الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique
Université
Yahia FARES de MEDEA

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
جامعة يحي فارس بالمدية

Faculté de la Technologie
Laboratoire de Recherche en Électrotechnique et en Automatique

THESE DE DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Génie Electrique

Présentée par

OUADFEL GHANIA

Thème

Détection et localisation de défaillances dans les systèmes photovoltaïques

Thèse soutenue le: **23/02/2022** devant le jury d'examen composé de :

Mr	CHIBA YOUNES	M.C.A	Univ. Médéa	Président
Mr	HOUASSINE HAMZA	M.C.A	Univ. Bouira	Rapporteur
Mr	GACEMI ABDEREZAK	M.C.A	Univ. Médéa	Co-rapporteur
Mr	HENINI NOUREDDINE	M.C.A	Univ. Médéa	Examinateur
Mr	TABBACHE BEKHEIRA	M.C.A	EMP. Alger	Examinateur
Mr	REZKI MOHAMED	M.C.A	Univ. Bouira	Examinateur

Année Universitaire: 2021-2022

Remerciements

Le travail présenté dans ce manuscrit est effectué à la faculté technologie de l'université YAHIA FARES de Médéa.

Je tiens à exprimer mes plus vives gratitudes à mon directeur de thèse Monsieur HOUASSINE HAMZA, Maître de Conférences à l'université Akli Mohand Oulhadj de Bouira. Je le remercie pour sa qualité pédagogique et pour sa disponibilité inconditionnelle durant toute ma thèse. Je tiens à le remercier pour tous les conseils, toutes les suggestions et les échanges scientifiques qui m'ont toujours été d'une grande valeur ajoutée. Ses qualités humaines d'écoute, de sympathie et sa bonne humeur ont contribué aussi à l'avancement de ma thèse.

Mes plus vifs remerciements vont également à mon Co-encadreur de thèse: Monsieur GACEMI ABDERREZAK, Maître de Conférences à l'université Yahia Fares de Médéa, qui a participé de façon active à la réalisation de ce travail de recherche. Je le remercie pour tous les échanges scientifiques pertinents qui m'ont été d'une grande importance dans cette expérience de recherche. Je tiens à le remercier pour la qualité d'encadrement, sa disponibilité et pour ses remarques précieuses me permettant d'améliorer la qualité du manuscrit.

Mes remerciements s'adressent également à tous les membres de jury qui m'ont fait l'honneur de participer à ma soutenance. Merci à Monsieur CHIBA YOUNES, Maître de Conférences à l'université de Médéa, d'avoir accepté d'examiner ce travail et d'assurer la présidence de Jury.

J'exprime aussi toute ma gratitude à Monsieur HENINI NOUREDDINE, Maître de Conférences à l'université de Médéa, et à Monsieur TABBACHE BEKHEIRA, Maître de Conférences à L'École militaire polytechnique EMP d'Alger, et à Monsieur REZKI MOHAMED, Maître de Conférences à l'université Akli Mohand Oulhadj de Bouira, pour avoir accepté d'être les rapporteurs de ma thèse. Je les remercie pour avoir consacré le temps pour une lecture attentive et profonde du manuscrit qui ont permis d'améliorer la qualité du travail.

J’exprime également mes sincères remerciements à Monsieur BENSAID SAMIR, Directeur du laboratoire Matériaux et Développement Durable à l’université Akli Mohand Oulhadj de Bouira, de m’avoir accueilli dans son laboratoire.

Mes remerciements s’adressent également à tous mes amis et collègues pour leurs soutiens et encouragements : AISSAOUI Nassima, YASSA Nacera.

Un grand merci à toute personne qui de près ou de loin a contribué a l’aboutissement et la réussite de ce travail. Merci de m’avoir conduite à ce jour mémorable.

Finalement, une pensée toute particulière pour ma grand-mère Ouerdya, mes parents Rahab et Nacera, mes sœurs Sabrina et Lynda, et fréres Faycal, Hocine et sa petite famille, mon mari Madjid et toute sa famille et mon trésor yani ilyan pour leur présence et leur soutien tout au long de ces années de travail. Qu’ils trouvent ici toute ma gratitude et mon amour.

Résumé

Comme tout processus industriel, le système photovoltaïque est soumis à des contraintes ou défauts lors de son fonctionnement qui peuvent réduire son efficacité et rendement et même provoquer des destructions partielles ou totales du système, ce qui rend le diagnostic des défauts une phase primordiale pour réduire les coûts de maintenance et assurer la continuité du service. Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons à la détection et localisation des défauts dans le panneau PV ainsi que l'onduleur. Nous avons choisi la méthode de diagnostic qui est basée sur l'analyse de la réponse fréquentielle FRA qui à la fois simple et fiable. La simplicité de cette méthode consiste à minimiser la quantité d'informations à traiter, sa fiabilité réside dans son aptitude à détecter les défauts quelque soit leur degré de sévérité. Cette démarche a été validée par des expériences et des simulations avec le logiciel Matlab, les résultats obtenus montent la bonne capacité de la technique FRA pour détecter et localiser le défaut.

Mots clés: système PV, technique FRA, onduleur monophasé, detection des défauts, diagnostic, modèle HF, l'impédance dynamique, cellule solaire.

Abstract

As any industrial process, the photovoltaic system is subject to stresses or faults during its operation that can reduce its efficiency and performance and even cause partial or total destruction of the system, which makes fault diagnosis an essential step to reduce maintenance costs and ensure service continuity. In this thesis, we are interested in the detection and location of faults in the PV panel and the inverter. We have chosen the diagnostic method which is based on the FRA frequency response analysis which is both simple and reliable. The simplicity of this method consists in minimising the amount of information to be processed, while its reliability lies in its ability to detect faults regardless of their degree of severity. This approach has been validated by experiments and simulations with Matlab software, the results obtained show the good capacity of the FRA technique to detect and locate the defect.

Key-words: PV system, FRA, single phase inverter, fault detection, diagnosis, HF model, dynamic impedance, solar cell.

ملخص

مثل أي عملية صناعية ، يخضع النظام الكهروضوئي لضغوط أو أعطال أثناء تشغيله والتي يمكن أن تقلل من كفاءته وأدائه بل وتسبب تدميرًا جزئيًا أو كليًا للنظام ، مما يجعل تشخيص الأخطاء خطوة أساسية لتقليل تكاليف الصيانة وضمان استمرارية الخدمة . في هذه الرسالة ، نهتم بالكشف عن الأعطال وموقعها في النظام الكهروضوئي والعاكس. لقد اخترنا طريقة التشخيص التي تعتمد على تحليل استجابة التردد FRA . تتمثل بساطة هذه الطريقة في تقليل كمية المعلومات المراد معالجتها ، بينما تكمن موثوقيتها في قدرتها على اكتشاف الأخطاء بغض النظر عن درجة خطورتها. تم التحقق من صحة هذا النهج من خلال التجارب والمحاكاة باستخدام برنامج Matlab ، وأظهرت النتائج التي تم الحصول عليها القدرة الجيدة لتقنية لاكتشاف العيب وتحديد موقعه.

الكلمات المفتاحية: نظام PV، FRA ، عاكس أحادي الطور ، كشف الأعطال ، التشخيص ، نموذج HF ، المعاوقة الديناميكية ، الخلية الشمسية.

Table des Matières

Remerciements I
Résumé III
Table des Matières IV
Liste des Figures VII
Liste des Tableaux XI
Listes des Acronymes et Symboles XII

Introduction Générale 1

Chapitre 1 : Introduction au diagnostic des défaillances dans un système PV

I.1. Introduction 5
I.2. Le principe de la conversion photovoltaïque 5
I.3. Description de la chaine de conversion d'un système photovoltaïque 7
I.3.1. Générateur PV 8
I.3.1.1. Cellule PV 8
I.3.1.2. Module PV 10
I.3.1.3. String PV 10
I.3.1.3. Champ PV 11
I.4. Architectures des systèmes PV 11
I.5. Les convertisseurs de puissance dans les installations PV 13
I.5.1. Convertisseur DC-DC 13
I.5.2. Convertisseur DC-DC 15
I.5.2.1. Topologies des onduleurs employés dans les systèmes PV 16
I.5.2.1.1. Topologies des onduleurs monophasés 16
I.5.2.1.2. Topologies des onduleurs triphasés 17
I.6. Systèmes de stockage de l'énergie 19
I.7. Etat de l'art sur le diagnostic des systèmes PV 19
I.7.1. Classification des défaillances dans une installation PV 20
I.7.1.1. Classification des défaillances selon leurs origines 20
I.7.1.1.1. Défauts coté DC 21
a. Facteurs externes 22
b. Interactions des matériaux 22
c. Vieillissement des composants 22
d. Augmentation de la température au cours du fonctionnement 23
I.7.1.2. Classification des défaillances selon leurs fréquence d'apparition 23

I.7.1.1.2. Défauts coté AC 25
I.7.2. Les méthodes de diagnostic des systèmes PV..... 26
I.7.2.1. Les étapes de detection et diagnostic des pannes..... 27
I.8. Contribution de la thèse..... 30
I.9. Conclusion 30

Chapitre 2 : Etude du comportement fréquentiel d'une cellule solaire

II.1. Introduction 31
II.2. Modèle statique et dynamique d'une cellule solaire 32
II.2.1. Modèle statique..... 32
II.2.2. Modèle dynamique 34
II.2.2.1. Impédance dynamique de la cellule solaire 36
II.3. Détermination des paramètres de la cellule par l'analyse de la réponse fréquentielle..... 36
II.3.1. Principe de la méthode de détermination des paramètres HF de la cellule solaire en Si 37
II.4. Méthode de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA 38
II.4.1. Principe de la méthode FRA 38
II.5. Réponse fréquentielle d'une cellule solaire en Silicium: tests expérimentaux 40
II.5.1. Etude d'une cellule solaire Si à l'état sain 40
II.5.2. Etude des défauts dans un champ PV par la technique FRA 45
II.5.2.1. Défauts de court-circuit 46
II.5.2.2. Défauts de circuit ouvert 47
II.5.2.3. Défauts de connectique 48
II.6. Conclusion 50

Chapitre 3 : Modèles HF des convertisseurs pour les systèmes PV en vue de leur diagnostic

III.1. Introduction..... 51
III.2. Modèles équivalents des composants passifs et actifs à haute fréquence... 52
III.2.1. Modèles équivalents à haute fréquence des composants passifs 52
III.2.2. Modèle équivalents à haute fréquence des composants actifs 52
III.2.2.1. Eléments parasites constituant un transistor MOSFET..... 53
III.2.2.2. Eléments parasites constituant un IGBT 55
III.3.Défauts dans les onduleurs. 56
III.4. Modèle équivalent haute fréquence d'un onduleur triphasé..... 57

III.5. Applications des défauts 60
III.5.1. Défauts de court-circuit 60
III.5.2. Défauts de circuit ouvert 64
III.6. Conclusion 65
Chapitre 4 : Technique FRA pour le diagnostic de défaillances dans un onduleur monophasé: essais expérimentaux
IV.1. Introduction 66
IV.2. Description générale de la plate forme d'essai 67
IV.3. Conception de l'onduleur. 67
IV.3.1. Circuit de puissance 67
IV.3.2. Circuit de commande 69
IV.4. Test expérimental de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA 73
IV.5. Diagnostic de défauts par FRA: résultats expérimentaux 76
IV.5.1. Défauts de court-circuit 76
IV.5.1. Défauts de circuit-ouvert 80
IV.6. Conclusion 83
Conclusion Générale 84
Références

Liste des Figures

Figure.I.1. Principe de conversion photovoltaique.....7
Figure.I.2. La structure complète d'une installation photovoltaïque.....8
Figure.I.3. Classification des principales technologies de cellules solaires PV 9
Figure.I.4. Mise en série des cellules PV dans le module.....10
Figure.I.5. String PV 10
Figure.I.6. Champ PV de type simple (série parallèle).....11
Figure.I.7. Configurations des systèmes PV connectés au réseau 12
Figure.I.8. Structures des convertisseurs DC-DC 14
Figure.I.9. Quelques topologies d'onduleurs industriels 19
Figure.I.10. Anomalies et Observations classées par criticité croissante 20
Figure.I.11. Schéma des défauts pour le diagnostic sur système PV. 21
Figure.I.12. Origines des défauts dans les systèmes PV 21
Figure.I.13. Relations entre les défauts rencontrés dans les systèmes PV.....25
Figure.I.14. Processus de diagnostic de défauts (surveillance, detection, isolement, estimation de l'importance du défaut) 27
Figure.I.15. Les principales méthodes de diagnostic.....28

Figure.II.1. Modèle en régime permanent de la cellule solaire. 33
Figure.II.2. Caractéristiques d'une cellule solaire, a. I-V et P-V.....33
Figure.II.3. Modèle dynamique d'une cellule solaire.....34
Figure.II.4. Le diagramme d'impédance de la cellule solaire avec les spectres de Nyquist.....37
Figure.II.5. Le diagramme de Bode, a. l'impédance, b. la phase de la cellule solaire 38
Figure.II.6. Principe de la technique de l'analyse de la réponse fréquentielle 40
Figure.II.7. photographie de l'expérience de mesure d'impédance avec LRC mètre d'une cellule solaire.....41
Figure.II.8. La réponse fréquentielle d'une cellule solaire 41
Figure.II.9. Le diagramme d'impédance de la cellule solaire avec les spectres de Nyquist dans l'obscurité pour différentes tensions 42

Figure.II.10.Comparaison entre les réponses fréquentielles des impédances mesurées et estimées avec et sans capacité parasites.....43
Figure.II.11. Modèle proposé de cellule solaire au silicium avec condensateurs parasites 44
Figure.II.12. Schéma synoptique électrique d'un champ PV étudié 45
Figure.II.13. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'une cellule solaire en Silicium et un string et un champ PV 46
Figure.II.14. La réponse frequentielle des défauts de court-circuit dans un champ PV 47
Figure.II.15. Réponse fréquentielle des défauts de circuit ouvert.....47
Figure.II.16. Réponse fréquentielle de défaut de connectique.....49
Figure.II.17. Classification des défauts dans une installatio PV..... 50
Figure.III.1. Modèles haute fréquence des composants passifs.....52
Figure.III.2. Application de la technologie à large bande interdite par rapport à la technologie Silicium.....53
Figure.III.3. Schéma électrique du transistor MOSFET et de ses éléments parasites.....54
Figure.III.4. Schéma électrique d'un IGBT et de ses éléments parasites.....56
Figure.III.5. Modèle équivalent à haute fréquence d'un onduleur triphasé.....58
Figure.III.6. Choix des bornes de prise de la réponse fréquentielle en impédance de l'onduleur sain 60
Figure.III.7. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T1, T2 et T3.....61
Figure.III.8. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T1', T2' et T3'.....61
Figure.III.9. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T1, T1' et T1+T1'.....62

Figure.III.10. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T2, T2' et T2+T2'.....62
Figure.III.11. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T3, T3' et T3+T3'.....63
Figure.III.12. Comparaison entre la réponse fréquentielle en impédance d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de défaut de circuit-ouvert.....64
Figure.III.13. Comparaison entre la phase d'un onduleur sain et la phase de défaut de circuit-ouvert 64
Figure.IV.1 Banc d'essai de l'onduleur monophasé.....67
Figure.IV.2. Schéma de base d'un onduleur monophasé.....68
Figure.IV.3. Interrupteur IGBT (STGFW40V60DF) utilisé.....68
Figure.IV.4. circuit du Microcontroller 18F2550 sous Proteus.....69
Figure.IV.5. Circuit d'isolation avec opto-copleur 4N25 sous Proteus 8.....70
Figure.IV.6. Opto-coupleur 4N25 utilisé.....70
Figure.IV.7. La carte de command réalisée.....71
Figure.IV.8. Le signal MLI généré par le microcontrôleur.....71
Figure.IV.9. l'onduleur monophasé réalisé.....72
Figure.IV.10. Forme d'onde de la tension et du courant aux bornes d'une charge purement résistive dans l'essai expérimental visualisé par un oscilloscope.....72
Figure.IV.11. Montage de l'essai expérimental FRA.....73
Figure.IV.12. Mesures FRA de l'onduleur monophasé en état sain.....74
Figure.IV.14. Comparaison entre l'impédance mesurée par le LCR mètre et estimée par le modèle proposé.....75
Figure.IV.15. Mesure de la réponse fréquentielle de l'impedance du court-circuit du défaut D1.....76
Figure.IV.16. Mesure de la réponse fréquentielle de la phase du court-circuit du défaut D1.....77
Figure. IV.17. Mesure de la réponse fréquentielle de l'impédance de court-circuit des défauts D2, D3 et D4.....78
Figure.IV.18. Mesure de FRA de la phase court-circuit de D2, D3 et D4.....79

Figure.IV.19. Mesure de la réponse fréquentielle FRA du circuit ouvert du défaut D1.....80
Figure.IV.20. Mesure de la réponse fréquentielle de la phase du circuit ouvert du défaut D1.....81
Figure.IV.21. Mesure de la réponse fréquentielle en impédance de circuit ouvert des défauts D2, D3 et D4.....81
Figure.IV.22. Analyse la réponse fréquentielle de la phase court-circuit des défauts D2, D3 et D4.....82

Liste des Tableaux

Tableau.I.1. Récapitulation des caractéristiques des différentes technologies.....13
Tableau. I.2.Les convertisseurs DC-DC.....14
Tableau.I.3.Classification des défaillances catastrophiques et non catastrophiques.....26
Tableau. II.1 . Les paramètres mesurés d'une cellules solaire pour différentes tensions appliquées.....43
Tableau. III.1 Les paramètres de simulation des éléments constituant l'onduleur triphasé.....59
Tableau .IV.1 Les scenarios des défauts de court-circuit et circuit ouvert.....73

Introduction Générale

Au cours des dernières années, les besoins énergétiques ont connu une croissance dans plusieurs domaines domestiques ou industriels. Actuellement la production de l'énergie est reposée en grande partie sur les ressources fossiles. Par conséquent, le plus grand défi du 21ème siècle est de trouver des ressources énergétiques alternatives efficaces aux combustibles fossiles, ainsi que d'essayer de résoudre le problème du réchauffement climatique en minimisant les émissions de gaz carbonique [1]. Dans ce contexte, une solution prometteuse pour surmonter les défauts du réseau conventionnel sont les énergies renouvelables, qui deviennent primordiales pour une véritable transition énergétique [2], notamment l'énergie solaire, qui est devenue récemment l'une des ressources énergétiques accessibles, avec un taux de croissance spectaculaire en particulier en raison de sa grande polyvalence et la facilité de sa mise en œuvre. Ces enjeux favorisent l'utilisation des énergies renouvelables pour la production de l'énergie électrique notamment dans les zones à fort potentiel avec possibilité de raccordement ou non au réseau publique de distribution [3]. Le nombre de ces installations devrait augmenter au cours des prochaines années en raison des contraintes économiques et environnementales.

Toutefois, ce type de système de conversion d'énergie est composé de plusieurs fonctions et constituants différents comme les panneaux solaires, les étages d'adaptation (convertisseurs DC-DC et/ou DC-AC) et leur commande associées [4]. Les applications des convertisseurs statiques dans les installations PV sont en augmentation et grâce au développement des technologiques de l'électronique de puissance qui ont permis la conception de convertisseurs de puissance performants [5],[6]. De plus, les avancées technologiques en électronique numérique et le développement de processeurs de calcul numérique de plus en plus puissants tel que (DSP, FPGA, etc.) permettent désormais d'implémenter des algorithmes de contrôle modernes de plus en plus sophistiqués et fiables à moindre coût [7],[8]. Néanmoins, les systèmes électriques alimentés

par des convertisseurs de puissance qui sont à leur tour alimentés par un générateur PV sont exposés à diverses défaillances pendant leur fonctionnement dont les conséquences dépendent significativement de leur emplacement [9],[10]. La présence d'une défaillance dans n'importe quel composant d'une chaîne de conversion photovoltaïque peut entraîner une perte partielle ou totale du contrôle du système, et une maintenance non planifiée entraîne des pertes de production importantes. Dans d'autres situations, ces défauts peuvent avoir des conséquences désastreuses et entraîner des risques pour le personnel, les installations et l'environnement, en particulier lorsque les systèmes sont intégrés dans des installations sensibles, tels que les transports, la santé, les réseaux électriques, la robotique ou les centrales nucléaires [11].

La surveillance du fonctionnement des installations photovoltaïques est une étape importante pour confronter les problèmes au bon moment afin de réduire les risques, et pour améliorer et garantir la sécurité et la fiabilité des processus. Le développement de méthodes fiables de surveillance et de détection rapide a reçu une attention croissante à la fois dans la recherche et dans l'industrie [12]. Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes de diagnostic des défauts soit pour le générateur photovoltaïque soit pour la partie puissance (les onduleurs et hacheurs) [13].

D'une manière générale, les méthodes de diagnostic des systèmes peuvent être classifiées en deux grandes catégories, méthodes à base de modèles qui utilisent les équations mathématiques explicites du processus. Le plus souvent, les systèmes traités sont des systèmes dynamiques caractérisés par une équation à temps continu [14], [15]. La seconde catégorie concerne les méthodes sans modèle, ces méthodes de diagnostic se basent sur des informations issues d'une expérience préalable, sur des règles heuristiques ou encore sur des exemples de résolution.

Dans ce contexte d'étude, qui s'inscrit dans le cadre de diagnostic des défauts dans les systèmes PV, la technique de l'Analyse de la Réponse en Fréquence (FRA) est considérée comme l'une des méthodes de diagnostic les plus récentes et qui a déjà fait ses preuves dans le diagnostic des défauts dans les

transformateurs [16]. En effet, l'objectif de cette thèse est d'appliquer la technique FRA qui est une nouvelle méthode de diagnostic dans les systèmes PV qui rassemble à la fois la capacité de discriminer les différents défauts et la possibilité d'identifier un nombre important de défauts tout en respectant les contraintes économiques. Nous nous intéressons spécifiquement aux défauts du côté DC du système PV c'est à dire du champ PV ainsi qu'aux défaillances liées à la partie AC du système c'est à dire l'onduleur dans le but d'améliorer l'efficacité énergétique et d'assurer la surveillance d'une installation PV. Sous-entendu, il s'agit de traiter une fonction de transfert en régime fréquentiel. Dans un premier temps, il s'agit d'améliorer le modèle à haute fréquence d'une cellule photovoltaïque pour pouvoir appliquer la méthode de diagnostic basée sur la comparaison de ses réponses fréquentielles. Plusieurs types de défauts avec différentes sévérités ont été considérés. Dans un deuxième temps, une étude sur un onduleur triphasé en absence et présence de défauts a été développée et simulée sous MATLAB. L'impact de ces défauts sur le comportement fréquentiel a été analysé afin de voir l'évolution des caractéristiques pour chaque défaut appliqué. Par la suite, nous avons réalisé un onduleur monophasé, sur lequel nous allons appliquer la technique de diagnostic choisie, pour tester son efficacité et son pouvoir de détecter les défauts appliqués.

Le travail dans cette thèse est organisé en quatre chapitres, comme suit :

Le premier chapitre dresse d'abord l'état de l'art sur les défauts PV et les méthodes de diagnostic développées dans la littérature. D'après cet état de l'art, nous concluons que les travaux de recherche récents sont focalisés sur les défauts les plus sévères au niveau des cellules PV ainsi que les plus fréquemment rencontrés au niveau de l'onduleur. Les contributions majeures de notre travail de recherche sont présentées à la fin de ce chapitre.

Le deuxième chapitre est composé de deux parties. La première partie est consacrée à l'étude expérimentale pour l'amélioration du modèle électrique équivalent à haute fréquence d'une cellule solaire en Silicium saine, et par la suite une étude de l'influence de plusieurs défauts sur les paramètres caractéristiques et sur la réponse fréquentielle de la cellule.

Dans le troisième chapitre, un état de l'art sur la structure des composants de l'électronique de puissance à haute fréquence est étalé, nous étudions l'impact des variations des paramètres caractéristiques d'un onduleur triphasé après l'application de plusieurs défauts de court-circuit et circuit ouvert. En conséquence, Il s'agit de développer une méthode de diagnostic qui est à la fois simple et économique en exploitant uniquement l'impédance interne de l'onduleur.

Dans le dernier chapitre de ce manuscrit, nous nous sommes focalisés sur l'étude expérimentale d'un onduleur monophasé. Dans un premier temps, nous avons réalisé un prototype d'un onduleur monophasé commandé par un microcontrôleur. Dans la deuxième partie du chapitre, nous avons présenté les résultats expérimentaux des tests FRA après avoir appliqué des défauts de court-circuit et circuit ouvert sur le prototype réalisé.

A la fin de cette thèse, les conclusions sur les travaux réalisés sont présentées et les perspectives envisagées pour les travaux futurs sont exposées.

Chapitre I

Introduction au diagnostic des défaillances dans un système PV

I.1. Introduction

L'énergie solaire a reçu une attention particulière en raison de sa facilité de mise en œuvre, les avantages environnementaux et le bon rendement de tout investissement économique réalisé. Toutefois, ce système de conversion d'énergie est composé de plusieurs fonctions et composants différents allant des panneaux solaires aux étages d'adaptation (convertisseurs DC-DC et/ou DC-AC) et leur commande associée dont la commande spécifique MPPT, la durée de vie de l'ensemble dépend du taux de pannes possibles provenant de chaque partie.

L'objectif de ce chapitre est de présenter une recherche bibliographique sur les différents composants de l'installation PV. Ensuite, nous décrirons les défauts associés à chaque composant, leurs origines et leurs impacts, leurs degrés de criticité et leurs occurrences. Une revue sur les méthodes de diagnostic, leur classification et leur évaluation sera ensuite exposée. Enfin, nous présenterons les contributions de la thèse pour situer nos travaux par rapport à l'état de l'art.

I.2. Le principe de la conversion photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau [17]. L'énergie d'un photon (E), en Joules, dépend de la longueur d'onde du rayonnement solaire (λ), en mètre, et la célérité de la lumière (c), en (ms^{-1}) comme le montre la relation de Broglie (I.1) [18]:

$$E = \frac{hc}{\lambda} \tag{I.1}$$

Avec: h est la constante de Plank (m^2 kg s^{-1}).

Une caractéristique importante du matériau est son gap, qui est l'écart entre le maximum de la bande de valence qui est entièrement occupée par des électrons et le minimum de la bande de conduction qui est vide [19]. Afin de faire passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction, il est nécessaire que le photon ait une énergie supérieure à l'énergie du gap. Il y aura, par conséquent, création d'un électron libre et d'un trou [20]. La circulation des électrons formeront un photo-courant I_{ph} proportionnel à l'intensité lumineuse. Pour éviter la recombinaison naturelle des paires électron-trou, la solution est de créer un champ électrique dans le matériau, par le dopage d'une partie d'un semi-conducteur en atomes ayant un excès de charges négatives dit dopé de type N. L'autre partie de semi-conducteur sera dopée en atomes ayant un excès de charges positive dit dopé de type P [18], [21]. La mise en contact de ces deux zones provoquera l'apparition une jonction P-N, c'est-à-dire une barrière de potentiel dans le semi-conducteur comme l'illustre la figure (I.1.). Les électrons vont aller dans la région N et les trous vers la région P. Pour évaluer ces recombinaisons, qui dépendent de la qualité du matériau et la mobilité des porteurs, on utilise la longueur de diffusion des porteurs de charge L_d [22]. Elle correspond à la distance moyenne que les porteurs peuvent parcourir avant de se recombiner comme l'indiqué l'équation (I.2) [17]:

$$L_d = \sqrt{\tau D_{n,p}} = \sqrt{\mu_{n,p} \tau \frac{kT}{q}} \qquad (I.2)$$

Avec,

L_d : Longueur de diffusion des porteurs (cm)

$D_{n,p}$: Coefficient de diffusion des porteurs, électrons ou trous (cm^2 s^{-1})

k : constante de Boltzmann (JK^{-1})

T : température (K)

q : charge électronique (C)

τ : durée de vie des porteurs, électrons ou trous, dans le matériau (s)

$\mu_{n,p}$: Mobilité des porteurs, électrons ou trous, ($cm^2\ V^{-1}\ s^{-1}$)

En conclusion, une cellule solaire photovoltaïque est une diode semi-conductrice qui a été soigneusement conçue et construite pour obtenir un rendement de conversion optimal des rayons lumineux en courant électrique [17].

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairement est d'environ 0.5 à 0.8V et cette valeur dépend de la nature des matériaux utilisés durant la conception des cellules solaires [23].

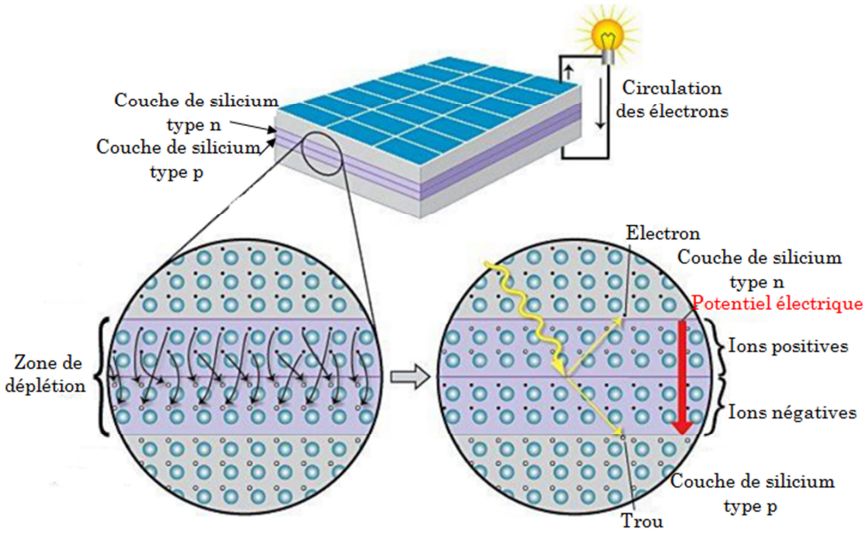


Figure. I.1. Principe de conversion photovoltaïque

I.3. Description de la chaine de conversion d'un système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont actuellement divisés en deux catégories [24]:

- Les systèmes autonomes qui sont conçus pour répondre aux besoins de consommation d'un client isolé du réseau électrique;
- Les systèmes connectés au réseau de distribution de l'électricité dont l'avantage est d'éviter les coûts et les problématiques liés au stockage de l'énergie.

Un système PV, quel que soit son mode de fonctionnement, est constitué principalement de quatre composants principaux [24], [25] :

- Le champ PV qui génère de l'énergie électrique sous forme de courant continu à partir de l'énergie solaire;

- Le système de câblage et boite de jonction qui assurent la liaison entre les modules, les chaînes, et entre le champ et l'onduleur;
- L'onduleur dont le rôle est la transformation de l'énergie continue en énergie alternative;
- Système de stockage de l'énergie;
- Système de protection : y compris la diode de by-pass, diode anti-retour et les autres dispositifs de sectionnement.

Le raccordement de ces composants entre eux pour les deux modes de fonctionnement est illustré par la figure (I.2).

