

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار عنابة

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA

Année 2015

Faculté des sciences de l'ingénierat
Département d'Electrotechnique

THESE

Présenté par

Kahoul Nabil

Pour l'obtention du diplôme de

Doctorat 3^{ème} Cycle

THEME

**Etude des structures de conversion pour
l'optimisation de l'énergie produite par
un générateur photovoltaïque**

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Qualité et Gestion de L'Energie Electrique

DEVANT LE JURY :

Président :	Ouari Ahmed	Prof	Université Annaba
Rapporteur :	Houabes Mourad	Prof	Université Annaba
Examineur :	Omeri Amar	Prof	Université Annaba
Examineur :	Saad Salah	Prof	Université Annaba
Examineur :	Moussaoui Abdelkarim	Prof	Université Guelma
Examineur :	Aboubou Abdennacer	Prof	Université Biskra

الكاتب : كحول نبيل.

عنوان الأطروحة: دراسة هياكل التحويل لتحسين الطاقة التي ينتجها المولد الكهروضوئي.

مدير الأطروحة: الاستاذ حوابس مراد .

المكان: قسم الكتر وتقني، جامعة باجي مختار، عنابة، الجزائر.

الملخص

قدمت هذه الدراسة في سياق استخدام الطاقة الشمسية، وفضلا عن اهمية واهم عيوب هذا النوع من مصادر الطاقة. في الفصل الثالث؛ من هذه الأطروحة، قمنا بتحليل تدهور الأداء الكهربائي للوحدات الكهروضوئية استخدمت في بيئة صحراوية (وحدة البحث في الطاقة الشمسية بالوسط الصحراوي، أدرار)، فخصص هذا الفصل في الدراسة التجريبية للخصائص I-V لعدة وحدات كهروضوئية مختلفة الصنع، تعرضت لتقلبات المناخ الصحراوي المعادية. ثم تم تقدير نسبة التدهور في الأداء لهذه الوحدات مع تشخيص نوع الخلل بواسطة سلسلة من الخصائص I-V أجريت على هذه الوحدات في الميدان العملي. اما في الفصل الرابع، فصلنا عملية التكيف والضبط بين المولد الكهروضوئي ونظام تتبع نقطة العمل عند الطاقة القصوى وذلك بتطويرنا لنظام محاكاة يقتصر اثر نقطة الطاقة القصوى للمولد الكهروضوئي، حيث يستعمل هذا النظام المحاكي في التأكد من فعالية و مصداقية الخوارزميات تتبع نقطة الطاقة القصوى (MPPT) للمولد الكهروضوئي. في نهاية هذه الأطروحة تم عرض خلاصة شاملة لهذا العمل.

كلمات - مفاتيح: الوحدة الكهروضوئية الخصائص I-V التدهور وانواع الخلل تحسين الطاقة الكهروضوئية التحكم (MPPT)

AUTHOR : Nabil Kahoul.

TITLE :Study of conversion structures for optimizing the energy produced by a photovoltaic generator.

DIRECTOR : Pr Mourad Houabes.

PLACE : Electrical Engineering Department, Badji Mokhtar University, Annaba, Algeria.

Abstract

Firstly, we have presented in this study the context of photovoltaic solar energy, as well as the main drawbacks of this type of energy source. In Chapter 3; the electrical performance degradation of photovoltaic modules functioning in a region of the Sahara (URER-MS ADRAR) is analyzed. This section is devoted to an experimental study of current-voltage characteristics of several PV modules exposed to the extreme weather conditions in desert area. The electrical performance degradation and failure modes are estimated from series of current-voltage characteristics performed in the field. Then, in chapter 4, we described a simple peak power trackers simulator of PV system which has small response time thus, can be used to test digital MPPT algorithms, the contributions of this section to the more precise and comprehensive study of a PV system peak power tracker are discussed. Finally, the conclusions of this work are drawn.

Keywords: Photovoltaic module ; I-V curve ; Degradation and failure modes ; optimisation of energy conversion ; MPPT control

AUTEUR : Kahoul Nabil.

TITRE : Étude des structures de conversion pour l'optimisation de l'énergie produite par un générateur photovoltaïque.

DIRECTEUR : Pr Houabes Mourad .

LIEU : Département d'Electrotechnique, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie.

Résumé

Tout d'abord, nous avons présenté dans cette étude le contexte de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que les principaux inconvénients de ce type de source d'énergie. Dans le chapitre 3 de cette thèse, la dégradation des performances électriques des modules photovoltaïques installés en milieu saharien (URER-MS ADRAR) est analysée. Ce chapitre a été consacré à une étude expérimentale des caractéristiques I-V de différents modules photovoltaïques exposés aux aléas du climat saharien hostile. La dégradation des performances électriques et les modes de défaillance ont été estimés à partir d'une série de caractéristiques I-V et P-V effectuées sur le terrain. Ensuite, Dans le chapitre 4, nous avons présenté l'étage d'adaptation pour générateur PV avec fonction MPPT et nous avons détaillé le simulateur MPPT du panneau PV qui a été réalisées pour vérifier les performances de la commande MPPT numérique. Finalement, on a présenté les conclusions de ces travaux.

Mots-clés: Module photovoltaïque; Caractéristiques I-V; Dégradation et modes de défaillance; l'optimisation d'énergie PV; Commande MPPT.

A toute la famille

Remerciements

Ces travaux de recherches ont été menés au sein de l'unité de recherche en énergie renouvelable en milieu saharien (URER-MS ADRAR). Je tiens également à remercier le Professeur Hamouda Messaoud pour m'avoir accueilli au sein de son URER-MS . Un grand merci aux Dr Sadok Mohammed, Neçaibia Ammar, Athmani Mourad qui ont facilité mon intégration au sein de leur groupe de recherche.

Mes plus vifs remerciements s'adressent au Professeur Houabes Mourad qui m'a encadrée durant ces trois années. Je le remercie tout particulièrement pour l'intérêt qu'il a porté à ce sujet, pour la confiance qu'il m'a accordée ainsi que pour les conseils qu'il a su me prodiguer.

Prof. Ouari Ahmed, Prof. Omeri Amar, Prof. Saad Salah, Prof. Moussaoui Abdelkarim et Prof. Aboubou Abdennacer ont bien voulu me faire l'honneur d'être membres du Jury, qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

Je tiens également à remercier tous mes amis, car ils m'ont encouragé à faire cette thèse.

Plus que quiconque, ce sont mes parents et mes frères qui m'ont permis de poursuivre mes études et d'effectuer une thèse en électrotechnique. Ils m'ont fait confiance tout au long de mes études et m'ont donné la liberté de suivre mes passions.

Liste des tableaux

3.1	Principaux paramètres du module UDTS-50	41
3.2	Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un système PV	44
3.3	Différents types de défauts PV analysés par la caractéristique I-V	45
3.4	Principaux paramètres du module de référence UDTS-50	54
3.5	Données du constructeur pour module PHOTOWATT PWX500	56
3.6	Performances et paramètres de quelques modules testés	57
3.7	Facteurs de dégradation des performances de quelques modules testés	57
4.1	Caractéristiques majeures des commandes MPPT	83
4.2	Principaux paramètres du module ISOFOTON I-75	93

Table des figures

1.1	Schéma explicatif du phénomène	7
1.2	Coupe transversale d'une cellule PV typique	8
1.3	Potentiel solaire	13
1.4	Une nouvelle carte de l'irradiation solaire en Algérie publiée par le CDER à l'occasion du solstice d'été	14
2.1	Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général . . .	17
2.2	Productivité aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie PV .	19
2.3	Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau	21
2.4	Mise en série des cellules PV dans le module	23
2.5	Module PV avec deux diodes de bypass (overlap)	24
2.6	Différentes configurations pour un champ de 36 modules	25
2.7	Différents étages du groupe convertisseur de la chaîne de conversion photo- voltaïque	26
2.8	Caractéristiques I-V et P-V d'un GPV en fonctionnement normal	27
2.9	Schéma des topologies centrales d'un système PV connecté au réseau . . .	29
2.10	Schéma des topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau . .	30
3.1	Différents modèles d'une cellule PV	37
3.2	Caractéristiques I-V expérimentale et théorique du module UDTS-50 . . .	40
3.3	Relation entre la courbe I-V et le niveau de rayonnement	40
3.4	Configuration retenue du champ PV	41
3.5	Établissement de la caractéristique I-V du champ PV	42

3.6	caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant	43
3.7	Décoloration de l'encapsulant dans un module PV UDTS-50	46
3.8	Craquage des cellules photovoltaïques [33]	48
3.9	Schéma de principe du banc de test d'un module photovoltaïque	50
3.10	Photo du banc de caractérisation des modules photovoltaïques testés	50
3.11	Photo de quelques modules PV testés	51
3.12	Conversion automatique	51
3.13	Température maximale et minimale ambiante	52
3.14	Ensoleillement solaire	52
3.15	Caractéristique translatée du module de référence UDTS-50	54
3.16	Caractéristique I-V du module de référence PWX500 au STC	55
3.17	Caractéristiques I-V de quelques modules testés (PV référence, MV01, MV01) au STC.	58
3.18	Cellule affectée montre le défaut sur l'interconnexion entre cellules.	60
3.19	Configuration de la diode bypass avant et après la détérioration du module.	60
3.20	Modules PV testés de type PWX500.	61
3.21	Configuration retenue.	62
3.22	Résultats expérimentaux aux STC.	63
4.1	Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge.	68
4.2	Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.	70
4.3	Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.	72
4.4	Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal ; a) suite à une variation d'ensoleillement, b) suite à une variation de charge, c) suite à une variation de température.	73
4.5	Caractéristique P-V d'un panneau PV	75
4.6	Algorithme de la méthode P&O	76
4.7	Divergence de la commande P&O lors de variations de l'irradiation	77
4.8	Relation entre P_{pv} et le rapport cyclique D du convertisseur statique.	78

4.9	Algorithme de la commande Hill Climbing.	79
4.10	Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de puissance (a) et de la valeur de $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de courant (b).	80
4.11	Algorithme de la méthode Incrément de Conductance.	82
4.12	Localisation des différents rendements d'une chaîne de conversion photo- voltaïque.	84
4.13	Schéma bloc de la commande MPPT numérique.	90
4.14	Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.	92
4.15	Schéma block du générateur PV en ISIS Proteus	93
4.16	Caractéristiques I-V expérimentale et théorique du module I-75 aux STC.	94
4.17	Caractéristiques I-V pour différents éclairagements.	94
4.18	Convertisseur (DC/DC) type buck-boost.	95
4.19	Microcontrôleur PIC16f876A.	96
4.20	Diviseurs de tension.	97
4.21	Capteur du courant.	98
4.22	Schéma block du système globale avec la commande MPPT en ISIS Proteus	99
4.23	Résultats de simulation du système aux STC.	100
4.24	Résultats de simulation du système aux STC.	101
4.25	Forme d'onde de la puissance P_{pv}	102
4.26	Formes d'ondes de tension et du courant (V_{pv}, I_{pv}) pour différents éclairagement.	103
4.27	Formes d'ondes (V_{pv}, I_{pv}) pour variation rapide de l'irradiation solaire.	104

Table des matières

Liste des tableaux	v
Table des figures	vi
Introduction Générale	xii
Chapitre 1 L’Energie solaire photovoltaïque	4
1.1 Introduction	5
1.2 Conversion photovoltaïque de l’énergie solaire	5
1.3 Physique de la cellule photovoltaïque	6
1.4 Principe de fonctionnement	6
1.5 Différentes filières photovoltaïques	9
1.5.1 Filières silicium	9
1.5.2 Technologies “couches minces”	10
1.5.3 Filières de demain	11
1.6 Durée de vie des modules photovoltaïques	11
1.7 Acteurs du photovoltaïque	11
1.8 Perspectives	12
1.9 Energies solaire photovoltaïque, une priorité en Algérie	12
1.10 Potentiel solaire en Algérie	13
Chapitre 2 Le Système photovoltaïque	15
2.1 Introduction	16
2.2 Chaîne de conversion d’un système photovoltaïque	16
2.3 Productivité d’un système photovoltaïque	18
2.4 Description d’un système photovoltaïque	21

2.4.1	Générateur PV	22
2.4.2	Convertisseur	26
2.4.3	Câblage et boîte de jonction	31
2.4.4	Système de protection	32
2.5	Dimensionnement des panneaux photovoltaïques	33
Chapitre 3 Caractérisation d'un GPV en fonctionnements sain et dé-		
faillant		35
3.1	Introduction	36
3.2	Caractéristique électrique I-V d'une cellule PV	36
3.2.1	Modèle d'une cellule PV	37
3.2.2	Détermination des paramètres du modèle	38
3.3	Modélisation d'un GPV en fonctionnement sain	41
3.4	Modélisation en fonctionnement défaillant d'un GPV	43
3.4.1	Analyse de la caractéristique I-V	43
3.4.2	Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un GPV	43
3.4.3	Modes de dégradation des modules PV	45
3.5	Test et caractérisation des modules PV en milieu saharien	49
3.5.1	Le banc expérimental	49
3.5.2	Analyse des données climatiques	51
3.5.3	Modules de référence	53
3.5.4	Evaluation des performances des modules	56
3.5.5	Résultats des tests expérimentaux	56
3.5.6	Analyse des Résultats	57
Chapitre 4 Système photovoltaïque adapté par une commande MPPT		65
4.1	Introduction	67
4.2	Fonctionnement d'un GPV à sa puissance crête	68
4.2.1	Principe	68
4.2.2	Introduction d'un étage d'adaptation	69
4.3	Principe de la recherche du PPM d'un GPV	71
4.3.1	Généralités et principe d'une commande MPPT	71
4.3.2	Techniques de commande MPPT	74
4.3.3	Synthèse des commandes MPPT	83

4.4	Définitions des différents rendements d'une chaîne de conversion PV . . .	84
4.4.1	Critères d'évaluation d'un module photovoltaïque	85
4.4.2	Critères d'évaluation d'une commande MPPT	85
4.4.3	Critère d'évaluation d'un étage de conversion	87
4.4.4	Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète	88
4.5	Les commandes MPPT numériques	88
4.6	Performance des commandes MPPT numériques	89
4.7	Schéma de principe	90
4.8	Simulateur de la commande MPPT numérique	91
4.8.1	Système photovoltaïque proposé	91
4.8.2	Générateur photovoltaïque	92
4.8.3	Convertisseur statique	95
4.8.4	Microcontrôleur PIC	96
4.8.5	Mesure de la tension	97
4.8.6	Mesure du courant	97
4.8.7	Numérisation de la commande MPPT « P&O »	98
4.8.8	Système globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge)	99
4.8.9	Conclusions	104
4.9	Synthèse	105

Conclusions Générales	106
------------------------------	------------

Bibliographie	109
----------------------	------------

Annexes	115
----------------	------------

Introduction Générale

Introduction générale

Depuis la révolution industrielle du 18^{ème} siècle, la consommation mondiale d'énergie électrique n'a cessé de croître exponentiellement en parallèle avec le développement technologique. Actuellement, sa production provient en grande partie des matières fossiles. Depuis le début des années 1970, et surtout après les crises successives du pétrole avec un prix du baril qui a été multiplié, les efforts ont été décuplés pour développer de nouvelles sources d'approvisionnement. La fission nucléaire a été utilisée comme une première source d'énergie alternative. Cependant, les différents accidents, ont montré les risques à grande échelle et à long terme courus par l'humanité. Il s'en est suivi un intérêt majeur pour le développement de sources d'énergies renouvelables non polluantes et sans risques majeurs. Le terme "Ressource d'énergie renouvelable" peut être utilisé lorsqu'une ressource énergétique se régénère naturellement à une vitesse comparable avec celle de son utilisation. Le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux sont ainsi des sources d'énergie renouvelables. En 1975, K. W. Ford avait reporté que l'énergie solaire incidente représente plus de 10 000 fois la consommation mondiale d'énergie (environ 1.1×10^{14} KWh) [1]. Il s'agit donc d'une énergie abondante, renouvelable, qui pourrait parfaitement couvrir la totalité ou une grande part de nos besoins énergétiques futurs, comme elle l'a fait durant des milliers d'années.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque (PV). Un terme plus courant pour les cellules photovoltaïques est « piles solaires » malgré que celles-ci fonctionnent à partir de n'importe quelle source de lumière, et non uniquement celle du soleil [2]. Donc ce phénomène consiste à établir une force électromotrice (énergie électrique de type continu directement utilisable) lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

La caractéristique courant-tension (I-V) de cellule PV et par suite de GPV non linéaire. Cette caractéristique I-V dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, le point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts et augmenter les performances. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Dans cette thèse, le chapitre 1 commence par la présentation du fonctionnement d'une cellule solaire à jonction p-n, les éléments de la physique du semi-conducteur, les paramètres qui affectent ses performances électriques et différentes filières technologiques photovoltaïques. la fin de ce chapitre présente l'énergie photovoltaïque en Algérie. Le chapitre 2 présente les problématiques liées à la productivité ainsi que la description d'une installation photovoltaïque et les différents composants d'un système photovoltaïque. Ce chapitre se termine par la dimensionnement du système.

