ et un pic d'énergie spectral émise à 480 nm . Environ 77% de l'énergie émise se trouve dans la bande de 300 à 1200 nm [Markvart et Castañer, 2003] comme montré sur la figure 1.1.

La densité de puissance émise par le soleil est de l'ordre de $64\text{ MW}/m^2$ dont $1370\text{ W}/m^2$ environ atteint le sommet de l'atmosphère de la terre sans absorption significative dans l'espace. Cette dernière quantité est appelée la constante solaire. La gamme spectrale du rayonnement solaire est très large et couvre les rayons ultraviolets (UV) dont la longueur d'onde ($\lambda < 400\text{ nm}$) et représente 6% du spectre du rayonnement, infrarouge (IR) ($\lambda > 700\text{ nm}$) pour 46% , y compris le visible ($400 < \lambda < 700\text{ nm}$) pour 48% .

Le rayonnement solaire incident sur le panneau PV est composé de trois parties : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi par la surface de la Terre (albédo) [Islam et al., 2011]. Ils se décomposent comme suit :

- *Rayonnement direct* (ou faisceau de rayonnement) : l rayonnement qui n'est pas réfléchi ou diffusé et qui atteint la surface de la Terre directement.
- *Rayonnement diffusé* : Rayonnement dispersé dans toutes les directions de l'atmosphère. Une partie arrive au plan sur la surface de la Terre (non directionnelle).
- *Albédo* : Part du rayonnement qui frappe la terre et qui est réfléchi par le sol.
- *Rayonnement global* : Combinaison de ces trois rayonnements.

Afin de pouvoir calibrer et comparer les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, la notion de masse d'air (AM) est établie. Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil depuis le zénith [Stéphane, 2009] :

$$AM = \frac{1}{\sin(\theta)}. \quad (1.1)$$

Par exemple :

- les conditions AM1 sont obtenues lorsque le soleil est au Zénith (au niveau de la mer) $AM = 1/\sin(90^{\circ}) = 1$ et on note AM1.
- Avec un soleil à 30° sur l'horizon, les conditions $AM2 = 1/\sin(30^{\circ})$ sont obtenues et on note AM2.
- Les conditions AM0 désignent le rayonnement solaire hors atmosphère [Singo, 2010]. Ces conditions sont utilisées dans le domaine spatial, par exemple pour caractériser les cellules solaires utilisées comme sources d'alimentations des satellites.

Les conditions AM1.5 appelées aussi les conditions standards de test caractérisent un spectre de référence avec une puissance de $1000\text{ W}/m^2$ (IEC 60904-3, 2008 Ed 2) [IEC, 2008]. Ces conditions sont utilisées pour tester les performances des cellules solaires destinées à des applications terrestres.

Des sources artificielles sont utilisées pour simuler le spectre AM1.5 au niveau des laboratoires appelés simulateurs solaires. Ces simulateurs se composent de différents types de lampes (par exemple xénon ou halogène) pour simuler le spectre AM1.5 [Janez Krc, 2013].

La figure 1.2 montre le spectre du rayonnement solaire reçu pour différentes conditions AM.

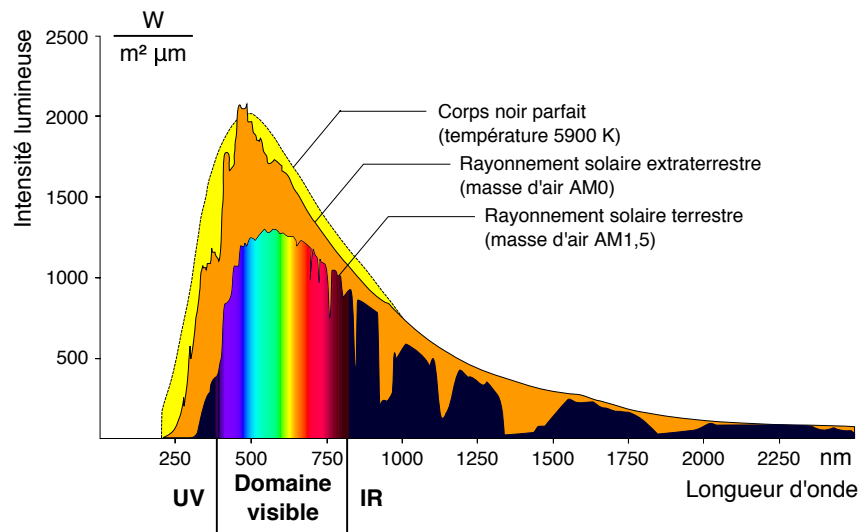


FIGURE 1.1 – Spectre du rayonnement solaire reçu [Wikipedia, 2016b].

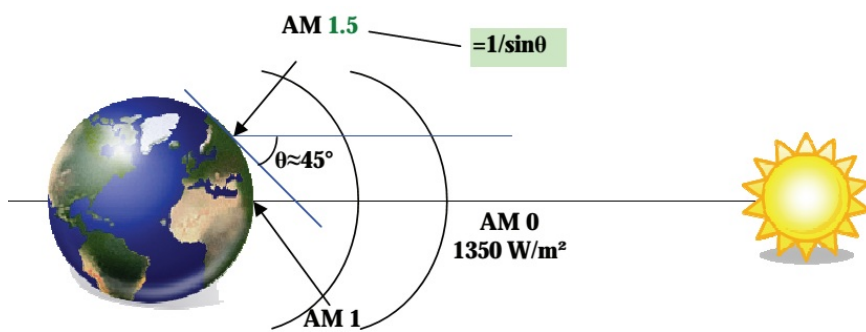


FIGURE 1.2 – Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM [Stéphane, 2009].

1.1.2 La transformation en énergie électrique

Une cellule PV est fabriquée à partir de matériaux semi-conducteurs qui doivent être capables d'absorber une grande partie de spectre solaire. Elle est constituée de deux types de matériaux. Un semi-conducteur de type N obtenu en dopant le silicium par le phosphore et un semi-conducteur de type P obtenu en dopant le silicium par le bore créant une jonction PN.

Cette cellule est soumise à l'énergie des photons. L'énergie d'un photon (E), en Joules, dépend de la célérité de la lumière (c) et de la longueur d'onde du rayonnement (λ) par la relation :

$$E = h\gamma = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.2)$$

où

- $h = 6.624 \cdot 10^{-34}$ Joule.sec est la constante de Planck,
- γ est la fréquence exprimée en Hz ,
- $c \approx 3 \cdot 10^8$ m/s la vitesse de la lumière,
- λ la longueur d'onde exprimée en m .

Afin de faire passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction, il est nécessaire comme l'illustre la figure 1.3 d'apporter une énergie supérieure à l'énergie du gap $E_g = E_c - E_v$ ($1,1$ eV pour le Silicium¹). Les photons qui ont une énergie supérieure au gap du matériau [Rustemli et Dincer, 2011] sont ainsi capables d'ioniser les atomes de valence du silicium et créent des paires électrons (couche N) trous (couche P). Il en résulte une différence de potentiel entre les deux couches appelé potentiel de diffusion de la diode.

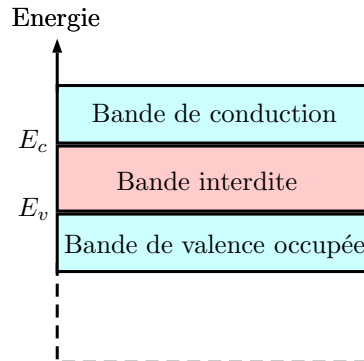


FIGURE 1.3 – Niveau d'énergie d'un semi-conducteur

La tension produite à vide par une cellule, nommée la tension de circuit ouvert, est d'environ $0,6$ V pour le Si. Plus de porteurs peuvent être récoltés si la cellule est connectée à une charge. Le courant maximal, produit lorsque la cellule est court-circuitée, dépend fortement de l'ensoleillement [Pastor, 2006].

1.1.3 Modélisation d'une cellule PV

Une évaluation de fonctionnement de modules PV et la conception de systèmes d'énergie sont basées sur la caractéristique électrique courant-tension des modules sous différents

1. 1 Joule = $6,241\,506\,363\,09 \cdot 10^{18}$ eV (électrons-volts)

niveaux de rayonnement et différentes températures de la cellule PV. La modélisation des cellules PV et des modules peut être effectuée au moyen d'équations qui fournissent différents degrés d'approximation du dispositif réel.

Plusieurs modèles électriques ont été proposés dans la littérature afin de simuler les cellules PV opérant dans diverses conditions. La complexité des modèles dépend de nombre de paramètres ($R_S, R_{Sh}...$) à identifier. Chaque modèle est essentiellement une amélioration du modèle idéal qui contient une source de courant représentant la puissance solaire incidente et une diode qui représente la jonction PN. Des éléments supplémentaires peuvent être ajoutés pour mieux rendre compte de la description du comportement de la cellule PV dans certains quadrants de fonctionnement [Picault et al., 2010a]. Les modèles les plus courants sont présentés et comparés dans le tableau 1.1.

Le *modèle à une diode* est le modèle le plus répandu. Il est utilisé pour les cellules PV et les modules PV en raison de sa simplicité et sa bonne précision dans le quadrant de production d'énergie. L'évolution du modèle à une diode a conduit à des modèles plus précis tels que le *modèle de Bishop* [Bishop, 1988] qui décrit le comportement d'une cellule PV en polarisation inverse..

Le *modèle à deux diodes* permet d'améliorer le modèle à une diode de fait qu'il prend en compte les pertes résistives et les mécanismes de recombinaison dans les différents composants électriques du circuit [Doumane, 2011].

En outre, des *modèles dynamiques* ont été proposés par l'introduction d'une capacité afin de modéliser le comportement dynamique de la cellule PV [Picault et al., 2010a].

Ces modèles diffèrent par le nombre de paramètres nécessaires pour le calcul de la caractéristique I-V [Benghanem et Alamri, 2009].

Dans cette thèse nous avons principalement utilisé le modèle à une diode et le modèle de Bishop que nous allons décrire plus en détail.

1.1.3.1 Modèle à une diode

La description mathématique du modèle à une diode est donnée par l'équation :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{A \cdot K \cdot T} (V + R_S \cdot I) \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_{Sh}} \quad (1.3)$$

Cette équation contient 6 paramètres :

- *Photocourant* I_{PH} : il représente le courant généré dans le générateur à un éclairage donné. Il est créé par les photons et varie linéairement avec l'ensoleillement et la température [Picault et al., 2010a].
- *Courant inverse de saturation de la diode* I_0 : il est indépendant de la tension de diode et sa valeur dépend de nombreux paramètres comme la concentration intrinsèque ou la largeur de la zone de charge d'espace du semi-conducteur, la surface transversale de la cellule, le type de matériau, la durée de vie des porteurs minoritaires et les largeurs des zones de déplétion pour le semi-conducteur de type P et N. I_0 dépend principalement de la température de la cellule, des caractéristiques de semi-conducteurs et du nombre de cellules PV mise en série [Picault et al., 2010a].
- *Résistance série* R_S : Dans une cellule PV pratique, il existe une résistance série dans un trajet de courant à travers le matériau semi-conducteur, la grille métallique, et la résistance d'interconnexion des cellules. Son effet devient très visible dans un panneau photovoltaïque qui se compose de plusieurs cellules connec-

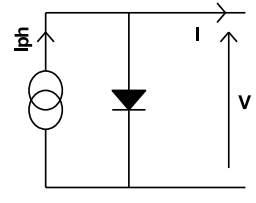
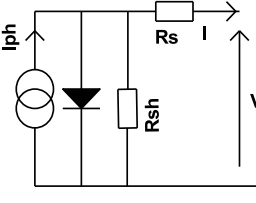
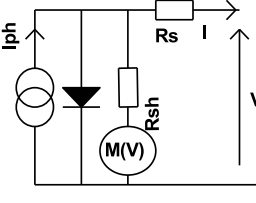
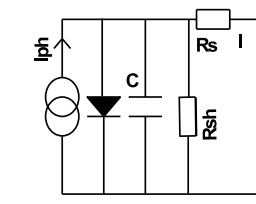
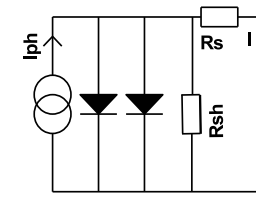
Modèle	Schéma	Nombre paramètres.	Précision
Idéal		3	Faible
Une diode		5	Bien
Bishop		8	Bien, avec la représentation en régime inverse
Dynamique à une diode		6	Bien, avec la représentation en régime dynamique
Deux diodes		7	Très Bien

TABLE 1.1 – Différents modèles électriques de cellule photovoltaïque

tées en série, et la valeur de la résistance est multipliée par le nombre de cellules [Akihiro, 2005].

- *Résistance shunt* R_{Sh} : Elle est associée à une perte d'un petit courant de fuite à travers un chemin résistif en parallèle avec le dispositif intrinsèque. Cela peut être représenté par une résistance parallèle (R_p). Son effet est beaucoup moins visible dans un module PV par rapport à la résistance en série, et il ne deviendra visible lorsque un certain nombre de modules PV sont connectés en parallèle à un système plus grand [Akihiro, 2005].
- A : facteur d'idéalité de la diode (1 à 2).
- K : Constante de Boltzman ($1,38.10^{-23} J/^{\circ}K$).

Pour une température T et une intensité solaire données, ces paramètres sont déterminés en utilisant la tension de circuit ouvert V_{OC} , le courant de court-circuit I_{SC} , la tension et le courant au point de puissance maximale ($V_m; I_m$) et les pentes de la courbe près de V_{OC} et I_{SC} [Benghanem et Alamri, 2009].

1.1.3.2 Modèle de Bishop

Lorsque la cellule PV est occultée, elle fonctionne dans le régime inverse (dans la région négative). Le modèle à une diode ne suffit pas de représenter le comportement de la cellule dans cette région et il doit être amélioré en ajoutant un facteur multiplicatif $M(V)$ représentant l'effet d'avalanche en série avec la résistance shunt :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{A \cdot K \cdot T} (V + R_S \cdot I) \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_{Sh}} \cdot M(V) \quad (1.4)$$

avec

$$M(V) = 1 + a \left(1 - \frac{V + R_S I}{V_b} \right)^{-n} \quad (1.5)$$

Où :

- V_b est la tension de claquage de la cellule (-10 V à -30 V),
- a et n sont des valeurs constantes données dans le modèle de Bishop [Bishop, 1988], a est compris entre 3,4 et 4, et $n \approx 0.1$.

Il est possible de faire apparaître la tension thermique $V_t = A.K.T/q$ qui prend en compte la température de la cellule T , le facteur idéalité de la diode, le nombre de cellules en série N_s et les constantes physiques comme la constante de Boltzmann ($K = 1,38.10^{-23} J/^{\circ}K$) et la charge d'électron ($q = 1,602.10^{-19} C$), comme indiqué dans l'équation. La tension thermique est pratique à utiliser, car elle combine à la fois le facteur d'idéalité et la température de la cellule en une seule variable [Karatepe et al., 2007]. Ce paramètre est dépendant de la technologie des cellules PV et la température [Picault et al., 2010a].

Les autres paramètres du modèle restent inchangés avec le changement des conditions de fonctionnement [Karatepe et al., 2007]

1.1.4 Paramètres de fonctionnement et pertes

1.1.4.1 Pertes lors de la photo-conversion

Lorsque les photons arrivent sur les cellules PV sous certaines conditions, cela entraîne la création des paires électrons trous dans le circuit électrique et augmente l'efficacité des

panneaux PV. Dans le cas réel, le rendement de la photo-conversion est limité par de nombreux facteurs [Meekhun, 2010]. L'une des conditions concerne la longueur d'onde des photons appelée *perte spectrale*. La longueur d'onde doit être suffisamment faible pour que l'énergie des photons dépasse celle du gap du matériau et doit être absorbée. L'équation (1.2) montre que la longueur d'onde est inversement proportionnelle à l'énergie du photon.

A titre d'exemple, un photon dont la longueur d'onde se trouve dans la gamme des ultra-violetes contient encore plus d'énergie qu'un photon de rayonnement visible. De plus le constat est que les rayonnements gammas ont une énergie supérieure à ces derniers. Autrement dit pour le gap du silicium qui vaut 1.1eV, le matériau absorbe seulement des photons dont la longueur d'onde est inférieure à 1100 nm. L'énergie du gap est la zone optimale d'absorption. Si l'énergie du photon est très grande par rapport à celle du gap de matériau, l'électron créé perdra son énergie excédentaire et se retrouvera au niveau E_c . En conséquence,

- Si $E = hc/\lambda < E_g$, pas de conversion PV
- Si $E = hc/\lambda > E_g$, conversion PV : l'énergie excédentaire qui est supérieure à E_g est perdue sous forme de chaleur.

Sachant que le spectre de rayonnement solaire (voir figure 1.1) se situe dans la plage 250 à 2000 nm avec un maximum d'émission dans le domaine visible situé entre 500 et 700 nm, une partie de cette zone permet néanmoins la création des porteurs de charges.

La deuxième condition concerne la non-récupération de tous les porteurs photogénérés. Lorsque les électrons et les trous se séparent dans la zone de déplétion, ils diffusent dans les zones neutres du matériau. Comme une partie de ces charges se recombinent entre elles, elles ne participent donc pas à la création du courant ni elles contribuent à l'efficacité de la conversion énergétique. Le taux de recombinaison est grand dans la cas où le matériau présente des défauts de structure ou des impuretés. Les contacts métalliques, les photons réfléchis, les pertes résistives... sont autant de facteurs de pertes qui affectent le rendement PV.

La figure 1.4 décrit la nature des pertes qui limitent le l'efficacité PV [Meekhun, 2010].

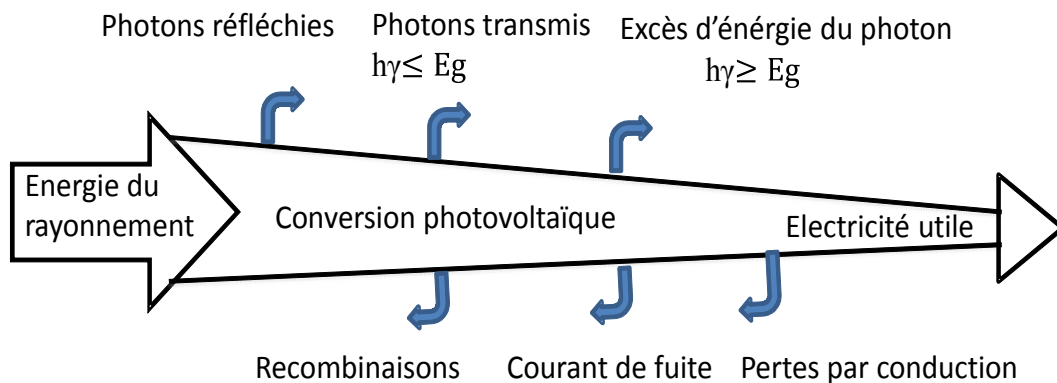


FIGURE 1.4 – Sources de pertes pour un panneau solaire

1.1.4.2 Type de matériau semi-conducteur

Selon la technologie du générateur PV (Si, AsGa, Germanium, CdTe, Cis, Triple jonction, etc...), les variations des paramètres courants (V_{oc} , I_{sc} et P_{max}) seront différentes [Meekhun, 2010], [Doumane, 2011]. La tension produite par la cellule varie également en fonction de la température et le vieillissement de la cellule [Reynaud, 2011].

Le silicium est le matériau le plus dominant du marché PV et il est divisé en plusieurs catégories : Si monocristallin et polycristallin, Si amorphe. Le tableau 1.2 résume les différents types de matériaux Si avec leurs rendements et leurs domaines d'application.

Type des cellules	Rendement des cellules (%)		
	Module commercial	Module prototype commercial	Record en laboratoire
Si monocristallin	12 à 20	22,7	24.70
Si polycristallin	11 à 15	16.20	20.30
Si amorphe	5 à 9	10.40	13.40

TABLE 1.2 – Différentes technologies de Si

1.1.4.3 Influence de l'irradiation

La caractéristique $I(V)$ d'un module PV est présentée sur la figure 1.5. Pour une température fixe, on observe que la caractéristique croît avec l'augmentation de l'irradiance. La même remarque est faite pour le courant de court-circuit I_{SC} (ou I_{CC}) tandis qu'une faible variation est constatée pour la tension de circuit ouvert V_{OC} [Meekhun, 2010].

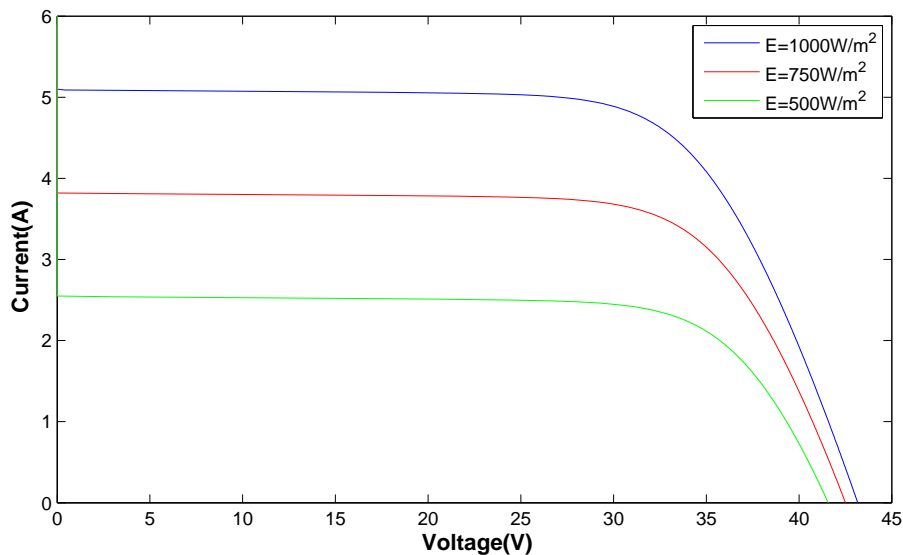


FIGURE 1.5 – Caractéristiques $I(V)$ du module PV pour différentes irradiances

Les caractéristiques des générateurs PV sont affectées par la présence de l'ombrage partiel (pertes d'ombrage) en particulier la valeur de la puissance maximale de sortie, le facteur de forme et l'efficacité du générateur PV. Par conséquent, il est très important de

choisir le site approprié pour le générateur PV pour empêcher l'observation de l'ombrage partielle pendant le fonctionnement de l'installation PV.

1.1.4.4 Influence de la température

Pour une irradiance fixe, la tension de circuit ouvert V_{OC} croît avec la diminution de la température (figure 1.6) alors qu'une faible diminution est remarquée sur le courant de court-circuit I_{SC} . La diminution du courant de saturation (I_0) est la principale cause de la chute de courant à basse température.

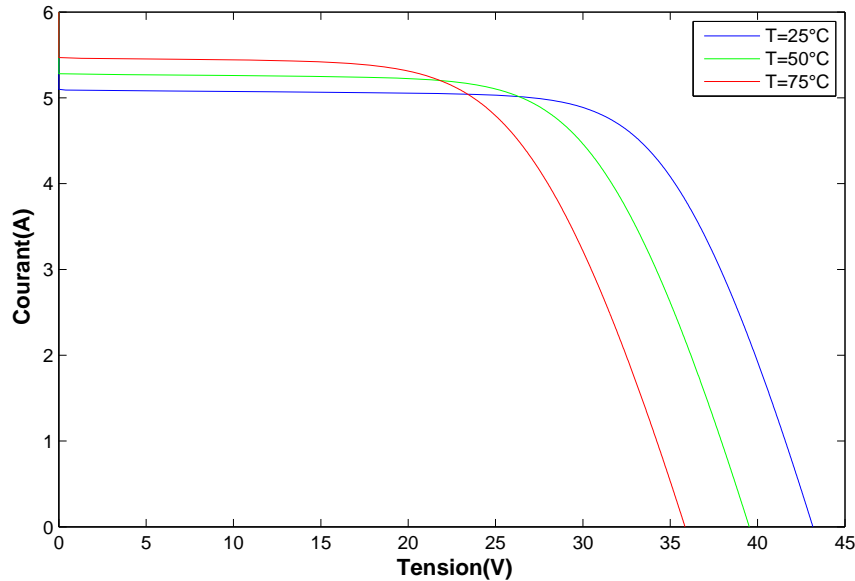


FIGURE 1.6 – Caractéristique I(V) du module PV pour différentes températures

Pour qu'un générateur PV fonctionne de manière optimale, il faut que d'une part la température soit faible et que d'autre part l'irradiance soit importante. Ceci est le cas dans une application aéronautique par exemple [Meekhun, 2010].

1.1.4.5 Point de fonctionnement

Il existe un point de fonctionnement (I,V) où le panneau solaire est capable de délivrer sa puissance maximale (MPP) comme le montre la figure 1.7.

La caractéristique I-V d'une cellule PV enregistré sur un même type de matériau et du même fabricant peut varier d'un élément à l'autre. Ainsi, le point maximal de puissance (MPP) d'une cellule, sous les conditions standards peut dévier jusqu'à 10%. Le point de puissance maximale varie avec l'ensoleillement, la température du module et les conditions d'ombrage.

1.1.4.6 Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion

Une connaissance de la nature des pertes dans une chaîne de conversion PV est nécessaire dans le but d'évaluer ses performances et de l'éprouver. Ceci se traduit par de

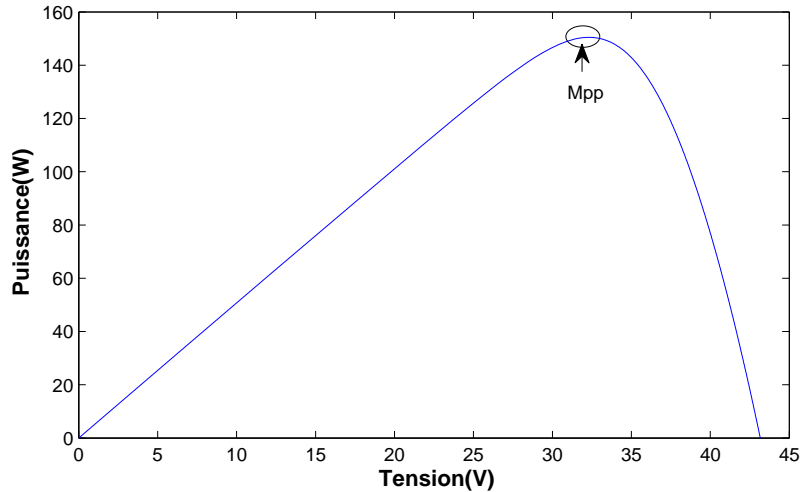


FIGURE 1.7 – Point de puissance maximale du module PV.

nombreux rendements différents. L'irradiance $G(W/m^2)$ est la quantité d'énergie électromagnétique qui arrive sur une surface par unité de temps. Le panneau PV reçoit la puissance de $G \cdot A_{eff}$ sur une unité de surface de $A(m^2)$. La surface A_{eff} correspond à la partie active réalisant la effectivement la conversion PV ce qui est différent de la surface totale du panneau PV.

De nombreux dispositifs permettent d'effectuer des mesures d'ensoleillement. Dans le cas d'un pyranomètre fréquemment utilisé, des précautions sont à prendre en considération comme sa propreté et le temps d'acquisition (de l'ordre de quelques dizaines de secondes). Ce temps de réponse est réduit (inférieurs à la seconde) dans le cas d'une utilisation d'un capteur à base de diode au silicium. En revanche, ce capteur est limité à la largeur spectrale de sensibilité du silicium $0,4 \mu m$ à $1,1 \mu m$.

Même si aujourd'hui différentes approches existent pour déterminer l'ensoleillement réel instantané qui arrive au sol terrestre, les données de mesure de l'irradiance restent néanmoins peu fiables (précision de l'ordre de 10%). Le champ est donc ouvert dans les applications dédiées à la métrologie, vu les nombreux verrous actuels. De ce fait, dans la suite, nous considérerons le rendement comme étant le rapport de la qualité de conversion photons-électrons par la capacité maximale d'un panneau PV (notation η_{pv}). Ceci est traduit par (1.6) :

$$\eta_{pv} = \frac{P_{max}}{G \cdot A_{eff}} \quad (1.6)$$

P_{max} étant la puissance maximale obtenue en sortie du générateur PV(GPV). Sa valeur est fonction d'autres paramètres tels que le moment et la zone où les données furent enregistrées, la température, les conditions météorologiques et le matériau photovoltaïque[Stéphane, 2009].

1.2 De la cellule au champ photovoltaïque

Après avoir vu dans une première partie la cellule photovoltaïque qui est l'élément de base de tout panneau solaire, nous allons indiquer dans cette partie comment les cellules

peuvent être associées pour former des panneaux solaires (modules PV).

De la même manière que l'on associe des cellules entre elles, il est également possible d'associer plusieurs panneaux solaires (pour couvrir le toit d'une maison par exemple). On forme alors un String PV. Dans les installations de grande envergure (centrale destinée à alimenter une ville par exemple), il est possible d'associer plusieurs Strings PV pour obtenir un Champ PV.

1.2.1 Module PV (panneau solaire)

En raison de la faible tension générée par une cellule PV (environ 0,5 V) et de sa faible puissance, il est nécessaire de combiner plusieurs cellules. On obtient alors un panneau solaire. L'association des cellules en série permet l'augmentation de la tension pour une irradiance et température fixes. La combinaison des cellules en parallèle permet d'augmenter le courant. De cette façon, on peut avoir un générateur PV adapté aux applications souhaitées [June et al., 2012].

Les caractéristiques I-V d'un panneau PV sont fonction de la température et de l'irradiance comme dans le cas d'une cellule simple. D'autres facteurs tout aussi importants comme l'environnement, positionnement, l'état de surface et les ombres partielles conditionnent le fonctionnement des panneaux PV [Estibals, 2010]. L'intensité du courant de court-circuit I_{CC} et de la tension de circuit ouvert V_{CO} sont plus ou moins grandes selon la configuration des cellules (série ou parallèle).

En général, un module PV est constitué de 36 ou 72 cellules montées en série. Néanmoins, ce nombre peut varier selon les applications. On peut trouver des modules de 40, 54, 72 voire même 96 cellules en série [El-Fergany, 2015] [Bun, 2011].

Les cellules sont connectées entre elles en série pour former un groupe PV. Chaque groupe est connecté en antiparallèle avec diode de bypass afin de les protéger de fonctionner en inverse (en cas d'ombrage par exemple). L'idéal est de connecter une diode bypass par cellule, mais cette technique n'est pas utilisée vu sa complexité et de son coût élevé. Deux différentes configurations sont possibles pour le montage des diodes by-pass [E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo et Cidrás, 2010] [Silvestre et al., 2009] comme montré sur les figures 1.8 et 1.9.

Lorsque le module PV est partiellement occulté sa tension négative au point de fonctionnement peut être 1/3 de sa tension de circuit ouvert et la puissance consommée peut dépasser 1/3 de sa puissance crête dans le cas des modules PV avec overlaped diodes. Tandis que dans les modules PV avec non-overlaped diode, les pertes d'énergie sont causées seulement par la consommation des diodes de bypass [E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo et Cidrás, 2010].

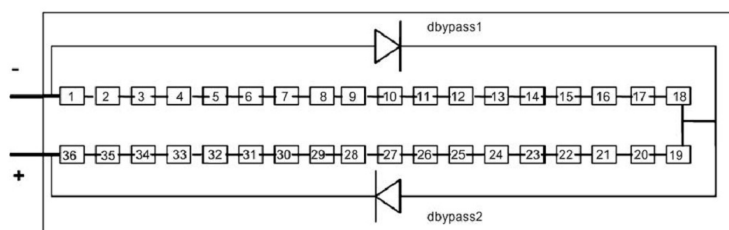


FIGURE 1.8 – Groupe de 18 cellules connectées avec non-overlaped diode

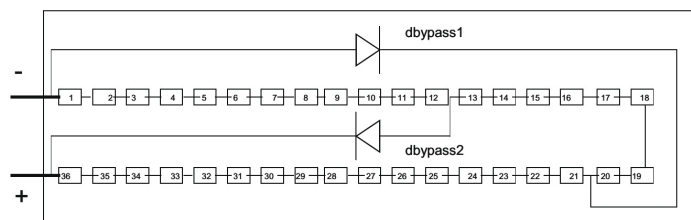


FIGURE 1.9 – Groupe de 18 cellules montées avec overlaped diode

1.2.2 String PV

Un string PV est un ensemble de modules connectés en série. La tension d'un string peut être comprise entre 150 V et 1000 V pour un système PV connecté au réseau [Schimpf et Norum, 2008]. Une diode de blocage est habituellement utilisée en série avec le string [Liu et al., 2011] [Zhao et al., 2013].

Lorsque plusieurs strings sont montés en parallèle, des courants inverses apparaissent. Il est donc nécessaire d'ajouter ces diodes pour bloquer ces courants inverses. Cette précaution augmente le coût de l'installation, mais améliore le rendement et évite qu'un string absorbe le courant produit par les autres strings [Petroni et al., 2007]. Ces diodes antiretour sont aussi utilisées lorsqu'une charge peut basculer du mode récepteur au mode générateur par exemple une batterie durant la nuit [Reynaud, 2011].

Les câbles permettent d'associer de nombreux modules en série pour former un string. Dans le cas particulier des câbles à simple conducteur avec double isolation, ces derniers sont privilégiés dans le but de réduire les défaillances liées à la terre ou de type court-circuit [B. Verhoeven, 1998].

Une boîte de jonction peut faire partie d'un système PV. Elle a pour rôle la mise en parallèle d'un certain nombre de strings. D'autre part, elle rassemble différents éléments de connexion électriques comme les sectionneurs, les fusibles ou encore les interrupteurs [Bun, 2011].

1.2.3 Champ PV

Il existe différentes tailles de module PV disponibles dans le commerce (généralement de taille à partir de 60W à 170W) [Akihiro, 2005]. Pour répondre aux différentes demandes énergétiques, un certain nombre de modules PV sont combinés pour construire un champ PV. Par exemple, le champ PV le plus grand d'Europe est installé en Gironde à Bordeaux. Il a été inauguré à l'occasion de la conférence du climat COP21 qui s'est déroulée à Paris en 2016. Ce champ PV constitué de plusieurs panneaux PV (983500 modules PV) devrait produire 350 GigaWattheures (GWh) par an soit l'équivalent de la consommation domestique totale de la ville de Bordeaux (environ 240 000 habitants) [Wikipedia, 2016a].

Dans un champ PV, les modules PV peuvent être interconnectés de la manière suivante : Série parallèle (SP), Total Cross Tied (TCT) et Brindge linked (BL) [Nguyen et Lehman, 2006] [Karatepe et al., 2007] comme montré sur la figure 1.10. Dans l'interconnexion SP, les modules sont connectés en série formant des strings alors que ces strings sont connectées en parallèle. Cependant, dans l'interconnexion TCT, les modules sont connectés en parallèle alors que ces circuits parallèles sont connectés en série. L'interconnexion BL pourrait être considérée comme une interconnexion entre les

deux configurations de SP et TCT [El-Dein et al., 2013].

L'interconnexion TCT réduit les pertes de mismatch causé par l'ombrage partiel par rapport à l'interconnexion SP [Kaushika et Gautam, 2003][Di Dio et al., 2009]. L'ombrage partiel affecte les courants de court-circuit des modules, affectant ainsi les courants de sortie des modules au point MPP. Cela conduit à un manque de cohérence entre les points MPP des modules et le point MPP du champ PV. Dans le cas de l'interconnexion SP, ce problème est plus grave que dans le cas TCT. La raison est que l'interconnexion SP a plus de nombre de strings séries que TCT.

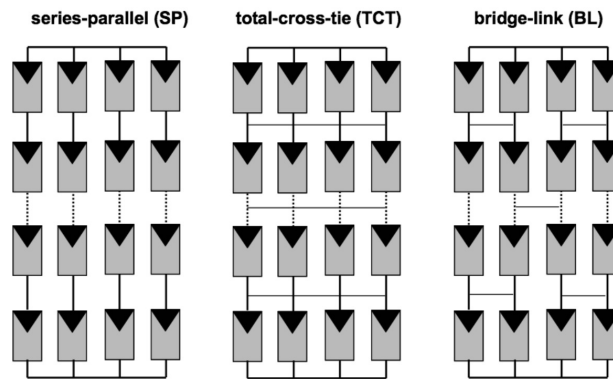


FIGURE 1.10 – Différentes configurations du champ PV

1.2.4 Simulation d'un Champ PV

Une fois la structure associant les panneaux et le modèle de calcul relatif à une cellule ont été identifiés, une simulation complète de système PV complète peut être développée. Un logiciel de simulation PV performant doit remplir les critères suivants :

- il doit être rapide et permet de déterminer avec précision les caractéristiques I-V et P-V (y compris dans les conditions particulières telles que l'ombrage partiel),
- il doit prendre en compte le convertisseur de puissance et de contrôleur MPPT pour développer et valider la conception du système de PV.

Bien que les paquets de logiciels existants comme PSpice, PV-DesignPro, SolarPro, PVcad et PVsyst soient présents sur le marché, ils restent onéreux et ne permettent pas de simuler l'intégralité du système (panneaux - associations - électronique de puissance) [Ishaque et al., 2011].

Dans ce travail de thèse, des codes seront développés sous Matlab afin de modéliser les comportements des panneaux PV en mode sain et défectueux. La raison du choix du MATLAB est qu'il est très répandu dans le domaine académique et disponible dans la plupart des universités, des organismes industriels et de recherche. Il est également utilisé dans plusieurs disciplines de l'ingénierie. Il offre plusieurs fonctionnalités permettant de simuler des systèmes très complexes (partie électronique et électrique) et de systèmes distribués de production d'énergie [Patel et al., 2008].

1.2.5 Les sources de pertes

Les pertes se produisant dans l'opération sur le terrain d'un générateur PV doivent être pris en compte afin de calculer précisément sa puissance réelle puissance électrique.