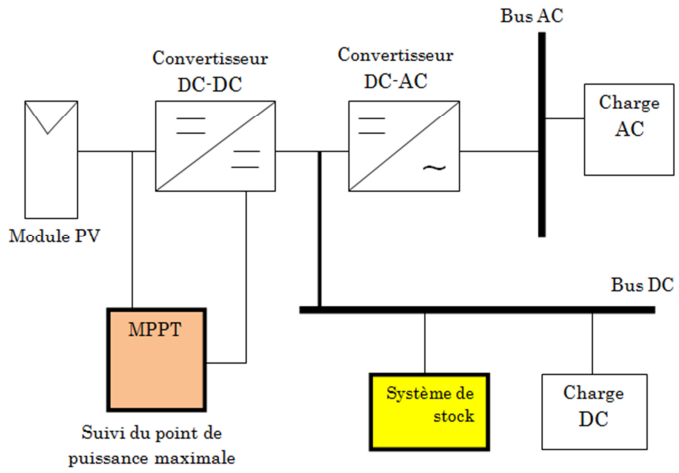


Figure I.2. La structure complète d'une installation photovoltaïque[26].

I.3.1 Générateur PV

Le générateur photovoltaïque est l'unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu. Le composant élémentaire de cette unité qui convertit l'énergie solaire en l'énergie électrique est la cellule photovoltaïque.

I.3.1.1 Cellule PV

La cellule photovoltaïque représente la plus petite unité dans un système photovoltaïque. Il existe un grand nombre de technologies permettant la

fabrication de cellules photovoltaïques mais beaucoup sont encore en phase de recherche [27], [28], [29]:

a. Première génération des cellules solaires (entièrement commerciale) utilisant la technologie du cristalline (c-Si), tant dans sa forme cristalline simple (sc-Si) que dans sa forme multi cristalline (mc-Si).
b. La deuxième génération des cellules est basée sur les technologies photovoltaïques à couches minces et comprend généralement trois grandes familles : (1) le silicium amorphe (a-Si) et le silicium micro-amorphe (a-Si /µc-Si) ; (2) le tellurure de cadmium (CdTe) ; et (3) le séléniure de cuivre et d'indium (CIS) et le diéselise de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS).
c. La troisième génération comprend des technologies photovoltaïques organiques qui sont encore en phase de démonstration (ou qui n'ont pas été largement commercialisées) ainsi que de nouveaux concepts en cours de développement [30].

La figure (I.3) résume les différentes technologies des cellules photovoltaïques

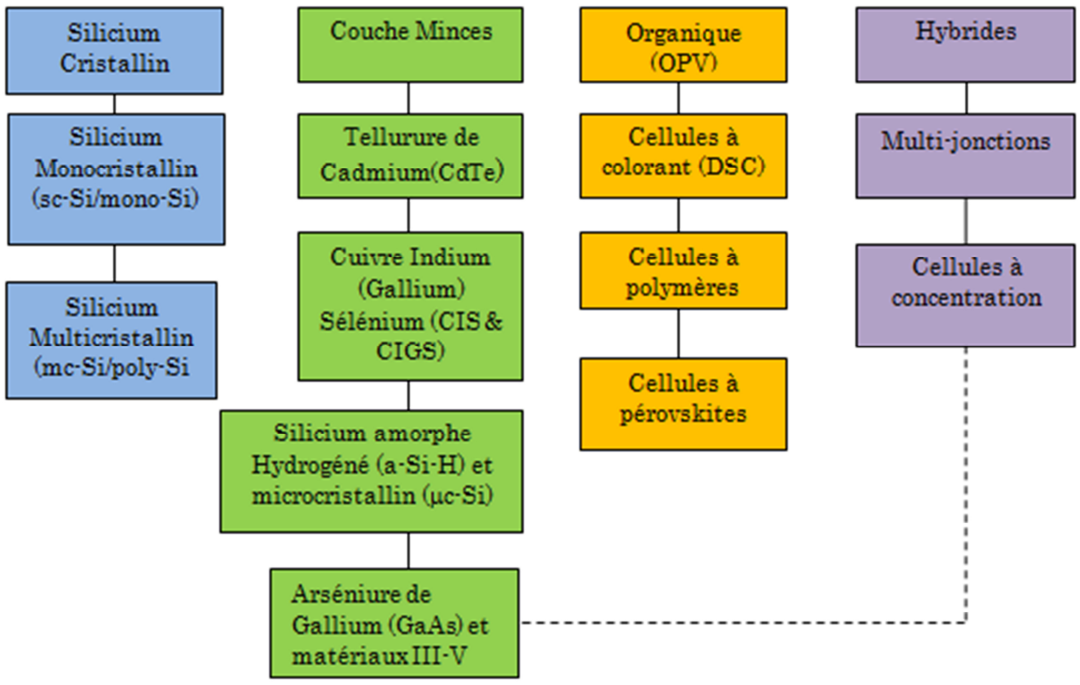


Figure .I.3. Classification des principales technologies de cellules solaires PV.

I.3.1.2 Module PV

La mise en série des cellules permet d'augmenter la puissance. Le courant reste identique tandis que la tension est multipliée par le nombre de cellules en série. Un module PV « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais ce nombre de cellules peut varier selon les modules servant aux applications spécifiques. La figure (I.4) montre un module contenant N_s cellules interconnectées en série [31].

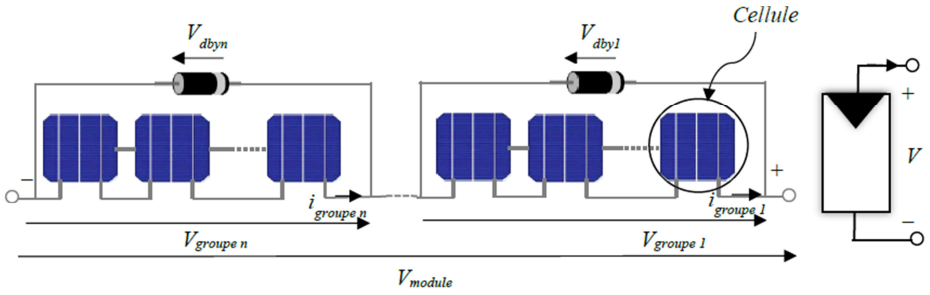


Figure. I.4. Mise en série des cellules PV dans le module[3].

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de by-pass [32]. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse.

I.3.1.3. String PV

Un string PV, appelé également chaîne PV, est un ensemble de modules connectés en série afin de générer la tension de sortie spécifiée. Le string est doté d'une diode de protection dite diode anti-retour, qui a pour but de bloquer la circulation d'un courant inverse dans le string PV. La structure d'un module PV est donnée à la figure (I.5).

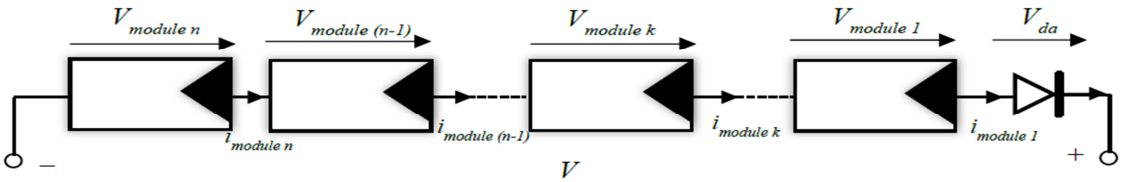


Figure. I.5. String PV [3].

I.3.1.4 Champ PV

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce groupement forme un champ photovoltaïque. Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque [32], nous retenons donc dans ce travail la connexion série parallèle simple comme le montre la figure (I.6).

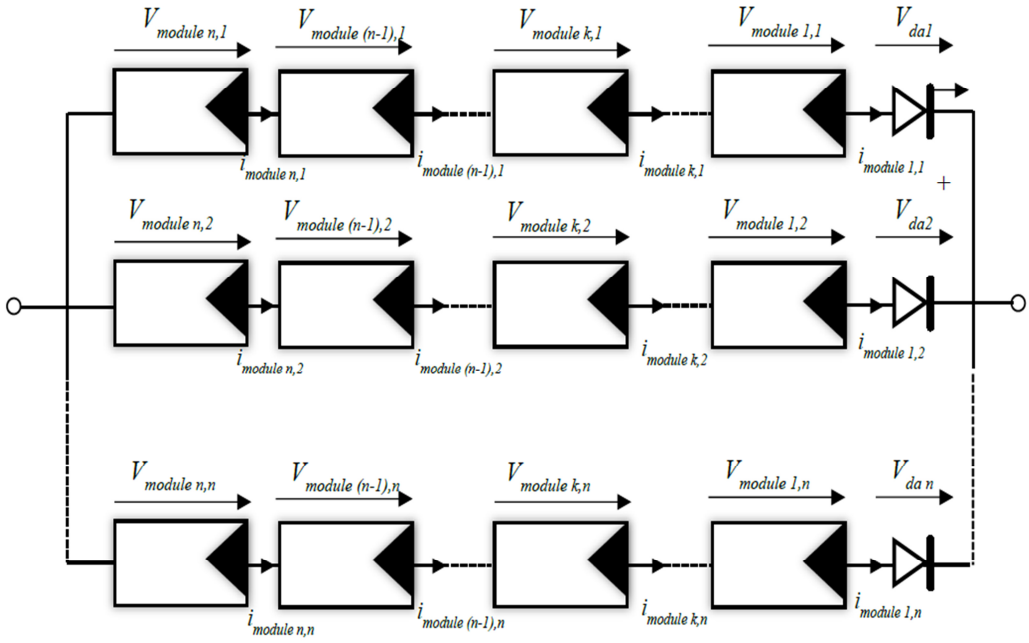


Figure .I.6. Champ PV de type simple (série parallèle)[3].

I.4. Architectures des systèmes PV

Dans les applications des centrales photovoltaïques, différents concepts technologiques sont utilisés pour connecter le réseau PV au réseau électrique, ces concepts sont évalués par compromis, selon leur technologie, sûreté, rendement d'énergie, coût et leur comportement opérationnel [33],[34]. La figure (I.7) illustre les diverses topologies de systèmes PV avec les différentes configurations dans les connexions de bus DC-AC.

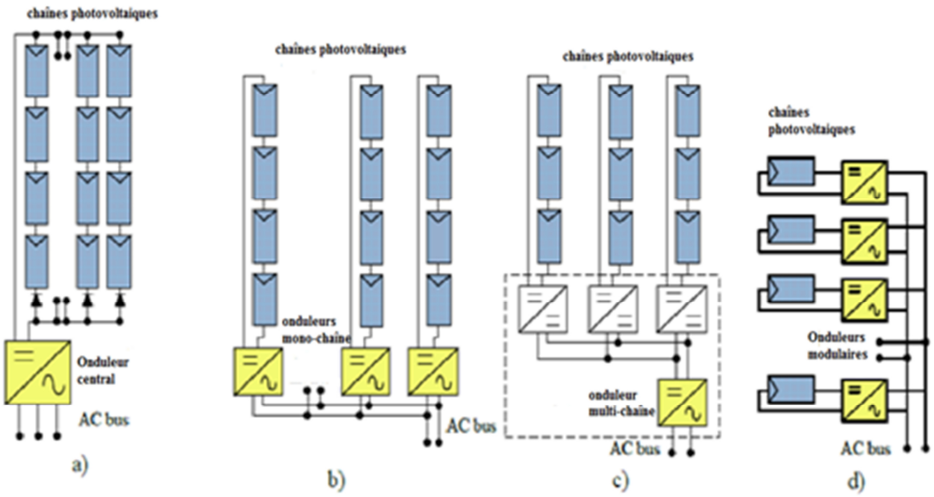


Figure. I.7. Configurations des systèmes PV connectés au réseau [35]
(a) Onduleur central; (b) Onduleurs mono chaîne (rangée ou string);
(c) Onduleurs multi chaîne (Multi-string inverter); (d) Onduleurs modulaires ou intégré

Le tableau (I.1) suivant récapitule les caractéristiques de chaque technologie [36], [37] , [38] ,[35]:

Configurations	Avantages	Inconvénients	Applications
Onduleur central	- Simplicité de mise en œuvre, - Un seul onduleur connecté au champ PV, -Coût réduit, - Meilleur rendement (entre 95%et 97%), -Moins encombré.	- Perte de puissance et risques électriques dans les câbles DC, -Pas de continuité de service en cas de panne, -Manque de flexibilité de conception.	Grande installation (>10kW)
Onduleurs rangée (mono-chaîne)	- Améliore le contrôle de puissance, -Assure la continuité de service, - Facilité de l'intégration d'autres chaînes, - Bonne fiabilité	- Mauvais rendement de l'onduleur à faible puissance, - Coût élevé	Petites applications domestiques de Puissance allant de 0,5 kW à 1 kW.

Onduleur multi chaînes(multi-string)	- Facile à intégrer les éléments de stockage, -Un seul onduleur, - Détection rapide de défaut, - Meilleur rendement	-Pertes DC-DC s'ajoutent aux pertes du système. - Coût élevé par rapport à topologie centralisée	Applications jusqu'à 5kW
Onduleur modulaire	- Rendement élevé, - Topologie très récente, -Conception flexible et extensible	- Durée de vie réduite, - Coût élevé, - Le remplacement de l'onduleur en cas de défauts n'est pas facile.	Applications résidentielles à petite échelle de 50Wà 400W

Tableau. I.1. Récapitulation des caractéristiques des différentes technologies

I.5. Les convertisseurs de puissance dans les installations PV

Les convertisseurs associés au générateur PV ont pour rôle d'extraire sa puissance maximale et de la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau ou la consommer par une charge [39]. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage de hacheur qui assure une conversion DC-DC suivi par un étage d'onduleur qui assure une conversion DC-AC.

I.5.1 Convertisseur DC-DC

Le hacheur est un convertisseur statique qui peut assurer diverses fonctions. Il adapte les niveaux de tension entre le générateur PV et la charge, et son rôle principal est d'extraire la puissance maximale, pour cette raison, il est muni d'un algorithme de recherche de type MPPT (Maximum Power Point Tracking)[40]. Il existe un grand nombre de familles différentes de convertisseurs DC-DC comme le montre le tableau (I.2) [41], en fonction du choix de la conversion DC-DC, le niveau de tension peut être augmenté ou diminué.

Convertisseur DC-DC	Sa fonction
Convertisseur Boost	Génère une tension de sortie supérieure à la tension d'entrée.
Convertisseur Buck	Génère la tension de sortie inférieure à la tension d'entrée.
Convertisseur Buck-Boost	Génère une tension de sortie inversée supérieure ou inférieure à la tension d'entrée
Convertisseur Cuk	génère une tension de sortie inversée supérieure ou inférieure à la tension d'entrée (similaire à la tension d'entrée).
Convertisseur à inductance primaire simple (SEPIC)	ce convertisseur se comporte de la même manière qu'un convertisseur Buck-Boost, et d'un convertisseur cuk. Il fournit une tension de sortie non inversée.

Tableau. I.2. Les convertisseurs DC-DC [30] [26]

La figure (I.8) représente les schémas des cinq principales structures des convertisseurs DC-DC [42], [37]:

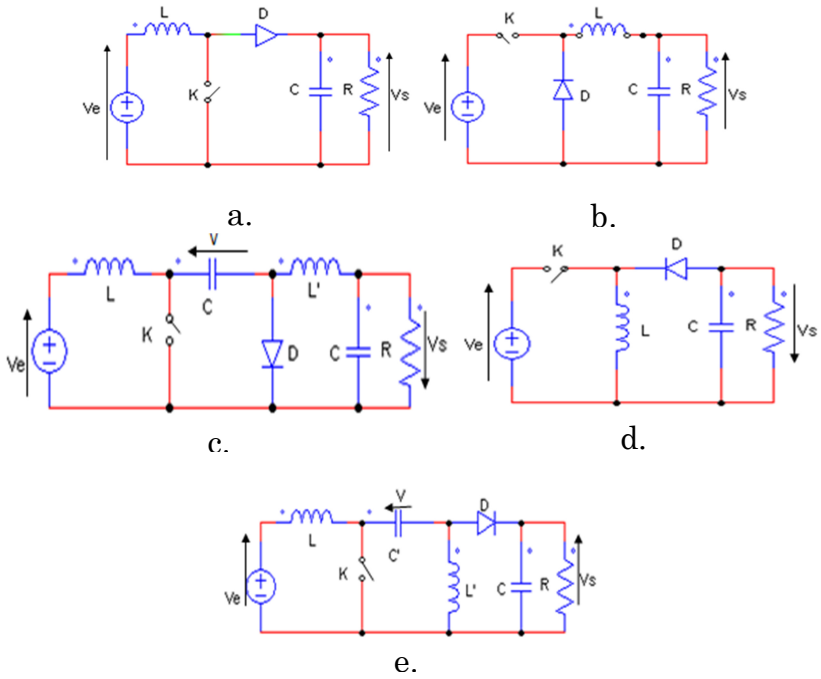


Figure. I.8. Structures des convertisseurs DC-DC (a) convertisseur Boost (b) convertisseur Buck, (c) Convertisseur Buck-Boost (d) Convertisseur Cuk, (e)Convertisseur Sepic

De nombreux algorithmes de MPPT ont été proposés dans la littérature pour la recherche du point MPP [43], [44]. Ces algorithmes se différencient en termes de :

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

I.5.2. Convertisseur DC-AC

Les onduleurs qui sont convertisseurs DC-AC sont au centre de chaque installation PV. Ils convertissent le courant continu (DC) du générateur PV en courant alternatif conforme au réseau ou à une charge alimentée en AC. Sur chacune des sorties de l'onduleur, une inductance agit comme un filtre et permet à l'onduleur de fournir des courants presque sinusoïdaux au réseau. Le rôle de ce filtre, dont l'inconvénient majeur est sa taille, est de limiter les problèmes de compatibilité électromagnétique (CEM) liés à la forme du courant injecté dans le réseau. Le transformateur peut également remplacer la bobine qui joue le rôle de filtre [45]. Dans les systèmes photovoltaïques (PV), l'onduleur DC-AC a le taux de défaillance le plus élevé, et l'anticipation de ses pannes est encore difficile [46].

La durée de vie prévue de l'onduleur PV n'est que de 5 à 10 ans [46]. Ainsi, l'amélioration de la fiabilité de l'onduleur PV est un facteur clé pour réduire le coût réel du système PV. Parmi les différents composants de l'onduleur PV, les dispositifs semi-conducteurs sont les plus vulnérables [47], [48]. Selon plusieurs évaluations récentes, les dispositifs de puissance représentent plus de 30% des défaillances totales de l'onduleur, suivis par les condensateurs avec un taux de défaillance d'environ 18%. Les défaillances des onduleurs PV peuvent se produire lors d'opérations normales en raison de plusieurs facteurs tels que l'humidité, la surcharge électrique, la température. Les facteurs les plus observés parmi ces derniers sont liés à la température, y compris la température de pointe et les fluctuations de température [3], [49].

I.5.2.1. Topologies des onduleurs employés dans les systèmes PV

Les niveaux de tension DC sont faibles pour atteindre la valeur de la tension du réseau. Par conséquent, il est indispensable d'intégrer un onduleur dans les installations PV, plusieurs topologies sont disponibles sur le marché mondial [50]. Elles seront présentées et comparées dans la section suivante.

I.5.2.1. 1.Topologies des onduleurs monophasés

Les onduleurs peuvent être classés en trois catégories en fonction des choix techniques retenus par les fabricants d'onduleurs à savoir:

– Les onduleurs munis d'un transformateur basse fréquence 50 Hz (ou fréquence du réseau alternatif, il existe plusieurs topologies pour relier les deux composants, on trouve (la topologie utilisant un onduleur en pont de transistors, un onduleur en pont de transistors avec convertisseur DC-DC survolteur, onduleur couplé magnétique[51].

– Les onduleurs munis d'un transformateur haute fréquence [52], on trouve plusieurs topologies qui sont: onduleur PV avec deux étages de conversion (onduleur avec deux étages et un convertisseur Fly-back), onduleur PV avec trois étages de conversion (onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull), onduleur PV avec trois étages de conversion et un transformateur ordinaire HF, onduleur PV avec quatre étages de conversion et un transformateur à point milieu.

– Les onduleurs sans transformateur est la technologie à venir, il existe plusieurs topologies [53], onduleur avec inductance flottante (topologie de Karschny), onduleur en pont avec convertisseur DC-DC survolteur, onduleur en pont H5, onduleur HERIC, onduleurs en demi-point avec convertisseur DC-DC Survolteur, onduleurs en demi pont avec convertisseur DC-DC Survolteur et circuit de type HERIC, onduleurs à demi-point avec convertisseur DC/DC double survolteur, onduleur à diodes clampées au neutre (NPC inverter), onduleur multi-chaînes avec plusieurs convertisseurs DC-DC survolteur, onduleur avec le

concept maître-esclave, onduleur avec le concept d'équipe qui combine plusieurs types d'onduleur, topologie à base du convertisseur Cuk, topologie à base du convertisseur ZETA, topologie à base du convertisseur D2.

Ces onduleurs sont généralement utilisés pour les applications résidentielles dont la puissance est comprise entre 2kW et 6kW. Les onduleurs avec transformateurs sont considérés comme plus robustes et présentent des rendements élevés. Un système connecté au réseau nécessite la présence d'un transformateur dans ses étapes de conversion de l'énergie qui assure une isolation galvanique entre le réseau et l'installation PV, mais l'inclusion d'un transformateur rend le système plus encombrant et plus cher [53]. Une approche conventionnelle vers une topologie sans transformateur est fournie pour développer un système plus efficace [54], mais l'absence d'isolation galvanique entraîne la génération d'un courant de fuite à travers le condensateur entre la matrice photovoltaïque et la terre, ce qui peut entraîner des émissions électromagnétiques susceptibles d'endommager le circuit.

I.5.2.1.2. Topologies des onduleurs triphasés

Lorsque le convertisseur ne fournit pas une puissance constante, il doit donc y avoir accumulation d'énergie à l'intérieur du convertisseur. Ceci nécessite le placement à l'entrée du convertisseur d'une inductance ou d'un condensateur de grande taille. Pour éviter ce problème, il faut un onduleur triphasé fournissant un courant équilibré, plusieurs topologies d'onduleurs triphasés ont été étudiées. Les topologies les plus utilisées sont [55]:

- Onduleur de tension (VSI) équipé de MOS avec convertisseur DC/DC survolteur;
- Onduleurs de courant (CSI).
- Onduleur triphasé à trois fils équipé de transistors bipolaires (BJT) sans convertisseur survolteur

– Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif sans convertisseur DC-DC survolteur

– Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec un seul convertisseur DC-DC survolteur;

– Onduleur triphasé à quatre fils avec diviseur capacitif avec plusieurs convertisseurs DC-DC survolteur montés en parallèle;

– Onduleur triphasé à quatre bras;

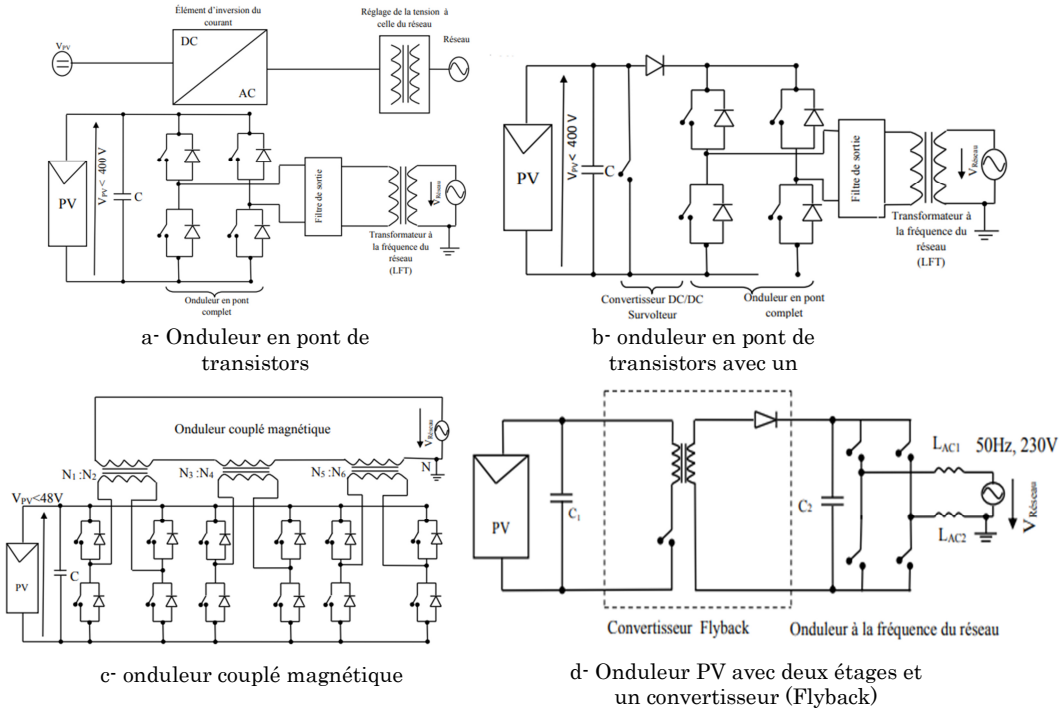
– Onduleur triphasé multi-chaîne à quatre fils;

– Onduleur triphasé parallèle;

– Onduleur triphasé avec stabilisateur et transformateur;

– Onduleur avec transformateur à prise médiane.

Les auteurs [56] classifient les topologies d'onduleurs industriels, à savoir les configurations de type module, central, string et multi string. La figure (I.9) illustre quelques topologies industrielles.

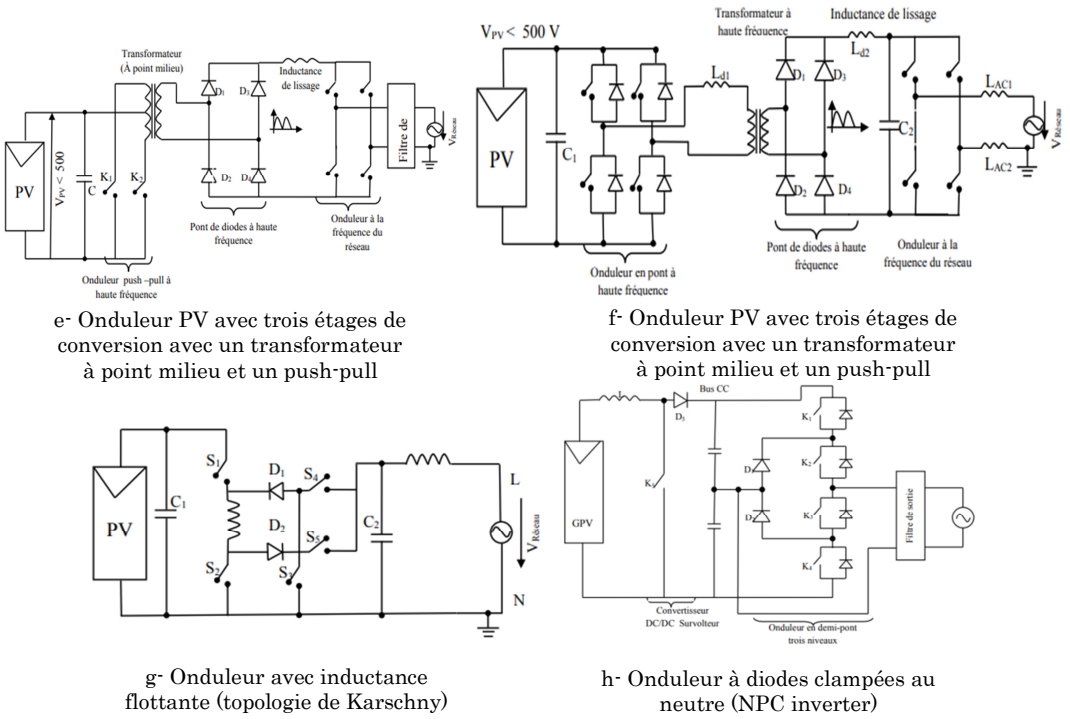


a- Onduleur en pont de transistors

b- onduleur en pont de transistors avec un

c- onduleur couplé magnétique

d- Onduleur PV avec deux étages et un convertisseur (Flyback)



e- Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull

f- Onduleur PV avec trois étages de conversion avec un transformateur à point milieu et un push-pull

g- Onduleur avec inductance flottante (topologie de Karschny)

h- Onduleur à diodes clampées au neutre (NPC inverter)

Figure. I.9. Quelques topologies d'onduleurs industriels [50].

I.6. Systèmes de stockage de l'énergie

Un composant de stockage est utilisé pour optimiser la gestion de l'énergie et pour réaliser une adéquation optimale entre la production et la consommation. Il peut être utilisé pour assurer la demande de la charge ou pour réduire le déficit temporel dû à l'intermittence de la source renouvelable, il utilise des dispositifs de stockage tels que le volant d'inertie, les batteries et les super condensateurs [57].

I.7. Etat de l'art sur le diagnostic des systèmes PV

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies apparus varient d'une installation à une autre en fonction de sa conception, et d'opérations de maintenance [58]. S'ils ne sont pas détectés, peuvent non seulement réduire la production d'énergie et développer des points chauds, mais aussi menacer la disponibilité et la fiabilité du système. Dans ce travail, nous ne retenons que les défauts principaux. Le

critère de sélection de ces défauts repose sur le produit entre la criticité et l'occurrence.

I.7.1 Classification des défaillances dans une installation PV

Le terme "défaillance" dans les systèmes de contrôle signifie qu'il existe une déviation inadmissible dans le système, qui peut apparaître avant ou après la mise en production [59]. Les systèmes photovoltaïques sont exposés à différentes sortes de pannes. Elles peuvent affecter tous les composants du système PV (modules, câblage, protections et convertisseurs de puissance). La détection et le diagnostic des pannes consistent à identifier la cause des pannes à l'aide d'un ensemble de fonctions associé à une chronologie spécifique basée sur l'analyse d'informations tel que le modèle de référence et/ou l'analyse de données et de signaux [60].

La figure (I.10) représente les anomalies suivant leur criticité. Il existe également une criticité croissante entre défaillance et panne. De la non-conformité (ou anomalie) dans le cas d'une défaillance, on passe à une inaptitude à accomplir une fonction dans le cas d'une panne.

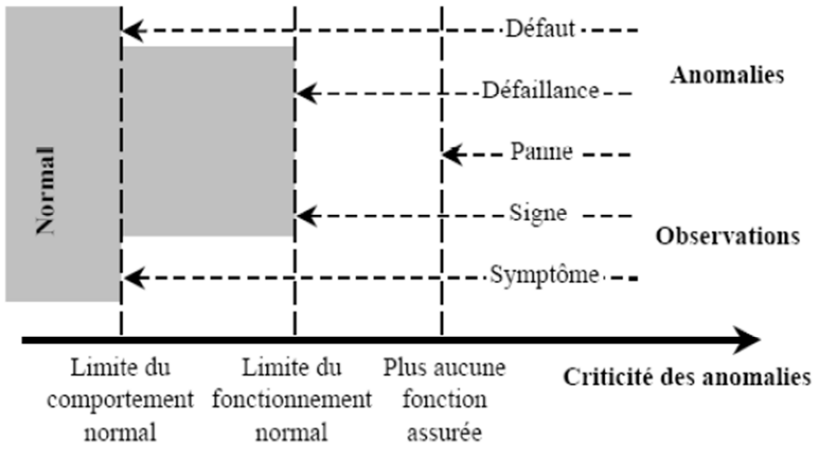


Figure. I.10. Anomalies et Observations classées par criticité croissante [61].

I.7.1 .1. Classification des défaillances selon leurs origines

Les défauts apparaissent à différents endroits du système PV. La figure (I.11) présente les principaux défauts susceptibles de se produire et, ces derniers

sont classés en fonction de leur emplacement qui peuvent être localisés du côté DC ou du côté AC [26], [24] .