Le chapitre 3 est consacré à la modélisation et la caractérisation d'un GPV pour les deux cas de fonctionnement; sain et défaillant. Les résultats obtenus lors des tests expérimentaux effectués pour le cas des modules photovoltaïques installés sur site réel (Adrar) sont présentés dans ce chapitre. Une méthode de calcul pour la détermination des paramètres des modules photovoltaïques a été proposée et validée. Ainsi, on a abordé l'analyse des performances électriques des modules photovoltaïques testés et le problème de dégradation en utilisant la notion du facteur de dégradation défini comme étant un

taux de changement des performances et/ou des paramètres actuels des modules et cela par rapport à ceux d'un module pris pour référence.

Dans le chapitre 4, nous avons étudié l'étage d'adaptation entre générateur PV et MPPT numérique dans l'objectif de proposer une architecture pour les étages d'adaptation et une gestion de l'énergie, capables d'optimiser en permanence la puissance produite par GPV. Cette thèse est terminée par des conclusions générales..

Chapitre 1

L'Energie solaire photovoltaïque

Sommaire

1.1	Introduction	5
1.2	Conversion photovoltaïque de l'énergie solaire	5
1.3	Physique de la cellule photovoltaïque	6
1.4	Principe de fonctionnement	6
1.5	Différentes filières photovoltaïques	9
1.5.1	Filières silicium	9
1.5.2	Technologies "couches minces"	10
1.5.3	Filières de demain	11
1.6	Durée de vie des modules photovoltaïques	11
1.7	Acteurs du photovoltaïque	11
1.8	Perspectives	12
1.9	Energies solaire photovoltaïque, une priorité en Algérie	12
1.10	Potentiel solaire en Algérie	13

1.1 Introduction

L'effet photovoltaïque, découvert en 1839 par le français Antoine-César Becquerel, désigne la capacité que possèdent certains matériaux, notamment les semi-conducteurs, à convertir directement les différentes composantes de la lumière du soleil en électricité.

Toutes les autres techniques sans exception, renouvelables ou non, font appel à des génératrices tournantes (alternateurs ou dynamos) qui peuvent être actionnées de diverses manières : vapeur, vent, force de l'eau, courants marins,...etc. Par contre l'effet photovoltaïque est la seule alternative existante à la production d'électricité sans l'utilisation des machines tournantes

Dans la suite de ce chapitre, nous verrons plus en détail l'origine de l'effet photovoltaïque, l'état de l'art des technologies et des acteurs, puis nous ouvrirons une fenêtre "découverte" avec les perspectives fascinantes en matière de recherche et de développement de cette source d'énergie en Algérie.

1.2 Conversion photovoltaïque de l'énergie solaire

Le rayonnement solaire est constitué des photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,2 micron) à l'infrarouge lointain (2,5 μm), avec une majorité dans le visible (0,38 μm pour le violet à 0,8 μm pour la lumière rouge) autour d'un pic à 0,45 micron. L'énergie totale portée par ce rayonnement est de près de 1360 W/m^2 dans l'espace, au voisinage de la terre et de 1000 W/m^2 au niveau de la terre, diminution due à l'absorption dans l'atmosphère [3]. Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons, l'énergie d'un photon étant donnée par la relation :

$$E = hc/\lambda \tag{1.1}$$

où h est la constante de Planck, c la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein (1879-1955) le prix Nobel en 1905.

Une façon commode d'exprimer cette énergie est justement son analogue électrique :

$$E = 1.24/\lambda \quad (1.2)$$

où si λ est exprimé en μm , E s'exprime alors en électronvolt (noté eV). La conversion photovoltaïque est justement la transformation de l'énergie du photon en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé, il éjecte un électron d'un niveau d'énergie inférieur, vers un niveau d'énergie plus élevé, créant ainsi une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement cette paire électron-trou revient à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique...le matériau chauffe au soleil [1].

1.3 Physique de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du band gap : E_g (en eV). Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin, et de 1,7 eV pour le silicium amorphe.

1.4 Principe de fonctionnement

Le spectre du rayonnement solaire est la distribution des photons -particules de lumière- en fonction de leur énergie (inversement proportionnelle à la longueur d'onde). Le rayon-

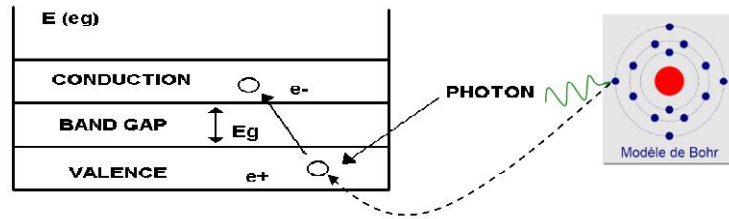


FIGURE 1.1 – Schéma explicatif du phénomène

nement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera au travers de l'épaisseur de la cellule.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont bombardés par les photons constituant la lumière ; sous l'action de ce bombardement, les électrons de couches électroniques inférieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être "arrachés/décrochés" si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau ; l'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons "décrochés" créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique. Ce processus de conversion est indépendant de la chaleur : au contraire, le rendement des cellules solaires diminue quand leur température augmente.

Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie du band gap vont libérer un électron négatif, laissant un -trou- positif derrière lui. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés (positive et négative) et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique, E , de part et d'autre de la cellule.

La méthode utilisée pour créer ce champ est l'utilisation d'une jonction pn. Ce qui nécessite un dopage par des impuretés. Deux types de dopage sont possibles :

* Le dopage de type n (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type n, on augmente fortement la concentration en électrons libres.

* Le dopage de type p (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type p le plus couramment utilisé pour le silicium.

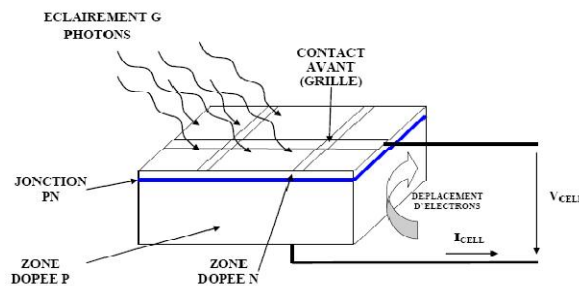


FIGURE 1.2 – Coupe transversale d'une cellule PV typique

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule PV. Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches (type n et type p). Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court circuit (I_{SC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

Lorsque l'énergie du band gap augmente, le courant diminue mais la tension est plus élevée.

1.5 Différentes filières photovoltaïques

Les technologies cristallines (multicristallin et monocristallin) sont de loin les plus utilisées aujourd'hui mais les technologies "couches minces", en particulier CIS et CdTe se développent de plus en plus sur le marché. D'autres filières basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, encore à leur balbutiements, promettent un bel avenir à l'énergie photovoltaïque.

1.5.1 Filières silicium

Le silicium est le deuxième élément le plus abondant sur terre après l'oxygène, avant le carbone et l'azote. Il représente environ 25% en masse de l'écorce terrestre, ce qui permet de le considérer comme inépuisable. On le trouve entre autres dans le sable, le quartz et les feldspaths. Le silicium est le matériau de base de près de 95% de la production mondiale de modules, Les cellules peuvent être faites à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) dans trois catégories distinctes [4, 5] :

- Le silicium multicristallin (mc-Si) : à lui seul plus de 30% du marché mondial, il offre un rendement intéressant (11 à 15%) pour des coûts de fabrication modérés, profitant notamment du fait qu'il a pu longtemps utiliser les déchets de l'industrie électronique. Cet avantage historique s'est toutefois estompé avec les progrès de l'industrie électronique (réduction des déchets) et l'augmentation des besoins du marché photovoltaïque [5].

- Le silicium monocristallin (sc-Si) : environ 57% du marché, son rendement est supérieur au silicium multicristallin (13 à 19%), mais sa fabrication à partir de minerai est plus délicate et donc plus coûteuse [6].

- Enfin, le silicium amorphe (a-Si) est une variante "couches minces" : à peine plus

de 3% du marché, son rendement est bien inférieur à celui des filières cristallines (6%) mais son coût est proportionnellement nettement plus bas. Historiquement la première filière -couche mince-, il a souffert de problèmes de jeunesse (dégradation rapide du rendement) qui l'ont longtemps handicapé, mais ces problèmes sont aujourd'hui résolus. Il est prioritairement utilisé pour les toutes petites puissances nécessaires aux objets portables et pour fabriquer des modules plus ou moins souples que l'on trouve notamment sur les bâches de couverture [7].

1.5.2 Technologies "couches minces"

Outre le silicium amorphe, qui fait le lien entre les deux grandes catégories, les recherches dans le domaine des matériaux semi-conducteurs ont conduit à l'apparition d'une diversité de technologies utilisant des complexes de matériaux en couches minces [6, 7].

Les technologies les plus courantes aujourd'hui produites industriellement sont :

- Le Tellure de Cadmium (CdTe), qui présente l'avantage d'une très grande stabilité dans le temps et d'un coût modéré.

- Le Cuivre/Indium/Sélénium (**CIS**), le Cuivre/Indium/Gallium/Sélénium (**CIGS**) et le Cuivre/Indium/Gallium/Diséléniure/Disulfure (**CIGSS**), qui présentent les rendements les plus élevés parmi les couches minces mais à un coût plus élevé.

- l'Arséniure de Gallium (**Ga-As**) dont le haut rendement et le coût très élevé conduisent à en réserver l'usage essentiellement au domaine spatial.

Toutes confondues, ces filières représentent à peine plus de 5% du marché photovoltaïque mondial actuel, mais certaines d'entre elles pourraient être amenées à se développer de façon importante dans les années à venir.

1.5.3 Filières de demain

Demain, toute une série de nouvelles technologies aux noms plus ou moins exotiques (systèmes à concentration, cellules à colorants, cellules organiques, trous quantiques, puits quantiques,...) aujourd'hui au stade de la recherche viendront s'ajouter à la diversité des options en apportant chacune leurs points forts, que ce soit une baisse spectaculaire des coûts, un rendement très élevé ou une facilité de mise en œuvre.

1.6 Durée de vie des modules photovoltaïques

Soumis aux rayonnements du soleil (ultra-violet, infrarouge...) et aux intempéries, les matériaux des panneaux solaires se dégradent peu à peu.

Actuellement, les principaux fabricants garantissent une baisse de puissance maximale de l'ordre de 20% sur 20 ou 25 ans. Le minimum de 20 années de fonctionnement correspond à la durée du contrat proposé par EDF [8, 9, 10]. Donc, à moins d'un dysfonctionnement, le panneau continue à fonctionner mais sa productivité décroît avec le temps.

1.7 Acteurs du photovoltaïque

Les acteurs industriels du photovoltaïque sont d'abord Japonais et Allemands en cohérence avec les choix stratégiques faits par ces pays de s'engager dans le domaine photovoltaïque. Les Espagnols sont présents, les Chinois montent en puissance. Les Américains sont en retrait, mais la situation pourrait changer rapidement car les entreprises commencent à s'y mettre. La France est encore en retrait, mais la situation évolue rapidement.

Le développement du photovoltaïque est donc pris en charge par des acteurs majeurs au niveau de la scène industrielle mondiale, avec de grandes entreprises généralistes mais aussi de nouveaux venus spécialisés qui peuvent trouver leur place compte tenu de la jeunesse du domaine et de la place de l'innovation. Il bénéficie aussi du soutien motivé de

centaines d'équipes de recherches académiques.

1.8 Perspectives

Les perspectives ouvertes par la conversion photovoltaïque sont très importantes et variées. C'est un domaine en pleine ébullition tant au niveau industriel qu'au niveau de la recherche, tout d'abord autour de la filière principale au silicium, mais aussi dans la filière des couches minces non silicium, puis dans de nouvelles filières exploitant des concepts ou matériaux nouveaux et enfin dans l'émergence d'une recherche sur les très hauts rendements.

1.9 Energies solaire photovoltaïque, une priorité en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique.

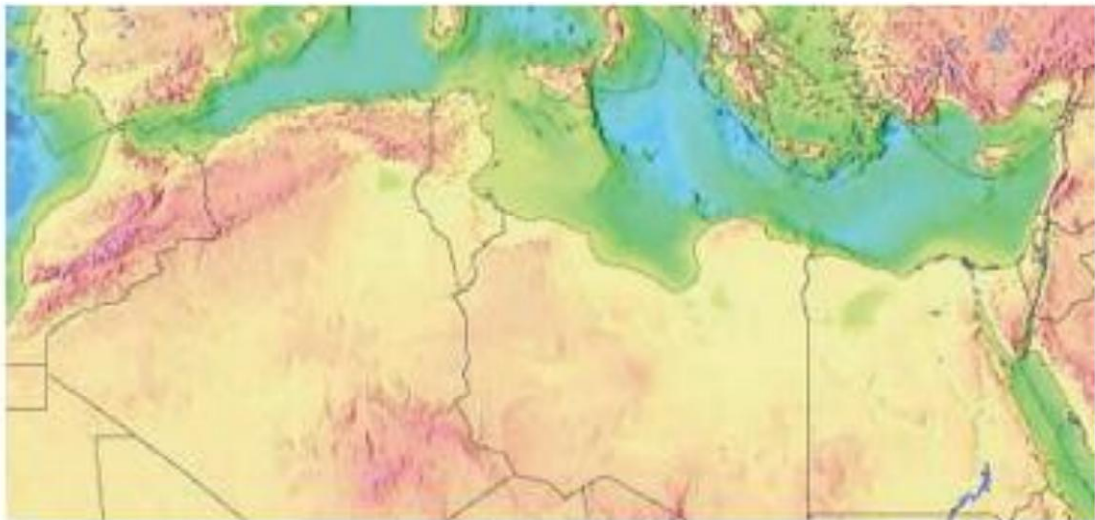
Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWe d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWe par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030 [11].

1.10 Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$ au sud du pays [12].



Le potentiel le plus important, en Algérie, est le solaire.

Le plus important de tout le bassin méditerranéen:

- 169.440 TWh/an.
- 5.000 fois la consommation Algérienne en électricité.
- 60 la consommation de l'Europe des 15 (estimée à 3.000 TWh/an).

Energie moyenne reçue par KWh/an:

- Régions cotières 1700.
- Hauts plateaux 1900.
- Sahara 2650

FIGURE 1.3 – Potentiel solaire

Moyenne annuelle de l'irradiation Globale reçue sur une surface horizontale, Période 1992-2002

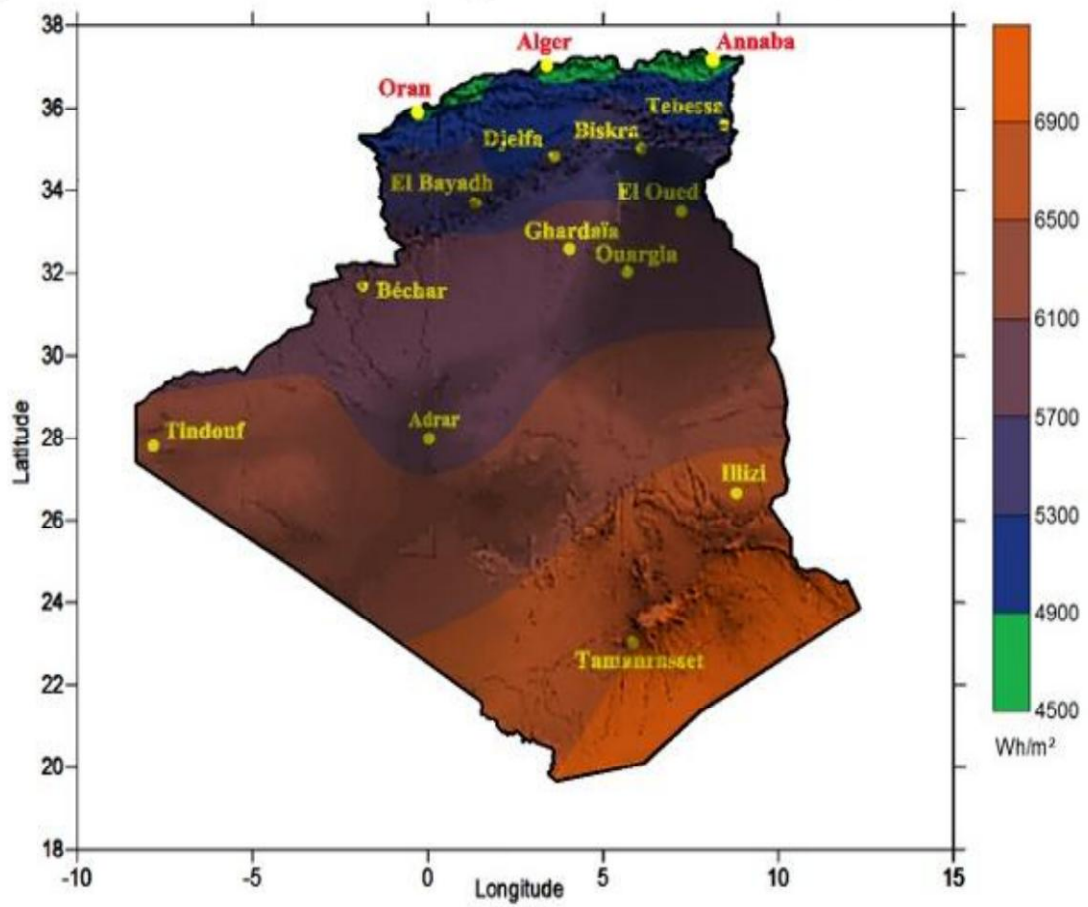


FIGURE 1.4 – Une nouvelle carte de l'irradiation solaire en Algérie publiée par le CDER à l'occasion du solstice d'été

Chapitre 2

Le Système photovoltaïque

Sommaire

2.1	Introduction	16
2.2	Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque	16
2.3	Productivité d'un système photovoltaïque	18
2.4	Description d'un système photovoltaïque	21
2.4.1	Générateur PV	22
2.4.2	Convertisseur	26
2.4.3	Câblage et boîte de jonction	31
2.4.4	Système de protection	32
2.5	Dimensionnement des panneaux photovoltaïques	33

2.1 Introduction

Le développement de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est tributaire à la fois, du rendement et du coût des installations photovoltaïques. Les producteurs de l'installation photovoltaïque cherchent à maximiser leur profit en injectant le maximum de l'énergie produite au réseau. La productivité joue donc un rôle essentiel dans la rentabilité d'une installation photovoltaïque.