- *Pertes par réflexion* : Lorsque l'angle d'incidence du rayonnement solaire est différent de la direction perpendiculaire à la surface d'un générateur photovoltaïque, les pertes de réflexion se produisent. Ces pertes sont réduites à l'aide d'un revêtement de la surface avec la couche antireflet.
- *Pertes spectrales* : Ces pertes sont liées au spectre du rayonnement solaire et à l'énergie requise pour franchir la bande de valence ont été décrites dans le chapitre 1.1.4.1.
- *Pertes de mismatch* : Les caractéristiques des panneaux solaires peuvent varier d'un panneau à l'autre pour une même référence. Selon les informations des fabricants, le point de fonctionnement permettant au panneau de délivrer sa puissance maximale (MPP) dans les conditions standards peut dévier jusqu'à 10 % par rapport aux caractéristiques du datasheet. Lors de l'assemblage en série et en parallèle des panneaux solaires dans un générateur, les variations de caractéristiques I-V induisent des pertes de puissance qui sont appelées pertes de mismatch.
- *Pertes d'ombrage* : les caractéristiques sont affectées par la présence de l'ombrage partiel sont en particulier la valeur de la puissance maximale de sortie, le facteur de forme et l'efficacité du générateur PV. Par conséquent, il est très important de choisir un site bien exposé et avec peu d'obstacles pouvant projeter des ombres sur le panneau solaire.
- *Pertes externes* : dans un système réel, la puissance de sortie du générateur PV n'est pas exactement égale à la puissance d'entrée à l'unité de conditionnement de puissance connectée. Pour calculer cette puissance d'entrée, les pertes causées par la chute de tension due aux résistances des câbles et des diodes de blocage doivent être prises en compte. Les pertes causées par la résistance des câbles de raccordement (pertes ohmiques) formés par le générateur PV doivent être calculées sur la base de la longueur et la section des câbles. Dans chaque string qui forme le générateur PV, les diodes de blocage sont connectées en série avec ces strings. Si un court-circuit se produit dans une ou plusieurs de ces strings, les diodes de blocage empêchent le courant de circuler à partir des strings parfaits jusqu'aux strings défectueux. Pendant le fonctionnement il y a une chute de tension dans chaque diode correspondant à sa tension de seuil de 0,7 V. Cette valeur doit être soustraite de la tension de sortie du générateur PV [El-Aal, 2005].

1.3 Raccordement à une charge / un réseau

La figure 1.11 montre les principaux sous systèmes permettant de raccorder les panneaux PV à une charge ou réseau électrique. Les panneaux PV, une unité de conditionnement de puissance comprenant un onduleur et un sous-système qui se compose de boîte de jonction, connecteurs, câbles électriques, fusibles, parafoudres, fils du côté DC AC et les commutateurs du côté DC et AC [Cristaldi et al., 2014]. Les modules sont raccordés à des boîtes de jonctions permettant de les associer en série ou en parallèle et de former ainsi un String PV. Chaque String est ensuite relié à des interrupteurs DC associé à un circuit de protection (parafoudre et fusible).

L'ensemble des Strings formant un champ est alors relié à l'application par le biais d'un onduleur. Le but de ce chapitre est d'étudier les différents éléments de cette chaîne et exposer les différentes stratégies permettant d'optimiser le rendement d'un panneau

solaire, quelque soit la charge.

On retrouve des grandeurs continues (DC) en amont de l'onduleur et alternative (AC) en aval de l'onduleur.

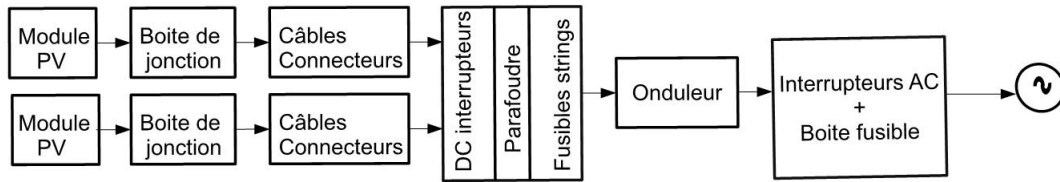


FIGURE 1.11 – Schéma de raccordement d'un panneau solaire au réseau

Dans notre travail, on étudiera les défauts liés aux panneaux photovoltaïques et aux composants les protégeant c'est-à-dire au côté du DC en amont de l'onduleur.

1.3.1 Type d'application

On divise les applications en deux catégories :

- les applications autonomes, c'est-à-dire non raccordées à un réseau électrique (appareilles les premières) et,
- les applications raccordées au réseau public de distribution d'électricité.

1.3.1.1 Applications autonomes : cas de site isolé

Si nous prenons l'exemple du domaine spatial, les panneaux solaires y jouent un rôle prépondérant, étant la seule véritable source d'énergie pour les satellites. On les retrouvent également dans les appareils électroniques (téléphone, ordinateur, montres et calculatrices). Le constat actuel montre une électrification insuffisante des sites terrestres à cause des problèmes variés (solutions complexe et onéreuse) inhérents à l'extension du réseau public ; ce qui est le cas notamment des régions montagneuses. Lesdits sites sont appelés « sites isolés » et pourtant il n'est pas envisageable pour leurs habitants contemporains de vivre sans commodité liés à l'énergie électrique. L'énergie solaire des panneaux photovoltaïques peut alors devenir la solution d'alimentation la plus adaptée.

Deux catégories d'applications terrestres autonomes existent [Estibals, 2010] :

- les panneaux de signalisation routiers, les bornes de secours sur autoroute, les balises maritimes ou balises aéroportuaires, les commutateurs de Télécommunications, etc ... représentent les applications professionnelles.
- les autres applications sont liées à l'électrification des sites de particuliers comme les refuges, les habitations dispersées, les hôpitaux et divers établissements publics des pays en voie de développement...

1.3.1.2 Applications raccordées au réseau

Généralement, dans la métropole française, les bâtiments où vivent les consommateurs sont alimentés par le réseau électrique public. La puissance qui y est délivrée dépend des besoins réels chaque ménage. Dans ce cas de figure, le panneau PV est mis en place en fonction de ce que l'utilisateur souhaite personnellement faire en terme d'économies d'énergie : analyse de la consommation des postes, dépenses énergétiques de la famille, estimation des pertes d'énergie du bâtiment ou qualité de production en un lieu précis. Connaître son bilan énergétique permet réellement de mieux gérer sa consommation. Alors que par le passé, les habitations étaient considérées comme passives, aujourd'hui, elles contribuent grandement à la production active d'énergie, à partir du soleil notamment par l'installation d'un système PV [Estibals, 2010].

1.3.2 Système de protection

Les protections contre la foudre, du générateur PV ou des professionnels de maintenance sont autant de moyens pour assurer le bon fonctionnement du système PV. Ces éléments sont commun à n'importe quelle centrale électrique [Bun, 2011].

1.3.2.1 Diodes bypass

La plupart des modules PV commerciaux sont formés par l'association des Cellules PV connectées en série et utilisent des diodes de bypass. Ces diodes sont placées à l'intérieur de chaque module comme indiqué dans la partie 1.2.1.

Dans des cas application particulières comme la recharge de batterie de systèmes autonomes, certains modules PV sont proposés sans diodes de bypass [Silvestre et al., 2009]. En effet, en cas d'inversion de polarité lors du branchement d'une batterie la diode viendrait court-circuiter la batterie provoquant de gros dégâts [Greacen et Green, 2001]. Un tel système permettant la charge de batterie de 12 V ou 24 V peut être simplement constitué par l'association de modules PV en parallèle.

1.3.2.2 Diodes antiretour

Un string présent dans un champ PV peut délivrer une tension différente de celle des autres. Le string ayant la tension la plus faiblement produite peut influencer les autres strings en absorbant leurs courants inverses. Cela peut conduire à une diminution du rendement et engendrer des défauts liés au passage du courant inverse dans les modules du string.

Pour empêcher le passage du courant dans le chemin inverse dans le string, il est nécessaire d'ajouter des diodes antiretours. Malgré leurs avantages, leur présence au niveau du système PV a pour conséquence une perte de tension qui elle-même engendre une chute de la production. D'un autre côté, ces diodes peuvent être à l'origine des défauts et exigent donc un suivi régulier.

Une autre solution envisageable consiste à remplacer la diode antiretour par un fusible. Cette substitution ne permet néanmoins pas de protéger le string contre le passage du courant inverse. De plus, un dimensionnement du fusible est nécessaire si l'on souhaite que les composants du strings puissent supporter le courant inverse [Bun, 2011].

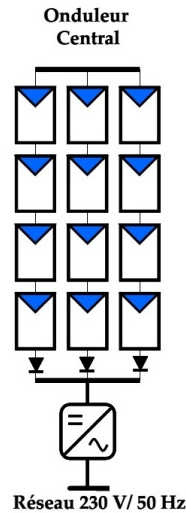


FIGURE 1.12 – Champ PV avec diodes antiretour

1.3.3 Unité de conditionnement de puissance

L'unité de conditionnement de puissance est le cœur de tout système PV. Les générateurs PV sont des générateurs à courant continu et ne peuvent être connectés au réseau ou à une charge alternative que via un onduleur [Estibals, 2010]. Les différentes fonctions qu'elles remplissent sont décrites ci-dessous [Schimpf et Norum, 2008].

1.3.3.1 Conversion DC/AC

Pour transformer la tension continue fournie par les panneaux photovoltaïques en une tension "sinusoïdale" on fait appel à un onduleur. Il peut être construit comme un pont intégral standard (onduleurs avec un transformateur) ou suivant une topologie APN, H5 ou HERIC (sans transformateur) [Schimpf et Norum, 2008].

La tension de sortie de l'onduleur étant toujours inférieure à sa tension d'entrée, il peut être nécessaire d'utiliser au préalable un hacheur élévateur (convertisseur DC/DC) permettant d'élever la tension délivrée par les panneaux photovoltaïques [Schimpf et Norum, 2008]. Nous verrons dans la partie 1.3.4 qu'il existe différentes stratégies d'association des hacheurs et onduleurs avec les panneaux photovoltaïques.

1.3.3.2 Recherche du point de fonctionnement optimal (MPPT)

Les parties 1.1.4.5 et 1.2.5 ont montré que chaque panneau avait un point de fonctionnement (I,V) qui lui permettait de fournir sa puissance maximale (PPT). Ce point varie suivant les panneaux solaires (conditions météorologiques différentes, variations dues à la conception, ...).

Il est donc nécessaire d'essayer de piloter les hacheurs afin de rester le plus proche du point de fonctionnement demandé. Pour cela, on utilise les algorithmes de recherche du point de fonctionnement optimal (Maximum Power Point Tracker ou MPPT) [Piegari et Rizzo, 2010] [Aashoor et Robinson, 2012] [Green et Hernandez-Aramburo, 2008] [Messai et al., 2011] que nous détaillerons dans la partie 1.4.1.4.

Pour une bonne efficacité du MPPT, il est important que non seulement les valeurs moyennes de tension et de courant du module soient suivies au point MPP, mais aussi le comportement à des fréquences supérieures soit pris en compte. Si l'électronique de puissance de l'onduleur introduit une fluctuation de tension par rapport à la forme désirée, cette dernière doit être maintenue faible.

1.3.3.3 Découplage de puissance entre le côté AC et DC

La fréquence des fluctuations de puissance entre le côté DC et AC de l'onduleur (commutation et le double de fréquence du réseau pour les onduleurs monophasés) doit être découplée par un stockage d'énergie comme des condensateurs électrolytiques. Ces composants, ayant une durée de vie limitée, devront être contrôlés et remplacés en cas de baisse de leurs performances. Ils sont soit placés en parallèle avec les modules PV soit entre les étages de l'onduleur [Kjaer et al., 2005].

1.3.3.4 Isolation galvanique entre les entrées et les sorties

L'isolation est garantie par l'utilisation des transformateurs. Ils présentent malheureusement des inconvénients comme un coût, un poids élevé et engendrent une perte de puissance supplémentaire surtout sous condition de charge faible [Schimpf et Norum, 2008].

Un transformateur n'est pas nécessairement présent dans toutes les installations. Les onduleurs sans transformateur ont des rendements très élevés [Myrzik et Calais, 2003], un faible poids et, des coûts inférieurs. L'onduleur commercial SMC8000TL de SMA atteint un rendement maximal de 98% [Schimpf et Norum, 2008].

1.3.4 Emplacement des Onduleurs / Hacheurs

Nous avons vu la nécessité d'utiliser des hacheurs et onduleurs. Nous allons étudier dans cette partie comment venir les placer dans les différentes topologies d'installation photovoltaïques. On peut distinguer deux stratégies : système à un seul étage de conversion et système à deux étages de conversion [Myrzik et Calais, 2003] [Schimpf et Norum, 2008].

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 et 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 [Chaaban, 2011].

Afin de servir un large éventail d'applications photovoltaïques commerciales et résidentielles, plusieurs topologies onduleur et convertisseurs DC-DC sont proposés.

1.3.4.1 Topologie centrale

La topologie d'onduleur centrale est représentée sur la figure 1.13 où tous les strings PV sont reliés à un onduleur commun.

Ce système présente des avantages tels que sa simplicité, son faible coût et le rendement élevé de l'onduleur en raison du niveau de puissance plus élevée [Schimpf et Norum, 2008].

Néanmoins, il ne peut pas suivre correctement le point de puissance maximale (MPP) pour l'ensemble du champ PV [Myrzik et Calais, 2003] [Kjaer et al., 2005], car chaque

string à son propre MPP lié à ces conditions de fonctionnement (ombrage, température, ...). Ce MPP étant légèrement variable d'un panneau à l'autre. Par ailleurs, si l'unique onduleur à un défaut, tout le système est défaillant [Alahmad et al., 2011] puisqu'il n'y a pas d'autre onduleur pouvant prendre le relais.

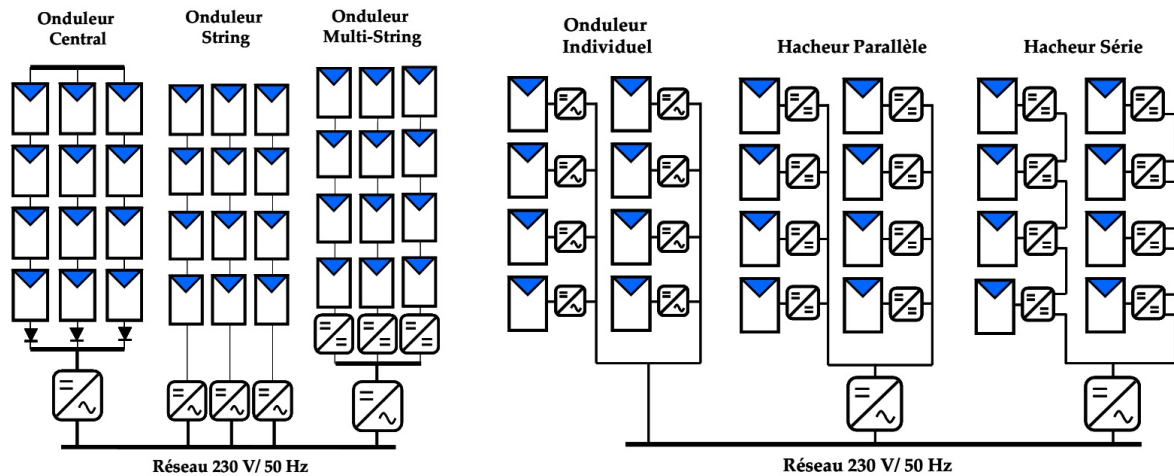


FIGURE 1.13 – Schéma des topologies Onduleur

1.3.4.2 Topologie onduleur string

Dans cette configuration tous les strings travaillent en parallèle. Ils sont donc complètement indépendants les uns des autres. Chaque string a ainsi son propre onduleur et son propre MPPT. La défaillance d'un onduleur réduit donc la puissance disponible, mais ne provoque pas une interruption de la fourniture d'énergie.

Cette configuration rend facile la construction des systèmes PV sous contraintes comme des conditions d'ombrage difficiles, différents nombres ou types de modules PV ou différentes orientations de la partie du toit.

Néanmoins, cette configuration à un coût en kW plus élevé que la précédente en raison du niveau assez faible de puissance (1.5 kW par unité).

1.3.4.3 Concept team

Une autre topologie présentée sur la figure 1.14 appelée Concept team utilise des commutateurs contrôlables pour connecter entre eux les onduleurs string parallèles [Myrzik et Calais, 2003]. Ce concept combine la technologie string avec le concept maître-esclave. A très faible irradiation, le champ PV est relié à un seul onduleur. Avec l'augmentation du rayonnement solaire le générateur PV est divisé en petites unités strings jusqu'à ce que chaque onduleur string fonctionne près de sa puissance nominale. A faible rayonnement solaire, les onduleurs sont contrôlés avec le mode maître-esclave. Les résultats des simulations ont montré un rendement énergétique supérieur d'environ 4%.

1.3.4.4 Topologie onduleur multistring

Cette configuration est une variante de l'onduleur string qui produit un MPPT indépendamment [Myrzik et Calais, 2003] [Kjaer et al., 2005]. Au lieu d'utiliser un onduleur

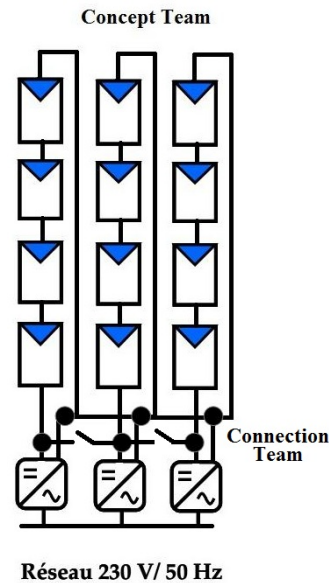


FIGURE 1.14 – Concept Team

par String, on utilise un hacheur indépendant par String. Ces hacheurs permettent tout comme la technologie multi string d'ajuster le MPP de chaque string et garantie ainsi le niveau de puissance le plus élevée. L'unique onduleur qui effectue la conversion DC/AC fonctionne avec un meilleur rendement que s'il y avait plusieurs petits onduleurs. On garde donc l'avantage de la topologie String sans l'inconvénient de la perte de rendement dû à la faible puissance des onduleurs. D'autre part, les onduleurs MultiString ont souvent une très large plage de tension d'entrée (en raison de l'étage DC-DC supplémentaire) qui permet à l'utilisateur une grande liberté dans la conception de son système PV [Schimpf et Norum, 2008].

Malheureusement, il est plus complexe : deux étages de conversion de puissance pour permettre un suivi individuel au niveau des entrées. Cette conception en deux étapes conduit à un rendement de crête plus petit par rapport à un (seul) onduleur string. Par ailleurs, une défaillance de l'unique onduleur provoque l'arrêt de la fourniture de courant.

1.3.4.5 Topologie modulaire

Les topologies décrites précédemment s'adressent à de grosses structures (champs photovoltaïques). Il est possible de les adapter pour de plus petites structures. L'électronique de puissance n'est alors plus associée aux strings, mais directement aux panneaux photovoltaïques. La partie droite de la figure 1.13 illustre la topologie modulaire. Selon [Bun, 2011] et [Picault et al., 2010a] la topologie modulaire est subdivisée en trois éléments :

- *Onduleur individuel* : dans cette architecture, chaque module est associé à son propre onduleur et fournit directement de l'énergie au réseau.
- *Hacheur parallèle* : ici chaque module est associé à un hacheur qui est relié à un bus continu de tension plus élevée (400 V). Un unique onduleur effectue la conversion DC/AC.
- *Hacheur série* : Le type de montage dans lequel un hacheur par module est placé

en série constitue un montage DC. Dans ce genre de typologie, le rendement de conversion du hacheur s'en voit augmenter.

1.3.4.6 Evolution

D'autres topologies seront développés dans le futur : par exemple AC-Modules et AC-Cells [Kjaer et al., 2002] [Kjaer et al., 2005]. Le principe est d'intégrer de très petits onduleurs dans la boîte de jonction des modules PV. La taille du système typique est de 100 à 300W.

L'inconvénient de cette configuration est la difficulté de la maintenance et de l'entretien : les appareils électroniques sont exposés à un large éventail de conditions de température et d'humidité lorsqu'ils sont utilisés sur un toit ou une façade. Ces contraintes climatiques réduisent la durée de vie des composants électroniques.

La configuration AC-Cells a été utilisée pour de grandes cellules à base de Si-amorphe avec un petit onduleur. Un seul petit onduleur transforme le courant d'une cellule en courant alternatif. Ce projet a été testé pour une cellule Si-amorphe de $100W/m^2$ et une tension de 1V[Iea, 2001].

1.3.5 Facteur de pertes et de performances

Quatre paramètres de performance ont été établis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) des programmes des systèmes PV et décrits dans la norme IEC 61724[IEC 61724, 1998]. Ces derniers définissent la performance globale du système par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires, la puissance nominale et l'effet de l'ensemble des pertes du système. Ces paramètres de performance sont notamment :

- *le productible de référence (Y_r)* : Est défini comme l'ensoleillement total sur le plan horizontal $H_t(KWh/m^2)$ divisé par l'ensoleillement de référence du champ PV qui est égal à $1KW/m^2$. Il représente les pics d'ensoleillement pendant une durée de 1 heure[Kymakis et al., 2009].

$$Y_r = \frac{H_t[KWh/m^2]}{1[KW/m^2]}. \quad (1.7)$$

- *le productible du champ (Y_a)* : est défini comme l'énergie produite par le champ PV pendant un jour, un mois ou une année divisée par la puissance crête de l'installation PV[Chine et al., 2014][El-Aal, 2005].

$$Y_a = \frac{E[Wh_{DC}]}{P_r[KW_{DC}]} \quad (1.8)$$

- *le productible final (Y_f)* : est défini comme l'énergie nette du côté AC produite par le système PV divisé par la puissance crête du champ PV dans les conditions standards(ensoleillement de $1000(W/m^2)$ et une température des cellules PV de $25^\circ C$. Ce productible prend en compte les pertes dues à l'électronique de puissance (onduleur / hacheur).

$$Y_f = \frac{E[KWh_{AC}]}{P_r[KW_{DC}]} \quad (1.9)$$

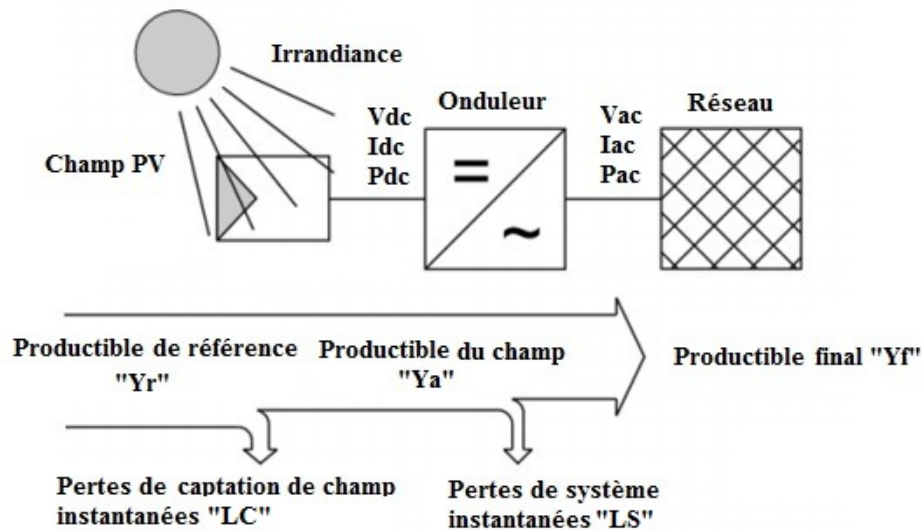


FIGURE 1.15 – Indices de performance

La figure 1.15 illustre ces indices. L'indice de performance est défini comme le rapport du rendement mesuré du système et le rendement nominal des modules PV.

Bien que l'indice de performance donne une idée globale du comportement du système et fournit une impression globale sur la performance du système global, il n'est toujours pas un bon indicateur pour rechercher en détail quel composant du système PV devrait être amélioré [Chouder et Silvestre, 2010].

L'indice de performance est la quantité mesurée la plus importante pour évaluer le comportement global d'une installation PV. La performance de la centrale PV dépend de plusieurs paramètres, y compris le site de l'emplacement le climat et plusieurs mécanismes de perte.

Les pertes des systèmes PV spécifiques sont différenciées en pertes de captation des générateurs PV (LC) et en pertes du système (LS). Les *pertes de captation* sont causées, par exemple, par l'atténuation de la lumière incidente, la dépendance à la température, désadaptation électrique entre les panneaux PV, résistances parasites dans les modules PV et l'extraction non optimale du MPPT. Les *pertes du système* sont causées, par exemple, par des pertes dans le câblage, l'onduleur et les convertisseurs [Achim et al., 2013].

1.4 Défauts des panneaux photovoltaïques

1.4.1 Défaut de mismatch

Le défaut de mismatch est un problème sérieux dans les installations PV, car il conduit à une baisse de la puissance des panneaux PV. Il est dû à l'interconnexion séries ou parallèles des cellules ou modules PV qui n'ont pas les mêmes caractéristiques I-V. Il existe deux types de défauts de mismatch : mismatch statique et mismatch dynamique.

1.4.1.1 Types de défauts de mismatch

Le défaut de *mismatch statique* est lié à la tolérance de fabrication et au vieillissement des cellules PV. Pour les cellules à base de silicium la tolérance de fabrication est inférieure à 1 %. Pour les panneaux, la tolérance donnée par les fabricants variée entre $\pm 3\%$ et $\pm 5\%$ [Andrews et al., 2012]. En outre, les pertes de mismatch peuvent monter jusqu'à 12% (en tenant compte du vieillissement) dans un string PV [Agarwal et Agarwal, 2014].

Le défaut de *mismatch dynamique* est causé par le changement de niveau d'irradiance et appelé l'ombrage partiel. Les sources d'ombrage partiel peuvent être divisées en sources faciles à prédire (arbres, bâtiments) et sources difficiles à prédire (nuages, salissure et la neige) [El-Dein et al., 2013]. Les pertes causées par l'ombrage partiel réduisent le rendement énergétique annuel de 5%- à 10% dans le photovoltaïque intégré au bâtiment [Drif et al., 2008] et de 3% à 6% dans le photovoltaïque terrestre [García et al., 2009].

Il existe différentes techniques permettant de pallier à ce défaut que nous allons présenter.

1.4.1.2 Utilisation de diodes de bypass

Nous avons déjà vu comment utiliser des diodes de bypass lors de l'association de plusieurs cellules dans un panneau pour éviter le fonctionnement en régime inverse dans la partie 1.2.1.

Les diodes de bypass présentent certains inconvénients :

- les modules protégés par ces diodes sont coûteux,
- les diodes provoquent des pertes de puissance quand elles sont parcourues par un courant,
- la caractéristique I-V change et de multiples pics apparaissent. La présence de pics rend difficile la recherche du point de fonctionnement optimal par l'algorithme MPPT. Ce problème ajoute ainsi des nouvelles pertes et un donc coût supplémentaire dû au perfectionnement des algorithmes de suivi (MPPT) [Alahmad et al., 2011].

1.4.1.3 Changement de configuration du champ PV

Une autre méthode pour réduire le défaut de mismatch est de modifier la connexion des cellules à l'intérieur d'un panneau photovoltaïque (association série, parallèle, ...) et d'avoir également une stratégie d'interconnexion des panneaux à l'intérieur d'un champ photovoltaïque [Hosbach, 2011].

La perte de puissance due au défaut de mismatch en fonction de la configuration électrique des cellules photovoltaïques constituant un réseau PV a été étudiée par [Kaushika et Rai, 2007]. Une structure optimale minimisant la perte de puissance a été ainsi obtenue par un arrangement série-parallèle des cellules.

L'étude expérimentale menée dans [Picault et al., 2010b] sur différentes associations représentées dans la figure 1.10 a montré que la configuration TCT présente un minimum de perte de mismatch par rapport à la configuration BL et SP dans le cas d'un ombrage partiel, et la configuration BL présente un minimum de perte de mismatch dans le cas normal (sans ombrage).

1.4.1.4 Recherche de point de puissance maximum (MPPT)

Cette partie explique l'algorithme de Recherche de point de puissance maximum (Maximum Power Point Tracking) implanté dans les unités d'optimisation de puissance. Ces unités agissent sur les hacheurs afin de trouver le point optimal de fonctionnement des panneaux solaire (I,V). Les variations d'ensoleillement et de température nécessitent un ajustement permanent de ce point de fonctionnement.

On peut distinguer plusieurs algorithmes de MPPT selon le type d'implémentation électronique (analogique, numérique ou mixte), et selon le type de recherche qu'elles effectuent, aussi selon les paramètres d'entrée et de sortie de la commande MPPT.

Algorithme Perturb and Observ (P&O)

L'algorithme P&O est bien connu est largement utilisé dans les contrôleurs commerciaux en raison de sa simplicité d'implémentation et ses bonnes performances. Son inconvénient est la perte de puissance causée par des oscillations autour du point de puissance maximale (MPP) et son temps de réponse relativement faible face aux changements rapides des conditions météorologiques [June et al., 2012] [Boutasseta, 2012]. L'organigramme présenté figure 1.16 illustre le fonctionnement de cet algorithme. Il s'agit d'un algorithme de recherche de maximum.

Cet algorithme itératif consiste à créer à l'instant t une faible perturbation $\Delta V(t)$ dans la tension $V(t)$ (ou le courant $I(t)$) de sortie du module PV et à observer son effet $\Delta P(t)$ sur la puissance produite $P(t)$. Cette perturbation est créée en agissant sur le hacheur. La perturbation $\Delta V(t)$ peut être positive ou négative.

Si la puissance augmente ($\Delta P(t) > 0$), cela signifie que l'on s'approche du point optimal et qu'il faudra introduire une perturbation $\Delta V(t+1)$ de même signe pour continuer à se rapprocher du point optimal. Si en revanche la puissance diminue ($\Delta P(t) < 0$), cela signifie que l'on ne se dirige pas dans la bonne direction : il faut alors changer de signe pour la prochaine perturbation $\Delta V(t+1)$ [Singo, 2010].

Cette technique nécessite des capteurs de courant et de tension. La performance de l'algorithme peut être améliorée en modifiant le pas de rapport cyclique du convertisseur dans le but d'ajuster le suivi pour mieux atteindre le MPP [Fernando Lessa Tofoli, Dênis de Castro Pereira et de Paula, 2015].

Algorithme l'incrément de conductance IncCond

En 1993, Hussein, Muta, Hoshino et Osakada de l'Université de Saga, Japon, ont proposé l'algorithme incCond pour remédier au problème de l'algorithme P&O dans l'évolution rapide des conditions météorologiques [Akihiro, 2005]. Dans cette méthode, la tension aux bornes du module PV est toujours ajustée en fonction de la tension de MPP. Elle est basée sur le calcul de la conductance incrémentale et instantanée du module PV.

Comme illustré sur la figure 1.17, la pente de la courbe de puissance du module PV est nulle au point MPP. Elle augmente à gauche du point MPP et diminue à droite du point MPP [June et al., 2012] [Salas et al., 2006].

En calculant la dérivé de la puissance P par rapport à V on trouve [Hohm et Ropp, 2003] :

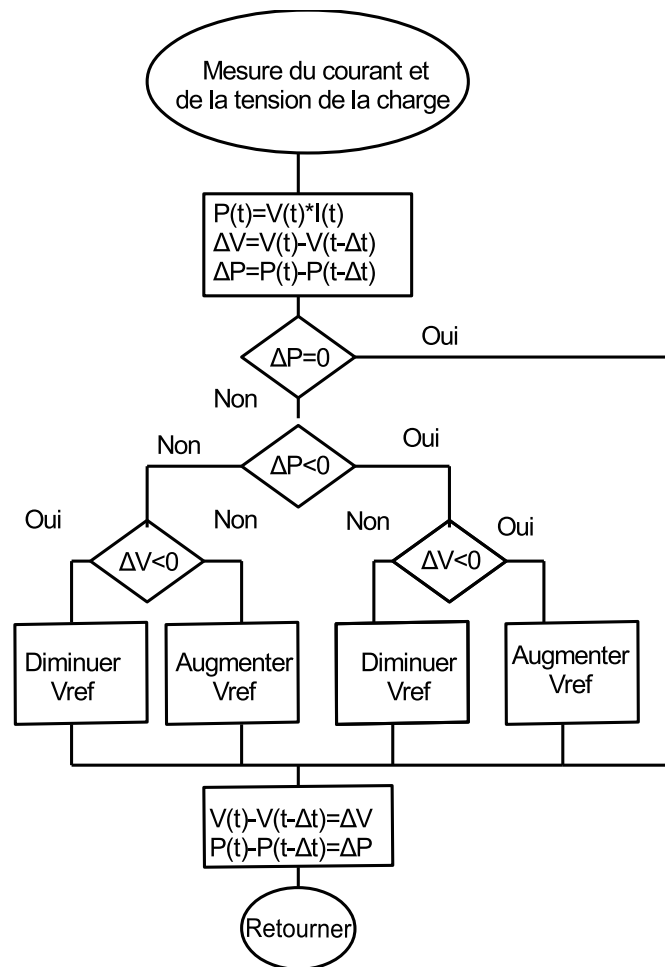


FIGURE 1.16 – Algorithme Perturb and Observ

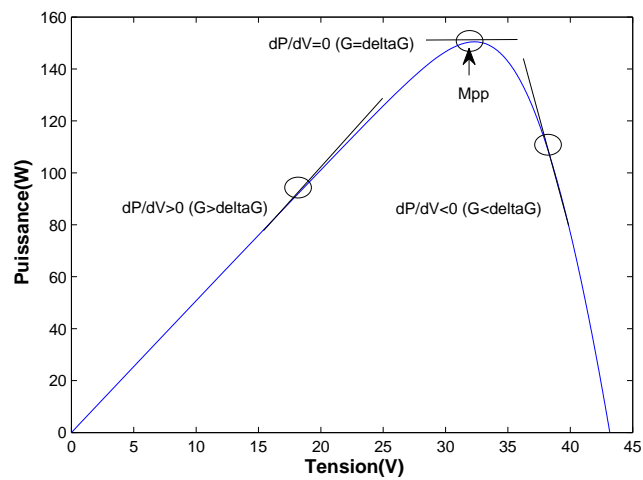


FIGURE 1.17 – Caractéristique P-V du module PV. Variation de dP/dV .

$$P = IV \quad (1.10)$$

$$dP/dV = d(VI)/dV \quad (1.11)$$

$$= IdV/dV + VdI/dV \quad (1.12)$$

$$= I + VdI/dV \quad (1.13)$$

$$(1/V)dP/dV = (I/V) + dI/dV \quad (1.14)$$

On définit la conductance de la source comme étant $G = I/V$, et la conductance incrémentale comme $\Delta G = dI/dV$. D'une façon générale, la tension du module PV est positive. La tension de fonctionnement est inférieure à la tension au point MPP si la conductance est plus grande que la conductance incrémentale et inversement comme montré sur la figure 1.18.

Les étapes qui résument le principe de cet algorithme sont :

$$dP/dV > 0, \quad \text{si } G > \Delta G \quad (1.15)$$

$$dP/dV = 0, \quad \text{si } G = \Delta G \quad (1.16)$$

$$dP/dV < 0, \quad \text{si } G < \Delta G \quad (1.17)$$

Pour faire une comparaison entre les deux algorithmes, une analyse des coûts a été effectuée par [El-Aal, 2005]. Un prix satisfaisant de MPPT peut être déterminé en connaissant la technique adoptée dans le dispositif de contrôle (analogique ou numérique), et l'utilisation d'autres composants (électriques, composants électroniques, cartes, etc ...). Le nombre de capteurs nécessaires pour mettre en oeuvre la technique de MPPT affecte également les coûts finaux. Dans la plupart du temps, il est plus facile et donc plus précis de mesurer une tension qu'un courant, les capteurs de courants sont généralement plus coûteux et encombrants. Les capteurs d'éclairement ou de température sont très coûteux et peu rentables [Teja et al., 2012]. Le tableau 1.3 présente une comparaison entre les deux algorithmes.

1.4.1.5 Réduction de défaut de mismatch par site considération

En plus de ces techniques pour réduire l'effet de mismatch, certaines mesures sont à prendre en compte. Premièrement, le champ PV devrait être composé de modules de la même marque et du même modèle afin d'avoir une homogénéité des paramètres électriques (modules qui ont la même tolérance de fabrication). L'installation des nouveaux modules avec d'anciens modules augmente l'effet de mismatch. Enfin, l'installation du champ PV doit être dans un endroit sans ombrage ou avec un d'ombrage minimum [Hosbach, 2011].

1.4.2 Défaillance de l'onduleur

Les onduleurs sont généralement le point faible dans un générateur PV : les défaillances des onduleurs sont les causes les plus courantes de pannes de panneaux PV.

Parmi les éléments les plus susceptibles de tomber en panne, on trouve les transistors de commutation suivis par les condensateurs électrolytiques. Les contraintes thermiques

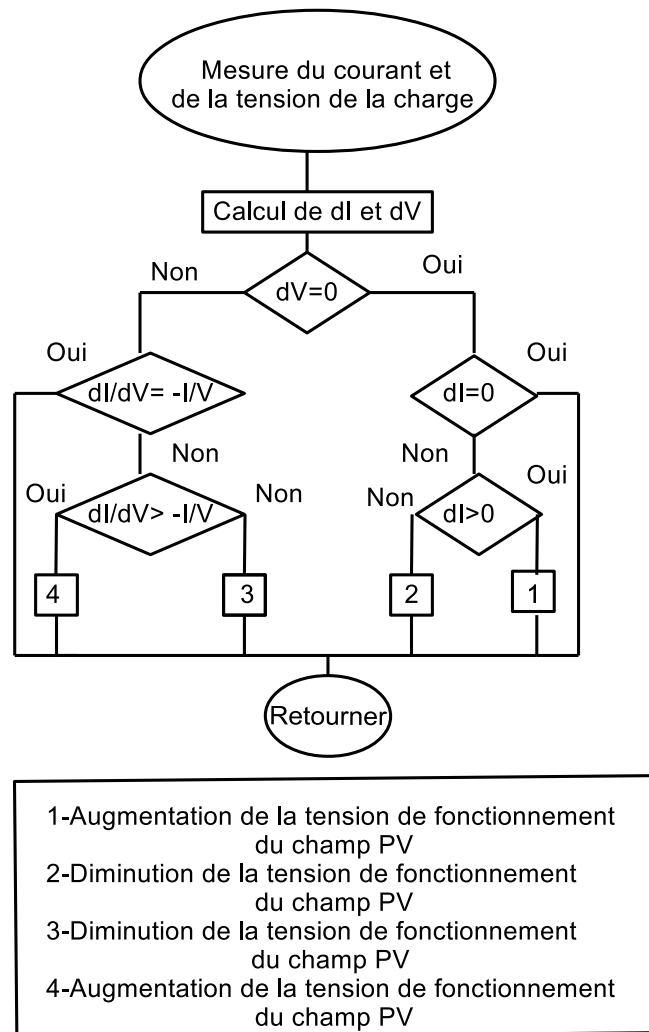


FIGURE 1.18 – Algorithme de l'incrément de conductance

Spécifications	Perturb and observe	Incremental Conductance
Efficacité	Moyenne environ 95% - dépendant de l'optimisation de la méthode	Forte environ 98% - dépendant de l'optimisation de la méthode
Complexité		Difficile
Réalisation	Facile à mettre en oeuvre que quelques paramètres mesurés	Plus complexe avec la nécessité d'utiliser des micro-contrôleurs ou DSP
Coût	Relativement faible	Implique un coût plus élevé
Fiabilité	Pas très précis	Précis et fonctionne à MPPT, mais dépend du temps de réponse
Changement des conditions atmosphériques	Performances imprévisibles avec des oscillations autour de MPP, réponse plus lente	Bonne et ajuste automatiquement la tension de fonctionnement du module sans oscillations
Autres limitations	Difficile de localiser le MPP	Besoin des capteurs de tension et de courant qui sont généralement très chers

TABLE 1.3 – Comparaison des algorithmes Perturb and observe et Incremental conductance

jouent un rôle important dans l'apparition des défaillances. La conception des systèmes de refroidissement est donc extrêmement importante.