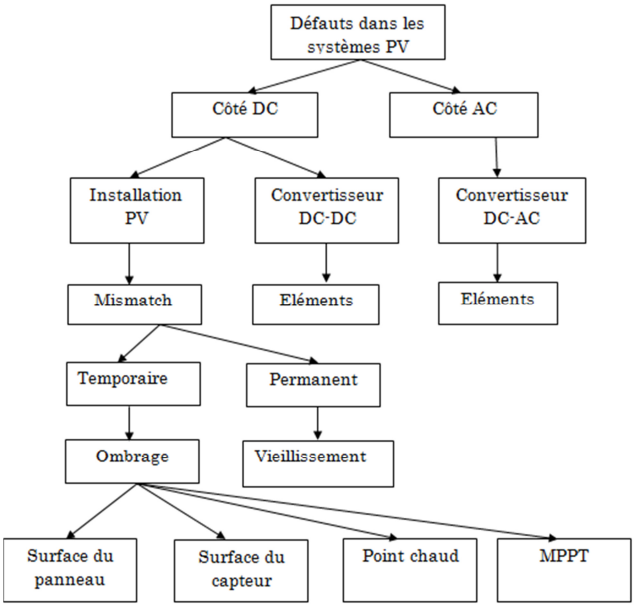


Figure. I.11. Schéma des défauts pour le diagnostic sur système PV.

I.7.1.1.1. Défauts coté DC

Les défauts DC concernent principalement les défauts sur la partie PV, les causes et origines de leur apparition peut être classées en quatre catégories comme le montre la figure (I.12) :

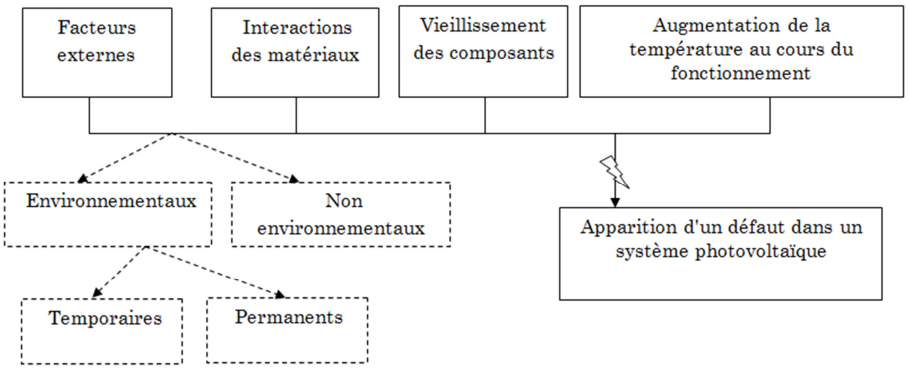


Figure. I.12. Origines des défauts dans les systèmes PV[62].

a. **Facteurs externes**

Ils regroupent les défauts d'origines environnementales et les défauts dus à un mauvais conditionnement. Les défauts environnementaux peuvent être temporaires comme l'ombrage partiel ou permanent, la salissure due à l'accumulation de la poussière, sable, des feuilles d'arbres. Ces défauts ont tous pour conséquence de réduire la surface des cellules exposées à l'irradiation solaire, de ce fait on observe une perte de la puissance produite. De plus, ces défauts provoquent dans certains cas la formation des points chauds locaux. Il est donc important de maintenir la surface des panneaux propres pour éviter les pertes d'énergie. Les défauts dus à un mauvais conditionnement sont essentiellement les défauts de fabrication, d'installation, de transport ou de câblage [3]. Par exemple, au niveau de la boîte de jonction. Une chaîne peut présenter un défaut tel qu'une déconnexion définie comme une perte d'énergie constante ou une dégradation est considérée comme une perte d'énergie variable [63].

b. **Interactions des matériaux**

La combinaison des différents matériaux utilisés dans un module PV est à l'origine de présence des plusieurs défauts [64]. L'apparition de ce genre de défauts est souvent favorisée par les facteurs d'environnement (humidité, chaleur,…). Ces interactions peuvent donner lieu à des phénomènes visibles tels que la décoloration de l'encapsulant (jaunissement ou brunissement), la corrosion, la fissure des cellules ou la délamination. Ces interactions peuvent également se traduire par des dégradations électriques telles que la déconnexion des cellules, les courts-circuits et le défaut dû à la dégradation induite par le potentiel PID (Potential Induced Degradation) qui n'ont pas d'effets visuels [65].

c. **Vieillissement des composants**

Le vieillissement naturel peut être aussi l'origine de plusieurs défauts. Les plus fréquents sont les décolorations de l'encapsulant suivies des défauts de

soudure. Le détachement du cadre du module et la formation de bulles d'air sur sa face arrière. Finalement, les éléments les plus fiables à long terme sont les cellules PV [65]. Le vieillissement d'un système PV est un processus continu dans le temps, dû à l'augmentation de la résistance en série entre les modules due à une diminution de l'adhérence des contacts ou de la corrosion causée par la vapeur d'eau ou la réduction de la résistance shunt connectés en parallèle en raison de la migration du métal à travers la jonction P-N. En outre, la perte de la couche antireflet pourrait également entraîner une dégradation de la puissance [66].

d. **Augmentation de la température au cours du fonctionnement**

Comme nous l'avons déjà évoqué, le fonctionnement à une température élevée favorise la formation des défauts dû à l'interaction des matériaux [66]. Il contribue aussi à accélérer le vieillissement des composants qui à son tour peut être à l'origine de certains défauts. Ceci est le cas des diodes de protection qui vieillissent rapidement et se comportent comme des impédances ou les contacts qui se dégradent et conduisent à des défauts de type circuit-ouvert [67].

I.7.1.2. Classification des défauts selon leur fréquence d'apparition

D'après des études antérieures [68], [63] sur l'occurrence de l'apparition d'un défaut en fonction de l'année de production du système, deux types de catégories de défauts ont été constaté. La première catégorie représente les défauts dus à des facteurs internes tels que la délamination, les défauts des diodes by-pass, la décoloration de l'encapsulant, etc, la deuxième catégorie concerne les types de pannes survenus soudainement à cause d'un facteur extérieur comme la grêle ou la foudre. L'effet de ces deux catégories de défauts se cumule surtout durant les sept premières années de la mise en production du système PV [3], [67]. Il a été constaté que les fissures des cellules apparaissent surtout pendant les deux premières années. On note que les défauts PID sont plus fréquents, surtout au cours de la troisième et la quatrième année

d'exploitation. La déconnexion des cellules ou strings apparait à partir de la cinquième année d'exploitation et se répartit sur les années suivantes. La décoloration de l'encapsulant apparait dès la troisième année de la mise en opération et se reproduit au fil des années avec une forte accumulation qui entraine des pertes de puissance importantes après dix-huit ans de fonctionnement. Les défauts des diodes by-pass sont très répandus sur les dix premières années de fonctionnement. Les défauts déjà cités sont les plus répandus et les plus étudiés dans la littérature [69], [70].

En se basant sur l'étude précédente et notre recherche bibliographique, nous pouvons affirmer qu'il y a une relation de causalité entre les différents facteurs à l'origine de l'apparition des défauts mais aussi entre les défauts eux-mêmes [71].

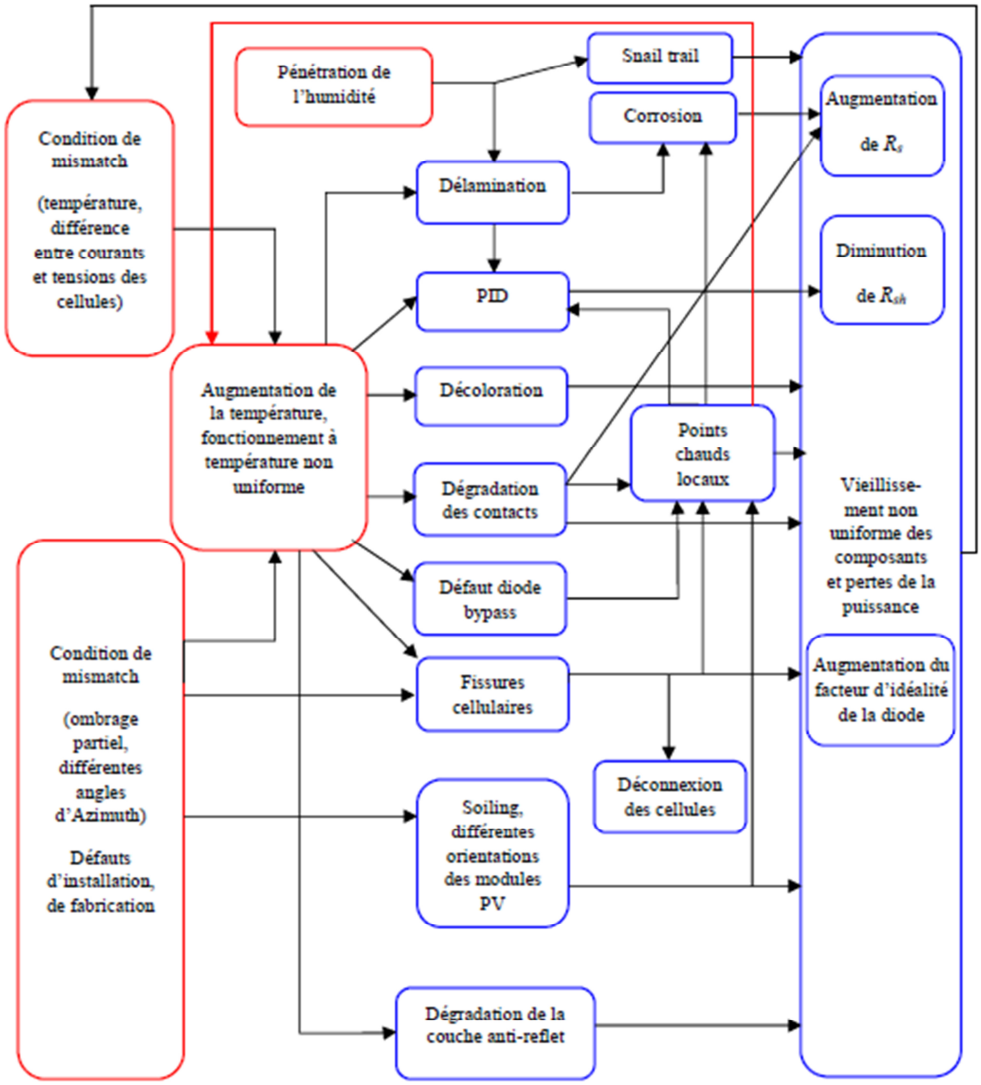


Figure. I.13. Relations entre les défauts rencontrés dans les systèmes PV [3].

I.7.1.1.2. Défauts côté AC

En général, les convertisseurs statiques souffrent de mécanismes de défaillance tels que la fatigue du fil ou la liaison filaire, le soulèvement de la liaison filaire, la fatigue de la soudure et la perte de la tension de commande de la grille, qui se produisent principalement dans les commutateurs de puissance [24]. Les convertisseurs souffrent de trois défauts courants : les défauts de circuit ouvert les défauts de court-circuit, les défauts d'écart de gain et les défauts d'anomalie de bruit. Les auteurs de [72] ont mené une étude sur la fiabilité des

systèmes électroniques de puissance. Les commutateurs de puissance, les condensateurs électrolytiques et les diodes étaient les composants les plus courants qui sont sujets à des défaillances. Le tableau (I.2) résume et présente deux niveaux de défauts possibles, qui peuvent être catastrophiques (ou non).

Défauts	
défaillances non catastrophiques (Facteurs responsables des pertes d'énergie)	défaillances catastrophiques
Variation de l'éclairement	Désaccord de polarité
Variation de la température	Défauts de PID (défaut de terre)
Inadéquation des paramètres du module PV	Diode By-pass
Erreur dans la commande MPPT	Point chaud
Effet d'ombrage	Ligne à ligne
Vieillissement	Poussière et sol sur PV
Accumulation de neige ou de poussière sur les modules PV	Défaut d'arc
Convertisseur de puissance DC-DC et DC-AC	la perte d'isolation de la face arrière des modules

Tableau. I.3 Classification des défaillances catastrophiques et non catastrophiques

I.7.2. Les méthodes de diagnostic des systèmes PV

Pour répondre à l'exigence d'une durée de vie opérationnelle de plus de vingt ans sans pertes de production, la détection et le diagnostic des pannes est une phase primordial qui consistent à identifier la cause des pannes à l'aide d'un ensemble d'observations basée sur l'analyse d'informations telles que le modèle de référence et/ou l'analyse de données et de signaux. La figure (I.14) montre le processus qu'il est nécessaire de suivre pour diagnostiquer les défauts [26].

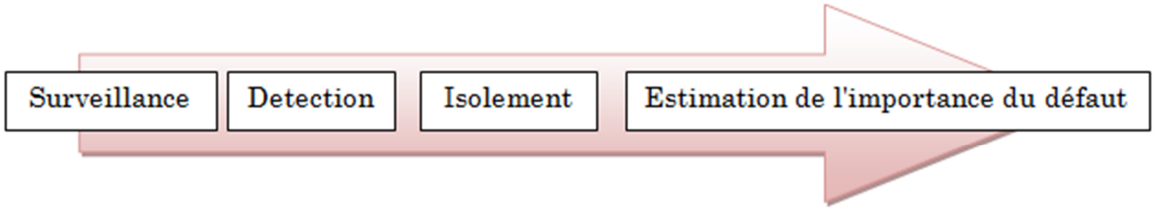


Figure. I.14. Processus de diagnostic de défauts (surveillance, détection, isolement, estimation de l'importance du défaut)

I.7.2. 1. Les étapes de détection et diagnostic des pannes

La détection et la localisation des défauts dans les systèmes PV doivent passer par plusieurs étapes, qui sont :

– La détection, première étape, offre la possibilité de détecter la cause principale de la défaillance, qui peut être structurelle, paramétrique ou simplement un problème local (capteur et actionneur) suite à une comparaison entre le comportement observé et une référence saine.

– Une seconde étape consiste à classer le défaut selon l'ampleur de sa criticité, et selon la dynamique du système dans lequel la défaillance est présentée, par la suite, une méthode de diagnostic de défaut la plus efficace sera choisie.

– La dernière étape consiste à reconnaître plus finement le défaut et les causes qui ont engendré la défaillance constatée.

On trouve dans les travaux antérieurs une vaste variété des méthodes de diagnostic électrique et non électrique, destructives ou non destructives, néanmoins, elles sont classifiées en deux grandes catégories selon le type de connaissance utilisé pour détecter le défaut [20]. La figure (I.15) donne un panorama général des principales méthodes de diagnostic.

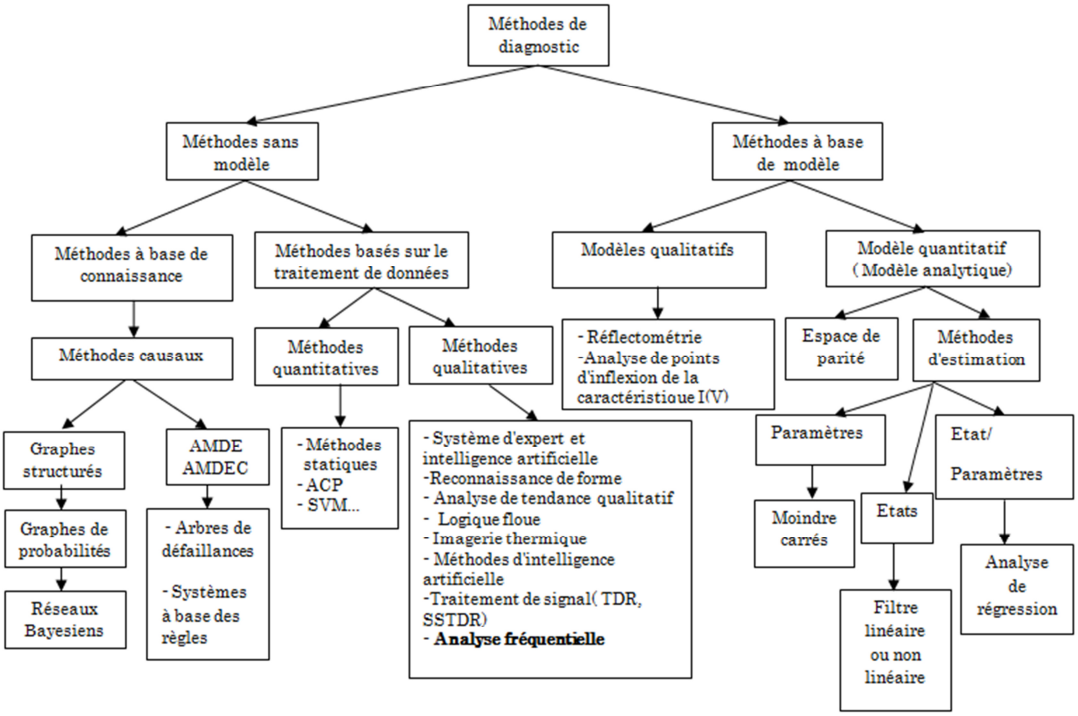


Figure. I.15. Les principales méthodes de diagnostic [74],[75].

Deux stratégies principales peuvent être distinguées pour diagnostiquer les défauts [74]. La stratégie basée sur le modèle est une technique qui s'appuie sur un modèle dynamique précis du système, capable de détecter les défauts non anticipés. Cela permet de comparer le modèle au système réel et de trouver les différences. A partir du traitement du type, de la forme et de la quantité de ces dernières un diagnostic peut être effectué [75]. La stratégie basée sur la connaissance de la formation est une technique qui ne traite que les conditions de défaut anticipées, pour lesquelles un ensemble d'inférences peut être développé.

Les méthodes de diagnostic des systèmes basés sur le modèle peuvent être qualitatives ou quantitatives. L'analyse des relations analytiques et des modèles de systèmes d'équations permet de générer des candidats possibles aux diagnostics de pannes [76]. Méthode qualitative est dérivée de l'analyse analytique ou d'équations fournissant un niveau d'abstraction [75]. Méthode quantitative set dérivée de l'analyse numérique des fonctions et des équations fournissant un niveau d'analyse numérique.

Nous pouvons aussi distinguer de la figure (I.15) deux catégories de méthodes [73]; les méthodes basées sur l'analyse de courant et de tension appelées méthodes électriques et les méthodes basées sur l'analyse d'autres variables nommées méthodes non électriques. On peut citer comme méthodes non électriques: l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence et les tests de thermographie. L'imagerie thermique infrarouge est la méthode la plus utilisée dans l'industrie. Elle est basée sur la capture du rayonnement spectral infrarouge émis par les modules PV et également les composants électriques sous un rayonnement adéquat à l'aide de caméras spéciales.

Il existe plusieurs méthodes électriques qui peuvent être classées selon les types suivants [73]:

– Analyse des caractéristiques I-V: Le champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique courant/tension statique (caractéristique I-V). La modification d'une telle caractéristique peut être attendue en cas de changement de l'état du champ PV provoqué par un changement des conditions de fonctionnement (ensoleillement et température) ou par l'apparition d'un ou plusieurs défauts dans l'installation PV.

– Analyse des pertes de puissance: Les systèmes de surveillance affichent et comparent graphiquement les valeurs de la puissance réelle et simulée pour renvoyer les paramètres de performance, les rendements et les pertes du système PV

– Approches basées sur le traitement du signal et les statistiques [74]: Les méthodes de traitement du signal sont principalement basées sur l'analyse des signaux d'onde; par exemple, la réflectométrie dans le domaine temporel (TDR), le TDR à spectre lancé (SSTDR) et la mesure de la capacité de la terre (ECM) sont des méthodes populaires utilisées pour détecter et localiser les défauts dans les systèmes photovoltaïques, des études récentes [77], [78] ont proposé l'analyse de la réponse fréquentielle afin de mesurer la propagation de radiofréquences (RF) à travers des panneaux photovoltaïques pour différentes intensités lumineuses.

– Méthodes basées sur des mesures de tension et de courant;

– Méthodes d'intelligence artificielle et d'apprentissage automatique: Au cours de la dernière décennie, les techniques d'intelligence artificielle ont prouvé leur capacité de modélisation, de contrôle, de prédiction et de prévision dans les systèmes PV, [25] a résumé toutes les méthodes de diagnostic utilisées dans les systèmes PV, ainsi que le type qu'elles peuvent détecter.

I.8. Contributions de la thèse

L'état de l'art réalisé sur les différents défauts affectant les systèmes PV et sur les travaux de recherche relatifs à leur diagnostic, nous ont permis de nous positionner afin de bien orienter notre choix vers la méthodologie et les outils de diagnostic les plus adéquats en fonction du défaut étudié. Nous avons choisi la méthode de diagnostic qui est basée sur l'analyse de la réponse fréquentielle FRA qui à la fois simple et fiable. La simplicité de cette méthode consiste à minimiser la quantité d'informations à traiter, sa fiabilité réside dans son aptitude à détecter les défauts quelque soit leur degré de sévérité.

I.9. Conclusion

Ce chapitre est une revue du contexte général du photovoltaïque et apporte toutes les informations nécessaires à la compréhension du fonctionnement d'un système photovoltaïque. Les travaux précédents ont fourni une base de connaissances dans le domaine du photovoltaïque, en particulier sur le comportement des systèmes photovoltaïques dans des conditions réelles et dans des conditions de défaut. Nous avons présenté aussi les principaux défauts qui peuvent se produire à la fois dans les cellules et dans les convertisseurs. Une revue des travaux antérieurs a été entreprise dans le domaine de la détection des défauts ainsi que dans celui de l'analyse de l'environnement de la détection des défauts ainsi que des méthodes de diagnostic dans le système photovoltaïque. Le deuxième chapitre portera sur l'étude du comportement fréquentiel d'une cellule photovoltaïque qui est la pièce angulaire du système PV: cette étude à pour but d'exploiter sa réponse fréquentielle pour le diagnostic des défaillances.

Chapitre II

Etude du comportement fréquentiel d'une cellule solaire

II.1. Introduction

La plupart des modèles de panneaux photovoltaïques proposés utilisent généralement des techniques de modélisation en régime permanent pour étudier les caractéristiques d'une cellule solaire et sont incapables de déterminer d'autres paramètres du circuit interne de la cellule solaire tels que, la capacité de diffusion et de transmission qui sont dues à la jonction N-P des semi-conducteurs constituant la cellule. Afin de concevoir un système performant de conversion d'énergie, il est important de disposer des bonnes informations sur les paramètres DC et AC d'une installation photovoltaïque. La mesure d'impédance est considérée comme l'une des méthodes les plus utilisées actuellement pour évaluer les paramètres AC d'un panneau photovoltaïque et, elle peut constituer un nouvel outil de diagnostic des modules photovoltaïques.

Dans ce chapitre, un modèle haute fréquence d'une cellule photovoltaïque (PV) est développé et analysé pour étudier les différents défauts qui peuvent apparaître lors de son fonctionnement. La méthode d'analyse de la réponse aux défauts est basée sur la mesure de la réponse en fréquence de l'impédance de la cellule PV, d'où on obtient le modèle HF du module PV (impédance dynamique). La méthode de spectroscopie d'impédance a été utilisée pour mesurer les paramètres de l'impédance dynamique des cellules et des modules solaires. Le modèle HF proposé des cellules solaires est utilisé pour le diagnostic des défauts du module PV en utilisant l'analyse de la réponse en fréquence de l'impédance du module.

II.2 . Modèle statique et dynamique d'une cellule solaire

II.2.1. Modèle statique

L'étude de l'influence de ces différents paramètres sur le fonctionnement des cellules solaires est possible. La maîtrise de la compréhension de l'influence de la variation de chaque paramètre sur la caractéristique I-V du panneau, permet de pallier les inconvénients d'une mauvaise installation photovoltaïque tels que le faible rendement, le coût unitaire élevé de la production d'électricité ainsi que la grande surface occupée par celle-ci, l'amélioration du rendement par l'amélioration des matériaux des cellules solaires, la réduction des pertes dans le processus de production dues aux défauts pouvant survenir lors de son fonctionnement [79].

La figure (II.1) montre le schéma électrique en régime permanent de la cellule photovoltaïque [80],[81]. Ce modèle comprend : un générateur de courant délivrant un courant photoélectrique généré par la lumière dans la cellule. Le photo-courant est proportionnel à la quantité de lumière et à la surface de la cellule, une diode, représentant la jonction P-N du silicium. Cette jonction induit une barrière de potentiel, qui absorbe un courant I_d, et la résistance série R_s représente les différentes résistances de contact et de connexion. Elle a peu d'effet sur le courant de court-circuit et peut être déterminée à partir de la courbe I-V en calculant sa dérivée autour de la tension de circuit ouvert V_{oc}. La résistance shunt est due à un courant de fuite circulant dans la jonction ; ainsi qu'à la présence d'impuretés près de la jonction P-N car elle n'est pas idéale. Cela provoque des courants de fuite dans la jonction qui a un léger effet sur la tension en circuit ouvert et peut être déterminé à partir de la courbe I-V en calculant sa dérivée autour du courant de court-circuit I_{sc}.

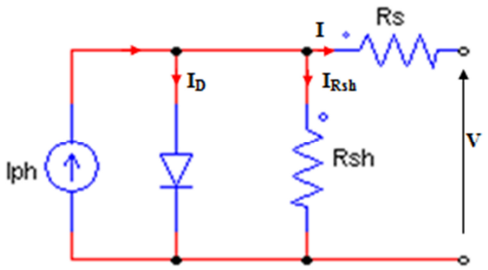


Figure. II.1. Modèle en régime permanent de la cellule solaire

A partir du modèle statique d'une cellule ou d'un panneau solaire, deux caractéristiques sont obtenues la caractéristique (V-I) et la caractéristique (V-P) comme le montre la figure (II.2). A partir de la caractéristique courant-tension, les paramètres déterminés sont : la tension à vide V_{oc} , le courant de court-circuit I_{sc}, la tension, le courant et la puissance à la puissance maximale (V_{max}, I_{max} et P_{max}), le facteur de puissance, la résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh}. La résistance série R_s est calculée à partir du gradient de la partie linéaire près de V_{oc}. Une résistance shunt R_{sh} est calculée à partir du gradient de la partie linéaire près de I_{sc} [82].

On déduit du schéma de la figure (II.1), l'équation caractérisant la variation du courant en fonction de la tension à l'aide des lois de Kirchhoff:

$$I = I_{ph} - I_D - I_R \tag{II.1}$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT}\right) - 1\right] - \frac{(V+IR_S}{R_{sh}} \tag{II.2}$$

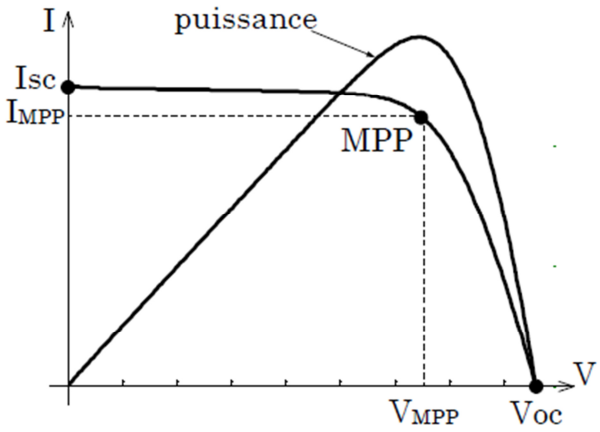


Figure. II.2. Caractéristiques I-V d'une cellule solaire en fonctionnement normal

Le courant I à la sortie de la cellule solaire est le courant qui est fourni par la cellule pour alimenter une charge sous une tension V. La variation de ce courant en fonction de la tension V, soit dans la lumière le jour, soit dans l'obscurité la nuit, permet d'évaluer les performances de la cellule solaire.

La plupart des modèles de cellules solaires proposés jusqu'à présent utilisent une modélisation en régime permanent pour estimer la caractéristique V-I d'une cellule solaire à un certain point de fonctionnement [83], mais sans fournir assez d'informations sur l'état interne de la cellule solaire, ainsi, une étude dynamique est rarement utilisée. Pour concevoir une étude de panneau réussie, il est essentiel de disposer d'informations précises sur les caractéristiques statiques et dynamiques de la cellule solaire [84], [85].

II.2.2. Modèle dynamique

La figure (II.3) montre le modèle dynamique équivalent de la cellule solaire photovoltaïque. Le circuit équivalent AC d'une cellule solaire est obtenu en remplaçant la diode du DC par sa capacité, la capacité de diffusion (C_d) et la capacité de transition (C_T) en parallèle avec la résistance dynamique (R_d), (R_{sh}) est la résistance shunt et (R_s) est la résistance série [84], [86].

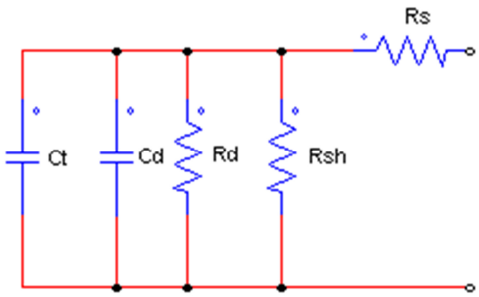


Figure. II. 3. Modèle dynamique d'une cellule solaire

- R_d est une résistance montrant les caractéristiques non linéaires de la diode ;

La capacité des modules dépendra de leur technologie [87], de l'intensité lumineuse. Elle varie beaucoup avec la capacité de diffusion qui est corrélée à la

durée de vie des porteurs minoritaires [88]. La capacité d'une cellule PV provient de trois contributions [89] :

- La capacité de jonction qui représente la charge dans la zone de déplétion de la jonction ;
- La capacité de diffusion qui correspond à la charge des porteurs minoritaires dans les régions dépourvues de champ de la jonction ;
- La capacité de transition des charges qui peut être attribuée à l'existence de défauts.

La capacité de diffusion est la principale responsable de la distorsion de la courbe I-V. Cette dernière apparaît sous polarisation directe et est associée à la diffusion des porteurs majoritaires d'une zone (N pour les électrons) où ils sont majoritaires vers une zone où ils sont minoritaires (P pour les trous) dans laquelle ils s'accumulent. La capacité de diffusion est une mesure de la variation de ces charges accumulées de part et d'autre de la jonction lorsque la tension directe varie. Elle s'exprime de la manière suivante [90] :

$$C_d = C_0 \exp\left(\frac{qU}{kT}\right) \quad \text{(II.3)}$$

Où C_0 est une constante (F cm^{-2}), k la constante de Boltzmann (J K^{-1}), q la charge élémentaire (C), U la différence de potentielle(V) et T la température (K). Typiquement, les valeurs de capacité d'un module de haute efficacité sont entre 30 et 100µF cm^{-2}, ce qui est 100 fois plus élevé que pour d'autres modules moins performants. Cela s'explique par le fait que la longueur de diffusion des porteurs minoritaires et leur tension de fonctionnement sont plus élevés car C_0, et donc C_{diff}, en dépendent comme le souligne l'équation (II.4) [91]:

$$C_0 = \frac{q}{KT} \times \frac{qn_i^2}{N_D} L_d \quad \text{(II.4)}$$

Où N_D est la densité de dopage (cm^{-3}), ni la concentration intrinsèque (cm^{-3}) et L_d la longueur de diffusion des porteurs minoritaires

II.2.2.1. L'impédance dynamique de la cellule solaire

L'impédance complexe est un paramètre important caractérisant les circuits et les composants électriques et électroniques. Il existe une variété de méthodes pour mesurer l'impédance (complexe) : méthode I-V, méthode du pont, méthode de l'analyse de réseau, etc [92],[93]. Puisque l'on s'intéresse à la réponse en fréquence de l'impédance complexe (c'est-à-dire les valeurs d'impédance complexe dans une certaine gamme de fréquences) le dispositif testé (c'est-à-dire la cellule solaire) doit être alimenté en signal sinusoïdal à amplitude fixe et à fréquence variable.