Dans ce chapitre, les différents composants d'un système solaire photovoltaïque sont décrits et de nombreuses architectures d'un champ photovoltaïque sont proposées.

2.2 Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas grand chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique. Donc un système PV est un ensemble complet d'équipement pour transformer la lumière du soleil en électricité.

Un système photovoltaïque sera donc constitué du générateur photovoltaïque, généralement associé à l'un ou plusieurs des éléments suivants :

- un système d'orientation ou de suivi (MPPT system),
- une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie),
- un convertisseur DC/AC,
- une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard.

La chaîne type de conversion d'énergie d'un tel système est montrée dans figure 2.1.

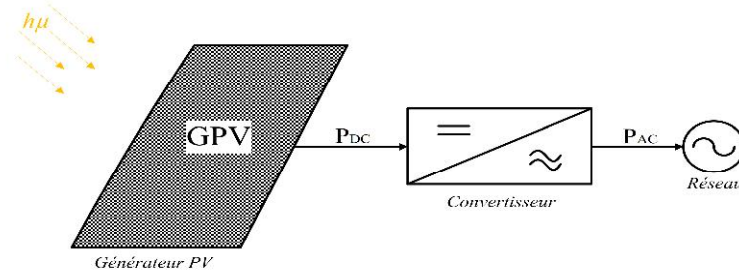


FIGURE 2.1 – Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général

Les systèmes PV les plus couramment utilisés sont de trois types :

1. Les systèmes PV avec stockage électrique (batterie d'accumulateurs électrochimiques). Ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :

- soit directement en courant continu
- soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-alternatif (onduleur)

2. Les systèmes à couplage direct sans batterie (fonctionnement dit aussi "au fil du soleil"). Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu (adaptateur d'impédance).

Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à une forme de stockage qui ne soit pas de nature électrochimique.

Exemples : Pompage : stockage par réservoir d'eau, Réfrigération : stockage de froid (stockage de glace ou eutectique), Electrolyse de l'eau : stockage d'hydrogène.

Le choix de tel ou tel système se fera en fonction de différents critères ; simplicité, application, environnement, etc.

3. Les systèmes connectés au réseau local par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau, le réseau servant de stockage.

L'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge. On recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

2.3 Productivité d'un système photovoltaïque

La productivité d'une installation PV est affectée par deux facteurs : la performance et la disponibilité de l'installation [13]. La disponibilité d'un système PV se réfère au ratio entre la durée de la continuité de service de production d'énergie, même avec une performance moins optimale, et la période totale observée. Tandis que la performance d'un système PV se réfère au rendement global de la chaîne de conversion de l'énergie.

Il existe plusieurs façons pour évaluer la performance d'un système PV. L'approche la plus simple repose sur "l'indice de performance" proposé par la directive européenne, document B [14], et la norme IEC61724 [15].

L'indice de performance (Performance Ratio) est l'une des valeurs les plus importantes pour l'évaluation de l'efficacité d'une installation photovoltaïque [16]. La notion de l'indice de performance d'un système PV est illustrée dans la figure 2.2.

Concrètement, l'indice de performance (P_R) désigne le rapport entre le rendement énergétique réel (Y_r) et le rendement énergétique théoriquement possible (Y_t) pour une période donnée (journalière, hebdomadaire, mensuelle ou encore annuelle). Ainsi, il informe sur la

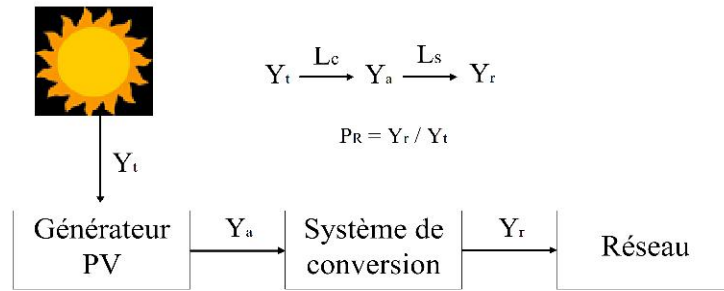


FIGURE 2.2 – Productivité aux différents étages de la chaîne de conversion d'énergie PV

fiabilité de l'installation photovoltaïque et indique la part d'énergie réellement disponible après déduction des pertes d'énergie (par exemple pertes thermiques et pertes de conductivité) et de la consommation propre au fonctionnement pour l'alimentation. Ceci étant, l'indice de performance permet de comparer des installations photovoltaïques reliées au réseau sur différents emplacements, à travers le monde entier.

La performance d'un système PV est influencée par des pertes qui peuvent être classées en deux étapes : pertes du système (L_s) et pertes de captation du générateur PV (L_c). Les pertes du système (L_s) sont les pertes qui se produisent au sein du convertisseur. Elles se rapportent au rendement des dispositifs de conversion.

Les pertes de captation du champ PV (L_c) se produisent principalement du côté DC de la chaîne de conversion PV et elles sont attribuées aux facteurs suivants :

- Températures de fonctionnement élevées :

La puissance et l'efficacité d'une cellule solaire varient, entre autres, en fonction de la température du panneau photovoltaïque. Lorsque la température est faible, le panneau photovoltaïque est particulièrement performant. Par exemple, le panneau photovoltaïque est froid en hiver, par temps nuageux. Dans ces conditions, en présence d'un rayonnement solaire total sur le panneau photovoltaïque qui est froid, celui-ci fonctionne alors de façon très efficace. Ceci peut engendrer une valeur prélevée en peu de temps. Cependant, après un certain temps, le panneau photovoltaïque se réchauffe et son efficacité diminue à nou-

veau.

- Opérations du champ PV :
 - o Captation non optimale de l'ensoleillement
 - o Dispersion entre les panneaux formant le champ
 - o Extraction non optimale de la puissance produite par le champ
 - o Vicillement des panneaux
 - o Pertes joules dues au câblage

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

Plus la valeur d'une installation photovoltaïque se rapproche des 100%, plus cette installation photovoltaïque présente un fonctionnement efficace. Cependant, il n'est pas possible d'atteindre la valeur de 100% en pratique, car le fonctionnement de l'installation photovoltaïque engendre toujours des pertes, qui sont inévitables. La valeur moyenne annuelle typique pour une installation, en fonctionnement normal, varie entre 60% et 80%. Un indicateur avec une valeur inférieure à cette plage signifie qu'il y a une perte supplémentaire provoquée par un défaut spécifique.

Une inspection en détails sur les installations avec l'indice de performance inférieur à 60% a abouti à quatre raisons spécifiques qui conduisaient à la baisse de productivité [13, 16]. Ces problèmes sont :

- La dispersion en termes de puissance des modules installés
- L'ombrage causé par des arbres et des bâtiments aux alentours
- La défaillance des composants de câblage et de protection
- La défaillance complète ou partielle du convertisseur

2.4 Description d'un système photovoltaïque

Le synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau est illustré dans la Figure 2-3 [13]. Nous le décrivons en considérant les différents composants suivants :

- Générateur PV : unité de production d'énergie électrique sous forme de courant continu.
- Convertisseur.
- Câblage et boîte de jonction.
- Système de protection : y compris la diode de bypass, diode anti-retour et les autres dispositifs de sectionnement.

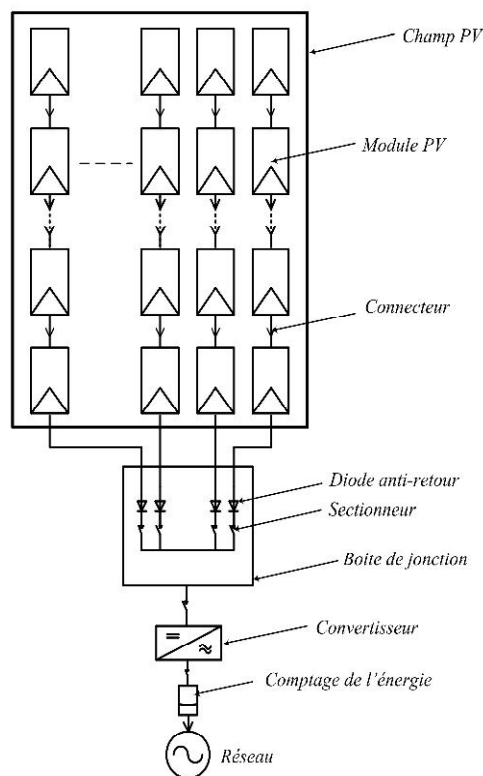


FIGURE 2.3 – Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau

Les modules sont interconnectés à l'aide des câbles électriques en cuivre standard. La section transversale des câbles dépend de la puissance du champ PV. Le champ PV

est ensuite raccordé à l'onduleur, qui convertit le courant continu (DC) en courant alternatif (AC). L'onduleur incorpore des MPPT (Maximum Power Point Trackers- suiveurs de points de puissance maximale) permettant de suivre le courant/tension de sortie du champ, qui change constamment. Le courant/tension de sortie change principalement en raison des conditions, telles que l'éclairement et la température. La sortie de l'onduleur est ensuite raccordée à un compteur qui enregistre la quantité d'énergie ayant alimenté le réseau.

2.4.1 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 énergie électrique est la cellule photovoltaïque.

Cellule PV

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est proportionnel à la puissance lumineuse incidente. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue.

Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté [6], Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée.

La tension générée par une cellule photovoltaïque est limitée à la valeur du gap du matériau dont elle est issue. Elle est de l'ordre de 0.6 V pour les cellules de type cristallin et amorphe. Pour le courant, il est en fonction de la surface de la cellule et pour une même surface, il dépend du rendement de la cellule.

Module PV

La tension et le courant, donc la puissance, d'une cellule ne sont pas adaptées aux applications courantes, il est donc nécessaire de les associer. De plus, les cellules photovoltaïques sont fragiles et sensibles à l'environnement extérieur, elles sont donc munies d'une protection mécanique (l'encapsulation). Pour toutes ces raisons, les cellules sont assemblées en modules photovoltaïques.

Les cellules sont généralement connectées en série dans les modules couramment commercialisés. 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. On peut trouver des modules de 40, 54, 60 ou même 92 cellules en série [17, 13]. La figure 2.4 montre un module contenant 36 cellules interconnectées en série.

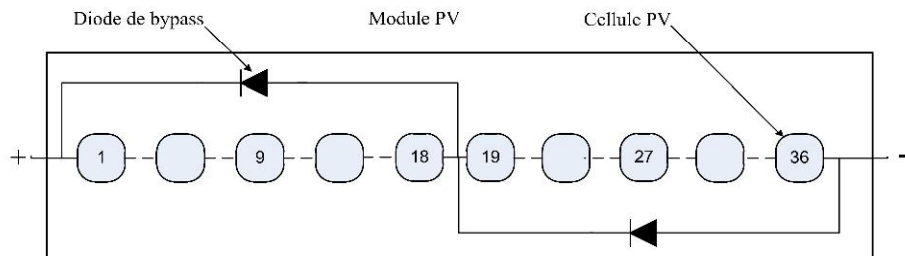


FIGURE 2.4 – Mise en série des cellules PV dans le module

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de bypass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse [18, 8]. Les diodes de dérivation sont installés dans les modules PV pour éviter la consommation d'énergie quand ils sont endommagés, ils empêchent également les cellules de travailler à proximité de leur zone d'avalanche.

On compte généralement 18 cellules pour une diode de bypass. Par contre, ce nombre peut varier selon les différents fabricants des modules. De plus, d'autres architectures de connexion des diodes de bypass dans le module, comme on peut le voir dans la figure 2.5, ont été également proposées. Mais ces propositions ne sont pas largement appliquées du fait de la difficulté de fabrication.

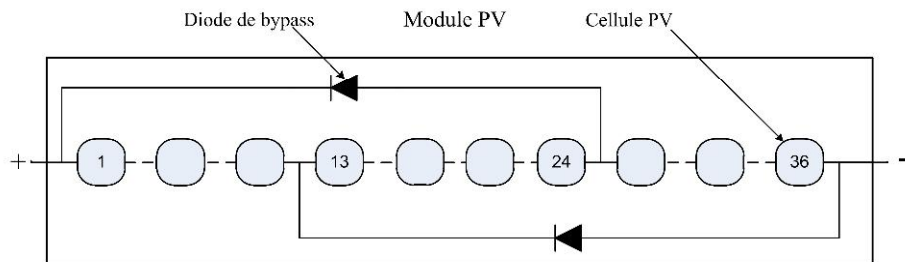


FIGURE 2.5 – Module PV avec deux diodes de bypass (overlap)

String PV

Un string PV, appelé également chaîne PV, est un ensemble des modules connectés en série afin de générer la tension de sortie spécifiée.

Les fiches techniques des modules contiennent généralement une courbe I-V semblable pour l'intégralité du module, ainsi que les principaux paramètres nécessaires au dimensionnement du système d'un module. Elle contient les paramètres électriques (V_{oc} , I_{sc} , I_{mp} , V_{mp} et les coefficients de température). La puissance de crête mesurée en watt-crête (Wc), représente la puissance nominale du module. Elle comprend également les dimensions et le poids des modules, ainsi que leurs propriétés mécaniques. Les fiches techniques mentionnent également les certificats de conformité correspondants.

Champ PV

Le champ photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques reliés entre eux en série et en parallèle (voir la figure 2.3). Il existe différentes tailles de module PV disponibles dans le commerce (généralement de taille de 60W à 170W). Habituellement, un certain nombre de modules PV sont combinés en un réseau pour satisfaire les demandes d'énergie différentes.

Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque : connexion série parallèle simple, connexion Total Cross Tied, connexion Bridge Linked [19, 13]. La Figure 2.6 montre différentes configurations possibles pour interconnecter les 36 modules d'un champ photovoltaïque. Il a été montré que les deux dernières configurations peuvent améliorer la performance du champ mais la viabilité économique empêche l'utilisation de telles configurations. Nous ne retenons donc dans ce travail la connexion série parallèle simple.

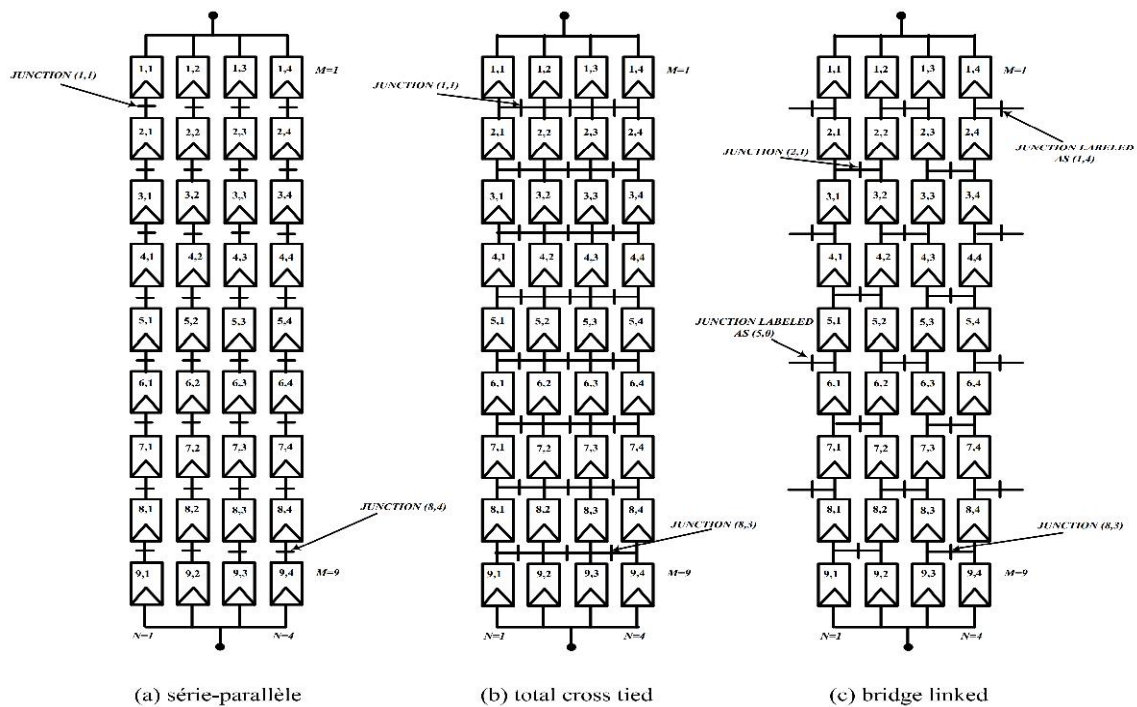


FIGURE 2.6 – Différentes configurations pour un champ de 36 modules

2.4.2 Convertisseur

Comme il a été mentionné dès le début du chapitre, le groupe convertisseur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV et la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage de hacheur suivi par un étage d'onduleur comme on peut le voir dans Figure 2.7.