De nombreux onduleurs modernes peuvent se connecter à un serveur de supervision afin de rendre compte de leur état de fonctionnement ainsi que de leurs efficacités. Ces informations permettent à un opérateur du champ PV d'identifier et de réparer rapidement l'onduleur défectueux [Braun, 2012].

1.4.3 Salissure sur les modules

Les chercheurs ont constaté que les effets de salissure sont relativement faibles (elles engendrent une perte de puissance de 2,3 %) pour un éclairage direct, mais deviennent plus importants lorsque le panneau solaire est trop incliné par rapport au rayon du soleil : une perte de 8,1 % a été observée dans un module sale lorsque l'éclairage incident atteint un angle de 56°.

Il a également été constaté que les fientes d'oiseaux provoquent des dégradations beaucoup plus grandes que les salissures générales en raison du blocage complet de l'éclairage sur une petite surface. Si un module est sale, il va provoquer un défaut de mismatch dans l'éclairage efficace des modules PV et réduit par conséquent les performances du champ PV [Braun, 2012].

1.4.4 Défaut de terre

La figure 1.19 montre un exemple de défaut de terre : le panneau photovoltaïque est connecté à la terre à cause d'un défaut électrique au point A. Ce défaut n'est pas forcément

un contact franc et peut être modélisé par une résistance de défaut. En conséquence, il engendre un courant de fuite I_f et le courant $I_1 = I_2 + I_f$ produit par le panneau est réparti entre l'onduleur I_2 et la résistance de fuite. Les défauts de terre peuvent être causés par les raisons suivantes :

- *Défaillance de l'isolation des câbles* : un animal par exemple peut mâcher l'isolation des câbles et provoquer un défaut de terre,
- *Court-circuit accidentel entre le conducteur et la terre* : un câble dans une boîte de jonction PV en contact avec un conducteur de terre [Kopp, 2012] ,
- *Défaut de terre dans les modules PV* : une cellule solaire court-circuite les cadres des modules à la terre en raison de la détérioration de l'encapsulation, des chocs, ou d'une corrosion dans le module PV (lié aux conditions climatiques).

Des disjoncteurs différentiels de fuite à la terre de type AC (AC Ground Fault Circuit Interrupters ou GFCI en anglais) sont capables de détecter ces courants de fuite (même très faibles : 6 mA) et provoquent l'ouverture d'un interrupteur pour arrêter le flux de courant rapidement (200 ms). Les seuils de détection réels et le temps de réponse sont généralement ajustés et varient largement selon les applications.

Pour détecter un défaut, il faut comparer les courants entrant et sortant de l'alimentation continue de l'onduleur. La différence entre ces deux courants correspond au courant de fuite I_f s'écoulant par la terre ou dans le sol. Lorsque ce courant dépasse la sensibilité du disjoncteur, le circuit est ouvert et toute circulation de courant se trouve immédiatement arrêtée.

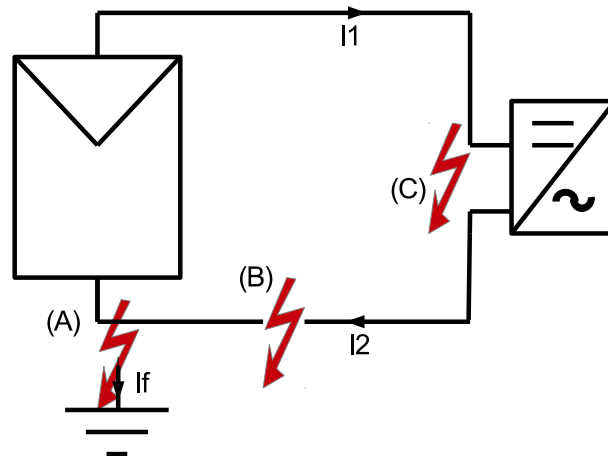


FIGURE 1.19 – (A) défaut de terre, (B) arc série, (C) arc parallèle

1.4.5 Défaut d'arc électrique

Le défaut d'arc se manifeste lorsque deux fils avec une importante différence de potentiel sont réunis ou tirés en dehors du circuit. Il peut être la cause de pannes critiques et provoquer la fin de la vie des modules ou de systèmes PV.

L'arc électrique crée par le courant continu DC est une étincelle qui se produit dans l'air ou dans un autre milieu diélectrique. Il se produit sous deux formes : arcs série et arcs parallèles.

Un *arc série* se produit le plus souvent quand une connexion est interrompue laissant un conducteur très près de l'autre. L'arc série peut se produire dans les boîtes de jonction, les connexions des câbles entre les modules et à l'intérieur des modules.

L'*arc parallèle* peut se produire lorsque deux conducteurs de tension différente sont proches l'un de l'autre, par exemple lorsque l'isolation de deux fils parallèles est défectueuse.

Le courant produit par un arc série est limité par la charge avec lequel elle est en série, tandis qu'un arc parallèle peut absorber autant de courant qu'une source est capable de fournir [Banavar et al., 2012]. Un dispositif de protection de défaut de terre tel qu'un fusible ou un détecteur d'arc électrique (AFCI ou AFDD en anglais) permet de détecter de tels défauts.

1.5 Méthodes de détection de défaut

1.5.1 Méthodes non électriques

Il existe plusieurs méthodes de détection défaut non destructif comme la photoluminescence, l'électroluminescence pour détecter des fissures dans les cellules PV. Ces méthodes sont basées sur l'imagerie [Crozier et al., 2012].

L'électroluminescence est un dispositif de mesure sans contact tactile. Pour contrôler les modules PV, chaque module ou des strings complets sont alimentés en courant et émettent ainsi un rayonnement proche de IR. A l'aide d'une caméra électroluminescente, il est possible de percevoir ce rayonnement et d'obtenir ainsi une image des éléments l'émettant. De cette façon, les cellules défectueuses sont identifiées et apparaissent en noir sur les clichés obtenues comme montrées sur la figure 1.20 [testing laboratory, 2011][ENVARIS, 2016].

La photoluminescence est très similaire à électroluminescence. La seule différence est que l'excitation est faite par une source laser au lieu d'un courant. L'image photoluminescente est détectée en utilisant une caméra CCD avec un filtre fréquentiel au niveau de la caméra afin de discriminer le faisceau lumineux d'excitation de la réponse liée à la photoluminescence comme illustré sur la figure 1.21 [Israil et al., 2014].

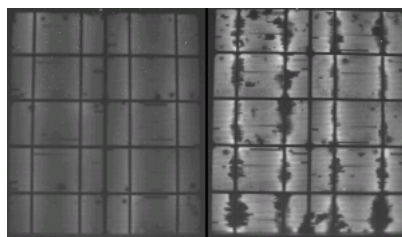


FIGURE 1.20 – Inspection des cellules PV par électroluminescence

La caméra thermique est largement utilisée pour détecter les défauts des points chauds sur les panneaux PV. Elle repose sur la détection de défauts par les paramètres non électriques tels que l'analyse efficace de la température au niveau du module avec un faible coût comme montré sur la figure 1.22 [Rezgui et al., 2015][Kopp, 2012].

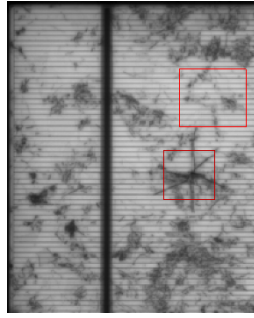


FIGURE 1.21 – Inspection des cellules PV par photoluminescence

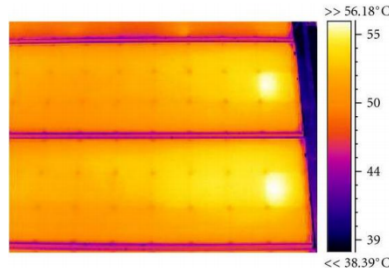


FIGURE 1.22 – Inspection des cellules PV par caméra infrarouge

1.5.2 Méthodes électriques

1.5.2.1 Réflectométrie

La méthode de réflectométrie est très efficace pour la détection et la localisation des défauts dans un string PV [Takashima et al., 2009] [L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, 2013]. Cette méthode est proche du radar : une forme de signal particulière (impulsion, ...) est envoyée au système électrique (tension). Ce signal va se propager dans les fils et créer des échos dues aux discontinuités du fil électrique (circuit ouvert, court-circuit, mauvais contact, ...). On analyse alors la forme d'onde réfléchi liée au type de défaut et la position des échos liés à la distance du défaut (et à la vitesse de propagation dans le milieu).

Une autre technique qui consiste à mesurer la capacité de la terre permet d'identifier si un module PV dans un string est déconnecté [Takashima et al., 2009]. Ces deux techniques citées précédemment ne nécessitent pas une connaissance préalable des conditions météorologique (irradiance et température).

1.5.2.2 Utilisation de données satellites

L'utilisation de données de satellites couplée à une surveillance à distance peut être envisagée pour les petits systèmes PV connectés au réseau. Par exemple, dans le projet Européen PVSAT-2 les données climatiques fournies par des satellites d'observation remplacent les mesures météorologiques effectuées sur site. La puissance délivrée par le panneau mesuré sur place est transmise au système de surveillance. Le rendement énergétique attendu est alors estimé puis comparé à celui mesuré sur site. Les rendements énergétiques du système prévu ne possèdent pas la même précision que les rendements calculés à partir des données et des valeurs réelles surveillées avec une erreur quadratique

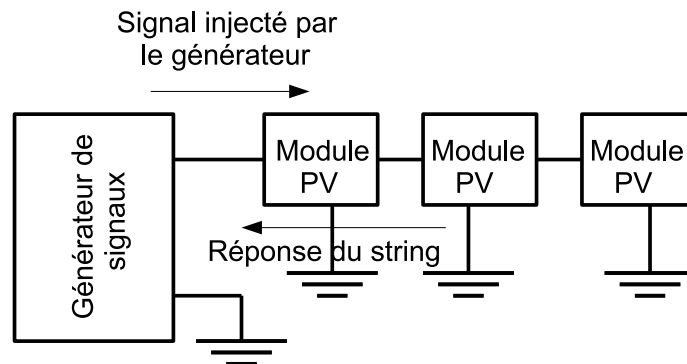


FIGURE 1.23 – Méthode de réflectométrie

moyenne (RMSE) d'environ 10% ont été rapportées pour l'irradiance estimée en utilisant ces méthodes [Chine et al., 2014].

Ce type d'analyse permet de différencier plusieurs types de défauts :

- les pertes d'énergie constante (en raison de la dégradation, les salissures, etc...),
- les pertes d'énergie variables (en raison de l'ombrage, la grille déconnexions, limitation de la puissance de l'onduleur, les échecs de suivi MPP, la température, etc.),
- les pertes dues notamment à la présence de neige [Chine et al., 2014].

1.5.2.3 Caractéristiques I-V

Plusieurs chercheurs ont étudié les caractéristiques I-V de modules PV dans des conditions d'ombrage partiel. Un algorithme numérique a été proposé pour simuler les caractéristiques complexes d'un générateur PV en représentant chaque élément (chaque cellule du module, la diode de bypass, diode de blocage, etc...) avec des expressions mathématiques. Les résultats trouvés ont été précis, mais nécessitent plus de temps de calcul et l'exigence d'une taille de mémoire grande. [Quaschnig et Hanitsch, 1996].

Les caractéristiques I-V du module PV et des cellules PV ont été obtenues expérimentalement dans l'étude de [Alonso-García et al., 2006] pour étudier l'effet d'ombrage partiel. Cependant ce travail est limité au niveau du module et ne traite pas des effets d'ombrage sur tout le champ PV. Kawamura et al dans [Kawamura et al., 2003] ont également étudié l'effet d'ombrage sur la sortie des modules PV et par conséquent le changement de leurs caractéristiques I-V. Cependant, les caractéristiques I-V et P-V d'un module unique, pris en compte dans leur étude, ne permettent pas de prédire la présence de multiples pics qui sont communs dans les caractéristiques I-V et P-V de champ PV qui recevant une irradiance non uniforme.

D'autres utilisent la caractéristique I-V par une approche automatique appelée la méthode d'inférence. Cette méthode a été vérifiée par un travail de simulation et un travail expérimental à Grenoble au laboratoire G2ELAB. Elle utilise plusieurs modèles de défaut (shading, mismatch, défaut des diodes de bypass et diodes de blocage) pour plusieurs configurations panneau, string, champ. Elle utilise des indicateurs comme P_{max} ,

I_{sc} , V_{oc} , la présence des pics sur le dérivé première et secondaire de la caractéristique I-V [Bun, 2011].

1.5.2.4 Autres méthodes

Dans l'étude publiée dans [Firth et al., 2010] un modèle empirique simple a été développé pour décrire la performance du générateur PV. Ce modèle est basé sur l'estimation des pertes d'énergie pour chaque catégorie de défauts par le contrôle de ces cinq paramètres seulement au niveau du générateur PV : l'éclairement horizontal, la température de l'air ambiant, la température du module PV, l'irradiance solaire dans le plan des panneaux PV, courant continu produit par champ.

Un algorithme de détection de défaut est présenté dans [Chouder et Silvestre, 2010]. Il utilise la comparaison de la performance simulée et mesurée. Il analyse également les pertes présentes dans le générateur PV, en comparant les erreurs de la déviation du courant et de la tension du côté DC, et un ensemble de seuils des erreurs. Dans ce travail, il a été identifié plusieurs types de problèmes qui touchent non seulement les strings défectueux et leurs modules, les fausses alarmes, mais aussi un certain nombre de défauts non discriminables comme erreur de MPPT, l'ombrage et le vieillissement. Un autre travail publié par [Chine et al., 2014] développe un logiciel pour déterminer la localisation de défaut, il repose sur la surveillance du rapport entre le courant alternatif et courant du côté DC de l'installation PV. Les défauts identifiés dans ce travail sont : défaut du module PV, défaut dans un string PV, défaut de l'onduleur et d'autres défaut comme ombrage partiel et erreur de MPPT.

1.5.3 Méthodes de diagnostic

Dans le travail de [Bun, 2011] plusieurs méthodes de diagnostic ont été répertoriés : redondance matérielle, redondance analytique et diagnostic à base de connaissance.

La *redondance matérielle* consiste à avoir plusieurs panneaux PV identiques fonctionnant dans les mêmes conditions (irradiance, température, charge, ...). Dans ce cas, on compare les grandeurs électriques de ces panneaux entre elles. Si l'une diffère, cela signifie qu'il peut y avoir un problème. Cette méthode ne permet pas d'identifier la nature de défaut.

La *redondance analytique* on identifie les paramètres des panneaux PV (R_s , R_{sh} , ...) à l'aide des signaux d'entrées (irradiance et température, ...) et de sorties (courant, tension, ...). Cette identification est difficile à cause de la non-linéarité du système due à la diode.

La méthode de diagnostic à base de connaissance est classée en trois catégories qui sont les approches traitement du signal, la classification et l'inférence. L'inférence et la classification s'appliquent pour un signal de type instantané qu'il n'y a pas une évolution dans le temps. La méthode de traitement de signal est choisie dans notre travail, car les indicateurs de défauts qu'on veut étudier évoluent dans le temps. Cette discipline utilise des outils comme la FFT, transformée d'ondelette, réseaux de neurones...

Les approches de *traitement de signal* ont été utilisées dans la littérature pour le diagnostic des panneaux PV. Une méthode statistique appelée Analyse en Composante Principale a permis de faire le diagnostic d'une installation PV [Houssein et al., 2010]. Une Représentation Temps-Fréquence d'un signal électrique permet de mettre en évidence des motifs caractéristiques des arcs séries. Un traitement morphologique a permis d'extraire

les motifs d'arcs de la RTF et de quantifier l'importance du phénomène sous la forme d'un "degré de présence d'arc série" [Leprettre et Rebière, 2001].

D'autres techniques de traitement de signal sont appliquées pour détecter les défauts d'arc électrique dans les installations PV utilisant des signatures acoustiques de défaut. Elles nécessitent une base de connaissance préalable des transitoires des arcs électriques à l'aide de modèle d'apprentissage ARMA [Dahmani et al., 2013]. Dans les travaux de [Sidhu et al., 1998] les réseaux de neurones ont été utilisés pour classifier les signaux produits par l'arc électrique. Ces signaux ont été mesurés à l'aide de trois capteurs : une antenne pour le rayonnement électromagnétique, capteur infrarouge pour la chaleur et un microphone pour le signal acoustique. Ces signaux ont été enregistrés à l'aide d'un système d'acquisition de données basé sur DSP.

1.6 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 dans ce chapitre les différents éléments qui constituent un système PV ainsi que le rôle de chaque élément. Nous avons présenté les différents modèles électriques d'un module PV opérant dans diverses conditions.

Une étude bibliographique des différents défauts d'un système PV ainsi que les méthodes de diagnostic sont menées. Dans cette étude, nous avons choisi d'étudier les défauts du côté DC du générateur PV (défauts de mismatch et défaut de diodes de bypass). L'approche retenue pour faire du diagnostic est l'approche traitement de signal.

Chapitre 2

Cyclostationnarité

2.1 Introduction

Cette partie présente principalement les techniques d'analyse et les définitions associés aux processus cyclostationnaires. Les périodicités sont omniprésentes dans les phénomènes physiques et les processus cyclostationnaires peuvent caractériser de nombreux problèmes de la vie réelle entraînant des phénomènes et des opérations d'une nature répétitive. On trouve de nombreux exemples en économie [Broszkiewicz-Suwaj et al., 2004] [Franses, 1996], en acoustique [Keeler, 1972] [Ikeda et Sakamoto, 2003], en communications [Gardner, 1994] [Tian et al., 2012], en sciences géophysiques et atmosphériques (hydrologie : [Vecchia, 1985] [Kacimov et al., 2004], océanographie : [Dragan et Yavorskii, 1982], météorologie : [Hasselmann, K. and Barnett, 1981], et climatologie : [Bloomfield, P., Hurd, H.L., and Lund, 1994]), pour l'étude des machines mécaniques [Kidar, 2015] [Antoni et al., 2004] [Antoni, 2009] [Badaoui et al., 2005], en biomécanique [Maiz, 2014] [Maiz et al., 2014] et pour caractériser les systèmes biologiques [Newton, 1982].

En 1961 Gladyshev [Gladyshev, 1961] a introduit les principales représentations de séries chronologiques cyclostationnaire, tandis qu'en 1969 Hurd [Hurd, 1969] a présenté dans sa thèse une excellente introduction aux processus cyclostationnaires dans le temps continu. Depuis 1975 [Gardner et Franks, 1975], Gardner a contribué à la théorie des signaux stationnaires dans le temps continu, et surtout leurs applications à l'ingénierie des communications. Gardner [Gardner, 1988] adopte un point de vue "non probabiliste" de cyclostationnarité. Répondant à un intérêt récent dans les systèmes numériques variant périodiquement et des séries chronologiques cyclostationnaires, l'exposition ici est probabiliste et se concentre sur des signaux et les systèmes en temps discret, en mettant l'accent sur leur caractérisation statistique de deuxième ordre et de leurs applications au traitement du signal et des communications.

Nous apportons notre contribution aux outils cyclostationnaires en introduisant la Moyenne Synchrones Temporelle Adaptée (ATSA) plus adaptée aux signaux météorologiques.

2.2 Définitions et propriétés (cas général)

Les définitions ci-dessous sont données pour des signaux réels, en conséquence, les formules ne font pas apparaître de conjugué des signaux réels.

2.2.1 Processus stochastique, signal stochastique et vecteur stochastique

Supposons qu'on effectue une mesure de tension au borne d'un composant électronique. La tension mesurée s'écrit sous la forme de :

$$V(t) = V_c + X(t) \quad (2.1)$$

A l'aide d'un oscilloscope (en AC) et en choisissant le facteur d'amplification maximum, on peut observer le bruit $X(t)$ (figure 2.1).

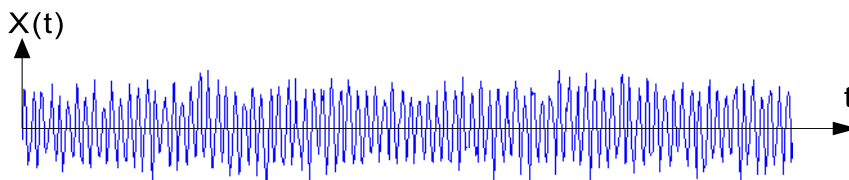


FIGURE 2.1 – Tension de bruit observée.

Supposons que la même expérience soit effectuée sur N dispositifs similaires, on obtient N épreuves, notées $X(t, \omega_j)$ du processus aléatoire $X(t, \omega_j)$. Par ailleurs, l'ensemble des valeurs prises par les différentes épreuves à un instant t_i , correspond aux réalisations de la variable aléatoire $X(t_i)$. Une réalisation (une épreuve) est un signal aléatoire de dimension infinie ; une réalisation échantillonnée est un vecteur aléatoire (de dimension finie ou infinie). La figure 2.2 représente quelques réalisations de ce processus aléatoire [Jutten, 2009].

Un processus aléatoire (ou stochastique) est une famille de fonctions $X(t)$, réelles ou complexes, définies dans un espace de probabilité, c'est-à-dire dépendant de deux variables, dont l'une est le temps t (usuellement, mais cela peut être l'espace pour des images), et dont l'autre est la variable ω de l'espace des épreuves Ω .

Pour une réalisation ω_i donnée, le processus aléatoire $X(t, \omega)$ se réduit à une fonction $x(t, \omega_i)$ que l'on notera simplement $x_i(t)$: c'est un signal aléatoire.

2.2.2 Fonction de répartition

La fonction de répartition, encore appelée fonction de distribution cumulative ou fonction de distribution, d'une variable aléatoire $X(t)$ est définie comme étant la probabilité que $X(t) < x$. Elle est définie comme suit :

$$F_{X(t)}(x) = Prob\{X(t) < x\} \quad (2.2)$$

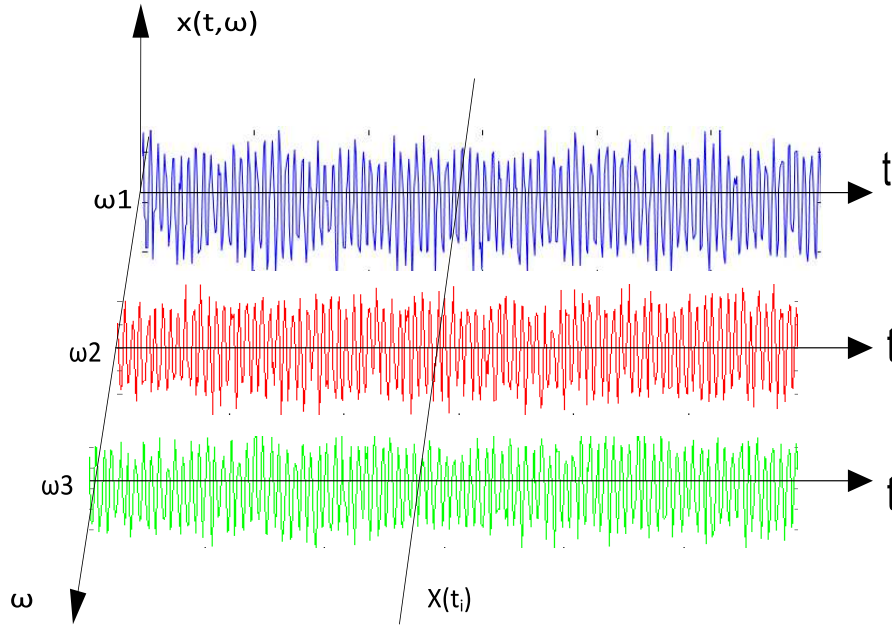


FIGURE 2.2 – Processus aléatoire $X(t, \omega)$, signal aléatoire $X(t, \omega_j)$, vecteur aléatoire $X(t_k, \omega_j)$, $t_k = kT_e$, variable aléatoire $X(t_i)$

Il est important de remarquer que $F_{X(t)}(x)$ est une fonction de x et non de la variable aléatoire $X(t)$. Pour chaque valeur de x , $F_{X(t)}(x)$ représente une probabilité cumulée.

Une description alternative de la probabilité d'une variable aléatoire est souvent utilisée, il s'agit de la dérivée de la fonction de répartition.

2.2.2.1 La fonction de densité de probabilité

La fonction de densité de probabilité $f_{X(t)}(x)$ d'une variable aléatoire $X(t)$ est définie comme étant la dérivée de la fonction de répartition $F_{X(t)}(x)$ de la variable aléatoire $X(t)$ comme suit :

$$f_{X(t)}(x) = \frac{dF_{X(t)}(x)}{dx} \quad (2.3)$$

L'extension de la fonction de répartition d'une variable aléatoire à un ensemble de N variables aléatoires est direct.

Soit $X(t) = [X(t + t_1), \dots, X(t + t_N)]$ un vecteur de N variables aléatoires. Ce vecteur représente des observations du processus stochastique $X(t, \omega)$ pour les temps $t : t + t_1, \dots, t + t_N$. La loi jointe pour le vecteur des N variables aléatoires évaluée à $x = \{x_1, \dots, x_N\}$ est définie par :

$$F_{X(t)}(x) = Prob\{X(t + t_1) < x_1, \dots, X(t + t_N) < x_N\} \quad (2.4)$$

Par conséquent, la fonction de densité de probabilité jointe correspondante est donnée par la dérivée N -ième de la fonction de répartition jointe de $X(t)$:

$$f_{X(t)}(x) = \frac{\partial^N}{\partial x_1, \dots, \partial x_N} F_{X(t)}(x) \quad (2.5)$$

2.2.3 Ergodisme

Un processus aléatoire est dit ergodique si les valeurs moyennes statistiques (d'ensemble sur ω) sont égales aux valeurs moyennes temporelles (sur une seule réalisation) :

$$E[g(X)] = \int_{-\infty}^{\infty} g(u)PX(u)du = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} g[x(t)]dt = \overline{g(x)} \quad (2.6)$$

La conséquence de cette hypothèse est très importante en pratique. Elle permet de remplacer les calculs de moments statistiques (qui supposent que les densités de probabilité ou les fonctions de répartition sont connues) par les moyennes temporelles sur une seule réalisation (observation). En pratique, faire une estimation de la moyenne temporelle sur une fenêtre de taille infinie est impossible. Il faut se contenter d'une approximation calculée sur une fenêtre de taille finie, qui tendra asymptotiquement, avec la taille de la fenêtre, vers la moyenne temporelle. Cette hypothèse d'ergodicité est cependant difficile à vérifier. On admettra fréquemment que les processus aléatoires usuels sont ergodiques [Jutten, 2009].

2.3 Moments et cumulants

La moyenne d'un processus stochastique $X(t, \omega)$ au temps t est définie comme étant la moyenne de la variable aléatoire $X(t)$ et peut être écrite comme suit :

$$\mu_X(t) = E\{X(t)\} \quad (2.7)$$

$\mu_X(t)$ est fonction du temps et est communément appelée la moyenne d'ensemble de $X(t)$ ou bien la statistique d'ordre un du processus stochastique $X(t)$.

Une autre propriété statistique est celle de la mesure de la dépendance du processus à deux instants différents t_1 et t_2 . Cette mesure est appelée la fonction d'autocorrélation instantanée du processus $X(t, \omega)$.

Cette dernière mesure la corrélation entre deux variables aléatoires $X(t_1)$ et $X(t_2)$ (ou entre $X(t)$ et $X(t + \tau)$).

La fonction d'autocorrélation est notée par $R_X(t_1, t_2)$ (ou $R_X(t, \tau)$) et puisque on travaille avec des signaux réels elle est donnée comme suit :

$$R_X(t_1, t_2) = E\{X(t_1)X(t_2)\} \quad (2.8)$$

$$R_X(t, \tau) = E\{X(t)X(t + \tau)\} \quad (\text{version asymétrique}) \quad (2.9)$$

$$R_X(t, \tau) = E\{X(t + \tau/2)X(t - \tau/2)\} \quad (\text{version symétrique}) \quad (2.10)$$

Évidemment, cette fonction d'autocorrélation représente une statistique d'ordre deux du processus stochastique.

2.4 Processus cyclostationnaires

2.4.1 Définitions

Un processus stationnaire (noté CS) présente une moyenne et une fonction d'autocorrélation invariante dans le temps alors qu'un processus cyclostationnaire à une fonction de distribution de probabilité périodique dans le temps.

Un processus aléatoire est cyclostationnaire si sa moyenne et sa fonction d'autocorrélation varient périodiquement dans le temps. Dans le contexte de signaux stationnaires, stationnaires au sens large se réfère à des moments invariants dans le temps (comme moyenne, la variance et moments d'ordre supérieur), alors que stationnaire au sens strict se réfère à la fonction de distribution de probabilité invariante dans le temps.

Un processus aléatoire stationnaire est cyclostationnaire au sens strict si sa fonction de distribution de probabilité est périodique dans le temps. Cyclostationnarité au sens large signifie que la moyenne et la fonction d'autocorrélation du signal est périodique [Gardner et al., 2006][Lushanur, 2013].

Le processus $X(t)$ est dit CS à l'ordre N au sens strict si sa fonction de répartition à l'ordre N est périodique dans t avec une certaine période T_0

Le processus $X(t)$ est dit CS à l'ordre 2 au sens large si sa moyenne $E\{X(t)\}$ et sa fonction d'autocorrélation sont périodiques avec une certaine période T_0 pour tous t et τ .

$$R_X(t, \tau) = E\{X(t + \tau)X(t)\} \quad (2.11)$$

$$E\{X(t + T_0)\} = E\{X(t)\} \quad (2.12)$$

$$R_X(t + T_0, \tau) = R_X(t, \tau) \quad (2.13)$$

Dès lors que la fonction d'autocorrélation $R_X(t, \tau)$ est périodique, avec la période T_0 , elle admet un développement en séries de Fourier selon la variable t comme suit :

$$R_X(t, \tau) = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} R_X^{\frac{n}{T_0}}(\tau) e^{j2\pi(\frac{n}{T_0})t} \quad (2.14)$$

Où les coefficients de Fourier sont :

$$R_X^{\frac{n}{T_0}}(\tau) = \frac{1}{T_0} \int_{-\frac{T_0}{2}}^{+\frac{T_0}{2}} R_X(t, \tau) e^{-j2\pi(\frac{n}{T_0})t} dt \quad (2.15)$$

sont appelées des fonctions d'autocorrélation cycliques (CAF) et les fréquences $\{\frac{n}{T_0}\}_{n \in \mathbb{Z}}$ sont appelées les fréquences cycliques. Les processus CS au sens large sont aussi appelés PCP (periodically correlated processes).

Un processus stationnaire au sens large est un cas particulier d'un processus CS pour lequel $R_X^{\frac{n}{T_0}}(\tau) \neq 0$ seulement pour $n = 0$. On peut montrer que si $X(t)$ est CS avec période T_0 alors le processus stochastique $X(t + \theta)$ est stationnaire au sens large, où θ est une variable aléatoire distribuée uniformément sur l'intervalle $[0, T_0]$ et il est indépendant statistiquement de $X(t)$.

2.4.2 Extension au cas presque-périodique

Une autre classe plus générale de processus stochastique est obtenue si la fonction d'autocorrélation $R_X(t, \tau)$ est presque périodique dans t pour chaque τ .

Une fonction $z(t)$ est appelée presque périodique si elle est une limite d'une séquence convergente uniformément des polynômes trigonométriques dans t .

$$Z(t) = \sum_{\alpha \in A} Z_\alpha e^{j2\pi\alpha t} \quad (2.16)$$

Où A est un ensemble fini, les fréquences $\alpha \in A$ sont possible d'être incommensurable et les coefficients Z_α sont donnés par :

$$Z_\alpha = \langle Z(t)e^{-j2\pi\alpha t} \rangle_t = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} Z(t)e^{-j2\pi\alpha t} dt \quad (2.17)$$

de telles fonctions sont appelées des fonctions presque périodiques dans le sens de Bohr ou équivalent à presque périodique uniformément dans le t et dans le sens de Besicovitch.

Le processus $X(t)$ est appelé presque CS à l'ordre N au sens strict si sa fonction de distribution à l'ordre N est presque périodique dans t .

En référence aux propriétés de l'autocorrélation, le processus stochastique $X(t)$ à valeur réelle dans le temps continu est appelé presque CS au sens large si sa fonction d'autocorrélation $R_X(t, \tau)$ est presque périodique dans t (avec des fréquences indépendantes du τ).

Par conséquent, il est la limite d'une suite convergente uniformément du polynôme trigonométrique dans t :

$$R_X(t, \tau) = \sum_{\alpha \in A} R_X^\alpha(\tau) e^{j2\pi\alpha t} \quad (2.18)$$

où

$$R_X^\alpha(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} R_X(t, \tau) e^{-j2\pi\alpha t} dt \quad (2.19)$$

est la fonction d'autocorrélation cyclique dans les fréquences cycliques α .

2.4.3 Fonction de densité de corrélation spectrale (FDCS)

La FDCS est définie comme la transformée de Fourier de la fonction d'autocorrélation cyclique de $x(t)$. La FDCS du signal $x(t)$ est donnée par :

$$S_x^\alpha(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} S_x^\alpha(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (2.20)$$

La FDCS s'obtient en combinant les composantes spectrale de $x(t)$ aux fréquences $(f + \frac{\alpha}{2})$ et $(f - \frac{\alpha}{2})$ sur un intervalle d'observation de T données dans l'équation ci-dessous :

$$S_x^\alpha(f) = \lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{\Delta t} \frac{1}{T} \int_{-\Delta t/2}^{+\Delta t/2} X_T \left(t, f + \frac{\alpha}{2} \right) X_T^* \left(t, f - \frac{\alpha}{2} \right) dt \quad (2.21)$$

Ci-dessous la composante spectrale de $x(t)$ l'axe des fréquences f avec période T :

$$X_T(t, f) = \int_{t-\frac{T}{2}}^{t+\frac{T}{2}} x(t) e^{-j2\pi ft} dt \quad (2.22)$$

Le spectre cyclique à une fréquence cyclique représente la densité de corrélation entre 2 composantes spectrales du processus qui sont séparées par une quantité égale à la fréquence cyclique. La FDCS est généralement tracée sur un plan bi-fréquentiel en fonction de la fréquence spectrale f et la fréquence cyclique α (figure 2.3). La plage des valeurs de f ($-\frac{f_s}{2}$ à $\frac{f_s}{2}$ où f_s est la fréquence d'échantillonnage) et α (normalement comprise entre $-f_s$ et f_s) pour lesquelles $S_y^\alpha(f)$ est non nulle est appelée le support du plan bi-fréquentiel [Lushanur, 2013].

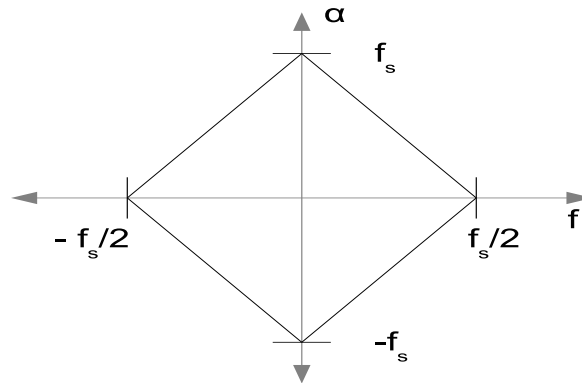


FIGURE 2.3 – Plan bi-fréquentielle.

Pour un processus aléatoire purement stationnaire, la CAF est réduite aux fonctions d'autocorrélation $R_x(t)$ et FDCS aux densités de puissance spectrales $S_x(f)$. Ce qui correspond à $\alpha = 0$.

$$S_x^\alpha(f) = \frac{1}{T_0} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} R_x(\tau) e^{-j2\pi f\tau} dt d\tau = \int_{-\infty}^{\infty} R_x(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau = S_x(f) \quad (2.23)$$

Les relations entre la classe générale des processus non stationnaires et les trois processus : stationnaire(S), cyclostationnaire(CS) et poly cyclostationnaire (PCS) peuvent être décrits avec le diagramme de Venn comme montré sur la figure 2.3[Gardner, 1994].

2.5 Estimation des composantes cyclostationnaires pour l'analyse des conditions météorologiques

La figure 2.5 représente l'évolution de l'ensoleillement de la ville de Roanne de l'année 2004-2013 obtenu par Helioclim-3 [The Helioclim-3 Database, 2016]. Helioclim-3 est une base de données qui contient l'ensoleillement évalué toutes les 15 minutes à partir des images prises par les satellites Météosat.

L'ensoleillement représenté sur les figures 2.5 et 2.6 est composé :

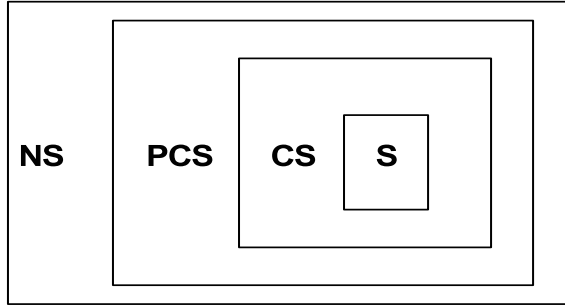


FIGURE 2.4 – Diagramme de Venn des classes des processus cyclostationnaires.

- d'un ensemble de motifs répétitifs journaliers dû à l'alternance jour et nuit,
- d'un ensemble de motifs répétitifs annuels liés à l'effet de la saisonnalité, et
- d'une partie aléatoire causée par le passage des nuages.