L'impédance dynamique équivalente de la cellule solaire dans l'obscurité sous une tension sinusoïdale et une fréquence du signal ω est représentée par l'équation (II.5) [94], [95], [96].

$$Z(V,T,\omega) = R(V,T,\omega) + jX(V,T,\omega)$$

$$= \left[R_s + \frac{[\{R_{sh} + R_d(V,T)\}R_{sh}R_d(V,T)]}{[\omega R_{sh}R_d(V,T)\{C_d(V,T,\omega) + C_t(V,T)\}]^2 + [R_{sh} + R_d(V,T)]^2}\right]$$

$$-j\left[\frac{\omega\left(R_{sh}R_d(V,T)\right)^2(C_d(V,T,\omega)+C_t(V,T))}{[\omega R_{sh}R_d(V,T)\{C_d(V,T,\omega)+C_t(V,T)\}]^2+[R_{sh}+R_d(V,T)]^2}\right] \quad \text{(II.5)}$$

L'équation (II.5) peut être réécrite, dans le cas du circuit équivalent simplifié, en considérant que $C_p=C_d//C_T$, est la capacité parallèle équivalente, et $R_p = R_{sh}//R_d$ est la résistance parallèle équivalente.

$$Z(V,T,\omega) = \left[R_s + \frac{R_p}{(\omega R_p C_p)^2 + 1}\right] - j\left[\frac{\omega R_p^2 C_p}{(\omega R_p C_p)^2 + 1}\right] \quad \text{(II.6)}$$

II.3. Détermination des paramètres de la cellule par l'analyse de la réponse fréquentielle

La technique de spectroscopie d'impédance est utilisée dans plusieurs domaines tels que la modélisation et le diagnostic des sources d'énergie électrochimiques, des batteries et des super condensateurs [8], [82]. Dans le cadre de notre étude, cette technique est utilisée pour déterminer les paramètres

dynamiques d'une cellule solaire en mesurant précisément son impédance interne dynamique en appliquant un signal alternatif à faible amplitude et à fréquence variable. Cet essai est appliqué à la cellule à l'état sombre afin d'éliminer l'influence de la lumière sur le comportement de la cellule.

L'application de la technique de spectroscopie d'impédance permet d'avoir des informations sur l'état interne de la cellule solaire grâce à l'analyse de nouveaux paramètres telles que les capacités de diffusion et de transmission car le rapport des deux capacités est différent pour différentes polarités de la tension appliquée [97].

II.3.1. Principe de la méthode de détermination des paramètres HF de la cellule solaire en Si

Plusieurs techniques peuvent facilement déterminer les paramètres de la cellule solaire [98]. La première utilise le diagramme de Nyquist appliqué à la cellule dans l'obscurité comme le montre la figure (II.4). On peut remarquer que ce tracé a une forme presque semi-circulaire, ce qui indique que la spectroscopie utilise un modèle simple de circuit parallèle RC pour obtenir la capacité parallèle, la résistance parallèle et la résistance série à partir d'un tracé d'impédance complexe.

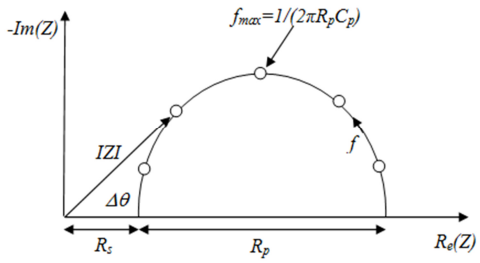
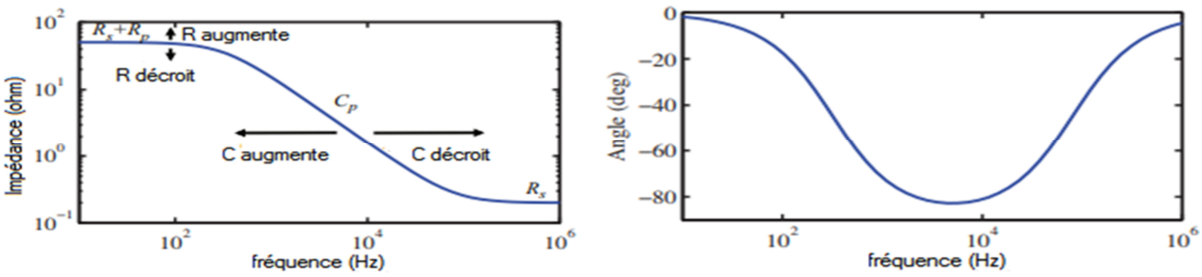


Figure.II.4. Le diagramme d'impédance de la cellule solaire avec les spectres de Nyquist [98].

La seconde technique est montrée sur la figure (II.5), qui est le diagramme de Bode appliqué à la cellule dans l'obscurité.



a. b.

Figure.II.5. Le diagramme de Bode, a. l'impédance, b. la phase de la cellule solaire [99].

La capacité C_p de la cellule peut être calculée à la fréquence $f_{max} = \omega/2\pi$ en utilisant l'équation (II.7).

$$C_p = \frac{1}{2\pi f_{max} R_p} \quad \text{(II.7)}$$

La valeur des résistances est directement déterminé des figures (II.4) ou (II.5).

II.4. Méthode de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA

Un grand nombre de techniques de diagnostic de défauts sont introduites pour détecter les défaillances dans les installations PV. L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est sensible au grand nombre de changements électriques qui peuvent se produire pendant la fabrication, le transport, l'installation, la maintenance ou l'exploitation du dispositif. Par conséquent, FRA est considérée comme l'une des méthodes puissantes d'évaluation de l'état des dispositifs électriques [100].

II.4.1. Principe de la méthode FRA

L'analyse de la réponse fréquentielle FRA est considérée comme l'une des méthodes puissantes d'évaluation de l'état des transformateurs et moteurs électriques. La technique FRA a été introduite pour la première fois par Dick et Erven en 1978 [101]. Il s'agit d'un test non destructif qui peut être utilisé soit comme une méthode autonome de détection des défaillances ou comme procédure complémentaire pour garantir les résultats d'autres tests ou pour localiser les dommages détectés. Le test FRA est basé sur la mesure de la réponse d'un

dispositif dans une large bande de fréquences. Ces réponses fournissent les informations de diagnostic sous la forme d'une fonction de transfert qui est liée à la structure du réseau RLC du dispositif testé. D'autre part, le réseau RLC représente la géométrie et la construction de l'échantillon d'essai [102].

L'analyse de la réponse en fréquence est un test de diagnostic comparatif, la comparaison de la réponse en fréquence, appelée "empreinte ou signature, réelle avec une réponse de référence, qui est mesurée lorsque le dispositif est à l'état sain, en raison de sa grande sensibilité, la technique FRA permet de détecter des défaillances que d'autres techniques d'évaluation de l'état ne peuvent pas détecter et peut révéler des changements dans les caractéristiques et permettre de diagnostiquer les défauts. L'analyse de la réponse en fréquence a fait l'objet d'une grande attention au cours des dernières décennies, principalement en raison du développement de l'équipement de mesure qui révèle la précision et la capacité de l'analyse de la FRA pour détection des défauts. Afin d'effectuer une mesure FRA, un signal est injecté aux bornes du dispositif à tester. Ce signal qui peut être une tension sinusoïdale dans une large gamme de fréquences, un signal impulsionnel à faible tension ayant une fréquence suffisante, ou un échelon de tension, puis nous récupérons le signal à la sortie. La comparaison des signaux d'entrée et de sortie génère une réponse en fréquence unique qui peut être comparée aux données de référence [101]. La réponse obtenue est comparée à la caractéristique du dispositif mesurée à l'état sain. Les deux grandeurs comparées sont l'impédance et la phase et toute anomalie constatées sur ces deux caractéristiques (Z et φ) indique une présence d'un défauts dans le dispositif test.

La figure (II.6) illustre le principe de mesure FRA sur un dispositif électrique. Les tensions et les courants aux bornes de l'objet sous test sont mesurés et transformés dans le domaine fréquentiel. Cependant, seule la composante de fréquence d'excitation est considérée pour le traitement ultérieur des données. On obtient ainsi les valeurs mesurées pour la tension d'excitation V et la réponse en courant correspondante à l'objet sous test. En calculant le rapport entre $V(f_{exci})$ et $I(f_{exci})$ pour chaque fréquence analysée, on peut obtenir une sorte de caractéristique d'impédance.

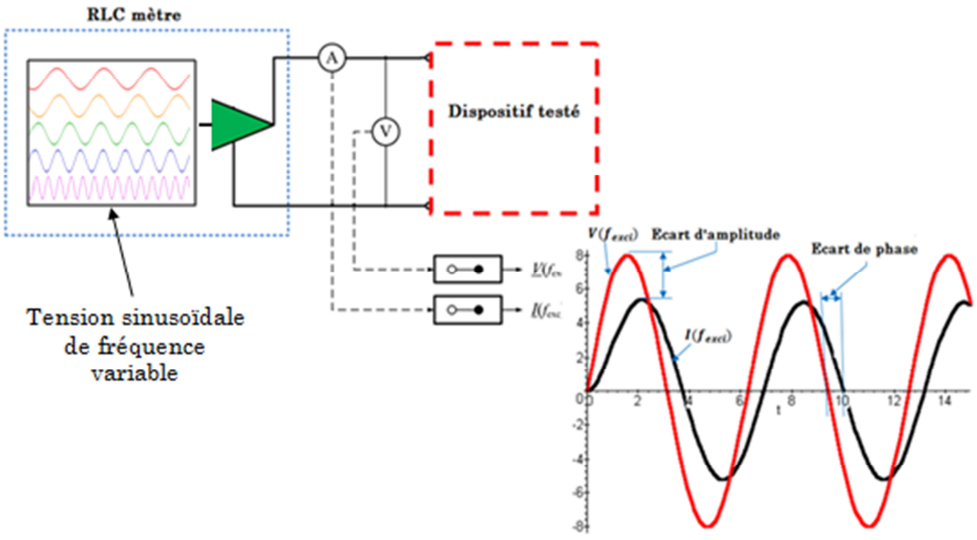


Figure. II.6. Principe de la technique de l'analyse de la réponse fréquentielle

II.5. Réponse fréquentielle d'une cellule solaire en Silicium: tests expérimentaux

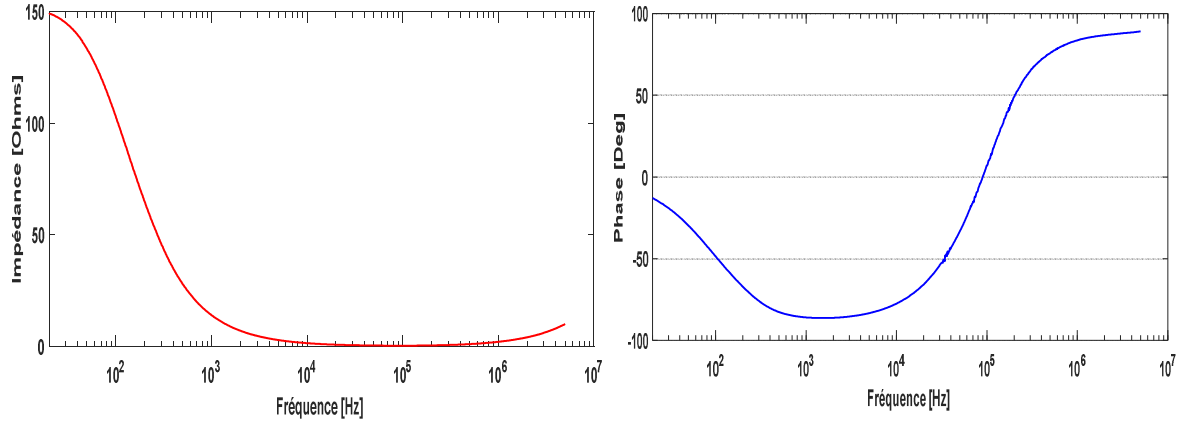
II.5.1. Etude d'une cellule solaire Si à l'état sain

La cellule solaire utilisée pour mesurer l'impédance dynamique est de 15,5x15,5 cm^2 dans l'obscurité à température ambiante. Le signal d'excitation est une tension d'amplitude fixe et à fréquence variable. Les mesures de spectroscopie d'impédance de la cellule photovoltaïque ont été réalisées avec un LCR-mètre. Ce LCR-mètre est capable de mesurer les paramètres électriques d'un dispositif sur une gamme de fréquences allant de [20 kHz à 5MHz]. Il est connecté entre les deux bornes d'entrée de la cellule photovoltaïque. Un programme de contrôle d'un RLC mètre est implémenté sous MATLAB afin d'automatiser la mesure et l'acquisition des données.



Figure. II.7. photographie de l'expérience de mesure d'impédance avec LRC mètre d'une cellule solaire

Nous avons effectué des mesures d'impédance sur la cellule dans l'obscurité. La figure (II.8) montre les résultats expérimentaux obtenus (module d'impédance et phase dans l'obscurité).



a. b.

Figure. II.8. La réponse fréquentielle d'une cellule solaire (a) impédance fréquentielle; (b) la phase de l'impédance

Le module d'impédance (figure. II.8.(a)) montre que à une basse fréquence l'impédance est dominée par une composante résistive. L'étendue de ce plateau dépend de la tension appliquée à la cellule comme nous allons le voir dans la prochaine partie. Ceci est également confirmé par la valeur de l'angle de phase qui est proche de zéro (figure. II.8.(b)). Pour les fréquences intermédiaires, on peut constater que le module d'impédance est dominé par une composante capacitive, comme le suggère la dépendance quasi-linéaire dans l'échelle semi-logarithmique, et par le plateau de l'angle de phase (figure. II.8.(b)). En outre, on

peut également noter que l'angle de phase tend vers zéro à des fréquences élevées, ce qui suggère que l'impédance dans ce cas est également dominée par une composante résistive.

Dans certaines cellules, la composante capacitive domine l'impédance même aux basses fréquences [103]. Ces résultats suggèrent que la cellule solaire peut être représentée par le circuit représenté dans la figure (II.3).

La tension de appliquée a un effet considérable sur les valeurs de la résistance et de la capacité parallèles ainsi que sur la résistance série, la figure (II.9) montre bien cette variation.

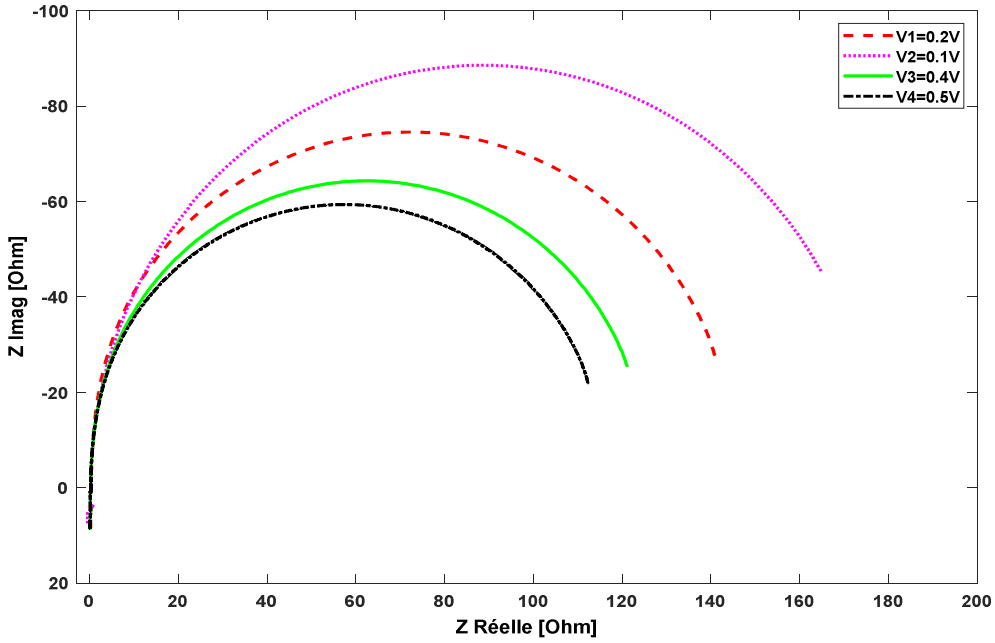


Figure.II.9. Le diagramme d'impédance de la cellule solaire avec les spectres de Nyquist dans l'obscurité pour différentes tensions

Les valeurs des paramètres Cp et Rp et Rs varient en fonction de la tension appliquée sur la cellule. Lorsque la valeur de Rp change, les changements sont affichés comme la variation de l'amplitude Z vue en déplaçant la valeur de l'impédance Z vers le haut ou vers le bas directement sur la courbe. Les changements de la valeur de la capacité parallèle sont visualisés en se déplaçant vers la gauche ou la droite dans la région de moyenne fréquence : à gauche pour augmenter Cp et à droite pour diminuer Cp. Le tableau (II.1) montre la variation des paramètres de la cellule en fonction de la tension de polarisation.

Tension appliquée [V]	Cp mesurée [µF]	Rp[Ω]	Rs [Ω]
0.2	91	192.23	0.26
0.3	86	185.8	0.37
0.4	22.17	139.4	0.42
0.5	9.14	79.00	0.30

Tableau. II.1 . Les paramètres mesurés d'une cellule solaire pour différentes tensions appliquées

Une étude comparative entre les réponses fréquentielles des impédances mesurées par LCR mètre et déterminées après extraction des paramètres. et en un des diagrammes motionné auparavant et en utilisant le schéma équivalent de la cellule solaire en silicium représenté par la figure (II.3), nous constatons que l'équation (II.6) n'a pas pris en considération tous les paramètres qui peuvent infecté les caractéristiques fréquentielles de la cellule solaire comme le montre la figure (II.10).

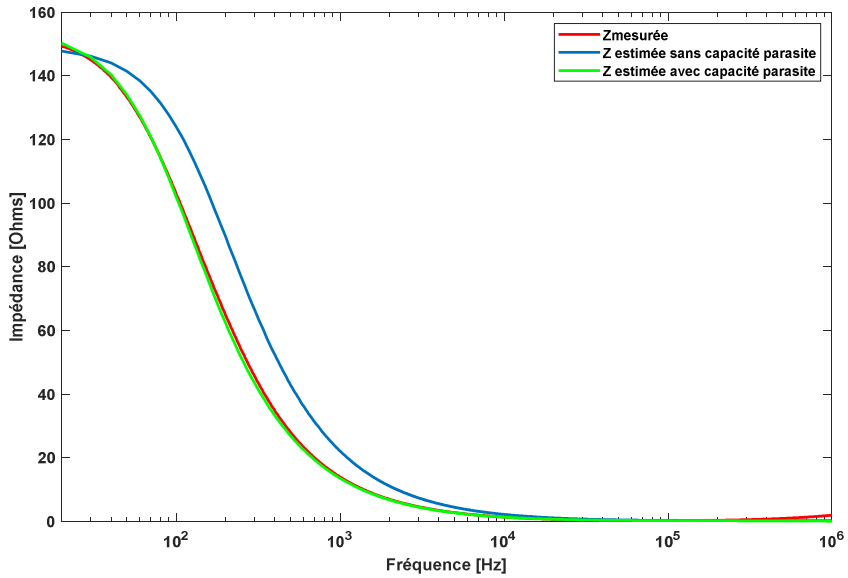


Figure. II. 10. Comparaison entre les réponses fréquentielles des impédances mesurées et estimées avec et sans capacité parasites.

Selon la figure (II.10) la différence entre la capacité parallèle mesurée et estimée observée dans les courbes est due à la présence d'une capacité de fuite ou de masse qui est prise en compte dans la pratique et négligée dans le calcul de l'impédance dans l'équation (II.6).

Une proposition de modèle de cellule solaire au silicium prenant en compte les condensateurs parasites pour ajuster la différence entre l'impédance mesurée et estimée observée dans la zone de variation de C_p, est illustrée à la figure (II.11).

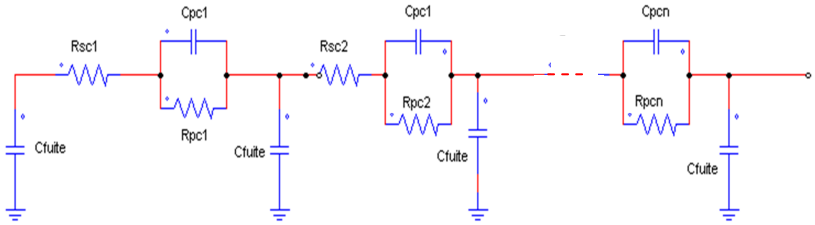


Figure. II.11. Modèle proposé de cellule solaire au silicium avec condensateurs parasites

C_{fuite} représente la capacité de fuite entre les panneaux solaires et la terre [104]. En se référant à la figure (II.11), la nouvelle impédance équivalente du modèle dynamique proposé de la cellule solaire dans l'obscurité sous la tension de polarisation est donnée par est exprimée dans l'équation (II.8) :

$$Z(V,T,\omega)=\left[R_s+\frac{R_p}{(\omega R_p C_p)^2+1}\right]-j\left[\frac{\omega R_p^2 C_p}{(\omega R_p C_p)^2+1}-\frac{1}{\omega C_{fuite}}\right] \quad \text{(II.8)}$$

L'amélioration proposée est très utile pour l'évaluation du nouveau schéma diagramme qui prend en compte les capacités parasites. Il est montré que le modèle proposé dans la figure (II.11) donne une empreinte proche ou identique à celle obtenue expérimentalement comme indiqué dans la figure (II.10). La capacité parasite entre le panneau solaire et la terre est un facteur important dans l'estimation de l'apparition des courants de fuite [104].

Cependant, la valeur de la capacité parasite proposée dans ce travail était principalement basée sur une estimation. La référence [105] propose des valeurs de capacité qui devraient être de 50-150nF/kW pour les modules à couche de verre et de 1µF/kW pour les modules à couche mince.

L'auteur [106] indique que la valeur de la capacité de fuite dépend des dimensions du panneau ainsi que de la hauteur au-dessus du sol et de l'humidité relative qui influencent la permittivité diélectrique de l'air.

II.5.2. Etude des défauts dans une installation PV par la technique FRA

Dans cette partie, nous allons étudier le comportement fréquentiel d'un panneau PV constitué d'un ensemble de cellules étudiées précédemment afin d'appliquer la technique FRA pour la détection des défaillances dans l'installation photovoltaïques. Le défaut injecté à l'entrée du modèle peut être un défaut ou plusieurs défauts accumulés. La figure (II.12) présente une description détaillée de l'installation PV étudiée.

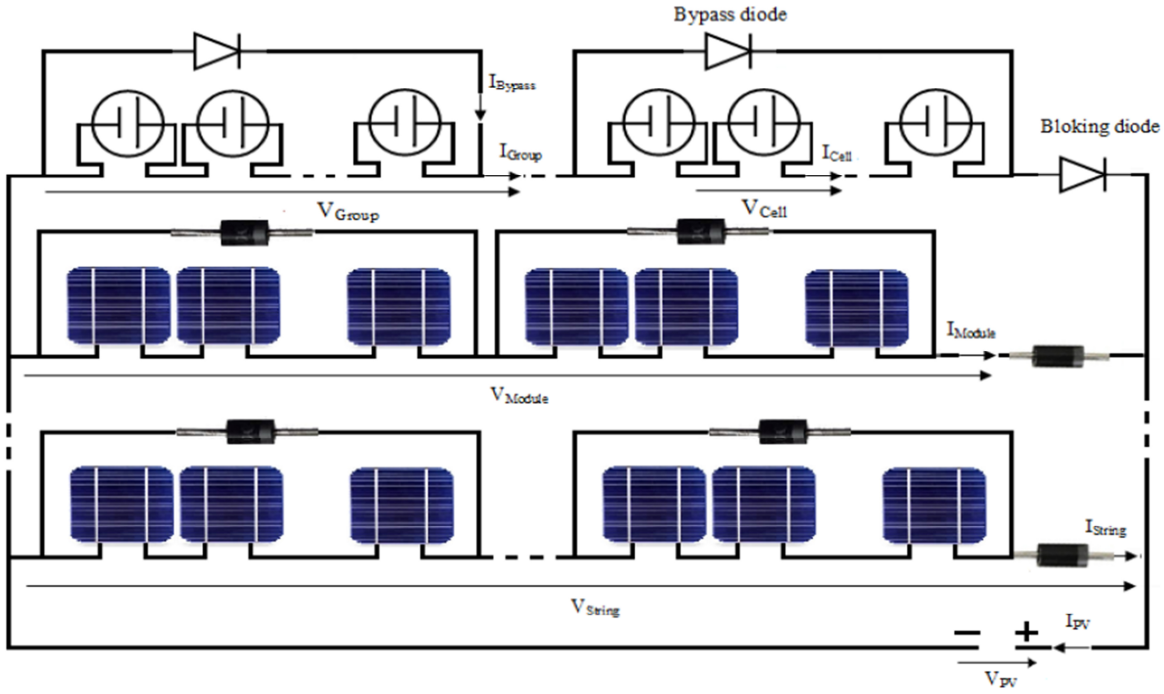


Figure II. 12. Schéma synoptique électrique de l'installation PV étudiée.

Trois types de défauts qui sont très répandus dans les centrales photovoltaïques sont analysés à savoir les défauts de court-circuit, de connectique et défaut de diode de protection.

L'analyse effectuée nous permet de détecter le nombre de cellules défectueuses en comparant la réponse fréquentielle de l'installation testée à celle sain prise comme référence.

Sachant que la cellule PV est le composant élémentaire de la chaine de conversion d'énergie et que certains défauts peuvent avoir lieu au niveau de ces cellules, nous avons déterminé sa réponse fréquentielle et celle du champ et le string en partant de la cellule. La figure (II.13) illustre la comparaison entre la

réponse fréquentielle d'une cellule solaire en Silicium et un string et un champ PV

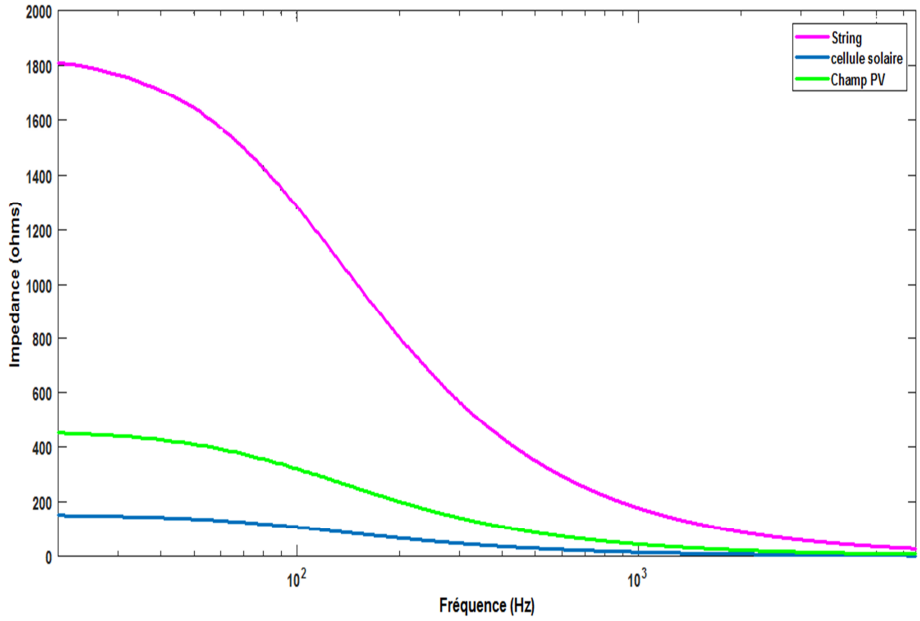


Figure. II.13. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'une cellule solaire en Silicium et un string et un champ PV

En fonctionnement sain, le comportement de toutes les cellules est identique, ce qui entraîne la multiplication de l'impédance de ces dernières par le nombre de cellules mises en série dans un string ce qui justifie comportement fréquentiel de ce dernier figure (II.13) et il l'on est de même pour le cas d'un champ PV, qui est un ensemble de strings mis en parallèle, son impédance est équivalente aux impédances de ces strings.

II.5.2.1 Défaut de court-circuit

Le champ PV est constitué de 12 cellules en série, et de 4 strings en parallèle. L'étude effectuée consiste à court-circuiter une seule ou plusieurs cellules situées dans différentes positions PV d'un string. Les réponses fréquentielles obtenues sont comparées à celle de l'installation saine figure (II.14)

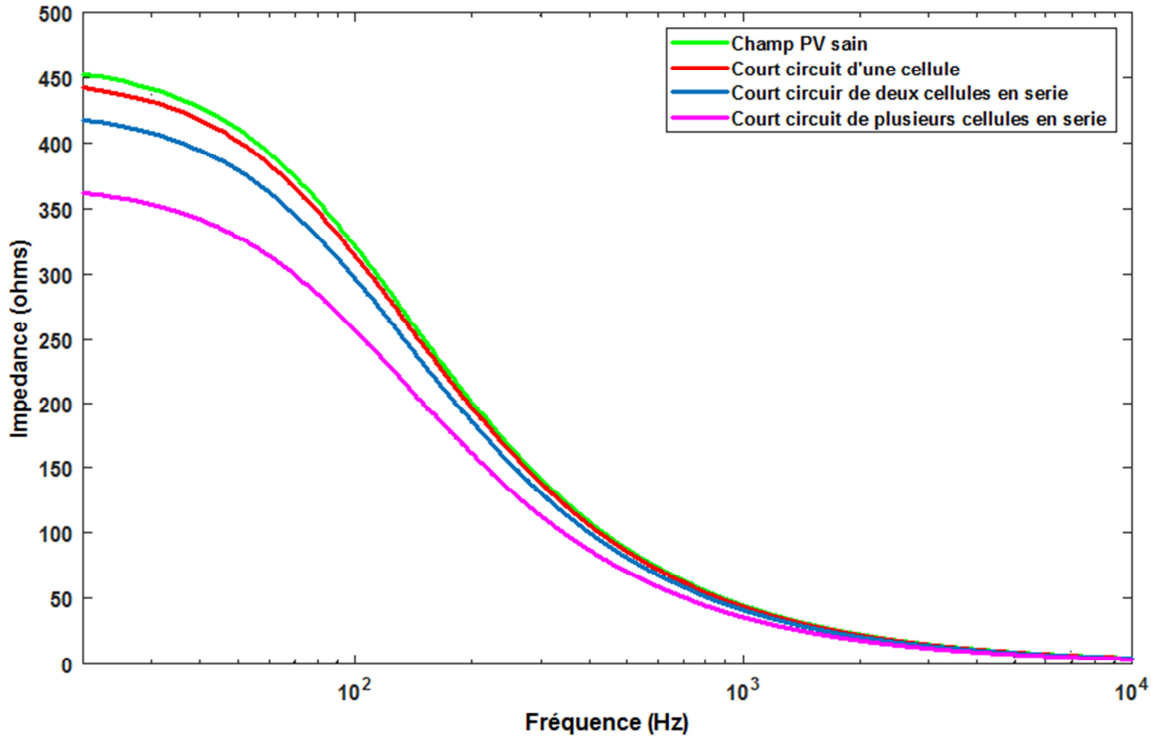


Figure II.14. La réponse fréquentielle des défauts de court-circuit dans un champ PV

La figure (II.14) montre la réponse fréquentielle en impédance des défauts de court-circuit d'une cellules et de plusieurs cellules à la fois dans un string , nous avons appliqué ces défauts sur les autres strings voisins, nous avons constaté que, la réponse fréquentielle en impédance des défauts de court-circuit se situe au-dessous de la réponse fréquentielle du champ PV en état sain , la technique FRA ne détecte pas la position de la cellule court-circuitée et même le string défectueux mais elle peut nous renseigner sur la sévérité du défaut si plusieurs cellules sont court-circuitées en même temps par la diminution de la résistance parallèle R_p et la capacité parallèle C_p.