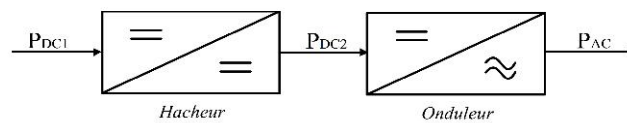


FIGURE 2.7 – Différents étages du groupe convertisseur de la chaîne de conversion photovoltaïque

Le hacheur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV [21, 22]. C'est pourquoi il est muni d'un algorithme de recherche de type MPPT (Maximum Power Point Tracker). La puissance maximale extraite est ensuite convertie en puissance alternative active par l'onduleur.

Fonctionnement du MPPT

Le traqueur de point de puissance maximale (MPPT) est maintenant répandu dans les systèmes électriques photovoltaïques raccordés au réseau et est de plus en plus populaire dans les systèmes autonomes. Il ne doit pas être confondu avec les trackers solaires, des dispositifs mécaniques qui tournent et / ou modules photovoltaïques inclinaison dans le sens de soleil. MPPT est un dispositif électronique de puissance reliant une source d'alimentation photovoltaïque et une charge, adapte la puissance de sortie à partir d'un module PV ou générateur photovoltaïque à différentes conditions de fonctionnement, et sert donc à maximiser le rendement du système [20]. MPPT est constitué d'un commutateur en mode convertisseur continu-continu et un dispositif de commande [21]. Pour les systèmes reliés au réseau, un onduleur à découpage remplit parfois le rôle de MPPT. Dans le cas

contraire, elle est combinée avec un convertisseur continu-continu qui assure la fonction de MPPT.

Les modules solaires se distinguent par leurs caractéristiques électriques. Les modules PV se comportent de la même manière que les diodes et leurs caractéristiques électriques sont donc représentées à l'aide de courbes courant-tension (courbe I-V). La figure 2.8 illustre la courbe I-V d'un module PV et montre le comportement électrique des différentes plages de courant-tension. I_{sc} représente le courant du court circuit, autrement dit la valeur pour laquelle le courant est au maximum et la tension est égale à zéro. V_{oc} représente la tension du circuit ouvert, autrement dit la valeur pour laquelle la tension est à son maximum et le courant égale zéro. Le point de puissance maximal PPM (pour maximum power point) correspond à la valeur de courant et de tension pour laquelle la puissance du module solaire est à son maximum.

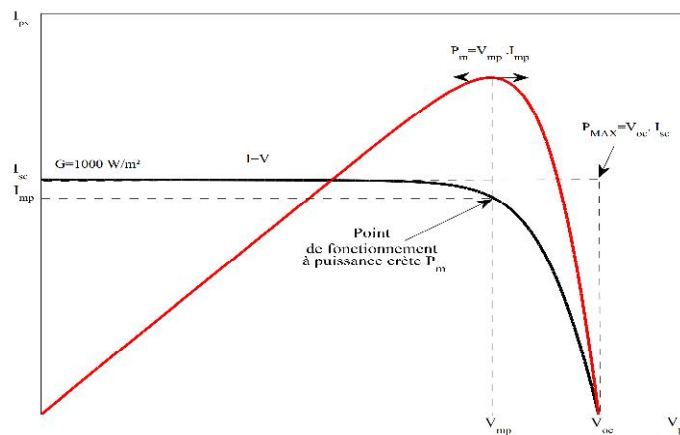


FIGURE 2.8 – Caractéristiques I-V et P-V d'un GPV en fonctionnement normal

Pendant l'opération, le champ PV fonctionne normalement au point de la puissance maximale (P_m). Le rôle de MPPT est de faire fonctionner le générateur PV à ce point PPM.

De nombreux algorithmes de MPPT ont été proposés dans la littérature pour la re-

cherche du point MPP [20, 21]. Ces algorithmes se différencient en termes de :

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

Architecture du convertisseur

Comme il a été mentionné dans l'objectif de la thèse, seule la partie DC est retenue dans ce travail. Nous ne nous intéressons donc qu'à la partie en amont de l'onduleur. Or, nous venons de montrer que le générateur PV n'est pas un composant élémentaire. Il résulte d'un assemblage de plusieurs modules en série parallèle. Alors, où sont placés les hacheurs dans la chaîne de conversion photovoltaïque ? De nombreuses architectures d'un champ photovoltaïque ont été proposées. Une étude bibliographique menée dans [23, 1] a permis d'identifier six architectures principales qui peuvent être encore classifiées en deux grandes topologies : topologie centrale et topologie modulaire.

Topologie centrale

Les topologies centrales d'un système PV connecté au réseau sont illustrées dans la Figure 2.9. Il existe trois architectures principales : onduleur central, onduleur string et onduleur multi string.

Onduleur central : Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation ($>10\text{kW}$) sont montés en rangées pour former une chaîne (String), elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres, figure 2.9.a. Le générateur PV de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant.

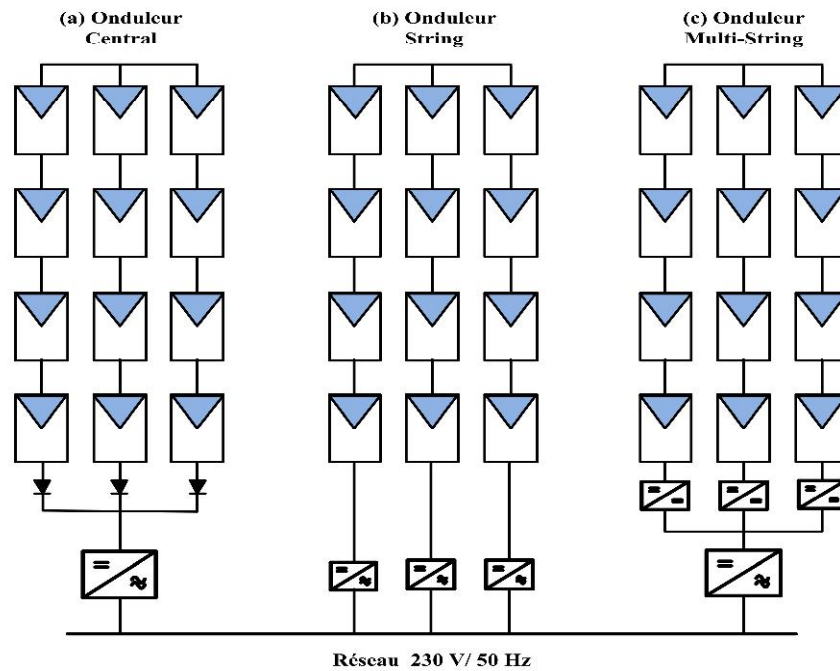


FIGURE 2.9 – Schéma des topologies centrales d'un système PV connecté au réseau

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

Onduleur multi-string : En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré en figure 2.9.c, le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté

et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le dysfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque.

Topologie modulaire

Des systèmes plus modulaires ont également vu le jour pour se rapprocher au plus de la source d'énergie tels que les montages onduleur individuel (ou module AC), hacheur parallèle, et hacheur série. L'avantage de ces architectures est de réduire l'impact d'un module défaillant sur le fonctionnement global du champ, ce qui permet toujours d'extraire le maximum d'énergie du champ PV. En contrepartie, l'introduction d'électronique de puissance complexifie considérablement l'installation et la maintenance du système.

Les topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau sont illustrées dans la Figure 2.10.

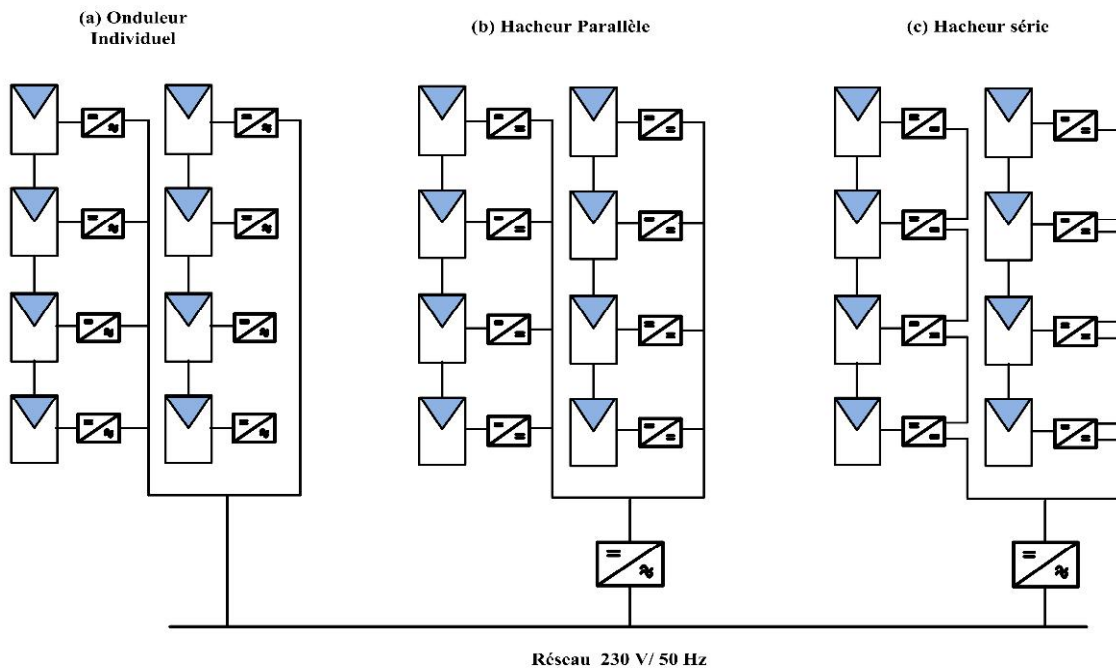


FIGURE 2.10 – Schéma des topologies modulaires d'un système PV connecté au réseau

Onduleur individuel : Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur (figure 3.1.a), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Cette architecture permet directement au module de fournir de l'énergie au réseau.

Hacheur parallèle : elle utilise un hacheur par module connecté à un bus continu de tension plus élevée (400 V), auquel est relié un onduleur.

Hacheur série : elle utilise aussi un hacheur par module, mais ceux-ci sont connectés en série afin d'augmenter le rendement de conversion du hacheur. Les montages utilisant un hacheur par module sont aussi appelés modules DC.

2.4.3 Câblage et boîte de jonction

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série. Pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, l'utilisation de câbles à simple conducteur avec double isolation est fortement recommandée [24].

Le câblage des modules PV est divisé en deux : le côté DC et le côté AC. La configuration du câblage suit certaines règles générales. Habituellement, les pertes dues aux câbles en DC ne doivent pas dépasser 1%. Coté AC (en aval de l'onduleur), les pertes ne doivent pas dépasser 3% [16].

Si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs.

2.4.4 Système de protection

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV. Dans notre travail de thèse, nous nous intéressons uniquement aux composants servant à la protection du générateur PV.

Diode de bypass

La diode de bypass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse. Donc, les diodes de dérivation sont installés dans les modules PV pour éviter la consommation d'énergie quand ils sont endommagés, ils empêchent également les cellules de travailler à proximité de leur zone d'avalanche [25].

Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string (voir figure 2.3).

L'utilisation de la diode anti-retour introduit pourtant une perte dans la production du fait de la chute de tension causée par cette diode pendant le fonctionnement normal du champ PV. De plus, ces diodes peuvent se mettre en défaut et demandent par conséquent un contrôle régulier.

Synthèse

Comme il a été dit au début de ce chapitre, seule la partie DC est retenue dans ce travail de thèse. Alors, selon l'architecture retenue pour l'installation photovoltaïque, la partie DC mentionnée peut se référer à un des différents niveaux : module, string ou champ.

2.5 Dimensionnement des panneaux photovoltaïques

Le dimensionnement des panneaux photovoltaïques peut se faire en suivant les trois étapes suivantes. Tout d'abord, nous commençons par le calcul de l'énergie qui sera consommée par jour par le système.

Ensuite, nous procédons au calcul de l'énergie à produire. Pour que les besoins du système soient assurés il faut que l'énergie produite par le générateur photovoltaïque satisfait la relation :

$$E_p = \frac{E_c}{K} \quad (2.1)$$

où le coefficient K tient compte des facteurs suivants :

- l'incertitude météorologique ;
- l'inclinaison non corrigé des modules suivant la saison ;
- le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être aggravé par la baisse des caractéristiques des modules, la perte de rendement des modules dans le temps (vieillissement et poussières) ;
- le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie (80%) ;
- le rendement du chargeur (de 90 à 95%) ;
- les pertes dans les câbles et connexions

Pour les systèmes avec parc batterie, le coefficient k est en général compris entre 0,55 et 0,75.

Finalement, il nous reste à calculer la taille du générateur photovoltaïque (ensemble des panneaux) à installer. Pour cela, nous évaluons la puissance crête des panneaux à installer en appliquant la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_p}{G_r} = \frac{E_c}{G_r K} \quad (2.2)$$

Où G_r est l'irradiation quotidienne moyenne annuelle exprimée en kWh/m²/Jour. Alors le nombre nécessaire de modules (dont la puissance crête est de P_{CM} en Wc) pour cette application est donc donné par :

$$N = \frac{P_c}{P_{CM}} \quad (2.3)$$

Conclusion

Dans ce chapitre, toutes les problématiques autour de la productivité d'une installation photovoltaïque ont été discutées. Nous avons présenté les principales architectures de gestion existantes dédiées à l'énergie photovoltaïque dans un contexte d'optimisation de puissance.

Dans ce contexte, nous avons décrit les différentes associations possibles de cellules photovoltaïques permettant de créer des modules de puissance exploitables pour des applications domestiques. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge.

Chapitre 3

Caractérisation d'un GPV en fonctionnements sain et défaillant

Sommaire

3.1	Introduction	36
3.2	Caractéristique électrique I-V d'une cellule PV	36
3.2.1	Modèle d'une cellule PV	37
3.2.2	Détermination des paramètres du modèle	38
3.3	Modélisation d'un GPV en fonctionnement sain	41
3.4	Modélisation en fonctionnement défaillant d'un GPV	43
3.4.1	Analyse de la caractéristique I-V	43
3.4.2	Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un GPV	43
3.4.3	Modes de dégradation des modules PV	45
3.5	Test et caractérisation des modules PV en milieu saharien	49
3.5.1	Le banc expérimental	49
3.5.2	Analyse des données climatiques	51
3.5.3	Modules de référence	53
3.5.4	Evaluation des performances des modules	56
3.5.5	Résultats des tests expérimentaux	56
3.5.6	Analyse des Résultats	57

3.1 Introduction

Nous avons constaté dans le chapitre 2 que la caractéristique I-V d'un GPV possédait la capacité de fournir des informations sur l'état de celui-ci. Alors la démarche de modélisation d'un GPV repose principalement sur la caractéristique de la cellule. Il est donc crucial d'avoir une bonne connaissance du fonctionnement de celle-ci. Dans cette partie, nous rappelons tout d'abord le fonctionnement d'une cellule PV pour les différents régimes de fonctionnement. Nous présentons ensuite le modèle physique utilisé pour représenter une cellule et celui que nous avons retenu pour la suite de notre travail afin de estimer les paramètres électriques et générer la caractéristique I-V. Enfin, nous présentons une étude expérimentale de dégradation des performances électriques des modules photovoltaïques en milieu saharien algérien.

3.2 Caractéristique électrique I-V d'une cellule PV

La cellule PV est un dispositif semi-conducteur construit à partir d'une jonction PN. Lorsqu'elle est illuminée, le déséquilibre de la charge électrique dans les deux couches (P et N) provoque un mouvement de la charge à travers la jonction produisant ainsi de l'électricité. La cellule PV est normalement conçue pour fonctionner comme un générateur en fournissant l'énergie électrique. Par contre, il se peut que cette même cellule, lorsqu'elle est interconnectée avec d'autres cellules, fonctionne comme un récepteur en absorbant de l'énergie débitée par les autres cellules [25, 26].

Dans la figure 2.8, les deux points (V_{oc}, I_{sc}) de la caractéristique I-V d'une cellule PV délimitent le fonctionnement de la cellule en trois régimes de fonctionnement différents.