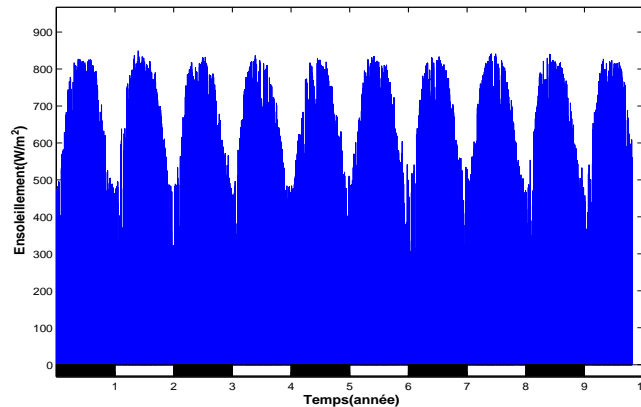


FIGURE 2.5 – Ensoleillement de la ville de Roanne de 2004-2013.

La figure 2.6 montre un agrandissement de la figure 2.5. Le motif répétitif d'un jour apparaît clairement et varie différemment chaque jour (il peut être vu comme une modulation d'amplitude d'un signal cyclostationnaire).

Afin d'étudier plus en détail l'ensoleillement et de mettre en évidence ces périodicités, nous avons réalisé une analyse spectrale.

Pour faciliter l'interprétation, l'axe fréquentiel du spectre n'a pas été gradué en Hz ($1/\text{s}$), mais ($1/\text{année}$). Dès lors, une fréquence de 1 an^{-1} correspond à une période de 1 an et une fréquence de 0.5 an^{-1} à une période de 2 ans. La forte différence entre ces deux cycles contraint à présenter deux figures avec des échelles adaptées à la visualisation de chaque cycle.

Les deux cycles observés sur les figures précédentes (figures 2.6 et 2.5) apparaissent sur le spectre (figure 2.7 et 2.8). Le premier pic correspond au cycle journalier créé par

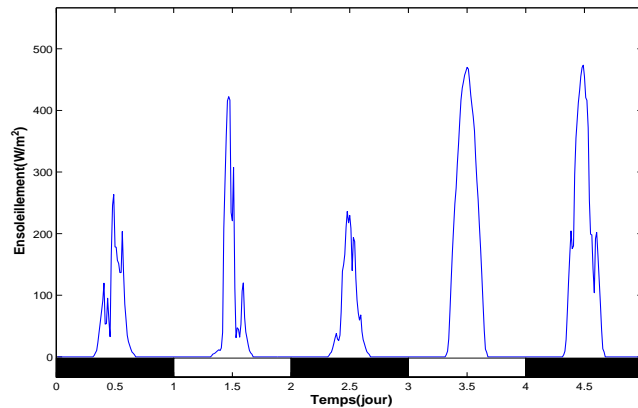


FIGURE 2.6 – Ensoleillement de la ville de Roanne à partir de 1/1/2004 (agrandissement).

l'alternance jour et nuit (figure 2.6). Un agrandissement autour du pic associé au cycle journalier montre une distance d'une année. Cette modulation est observée sur la (figure 2.5) qui montre les fluctuations annuelles de l'ensoleillement. Le deuxième pic visible sur la figure 2.8 correspond au cycle annuel engendré par l'effet de la saisonnalité.

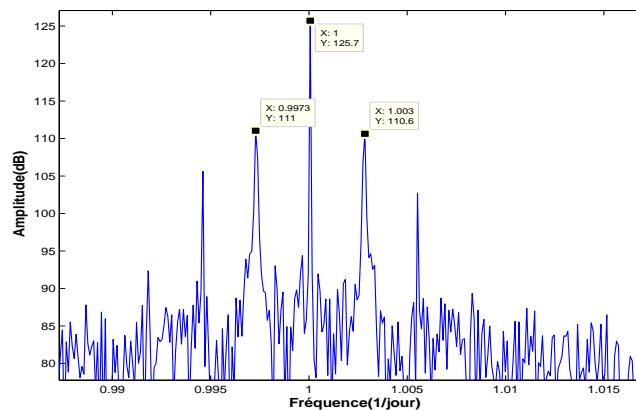


FIGURE 2.7 – Spectre de la ville de Roanne de 2004-2010.

Dans de nombreuses applications de traitement du signal, il est très intéressant d'étudier les différentes composantes d'un processus séparément. Ces composantes peuvent physiquement être liées à différentes sources individuelles. Par exemple ici, on a un processus CS. Une tâche importante est de séparer les parties déterministes périodiques et aléatoires du processus CS.

Différentes techniques existent pour faire une telle séparation de la CS1 : par exemple, la méthode de prédiction linéaire, la méthode Self Adaptive Noise Cancellation (SANC), la méthode de procédure d'édition cepstral et la méthode de la moyenne synchrone temporelle (TSA).

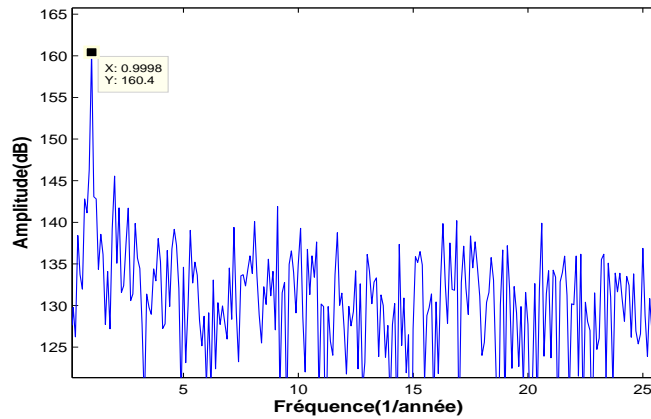


FIGURE 2.8 – Spectre de la ville de Roanne de 2004-2010 (agrandissement).

2.5.1 Moyenne synchrone en anglais Times synchronous average (TSA)

La manière classique de séparer des signaux périodiques du bruit (et de tout élément non périodique avec une fréquence fondamentale particulière) est la moyenne synchrone. Elle a été utilisée pendant de nombreuses années pour extraire le signal de vibration correspondant à un engrenage particulier dans une boîte de vitesse [Randall, 2011].

Pour des raisons de simplicité, nous considérons que chaque période correspond à une réalisation du processus. Ensuite, le signal est découpé en cycles qui sont superposés verticalement, car cette estimation suppose que les signaux sont ergodiques c'est-à-dire que l'on peut remplacer la moyenne temporelle par une moyenne d'ensemble (figure 2.9). Il suffira donc, pour estimer la moyenne $\hat{m}_x^T(t)$ de moyenniser les réalisations (moyennage vertical), c'est-à-dire les données de chaque cycle (le signal n'étant pas stationnaire la moyenne ne se réduit pas à un nombre, mais à un signal représentant la moyenne journalière). On aura donc pour un signal $x(t)$ avec $N.T$ échantillons [Bonnardot et El Badaoui, 2010] :

$$\hat{m}_x^T(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x(t + k.T) \quad (2.24)$$

Où N est le nombre de cycles et T la durée d'un cycle.

La figure 2.10 montre un agrandissement de la figure 2.5 ainsi qu'une estimation de la moyenne synchrone calculée sur une période de 1 jour avec des données de 1 mois ($N = 31$) (janvier 2004). Bien que le cycle journalier apparaisse clairement, le motif semble varier différemment chaque jour en raison du changement des conditions météorologiques et rend ainsi difficile l'extraction du motif répétitif par la moyenne synchrone représentée sur la figure 2.10.

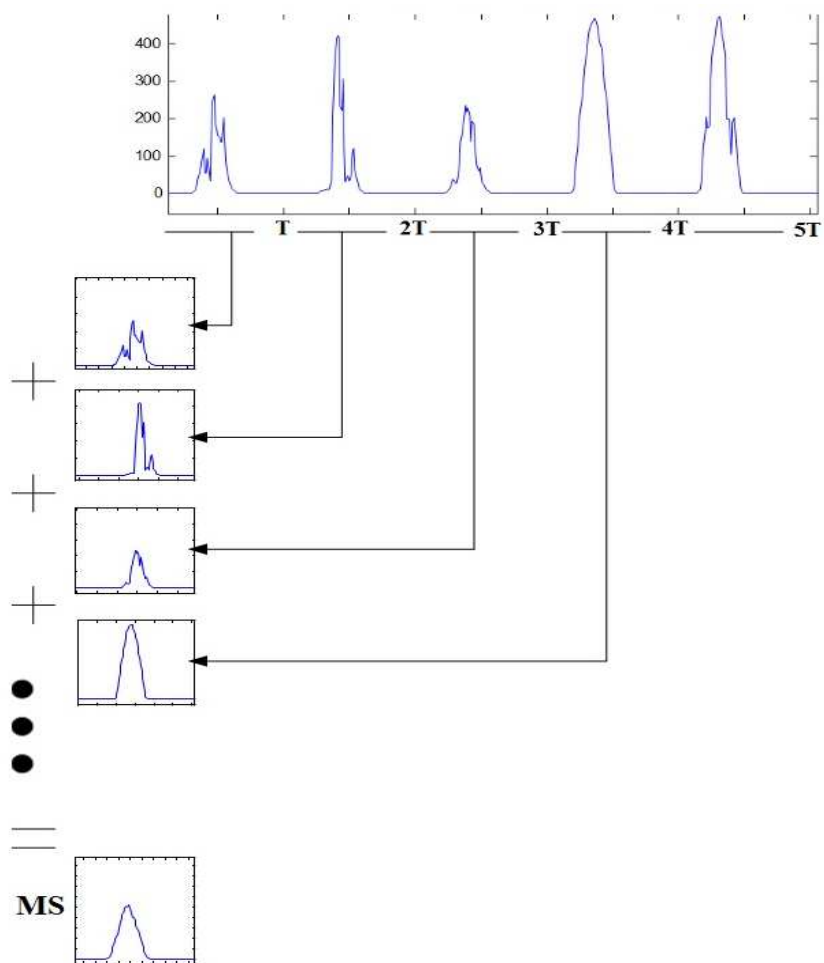


FIGURE 2.9 – Estimation de la moyenne synchrone.

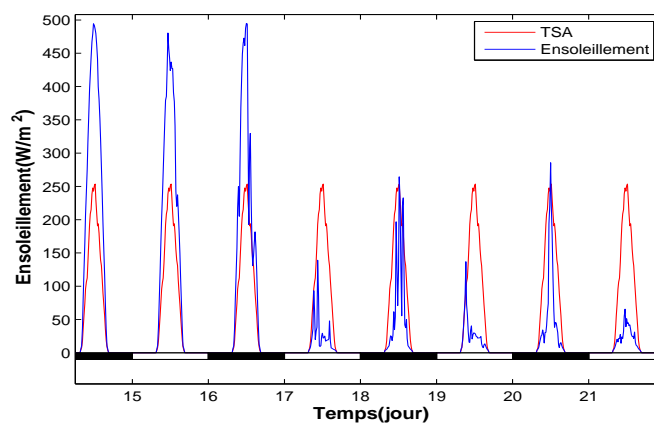


FIGURE 2.10 – Moyenne synchrone.

2.6 Méthode de Cepstre

Le cepstre est un détecteur d'échos. Il a été utilisé pour détecter les échos notamment dans les signaux sismiques. Il consiste à réaliser une transformation du signal du domaine temporel vers un autre domaine analogue au domaine temporel gradué en secondes et appelé quéfrencence. Pour rappeler le fait qu'on effectue une transformation inverse à partir du domaine fréquentiel, les appellations des notions sont des anagrammes de celles utilisées en fréquentiel. Ainsi le spectre devient le cepstre, la fréquence une quéfrencence, les harmoniques les rahmoniques... [Bogert et al., 1963][El Badaoui, 1999][Wikipedia, 2010].

Le Cepstre est la transformée de Fourier inverse (TF^{-1}) du logarithme du module du spectre est défini comme :

$$\check{S}(t) = TF^{-1}Ln | S(f) | \quad (2.25)$$

Avec :

- $S(f) = TF\{s(t)\}$,
- TF la transformée de Fourier, et
- $S(f) = A(f).exp(j\phi(f))$.

Si le signal à étudier est périodique, il peut être écrit sous forme d'un produit de convolution entre le motif périodique et un peigne de Dirac. La transformée de Fourier transforme le produit de convolution en une multiplication. Donc on aura un spectre du motif périodique multiplié par le spectre de peigne de Dirac. Enfin, l'application du logarithme transforme la multiplication en addition et on aura ainsi un spectre du motif périodique plus le spectre du peigne de Dirac. Le spectre du motif périodique est souvent présent en basse quéfrencence.

Il a été montré que le cepstre du peigne de Dirac correspond à une série de pics décroissants. La distance entre chaque pic correspond à la période du peigne.

Le cepstre d'un motif périodique présente donc une partie identique pour les signaux périodique qui est indépendante du motif.

La figure 2.11 illustre le cepstre réel de l'ensoleillement. Nous remarquons que le cepstre réel de l'ensoleillement présente des périodicités qui correspondent à un cycle journalier ainsi que des rahmoniques (figure 2.11). La distribution autour de la période journalière est engendrée par l'effet de la saisonnalité(modulation d'amplitude).

L'idée de la méthode proposée dans [Randall, 2011] est de supprimer les rharmoniques associés au périodicités. Le cepstre réel n'étant pas directement réversible contrairement au cepstre plusieurs étapes destinées à conserver la phase sont nécessaires. Les étapes essentielles sont présentées sur la figure 2.12 :

- on calcule tout d'abord la transformée de Fourier du signal d'entrée,
- la phase ϕ est stockée pour un usage ultérieur.
- Parallèlement, le cepstre réel est obtenu en prenant la transformée de Fourier inverse du logarithme du spectre d'amplitude A ,
- nous éditons alors le cepstre réel (suppression de rharmonics),
- la transformée de Fourier est appliquée à ce résultat et nous en tirons le logarithme du spectre d'amplitude édité.
- Cette quantité est recombiniée avec le spectre de phase originale.
- Après application de l'exponentielle, puis de la transformée de Fourier inverse, nous obtenons en sortie le signal temporel pré-traité [Randall, 2011].

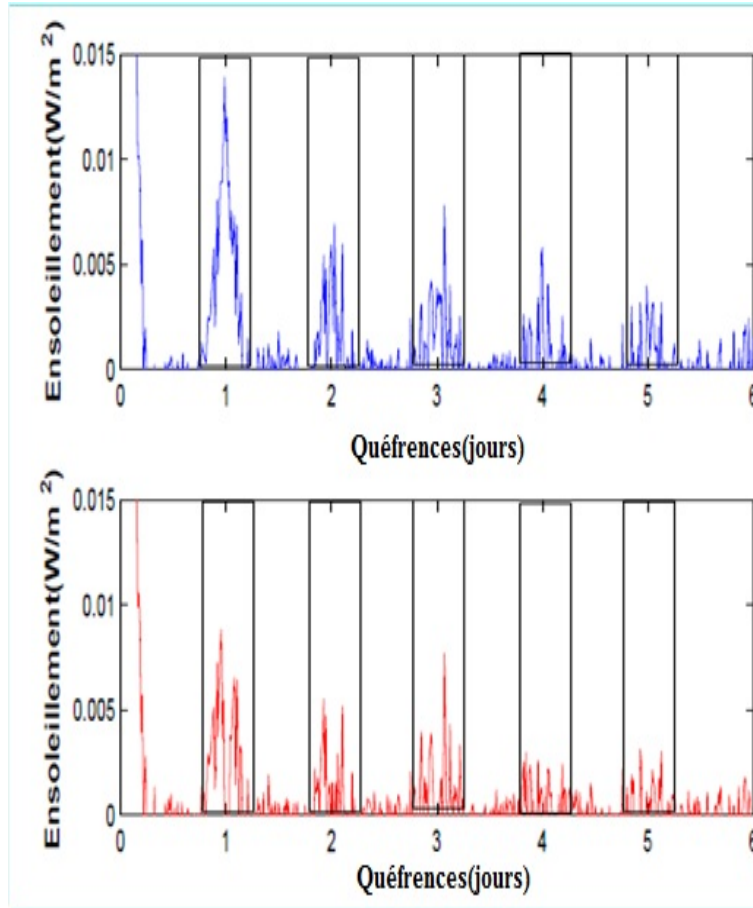


FIGURE 2.11 – Cepstre réel de l’ensoleillement(bleu), Cepstre réel de l’ensoleillement après filtrage des rahmoniques(rouge).

L’étape d’édition du cepstre réel revient à appliquer un filtre en peigne [Orfanidis, 1996], dont l’amplitude est déterminée à partir de l’équation (2.26) et le gabarit visible sur la figure 2.13. Nous pouvons donc réduire le bruit exhibant davantage l’information utile.

$$|H(\omega)| = \left| \frac{1}{P} \frac{\sin(\frac{P\omega}{2})}{\sin(\frac{\omega}{2})} \right|, \omega_k = \frac{2\pi k}{P} \quad (2.26)$$

$\omega_k = \frac{2\pi k}{P}$ avec $k = 1, 2, \dots, P - 1$, se rapporte à la famille de rhamoniques à supprimer et P correspond au nombre de raies.

Après l’application du filtre, on constate que l’on supprime bien cette périodicité ainsi que ses rahmoniques comme monté sur la figure 2.11 en bas) [Telidjane et al., 2015b].

La figure 2.14 montre le motif cyclique estimé par la méthode d’édition de Cepstre. Ce motif cyclique est obtenu en retranchant la partie résiduelle du signal d’ensoleillement. La partie résiduelle est estimé après lifrage (filtrage dans le domaine temporel) des quéfrences. Nous avons remarqué que ce motif cyclique s’adapte mieux d’un jour à un autre par rapport au motif cyclique estimé par la TSA (figure 2.10). Nous allons présenter maintenant une autre méthode originale que nous avons créée appelée Moyenne Synchronne Temporelle Adaptée (ATSA).

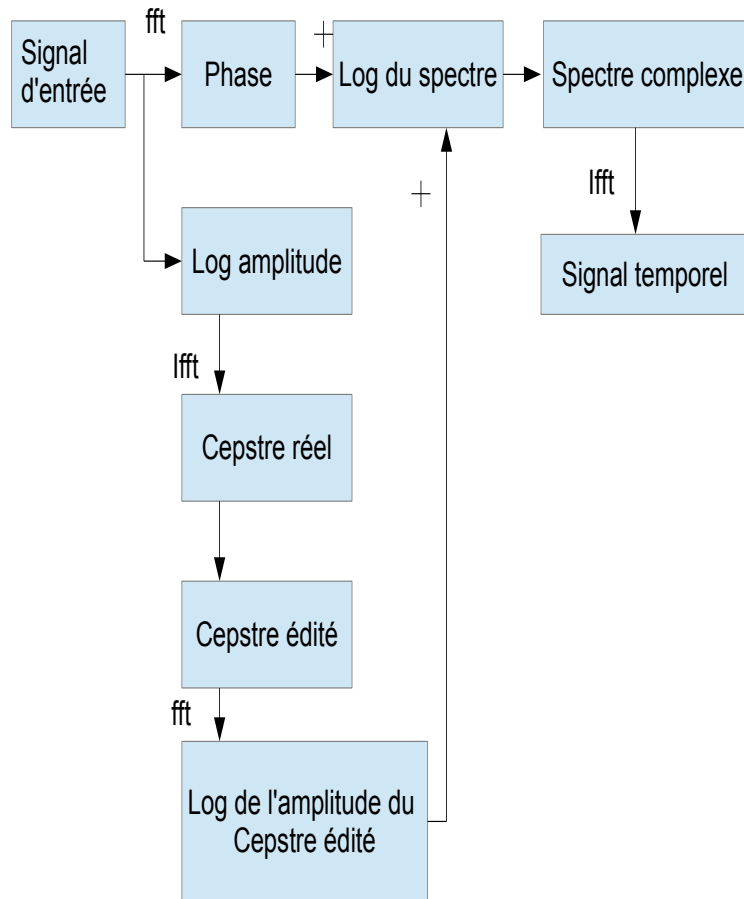
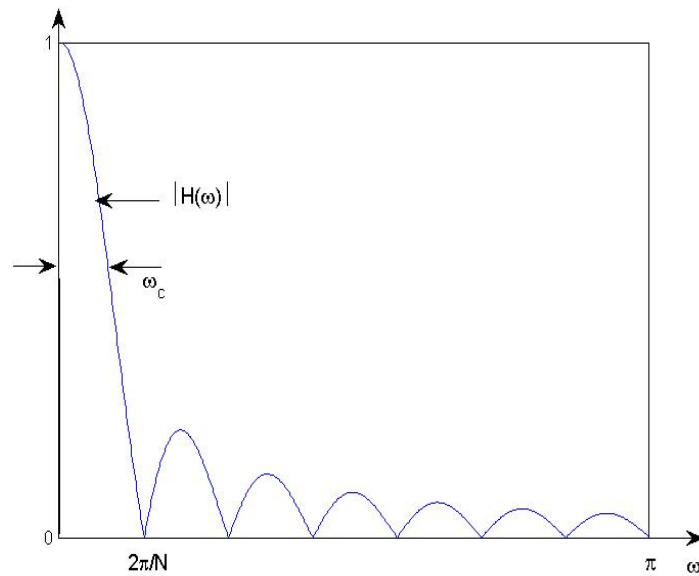


FIGURE 2.12 – Méthode d'édition de Cepstre.

FIGURE 2.13 – Gabarit de filtre en peigne $|H(\omega)|$.

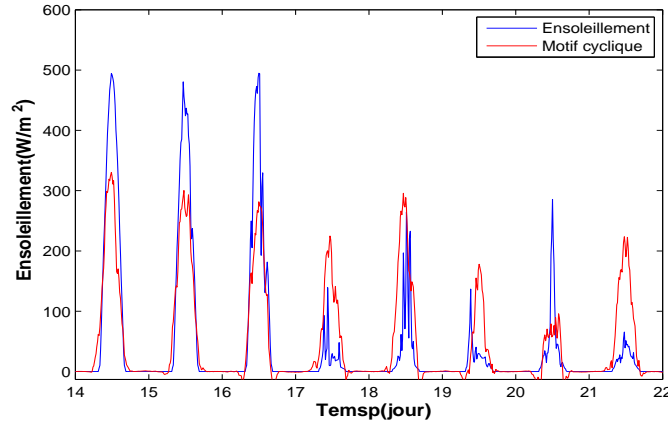


FIGURE 2.14 – Estimation du motif répétitif par le Cespstre.

2.7 Moyenne Synchrones Temporelle Adaptée (ATSA)

2.7.1 Principe

Soit le vecteur X_c représentant les T_0 échantillons du signal $X(n)$ associés au jour c :

$$X_c = [X(c.T_0) \quad X(c.T_0 + 1) \quad \cdots \quad X[(1 + c).T_0 - 1]]^T \quad (2.27)$$

Cette méthode consiste tout d'abord à normaliser chaque mesure journalière X_c par la valeur maximale observée le jour c :

$$X_{n_c} = \frac{X_c}{\max(X_c)} \quad (2.28)$$

Ensuite, une moyenne synchrone $\hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}$ permettant de faire ressortir le motif journalier normalisé associé au jour c est calculée. Cette moyenne synchrone ne prend en compte que les 31 jours du mois associés au jour c :

$$\hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0} = \frac{1}{31} \sum_{j=0}^{30} X_{n_c}(j + 31 \cdot \lfloor \frac{c}{31} \rfloor) \quad (2.29)$$

où $\lfloor \frac{c}{31} \rfloor$ correspond à l'arrondi par défaut de $c/31$ soit le numéro du mois-1 associé au jour c . La limitation du nombre de cycles (31) pour le calcul de cette moyenne synchrone "locale" permet d'être moins sensible aux effets de la saisonnalité. On permet alors au motif normalisé X_{n_c} de varier d'un mois à l'autre.

On peut alors grâce à un filtre adaptatif décomposer notre signal en un motif répétitif X_c lié au motif normalisé $\hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}$ par un filtre h et une partie résiduelle $t(n)$ comme montré sur la figure 2.15. Ce filtre est ajusté par un algorithme de type LMS qui permet de minimiser l'erreur entre X_c et $t(n)$ en agissant sur les coefficients du filtre chaque jour.

$$\underline{h}_n = [h_{n0} \quad h_{n1} \quad h_{n2} \dots h_{pn}] \quad (2.30)$$

$$\underline{h}_{n+1} = \underline{h}_n + \mu \cdot \underline{k}_{ni} \cdot t(n) \quad (2.31)$$

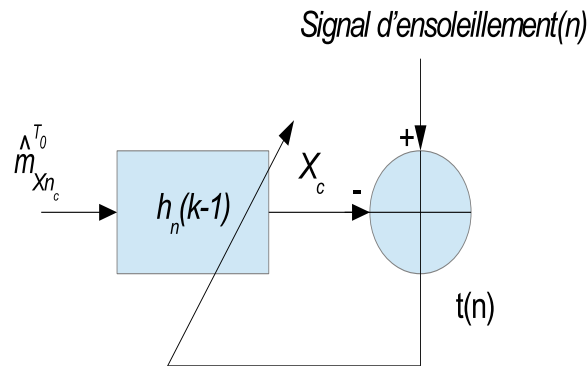


FIGURE 2.15 – Filtre Adaptatif.

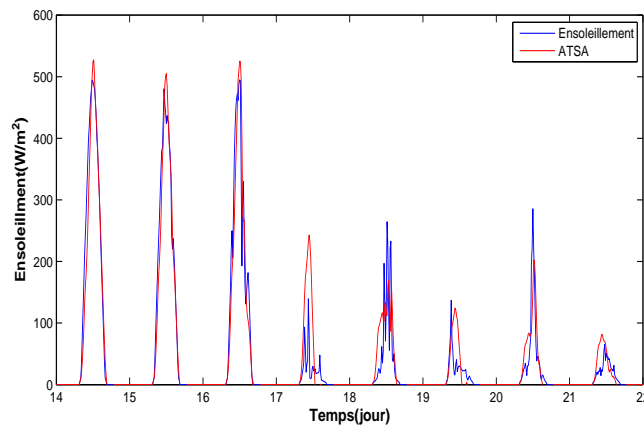


FIGURE 2.16 – Motif cyclique obtenu par la méthode ATSA.

2.7.2 Application aux signaux météorologiques

Nous avons appliqué la méthode ATSA sur les signaux météorologique. La figure 2.16 montre un motif cyclique qui s'adapte beaucoup mieux d'un jour à un autre par rapport au motif cyclique estimé par la méthode d'édition du Cespstre et TSA [Telidjane et al., 2015a].

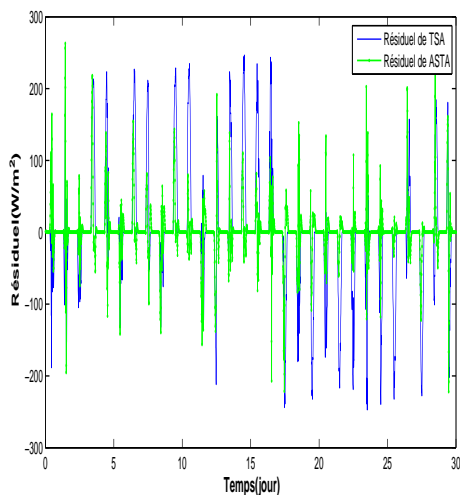
Le signal résiduel présente toujours des pics qui sont liés au passage des nuages qui est un phénomène aléatoire. On sépare donc bien le motif répétitif (2.16 en pointillée) lié au jour des phénomènes météorologiques aléatoires.

2.7.3 Analyse comparative

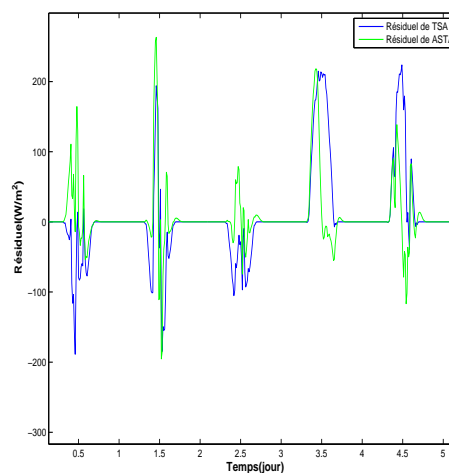
A titre comparatif, la figure 2.17(a) montre la partie résiduelle obtenue en utilisant la TSA. Nous remarquons que son amplitude est plus grande par rapport au résiduel obtenu par la méthode ATSA (courbe en pointillée). Cela est justifié par le calcul de la valeur efficace des deux résiduels $74 W/m^2$ pour le résiduel obtenu par la TSA et $37 W/m^2$ pour le résiduel obtenu par la ATSA. De la même manière, l'amplitude du résiduel obtenue par

le cepstre est plus grande que celle obtenue par la ATSA (figure 2.18(a)). Cela est justifié par le calcul de la valeur efficace du signal résiduel qui vaut 64.43 W/m^2 .

Une autre remarque est faite sur les pics des résiduels. Les résiduels de la TSA et la méthode d'édition de Cepstre présentent des pics plus larges par rapport au résiduel de la ATSA (figures 2.17(b) et 2.18(b)). Le résiduel de la ATSA à des pics plus étroit qui sont liés aux phénomènes aléatoires des conditions météorologiques.

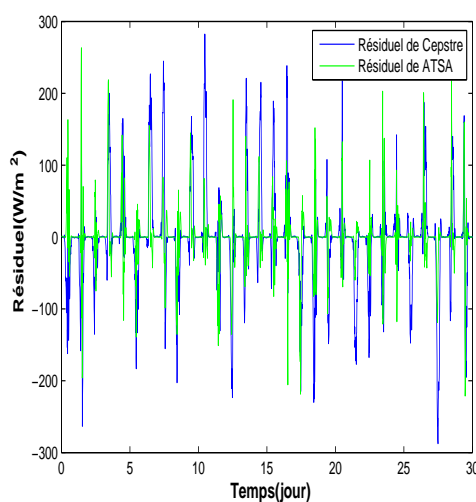


(a) Résiduel obtenu sur 1 mois

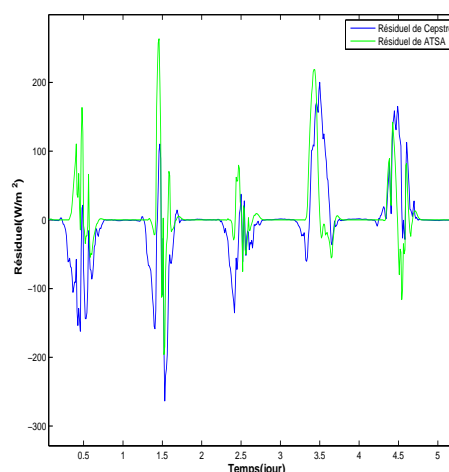


(b) Agrandissement du résiduel obtenu sur 1 mois

FIGURE 2.17 – Résiduel obtenu par la méthode TSA et ATSA.



(a) Résiduel obtenu sur 1 mois



(b) Agrandissement du résiduel obtenu sur 1 mois

FIGURE 2.18 – Résiduel obtenu par la méthode d'édition de Cepstre et ATSA.

Une représentation spectrale des signaux résiduels obtenus par les trois méthodes est illustrée sur les figures 2.19 et 2.20. La figure 2.19 montre que la TSA et la ATSA

suppriment mieux tout ce qui est périodique au jour (pics supprimés à la fréquence=1/jour est ses harmoniques). Nous remarquons aussi une présence des bandes latérales (effet de la saisonnalité) autour la fréquence fondamentale est ses harmoniques du résiduels de la TSA. Cette effet de modulation est beaucoup plus faible dans le résiduel de ATSA. Donc la méthode ATSA permet mieux de réduire l'effet de la saisonnalité par rapport à la TSA.

La même comparaison est faite entre le spectre du résiduel de la méthode d'édition du Cepstre et la ATSA (figure 2.20). Nous constatons que la ATSA supprime mieux tout ce qui est périodique au jour (pics supprimés à la fréquence=1/jour est ses harmoniques) à avec un effet de saisonnalité réduit par rapport à la méthode d'édition du Cepstre. Le pic de la fréquence fondamentale et ses bandes latérales sont plus grands dans le cas de la méthode d'édition de Cepstre.

Etant donné que l'ensoleillement est modulé en amplitude d'un cycle à un autre en raison des changements des conditions météorologiques, le motif cyclique estimé par la TSA et la méthode d'édition du Cepstre est mal défini. Selon les résultats obtenus, la méthode ATSA développée dans cette étude est donc la méthode qui donne une bonne séparation du motif cyclique et de résiduel pour un signal d'ensoleillement.

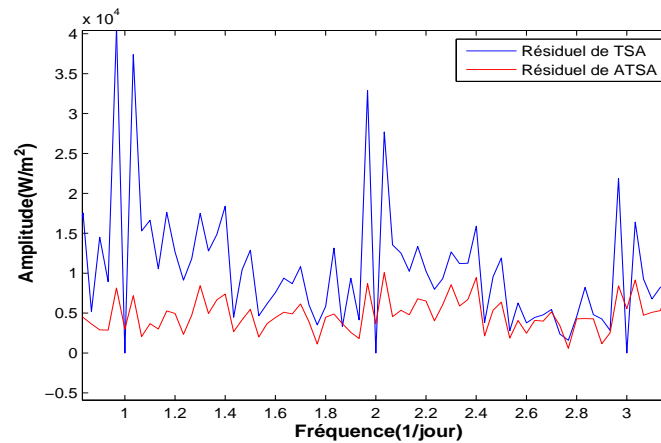


FIGURE 2.19 – Spectre du résiduel obtenu par la TSA et ATSA.

2.7.4 Analyse à l'ordre 2

Le signal résiduel obtenu par la méthode ATSA est privé d'une partie périodique (moyenne synchrone du résiduel égale à zéro). Néanmoins, ce signal peut contenir des composantes dont le moment d'ordre 2 (fonction d'autocorrélation) est périodique. Pour montrer ces périodicités cachées ou CS2, la fonction d'autocorrélation est calculée sur le signal résiduel.

L'estimation de l'auto-corrélation cyclique se fera en deux étapes comme l'indique la figure 2.21) :

1. Pour une fréquence cyclique donnée α , on effectue deux décalages fréquentiels du signal résiduel en le multipliant respectivement par $e^{+j\pi\alpha t}$ et $e^{-j\pi\alpha t}$. On obtient alors deux signaux.

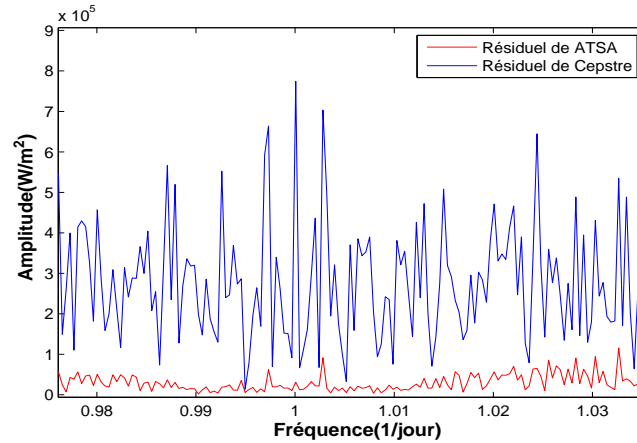


FIGURE 2.20 – Spectre du résiduel obtenu par la méthode de d'édition du Cepstre et ATSA.

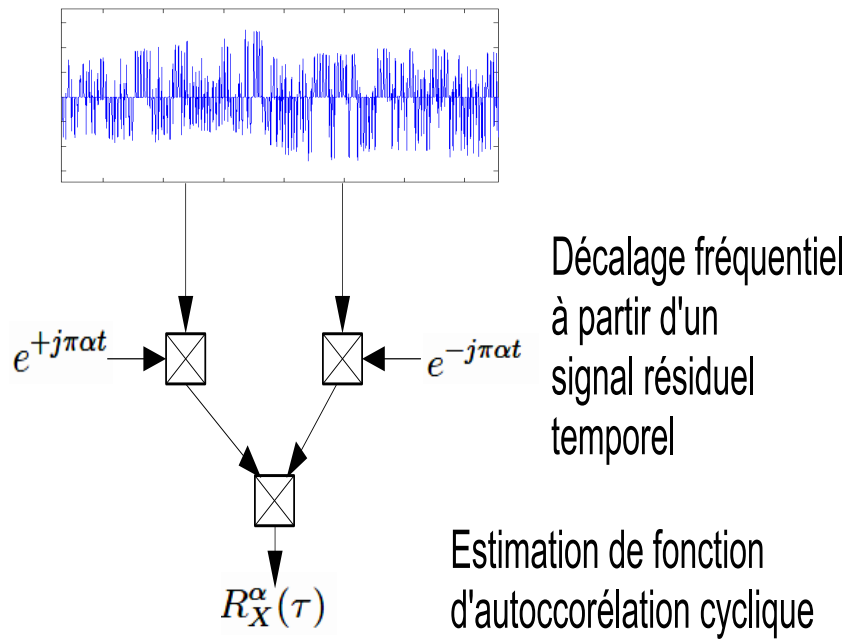


FIGURE 2.21 – Calcul de l'auto-corrélation cyclique.

2. On calcule ensuite la corrélation de ces deux signaux. La corrélation obtenue correspond alors à une coupe de la corrélation à la fréquence cyclique α choisie.

Ces figures montrent deux fréquences cycliques sur la fonction d'autocorrélation qui correspondent à $\alpha_1 = 1 \text{ jour}^{-1}$ (figure 2.22) et $\alpha_2 = 1 \text{ an}^{-1}$ (figure 2.23). Ces fréquences représentent :

- la fréquence cyclique annuelle liée à l'effet de la saisonnalité et,

— la fréquence cyclique journalière engendrée par l’alternance jour et nuit respectivement.

Puisque le signal est CS, la fonction d’auto corrélation $R_x(t, \tau)$ est périodique dans le temps et la fonction d’autocorrélation cyclique $R_x^\alpha(\tau)$ est discrète sur l’axe des fréquences cycliques et continue sur l’axe des retards τ . Le rapport entre les fréquences cycliques annuelles et journalières est grand. Donc, deux autocorrélations cycliques avec différentes échelles et résolution sont calculées [Telidjane et al., 2014].

Les harmoniques de la fonction d’autocorrélation cyclique sont observées sur la fonction d’autocorrélation journalière (figure 2.22) et pas sur l’annuelle (figure 2.23). Ceci est expliqué par le nombre limité de cycles annuels (7 ans) par rapport au nombre élevé de cycles journaliers (365×7). Selon ces résultats, le signal d’ensoleillement contient une composante CS2.