La réponse fréquentielle en impédance de défaut de court-circuit de diode by-pass est similaire à la réponse de court-circuit de plusieurs cellules en série. Ces défauts peuvent être confondus.

III.5.2 .2. Défauts de circuit ouvert

De la même manière que précédemment, le défaut d'ouverture est appliqué sur l'installation.

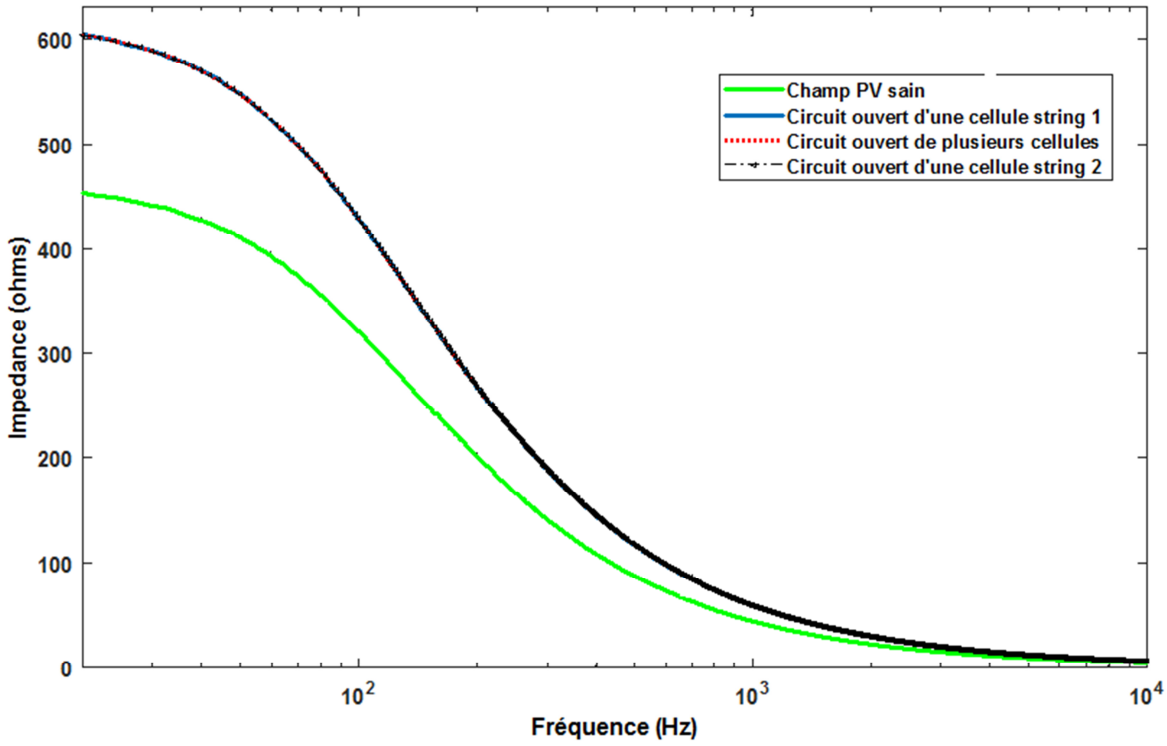


Figure. II. 15. Réponse fréquentielle des défauts de circuit ouvert

La figure (II.15) montre la réponse fréquentielle en impédance des défauts de circuit-ouvert d'une cellules et de plusieurs cellules dans un string , nous avons appliqué ces défauts sur les autres strings voisin , nous avons constaté que, la réponse fréquentielle en impédance des défauts de circuit-ouvert se situe au-dessus de la réponse fréquentielle du champ PV en état sain , la technique FRA ne détecte pas la position de la cellule et même le string défectueux mais peut distinguer le défaut de court-circuit et le circuit-ouvert par rapport à la réponse fréquentielle du champ PV sain

III.5.2 .3. Défauts de connectique

Le défaut de connectique est lié au problème de l'augmentation de la résistance de connectique entre deux éléments PV. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux (corrosion de la connectique, vis mal serrée etc). Dans le cas extrême, une résistance infinie peut être utilisée pour représenter un module qui est déconnecté du string PV [33].

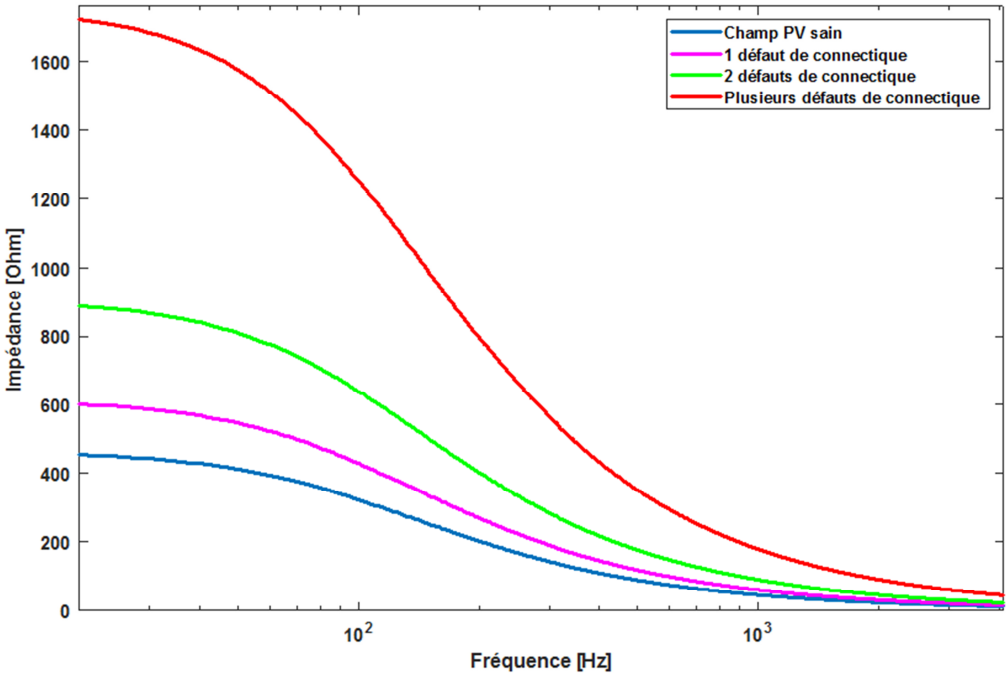


Figure. II.16 Réponse fréquentielle en impédance de défaut de connectique

La figure (III.16) montre la réponse fréquentielle en impédance des défauts de connectique entre un ou plusieurs modules dans un string, et nous avons déplacé le défaut dans les strings voisins, nous constatons que, la réponse fréquentielle en impédance des défauts se situe au-dessus de la réponse fréquentielle du champ PV en état sain. La technique FRA ne détecte pas la position de défaut de connectique dans un string mais peut nous renseigner sur la sévérité du défaut si plusieurs défauts de connectique sont présents dans un champ PV, par l'augmentation excessive de l'impédance dynamique du champ PV.

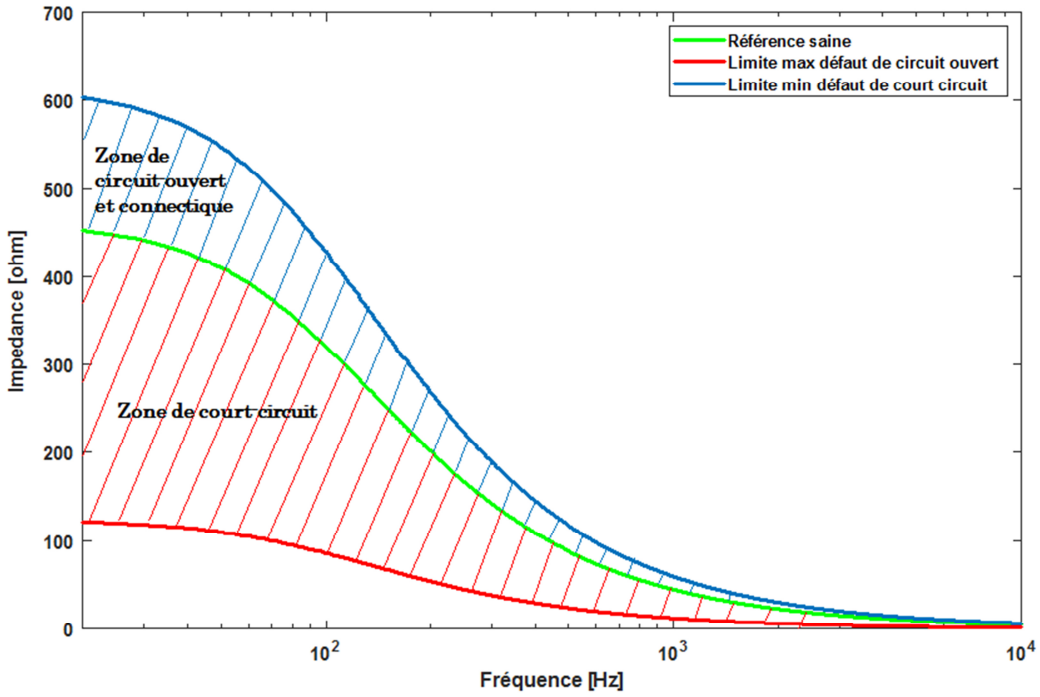


Figure. II.17. Classification des défauts dans une installation PV

L'étude précédente, nous a permis d'obtenir une caractéristique globale qui permet de distinguer les défauts de court-circuit et défauts de circuit-ouvert et ainsi que le degré de sévérité de ce dernier comparée à la caractéristique de référence relevée à l'état sain du composant.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle de l'impédance dynamique en fonction de la fréquence d'une cellule solaire a été développé et validé expérimentalement. Une étude de diagnostic par la technique FRA a été menée sur l'installation PV. Des défauts de court-circuit et circuit-ouvert et connectique ont été appliqués et leurs réponses fréquentielles ont été analysées, ce qui nous a permis de distinguer la nature de défaut à partir de la comparaison de la signature de défaut comparée celle de l'état sain de référence.

Chapitre III

Modèles HF des convertisseurs pour les systèmes PV en vue de leur diagnostic

III.1. Introduction

L'onduleur est un élément extrêmement important dans les systèmes photovoltaïques, sa surveillance est nécessaire pour la continuité et la stabilité de l'installation PV. L'objectif principal des travaux de recherches dans ce domaine est d'améliorer la disponibilité des onduleurs utilisés dans les installations photovoltaïques en développant des méthodes de diagnostic de défauts rapides, efficaces et fiables adaptées à l'installation afin d'assurer le bon fonctionnement du système avec de bonnes performances, avec ou sans la présence des défauts. Nous avons vu précédemment que les variations de paramètres électriques sont extrêmement prises aux sérieux du point de vue fonctionnel du système. En effet, elles peuvent conduire à des modifications des principaux signaux mis en jeu dans le circuit.

Dans ce chapitre, nous allons modélisé des composants passifs et actifs du point de vue compatibilité électromagnétique (CEM), puis nous allons appliquer cette démarche sur un convertisseur de puissance, par l'application d'une approche ascendante dite "bottom-up", qui permet d'assembler les modèles CEM de chaque composant de façon à construire le modèle complet du convertisseur, dans le but d'étudier les défauts qui peuvent survenir lors de son fonctionnement par la technique de l'analyse de sa réponse fréquentielle FRA.

III.2. Modèles équivalents des composants passifs et actifs à haute fréquence

III.2.1 Modèles équivalents à haute fréquence des composants passifs

Les composants passifs sont modélisés en utilisant des modèles dont les paramètres sont identifiés à partir des mesures d'impédances. Ces modèles sont illustrés dans la figure (III.1). La technique la plus utilisée est la mesure des paramètres avec RLC mètre [107] [108].

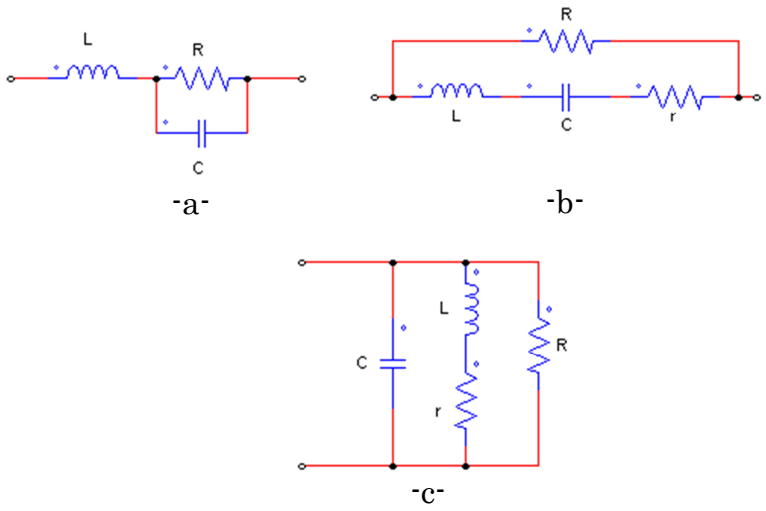


Figure.III.1. Modèles haute fréquence des composants passifs (a) résistance, (b) condensateur et (c) bobine

Un fil électrique est modélisé par une résistance et une inductance de valeur [109] :

$$L = 0.002l\left[ln(\frac{2l}{r} - 0.75)\right] \quad \text{(III.1)}$$

Avec l, r représente respectivement la longueur et le rayon du fil, dans la pratique cette inductance égale à $1\mu H/m$.

III.2.2 Modèle équivalent à haute fréquence des composants actifs

Les récents développements dans la technologie des semi-conducteurs de puissance ont conduit à l'apparition de dispositifs de commutation plus rapides qui permettent aux convertisseurs de puissance de fonctionner à des fréquences

de commutation plus élevées avec de meilleures performances en termes de densité de puissance et de qualité des formes d'onde des tensions et des courants de sortie. Cependant, l'augmentation de la vitesse de commutation engendre l'apparition des éléments parasites du boîtier du module plus important [110].

Ces problèmes sont les pénalités auxquelles seront soumis les convertisseurs de puissance haute fréquence et constituent les principaux obstacles à l'application réelle de la technologie haute fréquence. Avec une vitesse de commutation de plus en plus rapide, les éléments parasites du convertisseur sont de plus en plus nombreux [111]. La figure (III.2) situe MOSFET et IGBT par rapport aux autres composants de puissance [108].

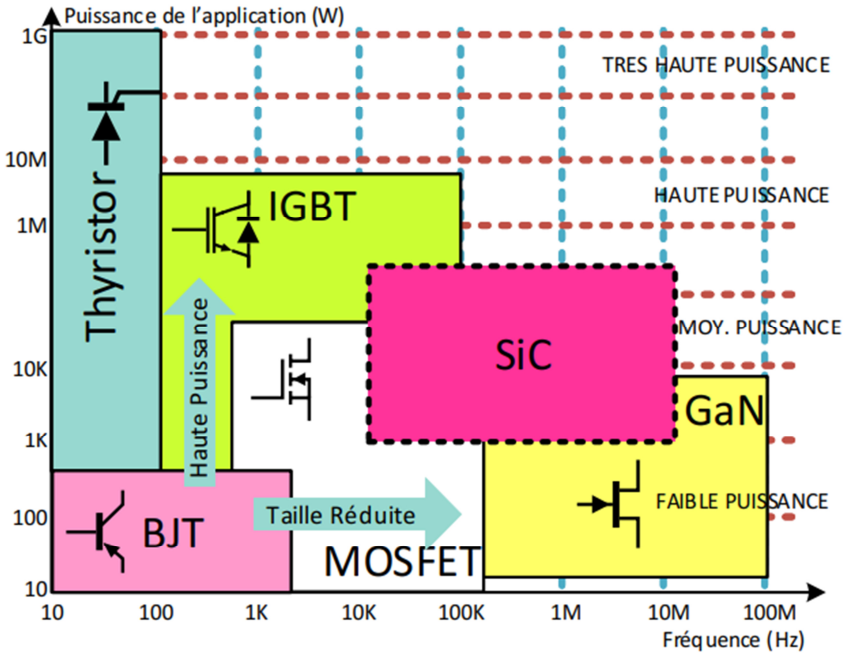


Figure.III.2. Critères de choix des composants [108].

III.2.2.1. Eléments parasites constituant un transistor MOSFET

Les performances de commutation d'un transistor MOSFET, c'est-à-dire sa rapidité à passer d'un état à un autre : saturé/bloqué (ON/OFF) et bloqué/saturé (OFF/ON), est régie par des éléments parasites qui lui sont propres [112]. En complément de la caractéristique statique du composant, des éléments parasites peuvent être identifiés. En effet, chacune des trois connectiques présente

naturellement un effet inductif et résistif qui peuvent influer sur le comportement du composant en haute fréquence, Parmi ces éléments, les plus impactant sont la résistance de grille, notée Rg, mais le MOSFET présente aussi un comportement capacitif à ne pas négliger : du point de vue de la grille, celui-ci est évident car il est inhérent à la technologie (commande en tension) [113]. Les capacités parasites dont les valeurs sont généralement données indirectement dans une fiche technique à travers la capacité d'entrée Ciss, la capacité de sortie Coss et la capacité dite de transfert inverse Crss [112], [114]. La connaissance des effets des éléments parasites sur le comportement du composant de puissance constitue une base importante pour la conception des convertisseurs de puissance à commutation rapide [111].

La figure (III.3) représente le schéma électrique classique d'un transistor MOSFET [111].

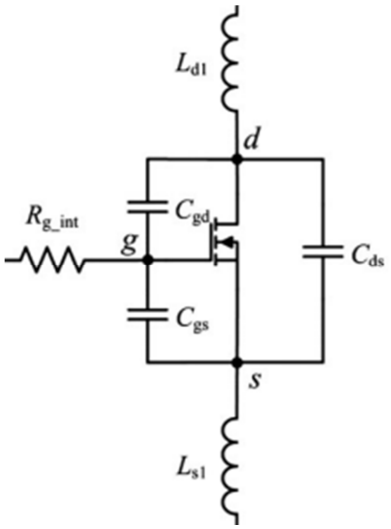


Figure. III.3. Schéma électrique du transistor MOSFET et de ses éléments parasites [111].

– Ciss est la capacité grille-source, notée Cgs, en parallèle avec la capacité grille-drain, notée Cgd. Elle représente la capacité du MOSFET vue depuis l'entrée lorsque la sortie est court-circuitée. Cette capacité doit être chargée pour qu'une commutation du transistor MOSFET puisse se faire [115].

– Coss est la capacité drain-source, noté Cds en parallèle avec la capacité grille-drain Cgd. Elle représente la capacité du MOSFET vue depuis sa sortie lorsque l'entrée est court-circuitée [115].

– Crss est la capacité Cgd elle-même. Elle est appelée capacité de rétroaction ou capacité de transfert inverse, ou encore capacité entrée – sortie [115].

La résistance interne de commande de grille $R_{g\ int}$ (qui est généralement de l'ordre de 1 Ω pour les MOSFET de puissance à haute fréquence) est fusionnée avec la résistance de commande de grille externe $R_{g\ ext}$ pour former la résistance de commande de grille externe, elles sont connectées en série [111].

$$R_g = R_{g\ int} + R_{g\ ext} \tag{III.2}$$

Enfin, les fabricants de composants fournissent généralement des modèles de leurs composants. Parfois, plusieurs niveaux de représentation sont proposés, dont certains prennent en compte l'échauffement interne de l'élément. Ces modèles sont basés sur une connaissance approfondie des propriétés physiques et géométriques des composants que seuls les fabricants peuvent avoir. Le manque d'information rend difficile pour l'utilisateur du composant discret de remonter à un tel niveau de connaissance et de précision [116].

III.2.2.2. Eléments parasites constituant un IGBT

Le composant de puissance IGBT (Transistor Bipolaire à Grille Isolée) est un composant relativement récent, apparu dans les années 80. Il réalise un compromis intéressant entre le transistor MOSFET et le transistor bipolaire, profitant ainsi partiellement des avantages de chacun, respectivement faibles pertes en conduction et rapidité [117].

La figure.III.4 montre le premier modèle unidimensionnel complet d'un IGBT proposé par Hefner [118]. Ce modèle est l'un des tous premiers modèles IGBT à décrire complètement le comportement du composant IGBT à la fois en régime transitoire et en régime dynamique. Il est intégralement basé sur la physique du solide et des semi-conducteurs pour mettre en équation le composant.

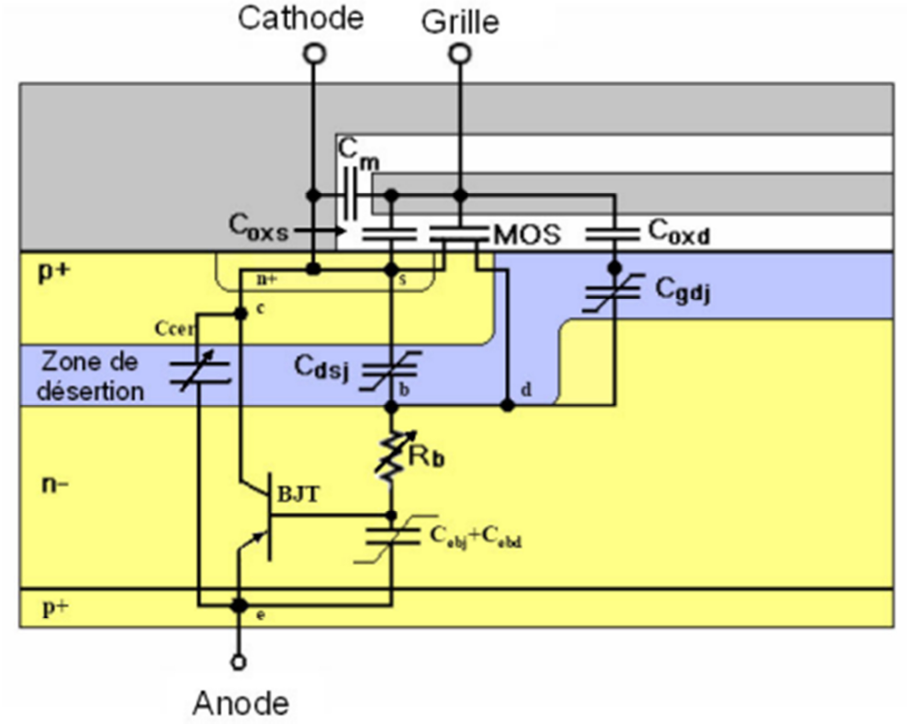


Figure.III.4. Schéma électrique d'un IGBT et de ses éléments parasites[118].

De ce fait, ce modèle reproduit très efficacement les caractéristiques physiques de l'IGBT, mais au prix d'une connaissance relativement fine des constantes physiques du composant [119].

III.3. Défauts dans les onduleurs

A l'heure actuelle, la fiabilité des systèmes d'électronique de puissance est une question majeure, Il existe de nombreux types de défauts qui peuvent se produire dans un onduleur. Selon l'étude de [120], les défauts de semi-conducteurs et de soudure sont à l'origine d'environ 34 % des défaillances des dispositifs de puissance. Cependant, on estime qu'au moins 80 % des défaillances de la partie convertisseur sont dues à des défaillances de semi-conducteurs [121].

Les mécanismes de défaillance liés aux interrupteurs de puissance peuvent être généralement classés en deux types, défaillances d'usure et défaillances catastrophiques/aléatoires. Les défaillances dues à l'usure sont dues à l'accumulation de dommages physiques progressifs dans les conditions de charge

de fonctionnement, tels que la rupture de la passivation à la jonction de blocage, la rupture de l'oxyde de grille, la rupture diélectrique du matériau isolant, etc. Ces mécanismes de défaillance modifient les propriétés du dispositif au-delà des limites fonctionnelles [122]. Cependant, les défaillances catastrophiques/ aléatoires peuvent être causées par des événements accidentels externes tels que des transitoires de tension, des radiations de particules et des dommages causés par des actions de service, entraînant une surcharge momentanée [122]. Les mécanismes de défaillance catastrophique sont principalement dus aux court-circuit. Les défaillances par court-circuit peuvent conduire à la destruction potentielle du composant, car elles induisent un courant élevé incontrôlé dans le circuit. Cependant, les défauts en circuit ouvert sont généralement causés par le soulèvement des fils de liaison en raison des cycles thermiques [123], la défaillance d'un commutateur ou d'un pilote [124], qui ne causent pas de graves incidents, mais qui peuvent entraîner des défauts secondaires sur d'autres dispositifs lorsque les convertisseurs électroniques de puissance fonctionnent avec un défaut en circuit ouvert pendant une longue période [125].

III.4. Modèle équivalent haute fréquence d'un onduleur triphasé

Les onduleurs triphasés sont des dispositifs de conversion de puissance polyvalents qui offrent des solutions potentielles, pour de nombreuses applications industrielles. Lorsqu'un défaut grave tel qu'un court-circuit se produit dans l'onduleur de puissance d'une ligne de production photovoltaïque, il peut entraîner la perte totale ou partielle du contrôle du système [126]. Les pannes qui se produisent dans l'onduleur sont dues au vieillissement des composants électroniques ou aux conditions d'utilisation. Cependant, il est évident d'utiliser des méthodes de diagnostic rapides et efficaces pour détecter le défaut [127], [128]. L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) s'est développée ces dernières années dans le domaine du diagnostic, et elle est très facile à utiliser. Pour analyser le comportement de l'onduleur triphasé, il suffit de prendre son schéma électrique à haute fréquence qui est modélisé par un circuit RLC figure (III.5), lorsque ce dernier est soumis à une tension faible et

sinusoïdale à fréquence variable il va générer une réponse représentée par une courbe qui est l'impédance équivalente du circuit RLC en fonction de la fréquence. Une légère modification de ce circuit RLC en présence d'un défaut entraîne l'apparition d'une nouvelle réponse, de sorte que l'approche FRA permet de détecter les modifications de la fonction de transfert de l'onduleur [129],[130]. Pour mieux percevoir l'influence des défauts sur le système PV, nous avons pris le schéma de circuit équivalent H.F. d'un onduleur triphasé à base de MOSFET, nous avons pris en compte toutes les capacités et inductances parasites des semi-conducteurs et des connecteurs.

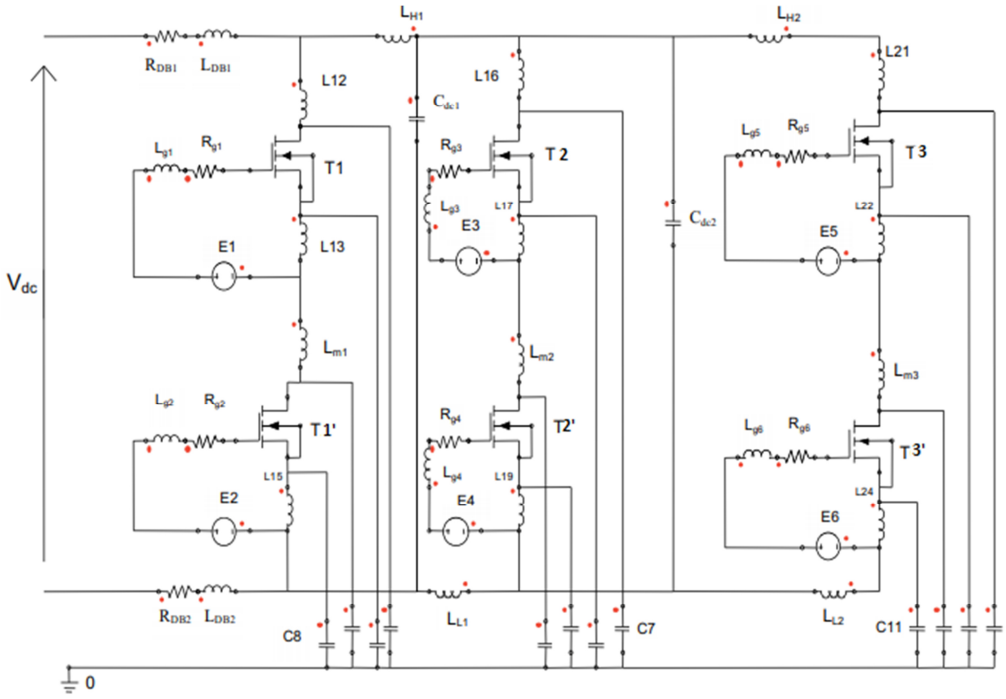


Figure.III.5. Modèle équivalent à haute fréquence d'un onduleur triphasé [131].

Il faut souligner que les éléments parasites sont calculés en fonction de la longueur et de la section de leur circuit imprimé et de leurs fils correspondants. Les paramètres parasites sont également la clé pour déterminer l'impédance de la source de bruit [132].

Les capacités parasites varient de la centaine de picofarads à quelques nanofarads, peuvent former un circuit oscillant avec les inductances parasites, augmentent les pertes, créent un chemin de fuite pour le courant [133].

L'inductance de grille, ralentit la commutation, peut osciller avec la capacité d'entrée Ciss, souvent forte (100nH) parce que les circuits de commande sont éloignés [133].

Les inductances de drain peuvent osciller avec Coss, ou entraîner l'avalanche du transistor ; Souvent relativement forte (20-100 nH) parce que les condensateurs de découplage sont éloignés), l'inductance de source combine les effets de LG et LD et Crée une contre-réaction négative qui ralentit l'ouverture et la fermeture, de valeur faible (quelques nH), mais effet important à cause du couplage puissance-commande [134].

La capacité de sortie crée un chemin alternatif (et non contrôlé) aux signaux haute fréquence ; elle variée de quelques dizaines de picofarads pour une petite piste sur un circuit imprimé, à plusieurs nanofarads (pour un câble blindé)[135].

Les paramètres de simulation des éléments constituant l'onduleur triphasé, sont représentés dans le tableau. III.1

R_g=2Ω, L_g=5nH	L_{m1}=12.5nH, L_{12}=5nH
R_{DB1}=0.032Ω, L_{DB1}=16.5nH	R_{DB2}=0.19Ω, L_{DB2}=13.2nH

Tableau. III.1 Les paramètres de simulation des éléments constituant l'onduleur triphasé [131].

Pour les mesures de la réponse fréquentielle de l'impédance, le choix des entrées et les sorties est indispensable. De manière générale les mesures sont prises à la sortie de l'onduleur et comme l'onduleur choisi est triphasé donc il faut choisir les bornes du branchement, deux configurations sont possible (phase et neutre) et (phase/ phase). La figure (III.6) présente les résultats de la réponse fréquentielle de l'impédance de l'onduleur sain des deux configurations proposées.