Le régime I correspond au fonctionnement en générateur de la cellule avec $0 \leq I \leq I_{sc}$ et $0 \leq V \leq V_{oc}$. C'est le fonctionnement dit normal de la cellule dans lequel elle débite la puissance produite à la charge.

Le régime II correspond au fonctionnement en récepteur de la cellule avec $I > I_{sc}$ et $V < 0$. Quand le courant traversant la cellule est forcé par un circuit extérieur à dépasser son courant de court-circuit, la cellule produit une tension négative à ses bornes. La croissance en courant provoquera l'endommagement de la cellule. L'étude expérimentale sur différentes cellules de type cristallin a montré que la valeur de la tension de claquage varie entre -10 V et -30 V [27].

Le régime IV correspond de nouveau au fonctionnement en récepteur de la cellule, mais avec cette fois-ci $I < 0$ et $V > V_{oc}$. Quand la tension aux bornes de la cellule est amenée à dépasser sa tension de circuit ouvert, un courant inverse circule dans la cellule. Si ce courant inverse dépasse une limite, la cellule est irrémédiablement endommagée.

3.2.1 Modèle d'une cellule PV

Il existe plusieurs modèles qui ont été proposés pour représenter un module PV. Parmi eux, le modèle à une diode a été largement utilisé grâce à sa simplicité et sa précision convenables pour la plupart des applications telles que l'analyse de performance d'une installation PV, le dimensionnement d'un système PV et l'étude de performance de l'algorithme de MPPT [28, 8].

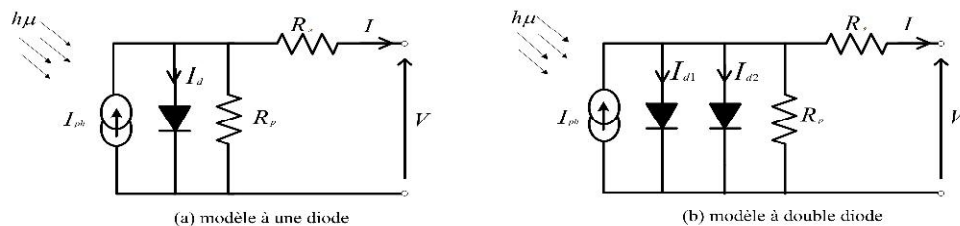


FIGURE 3.1 – Différents modèles d'une cellule PV

Ce modèle contient une source de courant (I_{ph}) qui représente l'ensoleillement reçu par la cellule et une diode pour modéliser la jonction PN de la cellule. La résistance série

(R_s) et la résistance shunt (R_p) représentent l'état non idéal de la cellule. La résistance série représente la résistivité du matériau dans lequel est fabriquée la cellule, la résistance de contact entre métal et semi-conducteur et la résistance d'interconnexion entre cellules [32, 33]. La résistance parallèle représente tous les chemins traversés par le courant de fuite, que ce soit en parallèle de la cellule ou au bord d'elle-même [8, 33].

L'équation de la caractéristique I-V est donnée :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3.1)$$

C'est une équation à 2 inconnues (I et V) et 6 paramètres. Ces paramètres sont :

- * I_{ph} : Le photocourant généré par la cellule (en A).
- * I_0 : Le courant de saturation de la diode (en A).
- * R_s : Résistance série de la cellule.
- * R_p : Résistance shunt de la cellule.
- * A : Le facteur d'idéalité de la jonction égale à 1 ou 2 .
- * V_t : La tension thermique.

3.2.2 Détermination des paramètres du modèle

Le point de fonctionnement de la cellule peut être déterminé par la résolution de l'équation (3.1). Il consiste à calculer la valeur d'une des inconnues (V ou I) en fonction de l'autre en supposant que les 5 paramètres de cette équation sont connus. Sachant que les cellules sont généralement mises en série, il est préférable de calculer I à partir de V. La caractéristique I-V d'une cellule peut être obtenue en calculant I pour plusieurs valeurs de V sur une plage souhaitée.

Enfin, il est possible de résoudre l'équation de caractéristiques IV (3.1). Il est toutefois complexe à cause de la solution actuelle est récursive par l'inclusion d'une résistance en série dans le modèle. Bien qu'il puisse être possible de trouver la réponse par itérations simples, la méthode de Newton est choisie pour une convergence rapide de la réponse [29]. La méthode de Newton est décrite comme :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3.2)$$

Où $f'(x)$ est la dérivée de la fonction, $f(x) = 0$, x_n est la valeur actuelle, et x_{n+1} est la valeur suivante.

La réécriture de l'équation (3.1) donne la fonction suivante :

$$f(x) = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} - I = 0 \quad (3.3)$$

$$f'(x) = \frac{I_0 \cdot R_s}{AV_t} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) \right] - \frac{R_s}{R_p} - 1 \quad (3.4)$$

Alors, le courant de sortie (I) est calculée de façon itérative.

Dans cette partie, les paramètres électrique du module PV UDTS-50 ; I_{ph} , I_0 , R_s et R_p sont déterminées sur la base de paramètres électriques ; V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} et A . Le but est de trouver les paramètres du modèle de telle sorte que la courbe I-V permis d'adapter avec précision la courbe expérimentale. Ces paramètres sont obtenus par résolution de l'équation fondamentale (1) pour des points clés. les valeurs de R_s et R_p sont calculés par une méthode d'itération efficace [29, 30].

Dans le processus itératif R_s doit être incrémenté lentement à partir de $R_s = 0$. Réglage de la courbe P-V pour correspondre à des données expérimentales , il faut trouver la courbe pour plusieurs valeurs de R_s et R_p .

La figure 3.2 montre les courbes expérimentales et simulées de modules PV UDTS - 50 sur la base des données d'entrée expérimentales ($T = 38.5$ °C et $G = 0.837$ kW/m²). Sur cette figure, le résultat simulé a été comparé à des données expérimentales. On observe que les résultats simulés et expérimentaux correspondent avec précision à trois points clés : circuit ouvert , puissance maximale et de court-circuit . Les deux courbes sont également assez proche d'autres points.

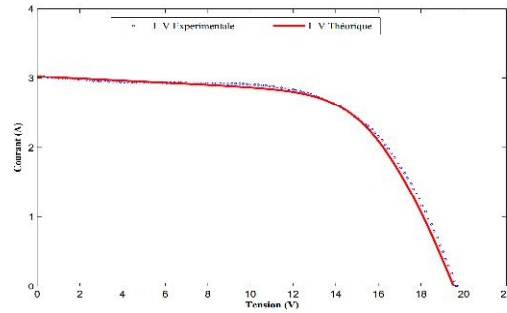


FIGURE 3.2 – Caractéristiques I-V expérimentale et théorique du module UDTS-50

La courbe I-V d'un module dépend considérablement du rayonnement incident. Le courant de sortie d'une cellule solaire est directement lié au rayonnement incident : plus le rayonnement est important, plus la production de paires électrons-trous est élevée, et plus le courant augmente. D'autre part, la tension varie légèrement avec les variations de rayonnement. La figure 3.3 montre les courbes I-V du module UDTS-50 selon différents niveaux de rayonnement [31].

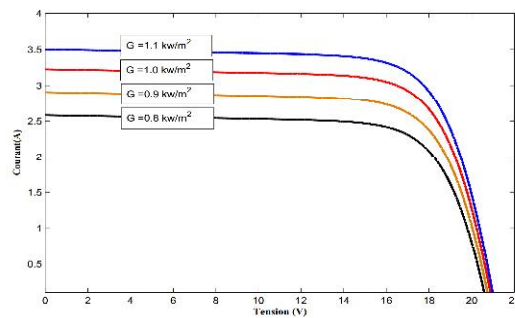


FIGURE 3.3 – Relation entre la courbe I-V et le niveau de rayonnement

Les performances des cellules PV varient selon la température. Lorsque ces dernières chauffent, le courant et la tension varient, entraînant une diminution de la production électrique de la cellule. C'est la raison pour laquelle on donne les coefficients de température du courant, de la tension et de la puissance. Ces paramètres permettent de simuler le comportement réel du module sur site. Les paramètres du module UDTS-50 sont indiqués

dans le tableau 3.1.

TABLE 3.1 – Principaux paramètres du module UDTS-50

Caractéristiques Électriques	
Tension du Circuit Ouvert V_{oc} (V)	21.6
Courant de Court-Circuit I_{sc} (A)	3.18
Tension au MPP V_{mp} (V)	17.5
Courant au MPP I_{mp} (A)	2.9
Puissance maximale $P_{mp,e}$ (W)	49.4
N_s	36
Facteur de Forme FF (%)	72
Rendement η (%)	12.83
Résistance Série R_s (Ω)	0.25
Résistance Shunt R_{sh} (Ω)	198.11
Coefficients des Température	
Coefficient de température pour le courant I_{sc} K_I (A/°C)	0.0087
Coefficient de température pour la tension V_{oc} K_V (V/°C)	-0.0725

3.3 Modélisation d'un GPV en fonctionnement sain

Nous avons présenté dans la partie précédente la démarche d'obtention de la caractéristique I-V d'une cellule PV. Dans cette partie, nous décrivons la procédure reposant sur cette caractéristique pour établir la caractéristique I-V d'un GPV en fonctionnement sain.

Pour illustrer la démarche, nous avons retenu la configuration du champ PV comme montré dans la figure 3.4.

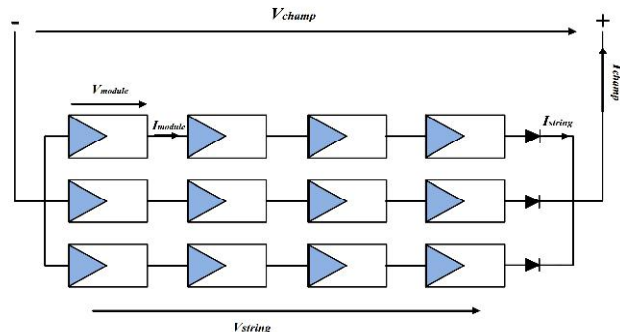


FIGURE 3.4 – Configuration retenue du champ PV

Le champ PV constitué de 3 strings en parallèle. Chaque string est composé de 4 modules (de type UDT5-50) en série. Chaque module contient 36 cellules en série. La Figure 3.5 montre la formation de la caractéristique I-V du champ considéré.

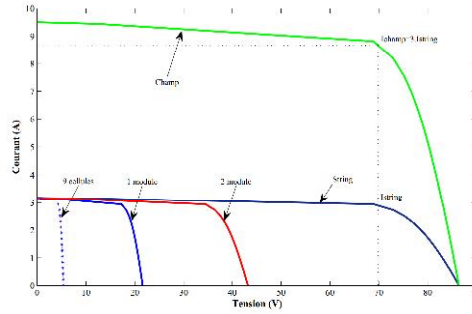


FIGURE 3.5 – Établissement de la caractéristique I-V du champ PV

En fonctionnement sain, toutes les cellules du champ PV sont supposées identiques et soumises à la même condition de fonctionnement (ensoleillement et température).

L'obtention de la caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement sain ne nécessite pas le calcul de la caractéristique I-V de toutes les cellules. La multiplication de la tension de cette dernière par le nombre de cellules en série dans un string et de son courant par le nombre de string donne la caractéristique I-V du champ.

$$V_{champ} = V_{string} = V_{module} \times N_{module} = V_{cellule} \times N_{cellule} \times N_{module} \quad (3.5)$$

$$I_{champ} = I_{string} \times N_{string} \quad (3.6)$$

En fonctionnement sain, le comportement de toutes les cellules est identique ce qui entraîne le blocage de la diode de bypass et la conduction de la diode anti-retour. La diode de bypass est bloquée car la somme des tensions des cellules est positive. Tout le courant circule dans les cellules. Tandis que la diode anti-retour est passante car la tension de tous les strings est identique. Les diodes laissent donc passer le courant produit par chaque string.

3.4 Modélisation en fonctionnement défaillant d'un GPV

3.4.1 Analyse de la caractéristique I-V

Nous avons vu précédemment qu'un champ photovoltaïque peut être décrit par sa caractéristique statique courant/tension (caractéristique I-V). La modification d'une telle caractéristique peut être espérée lorsque qu'il y a un changement de l'état du champ PV provoqué par un changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement et température) ou par une apparition d'un ou de défauts dans le champ. La figure 3.6 montre l'allure d'une caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant (ombrage sur des modules) comparée avec celle en fonctionnement normal.

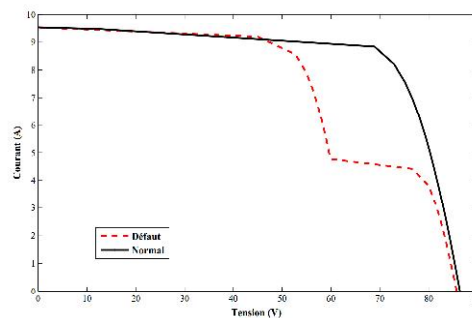


FIGURE 3.6 – caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement défaillant

3.4.2 Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un GPV

Dans le processus de fonctionnement, de nombreux facteurs ont un effet négatif sur le champ photovoltaïque et se traduisent par la valeur de sortie inférieure à la normale, telle que la dégradation tôt et défauts des panneaux PV. Il ya d'autres facteurs qui influent sur le rendement d'un champ PV. Ces facteurs doivent être compris, de sorte que le client a des attentes réalistes de la production globale du système PV dans des conditions

environnementales variables au cours du temps [8, 34]. le Tableau 3.2 résume les principaux défauts et anomalies rencontrés dans un Système PV [13].

TABLE 3.2 – Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un système PV

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> - Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. - Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules - Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules - Modules de performances différentes - Module arraché ou cassé - Modules court-circuités, modules inversés
Boîte de jonction	<ul style="list-style-type: none"> - Rupture du circuit électrique - Court-circuit du circuit électrique - Destruction de la liaison - Corrosion des connexions
Câblage et connecteur	<ul style="list-style-type: none"> - Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit électrique
Diode de protection (diode de bypass et diode anti-retour)	<ul style="list-style-type: none"> - Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

L'utilisation de la caractéristique I-V pour détecter et localiser les défauts a été réalisée en très peu des travaux. D'autre part, l'analyse dans le sens inverse a été effectuée par de nombreuses études. Cette analyse consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, le module) sur les performances du module PV, d'où la caractéristique I-V de celle-ci. L'extraction des paramètres représentatifs (résistance série, point de puissance maximale au STC, etc) permet de détecter le défaut dans le module PV (augmentation de la résistance série entre les cellules, la dégradation des cellules,... etc) [36, 35]. Dans le Tableau 3.3 différents types de défauts PV analysés par la caractéristique I-V sont représentés.

Certaines caractéristiques I-V des modules PV présentent une sorte de déformation graphique dans certaines régions. Cette déformation est peut être due à la présence de défauts dans le module lui-même. Dans la partie suivante, nous présentons les modes de dégradation et quelques défauts dans le module PV.

TABLE 3.3 – Différents types de défauts PV analysés par la caractéristique I-V

Défauts	Composant du champ
Augmentation de la résistance série R_s	Module
Diminution de la résistance shunt R_p	Module
Mismatch	Module / Champ
Ombrage	Module / String / Champ
Connexion (court-circuit, circuit ouvert, courant de fuite)	Champ

3.4.3 Modes de dégradation des modules PV

Dans la technologie photovoltaïque, il est clair que les modules ne maintiennent pas, obligatoirement, leurs performances initiales. Quelques modules peuvent se dégrader ou devenir même défaillants quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de telles dégradations et chutes des performances des modules photovoltaïques. Les modules PV sur site réel sont sujets de : exposition à les radiation solaires, l'humidité, impact de grêle (grains de sable), accumulation de la poussière et ...etc [37]. Souvent, les facteurs de dégradation sont reliés à l'action des agents atmosphériques avec, éventuellement, les défauts de fabrication [34, 8]. Selon diverses références bibliographiques ayant trait à ce phénomène, les modules photovoltaïques peuvent se dégrader à causes des facteurs principaux qui suivent :

Décoloration de l'EVA

L'inspection visuelle des surfaces avant des modules a révélé une décoloration de l'encapsulant dans quelques régions. Souvent, ce changement de couleur de l'EVA (Ethylene Vinyl Acetate) est constaté après quelques années d'exposition (coloration jaunâtre puis marron).la cause de ce défaut dans l'encapsulant est la radiation ultra-violette et l'exposition à l'eau combinée aux températures supérieures à $50^{\circ}C$ [38, 34]. Ces facteurs réunis causent un changement dans la structure chimique du polymère. Le brunissement de l'encapsulant peut diminuer les performances du module de pas moins de 50%. La dégradation de l'EVA peut être visuellement détectée par le module éclairant avec une lampe à rayons

ultraviolets de 375 nm. Dans ces conditions, les régions de l'EVA qui ont commencé à se dégrader va produire une couleur presque blanche. La figure montre une photos de module de type UDTS-50 présentant une décoloration de l'encapsulant.