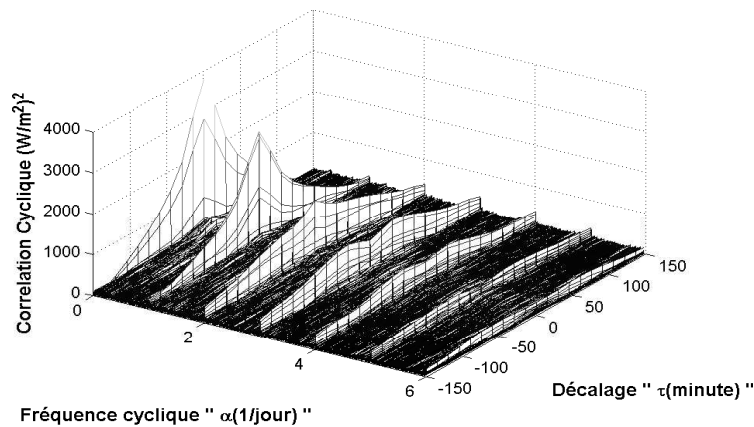


FIGURE 2.22 – Fonction d’autocorrélation cyclique journalière de l’ensoleillement $R_x^\alpha(\tau)$.

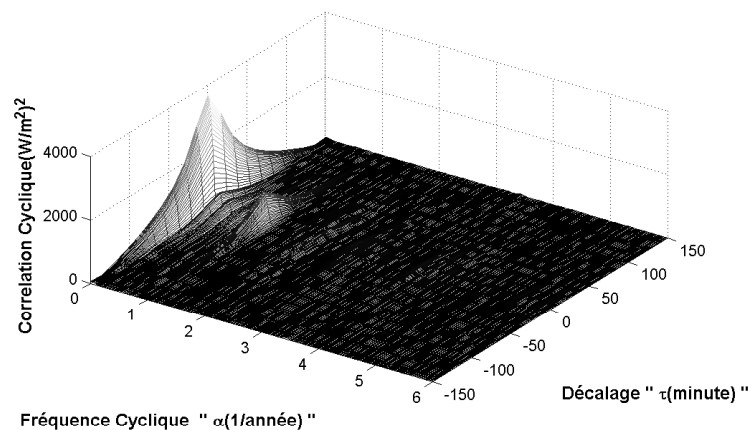


FIGURE 2.23 – Fonction d’autocorrélation cyclique annuelle de l’ensoleillement $R_x^\alpha(\tau)$.

2.8 Evaluation des performances de la méthode ATSA

Afin d'évaluer la méthode ATSA, un signal de synthèse CS a été généré.

Tout d'abord, nous avons créé un signal périodique $x(t)$ donné par l'équation (2.32) :

$$x(t) = \sin(2.\pi.f_1.t) \quad (2.32)$$

Ensuite, chaque cycle de ce signal est multiplié par un élément de vecteur y (2.33) afin de créer une variation d'amplitude. Le premier cycle par l'élément 1 du vecteur le deuxième cycle par l'élément 2 du vecteur et ainsi de suite :

$$a_i = [1 \quad 0.3 \quad 0.8 \quad 0.5 \quad 0.6 \quad 0.7 \quad 0.2 \quad 0.4 \quad 0.9 \quad 0.3] (i = 0..9) \quad (2.33)$$

$$y(t) = \begin{cases} a_i.x(t) & \text{avec } i = \lfloor \frac{t}{T_1} \rfloor \text{ pour } 0 \leq t < 10.T_1 \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases}$$

Le signal dont l'amplitude varie appelé $z(t)$ (2.34) est multiplié par un bruit gaussien centré réduit périodique afin de créer un signal CS $w(t)$ selon l'équation (2.35).

$$z(t) = y(t).x(t) = a_i.\sin^2(2.\pi.f_1.t) \quad (2.34)$$

$$w(t) = \text{bruit}(t).\sin(2.\pi.f_1.t) + z(t) = \sin(2.\pi.f_1.t)[\text{bruit} + y(t)] \quad (2.35)$$

$$\text{porteuse}(t) = \sin^2(2.\pi.f_2.t) = 1.5 + \cos(2.\pi.f_2.t) \quad (2.36)$$

Ce signal $w(t)$ est multiplié par une porteuse pour créer sur *signalmodule* une tendance qui correspond à l'effet de la saisonnalité comme montré sur la figure 2.24(b) selon l'équation (2.37).

$$\text{signalmodule}(t) = \text{porteuse}.w(t) \quad (2.37)$$

Enfin le signal modulé est répété plusieurs fois par concaténation du *signalmodule* pour créer des périodicités qui correspondent aux périodicités annuelles qu'on l'appelle *signalsynthese* selon l'équation (2.38). Le *signalsynthese* obtenu est montré sur la figure 2.24(a).

$$\text{signalsynthese}(t) = [\text{signalmodule}(t) \quad \text{signalmodule}(t) \dots \text{signalmodule}(t)] \quad (2.38)$$

L'algorithme ATSA a été appliqué sur ce signal de synthèse afin de le séparer en un motif cyclique qui prend en compte les variations d'amplitude (figure 2.27) et un signal résiduel.

Différentes figures illustrent les étapes de l'algorithme ATSA appliquées pour le signal de synthèse :

- Le motif cyclique est difficile à estimer à cause de la modulation d'amplitude du signal de synthèse. La première étape consiste donc à normaliser le signal de synthèse. La figure 2.25, montre le signal $\underline{X}n_c$ après l'étape de normalisation. On peut remarquer que la normalisation permet d'obtenir un signal qui ne contient pas cette modulation.
- la figure 2.26 montre la moyenne synchrone $\underline{K}n_c$ calculée sur ce signal normalisé. Cette moyenne synchrone représente le motif cyclique qui ne contient l'effet de la modulation.

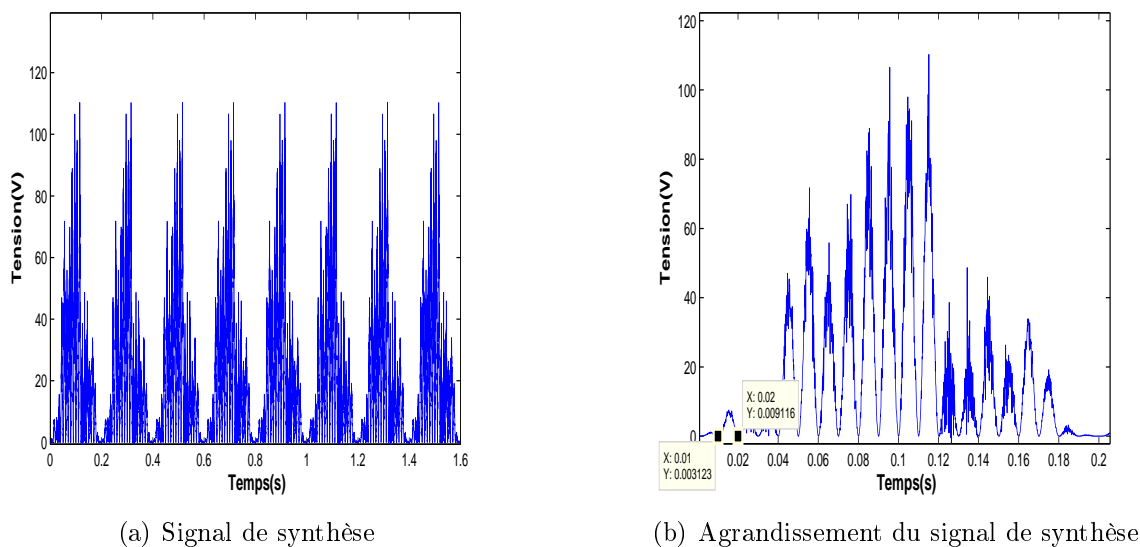


FIGURE 2.24 – Signal de synthèse simulant l'ensoleillement.

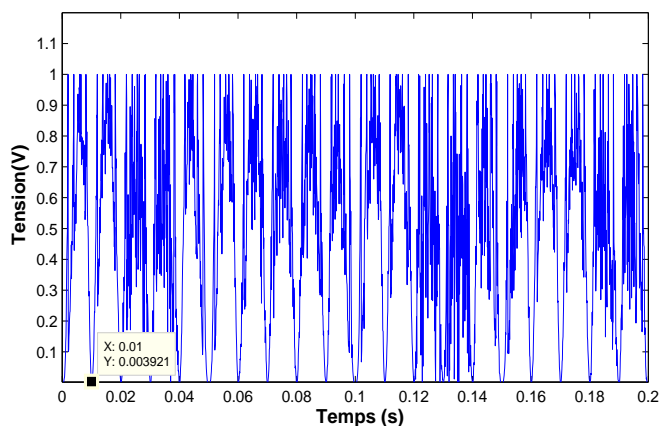


FIGURE 2.25 – Signal de synthèse après normalisation.

— Grâce à un filtre adaptatif, on peut décomposer le signal de synthèse en motif cyclique qui prend en compte l'effet de la modulation et une partie résiduelle comme illustrer sur la figure 2.27.

La partie résiduelle obtenue est privée d'une partie périodique. Néanmoins, elle peut contenir des composantes périodiques à l'ordre 2. Pour mettre en évidence ces périodicités cachées, la fonction d'autocorrélation est estimée.

Les fonctions de corrélation (figure 2.28) ainsi que sa projection (figure 2.29) sur l'axe τ montrent 2 fréquences cycliques $\alpha_1 = 5 \text{ Hz}$ et $\alpha_2 = 100 \text{ Hz}$. Ces 2 fréquences cycliques ont été utilisées dans la simulation de signal de synthèse pour représenter les deux fréquences journalière et annuelle de l'ensoleillement.

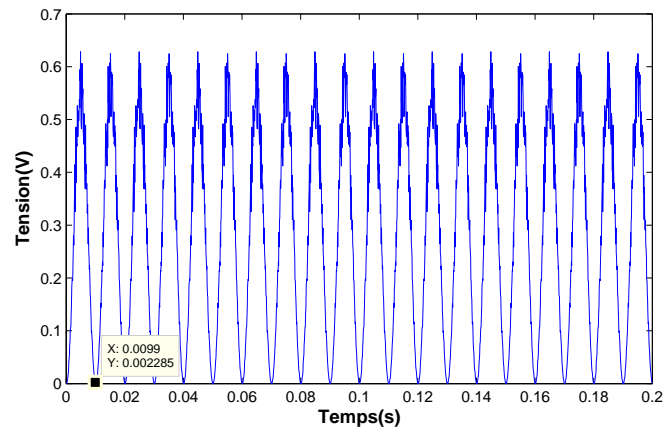


FIGURE 2.26 – Moyenne synchrone du signal normalisé.

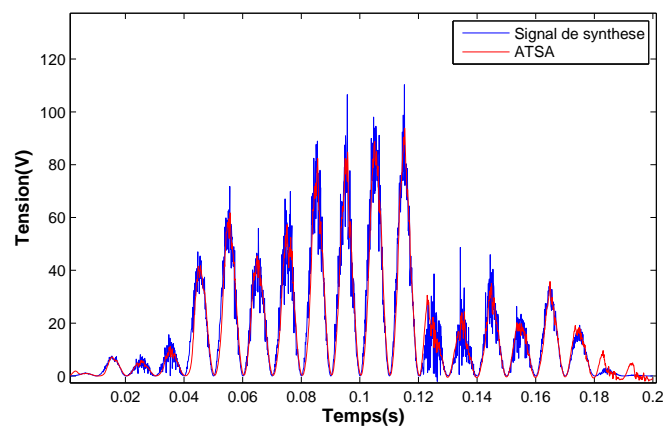


FIGURE 2.27 – Signal de synthèse et motif cyclique.

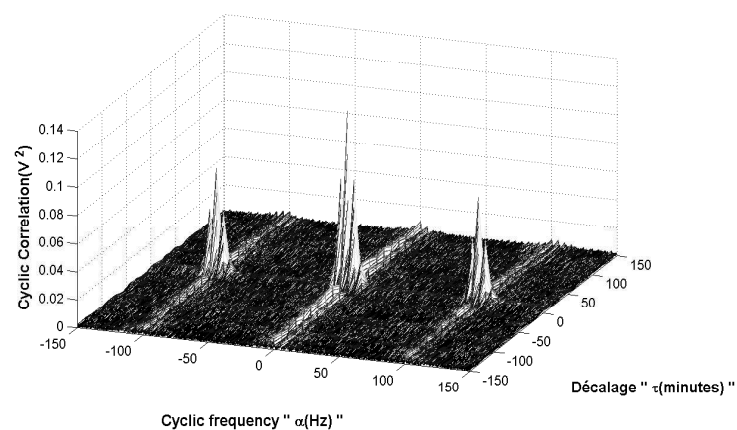


FIGURE 2.28 – Fonction d'auto corrélation cyclique du résiduel du Signal de synthèse.

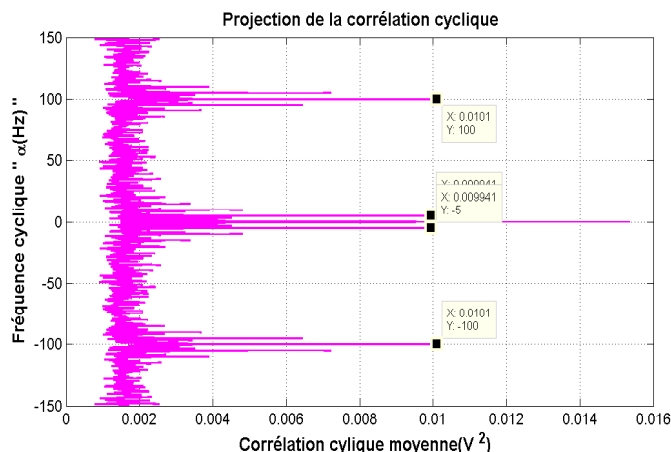


FIGURE 2.29 – Fonction d'auto corrélation cyclique du résiduel du Signal de synthèse (coupe à $\tau = 0$).

2.9 Lien avec la cyclostationnarité floue

2.9.1 Interêt du modèle cyclostationnaire flou

Bien que les signaux soient cyclostationnaires, cet outil comporte certaines limites notamment pour l'estimation de la composante cyclique moyenne (à l'aide de la moyenne synchrone). Ces limitations nous ont conduit à la création de la méthode ATSA. Le modèle cyclostationnaire ne nous satisfaisant pas totalement, plusieurs options sont envisageables :

- *considérer le signal comme non-stationnaire* : dans ce cas, on se prive alors de la notion de cycle journalier et annuel,
- *considérer le signal cyclostationnaire* : on conserve l'information sur le cycle, mais on ne prend pas en compte les variations d'ensoleillement d'un jour à l'autre et on estime mal le motif cyclique (ces variations sont rejetées dans la composante cyclostationnaire à l'ordre 2),
- *considérer une classe de signaux entre les 2* : les signaux cyclostationnaire floue introduits dans[Bonnardot, 2004].

Dans notre cas on utilise une version simplifiée du modèle :

$$g(t) = f(t) * r(t, \tau) + b(t) \quad (2.39)$$

Où :

- $g(t)$ est le signal observé cyclostationnaire flou,
- $f(t)$ est un signal cyclostationnaire cyclique qui représente le signal pour un ensoleillement sans nuages et d'amplitude indépendante de la saison,
- $r(t, \tau)$ est un filtre qui permet de prendre en compte les fluctuations dues aux variations d'ensoleillement d'un jour à l'autre,
- $b(t)$ est un bruit additif traduisant des phénomènes aléatoires.

Le signal $f(t)$ permet alors l'estimation du motif périodique indépendamment des fluctuations liées au cycle annuel et aux variations météorologiques ponctuelles.

2.9.2 Exploitation à l'aide de la méthode ATSA

L'idée de l'algorithme ATSA est de considérer le signal cyclostationnaire flou. Dans première étape, le signal est normalisé par l'amplitude maximale du jour. Cela équivaut à choisir un filtre $r(t, \tau)$ réduit à un facteur multiplicatif changeant une fois par jour. Ce facteur étant la valeur maximale. On obtient alors X_{n_c} représentant la fonction $f(t)$.

Dans une deuxième étape, on calcule ensuite sa moyenne synchrone $\hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}$. La fonction $f(t)$ étant débarrassée de l'impact des variations d'ensoleillement, on estime alors mieux le motif cyclique. Finalement, on extrait ensuite ce motif cyclique de $g(t)$ à l'aide d'un filtre de Wiener comme indiqué dans l'équation 2.40. Le caractère adaptatif de ce filtre permet de prendre en compte les variations météorologiques au cours de la journée (passage d'un nuage). On débarrasse donc le signal de son contenu cyclique.

$$r(t) = g(t) - \hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}(t) * h(t, k) \quad (2.40)$$

$$= f(t) * r(t, \tau) - \hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}(t) * h(t, k) + b(t) \quad (2.41)$$

Une prise en compte si fine du filtre $r(t, \tau)$ dans la première étape en vue du calcul de $\hat{m}_{X_{n_c}}^{T_0}$ n'est pas forcément nécessaire étant donné le grand nombre de cycles présent. En effet, les variations à l'intérieur de la journée provoquées par des variations météorologiques sont détruites par moyennage.

Le signal résiduel obtenu est ainsi débarrassé de la composante cyclique à l'ordre 1 lié à $f(t)$.

2.10 Conclusion

Dans cette partie, nous avons donné des définitions des outils de la cyclostationarité ainsi que les différentes méthodes d'extraction de la CS1 et la CS2.

Étant donné qu'il y a une variation d'amplitude pour le signal d'ensoleillement à cause de l'effet de la saisonnalité, les outils classiques de la CS (TSA, Cepstre) ne permettent pas une bonne séparation du motif cyclique et partie résiduelle. Notre étude a montré que la méthode ATSA donne de bons résultats pour cette séparation par rapport à la méthode du Cepstre et de la TSA.

La fonction d'auto-corrélation appliquée sur la partie résiduelle présente des périodicités de l'ordre 2. L'ensoleillement est donc un phénomène CS à l'ordre 2.

Chapitre 3

Modélisation des défauts

3.1 Introduction

Dans un panneau PV idéal, la puissance produite est la somme de la puissance de chaque cellule qui le compose. Cependant, plusieurs facteurs peuvent conduire à la baisse de la puissance DC. Parmi eux, les défauts de mismatch qui se produisent dans tous les panneaux PV et en tout temps. D'autres sont des défauts intermittents qu'on peut réparer dès qu'ils sont détectés.

Comme il a été montré dans le chapitre 1 et dans plusieurs travaux de recherche, la caractéristique I-V d'un panneau PV peut nous donner des informations utiles sur l'état de fonctionnement du panneau. Pour cela nous avons conçu un modèle des défauts du côté DC afin d'obtenir tous la caractéristique I-V d'un panneau supposé sain utilisé comme référence et un panneau défectueux dans les conditions standard (ensoleillement, température).

Dans ce chapitre, nous décrivons les étapes de la simulation du comportement de la cellule PV, groupe PV ainsi qu'un module PV dans ces deux cas sain et le cas défectueux. Ensuite, nous présentons les résultats des simulations obtenus.

3.2 Détermination de la caractéristique I-V d'une cellule

Pour modéliser la caractéristique I-V d'une cellule PV, le courant I doit être calculé pour une valeur de la tension V . Etant donné que l'équation de Bishop présenté au chapitre 1.1.3.2 n'est pas linéaire à cause du terme du à l'avalanche, l'équation de Bishop est mise sous la forme :

$$\begin{cases} f(I, V) = 0 \\ I_{n+1} = I_n - \frac{f(V, I_n)}{\partial f(V, I_n) / \partial I} \end{cases} \quad (3.1)$$

afin d'utiliser la méthode de Newton Raphson pour trouver la racine I solution de l'équation. L'algorithme s'arrête lorsque la condition $|I_{n+1} - I_n| < \varepsilon$ est vérifiée (à titre indicatif nous avons choisi dans nos simulations $\varepsilon = 1.e - 8$).

Nous rappelons que cette équation qui lie la tension et le courant dépend notamment de la température de la jonction, de l'ensoleillement, ... (le premier chapitre).

Une fois la solution I trouvée pour une tension V donnée, on relance l'algorithme afin de reconstituer tous les points de la caractéristique I-V. A titre indicatif, le temps d'itération pour avoir une caractéristique I-V (600 valeurs) est de 17 ms environ pour un ordinateur ayant le processeur Intel Core i5-3380M @ 2.90GHz.

Lorsque la cellule est occultée, la tension produite au niveau de la cellule est différente de celle qui fonctionne sans ombrage pour un courant fixe. Les figures 3.1 et figure 3.2 montrent respectivement les caractéristiques I-V d'une cellule qui reçoit 100 % d'ensoleillement et d'une cellule occultée à 50 % respectivement. Le courant de court-circuit de la cellule normale est de l'ordre de 5 A tandis que celui de la cellule occultée est de 2.5 A. Le courant de court circuit chute de la même proportion que la chute d'ensoleillement.

Paramètres	Nombre cellules	Nombre de diode bypass	$I_{ph}(A)$	$T_c(^{\circ}K)$	$R_s(\Omega)$	$R_p(\Omega)$	a	$I_0(A)$
Valeur	72	4	5.1	298	0.015	9	1.22	2.3e-8

TABLE 3.1 – Paramètres utilisés dans la simulation des défauts [Bun, 2011]

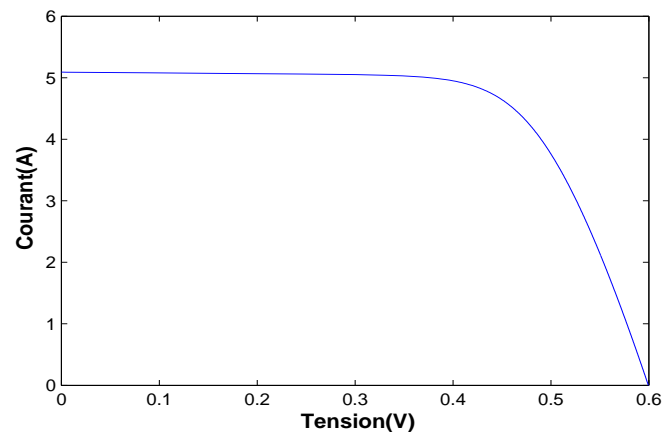


FIGURE 3.1 – Cellule normale.

3.3 Rôle de la diode de bypass

Étant donné que les cellules sont montées en série, la tension d'un groupe est égale à la somme des tensions de toutes les cellules. Dans les cas d'ombrage, la cellule fonctionne dans le régime inverse et produit une tension négative supérieure à celle de la somme des tensions des autres cellules normales pour un courant supérieur à son courant de court-circuit. Dans ce cas, la tension du groupe devient négative (courbe rouge en pointillée de la figure 3.3) et la diode de bypass devient passante pour protéger le groupe contre le régime inverse (courbe rouge de la figure 3.3).

La figure 3.4 montre un groupe non défectueux et un groupe défectueux obtenu par l'association série d'une cellule occultée et de 17 cellules bonne. Dans ce cas, les courants et les tensions des groupes sont donnés par les équations suivantes :

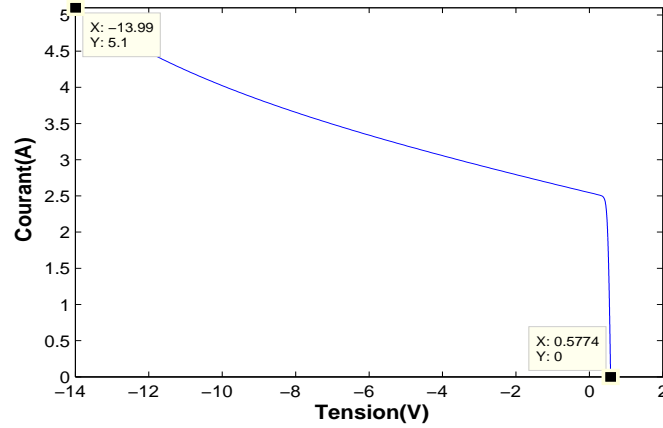


FIGURE 3.2 – Cellule occultée à 50% .

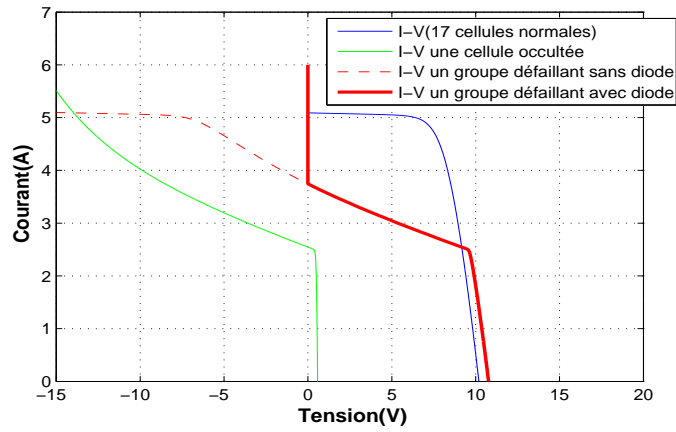


FIGURE 3.3 – Caractéristique I-V d'un groupe avec et sans diode de bypass.

$$\begin{cases} I_{groupe,j} = I_{bypass} + I_{cellule} \\ V_{groupe,j} = \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} & \text{si } \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} \geq 0 \\ V_{groupe,j} = 0 & \text{si } \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} < 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

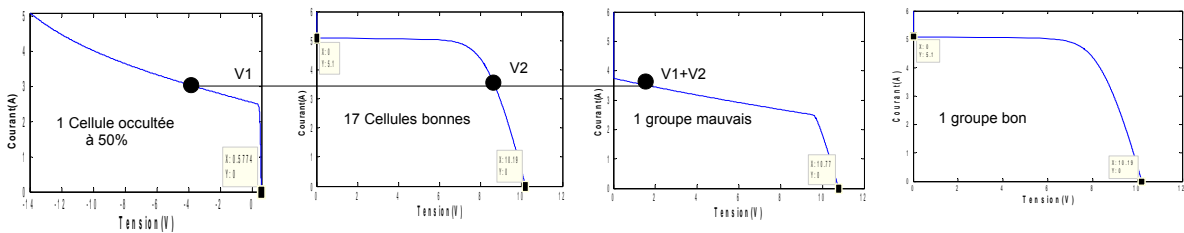


FIGURE 3.4 – Caractéristique I-V d'un groupe normal et d'un groupe défectueux.

3.4 Caractéristique I-V d'un module

La caractéristique d'un module mauvais obtenue par l'association d'un groupe non défectueux et groupe défectueux est illustrée dans la figure 3.5. Les équations des tensions et courants de modules :

$$\begin{cases} I_{module,k} &= I_{groupe} \\ V_{module,k} &= \sum_{j=1}^{N_{groupe}} V_{groupe,j} \end{cases} \quad (3.3)$$

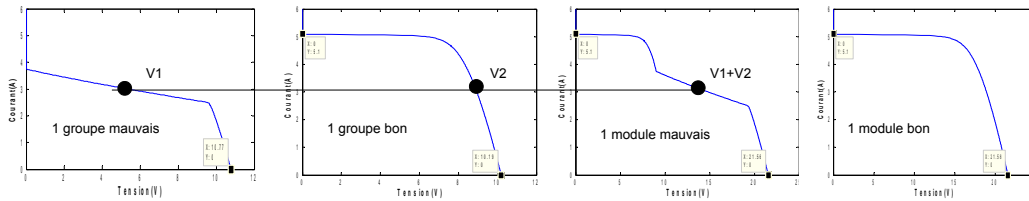


FIGURE 3.5 – Caractéristique I-V d'un module normal et module défectueux.

Afin de modéliser les différents défauts de mismatch (ombrage, R_s , ...) dans un module PV. Nous allons faire varier un seul paramètre de la cellule et laisser les autres inchangés dans le but de voir son influence sur la caractéristique I-V. Le module PV utilisé dans ce travail est constitué de 4 groupes. Chaque groupe est constitué de 18 cellules montées avec une diode de bypass en antiparallèle comme l'illustre la figure 3.6. Pour simplifier les calculs, le module PV est représenté sous une forme matricielle. Les éléments de la matrice sont les cellules présentes dans le module (figure 3.7). Les paramètres des cellules utilisées dans la simulation sont donnés dans le tableau 3.1.

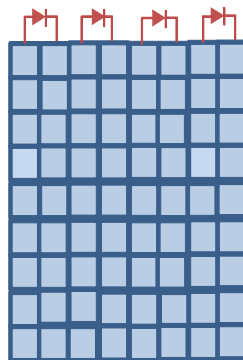


FIGURE 3.6 – Panneau PV utilisé dans la simulation.

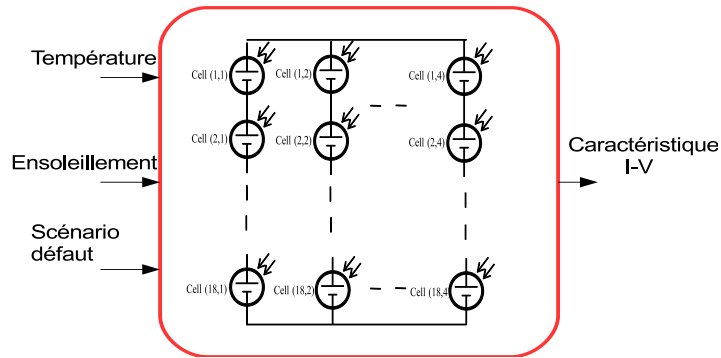


FIGURE 3.7 – Matrice représentant le panneau PV.

3.4.1 Défaut d'ombrage

Pour créer le défaut d'ombrage au niveau de chaque cellule, nous avons créé une matrice Sun dont les éléments représentent la quantité d'ensoleillement reçu par chaque cellule. A titre d'exemple, la première cellule reçoit la moitié de l'ensoleillement $Sun=0.5$ et quand les autres cellules reçoivent la totalité $Sun=1$ (figure 3.8). De cette façon on peut créer une matrice de défaut d'ombrage pour tout le module.

$$Sun = \begin{bmatrix} 0.5 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

FIGURE 3.8 – Matrice de simulation de défaut d'ombrage.

L'influence de la quantité d'ombrage sur la caractéristique I-V montrée sur la figure 3.9 est obtenue en occultant des parties du panneau PV pour différents taux d'ensoleillement. Une cellule occultée à 25%, 50%, 75% et, 3 cellules à 100% occultées. Les déformations observées sont dues à l'activation des diodes de bypass ainsi que les chutes de tension sont en fonction du nombre de ces diodes.

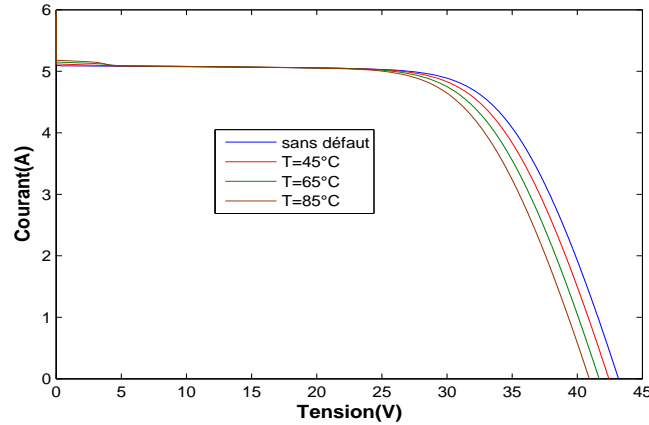


FIGURE 3.11 – Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de mismatch de type T .

du premier groupe augmente de 0.035Ω , les 9 éléments de la matrice valent $r_s = 0.05\Omega$ du premier groupe et les valeurs de R_s des autres cellules restent égales à 0.015Ω .

rs=

0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.05	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015
0.015	0.015	0.015	0.015

FIGURE 3.12 – Matrice pour créer le défaut de mismatch de type R_s

Le changement de la résistance R_s a une influence sur le changement sur la tension et le courant au point optimal. Si la valeur de R_s augmente, la tension au point de puissance maximale décroît d'une manière significative et le point optimal se déplace sur la gauche de la caractéristique I-V (figure 3.13). Dans le cas contraire, le point optimal se déplace vers la droite de la caractéristique I-V. Comme il a été remarqué que la variation de la résistance R_s a un effet marqué sur la caractéristique I-V dans le voisinage de la tension de circuit ouvert, Celle-ci ne modifie pas les valeurs du courant de court-circuit ou la tension de circuit ouvert [Bencherif et Chermitti, 2012].

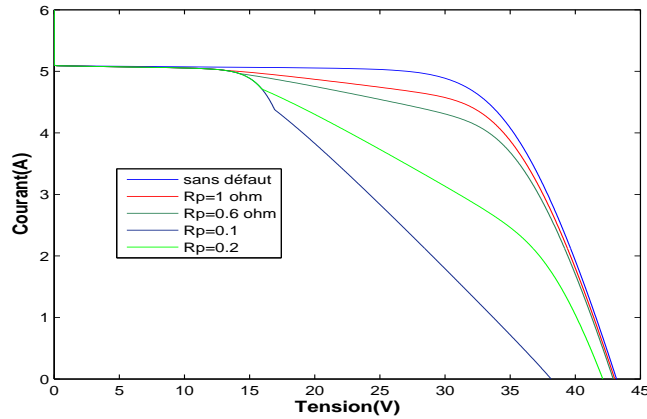


FIGURE 3.15 – Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de mismatch de type R_p .

cellule est occultée elle fonctionne dans le régime inverse et la tension du groupe défaillant est négative. Dans ce cas la diode de bypass devient passante. Dans le cas où la diode de bypass est défaillante, le groupe défaillant ne peut plus être protégé contre le régime inverse et la diode peut avoir 4 types de défauts selon [Bun, 2011] : court circuit, circuit ouvert, inversion de polarité ou bien impédance Z en cas de claquage. La configuration qui montre l'emplacement de la diode dans le module PV est illustrée sur la figure 3.16. Nous allons discuter indépendamment de ces quatre type de défauts.

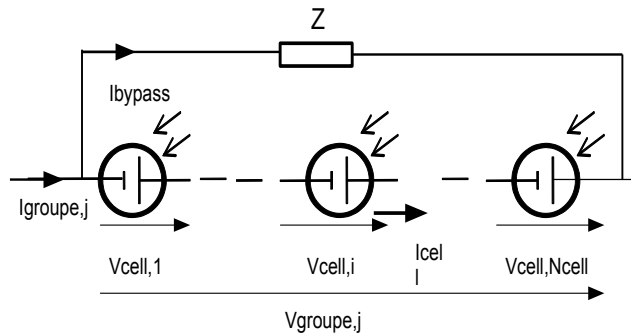


FIGURE 3.16 – Schéma électrique pour modéliser le défaut de diode de bypass

3.4.5.1 Court circuit

Dans le cas de court circuit, la diode se comporte comme un fil électrique. La tension de groupe est nulle étant donné qu'un fil est monté en parallèle avec le groupe de cellule. Le courant du groupe de cellules est composé du courant circulant dans les cellules $I_{cellule}$ et de celui circulant dans le fil I_{bypass} . Le courant circulant dans les cellules est égal au

courant maximum produit par les cellules et le chemin court-circuitant porte le courant en excès.

$$\begin{cases} V_{groupe,j} = 0 \\ I_{groupe} = I_{bypass} + I_{cellule} \end{cases} \quad (3.4)$$

La figure 3.17 montre l'influence de courts-circuits sur la caractéristique I-V. Dans le cas où une diode est défectueuse, elle vient court-circuiter les 18 cellules du groupe provoquant une chute de tension à vide de $18 \times 0.6 V$ soit $10.8 V$. On peut donc constater sur la figure que la tension V_{oc} du panneau solaire passe de $43.17 V$ (sans défaut) à $32.36 V$. Lorsque deux diodes sont court-circuitées, cette chute de tension double (2 groupes court-circuités). En règle générale, lorsqu'une diode est en court-circuit on perd $1/4$ de la tension du module et quand 2 diodes sont en court circuit on perd $1/2$ de la tension du module.

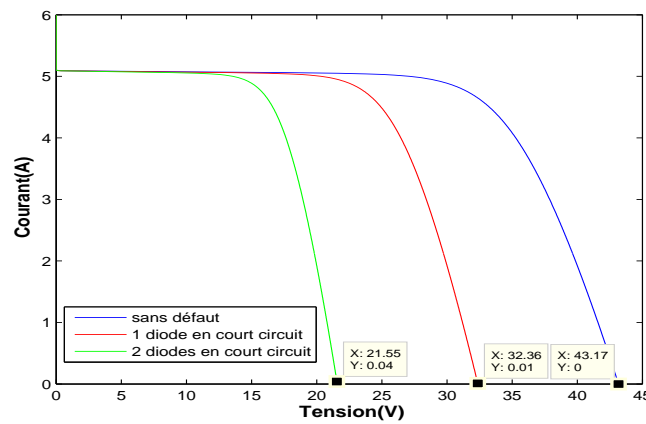


FIGURE 3.17 – Caractéristique I-V d'un module dans le cas où la diode est court-circuitée.

3.4.5.2 Claquage

Un claquage se manifeste lorsqu'une diode se comporte comme une impédance. Dans ce cas, la somme des tensions dans chaque cellule du groupe équivaut à la tension du groupe, alors que la somme des courants dans le string de cellules et dans l'impédance constitue le courant du groupe (groupe et impédance en dérivation).

$$\begin{cases} V_{groupe,j} = \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} \\ I_{groupe} = I_{cellule} + V_{groupe,j}/Z \end{cases} \quad (3.5)$$

La figure 3.18 illustre l'effet d'un claquage sur la caractéristique I-V du panneau solaire. Cette simulation a été faite pour 3 impédances. On vérifie sur cette simulation que la tension du module diminue proportionnellement avec l'impédance de la diode.

3.4.5.3 Circuit ouvert

Dans ce cas la diode est déconnectée (en l'air). La somme des tensions dans chaque cellule du groupe équivaut à la tension du groupe, alors que le courant dans le string de cellules est le même que celui du courant du groupe.

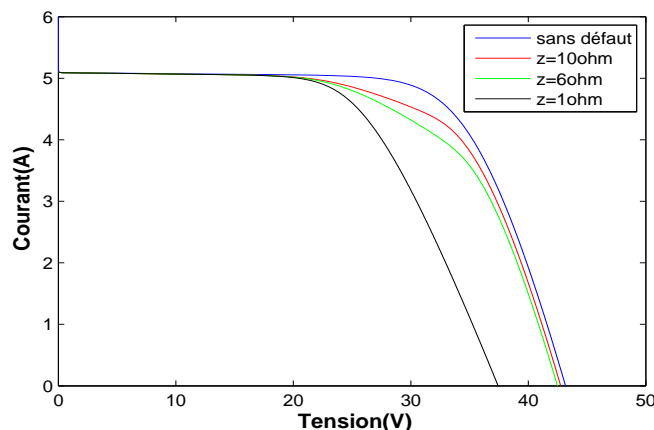


FIGURE 3.18 – Caractéristique I-V d'un module dans le cas où la diode de bypass est claquée.

$$\begin{cases} V_{groupe,j} &= \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} \\ I_{groupe} &= I_{cellule} \end{cases} \quad (3.6)$$

Lorsque la diode est déconnectée, elle ne joue plus son rôle en présence d'ombrage et le groupe fonctionne alors dans le régime inverse. La chute de tension augmente proportionnellement au taux d'ombrage comme l'illustre la figure 3.19.