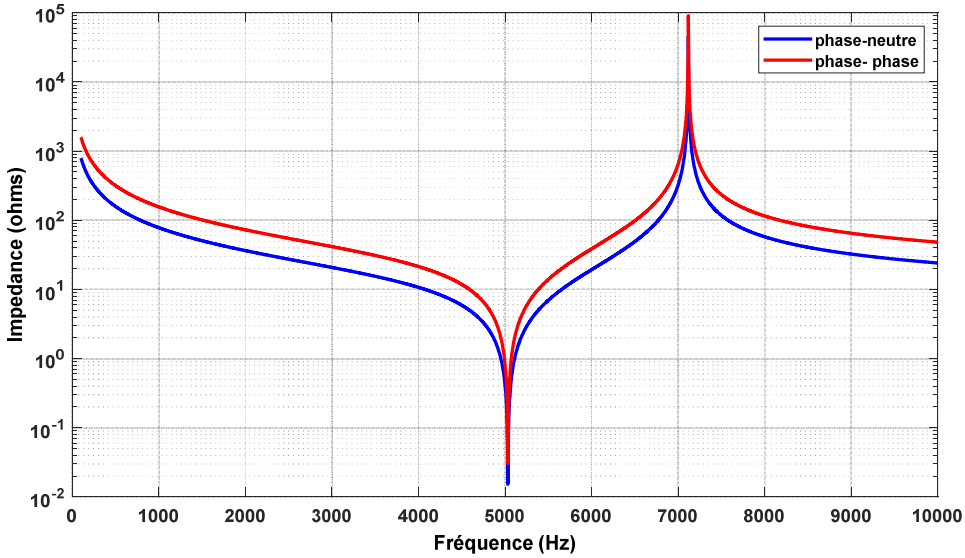


Figure.III.6. Choix des bornes de prise de la réponse fréquentielle en impédance de l'onduleur sain

Partant de la figure (III.6) les allures obtenues des deux configurations montrent une similarité, nous remarquons juste un léger décalage en amplitude.

III.5. Applications des défauts

Nous avons appliqué différents types de défauts à l'onduleur et nous avons ensuite comparé les résultats de la réponse en fréquence de l'onduleur avec la réponse en fréquence d'un onduleur sain. Les défauts simulés sont les suivants :

1- Défaut de court-circuit d'une branche complète (T1+T1', T2+T2' et T3+T3') ;

2- Défauts de court-circuit d'un des six commutateurs (T1,T2, T3, T1', T2', T3');

3- Défauts de circuit ouvert.

III.5.1. Défauts de court-circuit

Les figures (III.7-11) illustrent les résultats obtenus après l'application de défauts de court-circuit sur les différents interrupteurs de l'onduleur.

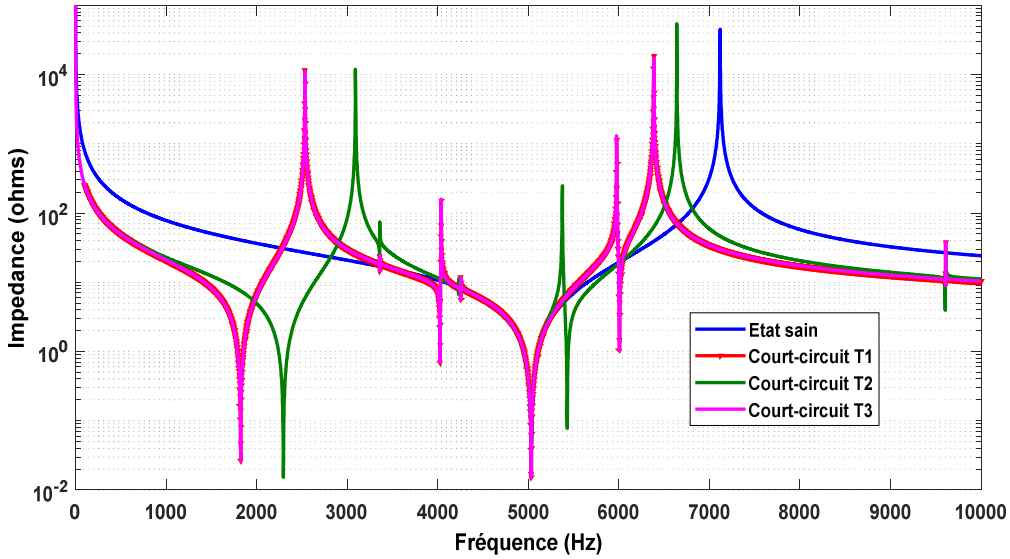


Figure.III.7. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de la cathode commune T1, T2 et T3

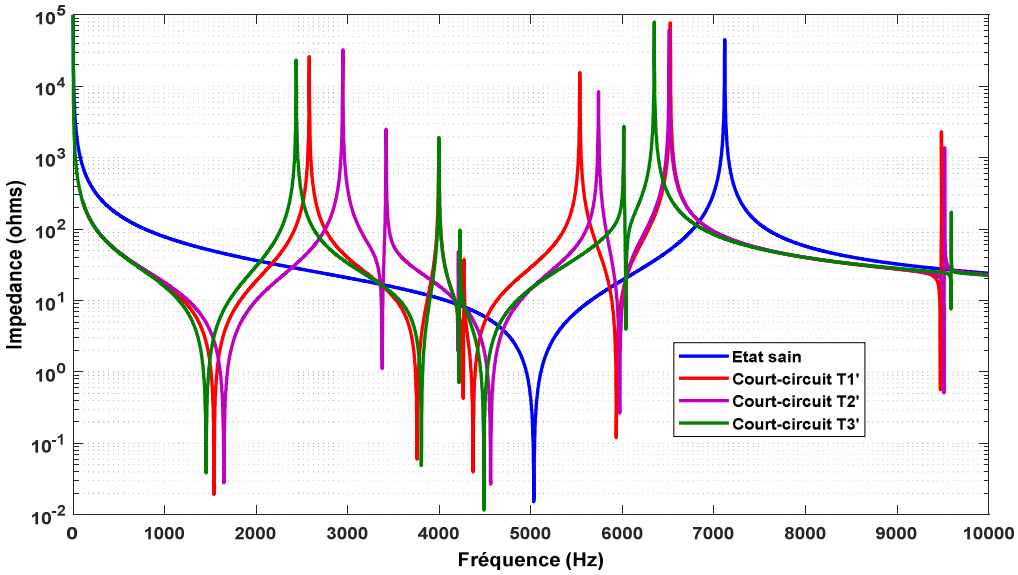


Figure.III.8. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants de l'anode commune T1', T2' et T3'

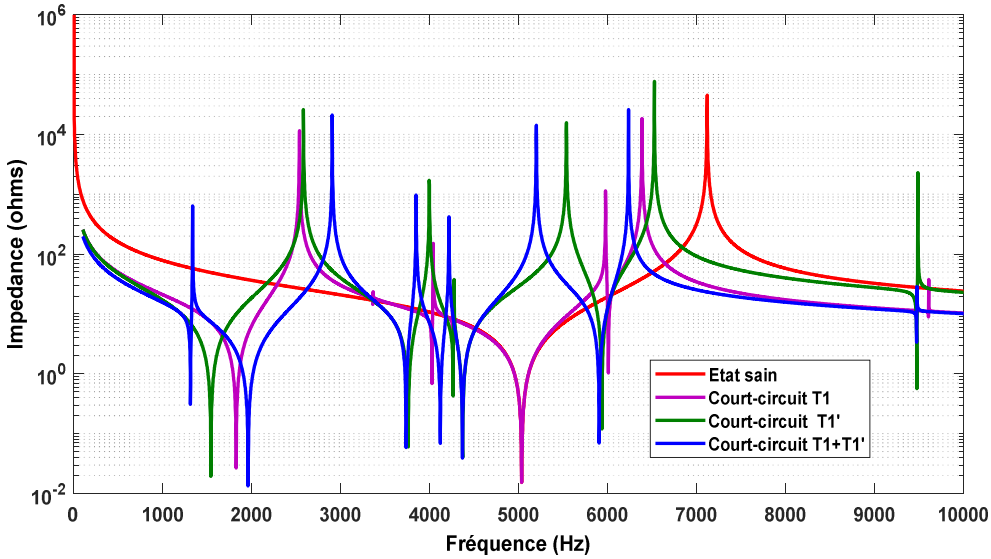


Figure.III.9. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants du même bras T1, T1' et T1+T1'

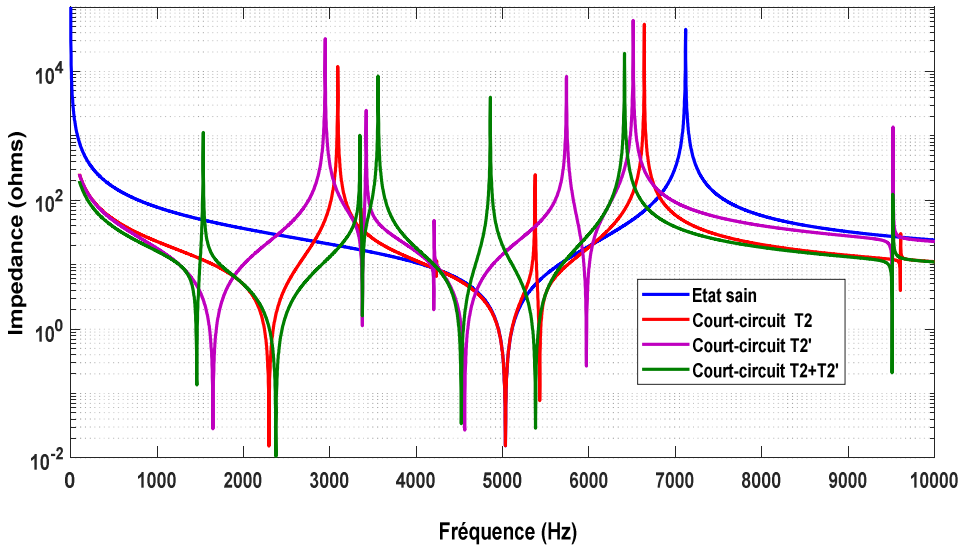


Figure.III.10. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants du même bras T2, T2' et T2+T2'

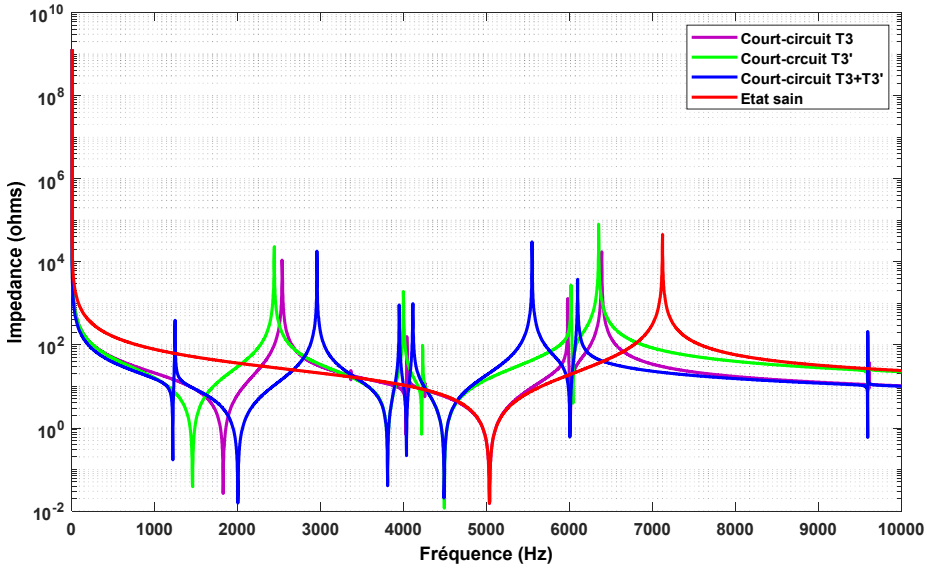


Figure.III.11. Comparaison entre la réponse fréquentielle d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de court-circuit de trois composants du même bras T3, T3' et T3+T3'

Cette modélisation fréquentielle prend en compte tous les paramètres de la cellule de commutation, que ce soit ceux du schéma électrique haute fréquence ou ceux des conditions de fonctionnement. Les composants de l'électronique de puissance intègrent des termes parasites qui modifient leur fonctionnement en fonction de la fréquence, ce qui explique la déformation de la signature de l'impédance de tous les composants court-circuités par rapport à la réponse fréquentielle obtenue de l'onduleur à l'état sain. Des résonances haute fréquence apparaissent donc à chaque commutation entre l'inductance parasite des connexions (ou composants magnétiques) et la capacité structurelle des semi-conducteurs, car à chaque niveau de fréquence nous avons un nouveau modèle haute fréquence équivalent de l'onduleur, après application du défaut. En effet, nous pouvons voir que le comportement inductif est limité à environ 5kHz, au-delà le comportement devient capacitif jusqu'à environ 7.1kHz [136],[137]. Comme on le voit l'apparition de résonances et d'antirésonances dans la gamme d'environ 1kHz et 7kHz, ce qui explique la présence d'un défaut dans la structure de conversion ou le mode de commutation des composants. Comme nous pouvons le constater, les autres types de pic de résonance entre 9 kHz et 10 kHz sont dus

à un défaut dans la technologie de commutation. Nous constatons également que le défaut est absent à partir de 10 kHz, car ces défauts sont dus au circuit de commande numérique et le FRA est réalisé offline [139].

III.5.2. Défauts de circuit-ouvert

Les figures (III.12) et (III.13) représentent les résultats obtenus après l'application des défauts de circuit-ouvert sur les différents interrupteurs de l'onduleur, elles illustrent respectivement la réponse fréquentielle de l'impédance et la phase.

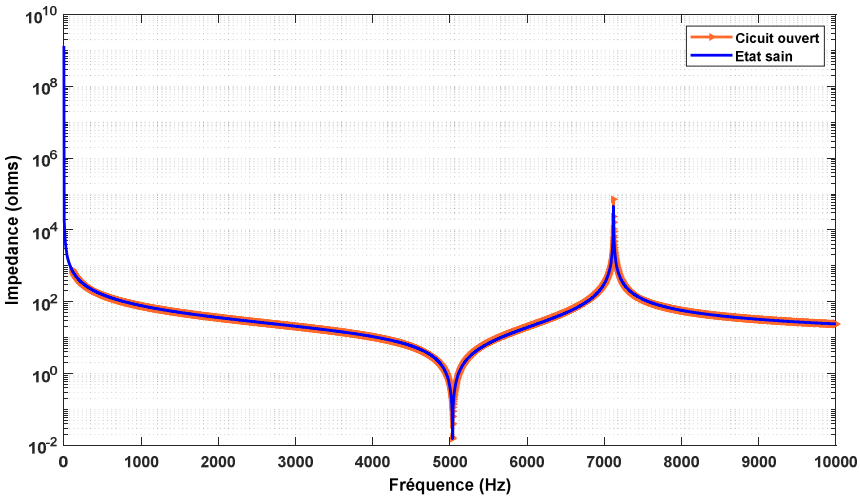


Figure. III.12. Comparaison entre la réponse fréquentielle en impédance d'un onduleur sain et la réponse fréquentielle de défaut de circuit-ouvert

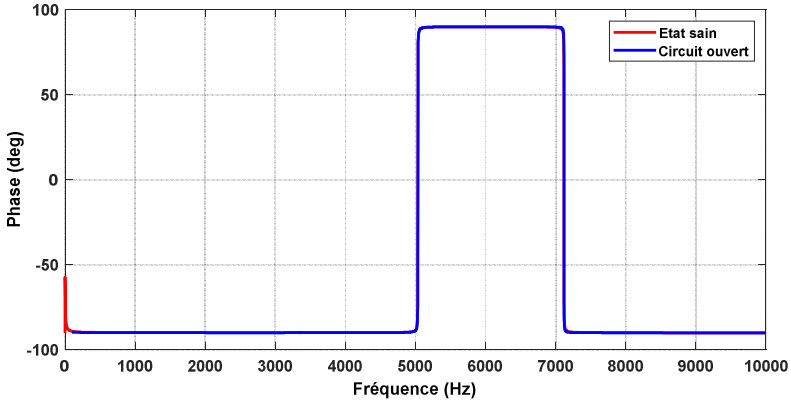


Figure.III.13. Comparaison entre la phase d'un onduleur sain et la phase de défaut de circuit-ouvert

La constatation est claire, le défaut de circuit ouvert ne présente pas des variations de l'impédance et même la phase par rapport à l'état sain, quelques soit le type de scenario appliqué.

III.6. Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, les différents schémas à haute fréquence de composants passifs et actifs ainsi que la modélisation d'un onduleur triphasé avec ces composants en hautes fréquences ont été présentées.
Dans la seconde partie, des défauts de court-circuit ont été appliqué sur l'onduleur, et les résultats obtenus ont été analysés par la technique de l'analyse de la réponse fréquentielle. Ces données nous permettent de remonter aux éléments du modèle, nous avons distingué trois configurations de mesure d'impédance: faible impédance, haute impédance et impédance moyenne.
Le diagnostic a été réalisé en utilisant l'analyse de la réponse en fréquence FRA ,qui est une méthodes de diagnostic non destructives de l'onduleur. Sur la base des résultats obtenus lors de notre étude avec la FRA, nous avons constaté, la présence de défauts dans l'onduleur se manifeste par un changement dans sa réponse en fréquence, donc $Z(f)$ peut être un outil de diagnostic. La technique FRA est basée sur la comparaison des résultats avec des données de référence, ce qui nécessite la création d'une base de données pour que les résultats soient utilisables. Les résultats nous montrent également que le défaut de court-circuit peut provoquer des perturbations et des dysfonctionnements ainsi que des dommages aux autres composants du système. Pour réduire les conséquences négatives de ces défauts, il est nécessaire de les détecter le plus tôt possible et d'inhiber la commande de l'interrupteur défectueux. Par contre le défaut de circuit ouvert n'a pas donné assez d'informations sur la position de l'interrupteur défectueux.

Chapitre VI

Technique FRA pour le diagnostic de défaillances dans un onduleur monophasé: essais expérimentaux

IV. 1. Introduction

Les systèmes électriques alimentés par des convertisseurs de puissance sont exposés à diverses défaillances pendant leur fonctionnement dont les conséquences dépendent significativement de leur localisation [9], [10]. Un défaut dans n'importe quel composant d'une chaîne de conversion de puissance peut entraîner une perte partielle ou totale du contrôle du système et une maintenance non planifiée conduit à des pertes de production importantes. Dans d'autres situations, ces défauts peuvent entraîner des conséquences désastreuses et des risques pour le personnel, les installations et l'environnement, en particulier lorsque les systèmes sont intégrés dans des installations importantes pour la sécurité telles que les transports, la santé, les réseaux électriques, la robotique ou les centrales nucléaires [11].

Il est donc essentiel de surveiller le fonctionnement des systèmes et de réagir aux problèmes au bon moment pour améliorer et garantir la sécurité et la fiabilité des processus. Le développement de méthodes fiables de surveillance et de détection rapide des défauts a fait l'objet d'une attention croissante tant dans la recherche que dans l'industrie [12]. La connaissance des performances des composants électroniques ainsi que de leurs caractéristiques électriques détaillées devient essentielle pour les concepteurs de systèmes et pour la maitrise de son bon fonctionnement. Ce chapitre concerne l'étude des défauts de court-circuit dans un onduleur monophasé dédié à une application photovoltaïque en appliquant la technique d'analyse de la réponse en fréquence (FRA) sur cet onduleur à base d'IGBT contrôlé par un microcontrôleur 18F2550. Un prototype d'onduleur a été conçu au laboratoire pour pouvoir appliquer des défauts de

court-circuit offline, ces défauts sont quantifiés en analysant leurs réponses fréquentielles.

IV.2. Description générale de la plate-forme d'essai

IV.2.1. Conception de l'onduleur

La figure (IV.1) illustre l'onduleur monophasé réalisé au laboratoire pour des fins de diagnostic de défauts en utilisant la technique FRA. Cet onduleur assure trois tâches principales, la première est de fournir une sortie contrôlée AC, la seconde est de fournir une sortie à une fréquence de 50Hz. Enfin, la troisième est de fournir une sortie sinusoïdale.

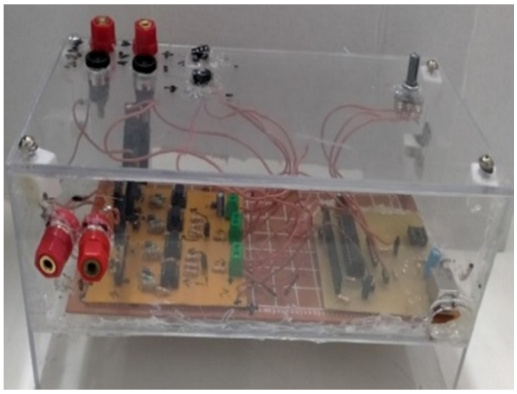


Figure.IV.1. l'onduleur monophasé réalisé

Le modèle de d'onduleur monophasé est basé sur des semi-conducteurs (T1, T2, T3, T4) qui fonctionnent comme des dispositifs de commutation.

Il faut veiller à ce que les interrupteurs des branches de l'onduleur (T1 et T3, T4 et T2) ne puissent pas être activés simultanément, car cela entraînerait un court-circuit sur la tension d'alimentation continue [139]. on suppose que T1 et T4 ont été fermés pendant la première moitié de la tension U, ce qui la rend égale à + E, et les interrupteurs T3 et T2 sont fermés pendant la deuxième alternance, ce qui rend la tension u égale à -E. Les commandes de (T2, T3) et (T1, T4) sont complémentaires, mais pas nécessairement simultanées, elles peuvent être décalées [140].

Les interrupteurs de puissance utilisés dans cette réalisation sont des IGBTs de référence STGFW40V60DF. Ces interrupteurs supportent une tension de 600 V et permettent de faire passer un courant de 40 A.

La commande de l'onduleur a pour but de générer une tension ou un courant alternatif, grâce aux commandes de contrôle appliquées aux différents interrupteurs de puissance. Dans notre cas, le cœur de la commande de l'onduleur est basé sur un microcontrôleur 18F2550 est utilisé pour générer des signaux MLI [141]. La partie commande est composée essentiellement d'un opto-coupleur 4N25 et un microcontrôleur 18F2550. La tension d'entrée est fournie par un générateur PV qui est égale à 12V, qui est ici remplacé par une source de tension continue. L'alimentation de la partie commande est assurée par une alimentation analogique de 5 volts. L'opto-coupleur de type 4N25 connectés entre les sorties du microcontrôleur et les entrées des composants de puissance. Il peut être utilisé à des fins de sécurité et pour des besoins variés dans les circuits électroniques. Il peut être utilisé dans des applications électroniques où il y a un risque de surtension ou de pics de tension qui, la plupart du temps, endommagent les circuits et les composants électroniques ; il peut donc être utilisé pour la sécurité des composants. Le photo-coupleur isole un circuit de l'autre[123]. En outre, il peut également être utilisé comme détecteur de tension dans les circuits fonctionnant en courant alternatif et continu, comme sortie de microcontrôleur pour faire fonctionner d'autres dispositifs et applications à partir de ce dernier, pour contrôler des relais, des MOSFETs et d'autres transistors à haute puissance, des circuits à haute tension, pour contrôler les hautes tensions en courant alternatif et continu, etc [142], [123]. La figure (IV.2) montre les deux signaux MLI générés par le microcontrôleur pour piloter les différents composants du convertisseur en pont H, visualisée par l'oscilloscope.

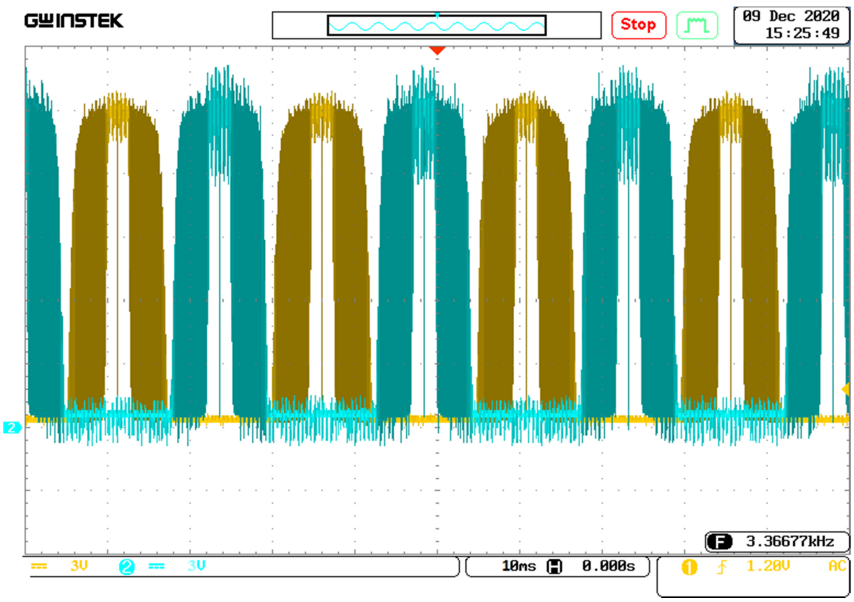


Figure IV.2. Le signal MLI généré par le microcontrôleur

Pour valider le bon fonctionnement de l'onduleur, une charge résistive est connectée à sa sortie. La figure (IV.3) montre la courbe de la tension et du courant aux bornes de la charge, la tension et le courant sont en phase.

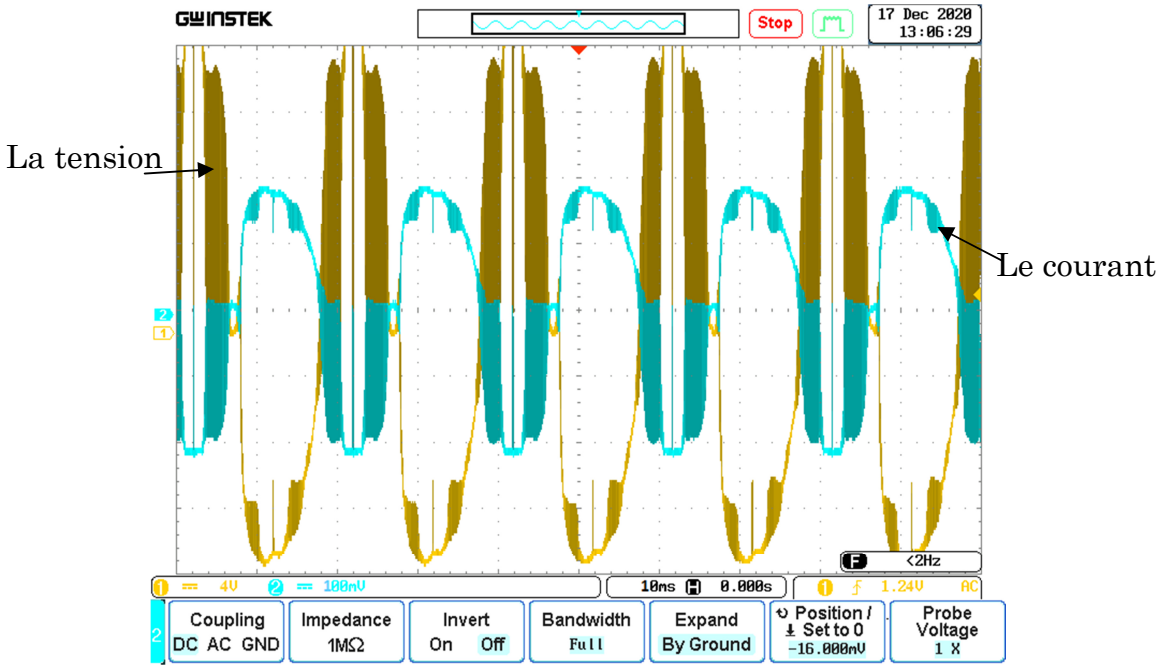


Figure.IV.3. Forme d'onde de la tension et du courant aux bornes d'une charge purement résistive dans l'essai expérimental visualisé par un oscilloscope.

IV.4 .Test expérimental de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA

La Figure (IV.4) montre le montage de l'essai expérimental FRA. Les mesures du test FRA sont effectuées avec un LCR mètre 8101G, il est capable de mesurer une gamme de fréquence de 20 Hz à 5MHz. Il est connecté entre les deux bornes d'entrée de l'onduleur monophasé. Ce test est identique au test effectué sur la cellule solaire. Un programme implémenté à l'aide du logiciel Matlab sur un PC commande le LCR mètre pour acquérir les valeurs d'impédance mesurées. Le résultat de la mesure fréquentielle d'impédance et la phase des différents tests sont automatiquement envoyés à un ordinateur pour traitement et analyse.

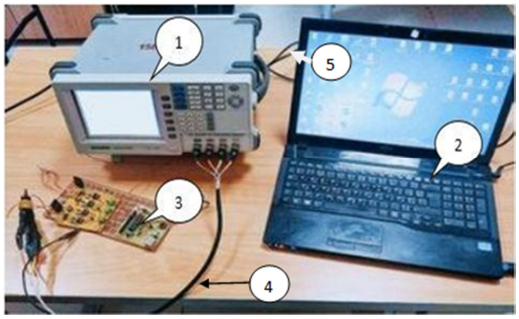


Figure. IV.4. Montage de l'essai expérimental FRA

1- LCR mètre 8101G.
2- ordinateur
3- onduleur monophasé
4- Connexion du compteur LCR à l'onduleur (adaptateur RS232-USB)
5- Connexion du LCR mètre au PC

La plupart des tests FRA par balayage de fréquence existants n'exploitent que les informations de l'empreinte amplitude/fréquence, tandis que la signature phase/fréquence n'est pas prise en compte, mais elle peut être un outil de diagnostic très efficace. Le signal d'excitation $V_{in}(f)$ et le signal de réponse $I_{in}(f)$ pour toutes les valeurs de fréquence sont utilisés pour tracer l'amplitude/fréquence et la phase/fréquence, comme le montrent les équations (IV.1) et (IV.2) [143], [144].

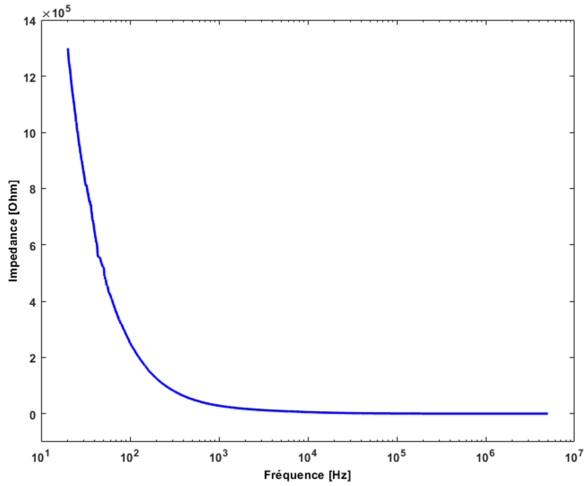
$$Z(f) = 20\log[\frac{V_{in}(f)}{I_{in}(f)}] \quad \text{(IV.1)}$$

$$\varphi(f) = \varphi\big(V_{in}(f)\big) - \varphi(I_{in}(f)) \quad \text{(IV.2)}$$

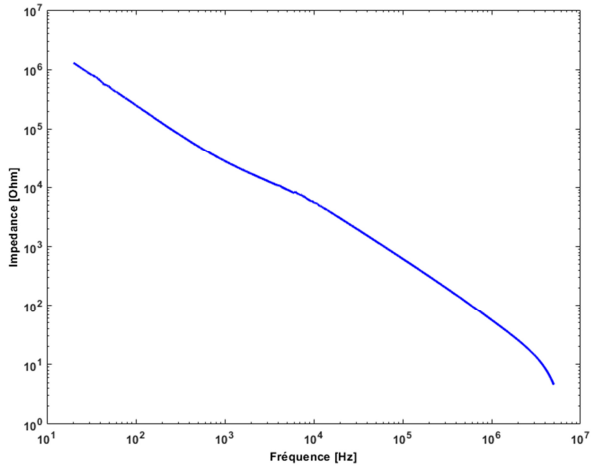
$Z(f)$ est la signature caractéristique amplitude-fréquence,

$\varphi(f)$ est la phase de l'impédance en fonction de la fréquence.