FIGURE 3.7 – Décoloration de l'encapsulant dans un module PV UDTS-50

Délamination

Délamination est constituée de la perte d'adhérence entre les différentes couches du module PV et le détachement subséquent de ces couches. Il peut apparaître entre encapsulant et cellules polymère ou entre les cellules et le verre frontal. Délamination est un problème majeur, car il peut conduire à deux effets : un découplage de la lumière, où la réflexion augmente, ainsi que la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure de module [33, 38]. Parmi ceux-ci, le sodium et le phosphore précipitent à la surface de la cellule entraînant la corrosion des points de soudure et augmentant la résistance série

Dégradation des cellules

Dégradation de cellule solaire peut être causée par trois facteurs entraînant une dégradation progressive des performances électriques du module PV. Ces facteurs sont une augmentation de la résistance série R_s de la cellule, une diminution de la résistance shunt R_p et une détérioration de la couche antireflet [?, 39, 33]. Ces modes de dégradation spécifiques de cellule sont des facteurs importants dans l'analyse de cellule PV et de la

dégradation du module et des défaillances. Ces modes peuvent progressivement dégrader les performances du module sur des périodes prolongées de fonctionnement et sont discutés ci-dessous.

1) *Résistance série* : La résistance série R_s permet de réduire la tension produite par la cellule PV, ce qui réduit finalement les performances de la cellule et par conséquent le module [40, 33]. Le recyclage thermique quotidien des modules déployés à l'extérieur se traduit par une augmentation progressive de la résistance série. Mesures courant-tension (I-V) sombres peuvent être utilisés pour évaluer quantitativement l'augmentation des résistances série. Ces mesures sont également sensibles aux variations de la résistance shunt du module et d'autres paramètres de cellule.

2) *Résistance shunt* : La résistance série R_p représente tous les chemins de haute conductivité parallèles (shunts) à travers la cellule solaire ou sur les bords de la cellule. Ceux-ci seraient dues aux dommages et des impuretés dans le cristal et près de la jonction et donner lieu à du courant de shunt. Le nombre de dérivations dans les cellules à couche mince peut augmenter après une exposition prolongée à la lumière. L'augmentation du nombre de shunts augmente le courant de shunt efficace dans la cellule et par conséquent diminue R_p .

2) *Revêtement anti-réfléchissant* : La réflectivité de silicium à nu est d'environ 35% au maximum d'intensité du spectre solaire qui se produit à une longueur d'onde de 600 nm. Ce pourcentage peut être réduit à environ 20% par texturisation de la surface et à environ 3% par addition d'un revêtement anti-réfléchissant (AR). Une faible réflectivité améliore à la fois le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert, ce qui à leur tour améliore l'efficacité de la conversion d'une cellule PV. La dégradation de ces revêtements après le temps peut être attribué à l'inter-diffusion d'espèces de la région d'émetteur de la cellule à la revêtement AR, et vice versa. L'effet de la dégradation du revêtement AR d'une cellule dans string PV est que la cellule va maintenant absorber moins des photons incidents et donc de produire moins de courant que les autres cellules de string. Le résultat est une cellule mal adapté.

Les cellules mismatched (Cellules mal adaptées)

Cellules Mismatched sont causées par les salissures de la surface avant, la dégradation de l'encapsulant, la détérioration du revêtement AR, les défauts de fabrication, craquage des cellules et l'ombrage partiel de la cellule PV [33]. Les cellules mismatched dégradent les performances du module, en particulier lorsque les cellules sont toutes connectées en série dans un module PV.

Quand une cellule dans un module produit moins de courant que les autres cellules du module, cela provoque la cellule défectueuse de fonctionner dans la région de tension négative où il devient un dissipateur d'énergie. la figure 3.8.(a) montre comment les barres d'interconnexion peuvent aider à prévenir la cellule de produire moins de courant en raison de la fissure illustré. Le stress thermique et dommages de grêle peuvent provoquer la fissuration des cellules. Des fissures peuvent également se former pendant le traitement et l'assemblage. La fissure dans la figure 3.8.(b) supprime une partie de la cellule de son circuit électrique. Cela aura pour effet d'un courant réduit produit par la cellule. Le même phénomène est observé lorsqu'une cellule est partiellement ombragé.

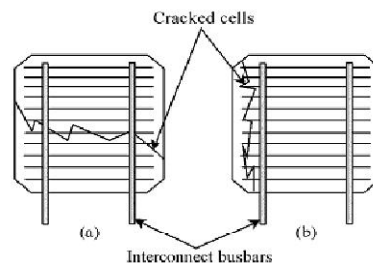


FIGURE 3.8 – Craquage des cellules photovoltaïques [33]

Le phénomène de mismatched de cellules solaires provoquent la cellules de chauffer. Lorsque la température de la cellule (mismatched) dépasse une valeur critique de $150^{\circ}C$, la délamination de l'encapsulant de cellules peut se produire. Si la polarisation inverse élevée dépasse la tension de claquage de la cellule, la cellule peut être irrémédiablement endommagée. Celui-ci est observé par la formation de points chauds (Hot-spot) sur la

cellule PV [41]. Formation du point chaud dans les cellules et les modules solaires non seulement réduit l'efficacité du module, mais aussi une influence sur la tension de circuit ouvert V_{oc} , le courant de court-circuit I_{sc} , la puissance maximale P_m et le facteur de forme FF . Les cellules Mismatched peuvent généralement être détectés par l'inspection visuelle, des mesures I-V et / ou la surveillance individuelle de la température de la cellule lorsque le module est polarisée en direct.

3.5 Test et caractérisation des modules PV en milieu saharien

Dans cette étude, on s'est contenté d'un simple examen de la dégradation des modules en comparant les performances à l'état actuel par rapport à l'état initial. Les tests ont eu lieu à Adrar au sud algérien. Cette localité possède une importance particulière tant pour les chercheurs que pour les utilisateurs car elle est souvent exposée à des niveaux élevés de l'éclairement solaire. En effet, la moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière mesurée sur plan incliné dépasse la valeur de $7kWh/m^2$.

Dans cette partie, nous présentons les résultats des tests sur un champ PV réel. Nous montrons tout d'abord les résultats de tests pour des modules cristallins (UDTS-50 et PHOTOWATT PWX500) fonctionnant pendant une période de 11 ans dans une région du Sahara et ensuite les résultats de tests pour des strings photovoltaïques. Suite à des contraintes techniques et aux normes de sécurité de l'installation PV (à laquelle nous avons pu accéder), les tests pour un champ PV n'ont pas été réalisés.

3.5.1 Le banc expérimental

Le banc expérimental utilisé pour la caractérisation outdoor, basé sur le schéma de principe de la figure 3.9, est montré par les photo des figures (3.10, 3.11).

Pour les mesures de performance du module en plein air dans les conditions de ensoleillement et de l'environnement naturel, le traceur I-V MP-160 (Annexe A) est utilisé pour tester plusieurs modules et il offre un haut niveau de flexibilité. La précision de

calcul de courant et la tension de la courbe I-V est de 0,5% contre la pleine échelle. Lors des essais d'exposition, la mesure automatique peut être programmé pour la récupération des données en continu et de faire une conversion automatique vers les conditions de test standard (STC) des paramètres mesurables (figure 3.12). Cette opération correspond à la translation aux conditions standards. Elle permet de comparer les caractéristiques I-V obtenues expérimentalement et celles fournies par le constructeur des modules. Les irradiances solaires sont mesurées par le pyranomètre. Simultanément, des mesures de température individuelles sont réalisées avec la thermocouples fixés à la face arrière du module PV. Le traceur I-V enregistre les mesures au format Microsoft Excel (.XL), puis les courbes sont tracées par MATLAB.

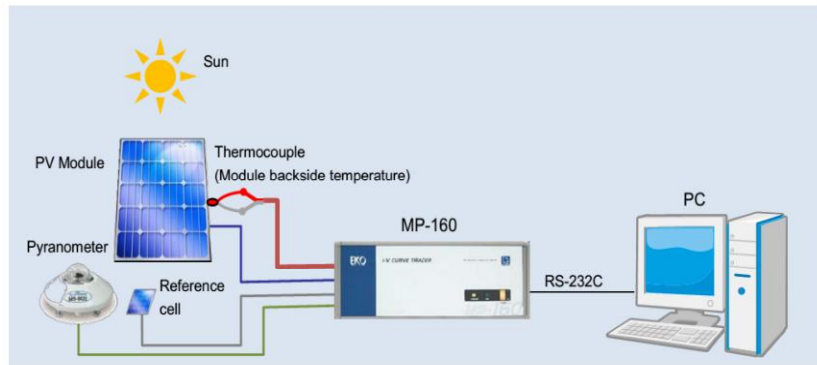


FIGURE 3.9 – Schéma de principe du banc de test d'un module photovoltaïque



FIGURE 3.10 – Photo du banc de caractérisation des modules photovoltaïques testés



FIGURE 3.11 – Photo de quelques modules PV testés

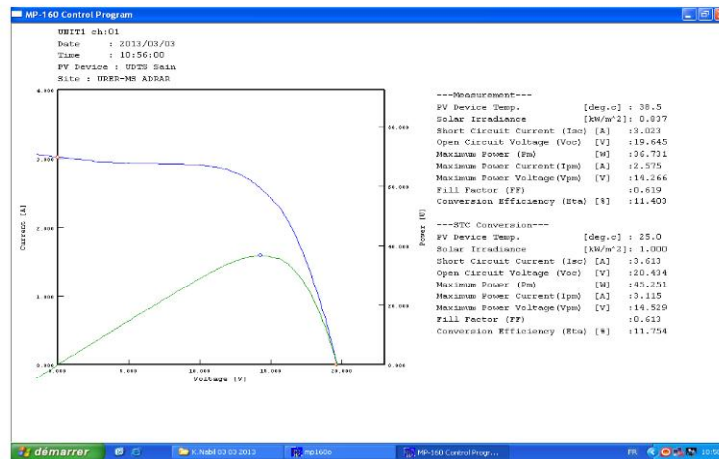


FIGURE 3.12 – Conversion automatique

3.5.2 Analyse des données climatiques

Avant de traiter la dégradation des performances électriques, il est conseillé d'analyser les données climatiques. Les données climatiques du site déclarés de l'unité de recherche en énergie renouvelable en milieu saharien, Adrar" www.urerms.dz". Les mesures ont été effectuées à Adrar dans l'extrême sud de l'Algérie. Ce site est souvent exposé à un haut niveau de temperature. La figure 3.13 donne un résumé de la température ambiante. Toutes les valeurs de données ont été mesurées chaque 2 sec (07 :00-19 :00). Il est clair que le site est toujours caractérisée par des valeurs élevées de température, température

3.5. Test et caractérisation des modules PV en milieu saharien

ambiante généralement supérieur à la moyenne de 40°C (en mois estivaux), avec des pics d'environ 63°C en Juillet (en plein air).

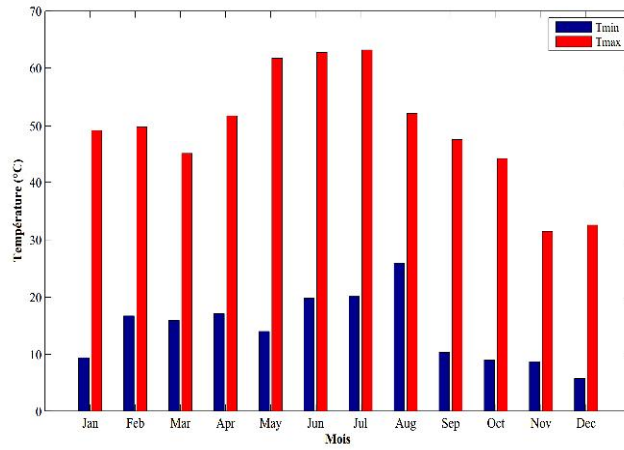


FIGURE 3.13 – Température maximale et minimale ambiante

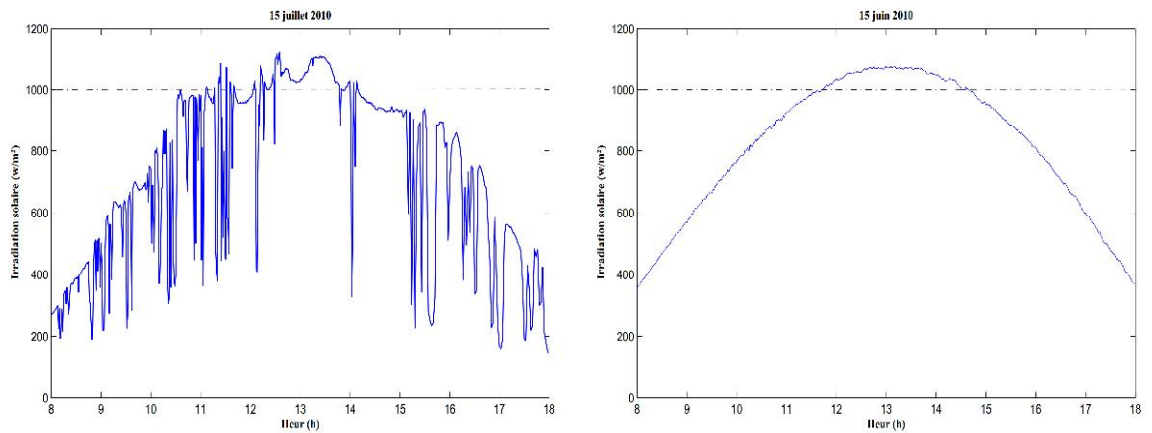


FIGURE 3.14 – Ensoleillement solaire

La moyenne annuelle d'irradiation globale journalière mesurée sur un plan incliné dépasse la valeur de $7\text{kWh}/\text{m}^2$.

3.5.3 Modules de référence

Dans le cadre de la présente étude, les données fournies par le constructeur du module UDTS-50 qui ont été déterminées lors des tests en laboratoire (indoor), semblent être insuffisantes pour pouvoir effectuer une comparaison avec d'autres modules testés sur site réel (outdoor). Par conséquent, une caractéristique outdoor d'un module de même type s'avère d'une utilité importante. Pour ce faire, on a choisi un module du même type (UDTS-50) dont la caractéristique I-V a été relevée expérimentalement sur le même site (Adrar). Ce module qui a été installé à l'état neuf, n'a, pratiquement, pas subi de phénomène de dégradation.

Le module de référence UDTS-50

Le module photovoltaïque UDTS-50 se compose de 36 cellules de silicium monocristallin, connectés en série et deux diodes de dérivation connectés en parallèle (comme illustré sur la figure 2.5), avec une puissance maximale de 50 Wc. Ce module est protégée par une plaque de verre trempé, une résine EVA, feuille arrière imperméable PV et un cadre en aluminium.

Le module UDTS-50 proposé pour être un module de référence pour les autres modules testés du même type a été caractérisé en 1995 [37, 8] en utilisant un banc expérimental constitué par une charge résistive (rhéostat) et une table traçante pour l'enregistrement de diverses mesures du courant et de tension. La courbe expérimentale obtenue est ensuite lissée graphiquement pour extraire les principaux paramètres de ce module. L'erreur de lissage est égale à environ 0,38%.

La caractéristique outdoor de ce module a été translatée aux conditions STC (figure 3.15). La méthode utilisée nécessite de faire correspondre, à chaque paire de caractéristique courant-tension mesurée, une autre paire de la courbe STC. Dans le cas de cette étude, la caractéristique outdoor du module de référence a été translatée aux conditions STC en utilisant les formules des équations suivantes [37] :

$$I_{STC} = I_{mes} \cdot \left(\frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) + \alpha \cdot (T_{mes} - T_{STC}) \quad (3.7)$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta \cdot (T_{STC} - T_{mes}) - R_s \cdot (I_{mes} - I_{STC}) + V_t \cdot \ln\left(\frac{G_{STC}}{G_{mes}}\right) \quad (3.8)$$

Où

- * STC : ($G_{STC}=1\text{kW/m}^2$, $T_{STC}=25^\circ\text{C}$, $AM=1.5$).
- * mes : mesuré.
- * G_{mes} : éclairément mesuré.
- * T_{mes} : la température mesuré du module.
- * α : coefficient de température du courant.
- * β : coefficient de température de la tension.

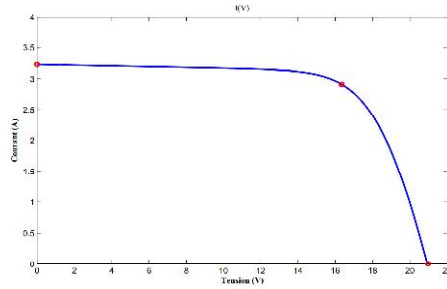


FIGURE 3.15 – Caractéristique translaturée du module de référence UDT5-50

La caractéristique théorique ainsi obtenue a été, alors, considérée comme étant la caractéristique initiale de référence pour tous les modules photovoltaïques testés. Les principaux paramètres déterminés pour ce module sont donnés dans le tableau 3.4.