3.4.5.4 Inversion de polarité

Dans ce cas, la diode de bypass est :

- passante quand la somme des tensions des cellules du groupe avec laquelle elle est montée est positive,
- bloquée dans le cas du régime inverse.

$$\begin{cases} V_{groupe,j} &= \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} & si & \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} < 0 \\ V_{groupe,j} &= 0 & si & \sum_{i=1}^{N_{cellule}} V_{cellule,i} > 0 \\ I_{groupe} &= I_{bypass} + I_{cellule} \end{cases} \quad (3.7)$$

On peut vérifier sur la figure 3.19 que lorsque la diode est inversée, la chute de tension est de l'ordre de 10.75 V (soit 18 cellules \times 0.6 V).

3.5 Simulation des signaux du panneau PV

3.5.1 Méthodologie

Pour simuler le fonctionnement des panneaux solaire, nous utilisons les données l'ensoleillement enregistrées depuis l'année 2004 au 2013 avec une période d'échantillonnage de 15 min et la température des années 1985 au 2012 (figure 3.21) avec une période d'échantillonnage d'une heure. Pour obtenir la même taille des deux signaux, la température est sur échantillonnée avec le même pas que l'irradiance grâce à une interpolation spline cubique et seule la partie commune aux 2 signaux est prise en compte (2004-2012).

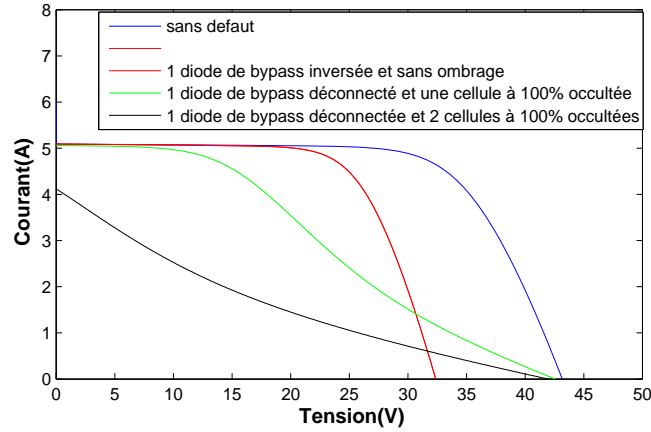


FIGURE 3.19 – Caractéristique I-V d'un module dans le cas de défaut de diode de bypass.

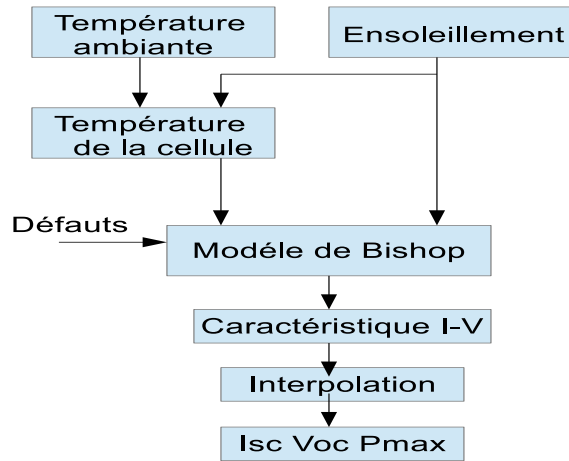


FIGURE 3.20 – La méthode pour estimer P_{max} , I_{sc} et V_{oc} .

La configuration de base du modèle de panneau PV proposé pour estimer des signaux électriques est résumée dans la figure 3.20. Elle est composée d'un processus en deux étapes :

- prédiction de la température T_c de la cellule PV selon l'équation (3.8) par la lecture des échantillons de l'ensoleillement G et de la température ambiante T_a [Bakelli et al., 2011]. Le paramètre $NOCT$ est la température nominale de fonctionnement de la cellule. Ce paramètre est donné par le constructeur et dépend du type du module.

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{0.8} G \quad (3.8)$$

- utilisation de la température des cellules PV estimée et l'ensoleillement dans le modèle Bishop pour tracer la caractéristique I-V du module.

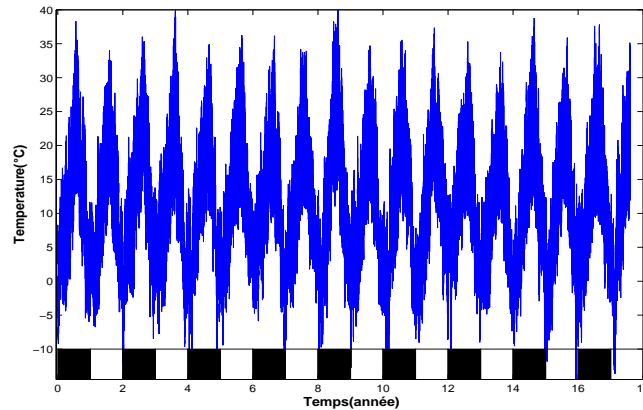


FIGURE 3.21 – Température de Roanne.

Une fois la caractéristique I-V obtenue, on procède à l'estimation des indicateurs P_{max} , V_{oc} et I_{sc} . Ces indicateurs sont définis comme suit :

- *Courant de court circuit (I_{sc})* : C'est le courant le plus élevé qu'une cellule PV peut générer. Il correspond à une tension de sortie nulle. Dans le cas idéal, quand il n'y a pas de pertes résistives le photo-courant (I_{ph}) généré par la cellule est égale au courant de court-circuit I_{sc} . Par exemple le courant I_{sc} du module PV utilisé dans la simulation est donné par le constructeur dans les conditions standards (ensoleillement de $1000W/m^2$ et température de $25^\circ C$) est de $5.1A$.
- *Tension de circuit ouvert (V_{oc})* : Tension maximale qui peut être générée à travers une cellule PV en circuit ouvert. Elle correspond à la tension lorsque le courant à travers la cellule PV est nulle.
- *Puissance maximale (P_{max})* : Puissance maximale produite par la cellule PV. Elle correspond au maximum de la caractéristique P-V où le produit courant tension est maximal. Elle est souvent nommée puissance optimale.

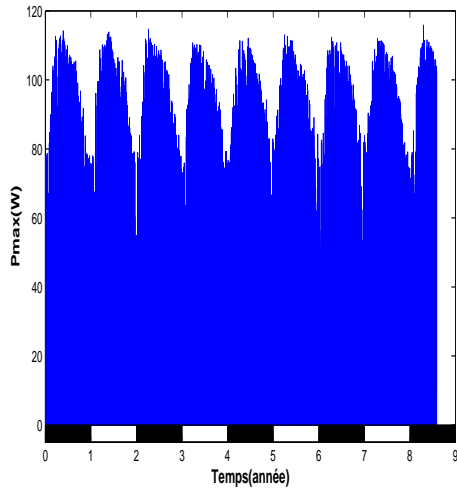
Les signaux d'entrée (température, ensoleillement) étant cycliques, nous allons obtenir des indicateurs dont les valeurs instantanées varient cycliquement dans le temps. On va donc utiliser les outils présentés dans le précédent chapitre pour étudier ces signaux cycliques.

3.5.2 Analyse cyclostationnaire

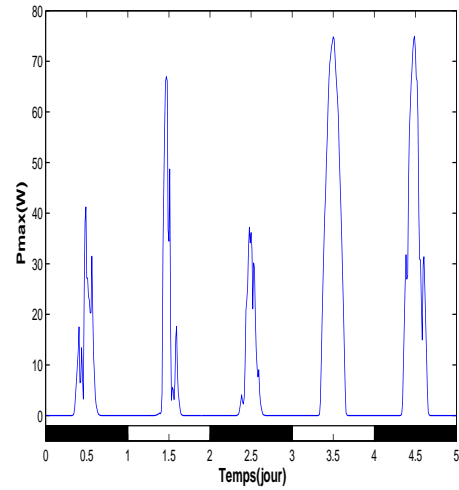
Les figures 3.22, 3.23, et, 3.24 correspondent à l'évolution temporelle de la puissance maximale P_{max} , au courant de court-circuit I_{sc} et à la tension de circuit ouvert V_{oc} de l'année 2004-2012 respectivement. Elle montrent des motifs cycliques annuels (figures 3.22(a)3.23(a)3.24(a)) et des motifs cycliques journaliers (figures 3.22(b)3.23(b)3.24(b)) sur les signaux temporels. On retrouve donc les fluctuations liées aux phénomènes météorologiques sur les grandeurs caractéristiques du panneau PV.

La méthode ATSA présentée dans le chapitre 2 est appliquée afin de décomposer ces signaux en un motif cyclique et une partie résiduelle. Ensuite, les fonctions d'auto-corrélation des parties résiduelles sont estimées et présentées sur les figures qui suivent.

Selon les figures 3.25, 3.26, et 3.27, les fonctions d'auto-corrélation $R_x(t, \tau)$ sont pé-

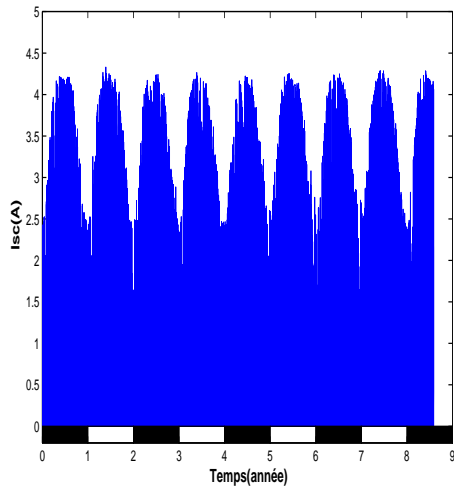


(a) P_{max} sans défaut sur plusieurs années

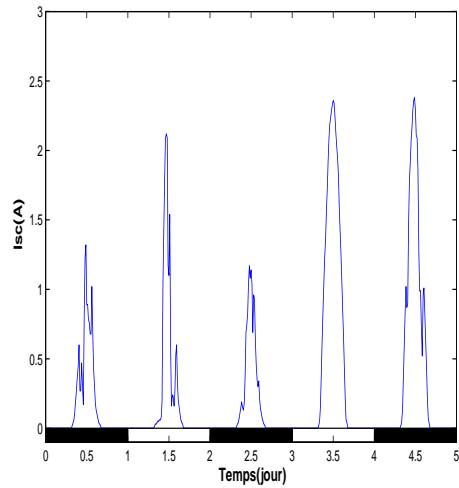


(b) Agrandissement du P_{max} sans défaut

FIGURE 3.22 – P_{max} sans défaut.



(a) I_{sc} sans défaut sur plusieurs années

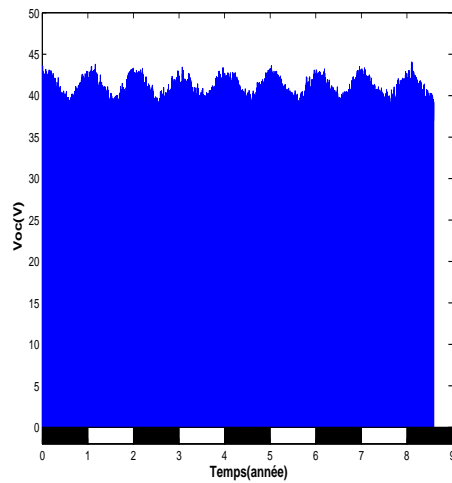


(b) Agrandissement du I_{sc} sans défaut

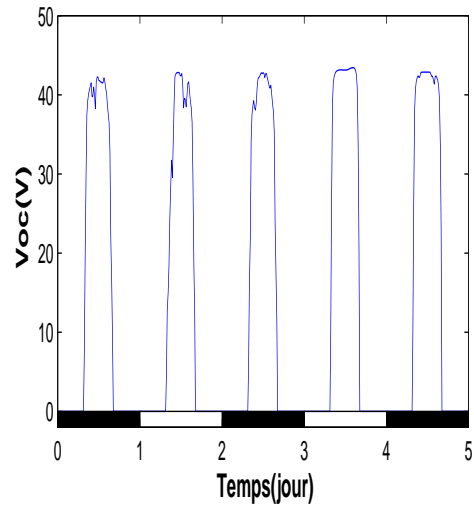
FIGURE 3.23 – I_{sc} sans défaut.

riodiques dans le temps et les fonctions d'auto-corrélation cycliques $R_x^\alpha(\tau)$ sont discrètes dans l'axe des fréquences cycliques et continues selon le décalage τ . Nous remarquons la présence de 2 fréquences cycliques $\alpha_1 = 1/jour$ et $\alpha_2 = 1/annee$. Ces 2 fréquences cycliques sont liées au périodicités journalière et annuelle de l'ensoleillement.

Nous constatons aussi que les harmoniques de la fonction d'autocorrélation cyclique sont observées sur les fonctions d'autocorrélations journalières (figures 3.25(a) 3.26(a) 3.27(a)) et pas sur l'annuelle (figures 3.25(b) 3.26(b) 3.27(b)). Ceci s'explique par le nombre limité de cycles annuels (7 ans) par rapport au nombre élevé de cycles journaliers ($365 \cdot 7$). Selon ces résultats, les signaux P_{max} , I_{sc} et V_{oc} sont des phénomènes CS2.



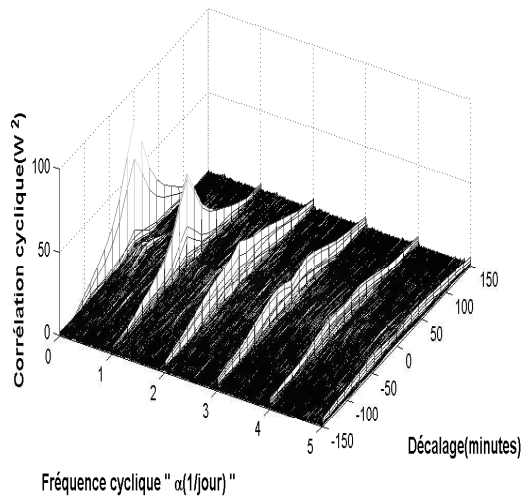
(a) V_{oc} sans défaut sur plusieurs années



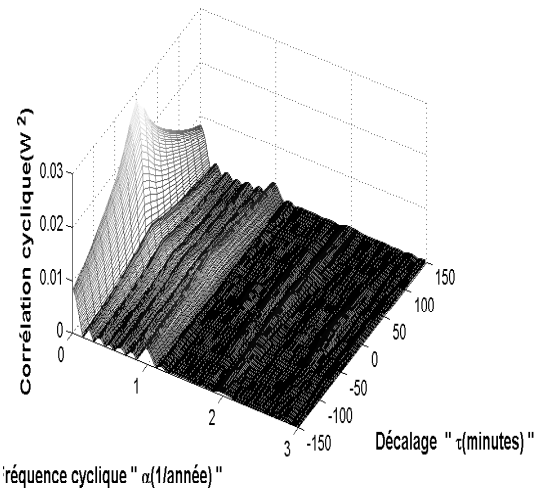
(b) Agrandissement du V_{oc} sans défaut

FIGURE 3.24 – V_{oc} sans défaut.

Ces résultats montrent que les signaux électriques (P_{max} , I_{sc} et V_{oc}) ont un caractère CS à l'ordre 2 avec les mêmes fréquences cycliques que l'ensoleillement.



(a) Fonction d'auto corrélation cyclique journalière



(b) Fonction d'auto corrélation cyclique annuelle

FIGURE 3.25 – Fonction d'auto corrélation cyclique de P_{max} .

Afin d'étudier la relation entre les entrées et les sorties du modèle de Bishop, nous avons tracé les signaux électriques P_{max} , I_{sc} , et V_{oc} en fonction de l'ensoleillement pour quelques échantillons pour 1 jour. Sur les figures 3.28, 3.29 et 3.30 nous avons constaté que I_{sc} et P_{max} évoluent linéairement avec l'ensoleillement tandis que V_{oc} suit une évolution logarithmique avec l'ensoleillement.

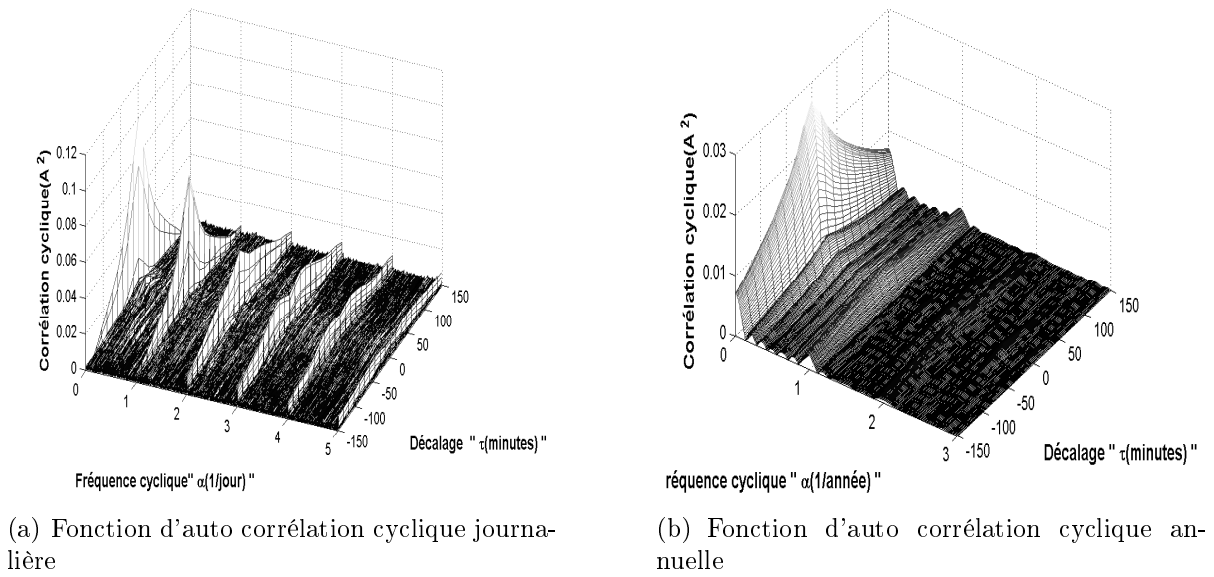


FIGURE 3.26 – Fonction d'auto corrélation cyclique de I_{sc} .

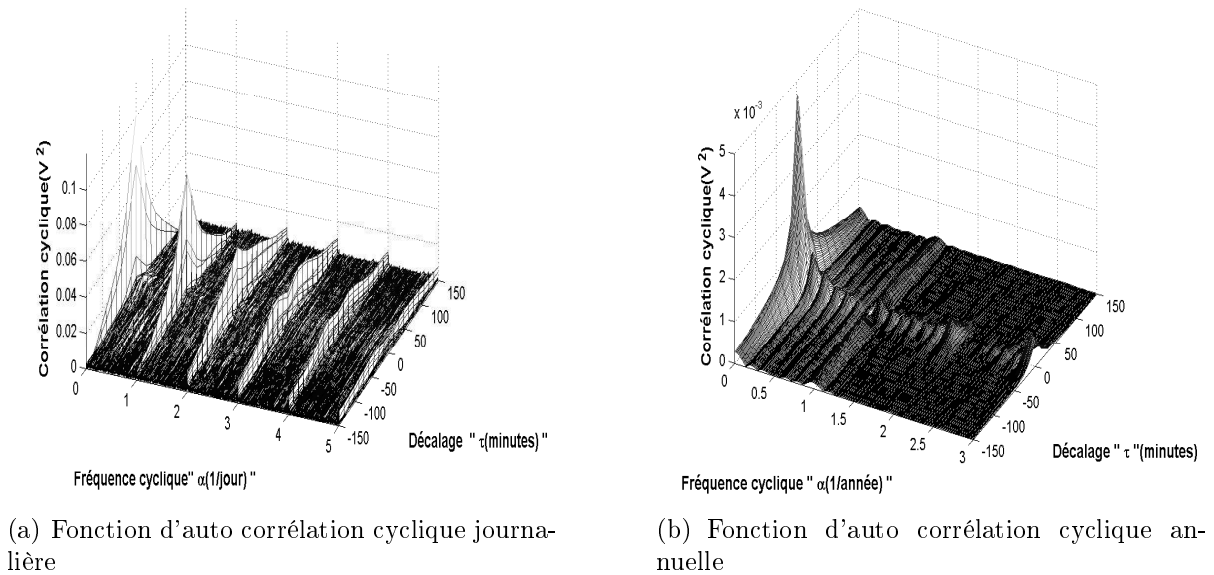
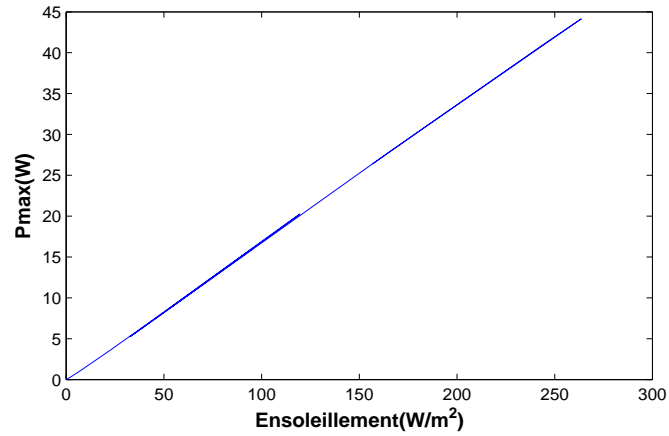
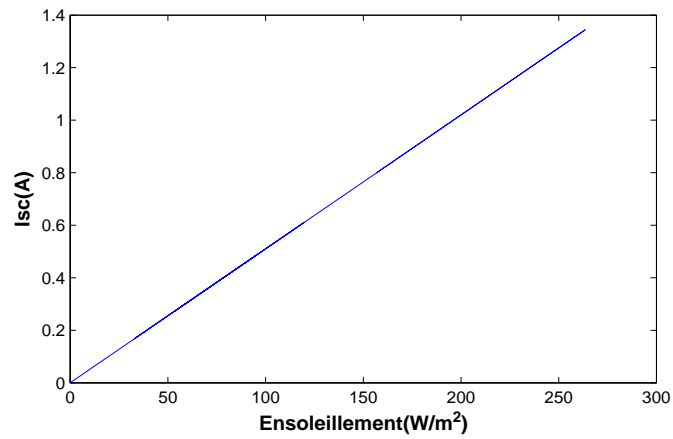
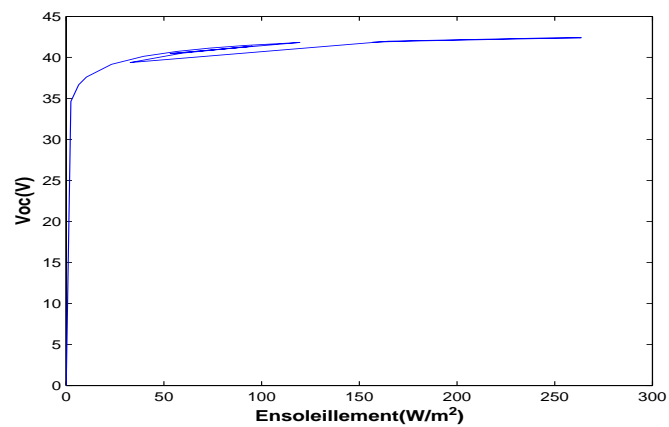


FIGURE 3.27 – Fonction d'auto corrélation cyclique de V_{oc} .

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé les différents défauts qui peuvent se manifester au niveau du module PV. Les défauts de mismatch de type ombrage, R_s , R_p , T et le défaut de diode de bypass.

Des codes Matlab ont été développés afin d'obtenir les caractéristiques I-V d'un module sain et module défectueux. Les modèles de Bishop ont été choisis pour la simulation, car il représentent le fonctionnement de la cellule PV dans le cas normal et dans le régime inverse lorsque la cellule est occultée.

FIGURE 3.28 – P_{max} en fonction de l'ensoleillementFIGURE 3.29 – I_{sc} en fonction de l'ensoleillementFIGURE 3.30 – V_{oc} en fonction de l'ensoleillement.

Les caractéristiques I-V des modules sont obtenues par l'association de la caractéristique des cellules PV. Dans ce travail, il aurait été intéressant d'effectuer une validation expérimentale n'était pas effectuée. Néanmoins, à l'aide d'une comparaison les résultats de la simulation des caractéristiques I-V obtenues concordent-il avec les résultats expérimentaux obtenus dans les travaux de [Bun, 2011].

Ces caractéristiques nous permettent d'obtenir les indicateurs P_{max} , I_{sc} , V_{oc} dans le cas statique. Dans notre étude nous voulons suivre l'évolution de ces indicateurs selon l'évolution des conditions météorologiques. Pour cela, les conditions météorologiques ont été injectées dans le modèle de Bishop et les indicateurs ont été estimés afin d'obtenir leur évolution temporelle.

Les signaux temporels des indicateurs électriques obtenus ont montré un aspect cyclostationnaire. Ce caractère cyclostationnaire nous ouvre des perspectives pour faire le diagnostic qui sera étudié dans chapitre suivant.

Chapitre 4

Diagnostic

4.1 Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté les différents défauts du côté DC dans les panneaux PV. Le caractère cyclostationnaire des indicateurs P_{max} , I_{sc} et V_{oc} a été démontré. Dans cette partie nous allons montrer les résultats du diagnostic des panneaux PV à l'aide de l'analyse cyclostationnaire et en comparant par les méthodes classiques tel que l'analyse temporelle et l'analyse fréquentielle.

4.2 Réalisation de la base de donnée de signaux

L'objectif principal de cette partie est la détection de défaut et déterminer où un défaut est survenu dans le panneau PV. Afin de réaliser le diagnostic, nous avons besoin de mesurer les variables climatiques (irradiance et la température du panneau PV). La température du module PV et le rayonnement solaire sont utilisés comme les entrées du modèle de Bishop de telle sorte que la puissance maximale, courant de court circuit et la tension de circuit ouvert sont calculés pour plusieurs scénarios de défauts représentés sur le tableau 4.1 et sur la figure 4.1. Les scénarios de défauts ainsi que les valeurs des paramètres utilisés dans la simulation sont établies dans les travaux de [Bun, 2011]. nous avons choisi ces paramètres ainsi que ces scénarios car leur validation est effectuée sur le plan expérimental par [Bun, 2011].

Sur le plan expérimental, la température du module PV et l'irradiance sont mesurées à l'aides des capteurs comme Pt1000 et des pyranomètres respectivement. Notre étude basée sur des simulations de panneaux PV, les variables climatiques utilisées dans cette étude sont obtenues à l'aide des données réelles et sont enregistrées pour une longue durée (10 ans pour l'irradiance et 27 ans pour la température).

Notre base de données a été construite en simulant les caractéristiques $I - V$ des cellules PV à l'aide des températures et ensoleillement de la ville de Roanne. En faisant varier les paramètres de la simulation, nous avons pu étudier différents états des panneaux PV. Afin de s'assurer de la pertinence de ces simulations, une comparaison à été effectuée entre les résultats de notre étude et les résultats expérimentaux obtenus dans les travaux de [Bun, 2011].

Nous avons choisi de travailler avec des données de 1 mois afin d'obtenir un temps de calcul très rapide des algorithmes pour faire le diagnostic.

Cas1	sans défaut (référence)
Cas2	1 cellule à 100% occultée
Cas3	1 groupe vertical à 100% occulté
Cas4	1 groupe horizontal à 100% occulté
Cas5	36 cellules avec $R_p=1$ ohm
Cas6	36 cellules avec $R_p=0.5$ ohm
Cas7	36 cellules avec $R_p=0.2$ ohm
Cas8	1 groupe $R_s=0.1$ ohm
Cas9	1 groupe $R_s=0.3$ ohm
Cas10	1 groupe $R_s=0.5$ ohm
Cas11	1 diode de bypass court circuitée
Cas12	1 diode de bypass inversée
Cas13	1 diode de bypass en circuit ouvert

TABLE 4.1 – Scénarios de défauts

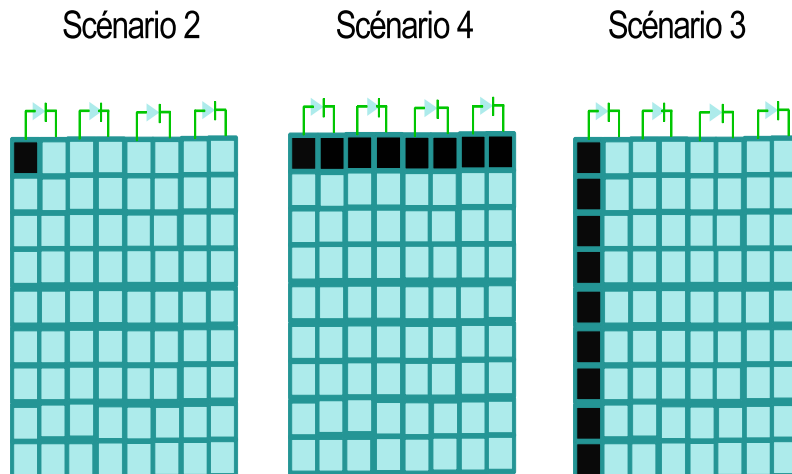


FIGURE 4.1 – Défauts d’ombrage.

4.3 Définition des indicateurs, application au défaut d’ombrage

Dans cette partie, nous allons présenter les différents indicateurs retenus pour le diagnostic. Nous ferons une analyse comparative pour chaque indicateur et pour un type de défaut (cas sain et cas 4 : 1 groupe de cellule occulté).

Après cette présentation, nous traiterons tous les types de défauts afin de mener une étude comparative.

4.3.1 Analyse temporelle des signaux

Parce que son calcul est plus aisé et rapide, cette approche est préférable aux autres si l'on souhaite extraire l'information pertinente, à partir des nombreuses mesures enregistrées. Dès lors, divers indicateurs de conditions déterminés à partir du signal sont exploitables comme la valeur crête qui traduit le comportement constant de l'amplitude (tendance difficile à observer en présence de bruit ou autres perturbations). A cet indicateur, les chercheurs préfèrent davantage la valeur efficace du signal RMS (Root Mean Square), étant plus sensible aux variations d'état dans les conditions de fonctionnement.

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (X_k)^2} \quad (4.1)$$

Selon la figure 4.2, on constate que le défaut entraîne une chute d'amplitude sur les 3 signaux de P_{max} , I_{sc} et V_{oc} en comparant par le cas sain. Cette chute est exprimée par les valeurs RMS représentées sur le tableau 4.2.

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas sain	18.40	0.59	22.27
1 groupe horizontale à 100% occulté	2.22	0.22	19.71

TABLE 4.2 – Indicateurs temporels

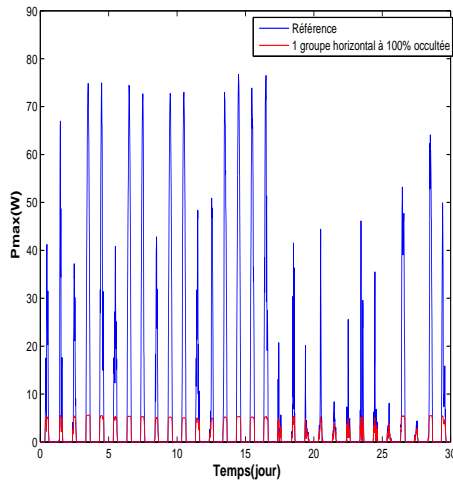
4.3.2 Analyse fréquentielle des signaux

L'analyse fréquentielle est une présentation où le signal est décomposé en une série des composantes élémentaires définies par leurs amplitudes et leurs fréquences. Nous utilisons dans cette étude utilisé la FFT (pas de moyennage) afin d'estimer le spectre des signaux électriques et nous prenons en compte seulement le premier pic qui correspond à la fréquence fondamentale.

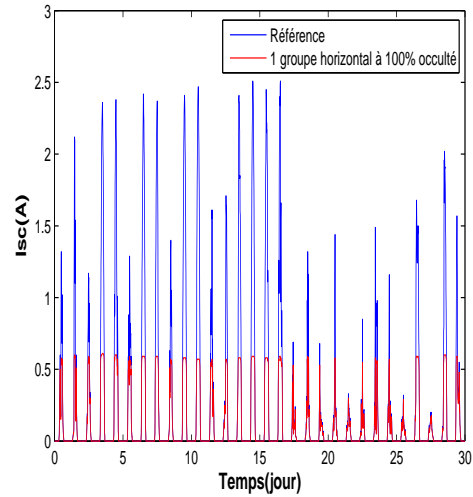
Selon la figure 4.3, on remarque que le défaut entraîne une chute d'amplitude sur le spectre des 3 signaux de P_{max} , I_{sc} et V_{oc} en comparant par le cas sain. Afin d'effectuer une comparaison entre ces 2 cas, nous avons pris en considération seulement l'amplitude de la fréquence fondamentale qui correspond à la fréquence journalière. Cette chute est exprimée en dB et représentée sur le tableau 4.3.

	$P_{max}(dB)$	$I_{sc}(dB)$	$V_{oc}(dB)$
Cas sain	196.8	129	207
1 groupe horizontale à 100% occulté	58.9	113.2	204.7

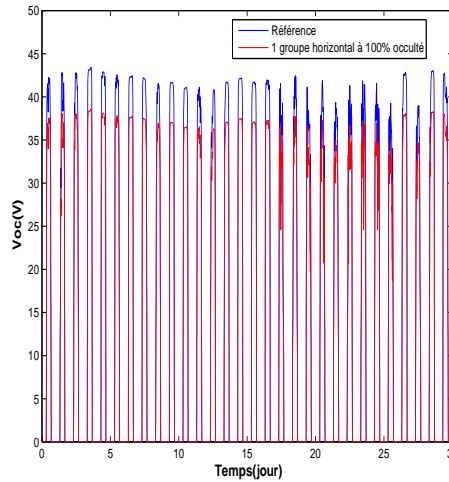
TABLE 4.3 – Indicateurs fréquentiels



(a) P_{max} sans défaut et avec défaut



(b) I_{sc} sans défaut et avec défaut



(c) V_{oc} sans défaut et avec défaut

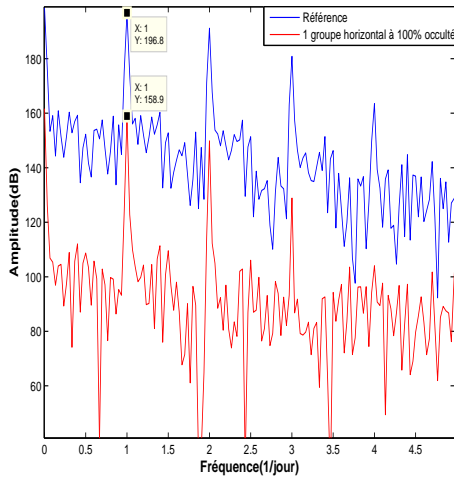
FIGURE 4.2 – Analyse temporelle

4.3.3 Analyse CS des signaux

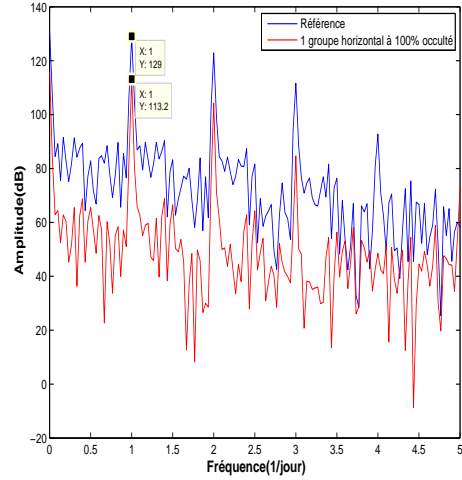
L'analyse CS consiste à décomposer les signaux électriques en deux parties : motif cyclique et partie résiduelle. Nous avons démontré dans la deuxième partie de ce travail que la méthode ATSA présente une bonne décomposition des signaux par rapport aux autres méthodes (Cepstre et TSA). Un autre problème qui se pose est la détermination du nombre de cycles pour estimer les statistiques. Le temps de calcul est très long pour estimer P_{max} , I_{sc} et V_{oc} à l'aide du modèle de Bishop pour une durée de 7 ans. Pour avoir un temps de calcul plus rapide, il faut réduire le nombre de cycles. En réduisant le nombre de cycles (par exemple 1 ou 2), il est difficile d'avoir une bonne estimation des moments. Le choix du nombre de cycles est donc un compromis entre le temps de calcul et une bonne estimation des moments.

Dans cette étude, nous avons travaillé avec des données de 1 mois (01/01/2010). Cela

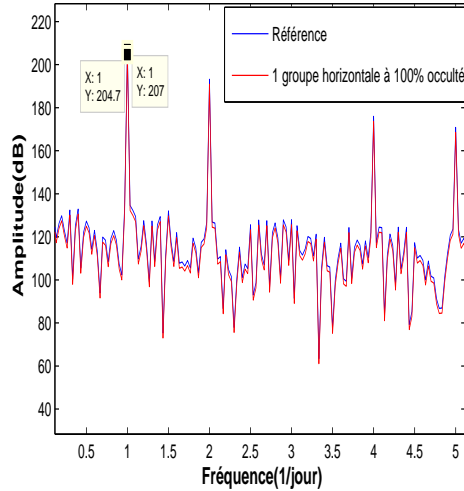
4.3. DÉFINITION DES INDICATEURS, APPLICATION AU DÉFAUT D'OMBRAGE



(a) Spectre de P_{max} sans défaut et avec défaut



(b) Spectre de I_{sc} sans défaut et avec défaut.



(c) Spectre de V_{oc} sans défaut et avec défaut

FIGURE 4.3 – Analyse fréquentielle

correspond à une fenêtre de 30 cycles (ce qui est un minimum pour donner un sens aux moyennes). Une fois les parties résiduelles des signaux obtenues par la méthode ATSA, on procède au calcul de la fonction d'auto-corrélation cyclique afin de travailler à l'ordre 2.

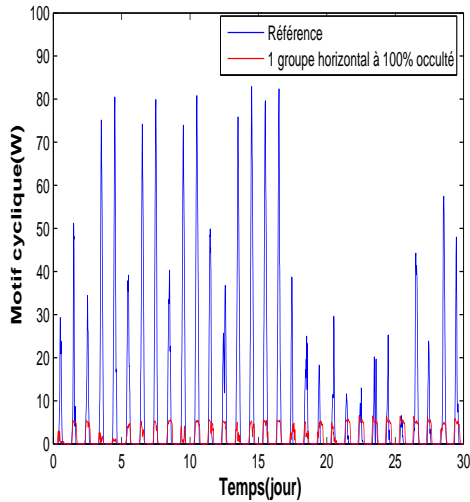
Selon la figure 4.4, on remarque que le défaut entraîne une chute d'amplitude sur les 3 motifs cycliques des signaux de P_{max} , I_{sc} et V_{oc} en comparant par le cas sain. Cette chute est exprimée par les valeurs RMS des 3 signaux et représentée sur le tableau 4.4.