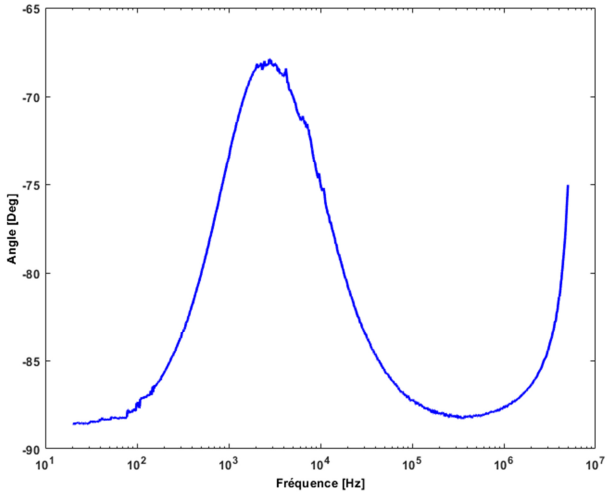
Les figures (IV.5.a-b) montrent la réponse fréquentielle en impédance d'un onduleur monophasé. La mesure a été effectuée sur les bornes d'entrée de l'onduleur.



IV.5.a. Impédance fréquentielle de l'onduleur (échelle linéaire)



IV.5.b. Impédance fréquentielle de l'onduleur (échelle logarithmique)



c. La phase de l'amplitude de l'onduleur en fonction de la fréquence

Figure. IV.5. Mesures FRA de l'onduleur monophasé en état sain.

Selon les résultats obtenus à partir de la mesure FRA sur l'onduleur monophasé à l'état sain, le schéma équivalent traduisant le comportement fréquentiel du convertisseur peut être facilement déduit, le modèle d'impédance qui est une capacité en parallèle avec une résistance [143]. D'ailleurs, les résultats du modèle représenté sur la figure (IV.6) sont relativement similaires aux résultats expérimentaux mesurés par le LCR mètre. Les valeurs du condensateur et de la résistance du modèle de simulation du comportement fréquentielle de l'onduleur sont respectivement C=0.066nF, R=17.7 MΩ. Ces valeurs ne caractérisent uniquement l'onduleur monophasé utilisé dans cette expérience, elles ne peuvent pas être généralisées sur tous onduleurs monophasés car chaque onduleur a sa propre caractéristique.

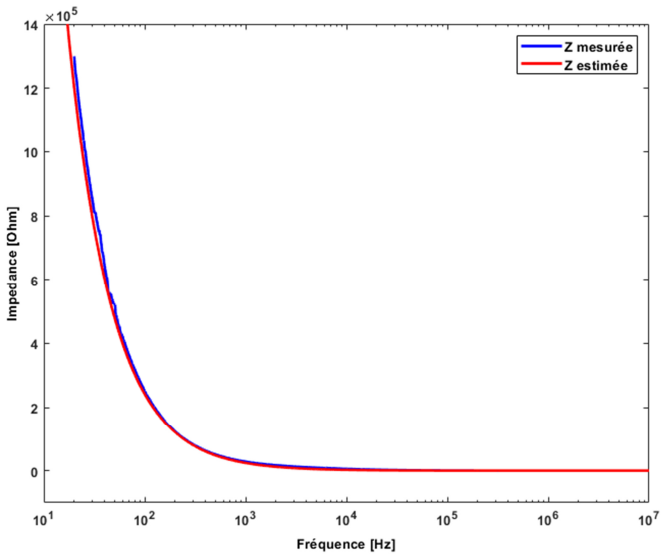


Figure. IV.6. Comparaison entre l'impédance mesurée par le LCR mètre et estimée par le modèle proposé

Afin de mettre en évidence la technique FRA pour le diagnostic de défaillances dans les onduleurs, plusieurs scenarios de défauts sont appliqués expérimentalement sur l'onduleur réalisé comme le montre le tableau (IV.1).

Défaut réalisé	Description
D1	Chaque interrupteur seul T1,T2,T3 et T4.
D2	Des interrupteurs à conduction simultanée T1+T4 et T2+T3.
D3	Des interrupteurs de la cathode et de l'anode commune T1+T2 et T3+T4.
D4	Des interrupteurs de la même branche T1+T3 et T2+T4..

Tableau .IV.1 Les scenarios des défauts de court-circuit et circuit ouvert

IV.5. Diagnostic de défauts par FRA: résultats expérimentaux

IV.5.1. Défauts de court-circuit

Les résultats expérimentaux de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA obtenus (impédance et phase) pour tous les défauts de court-circuit réalisés sont présentés dans les figures (IV.7), (IV.8) et (IV.9), (IV.10).

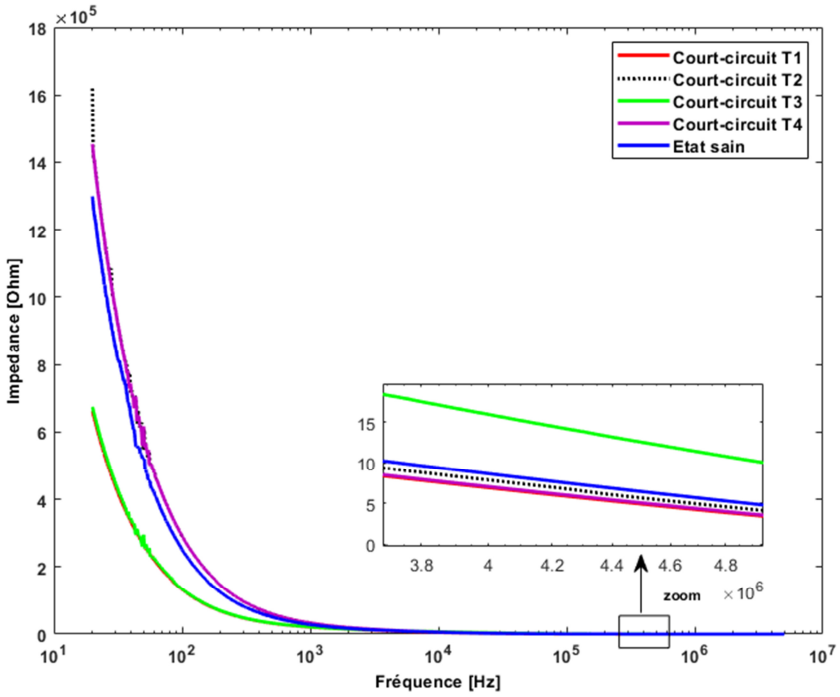


Figure.IV. 7. Mesure de la réponse fréquentielle de l'impédance du court-circuit du défaut D1.

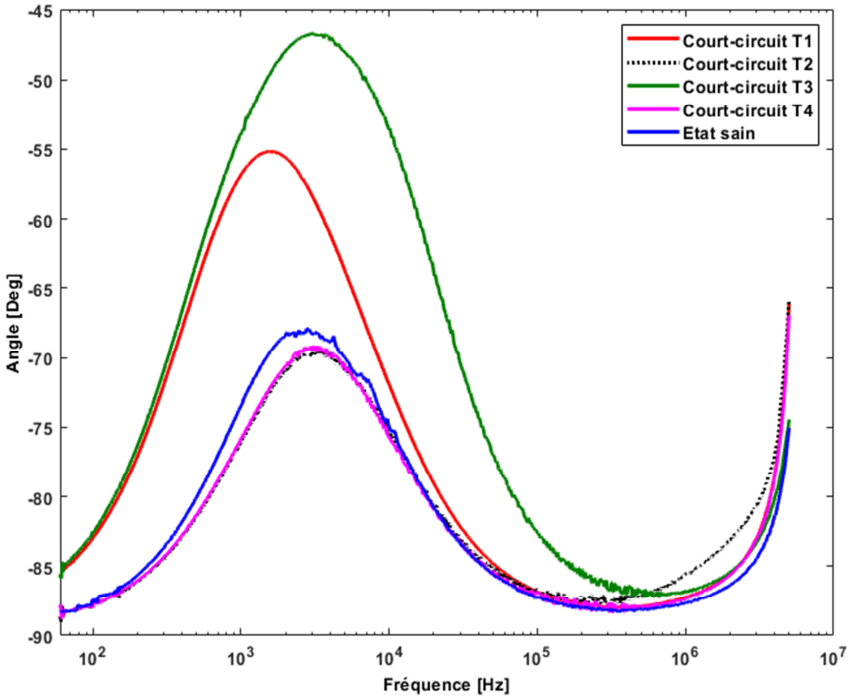


Figure.IV.8. Mesure de la réponse fréquentielle de la phase du court-circuit du défaut D1.

Le défaut de court-circuit se produit à la suite d'une défaillance du pilote de l'IGBT (défaillance du pilote, défaillance de la carte de commande, problème de connexion entre la carte de commande et le pilote) ou à la suite d'une défaillance physique de la puce de silicium due à une surchauffe et constitue le mode de défaillance le plus probable et le plus courant [123]. Les défauts D1 qui se produisent dans différentes positions ont des effets différents sur l'onduleur.

La courbe expérimentale confirme que l'impédance et même les signatures de phase sont affectées par le défaut appliqué, comme le montrent les figures (IV.7) et (IV.8).

Nous pouvons noter que :

- Les signatures des défauts de court-circuit de (T1, T3) sont inférieures, (T4, T2) sont supérieures à la caractéristique de l'état sain comme le montre la figure (IV.7). L'impédance de l'onduleur qui est donnée par l'équation (IV.3) est utilisée pour tracer la caractéristique Z*(f)* de l'onduleur.

$$Z(f) = \frac{R}{(2\pi fRC)^2 + 1} - j\frac{R^2 C 2\pi f}{(2\pi fRC)^2 + 1} \quad \text{(IV.3)}$$

L'expression de la phase de l'impédance est donnée par l'équation (IV.4):

$$\varphi = \arctan\left(\frac{I_m(Z)}{R_e(Z)}\right) \quad \text{(IV.4)}$$

De l'équation (IV.4) on peut voir que la phase est toujours négative. De l'analyse de l'équation φ, on peut voir que l'évolution de la phase en fonction de la fréquence est l'inverse de celle de l'impédance, ce qui peut expliquer l'inversion de la position des courbes de (T1, T3) et (T4, T2).

- Les empreintes des défauts D2, D3 et D4 leurs caractéristiques à partir de la fréquence 103 kHz sont toutes au-dessus de celle l'état sain comme le montrent les figures (IV.9) et (IV.10).

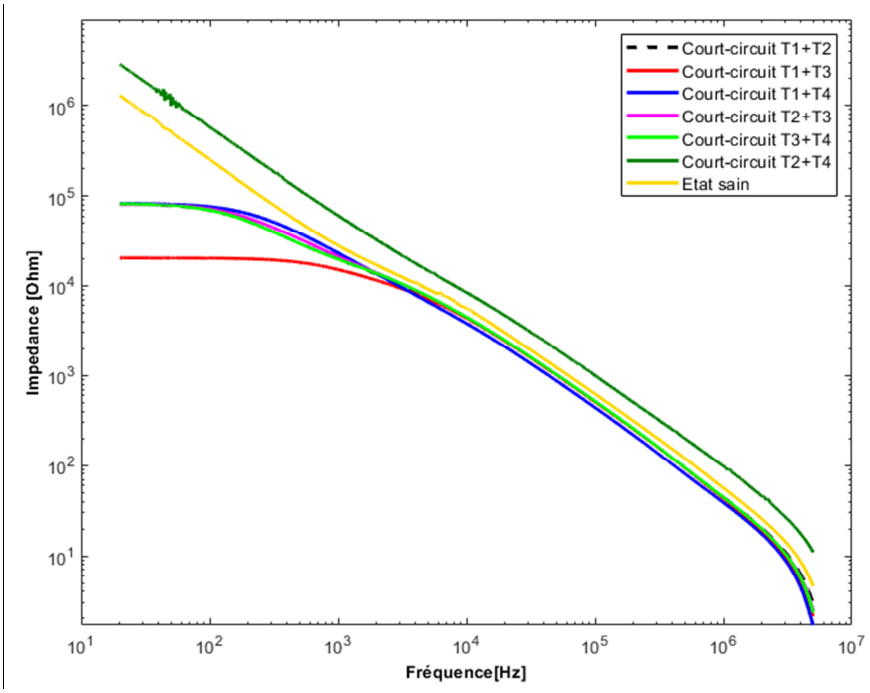


Figure. IV.9. Mesure de la réponse fréquentielle de l'impédance de court-circuit des défauts D2, D3 et D4.

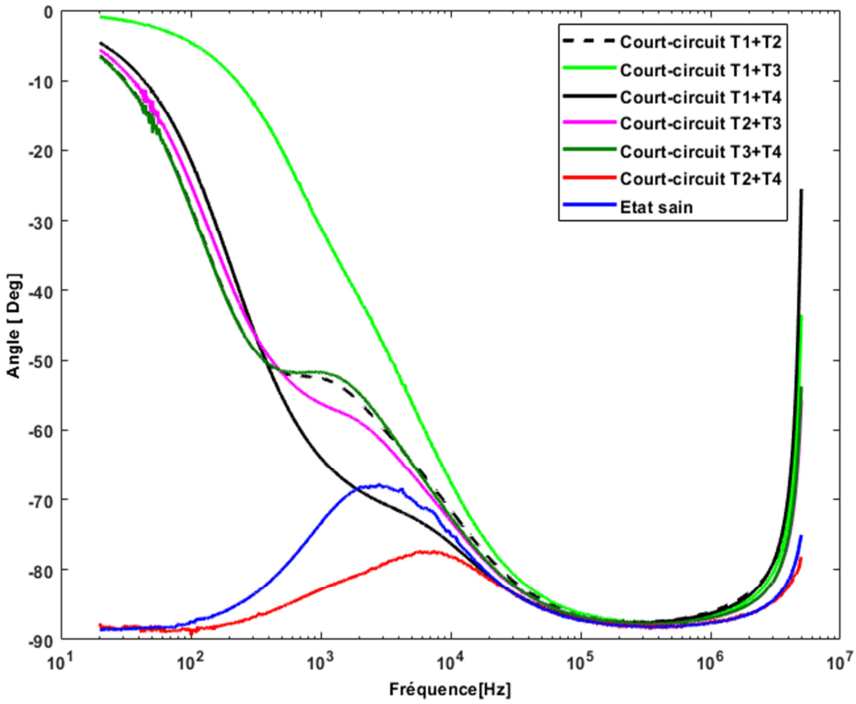


Figure. IV.10. Mesure de FRA de la phase court-circuit de D2, D3 et D4

L'application d'un défaut de court-circuit entre l'émetteur et le collecteur d'un composant de l'onduleur conduit à l'annulation de la capacité Cce entre le collecteur et l'émetteur, juste les capacités Ccg et Cge qui vont définir les paramètres du composant court-circuité. Cependant, la méthode de diagnostic proposée est mise en œuvre comme une méthode comparative, il est d'une importance vitale que les changements détectés dans la gamme de fréquences entre les deux systèmes soient pris en compte [144].

Ces capacités ont un effet important sur le comportement dynamique de l'IGBT et même de l'onduleur. Un défaut est causé par la dégradation d'un de ces éléments parasites, ce qui va modifier l'empreinte de l'onduleur par rapport à son état sain. En d'autres termes, chaque défaut crée une nouvelle architecture interne de l'onduleur, ce qui explique la différence d'impédances pour chaque défaut appliqué, car chaque défaut à son propre circuit équivalent.

En comparant les résultats des défauts D1, D2 et D3, D4 avec la mesure FRA à l'état sain, c'est-à-dire que la fonction de transfert *Z(f)* porte des informations sur tous les éléments parasites, y compris les éléments du circuit de commande et d'isolation, il est clair que chaque défaut a sa propre fonction de

transfert, ce qui est visible par les changements d'amplitude et de phase des signaux mesurés présentés dans les figures (IV.7), (IV.8) et (IV.9), (IV.10).

La technique FRA ne permet pas de généraliser les valeurs d'impédance de chaque onduleur, car ces paramètres changent d'un onduleur à un autre. Pour les identifier, une mesure des paramètres de référence à l'état sain est nécessaire.

IV.5.2. Défaut de circuit ouvert

Les résultats expérimentaux de l'analyse de la réponse fréquentielle FRA obtenus pour tous les défauts de circuit ouvert étudiés sont présentés dans les figures (IV.11), (IV.12) et (IV.13), (IV.14). Les mêmes scenarios appliqués aux défauts de court- circuit sont appliqués aux défauts de circuit ouvert.

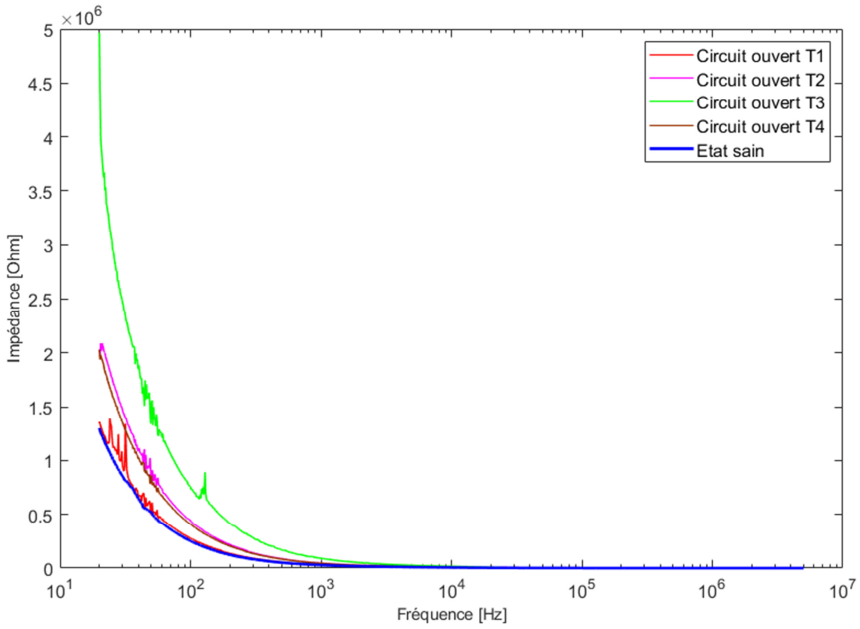


Figure. IV.11. Mesure de la réponse fréquentielle FRA du circuit ouvert du défaut D1.

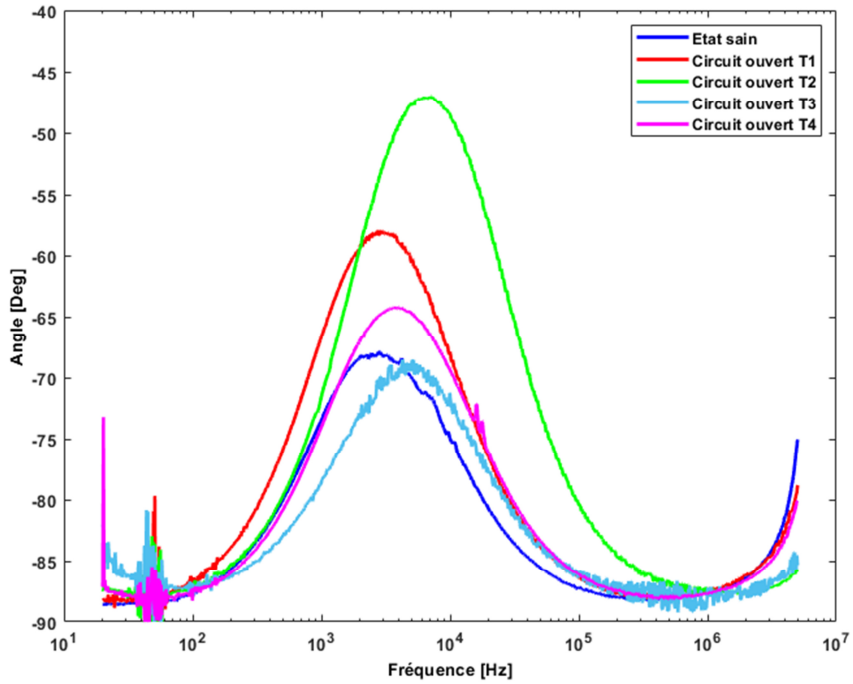


Figure .IV.12. Mesure de la réponse fréquentielle de la phase du circuit ouvert du défaut D1.

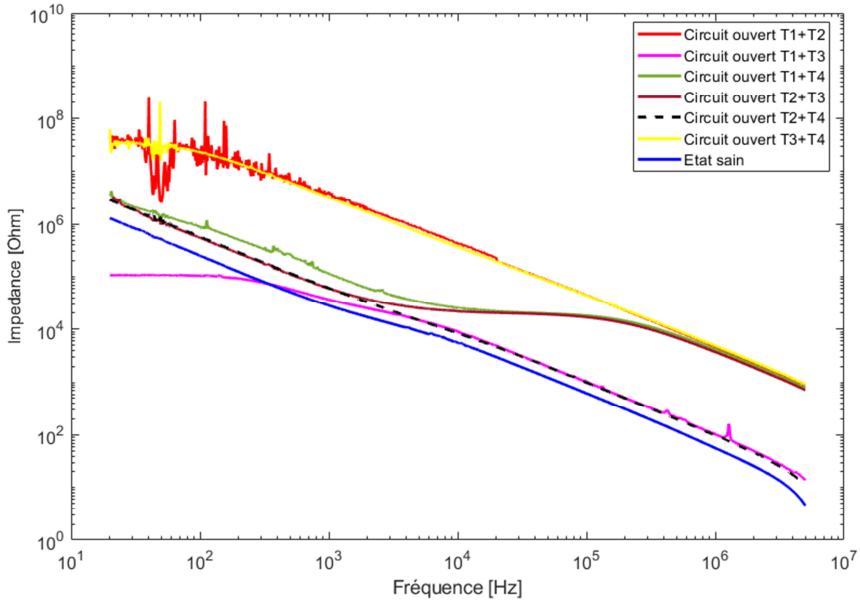


Figure. IV.13. Mesure de la réponse fréquentielle en impédance de circuit ouvert des défauts D2, D3 et D4.

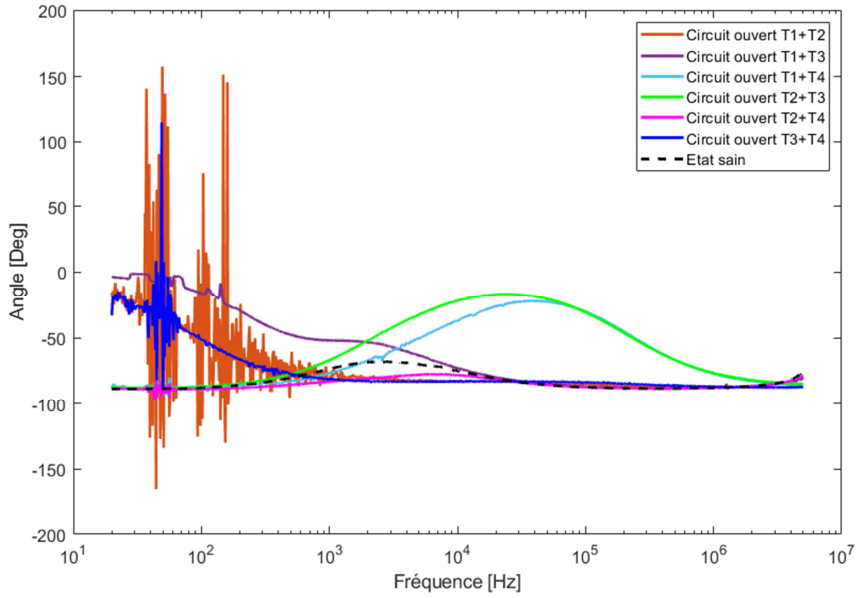


Figure. IV.14. Analyse la réponse fréquentielle de la phase court-circuit des défauts D2, D3 et D4.

L'application des défauts de circuit ouvert engendre une augmentation significative de l'impédance quelques soit la sévérité du défaut, qui est expliquée par l'élimination de quelques composants parasites liés à la zone de l'application du défaut, nous remarquons des oscillations de l'impédance à moyenne fréquence, interprétées par l'ouverture au niveau du composant et l'absence d'un nombre important d'inductances parasites, et le courant de circulation ne trouve pas le chemin pour fermer sa boucle, donc il travers la diode de roue libre qui est monté en antiparallèle avec le IGBT, qui est à son tour représentée par son schéma équivalent en haute fréquence. La présence des inductances parasites dans la boucle de commutation engendre des pertes de commutation, et même de problèmes d'interférences électromagnétiques nuisibles [111].

A partir du test de l'analyse de la réponse fréquentielle sur l'onduleur monophasé commandé par un microcontrôleur, nous constatons que l'empreinte de la majorité des défauts de court-circuit se situent au-dessous de l'empreinte de l'onduleur sain, par contre pour les signatures des défauts de circuit ouvert se trouvent au-dessus de la signature de l'état sain de l'onduleur, et pour les phases de totalité des défauts appliqués, leurs interprétation nécessite des études plus

approfondie vu la nouveauté de la méthode dans le domaine de l'électronique de puissance.

Les inductances mutuelles entre les branches mises en parallèle sont souvent négligées, mais elles ont un impact significatif sur l'inductance parasite totale du dispositif [110]. Plusieurs travaux ont été mises au point pour réduire ces inductances pendant le processus de conception [145], [146] par la réduction de la boucle de courant de commutation, en utilisant les systèmes hybride PCB et DBC [147], [148], car la structure planaire peut réduire l'inductance parasite en raison de l'élimination des fils de liaison par contre cette technique pose d'autre problèmes de difficulté fabrication et fiabilité.

IV.6. Conclusion

L'étude menée dans ce chapitre nous a permis de conclure que l'analyse de la réponse en fréquence peut être utilisée comme un outil efficace pour détecter les défauts dans les dispositifs électroniques de puissance. Cette méthode permet une détection efficace des défauts avec une facilité de mise en œuvre. En plus la détection de défaut, la technique FRA pourrait être exploitée pour la classification et la localisation des défauts dans les systèmes de l'électronique de puissance.

Conclusion générale

L'énergie photovoltaïque est l'une des énergies qui sont prometteuses et capables de remplacer les énergies fossiles, et vu les gisements solaires considérables qui distinguent plusieurs pays et en particulier le désert algérien. Les centrales qui sont installées dans quelques régions sahariennes ont dévoilé le rideau sur plusieurs problèmes techniques qui limitent la production de ces centrales. Afin d'améliorer l'efficacité énergétique de ces installations photovoltaïques, qui subissent des perturbations dues à des facteurs atmosphériques externes ou à diverses défaillances internes, il est nécessaire d'assurer la fiabilité et la continuité de service de celles-ci. Il est indispensable de garantir la surveillance de son bon fonctionnement par le développement des outils de diagnostic fiables et sensibles aux défauts. C'est dans cette thématique que se situent les travaux de recherche présentés dans ce manuscrit de thèse, et qui s'articulent autour de: la modélisation du comportement fréquentiel d'une cellule photovoltaïque, et des onduleurs triphasé et monophasés dans le but de mettre en évidence une nouvelle technique de diagnostic des défauts pour les installations photovoltaïques, qui est l'analyse de la réponse fréquentielle FRA.

Suite à une étude bibliographique qui a permis de rappeler quelques définitions essentielles relatives aux installations photovoltaïques, il est consacré à la contextualisation de la problématique, à travers un état de l'art sur la structure de la chaîne de conversion photovoltaïque qui décrit les éléments de base et les principales défaillances qui se produisent dans les systèmes photovoltaïques. A partir de la littérature, nous avons classé les stratégies et méthodologies de diagnostic des pannes appliquées au photovoltaïque. Ceci a permis d'opter pour une technique de diagnostic la plus appropriée pour notre étude qui est l'analyse de la réponse fréquentielle des dispositifs électriques.

Dans le but d'optimiser le modèle haute fréquence d'une cellule solaire, nous avons exposé son modèle dynamique, dans un première temps, nous avons étalé la modélisation et l'étude expérimentale détaillée d'une cellule PV à haute

fréquence. Le modèle fréquentiel proposé tient compte des paramètres intrinsèques de la cellule. Ce modèle a été validé expérimentalement sur une cellule en Silicium. Le modèle ainsi validé est appliqué sur une étude de diagnostic de différents défauts en utilisant la technique FRA.

La technique FRA utilisée pour le diagnostic des défauts dans l'étage DC a été testée sur l'étage AC de la chaine de conversion PV, des simulations ont été réalisées sur le schéma équivalent au comportement fréquentiel d'un onduleur triphasé. Afin de valider la technique de diagnostic FRA sur la partie AC, une étude expérimentale a été effectuée sur un onduleur monophasé réalisé au laboratoire. Cette validation a démontré que le modèle de l'onduleur monophasé développé représentait fidèlement son comportement fréquentiel avec et sans défaut.

La technique FRA a été examinée principalement sur deux défauts courant dans le champ PV et les onduleurs monophasé et triphasé, court-circuit et circuit ouvert, les résultats obtenus sont encourageants, car la méthode utilisée est capable de détecter chaque dysfonctionnement. Cette technique est classée parmi les méthodes sans modèle a priori étant donné que le modèle se révèle à posteriori par le traitement des données recueillies du système d'étude en fonctionnement normal sans effectuer une distinction entre ses entrées et ses sorties.

Vu les résultats trouvés, les performances du diagnostic en termes de détection et de localisation des défauts dépendent directement de la structure du composant c'est-à-dire du nombre de composants constituant le modèle étudié. Les principaux avantages de la technique FRA sont les suivants :

- Simplicité du traitement des données;
- Facilité de mise en pratique de la technique;
- Sensibilité par rapport à la sévérité du défaut et les bruits;
- La méthode utilisée dans cette recherche peut distinguer de nombreux types de défauts différents, mais ne peut pas détecter l'emplacement du défaut

dans le champ photovoltaïque. Il serait utile de développer d'autres méthodes capables de déterminer ces emplacements.

Nous avons également rencontré des difficultés, qui étaient :

- Rareté d'études de l'effet des différents défauts sur le comportement fréquentiel du système photovoltaïque;
- Aucun test de diagnostic publié, sur l'utilisation de la technique FRA dans les installations photovoltaïques;
- Pas de modèles de défauts validés à l'aide de mesures de la réponse fréquentielle disponibles sauf pour la compatibilité électromagnétique CEM.