TABLE 3.4 – Principaux paramètres du module de référence UDT5-50

Paramètres	Valeurs
Tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	20.98
Intensité en court-circuit I_{sc} (A)	3.23
Tension au mpp V_{mp} (V)	16.35
Intensité au mpp I_{mp} (A)	2.91
Puissance maximale $P_{mp,e}$ (W)	47.58
N_s	36
Facteur de forme FF (%)	70.21
Rendement η (%)	12.36
Résistance série R_s (Ω)	0.49
Résistance shunt R_{sh} (Ω)	169.65

Le module de référence PHOTOWATT PWX500

Ce module PWX500 présente la technologie bi-verre, optimisé pour répondre à l'ensemble des applications PV. Grâce à ses 2 plaques de verre le PWX500 assurent avec une tenue mécanique et une protection électrique accrues et répond particulièrement aux applications en environnement marin et tropical.

Le PWX500 utilise la technologie des cellules multicristallines PHOTOWATT. Les cellules solaires sont mesurées individuellement et triées électroniquement avant d'être interconnectées. L'encapsulation des cellules est réalisée entre une plaque de verre trempé et une feuille de Tedlar. L'encapsulant, de l'EVA résistant aux UV, enrobe les cellules photovoltaïques à l'intérieur des laminés et protège les cellules de la corrosion. La face arrière du module est étanche et protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère continue et résistante. Le PWX500 se compose aussi de 36 cellules reliées en série et deux diodes de déviation reliés en série (comme illustré sur la figure 2.4), avec une puissance maximale aussi 50 Wc.

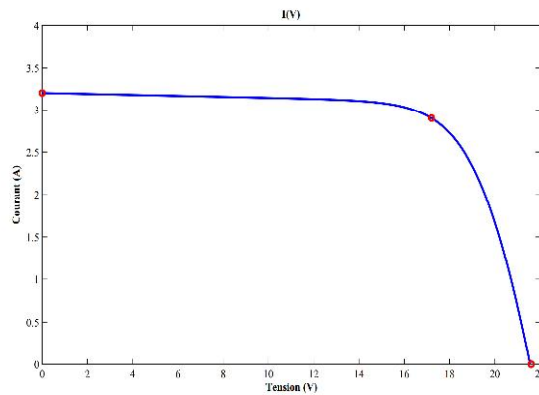


FIGURE 3.16 – Caractéristique I-V du module de référence PWX500 au STC

Les données de fabricant aux conditions standards (STC) sont tenues comme des données des références pour les modules testés de type PHOTOWATT PWX500 (pour plusieurs détails voir l'annexe B).

TABLE 3.5 – Données du constructeur pour module PHOTOWATT PWX500

Paramètres	Valeurs
Tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	21.6
Intensité en court-circuit I_{sc} (A)	3.2
Tension au mpp V_{mp} (V)	17.2
Intensité au mpp I_{mp} (A)	2.9
Puissance maximale $P_{mp,e}$ (W)	50
N_s	36
Facteur de forme FF (%)	72.34
Rendement η (%)	10.40
Résistance série R_s (Ω)	0.37
Résistance shunt R_{sh} (Ω)	172.61

3.5.4 Evaluation des performances des modules

Maintenant que sont connus les paramètres et les performances du module de référence ainsi que des autres modules, il est possible d'effectuer une étude comparative dans le but de faire une évaluation d'une éventuelle dégradation. Une telle évaluation permettra de faire un diagnostic des paramètres qui caractérisent la dégradation. Pour cela, on a défini, pour chaque paramètre, un facteur de dégradation qui permet d'estimer, théoriquement, le taux de changement de sa valeur par rapport à la valeur initiale (supposée celle du module de référence). Le facteur de dégradation est calculé par l'expression qui suit [8] :

$$FD(\%) = \left(1 - \frac{VP_{deg}}{VP_{ini}}\right) \cdot 100 \quad (3.9)$$

Où

- * FD : facteur de dégradation pour le paramètre considéré.
- * VP_{ini} : valeur initiale du paramètre considéré (P_m, R_s, \dots).
- * VP_{deg} : valeur du paramètre après dégradation.

3.5.5 Résultats des tests expérimentaux

Dans les tableaux 3.6 et 3.7, respectivement, on a représenté les valeurs du principaux paramètres et du facteur de dégradation au STC. Ces mesures permettent de décrire les changements survenus dans les valeurs des principaux paramètres de quelques modules testés et cela par rapport au module de même type pris comme référence. Ce facteur de dégradation diffère d'un module à l'autre.

TABLE 3.6 – Performances et paramètres de quelques modules testés

c-Si	Mono-c-Si				
Paramètres	MV01	MV04	MV06	MV07	MV09
P_m	45.25	42.09	6.38	9.86	23.21
V_{mp}	14.53	14.44	3.35	4.83	4.10
I_{mp}	3.12	2.92	1.91	2.04	5.66
R_s	0.93	0.93	-----	-----	-----
R_{sh}	69.24	66.55	-----	-----	-----
FF (%)	61.47	61.45	32.56	33.62	22.49
η (%)	11.75	10.93	1.66	2.56	6.03

TABLE 3.7 – Facteurs de dégradation des performances de quelques modules testés

c-Si	Mono-c-Si				
$FD(\%)$	MV01	MV04	MV06	MV07	MV09
ΔP_m	4.90	11.54	86.59	79.28	51.22
ΔV_{mp}	11.13	11.68	79.51	70.56	74.92
ΔI_{mp}	-7.22	-0.34	34.36	29.90	-94.51
ΔR_s	-89.8	-89.8	---	---	---
ΔR_{sh}	59.19	60.77	---	---	---
ΔFF	12.49	12.48	53.63	52.12	67.97
$\Delta \eta$	4.94	11.57	86.57	79.29	51.21

3.5.6 Analyse des Résultats

Globalement, on peut constater que les valeurs des résistances série et parallèle ont connu des variations importantes conduisant à une dégradation des facteurs de forme.

En examinant les valeurs des taux montrés dans le tableau 3.7, on peut constater, en premier lieu, une réduction de la puissance maximale, P_m .

Pour MV01 et MV04

D'après le tableau 3.7, la perte de puissance en 11 ans est de 4,9%, donc, la perte de puissance moyenne en un an est égale à 1%. Ces panneaux ont une grande fiabilité dans les premières années de l'exposition et ce en raison de la stabilité des cellules solaires en silicium monocristallin [42]. Par conséquent module PV UDTS-50 a une bonne isolation électrique après avoir été exposés à des conditions climatiques sahariennes. Pas des défauts visuels majeurs ont été signalés. La résistance série réduit la tension produite par la cellule, ce qui réduit finalement les performances des cellules photovoltaïque.

Les valeurs de ΔI_{mp} et ΔV_{mp} montrent que les points de puissance maximale se sont déplacés plus loin du coude de la caractéristique initiale (Voir figure 3.17). Bien sûr, il faut noter que l'augmentation de R_s et la diminution de R_{sh} ont, de façon principale, contribué à la dégradation des performances des modules. En effet, une résistance série qui augmente cause une dissipation d'une grande quantité de la puissance générée sous forme de chaleur. D'un autre côté, la diminution de la résistance parallèle a pour effet d'augmenter le courant de fuite autour des cellules. Dans le tableau 3.7, on remarque que les taux de changement des valeurs de ces deux paramètres ont atteints des seuils importants.

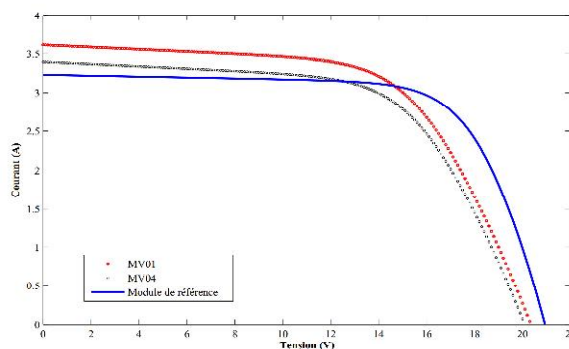


FIGURE 3.17 – Caractéristiques I-V de quelques modules testés (PV référence, MV01, MV04) au STC.

Les courbes I-V des modules (MV01 et MV04) (Figure 3.17) ont montré une diminution

significative de la pente de V_{oc} indiquant l'existence d'une résistance série parasite (R_s élevée). En effet, cette résistance parasite augmente avec le temps (la durée de vie du module PV) et provoque une dissipation d'une grande quantité d'énergie produite sous forme de chaleur [39].

La résistance série augmente proportionnellement à l'élévation de la température. Cette augmentation de la résistance série provoque une diminution de la tension, et donc la puissance. D'autre part, de diminuer la résistance en parallèle est d'augmenter le courant de fuite autour des cellules, car l'augmentation de température va libérer des porteurs de charges, qui à son tour fait baisser la puissance maximale.

Pour MV06, MV07 et MV09

L'inspection visuelle est considéré comme la première étape de l'analyse, permet de détecter des défauts par le jaunissement et brunissement, fissures dans la cellule et les cellules brûlées [8, 38].

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques des cellules sont sensibles à la température [43]. Le stress thermique peut provoquer des fissures et de brûler les cellules. Des fissures peuvent également se former pendant le traitement et l'assemblage. Cela aura l'effet du courant réduit produit par la cellule et par conséquent le module.

Observation des résultats expérimentaux (tableaux 3.6, 3.7) pour les modules ; MV06, MV07 et PV09, montre une grande disparité par rapport à la valeur généralement obtenue dans des mesures de dégradation. Pour MV06 et MV07 et cela peut être dû à la détérioration de ces modules provoquées par le craquage et le brûlage des cellules photovoltaïques ou est créé par défauts du matériau physique et / ou des défauts de structure. La perte de puissance peut être causée par la rupture des cellules, la fissure enlève une partie de la cellule à partir de son circuit électrique qui entraîne une disparité relativement importante dans production. Les résultats des tableaux 3.6 et 3.7 qui ont été obtenus pour MV06 et MV07 sont l'efficacité de 12 cellules (1-12 ou 25-36), qui en raison de l'existence de défauts ou de dysfonctionnement dans les autres cellules et grâce à la configuration de diode bypass dans ces modules, comme illustré sur la figure 3.19. Alors que pour le cas de

MV09 peut être due à défaut structural ou le phénomène de point chaud. Ce défaut est observée physiquement sur le panneau (figure 3.18).



FIGURE 3.18 – Cellule affectée montre le défaut sur l’interconnexion entre cellules.

L’interconnexion entre cellules est endommagé, par conséquent conduit à séparer cette cellule des autres (switch off). Donc, la configuration du module PV a été changé de connexion en série à parallèle due à la configuration de la diode de dérivation, comme illustré sur la figure 3.19.

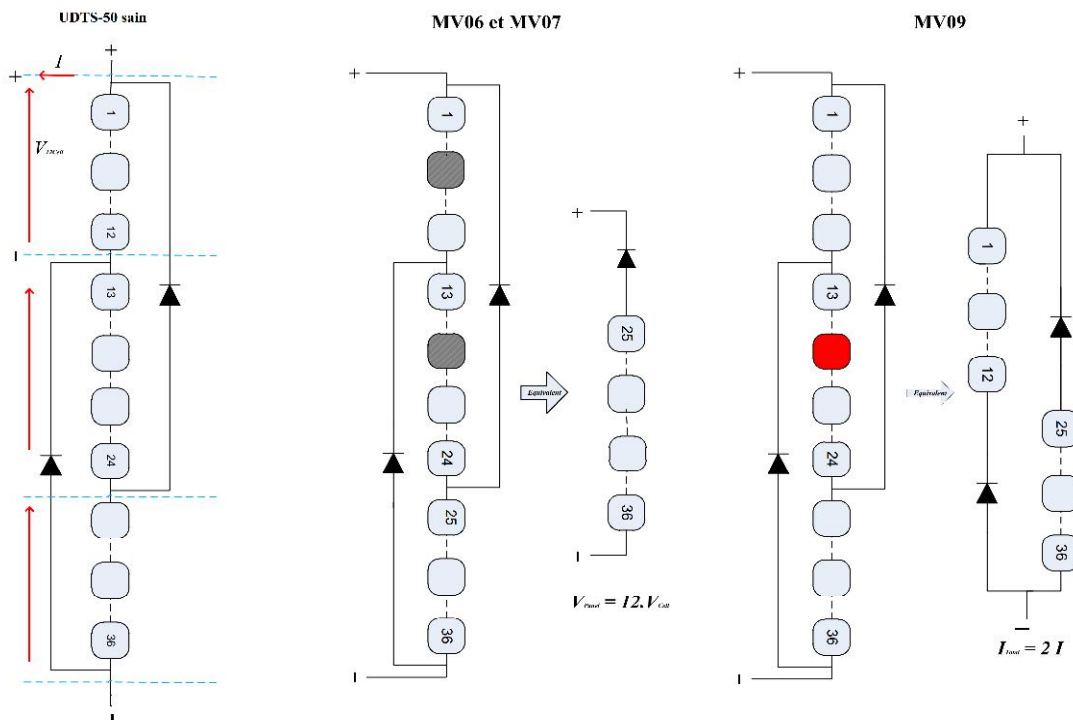


FIGURE 3.19 – Configuration de la diode bypass avant et après la détérioration du module.

les diodes de dérivation sont installés dans les modules PV pour éviter la consommation d'énergie quand ils sont endommagés, ils empêchent également les cellules de travailler à proximité de leur zone d'avalanche [18].

Pour Multi-c-Si(PV03,...,PV07)

Les modules photovoltaïques testés sont présentés par la figure 3.20.



FIGURE 3.20 – Modules PV testés de type PWX500.

Les valeurs présentées au tableau 3.6 montrent une nette réduction de la puissance maximale et du facteur de forme et cela comparativement aux valeurs d'un module PWX500 testé en laboratoire (indoor test). Le rendement a diminué en dessous de 8.5%. Ceci laisse à penser que les modules photovoltaïques testés ont, fort probablement, subi un phénomène de dégradation dans les performances.

Les estimations des valeurs du facteur de dégradation ont montré une variation des résistances série et parallèle ayant conduit à une diminution des facteurs de forme des modules. Pour une période d'exposition de 11 ans environ, une perte de 29% environ dans la valeur de la puissance maximale semble loin des limites citées par quelques références bibliographiques qui prévoient des taux de 14.1% pour onze années d'exposition [34]. Mais, si on considère que ces mêmes références reportent que les fortes températures ambiantes peuvent augmenter le taux de dégradation et si, en plus, on tient compte d'autres facteurs comme les erreurs instrumentales et autres.

Pour le cas de ces modules testés, la dégradation peut être due à la décoloration de l'EVA, l'absorption des rayons ultra-violet, le décollement de l'EVA aux interfaces cellules-EVA (Voir figure 3.20).

Synthèse

Un module photovoltaïque peut subir, au cours du temps, une dégradation qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances. Afin d'étudier l'évolution, dans le temps, des performances des modules photovoltaïques, on devrait connaître leurs caractéristiques I-V obtenues en test outdoor de même que celles fournies par le fabricant et correspondant aux conditions standards (STC). Ces données peuvent servir d'étalons pour les mêmes types de modules sous test.

Effet de ces défauts sur la caractéristique I-V d'un GPV

Dans la présente partie, le comportement des 3 string PV (figure 3.21) est étudié pour l'objectif d'analyser l'impacte de ces défauts sur les performances de groupe.

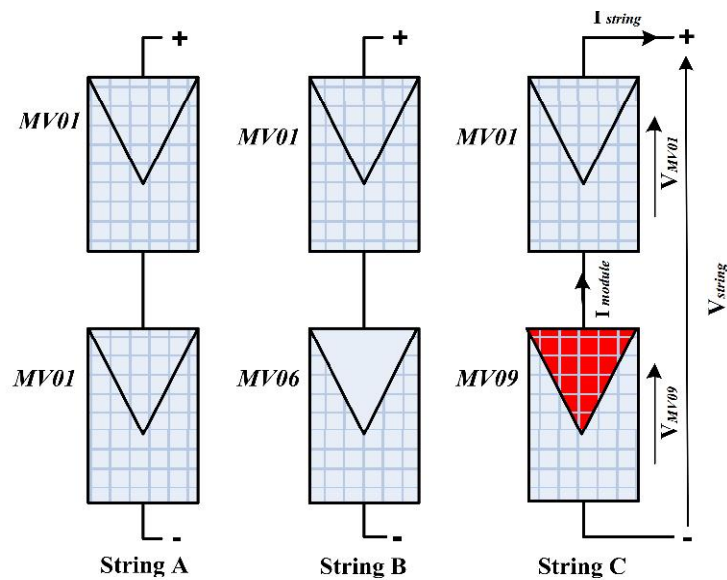


FIGURE 3.21 – Configuration retenue.

Les résultats de la figure 3.22 sont les résultats expérimentaux effectués sur le terrain pour le but d'examiner la compatibilité des modules testés. Les caractéristiques I-V des string B et C présentent une sorte de déformation graphique dans certaines régions, comme illustré sur la figure 3.22. Cette déformation est peut être due à la présence de défauts dans les modules ; MV06 et MV09.