Selon la figure 4.5, on remarque que le défaut entraîne une chute d'amplitude sur les 3 parties résiduelles des signaux de P_{max} , I_{sc} et V_{oc} en comparant par le cas sain. Cette chute est exprimée par les valeurs RMS des 3 signaux et représentée sur le tableau 4.5.

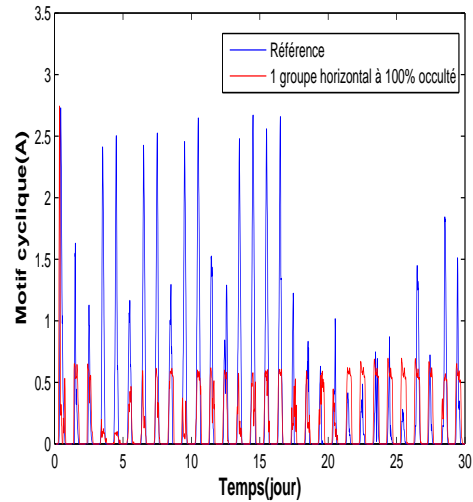
Une fois les parties résiduelles sont obtenues, la fonction d'auto-corrélation est estimée. Dans cette étude, nous allons prendre en considération la racine carrée de la fréquence fondamentale de la projection de la fonction d'auto-corrélation selon l'axe τ

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas sain	17.38	0.56	22.09
1 groupe horizontale à 100% occulté	2.16	0.21	19.62

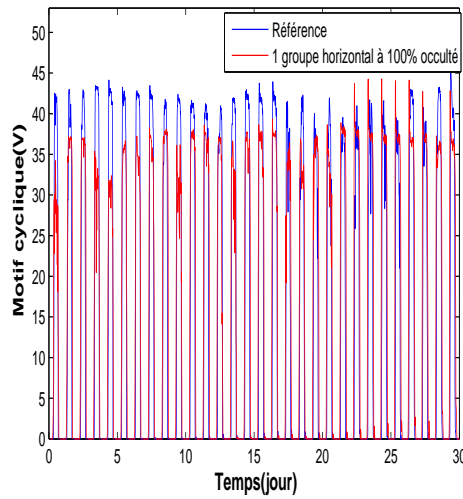
TABLE 4.4 – Indicateurs CS (motifs cycliques)



(a) Motif cyclique de P_{max} sans défaut et avec défaut



(b) Motif cyclique de I_{sc} sans défaut et avec défaut.



(c) Motif cyclique de V_{oc} sans défaut et avec défaut

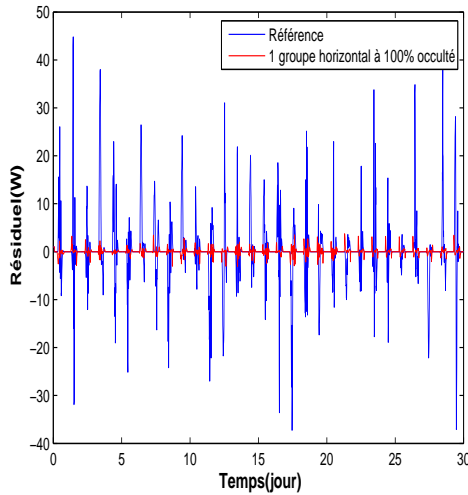
FIGURE 4.4 – Motifs cycliques

qui correspond à la fréquence journalière.

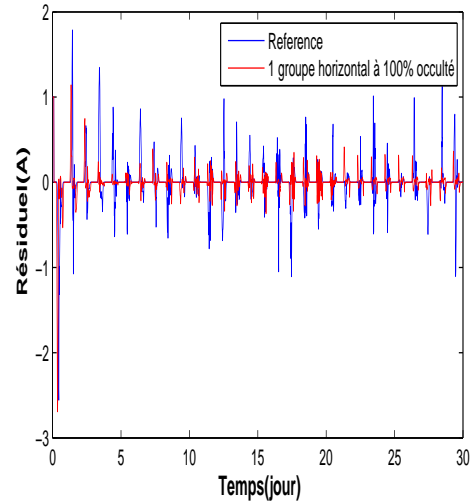
Selon les figures 4.6,4.7 et 4.8, on remarque que le défaut entraine une chute d'amplitude sur les 3 fonctions d'autocorrélation des signaux de P_{max} , I_{sc} et V_{oc} en comparant par le cas sain. Cette chute des 3 signaux est représentée sur le tableau 4.6.

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas sain	6.35	0.19	2.31
1 groupe horizontale à 100% occulté	0.54	0.07	2.07

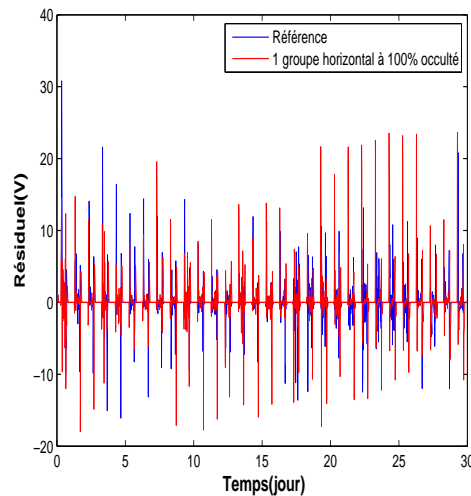
TABLE 4.5 – Indicateurs CS (parties résiduelles)



(a) Résiduel de P_{max} sans défaut et avec défaut



(b) Résiduel de I_{sc} sans défaut et avec défaut.



(c) Résiduel de V_{oc} sans défaut et avec défaut

FIGURE 4.5 – Parties résiduelles

4.4 Etude et diagnostic de différents types de défauts

En appliquant les différents indicateurs à plusieurs type de défauts nous pouvons construire deux tableaux de signatures de défaut 4.7 et 4.8 en utilisant une démarche similaire à 4.1.

Selon les tableaux de signature de défauts, on peut remarquer que la chute de P_{max}

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas sain	3.63	0.33	0.90
1 groupe horizontale à 100% occulté	0.50	0.20	0.84

TABLE 4.6 – Indicateurs CS (CAF)

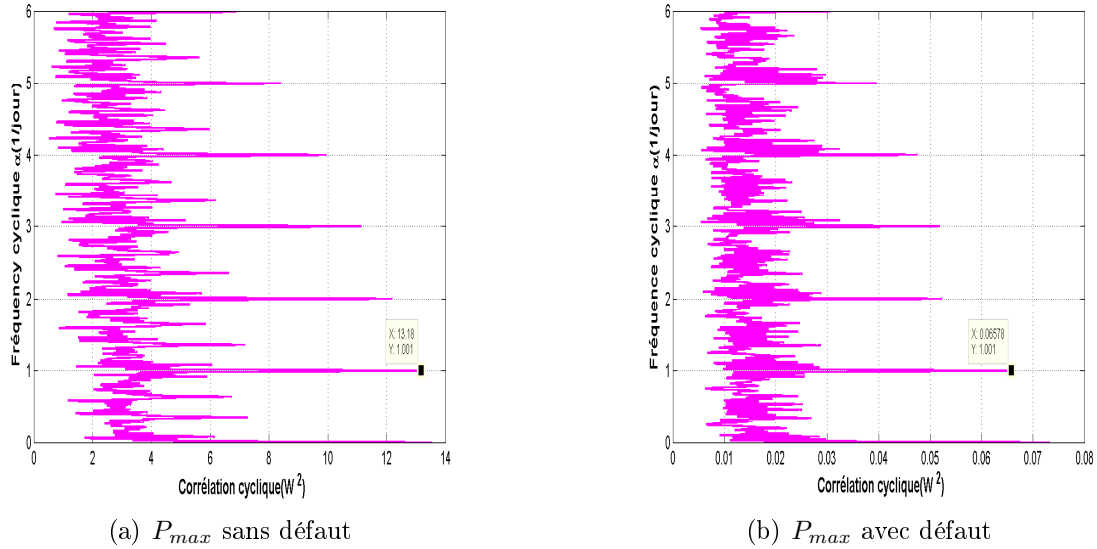


FIGURE 4.6 – Projection de la CAF pour P_{max}

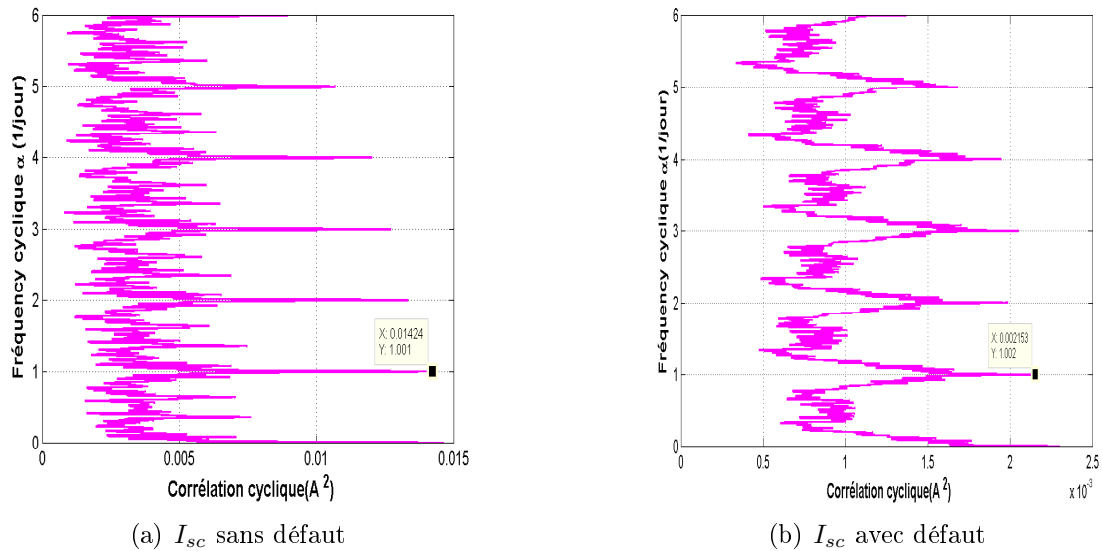


FIGURE 4.7 – Projection de la CAF pour I_{sc}

est présente pour tous les défauts. On peut classer aussi les défauts comme suit :

- défauts qui affectent seulement P_{max} comme les scénarios 8,9 et 10,
- défauts qui affectent seulement P_{max} et V_{oc} comme les scénarios 2, 3, 5, 6, 7, 11 et 12,

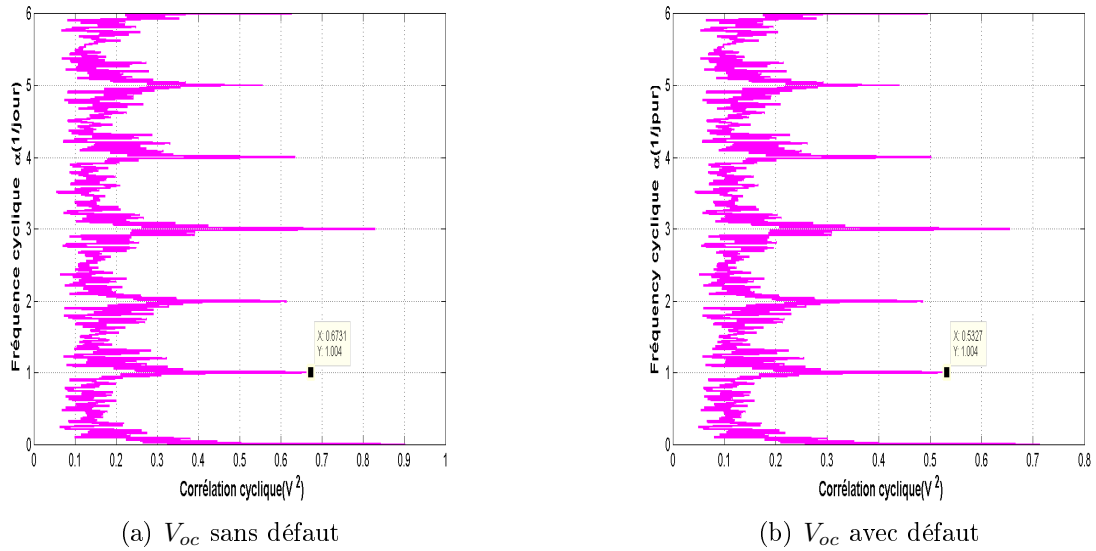


FIGURE 4.8 – Projection de la CAF pour V_{oc}

- défauts qui affectent P_{max} , I_{sc} et V_{oc} comme scénario 4,
- défauts qui ont la même signature que le cas sain comme le scénario 13.

Nous avons remarqué aussi qu'il est difficile de distinguer quelques défaut étant donné qu'ils ont les mêmes signatures.

Connaissant les signatures des défauts on peut construire un algorithme de détection de défaut montré sur la figure 4.9. Nous définissons aussi des symptômes qui nous permettent de savoir la nature de défaut [Bun, 2011].

4.4.1 Symptôme 1 : chute de puissance

Le symptôme S1 exploite la différence entre la puissance P_{max} mesurée et la puissance $P_{max(sain)}$ simulée pour le cas sain :

$$S1 = P_{max} - P_{max(sain)} \quad (4.2)$$

Il est présent si la quantité S1 est non négligeable, c'est à dire inférieur à $-0.51W$ de la CAF de P_{max} .

En effet, en simulant un défaut de type scénario 5, nous avons vu que la puissance variait de -14.05% (erreur relative). Pour les autres type de défaut, cette variation est plus marquée.

4.4.2 Symptôme 2

Le symptôme S2 exploite la différence entre le courant I_{sc} mesuré et le courant $I_{sc(sain)}$ simulé pour le cas sain. Il est défini selon l'équation (4.3) :

$$S2 = I_{sc} - I_{sc(sain)} \quad (4.3)$$

Il est présent si la quantité S2 est non négligeable, c'est à dire inférieur à $-0.13A$ de la CAF de I_{sc} .

En effet, en simulant un défaut de type scénario 4, nous avons vu que le courant I_{sc} varie de -39.70% (erreur relative). Pour les autres type de défaut, cette variation est plus marquée.

4.4.3 Symptôme 3

Le symptôme S3 exploite la différence entre la tension V_{oc} mesurée et la tension $V_{oc(sain)}$ simulée pour le cas sain. Il est défini selon l'équation (4.4) :

$$S3 = V_{oc} - V_{oc(sain)} \quad (4.4)$$

Il est présent si la quantité S3 est non négligeable, c'est à dire inférieur à -0.06V de la CAF de V_{oc} .

En effet, en simulant un défaut de type scénario 3, nous avons remarqué que la tension V_{oc} varie de -0.95% (erreur relative). Pour les autres type de défaut, cette variation est plus marquée.

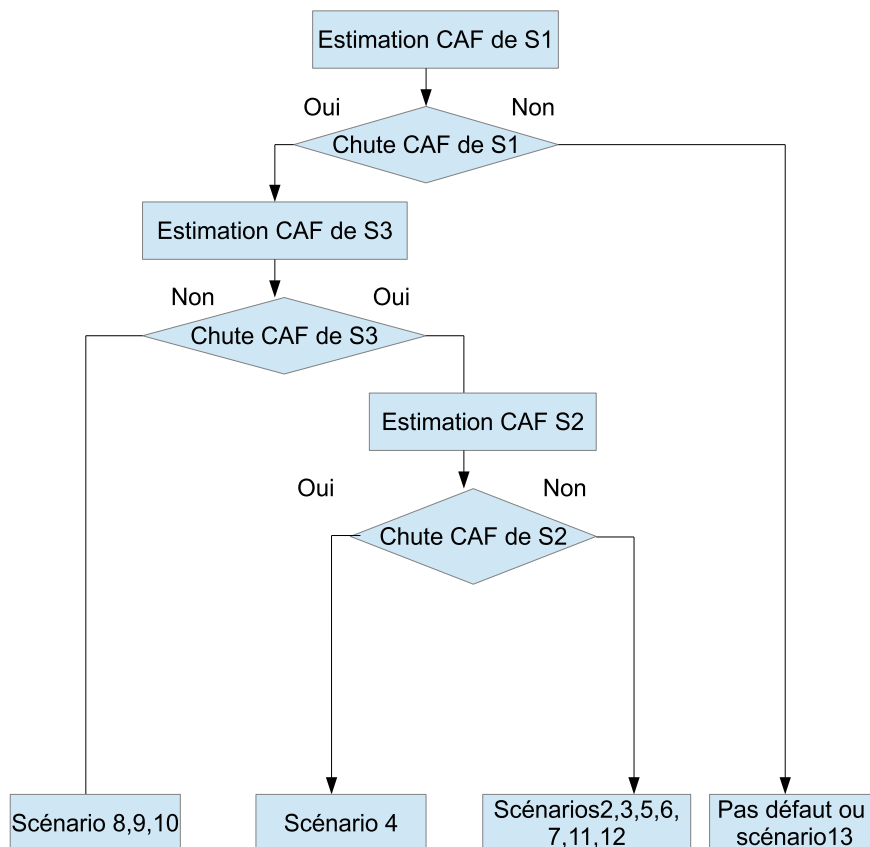


FIGURE 4.9 – Algorithme pour détecter les défauts.

Afin qu'on puisse choisir les indicateurs qui sont les plus sensibles aux défauts, nous avons utilisé l'erreur relative pour P_{max} , I_{sc} et V_{oc} selon les équations (4.5) (4.6) (4.7) :

$$\Delta P_{max} = \frac{P_{max(sain)} - P_{max(defaut)}}{P_{max(sain)}} \quad (4.5)$$

$$\Delta I_{sc} = \frac{I_{sc(sain)} - I_{sc(defaut)}}{I_{sc(sain)}} \quad (4.6)$$

$$\Delta V_{oc} = \frac{V_{oc(sain)} - V_{oc(defaut)}}{V_{oc(sain)}} \quad (4.7)$$

Selon les résultats des tableaux 4.9 et 4.10, on peut constater que la CAF est l'indicateur le plus sensible qui présente la plus grande chute pour la majorité des scénarios de défauts. Cette indicateur peut donc être choisit pour faire du diagnostic.

La détection de défaut se fait a partir d'un certain seuil des indicateurs estimés. Pour effectuer une détermination des seuils de chaque indicateur, nous avons présenté les valeurs des indicateurs pour tous les scénarios de défauts étudiés comme montré sur les figures 4.104.114.12. Les seuils de détection sont déterminés en prenant le minimum de chute pour chaque indicateur. On peut constater que les seuils de détection varient d'un indicateur à un autre. Parmi les 12 scénarios étudiés, seuls 11 scénarios peuvent être détectés. Le scénario 13 qui représente le défaut de diode en circuit ouvert ne peut pas être détecté car l'amplitude des indicateurs ne dépasse pas les seuils de détection. Ce défaut a les mêmes signatures que le cas sain. Le symptôme 1 est détectable pour tous les scénarios de défauts sauf le scénario 13 (figure4.10). Le symptôme 2 est détectable seulement par le scénario 4 (figure4.11) alors que le symptôme 3 est détectable pour les scénarios les scénarios 2, 3, 4, 5, 6, 7, 11 et 12 (figure4.12).

Les seuils de détection des défauts obtenus sont regroupés dans le tableau 4.11.

Nous avons repris les résultats des tableaux de signature de défaut afin qu'on puisse représenter les erreurs relatives des indicateurs sur un plan (P_{max} en fonction de V_{oc} , P_{max} en fonction de I_{sc} et I_{sc} en fonction de V_{oc}). Etant donné que dans cette étude nous nous somme intéressé par 5 indicateurs (AT, AF, SR, CAF et MC), nous obtenons au total 15 (3*5) représentations sur un plan en tenant compte toutes les combinaisons possibles. Seul 5 représentations qui montrent une bonne séparation des défauts sont illustrées.

Selon la figure4.13 , on peut classer les représentations selon 4 catégories :

- *Première catégorie* : on peut mieux voir les scénarios qui ont les mêmes types de défauts (figures4.13(a) et4.13(e)). Par exemple on peut mieux séparer les défauts de mismatch type ombrage, R_p , R_s et le défaut de diode de bypass.
- *Deuxième catégorie* : on peut mieux voir les scénarios qui ont les mêmes types de défauts par contre c'est difficile de distinguer les défaut d'ombrage des défaut R_p car il y'a un chevauchement remarqué sur la représentation (figures4.13(b) et4.13(c)).
- *Troisième catégorie* : on peut mieux voir les scénarios qui ont les mêmes types de défauts par contre c'est difficile de distinguer le scénario 2 (1 cellule occultée) et 3 (1 groupe vertical occulté) car ils ont la même position sur le plan (figure4.13(d)).
- *Quatrième catégorie* : ou la majorité des scénarios de défauts se regroupent dans une même zone est c'est difficile de les distinguer(figure4.13(f)).

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas1			
AT	18.40	0.59	22.27
AF	196.8	129	207
Signal résiduel	3.63	0.33	0.90
CAF	3.63	0.33	0.90
Motif cyclique	6.35	0.19	2.31
Cas2			
AT	13.98	0.59	21.90
AF	191.9	129	206.7
Signal résiduel	4.62	0.19	2.28
CAF	1.61	0.33	0.89
Motif cyclique	13.32	0.56	21.80
Cas3			
AT	13.83	0.59	19.44
AF	191.1	129	204.3
Signal résiduel	4.75	0.19	2.04
CAF	1.64	0.33	0.84
Motif cyclique	13.03	0.56	19.36
Cas4			
AT	2.22	0.22	19.71
AF	158.9	113.2	204.7
Signal résiduel	0.54	0.07	2.07
CAF	0.50	0.20	0.84
Motif cyclique	2.16	0.21	19.62
Cas5			
AT	14.36	0.59	18.83
AF	190.9	129	203.1
Signal résiduel	5.33	0.23	2.82
CAF	3.12	0.1	1.13
Motif cyclique	13.46	0.57	18.66
Cas6			
AT	11.42	0.59	17.22
AF	186.7	129	201.3
Signal résiduel	4.08	0.23	2.49
CAF	2.40	0.1	1.06
Motif cyclique	10.75	0.57	17.05
Cas7			
AT	9.48	0.59	14.28
AF	183.6	129	197.8
Signal résiduel	3.31	0.23	1.79
CAF	1.90	0.1	0.72
Motif cyclique	8.94	0.57	14.13

TABLE 4.7 – Tableau de signatures de défauts (1)

	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
Cas8			
AT	17.64	0.59	22.37
AF	196.3	129.3	207.1
Signal résiduel	6.10	0.24	2.52
CAF	3.45	0.1	0.81
Motif cyclique	16.72	0.59	22.18
Cas9			
AT	16.08	0.59	22.37
AF	194.8	129.3	207.1
Signal résiduel	5.47	0.24	2.52
CAF	3.06	0.1	0.81
Motif cyclique	15.28	0.59	22.18
Cas10			
AT	14.74	0.59	22.37
AF	193.2	129.3	207.1
Signal résiduel	4.92	0.24	2.52
CAF	2.76	0.1	0.81
Motif cyclique	13.98	0.59	22.18
Cas11			
AT	13.69	0.59	16.72
AF	191.1	129	201.3
Signal résiduel	4.75	0.23	1.93
CAF	2.72	0.1	0.61
Motif cyclique	12.96	0.57	16.56
Cas12			
AT	13.69	0.59	16.72
AF	191.1	129	201.3
Signal résiduel	4.75	0.23	1.93
CAF	2.72	0.1	0.61
Motif cyclique	12.96	0.57	16.56
Cas13			
AT	18.40	0.59	22.27
AF	196.8	129	207
Signal résiduel	6.35	0.19	2.31
CAF	3.63	0.33	0.90
Motif cyclique	17.38	0.56	22.09

TABLE 4.8 – Tableau de signatures de défauts (2)

	$\Delta P_{max}(\%)$	$\Delta I_{sc}(\%)$	$\Delta V_{oc}(\%)$
Cas1			
AT	0	0	0
AF	0	0	0
Signal résiduel	0	0	0
CAF	0	0	0
Motif cyclique	0	0	0
Cas2			
AT	-12.73	0	-0.70
AF	-3	0	-0.14
Signal résiduel	-14.63	0	-0.64
CAF	-55.42	0	-1.23
Motif cyclique	-12.48	0	-0.70
Cas3			
AT	-13.39	0	-6.47
AF	-2.90	0	-1.30
Signal résiduel	-13.35	0	-6.40
CAF	-54.57	0	-0.95
Motif cyclique	-13.41	0	-6.47
Cas4			
AT	-65.23	-38.08	-5.73
AF	-19.26	-12.25	-1.11
Signal résiduel	-70.37	-36.76	-5.72
CAF	-86.23	-39.70	-6.29
Motif cyclique	-64.76	-37.88	-5.72
Cas5			
AT	-11.66	0	-8.05
AF	-3	0	-1.88
Signal résiduel	-8.33	9.09	10.53
CAF	-14.05	-69.77	25.56
Motif cyclique	-11.99	0	-8.09
Cas6			
AT	-21.21	0	-12.08
AF	-5.13	0	-1.79
Signal résiduel	-19.84	9.09	3.95
CAF	-33.88	-69.77	17.78
Motif cyclique	-21.34	0	-12.13
Cas7			
AT	-28.21	0	-19.98
AF	-6.71	0	-4.44
Signal résiduel	-27.78	9.09	-11.84
CAF	-49.86	-69.77	-20
Motif cyclique	-28.30	0	-20

TABLE 4.9 – Erreurs relatives (1)

	$\Delta P_{max}(\%)$	$\Delta I_{sc}(\%)$	$\Delta V_{oc}(\%)$
Cas8			
AT	-2.1	0	0
AF	-0.25	0.23	0
Signal résiduel	-1.98	11.36	4.61
CAF	-31.96	-69.77	-10
Motif cyclique	-1.92	0	0.21
Cas9			
AT	-6.53	0	0
AF	-1.02	0.23	0
Signal résiduel	-7.14	11.36	4.61
CAF	-15.70	-69.77	-10
Motif cyclique	-6.24	0	0.21
Cas10			
AT	-10.49	0.77	4.73
AF	-1.83	129.3	207.1
Signal résiduel	-11.90	0.49	1.59
CAF	-23.97	0.1	0.81
Motif cyclique	-10.31	0.77	4.71
Cas11			
AT	-13.75	0	-13.35
AF	-2.90	0	-2.75
Signal résiduel	-13.49	9.09	-8.55
CAF	-25.07	-69.77	-32.22
Motif cyclique	-13.67	0	-13.40
Cas12			
AT	-13.75	0	-13.35
AF	-2.90	0	-2.75
Signal résiduel	-13.49	9.09	-8.55
CAF	-25.07	-69.77	-32.22
Motif cyclique	-13.67	0	-13.40
Cas13			
AT	0	0	0
AF	0	0	0
Signal résiduel	0	0	0
CAF	0	0	0
Motif cyclique	0	0	0

TABLE 4.10 – Erreurs relatives(2)

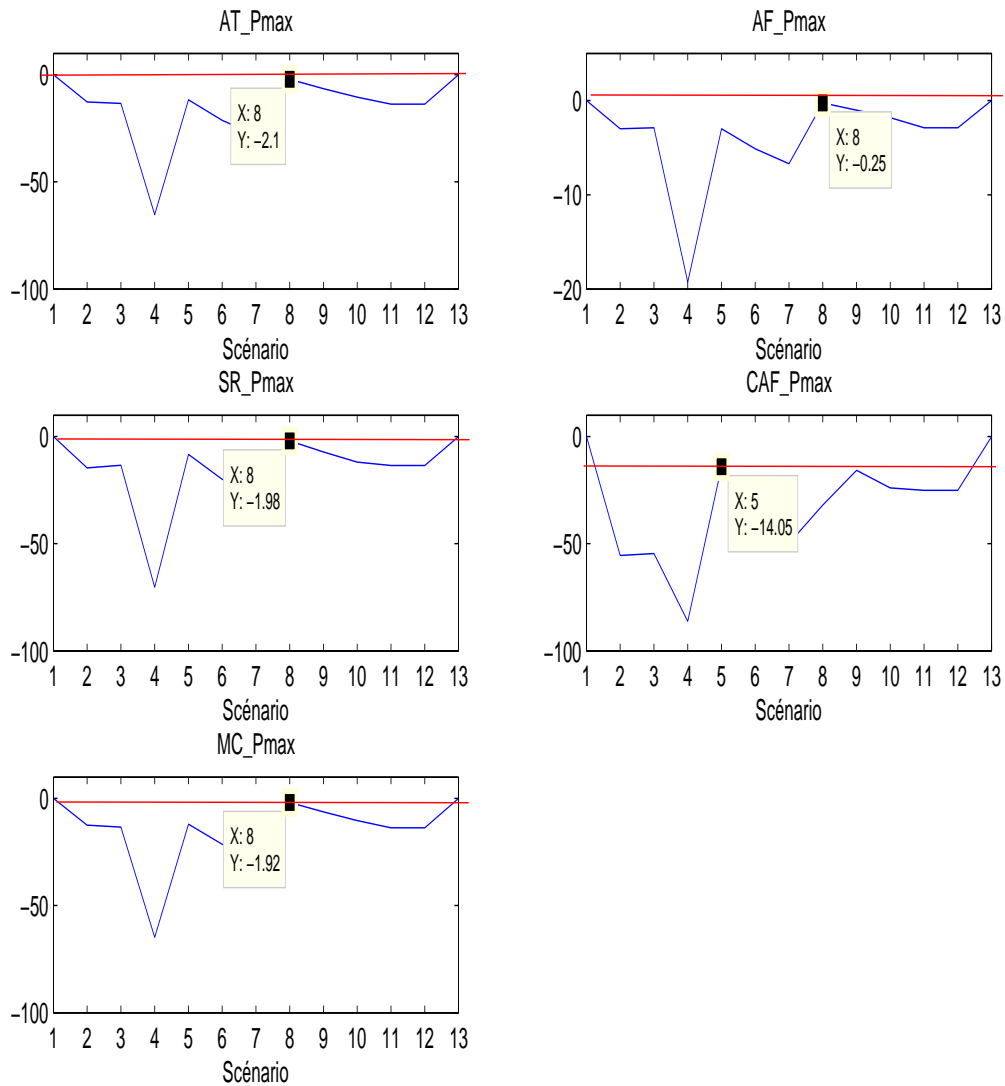


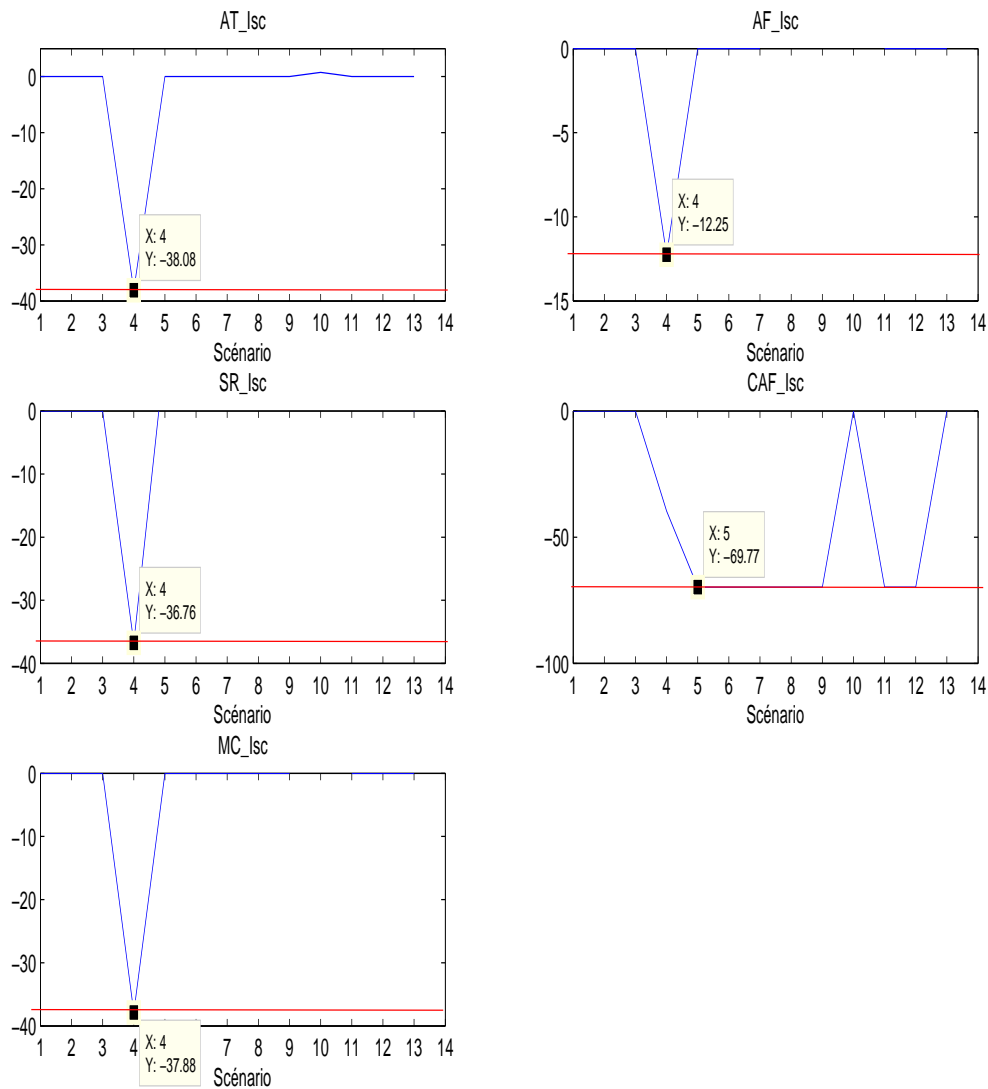
FIGURE 4.10 – Détermination du seuil de P_{max} .

Les représentations de I_{sc} en fonction de V_{oc} et I_{sc} en fonction de P_{max} ne sont pas montrées dans cette étude. Ces représentations se ressemblent plus à la quatrième catégorie ou les scénarios de défauts se regroupent dans la même zone.

Les résultats de ces représentations nous ouvrent des perspectives pour utiliser les outils de classifications (réseaux de neurones, analyse en composante principale) dans le futur travail.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents résultats du diagnostic. Nous avons remarqué qu'on peut classer les défauts selon 3 catégories :

FIGURE 4.11 – Détermination du seuil de I_{sc} .

- défauts qui affectent seulement P_{max} ,
- défauts qui affectent seulement P_{max} , et V_{oc} ,
- défauts qui affectent seulement P_{max} , I_{sc} et V_{oc} .
- défaut qui a la même signature comme le cas sain tel que le défaut de diode de bypass en circuit ouvert.

Ce classement nous permet de savoir la nature de défaut. Mais il reste un critère non discriminant étant donnée qu'il y a des défauts qui ont les mêmes signatures.

En comparant les analyse cyclostationnaire, temporelle et fréquentielle, nous avons constaté que la CAF est l'indicateur le plus sensible : il présente la plus grande chute pour la majorité des scénarios de défauts. Dès lors, cette indicateur peut être choisit pour

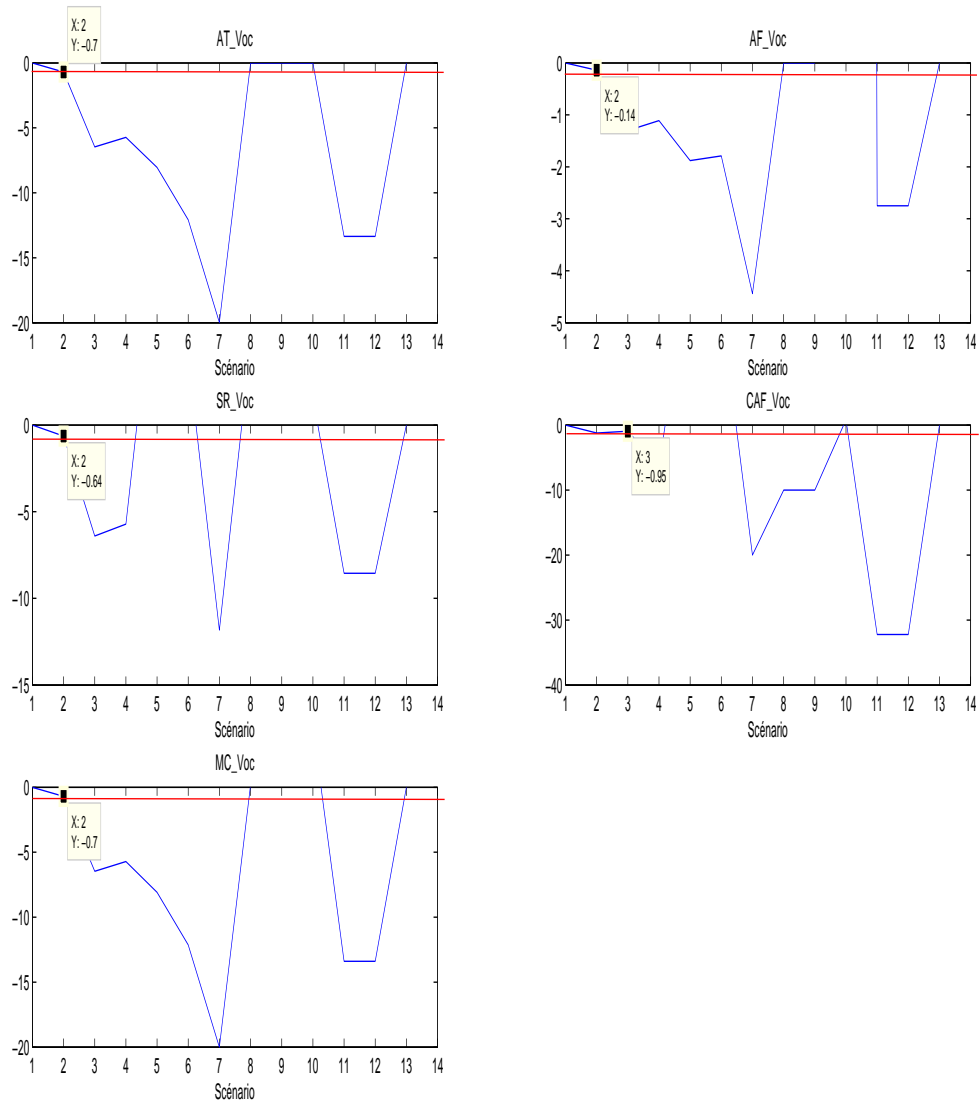


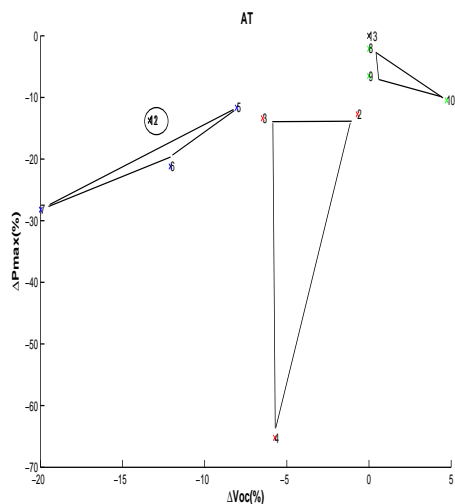
FIGURE 4.12 – Détermination du seuil de V_{oc} .

faire du diagnostic. Néanmoins cet indicateur peut avoir quelques inconvénients comme :

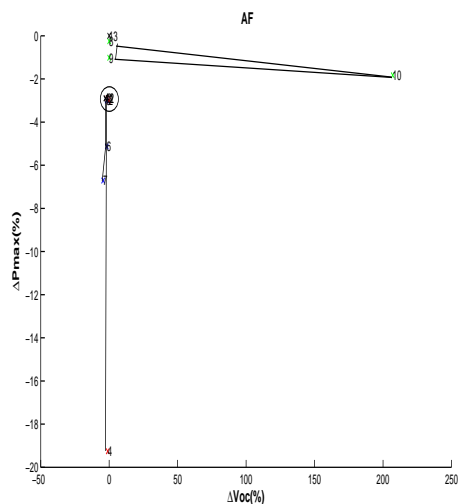
- *limitation du nombre de cycles* : dans le cas où on a pas suffisamment de cycles pour estimer les moments (par exemple 10 cycles), il faut utiliser des méthodes telles que les Bootstrap.
- *signal cyclostationnaire avec des cycles manquants* : il faut utiliser les algorithmes de DATA missing afin d'estimer les données des cycles manquants.
- *temps de calcul* : il est très long d'estimer la CAF par rapport calcul d'indicateurs temporels et fréquentiels.
- *difficulté de l'implémentation* des outils cyclostationnaires sur composants électroniques (DSP, FPGA...)