Pendant la durée d'un travail de thèse, on ne peut prétendre avoir couvert tous les aspects d'une question, tous les éléments n'ont pu être approfondis autant qu'ils auraient pu l'être. Comme perspectives de ce travail on propose :

- Une étude plus approfondie pourrait prendre en compte la situation où deux défauts ou plus se produisent en même temps;
- Tester plusieurs types d'onduleurs et de cellules solaires vue la diversité de ces produits, et tester d'autres configurations du système PV, afin d'élargir la base de données pour un meilleur entretien de ce système.

Références bibliographiques

[1] Kirkerud, J. G., Nagel, N. O., & Bolkesjø, T. F. (2021). The role of demand response in the future renewable northern European energy system. Energy, 235, 121336. doi:10.1016/j.energy.2021.121336

[2] Tanveer .a., zhang, h., & yan, b.(2020), a review on renewable energy and electricity requirement forecasting models for smart grid and buildings. Sustainable cities and society,102052. Doi:10.1016/j.scs.2020.102052.

[3] Siwar. F. (mars2020), Efficacité énergétique et surveillance d'un micro-grid à courant continu alimenté par des panneaux photovoltaïques, Thèse de doctorat de l'université paris-saclay,.

[4] Kouro, s., leon, j. I., vinnikov, d., & franquelo, l. G. .(2015). Grid-connected photovoltaic systems: an overview of recent research and emerging PV converter technologyIEEE industrial electronics magazine, 9(1), 47–61. Doi:10.1109/mie.2014.2376976.

[5] Iov, f., blaabjerg, f. (2009). Power electronics for renewable energy systems. In 2009 international conference on power engineering, energy and electrical drives, pp. 9-12. Https://doi.org/10.1109/powereng.2009.4915139

[6] Wu, z., liao, h., lu, k., zavadskas, e.k. (2021). Soft computing techniques and their applications in intelligent industrial control systems: a survey. International journal of computers communications & control, 16(1): 1-28. Https://doi.org/10.15837/ijccc.2021.1.4142

[7] García, g.j., jara, c.a., pomares, j., alabdo, a., poggi, l.m., torres, f. (2014). A survey on FPGA-based sensor systems: towards intelligent and reconfigurable low-power sensors for computer vision, control and signal processing. Sensors, 14(4): 6247-6278. Https://doi.org/10.3390/s140406247

[8] Shawahna, a., sait, s.m., el-maleh, a. (2018). FPGA-based accelerators of deep learning networks for learning and classification: a review. IEEE access, 7: 7823-7859. Https://doi.org/10.1109/access.2018.2890150

[9] Un-noor, f., padmanaban, s., mihet-popa, l., mollah, m.n., hossain, e. (2017). A comprehensive study of key electric vehicle (ev) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development. Energies, 10(8): 1217. Https://doi.org/10.3390/en10081217

[10] Li, q., wang, l., hou, s. (2018). Microgrid reliability evaluation based on condition-dependent failure models of power electronic devices. In 2018 2nd IEEE conference on energy internet and energy system integration (ei2), pp. 1-6. Https://doi.org/10.1109/ei2.2018.8582498 .

[11] Fischer, k., pelka, k., puls, s., poech, m. H., mertens, a., bartschat, a., wenske, j. (2019). Exploring the causes of power-converter failure in wind turbines based on comprehensive field-data and damage analysis. Energies, 12(4): 593. Https://doi.org/10.3390/en120405930.

[12] Elattar, h.m., elminir, h.k., riad, a.m. (2016). Prognostics: a literature review. Complex & intelligent systems, 2(2): 125-154. Https://doi.org/10.1007/s40747-016-0019-3.

[13] Abderrahmane.J(2020), diagnostic de défauts et commande tolérante aux défauts des systèmes à énergie renouvelable, thèse de doctorat, université de lorraine, France.

[14] Fuchs, f.w. (2003). Some diagnosis methods for voltage source inverters in variable speed drives with induction machines-a survey. In iecon'03. 29th annual conference of the IEEE industrial electronics society (IEEE cat. No. 03ch37468), 2: 1378-1385. Https://doi.org/10.1109/iecon.2003.1280259

[15] Lu, b., sharma, s.k. (2009). A literature review of IGBT fault diagnostic and protection methods for power inverters. IEEE transactions on industry applications, 45(5): 1770-1777. Https://doi.org/10.1109/tia.2009.2027535

[16] Al-ameri, s. M., kamarudin, m. S., yousof, m. F. M., salem, a. A., siada, a. A., & mosaad, m. I. (2021). Interpretation of frequency response analysis for fault detection in power transformers. Applied sciences, 11(7), 2923. Doi:10.3390/app11072923

[17] Thomas.M,(2014), caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies, thèse de doctorat, université paris-sud, France.

[18] Holland, A. D., & Wheeler, D. R. (2011). Intrinsic autotrophic biomass yield and productivity in algae: Modeling spectral and mixing-rate dependence. Biotechnology Journal, 6(5),pp.584–599. doi:10.1002/biot.201000261

[19] Amir.F.A,(2015), regroupement de techniques de caractérisation de matériaux destinés à l'énergie solaire pour optimisation et mesures industrielles, thèse de doctorat, université paris sud.

[20] Sarrah.A, (2017), étude des défauts dans les alliages de semi-conducteurs à grand gap B(AlGa)N et de leur rôle dans les propriétés de transport :

application aux photo-détecteurs U, thèse de doctorat, université de lorraine, 2017

[21] Kadiatou.T.D,(2011), Incorporation des nanotubes de carbone dans la couche active d'une cellule photovoltaïque à colorant, mémoire présenté pour l'obtention du grade de maître ès sciences (m.sc) en sciences de l'énergie et des matériaux, université du Québec, Canada.

[22] Yassine.S,(2009, Détermination de la longueur de diffusion des porteurs de charge minoritaires dans le silicium cristallin par interaction lumière matière, thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées de Lyon, France.

[23] Daoud.A,(2013), Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le pompage solaire, thèse de doctorat es-sciences, université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Algérie.

[24] Dhia.E.Z,(2020), Surveillance et détection de défauts d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en génie électrique, université du Québec à Trois-Rivières, canada.

[25] Jarrou.A, (2020) diagnostic de défauts et commande tolérante aux défauts des systèmes à énergie renouvelable, thèse de doctorat, Ecole doctorale IAEM Lorraine, France.

[26] Luis.A.G.(2019), développement d'un contrôle actif tolérant aux défaillances appliqué aux systèmes PV, thèse de doctorat, l'université de Toulouse, France.

[27] Ahmad, K. S., Naqvi, S. N., & Jaffri, S. B. (2020). Systematic review elucidating the generations and classifications of solar cells contributing towards environmental sustainability integration. Reviews in Inorganic Chemistry, 41(1), 21–39. doi:10.1515/revic-2020-0009

[28] Yosipof, A., khalemsky, A., Gelbard, R., & Senderowitz, H. (2020). Dynamic Classification for Materials-Informatics: Mining the Solar Cell Space. Molecular Informatics. doi:10.1002/minf.202000173

[29] Pitchaiya, S., Natarajan, M., Santhanam, A., Asokan, V., Yuvapragasam, A., Madurai Ramakrishnan, V., … Velauthapillai, D. (2018). A review on the classification of organic/inorganic/carbonaceous hole transporting materials for perovskite solar cell application. Arabian Journal of Chemistry. doi:10.1016/j.arabjc.2018.06.006

[30] Petit.P,(2011), Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques, thèse de doctorat, université de Metz.

[31] Angel.C.P,(2006), conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques, thèse de doctorat, 'institut national des sciences appliquées de Toulouse, France.

[32] Telidjane.M,(2017), Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationarité pour le diagnostic, thèse de doctorat, université de Lyon, France.

[33] Long.B,(2011), Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque, thèse de doctorat, université de Grenoble, France,2011.

[34] Djarrallah.M, (2008), Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique, thèse de doctorat, université de Batna, Algérie.

[35] Walid.O,(2010), Performance analysis of grid-connected photovoltaic systems, PHD thesis, university of waterloo, Canada.

[36] Vighetti. S,(2010), systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion, thèse de doctorat, université de Grenoble, France.

[37] Hamidreza. Gh,(2013), enhanced voltage-sourced inverters for large-scale grid-connected photovoltaic systems, PHD thesis, western university.

[38] Mohamed. A,(2011), Adaptive photovoltaic configurations for decreasing the electrical mismatching losses, thesis master degree, university of Nebraska - Lincoln.

[39] Vighetti. S,(2010), Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion, thèse de doctorat, institut polytechnique de Grenoble, France.

[40] Ghebbache. M,(2019), Stratégies de commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique dans le but d'optimiser la qualité de l'énergie, exigence partielle de la maîtrise en génie électrique, l'université du Québec à Trois-Rivières, canada.

[41] Mhawesh.m.a , neda.o.m,(2021), A review of the photovoltaic system converters and algorithms, journal of global scientific research (ISSN: 2523-9376) 6 (4), pp.1297-1308.

[42] Huang. B,(2009), Convertisseur continu-continu à rapport de transformation élevé pour applications pile à combustible, thèse de doctorat, institut national polytechnique de lorraine.

[43] Karamia.n , nazih.M , Outbib.R,(2017), General review and classification of different mppt techniques, renewable and sustainable energy reviews, volume 68, part 1, pages 1-18, 2017.

[44] Erdem.Z, (2017) A review of MPPT algorithms for partial shading conditions, special issue of the 3rd international conference on computational and experimental science and engineering, vol. 132, doi: 10.12693/aphyspola.132.1128

[45] Gildas.R.T,(2019), maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel : connexion réseau électrique, mémoire présenté à l'école de technologie supérieure comme exigence partielle à l'obtention de la maîtrise avec mémoire en génie électrique, Montréal.

[46] Thi.M.C.L,(2012), couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations, thèse de doctorat, université de Grenoble, France.

[47] Xueyang.J,(2019), étude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique moyenne tension, mémoire présenté à l'université du Québec à Trois-Rivières, Canada.

[48] Hassaine.L, Abadlia.I, Beddar.A, Abdoune.F and Bengourina.M.R,(2021) contrôle avancé des onduleurs photovoltaïques connectés au réseau, journal of Renewable énergies 24 , pp.181 –201.

[49] Thi thuy linh pham,(2011) contribution à l'étude de nouveaux convertisseurs sécurisés à tolérance de panne pour systèmes critiques à haute performance. Application à un PFC double- Boost 5 niveaux., thèse de doctorat , université de Toulouse , France.

[50] Mechouma. R. (2015), Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques: applications pour les charges commerciales, thèse de doctorat, université hadj lakhdar, Batna.

[51] Reddy.j.n, lenine.d and kumar.m.v,(2018) experimental study of seven magnetic coupled impedance source inverter, journal of scientific and industrial research, vol.77, pp.705-709.

[52] Fard, a. Y., najmi, e. S., & babaei, e,(2018), An energy stored improved y-source single-phase inverter for photovoltaic system applications.IEEE 12th international conference on compatibility, power electronics and power engineering, Doi:10.1109/cpe.2018.8372579.

[53] Jayalakshmi n. S., ankit kumar, ashish kumar, (2018),analysis and design of single phase high efficiency transformer less PV inverter

topology, international journal of power electronics and drive system (ijpeds) vol. 9, no. 2, pp. 730~737 issn: 2088-8694, doi: 10.11591/ijpeds.

[54] Kerekes.T, Remus.T, and Marco.L (2008), Common mode voltage in case of transformer less pv inverters connected to the grid. industrial electronics, ISIE. IEEE international symposium.

[55] Zeb, k., khan, i., uddin, w., khan, m. A., sathishkumar, p., busarello, t. D. C., kim, h. J.(2018), A review on recent advances and future trends of transformerless inverter structures for single-phase grid-connected photovoltaic systems. Energies, 11(8), Doi:10.3390/en11081968

[56] Zeb, k., islam, s. U., uddin, w., khan, i., khan, m. A., ali, s., kim, h. J. (2018). An overview of transformerless inverters for grid connected photovoltaic system.International conference on computing, electronic and electrical engineering (ice cube). Doi:10.1109/icecube.2018.8610988

[57] Laurent.B,(2016), Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente, thèse de doctorat, université de la réunion.

[58] Rezgui.W, (2015), système intégré pour la supervision et le diagnostic des défauts dans les systèmes de production d'énergies : les installations photovoltaïque, thèse de doctorat, université hadj lakhdar, Batna, Algérie.

[59] Mazouni.M.H, (2008), Pour une meilleure approche du management des risques : de la modélisation ontologique du processus accidentel au système interactif d'aide à la décision, thèse de doctorat, institut national polytechnique de Lorraine.

[60] Hamdan.D,(2005), détection et diagnostic des fautes dans des systèmes à base de réseaux de capteurs sans fils, thèse de doctorat , université de Grenoble, France.

[61] Adrot o.,(2000), diagnostic à base de modèles incertains utilisant l'analyse par intervalles : l'approche bornante, thèse de Doctorat, institut national polytechnique de lorraine, France.

[62] Dhia eddine Zegtouf,(2020) surveillance et détection de défauts d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en génie électrique, université du Québec à Trois-Rivières.

[63] Xing wu, (2011), fault detection and diagnosis of photovoltaic systems, PHD thesis, faculty of the USC school of architecture university of southern California, USA.

[64] Sara.G.S, Luis.H.C, Oscar.D.P,(2019), Analysis and characterization of pv module defects by thermographic inspection, revista facultad de ingeniería, universidad de antioquia, no.93, pp. 92-104.

[65] Ababacar ndiaye, étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance, thèse de doctorat, université cheikh anta diop de dakar, 2013.

[66] Vincent guiheneuf, approche multi-physique du vieillissement des matériaux pour application photovoltaïque, thèse de doctorat, université paris-est, 2017.

[67] Marc.K, Gernot.O, Ulrike.J, Magnus.H, Hacke.P,(2017) international energy agency photovoltaic power systems program, assessment of photovoltaic module failures in the field, IEA pvps task 13, subtask 3 report iea-pvps t13-09:2017, ISBN 978-3-906042-54-1.

[68] S. Fadhel, c. Delpha , d. Diallo , i. Bahri , a. Migan , m. Trabelsi , m.f. Mimouni,(2020), PV shading fault detection and classification based on I-V curve using 2 principal component analysis: application to isolated PV system, https://hal-centralesupelec.archives-ouvertes.fr/hal-01970593.

[69] Naveen.V s, Sugumaran.v, (2021) fault diagnosis of visual faults in photovoltaic modules: a review, international journal of green energy, Volume 18, issue 1, https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1825443

[70] Ahmad, j., ciocia, a., fichera, s., murtaza, a. F., & spertino, f. (2019). Detection of typical defects in silicon photovoltaic modules and application for plants with distributed MPPT configuration. Energies, 12(23), 4547. Doi:10.3390/en12234547

[71] Manganiello, p., batalo, m., vitelli, m., (2015). A survey on mismatching and aging of pv modules: the closed loop. IEEE trans. Indus. Electron 62, 7276–7286.

[72] Saeedreza.J, Badihi.H, and Youmin.Z,(2020) fault diagnosis in micro grids with integration of solar photovoltaic systems: a review,IFAC papers online 53-2. pp,12091–12096

[73] Djalab.A, diagnosis of faults in a renewable energy system based on artificial intelligence techniques: application on a photovoltaic system, thèse de doctorat, université de Djelfa, Algérie, 2020.

[74] Syrine derbel, contribution à la detection des défauts pour maintenance prédictive des systèmes mécatroniques en utilisant des méthodes basées sur des observateurs: applications à la transmission par engrenages,

thèse de doctorat, université de Cergy-pontoise,2020

[75] Aouchine .n,(2018), défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic, état de l'art, revue des énergies renouvelables vol.21n°02, pp247-265.

[76] Qingsong.Y,(2004), model-based and data driven fault diagnosis methods with applications to process monitoring, thèse de doctorat, case western reserve university.

[77] Jay.J, Bower.W , David.A. Schoenwald, (2011), Using PV module and line frequency response data to create robust arc fault detectors, Conference: 26th EU PVSEC, Hamburg, Germany.

[78] Johnson, j., pahl, b., luebke, c., pier, t., miller, t., strauch, j., … bower, w(2011). Photovoltaic DC arc fault detector testing at sandia national laboratories. 2011 37th IEEE photovoltaic specialists conference. Doi:10.1109/pvsc.2011.6185930

[79] Kim, w., duong, v.-h., nguyen, t.-t., & choi, w. (2013). Analysis of the effects of inverter ripple current on a photovoltaic power system by using an AC impedance model of the solar cell. Renewable energy, 59, 150–157. Doi:10.1016/j.renene.2013.03.035

[80] Adelmo ortiz-conde, francisco j. García-sánchez, juan muci, andrea sucre-gonzález, a review of diode and solar cell equivalent circuit model lumped parameter extraction procedures: electronics and energetic vol. 27, no 1, pp. 57 - 102, 2014.

[81] J. Prasanth ram, himanshu manghani, dhanup s. Pillai, t. Sudhakar babu, masafumi miyatake,n. Rajasekar analysis on solar PV emulators: a review, renewable and sustainable energy reviews 81-pp149–160, 2018.

[82] Nitikorn silsirivanich, prungsak auttaphut, Dynamic characteristics of amorphous photovoltaic module by light induced degradation, kmutnb int j appl sci technol, vol. 11, no. 4, pp. 273–277,2014

[83] Cotfas p a , cotfas dti , borza pn, sera d, and teodorescu r (2018) solar cell capacitance determination based on an RLC resonant circuit: energies, 11(3), 672

[84] Cotfas, d. T., cotfas, p. A., & kaplanis, s. (2016). Methods and techniques to determine the dynamic parameters of solar cells: review. Renewable and sustainable energy reviews, 61, 213–221. Doi:10.1016/j.rser.2016.03.051

[85] Yadav, p., pandey, k., bhatt, v., 0kumar, m., & kim, j. (2017). Critical aspects of impedance spectroscopy in silicon solar cell characterization: a review. Renewable and sustainable energy reviews, 76, 1562–1578.

[86] Katayama, n., osawa, s., matsumoto, s., nakano, t., & sugiyama, m. (2019). Degradation and fault diagnosis of photovoltaic cells using impedance spectroscopy. Solar energy materials and solar cells, 194, 130–136

[87] C. Gueymard, smarts2,simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: algorithms and performance assessment, rep.fsec-pf-270-95. Florida solar energy center, cocoa, 1995

[88] R. Gottschalg, t.r. Betts. D.g. Infield and m.j. Keamey, experimental investigation of spectral effects on amorphous silicon solar cells in outdoor operation, photovoltaic specialists conference, conference record 29th IEEE, new Orleans, Louisiana, USA, 2002

[89] G. Friesen, capacitance effects in high-efficiency cells, solar energy materials and solar cells, opto-electronic review, volume 48 pp.77-83, 1997.

[90] Alessandro quattropani, synthesis of ferroelectric oxides for photovoltaic applications, thèse de doctorat, université de Strasbourg, 2018

[91] Yushu wang, thin-film trench capacitors for silicon and organic packages, thèse de doctorat, Georgia institute of technology, 2011.

[92] Dumbrava.v, svilainis. L, the automated complex impedance measurement system, electronics and electrical engineering, signal technology , nr. 4(76) SSN 1392 – 1215,2007

[93] Zhivomirov.h, iliyan iliev, impedance frequency response measurement with matlab implementation, journal of the technical university of gabrovo, vol. 52'2016 (61-65).

[94] Kim, k. A., seo, g.-s., cho, b.-h., & krein, p. T. (2016). Photovoltaic hot-spot detection for solar panel substrings using AC parameter characterization. IEEE transactions on power electronics, 31(2), 1121–1130.

[95] Kumar, r. A., suresh, m. S., & nagaraju, j. (2005). Silicon (bsfr) solar cell AC parameters at different temperatures. Solar energy materials and solar cells, 85(3), 397–406.

[96] Olayiwola, o. I., & barendse, p. (2019). Photovoltaic cell/module equivalent electric circuit modelling using impedance spectroscopy. Ieee transactions on industry applications, 1–1.

[97] Marveh forghani, julien mccarthy, amanda p. Cameron, sofia b. Davey et scott w. Donne, semiconductor properties of electrodeposited manganese dioxide for electrochemical capacitors: mott-schottky analysis, journal of the electrochemical society, volume 168, number 2, 2021.

[98] E. Chahid, n. Hamid, d. Agliz, m. Feddaoui, a. Komina, a. Malaoui, extraction des paramètres électriques d'une cellule solaire organique à base de (p3ht: pcbm), revue de l'entrepreneuriat et de l'innovation, vol. 2, no 6 (2018)

[99] Beatriz romero, gonzalo del pozo, belén arredondo, diego martín-martín, enrique hernándezbalaguera, maría del carmen lópez gonzález, characterization of organic and perovskite solar cells by impedance spectroscopy, proceedings volume 11095, women in renewable energy (wire); 110950n (2019) https://doi.org/10.1117/12.2530568

[100] Abdallah chanane, diagnostic des défauts dans les enroulements de transformateur, thèse de doctorat, université yahia fares Médéa, Algérie, 2017.

[101] Khalili senobari, r., sadeh, j., & borsi, h. (2018). Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: a review. Electric power systems research, 155, 172–183. Doi:10.1016/j.epsr.2017.10.014.

[102] IEEE guide for the application and interpretation of frequency response analysis for oil-immersed transformers, IEEE c57.149-2012.

[103] Belrhiti alaoui, k., laalioui, s., naimi, z., ikken, b., & outzourhit, a. (2020). Photovoltaic and impedance spectroscopy characterization of single-junction p–i–n solar cells a-si:h solar cell deposited by simple shadow masking techniques using pecvd. Aip advances, 10(9), 095315. Doi:10.1063/5.0022889

[104] Wenjie chen, xu yang, weiping zhang, and xiaomei song (2016) leakage current calculation for pv inverter system based on a parasitic capacitor model, doi 10.1109/tpel.2016.2517740, IEEE transactions on power electronics

[105] Rodolfo araneo, sergio lammens, marco grossi, and stefano bertone(2009) emc issues in high-power grid-connected photovoltaic plants", IEEE tansactions on electromagnitics compatibility.,vol. 51, no. 3, pp. 639–648.

[106] T. Kerekes, m. Liserre, r. Teodorescu, c. Klumpner, and m. Sumner,(2009) evaluation of three-phase transformerless photovoltaic inverter topologies," IEEE trans. Power electron., vol. 24, no. 9, pp. 2202–2211.

[107] Fabiano luiz santos garcia, modelisation des composants electromagnetiques haute frequence par la methode des elements finis, energie électrique. Institut national polytechnique de Grenoble - inpg, 1999. France

[108] Adrien letellier, commutation de puissance haute fréquence basée sur la technologie a large bande interdite, thèse de doctorat, universite de sherbrooke, sherbrooke (Québec) canada,2018.

[109] Cyril buttay, cours électronique de puissance embarquée et packaging, laboratoire ampère, Lyon, France, 2016.

[110] Zhang, b., & wang, s. (2019). Parasitic inductance modeling and reduction for a wire bonded half bridge sic mosfet multichip power module. 2019 IEEE applied power electronics conference and exposition (apec). Doi:10.1109/apec.2019.8721781

[111] Wang, j., chung, h. S., & li, r. T. (2013). Characterization and experimental assessment of the effects of parasitic elements on the mosfet switching performance. IEEE transactions on power electronics, 28(1), 573–590. Doi:10.1109/tpel.2012.2195332

[112] Nicolas baptistat, etude et corrélation de l'influence des paramètres électriques sur la compatibilité électromagnétique, thèse de doctorat, université de Ordeaux , paris,2020.

[113] Jad taki, contribution aux modèles des perturbations électromagnétiques émises par les convertisseurs de l'électronique de puissance, thèse de doctorat, université paris-Saclay, France,2017.

[114] Chih-chiang wu1 and shyr-long jeng, comparison of parasitic capacitances of packaged cascode gallium nitride field-effect transistors, sensors and materials, vol. 30, no. 3 (2018) 453–461, https://doi.org/10.18494/sam.2018.1746

[115] Pierre-olivier jeannin, le transistor MOSFET en commutation : application aux associations série et parallèle de composants à grille isolée, thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, France, 2001.

[116] Jad taki, florent robert, mohamed bensetti, philippe dessante, daniel sadarnac, modélisations orientées CEM d'un convertisseur de puissance pour une optimisation multi-physique, symposium de génie électrique, Grenoble, France,2016.

[117] Agbossou komi akpé, modélisation et mise en œuvre de l'IGBT dans un onduleur de moyenne puissance, thèse de doctorat, 'institut national polytechnique de lorraine, 1996.

[118] Hefner.a.r, an experimentally verified igbt model implemented in the saber circuit simulator, IEEE transactions on power electronics, 1994.

[119] Loïc michel, pilotage optimal des IGBT et commande sans-modèle des convertisseurs de puissance, thèse de doctorat, université du Québec, Canada , 2012.

[120] D. Xiang, l. Ran, p. Tavner, s. Yang, a. Bryant and p. Mawby, "condition monitoring power module solder fatigue using inverter harmonic identification," in IEEE transactions on power electronics, vol. 27, no. 1, pp. 235-247, 2012.

[121] C. Cecati, a. O. Di tommaso, f. Genduso, r. Miceli and g. Ricco galluzzo, "comprehensive modeling and experimental testing of fault detection and management of a nonredundant fault-tolerant vsi," in ieee transactions on industrial electronics, vol. 62, no. 6, pp. 3945-3954, 2015.

[122] Rémy ouaida, vieillissement et mécanismes de dégradation sur des composants de puissance en carbure de silicium (sic) pour des applications haute température, thèse de doctorat, l'université Lyon 1,France, 2014.

[123] Mauro ciappa, selected failure mechanisms of modern power modules, microelectronics reliability 42 (2002) 653–667.

[124] Yaghoubi, m., moghani, j. S., noroozi, n., & zolghadri, m. R. (2018). IGBT open-circuit fault diagnosis in a quasi-z-source inverter. IEEE transactions on industrial electronics, 1–1. Doi:10.1109/tie.2018.2847709

[125] Lei kou, chuang liu , guo-wei cai , jia-ning zhou , quan-de yuan , si-miao pang, fault diagnosis for open-circuit faults in npc inverter based on knowledge-driven and datadriven approaches, iet power electronics, 2020, vol. 13 iss. 6, pp. 1236-1245

[126] Frédéric richardeau, arnaud gaillard, modes de défauts principaux et principes de sécurisation de l'onduleur de tension, techniques de l'ingénieur, d3179 v1, 2017

[127] A. Mellit, g.m. Tina, s.a. Kalogirou, fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: a review. Renew. Sustain. Energy rev. **91**, 1–17 (2018)

[128] A. Kais, s.r. Shady, w.g. Morsi, detection and prediction of faults in photovoltaic arrays: a review, in IEEE, 12th international conference on

compatibility, power electronics and power engineering (cpe powereng 2018)

[129] D.l. Alvarez, g. Rosero, e.e. Mombello, core influence on the frequency response analysis (FRA) of power transformers through the finite element method. Ing. Invest. 35(sup n.° 1) sicel, 110–117 (2015)

[130] C.m. Sahnoune, h. Houassine, s. Moulahoum, i. Colak, finite element method to construct a lumped parameter ladder network of transformer winding, in 6th international conference on renewable energy research and applications, San Diego, ca, UAS, pp. 5–8, 2017

[131] Salem.m, mahmoud hamouda. M; ben hadj slama.j, comparative study of conventional modulation schemes in terms of conducted and radiated emi generated by three-phase inverters, turkish journal of electrical engineering & computer sciences, (2017) 25: 1599 -1611 doi:10.3906/elk-1508-61

[132] Loris pace, nadir idir, thierry duquesne, jean-claude de jaeger, parasitic loop inductances reduction in the PCB layout in gan-based power converters using s-parameters and EM simulations, energies 2021, 14, 1495. Https://doi.org/10.3390/en14051495.

[133] Ned mohan, tore m. Undeland, william p. Robbins, william p. Robbins, power electronics, converters, applications and design, livre, edition john Wiley & sons, USA, 1995.

[134] Yoann pascal, d. Labrousse, mickaël petit, françois costa, étude de l'impédance de maille d'une cellule de commutation à puces sic selon l'agencement des condensateurs de découplage, 19 ème colloque international et exposition sur la compatibilité électromagnétique (cem 2018).

[135] Cyril buttay, le packaging en électronique de puissance, habilitation a diriger des recherches, 'institut national des sciences appliquées de Lyon et l'université Claude Bernard Lyon I, France, 2015.

[136] L. Xiaodong, k. Ashoka, s. Bhat, analysis and design of high-frequency isolated dual-bridge series resonant dc/dc converter. IEEE trans. Power electron. 25(4) (2010)

[137] F. Costa, f. Forest, a. Puzo, g. Rojat, etude des perturbations conduites et rayonnées dans une cellule de commutation. J. Phys. Iii 3(12), 2221–2248 (1993).

[138] M. Kanda, standard probes for electromagnetic field measurements. IEEE trans. Antennas propag. 41(10), 1349–1364 (1993).

[139] Barater, d., lorenzani, e., concari, c., franceschini, g., & buticchi, g. (2016). Recent advances in single-phase transformerless photovoltaic inverters. IET renewable power generation, 10(2), 260–273. Doi:10.1049/iet-rpg.2015.0101

[140] Daniel depernet, optimisation de la commande d'un onduleur MLI a trois niveaux de tension pour machine asynchrone, thèse de doctorat, université de Reims Champagne-Ardenne, 1995.

[141] Viloria-porto, j., robles-algarín, c., & restrepo-leal, d. (2020). Code and data from an ADALINE network trained with the RTRL and LMS algorithms for an MPPT controller in a photovoltaic system. Data in brief, 106296. Doi:10.1016/j.dib.2020.106296

[142] T. Aathinarayanan , r.rajesh kumar, r.rajesh kanna & k.penyameen, shaded pole motor speed control by smart phone, global journal of engineering science and researches, ISSN 2348 – 8034, 5(12):2018

[143] Aprilia, e.c., ćuk, v., cobben, j.f.g., ribeiro, p.f.,kling, w.l. (2012). Modeling the frequency response of photovoltaic inverters. In 2012 3rd IEEE pes innovative smart grid technologies Europe (ISGT europe), pp. 1-5.https://doi.org/10.1109/isgteurope.2012.6465841.

[144] Ouadfel ghania, houassine hamza, gecemi abderzak, Bensaid Samir, frequency response analysis technique of short circuit faults detection in photovoltaic single-phase inverter experimental study, European journal of electrical engineering, vol.23, n°.4, pp.337-343,2021.

[145] S. Li, l. M. Tolbert, f. (. Wang and f. Z. Peng, "stray inductance reduction of commutation loop in the p-cell and n-cell-based IGBT phase leg module," in IEEE transactions on power electronics, vol. 29, no. 7, pp. 3616-3624, july 2014.

[146] M. Wang, f. Luo and l. Xu, "a double-end sourced wire-bonded Multi-chip SiC power module with improved dynamic Current sharing," in IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. Pp, no. 99, pp. 1-1,2017

[147] C. Chen, y. Chen, y. Li, z. Huang, t. Liu, and y. Kang, "a sic-based half-bridge module with improved hybrid packaging method for high power density applications," IEEE transactions on industrial electronics, vol. Pp, no. 99, p. 1, 2017.

[148] C. Chen, z. Huang, l. Chen, y. Tan, y. Kang and f. Luo, "a flexible PCB based 3D integrated sic half-bridge power module with three-sided cooling using ultra-low inductive hybrid packaging structure," in IEEE transactions on power electronics.