	$P_{max}(\%)$	$I_{sc}(\%)$	$V_{oc}(\%)$
AT	-2.1	-38.08	-0.7
AF	-0.25	-12.25	-0.14
Signal résiduel	-1.98	-36.76	-0.64
CAF	-14.05	-69.77	-0.95
Motif cyclique	-1.92	-37.88	-0.7

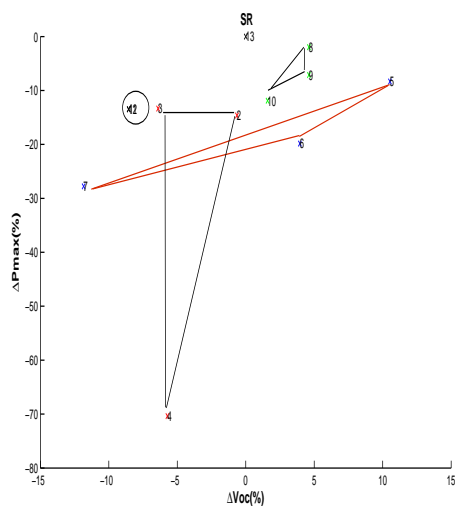
TABLE 4.11 – Seuils de détection de défauts



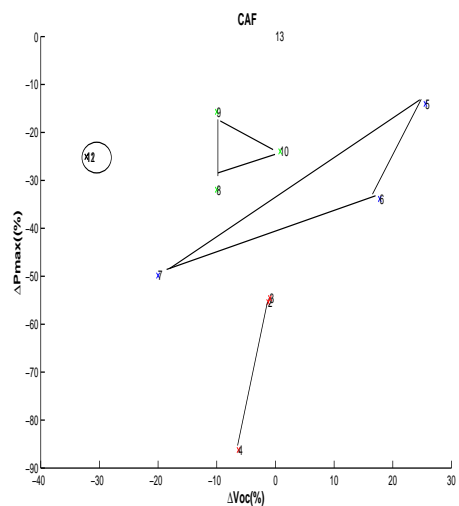
(a) Classification de l'indicateur AT



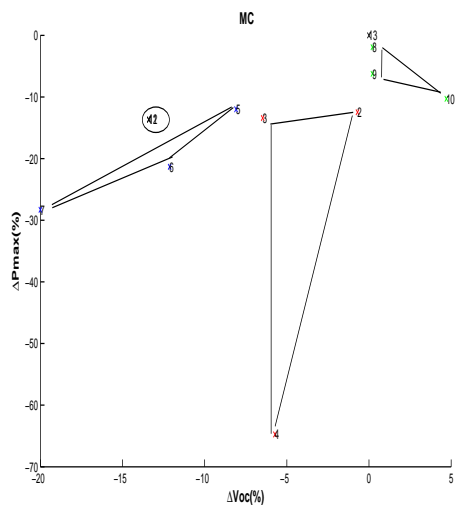
(b) Classification de l'indicateur AF



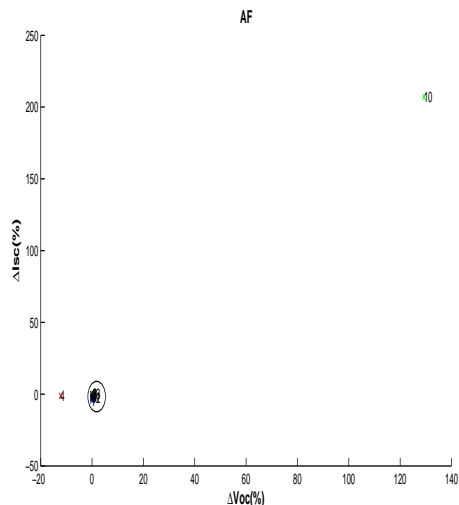
(c) Classification de l'indicateur SR



(d) Classification de l'indicateur CAF



(e) Classification de l'indicateur MC



(f) Classification de l'indicateur AF

FIGURE 4.13 – Classification des défauts

Conclusion générale et Perspectives

L'objectif de ce travail de thèse était basé sur le diagnostic de la partie DC du générateur des systèmes PV. Le but était de proposer des outils de traitement de signal qui permettent de détecter des anomalies qui conduisaient à la baisse de la performance du système PV.

Tout d'abord, un aperçu général de l'énergie PV et ses concepts de bases sont présentés. Nous avons aussi décrit les différents éléments qui constituent un système PV ainsi que le rôle de chaque élément. Une étude bibliographique des différents défauts d'un système PV ainsi que les méthodes de diagnostic sont menées. Seuls les défauts du côté DC du générateur PV (défauts de mismatch de type ombrage, R_s et R_p et défaut de diodes de bypass) ont été étudiés dans ce travail.

Nous avons démontré que les conditions météorologiques présentent un caractère CS composé d'un motif cyclique et d'un motif aléatoire liés aux phénomènes météorologiques. La séparation du motif cyclique et motif aléatoire est un verrou scientifique à lever. Les méthodes classiques (TSA, Cepstre) appliquées dans le domaine de la CS ne permettent pas une bonne séparation de ces deux composantes à cause de la variation d'amplitude d'ensoleillement d'un cycle à un autre. Afin d'effectuer une bonne séparation de ces deux composantes, nous avons développé une méthode appelée ATSA qui donne de bons résultats et montre un intérêt pour son application dans le domaine météorologique.

L'étude bibliographique menée à montrer différents modèles électriques de cellules PV. Le modèle de Bishop est retenu pour cette étude, car il représente bien le fonctionnement des cellules PV en régime direct et en régime inverse lorsque les cellules PV sont défectueuses. Des codes Matlab ont été développés afin d'obtenir les caractéristiques I-V d'un module sain et module défectueux. Les caractéristiques I-V des modules sont obtenues par l'association des caractéristiques I-V des cellules avec les caractéristiques I-V des diodes de bypass. Dans ce travail, une validation expérimentale n'était pas effectuée. Néanmoins, à l'aide d'une comparaison les résultats de la simulation des caractéristiques I-V obtenues concordent avec les résultats expérimentaux obtenus dans la littérature. Les caractéristiques I-V nous permettent d'obtenir les indicateurs P_{max} , I_{sc} , V_{oc} dans le cas statique. Le but de notre étude est de faire le diagnostic en utilisant des approches de traitement de signal. Ces approches s'appliquent pour des signaux qui évoluent dans le temps. Pour cela, les conditions météorologiques ont été injectées dans le modèle de Bishop et les indicateurs ont été estimés afin d'obtenir leur évolution temporelle.

Les signaux temporels des indicateurs électriques obtenus ont montré un aspect

CS. La méthode ATSA a été appliquée sur ces signaux électriques afin de faire leur décomposition en motif cyclique et motif aléatoire. Cette décomposition permet d'étudier différents ordres de la CS.

Les résultats obtenus des signaux électriques pour différents scénarios de défaut ont montré quatre classes de types de défauts. Des défauts qui affectent seulement Pmax, des défauts qui affectent Pmax et Voc, des défauts qui affectent Pmax Isc et Voc et un défaut qui a la même signature comme le cas sain tel que le défaut de diode de bypass en circuit ouvert. Connaissant les signatures de défauts, trois symptômes ont été définis : le premier symptôme est la réduction de puissance maximale. Nous avons remarqué que le premier symptôme est présent pour tous les défauts. Ce symptôme peut nous renseigner sur la présence d'un défaut ou non et non sa classification. D'autres symptômes ont été définis comme la réduction de courant de court circuit et la réduction de tension de circuit ouvert. Un algorithme établi dans notre étude basée sur les trois symptômes permet d'effectuer une bonne classification des défauts. Néanmoins, cet algorithme reste limité seulement au niveau du module d'une part, et d'autre part ne permet pas d'identifier des défauts qui ont la même signature comme le cas sain tel que le défaut de diode en circuit ouvert.

Une comparaison a été effectuée entre les outils de traitement de signal afin de choisir l'outil le plus sensible aux défauts pour faire le en vue d'un diagnostic. En comparant les analyses cyclostationnaire, temporelle et fréquentielle, nous avons constaté que la CAF des signaux électriques Pmax Isc et Voc est l'indicateur le plus sensible aux défauts. Il présente la plus grande chute pour la majorité des scénarios de défauts. Dès lors, cette indicateur peut être choisit pour faire du diagnostic. Néanmoins cet indicateur peut avoir quelques inconvénients comme :

- *limitation du nombre de cycles* : dans le cas où nous n'avons pas suffisamment de cycles pour estimer les moments (par exemple 10 cycles), il faut utiliser des méthodes telles que les Bootstrap.
- *signal cyclostationnaire avec des cycles manquants* : il faut utiliser les algorithmes de DATA missing afin d'estimer les données des cycles manquants.
- *temps de calcul* : il est très long d'estimer la CAF par rapport calcul d'indicateurs temporels et fréquentiels.
- *difficulté de l'implémentation* des outils cyclostationnaires sur composants électroniques (DSP, FPGA...)

Ce travail non exhaustif offre quelques perspectives que nous présentons :

- La méthode ATSA a montré un intérêt pour la séparation du motif cyclique et motif aléatoire pour le signal d'ensoleillement. D'autres méthodes peuvent être intéressantes à appliquer dans le futur travail comme les méthodes de Bootstrap, les modèles PARMA(periodic autoregressive moving average) et l'estimation du motif cyclique par les moyennes glissantes pour effectuer une telle séparation.
- Le diagnostic et la modélisation des défauts dans le cadre de notre étude sont limités au niveau du module PV. Nous envisageons faire une modélisation des

défauts pour plusieurs configurations (string, champ) et généraliser notre approche pour ces configurations pour faire du diagnostic.

- Les résultats de nos études sont obtenus par un travail de simulation. Nous envisageons construire un banc d'essai au niveau de notre laboratoire (LASPI). Ce banc d'essai sera constitué de plusieurs capteurs afin d'effectuer les acquisitions des paramètres nécessaires au diagnostic tel que : irradiance, température, courant tension puissance. Une validation expérimentale des résultats de simulation sera effectuée une fois le banc d'essai est construit.
- Une comparaison de l'approche CS avec d'autres approches comme les réseaux de neurones, l'analyse en composante principale sera intéressante pour mieux voir l'efficacité de notre étude.
- Les acquisitions des indicateurs électriques sur le plan empirique sont onéreuses, car elles nécessitent l'utilisation d'un certain nombre de capteurs d'une part, et d'autres par elle sont limitées dans le temps . Les panneaux PV disponibles au niveau des entreprises ne peuvent être exposés à l'extérieur pour une longue durée(plusieurs années) pour plusieurs scénarios de défaut. Une collaboration avec les industriels peut être intéressante en effectuant un travail de simulation pour une longue durée pour plusieurs types de défauts afin de prédire les performances des panneaux PV.

Bibliographie

- [Aashoor et Robinson, 2012] Aashoor, F. A. et Robinson, F. V. P. (2012). A Variable Step Size Perturb and Observe Algorithm for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking. *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*.
- [Achim et al., 2013] Achim, W., Mauricio, R., David, M., Stefan, M., Nils, R., et Ulrike, J. (2013). Monitoring of Photovoltaic Systems : Good Practices and Systematic Analysis. In *The 28th European PV Solar Energy conference and Exhibition*, Paris France.
- [Agarwal et Agarwal, 2014] Agarwal, N. et Agarwal, A. (2014). Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Array. *MIT International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering*, 4(1) :16–19.
- [Akihiro, 2005] Akihiro, O. (2005). *Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System*. Thèse de Doctorat, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo.
- [Alahmad et al., 2011] Alahmad, M., Chaaban, M. A., et Lau, S. K. (2011). An Adaptive Photovoltaic-Inverter Topology. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conferences Europe , ISGT*, pages 1–7.
- [Alonso-García et al., 2006] Alonso-García, M. C., Ruiz, J. M., et Chenlo, F. (2006). Experimental Study of Mismatch and Shading Effects in the I-V Characteristic of a Photovoltaic Module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(3) :329–340.
- [Andrews et al., 2012] Andrews, R. W., Pollard, A., et Pearce, J. M. (2012). Improved Parametric Empirical Determination of Module Short Circuit Current for Modelling and Optimization of Solar Photovoltaic Systems. *Solar Energy*, 86(9) :2240–2254.
- [Antoni, 2009] Antoni, J. (2009). Cyclostationarity by examples. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 23(4) :987–1036.
- [Antoni et al., 2004] Antoni, J., Bonnardot, F., Raad, A., et El Badaoui, M. (2004). Cyclostationary Modelling of Rotating Machine Vibration Signals. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 18(6) :1285–1314.
- [B. Verhoeven, 1998] B. Verhoeven (1998). Utility Aspects of Grid-Connected Photovoltaic Power Systems. Technical Report IEA PVPS T5-01.
- [Badaoui et al., 2005] Badaoui, M. E., Danière, J., Guillet, F., et Servière, C. (2005). Separation of Combustion Noise and Piston-Slap in Diesel Engine -Part I : Separation of Combustion Noise and Piston-Slap in Diesel Engine by Cyclic Wiener Filtering. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 19(6) :1209–1217.
- [Bakelli et al., 2011] Bakelli, Y., Hadj Arab, A., et Azoui, B. (2011). Optimal Sizing of Photovoltaic Pumping System with Water Tank Storage Using LPSP Concept. *Solar Energy*, 85(2) :288–294.

-
- [Banavar et al., 2012] Banavar, M., Braun, H., Buddha, S. T., Krishnan, V., Spanias, A., Takada, S., Takehara, T., Tepedelenlioglu, C., et Yeider, T. (2012). *Signal Processing for Solar Array Monitoring, Fault Detection, and Optimization*, volume 7. Edition, Morgan & Claypool Publishers.
- [Bencherif et Chermitti, 2012] Bencherif, M. et Chermitti, A. (2012). New Method to Assess the Losses Parameters of the Photovoltaic Modules. *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, 2(1) :215–224.
- [Benghanem et Alamri, 2009] Benghanem, M. S. et Alamri, S. N. (2009). Modeling of Photovoltaic Module and Experimental Determination of Serial Resistance. *Journal of Taibah University for Science*, 2 :94–105.
- [Bishop, 1988] Bishop, J. (1988). Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits. *Solar Cells*, 25 :73–89.
- [Bloomfield, P., Hurd, H.L., and Lund, 1994] Bloomfield, P., Hurd, H.L., and Lund, R. (1994). Periodic Correlation in Stratospheric Ozone Data. *Journal of Time Series Analysis*, 15(2) :127–150.
- [Bogert et al., 1963] Bogert, B. P., Healy, M., et Tukey, J. (1963). The Quefrency Analysis of Time Series for Echoes : Cepstrum, pseudo-Autocovariance, Cross-Cepstrum, and Sape-Cracking. In *Proceedings of the Symposium on Time Series Analysis (M. Rosenblatt, Ed) Chapter 15*, pages 209–243, New York. Wiley.
- [Bonnardot, 2004] Bonnardot, F. (2004). *Comparaison entre les Analyses Angulaire et Temporelle des Signaux Vibratoires de Machines Tournantes. Etude du Concept de Cyclostationnarité Floue*. Thèse de Doctorat, INP Grenoble (LASPI Roanne).
- [Bonnardot et El Badaoui, 2010] Bonnardot, F. et El Badaoui, M. (2010). Etude de la Fatigue d’un Coureur, de l’Instrumentation à l’Analyse Vibratoire. In *10ème Congrès Français d’Acoustique*, Lyon.
- [Boutasseta, 2012] Boutasseta, N. (2012). PSO-PI Based Control of Photovoltaic Arrays. *International Journal of Computer Applications*, 48(17) :36–40.
- [Braun, 2012] Braun, H. (2012). *Signal Processing and Robust Statistics for Fault Detection in Photovoltaic Arrays*. Thèse de Doctorat, Arizona State University.
- [Broszkiewicz-Suwaj et al., 2004] Broszkiewicz-Suwaj, E., Makagon, A., Weron, R., et Wyłomańska, A. (2004). On Detecting and Modeling Periodic Correlation in Financial Data. *Physica A : Statistical Mechanics and its Applications*, 336(1) :196–205.
- [Bun, 2011] Bun, L. (2011). *Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV*. Thèse de Doctorat, Laboratoire G2ELAB Université de Grenoble France.
- [Chaaban, 2011] Chaaban, M. A. (2011). *Adaptive Photovoltaic Configurations for Decreasing the Electrical Mismatching Losses*. Thèse de Doctorat, University of Nebraska Lincoln.
- [Chine et al., 2014] Chine, W., Mellit, A., Pavan, a. M., et Kalogirou, S. (2014). Fault Detection Method for Grid-Connected Photovoltaic Plants. *Renewable Energy*, 66(C) :99–110.
- [Chouder et Silvestre, 2010] Chouder, A. et Silvestre, S. (2010). Automatic Supervision and Fault Detection of PV Systems Based on Power Losses Analysis. *Energy Conversion and Management*, 51(2010) :1929–1937.
-

- [Cristaldi et al., 2014] Cristaldi, L., Faifer, M., Lazzaroni, M., Mahmoud, M., Fattah, A., Catelani, M., et Ciani, L. (2014). Failure Modes Analysis and Diagnostic Architecture for Photovoltaic Plants. pages 206–211.
- [Crozier et al., 2012] Crozier, J., van Dyk, E., et Vorster, F. (2012). Characterization of cell mismatch in a multi-crystalline silicon photovoltaic module. *Physica B : Condensed Matter*, 407(10) :1578–1581.
- [Dahmani et al., 2013] Dahmani, J., Bernard, C., et Ioana, C. (2013). Analyse des Signaux Transitoires émis par les Arcs Electriques Générés dans les Panneaux Photovoltaïques. In *XXIVème colloque GRETSI*, Brest.
- [Di Dio et al., 2009] Di Dio, V., La Cascia, D., Miceli, R., et Rando, C. (2009). A Mathematical Model to Determine the Electrical Energy Production in Photovoltaic Fields under Mismatch Effect. In *2009 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP*, pages 46–51.
- [Doumane, 2011] Doumane, R. (2011). *Modélisation du Vieillissement d'un Module Photovoltaïque*. Thèse de Doctorat, Université M'hamed Bougara Boumerdes Algérie.
- [Dragan et Yavorskii, 1982] Dragan, Y. et Yavorskii (1982). The Periodic Correlation-Random Field as Amodel for Bidimensional Ocean Waves. *Peredacha Informatsii*, 51 :15–25.
- [Drif et al., 2008] Drif, M., Pérez, P. J., Aguilera, J., et Aguilar, J. D. (2008). A New Estimation Method of Irradiance on a Partially Shaded PV Generator in Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Renewable Energy*, 33 :2048–2056.
- [E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo et Cidrás, 2010] E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo et Cidrás, J. (2010). Influence of the Shadows in Photovoltaic Systems with different Configurations of Bypass Diodes. In *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pages 134–139.
- [El-Aal, 2005] El-Aal, A. E.-M. M. M. A. A. (2005). *Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System*. Thèse de Doctorat, University of Kassel Germany.
- [El Badaoui, 1999] El Badaoui, M. (1999). *Contribution au Diagnostic Vibratoire des Réducteurs Complexes à Engrenages par l'Analyse Cepstrale*. Thèse de Doctorat, Université Jean Monnet St-Etienne, France.
- [El-Dein et al., 2013] El-Dein, M. Z. S., Kazerani, M., et Salama, M. M. A. (2013). An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4 :99–107.
- [El-Fergany, 2015] El-Fergany, A. (2015). Efficient Tool to Characterize Photovoltaic Generating Systems using Mine Blast Algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 43(8-10) :890–901.
- [ENVARIS, 2016] ENVARIS (2016). Electroluminescence available on :<http://www.envaris.de/>.
- [Estibals, 2010] Estibals, B. (2010). *Contribution à l'Amélioration des Chaînes de Conversion Photovoltaïques par l'Introduction d'Architectures Distribuées*. Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier de Toulouse.
- [Fernando Lessa Tofoli, Dênis de Castro Pereira et de Paula, 2015] Fernando Lessa Tofoli, Dênis de Castro Pereira et de Paula, W. J. (2015). A Comparative Study on

-
- Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. *International Journal of Photoenergy*, 2015(i) :1–10.
- [Firth et al., 2010] Firth, S., Lomas, K., et Rees, S. (2010). A Simple Model of PV System Performance and its Use in Fault Detection. *Solar Energy*, 84(4) :624–635.
- [Franses, 1996] Franses, P. H. (1996). *Periodicity and Stochastic Trends in Economic Time Series*. Oxford University Press.
- [García et al., 2009] García, M., Vera, J. a., Marroyo, L., Lorenzo, E., et Pérez, M. (2009). Solar-Tracking PV Plants in Navarra : A 10 MW Assessment. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17 :337–346.
- [Gardner, 1988] Gardner, W. (1988). *Statistical Spectral Analysis A Nonprobabilistic Theory*. Prentice Hall, Université du Michigan, 19, illust edition.
- [Gardner et Franks, 1975] Gardner, W. et Franks, L. (1975). Characterization of Cyclostationary Random Signal Processes. *IEEE Transactions on Information Theory*, 21(1) :4–14.
- [Gardner, 1994] Gardner, W. A. (1994). *Cyclostationarity in Communications and Signal Processing*. IEEE Press, New York.
- [Gardner et al., 2006] Gardner, W. A., Napolitano, A., et Paura, L. (2006). Cyclostationarity : Half a Century of Research. *Signal Processing*, 86(4) :639–697.
- [Gladyshev, 1961] Gladyshev, E. (1961). Periodically Correlated Random Sequences. *SovietMath*, 2 :385–388.
- [Greacen et Green, 2001] Greacen, C. et Green, D. (2001). The Role of Bypass Diodes in the Failure of Solar Battery Charging Stations in Thailand. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(2) :141–149.
- [Green et Hernandez-Aramburo, 2008] Green, T. C. et Hernandez-Aramburo, C. A. (2008). Analysis of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Applications. In *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, pages 237–242. IEEE.
- [Hasselmann, K. and Barnett, 1981] Hasselmann, K. and Barnett, T. (1981). Techniques of Linear Prediction of Systems with Periodic Statistics. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 38(10) :2275–2283.
- [Hohm et Ropp, 2003] Hohm, D. P. et Ropp, M. E. (2003). Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 11(1) :47–62.
- [Hosbach, 2011] Hosbach, R. A. (2011). *Testing and Analysis of the SolarMagic 3320*. Master thesis, The Faculty of Humboldt State University.
- [Houssein et al., 2010] Houssein, A., Heraud, N., Souleiman, I., et Pellet, G. (2010). Monitoring and Fault Diagnosis of Photovoltaic Panels. In *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*, pages 389 – 394, Manama. IEEE.
- [Hurd, 1969] Hurd, H. (1969). *Investigation of Periodically Correlated Stochastic Processes*. Thèse de Doctorat, Duke University, Durham, NC.
- [Iea, 2001] Iea, R. (2001). Innovative Electrical Concepts. Technical report.
- [IEC, 2008] IEC (2008). IEC 60904-3 (Ed. 2), Photovoltaic devices - Part 3 : Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data. Technical report.
-

- [IEC 61724, 1998] IEC 61724 (1998). Photovoltaic System Performance Monitoring Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis. Technical report.
- [Ikeda et Sakamoto, 2003] Ikeda, K. et Sakamoto, R. (2003). Convergence Analyses of Stereo Acoustic Echo Cancelers with Preprocessing. *IEEE Transactions on Signal Processing*, 51(5) :1324–1334.
- [Ishaque et al., 2011] Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H., et Syafaruddin (2011). Modeling and Simulation of Photovoltaic (PV) System during Partial Shading Based on a Two-Diode Model. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(7) :1613–1626.
- [Islam et al., 2011] Islam, M. K., Ahammad, T., Pathan, E. H., Haque, a. N. M. M., et Khandokar, M. R. H. (2011). Analysis of Maximum Possible Utilization of Solar Radiation on a Solar Photovoltaic Cell with a Proposed Model. *International Journal of Modeling and Optimization*, 1(1) :66–69.
- [Israil et al., 2014] Israil, M., Ghani, A., et Kerm, Y. (2014). Non-destructive Microcracks Detection Techniques in Silicon Solar Cell. *Physical Science International Journal*, 4(8) :1073–1087.
- [Janez Krc, 2013] Janez Krc, M. T. (2013). *Optical Modeling and Simulation of Thin-Film Photovoltaic Devices*. CRC Press.
- [June et al., 2012] June, M., Pachpande, S. G., Elec, M. E. S. Y., et Jalgaon, S. C. O. E. (2012). Studying The Effect of Shading on Solar Panel using MATLAB. *International Journal of Science and Applied Information Technology*, 1(2278) :46–51.
- [Jutten, 2009] Jutten, C. (2009). *Théorie du Signal*. Cours de deuxième année (3i4), Université Joseph Fourier Polytech Grenoble.
- [Kacimov et al., 2004] Kacimov, A. R., Obnosov, Y. V., et Perret, J. (2004). Phreatic Surface Flow from a Near-Reservoir Saturated Tongue. *Journal of Hydrology*, 296(1) :271–281.
- [Karatepe et al., 2007] Karatepe, E., Boztepe, M., et Çolak, M. (2007). Development of a Suitable Model for Characterizing Photovoltaic Arrays with Shaded Solar Cells. *Solar Energy*, 81(8) :977–992.
- [Kaushika et Gautam, 2003] Kaushika, N. et Gautam, N. (2003). Energy Yield Simulations of Interconnected Solar PV Arrays. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18(1) :127–134.
- [Kaushika et Rai, 2007] Kaushika, N. D. et Rai, A. K. (2007). An Investigation of Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Cell Networks. *Energy*, 32(5) :755–759.
- [Kawamura et al., 2003] Kawamura, H., Naka, K., Yonekura, N., Yamanaka, S., Kawamura, H., Ohno, H., et Naito, K. (2003). Simulation of I-V Characteristics of a PV Module with Shaded PV Cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3-4) :613–621.
- [Keeler, 1972] Keeler, J. (1972). Piecewise-Periodic Analysis of Almost-Periodic Sounds and Musical Transients. *IEEE Transactions on Audio and Electroacoustics*, 20(5) :338–344.
- [Kidar, 2015] Kidar, T. (2015). *Diagnostic des Défauts de Fissures d'Engrenages par l'Analyse Cyclostationnaire*. Thèse de Doctorat, Laboratoire des Signaux et des Processus Industriels (LASPI) Université Jean Monnet St-Etienne, France.

-
- [Kjaer et al., 2002] Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., et Blaabjerg, F. (2002). Power Inverter Topologies for Photovoltaic Modules-a Review. In *Conference Record of the 2002 IEEE Industry Applications Conference, 2002. 37th IAS Annual Meeting.*, volume 2, pages 782–788, Pittsburgh, PA, USA. IEEE.
- [Kjaer et al., 2005] Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., et Blaabjerg, F. (2005). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5) :1292–1306.
- [Kopp, 2012] Kopp, E. S. (2012). *I-V Analysis of Photovoltaic Modules Deployed Outdoors at Tucson Electric Power Solar Test Yard*. Master of science thesis, The University of Arizona.
- [Kymakis et al., 2009] Kymakis, E., Kalykakis, S., et Papazoglou, T. M. (2009). Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3) :433–438.
- [L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, 2013] L. Schirone, F. P. Califano, U. Moschella, U. R. (2013). Fault Finding in a 1 MW Photovoltaic Plant by Reflectometry. In *IEEE Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pages 204–208.
- [Leprettre et Rebière, 2001] Leprettre, B. et Rebière, Y. (2001). Détection d’Arcs Electriques Séries par Analyse Temps-Fréquence et Traitement Morphologique. In *Colloques sur le Traitement du Signal et des Images GRETSI*, Toulouse, France.
- [Liu et al., 2011] Liu, G., Nguang, S. K., et Partridge, A. (2011). A General Modeling Method for IV Characteristics of Geometrically and Electrically Configured Photovoltaic Arrays. *Energy Conversion and Management*, 52(12) :3439–3445.
- [Lushanur, 2013] Lushanur, R. (2013). *Study of the Cyclostationarity Properties of Various Signals of Opportunity*. Master of science thesis, Tampere University of technology, Finlande.
- [Maiz, 2014] Maiz, S. (2014). *Estimation et Détection des Signaux Cyclostationnaires par les Méthodes de Re-Echantillonnage Statistique : Applications à l’Analyse des Signaux Biomécaniques*. Thèse de Doctorat, Laboratoire des Signaux et des Processus Industriels (LASPI) Université Jean Monnet St-Etienne, France.
- [Maiz et al., 2014] Maiz, S., Elbadaoui, M., Bonnardot, F., et Serviere, C. (2014). New Second Order Cyclostationary Analysis and Application to the Detection and Characterization of a Runner’s Fatigue. *Signal Processing*, 102(October 2016) :188–200.
- [Markvart et Castañer, 2003] Markvart, T. et Castañer, L. (2003). *Practical Handbook of Photovoltaics : Fundamentals and Applications*. Science, e edition.
- [Meekhun, 2010] Meekhun, D. (2010). *Réalisation d’un Système de Conversion et de Gestion de l’Energie d’un Système Photovoltaïque pour l’Alimentation des Réseaux de Capteurs sans Fil Autonomes pour l’Application Aéronautique*. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées Université de Toulouse.
- [Messai et al., 2011] Messai, A., Mellit, A., Massi Pavan, A., Guessoum, A., et Mekki, H. (2011). FPGA-based Implementation of a Fuzzy Controller (MPPT) for Photovoltaic Module. *Energy Conversion and Management*, 52(7) :2695–2704.
- [Myrzik et Calais, 2003] Myrzik, J. M. a. et Calais, M. (2003). String and Module Integrated Inverters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems - A Review. In *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, volume 2, pages 430–437, Bologna Italy.
-

- [Newton, 1982] Newton, H. (1982). Using Periodic Autoregressions For Multiple Spectral Estimation. *Technometrics*, 24(2) :109–116.
- [Nguyen et Lehman, 2006] Nguyen, D. et Lehman, B. (2006). Modeling and Simulation of Solar PV Arrays under Changing Illumination Conditions. In *2006 IEEE Workshops on Computers in Power Electronics*, pages 295–299, New York USA.
- [Orfanidis, 1996] Orfanidis, S. J. (1996). *Introduction to Signal Processing*. Englewood Cliffs, N.J : Prentice Hall.
- [Pastor, 2006] Pastor, A. C. (2006). *Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques*. Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, France.
- [Patel et al., 2008] Patel, H., Agarwal, V., et Member, S. (2008). MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE Transactions On Energy Conversion*, 23(1) :302–310.
- [Petrone et al., 2007] Petrone, G., Spagnuolo, G., et Vitelli, M. (2007). Analytical Model of Mismatched Photovoltaic Fields by Means of Lambert W-Function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(18) :1652–1657.
- [Picault et al., 2010a] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J., et De La Casa, J. (2010a). Changing photovoltaic array interconnections to reduce mismatch losses : a case study. *2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2010 :37–40.
- [Picault et al., 2010b] Picault, D., Raison, B., Bacha, S., de la Casa, J., et Aguilera, J. (2010b). Forecasting Photovoltaic Array Power Production Subject to Mismatch Losses. *Solar Energy*, 84(7) :1301–1309.
- [Piegari et Rizzo, 2010] Piegari, L. et Rizzo, R. (2010). Adaptive Perturb and Observe Algorithm for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking. *IET Renewable Power Generation*, 4(4) :317–328.
- [Quaschnig et Hanitsch, 1996] Quaschnig, V. et Hanitsch, R. (1996). Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells. *Solar Energy*, 56(6) :513–520.
- [Randall, 2011] Randall, R. B. (2011). *Vibration-Based Condition Monitoring :Industrial, Aerospace and Automotive Applications*. John Wiley & Sons, Ltd.
- [Reynaud, 2011] Reynaud, J.-F. (2011). *Recherches d’Optimums d’Energies pour Charge/Décharge d’une Batterie à Technologie Avancée Dédiée à des Applications Photovoltaïques*. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III Paul Sabatier.
- [Rezgui et al., 2015] Rezgui, W., Mouss, H., Mouss, N., Mouss, D., Rezgui, W., Mouss, H., Mouss, N., Mouss, D., et Benbouzid, M. (2015). Photovoltaic Module Simultaneous Open-and Short-Circuit Faults Modeling and Detection Using the I-V Characteristic. In *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pages 855–860, Buzios - Rio de Janeiro Brazil. IEEE.
- [Rustemli et Dincer, 2011] Rustemli, S. et Dincer, F. (2011). Modeling of Photovoltaic Panel and Examining Effects of Temperature in Matlab / Simulink. *Electronics and Electrical Engineering*, 3(109) :35–40.

-
- [Salas et al., 2006] Salas, V., Olías, E., Barrado, A., et Lázaro, A. (2006). Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(11) :1555–1578.
- [Schimpf et Norum, 2008] Schimpf, F. et Norum, L. E. (2008). Grid Connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformerless Inverters. In *Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, page 6.
- [Sidhu et al., 1998] Sidhu, T., Singh, G., et Sachdev, M. (1998). Arcing Fault Detection using Artificial Neural Networks. *Neurocomputing*, 23(1-3) :225–241.
- [Silvestre et al., 2009] Silvestre, S., Boronat, A., et Chouder, A. (2009). Study of Bypass Diodes Configuration on PV Modules. *Applied Energy*, 86(9) :1632–1640.
- [Singo, 2010] Singo, A. T. (2010). *Système d’Alimentation Photovoltaïque avec Stockage Hybride pour l’Habitat Énergétiquement Autonome*. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré Nancy-I, France.
- [Stéphane, 2009] Stéphane, P. (2009). *Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l’Énergie pour les Applications Photovoltaïques*. Thèse de Doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, France.
- [Takashima et al., 2009] Takashima, T., Yamaguchi, J., Otani, K., Oozeki, T., Kato, K., et Ishida, M. (2009). Experimental Studies of Fault Location in PV Module Strings. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93(6-7) :1079–1082.
- [Teja et al., 2012] Teja, D., Challa, R., et Raghavendar, I. (2012). Implementation of Incremental Conductance MPPT with Direct Control Method Using Cuk Converter. *International Journal of Research in Engineering and Technology(IJMERT)*, 2(6) :4491–4496.
- [Telidjane et al., 2014] Telidjane, M., Bonnardot, F., El Badaoui, M., et Marrakchi, G. (2014). Study of the Cyclostationary Nature of Photovoltaic Panels and Meteorological Signals. In *The 4th International Conference on Condition Monitoring of Machinery in NonStationary*, Lyon, France.
- [Telidjane et al., 2015a] Telidjane, M., Bonnardot, F., El Badaoui, M., et Marrakchi, G. (2015a). Extraction du Motif Cyclique sur des Signaux d’Ensoleillement par la Méthode MTSA. In *Colloques sur le Traitement du Signal et des Images GRETSI*, Lyon, France.
- [Telidjane et al., 2015b] Telidjane, M., Bonnardot, F., El Badaoui, M., et Marrakchi, G. (2015b). Separation of Stochastic and Deterministic Signal by Cepstral Method : Application to Solar Radiation. In *International Conference Surveillance8*, Roanne, France.
- [testing laboratory, 2011] testing laboratory, E. (2011). Electroluminescence @ Eliosys available on :<http://www.eliosys.eu>.
- [The Helioclim-3 Database, 2016] The Helioclim-3 Database (2016). available on : www.soda-is.com.
- [Tian et al., 2012] Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., et Jenkins, P. (2012). A Cell-to-Module-to-Array detailed Model for Photovoltaic Panels. *Solar Energy*, 86(9) :2695–2706.
- [Vecchia, 1985] Vecchia, A. (1985). Periodic Autoregressive-Moving Average (PARMA) Modeling with Applications to Water Resources. *Water Resources Bulletin*, 21 :721–730.
-

- [Wikipedia, 2010] Wikipedia (2010). Traitement du Signal available on : <http://www.traitement-signal.com>.
- [Wikipedia, 2016a] Wikipedia (2016a). Centrale solaire de Cestas available on : https://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_de_Cestas.
- [Wikipedia, 2016b] Wikipedia (2016b). https://fr.wikipedia.org/wiki/Raies_de_Fraunhofer.
- [Zandi, 2010] Zandi, M. (2010). *Contribution au Pilotage des Sources Hybrides d'Énergie Électrique Soutenue*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine Université de Nancy, France.
- [Zhao et al., 2013] Zhao, Y., Member, S., Palma, J.-f. D., et Mosesian, J. (2013). Line-Line Fault Analysis and Protection Challenges in Solar Photovoltaic Arrays. *IEEE on Industrial Electronic*, 60(9) :3784–3795.