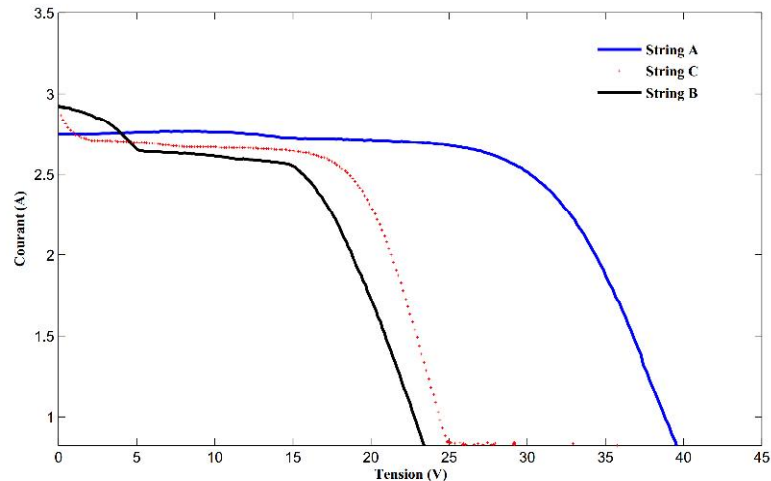


FIGURE 3.22 – Résultats expérimentaux aux STC.

Les pertes de puissance dans le string B ou le string C est comparable à l'énergie produite par MV01. Les valeurs des facteurs de dégradation ont révélé que les strings ont perdu presque la moitié de leurs performances initiales et cela affecte négativement l'efficacité du groupe. Ces pertes d'énergie sont causées par des modules incompatibles dans string (des modules PV défaillants).

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude expérimentale de dégradation des performances électriques et les défauts dans les modules photovoltaïques. Les principaux défauts dans la partie DC du générateur ont été retenus à partir d'une liste de défauts les plus fréquents.

Le travail présenté dans cette étude concerne les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles (milieu saharien). Ces facteurs incluent, en particulier, les principaux paramètres de l'équation qui gouvernent les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques et leurs performances. Les paramètres de l'équation des modules permettent d'analyser leurs caractéristiques électriques et leurs performances. Pour cela, leur estimation est d'une grande importance puisque le comportement d'un module photovoltaïque joue un rôle primordial dans la balance énergétique du système photovoltaïque entier.

L'analyse des caractéristiques I-V permet, ainsi, de déterminer les performances des modules photovoltaïques testés (puissance maximale, rendement, facteur de forme,...). Cependant, l'utilisation du facteur de dégradation a permis de quantifier, en quelque sorte, la dégradation des modules photovoltaïques testés. En effet, le but essentiel de ce chapitre est l'estimation de telles performances pour les conditions de test standards et l'étude de la dégradation des performances électriques des modules photovoltaïques en milieu saharien algérien.

Chapitre 4

Systeme photovoltaïque adapté par une commande MPPT

Sommaire

4.1	Introduction	67
4.2	Fonctionnement d'un GPV à sa puissance crête	68
4.2.1	Principe	68
4.2.2	Introduction d'un étage d'adaptation	69
4.3	Principe de la recherche du PPM d'un GPV	71
4.3.1	Généralités et principe d'une commande MPPT	71
4.3.2	Techniques de commande MPPT	74
4.3.3	Synthèse des commandes MPPT	83
4.4	Définitions des différents rendements d'une chaîne de conversion PV	84
4.4.1	Critères d'évaluation d'un module photovoltaïque	85
4.4.2	Critères d'évaluation d'une commande MPPT	85
4.4.3	Critère d'évaluation d'un étage de conversion	87
4.4.4	Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète	88
4.5	Les commandes MPPT numériques	88
4.6	Performance des commandes MPPT numériques	89

4.7	Schéma de principe	90
4.8	Simulateur de la commande MPPT numérique	91
4.8.1	Système photovoltaïque proposé	91
4.8.2	Générateur photovoltaïque	92
4.8.3	Convertisseur statique	95
4.8.4	Microcontrôleur PIC	96
4.8.5	Mesure de la tension	97
4.8.6	Mesure du courant	97
4.8.7	Numérisation de la commande MPPT « P&O »	98
4.8.8	Système globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge) . . .	99
4.8.9	Conclusions	104
4.9	Synthèse	105

4.1 Introduction

La caractéristique I-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, son point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

Le problème du couplage parfait entre un générateur photovoltaïque et une charge de type continue n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (PPM). La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle qui effectue une recherche de point de puissance maximale lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique (CS).

Les convertisseurs statiques adaptés à l'énergie solaire photovoltaïque, sont souvent appelés dans le commerce « convertisseurs solaires ». Ils ont comme objectif d'adapter l'énergie électrique qui provient des panneaux photovoltaïques, pour pouvoir alimenter des charges alternatives. Certains régulateurs recherchent le point optimal de fonctionnement correspondant à une tension et un courant de panneau PV optimaux (nommés respectivement V_{mp} et I_{mp}) pour lesquels la puissance maximale dépend d'un certain nombre de paramètres météorologiques, tel que le niveau d'irradiation solaire et la température.

L'objectif du projet est la conception et la réalisation d'un MPPT simple pour la recherche du point de puissance maximale (MPP) du générateur photovoltaïque. Le principe de fonctionnement d'un MPPT est bien connu et est utilisé largement dans les applications industrielles et commerciales.

4.2 Fonctionnement d'un GPV à sa puissance crête

4.2.1 Principe

La conception globale de systèmes photovoltaïques optimisés est par nature difficile. En effet, côté source, pour un générateur photovoltaïque (PV), la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système comme nous avons pu le voir dans les parties précédentes. Chaque charge, que ce soit en continu (DC) (batteries, certains appareils électroménagers destinés à des réseaux continus isolés) a son comportement propre. De plus, souvent, la variation du comportement de la charge varie brutalement en fonction de la consommation des utilisateurs, ce qui est souvent difficile à prévoir surtout sur des petits réseaux locaux.

Ainsi, pour qu'une connexion source-charge soit possible, un point de fonctionnement correspondant à l'intersection des caractéristiques électriques doit exister. Pour mieux comprendre ceci, prenons par exemple le cas d'une connexion directe entre un générateur PV et une charge. Nous regardons l'influence de la nature de la charge qu'elle soit une simple charge résistive R ou bien même une batterie, comme illustré dans la figure 4.1 où les points PPM1 et PPM2 correspondent au fonctionnement optimal du générateur PV.

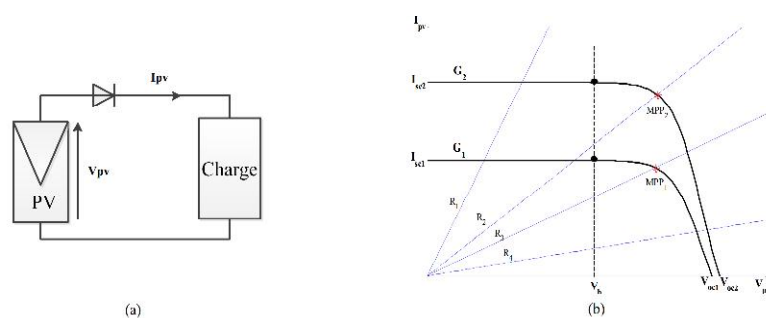


FIGURE 4.1 – Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge.

a) Connexion électrique directe entre un générateur PV et une charge. b) Points de

fonctionnements résultant de l'association du générateur PV sous deux niveaux d'éclairages (E_1 , E_2) avec une charge soit résistive R variable (R_1 , R_2 , R_3 , R_4) ou bien d'une batterie (V_b). Comme nous pouvons le constater sur la figure 4.1.(b), le fonctionnement du générateur PV dépend fortement des caractéristiques de la charge à laquelle il est associé. En effet, pour la charge résistive de différentes valeurs, l'adaptation optimale ne se produit que pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (PPM) il est noté dans notre cas PPM1 et PPM2. Ceux-ci correspondent à la puissance maximale que peut délivrer un générateur PV pour une courbe $() V I$ donnée. Pour la charge de type batterie, le point de connexion source-charge n'est pas optimal. Ainsi, lorsque l'on réalise une connexion directe source-charge, le rendement de l'ensemble est alors rarement optimal.

Dans le cas d'une connexion directe entre une batterie et un générateur PV, le rendement MPPT du système dépend de l'écart entre la tension optimale du générateur PV et la tension de batterie qui varie en fonction de son état de charge. Ainsi pour une batterie au plomb de tension nominale de 12 V et un générateur constitué par exemple d'un module ISIFOTON I-75 de tension optimale $V_{opt} = 17,3$ V et de courant optimal $I_{opt} = 4,34$ A le point d'opération du générateur pourrait être très proche du MPP où de même il pourrait être très éloigné entraînant ainsi une diminution de la production.

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge.

4.2.2 Introduction d'un étage d'adaptation

Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V_{oc}). Alors, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation comme indi-

qué sur la figure 4.2, est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du GPV et d'autre part, de la charge. L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques.

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost,...).
- introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forward,...).
- connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

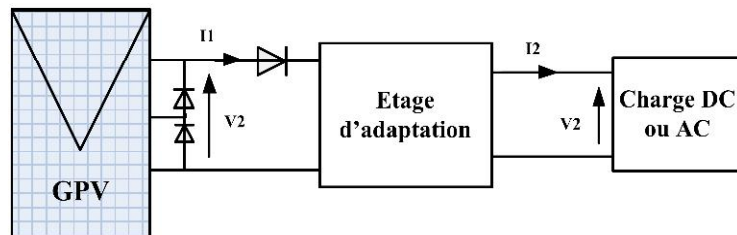


FIGURE 4.2 – Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction

à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du PPM [44]. Cependant, en pratique, pour que l'étage d'adaptation joue le rôle d'interface idéale (sans pertes) entre les deux éléments, plusieurs conditions sont à respecter :

- le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire.
- le transfert de la puissance du GPV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation.

Le choix de la structure de conversion est effectué en fonction de la charge DC à alimenter. Nous avons besoin de structures de conversion survoltrice ou dévoltrice en fonction de la caractéristique de cette charge [44]. Par exemple, si nous supposons que la charge est une batterie au plomb, ce sont ses plages de tension de charge et de décharge qui vont établir la structure la plus adéquate.

4.3 Principe de la recherche du PPM d'un GPV

4.3.1 Généralités et principe d'une commande MPPT

Il existe des lois de commandes spécifiques nommées dans la littérature « commande extrême » pour des dispositifs physiques devant fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques même si, a priori ces points ne sont pas connus à l'avance, ces derniers pouvant même à n'importe quel moment se modifier pour diverses raisons [44]. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par des points de puissance maximum (PPM). Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-

saxon (MPPT). Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximal tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. La figure 4.3 représente une chaîne élémentaire typique de conversion photovoltaïque associée à une commande MPPT fournissant une puissance électrique à une charge DC. Comme le montre cette chaîne, la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle (convertisseur statique) possédant un à plusieurs degrés de liberté en fonction de sa structure, permettant d'adapter à chaque instant l'impédance du GPV à celle de la charge. Dans le cas de la conversion solaire, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale (P_m) qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge.

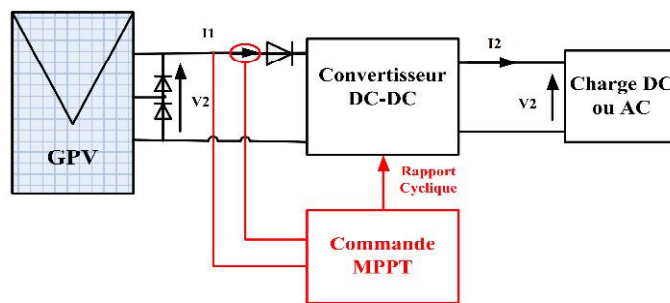


FIGURE 4.3 – Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure 4.4 [45] illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM1 vers un nouveau point P1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger

vers le nouveau point de puissance maximum PPM2. Pour une variation de charge (cas b), on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. Dans une moindre mesure, un dernier cas de variation de point de fonctionnement peut se produire lié aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande, cette dernière n'a pas les mêmes contraintes temporelles que les deux cas précédents. En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV.

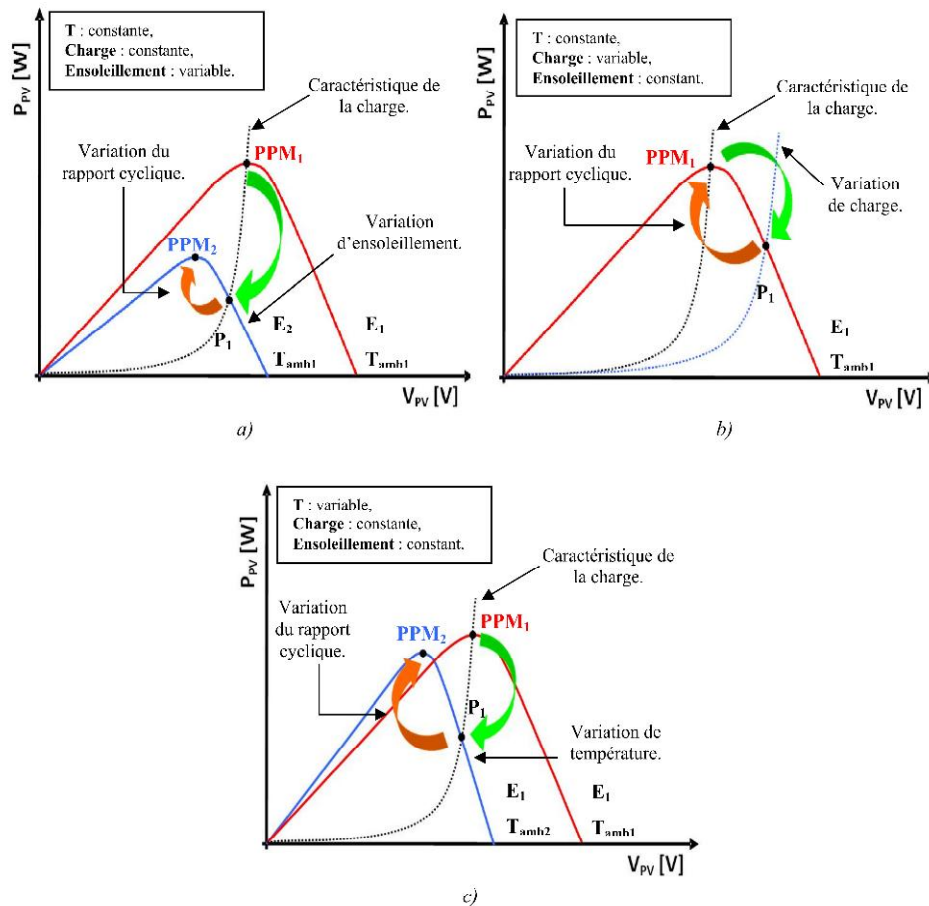


FIGURE 4.4 – Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal ; a) suite à une variation d'ensoleillement, b) suite à une variation de charge, c) suite à une variation de température.

Il existe plusieurs principes de fonctionnement des commandes MPPT plus ou moins performantes en fonction de leur complexité. Nous pouvons classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique (analogique, numérique ou mixte) ou selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée ou de sortie de la commande MPPT.

4.3.2 Techniques de commande MPPT

Dans la littérature, il existe différents types d'algorithmes effectuant la recherche du point de Puissance maximale (PPM) [46]. Les trois méthodes les plus utilisées sont : Hill Climbing, Perturb & Observ (P&O) et l'incrément de conductance (IncCond).

Principe des commandes "Perturb and Observe "(P&O)

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [47]. Ainsi, comme l'illustre la figure 4.5 [44], on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique P-V, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée

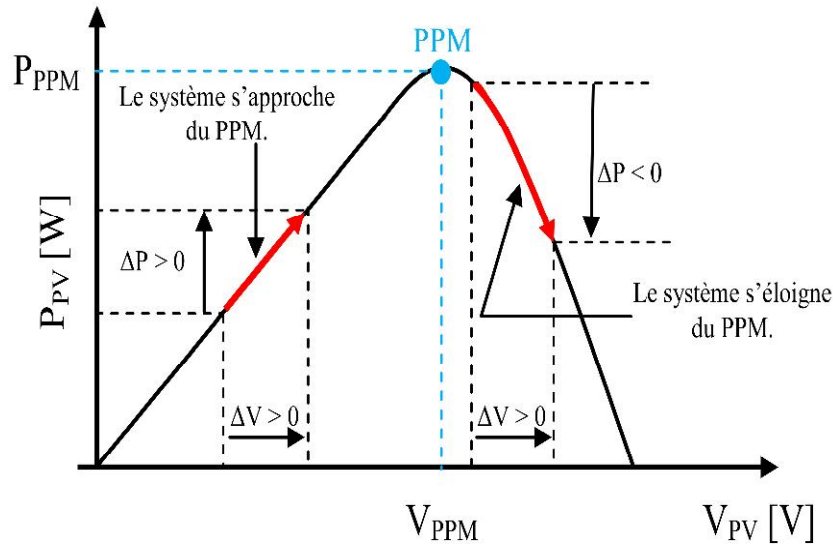


FIGURE 4.5 – Caractéristique P-V d'un panneau PV

périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint [48]. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser. En effet, il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le PPM évolue lentement et proportionnellement au soleil. Par contre pour une journée présentant de forts changements d'irradiations très fréquents, cette commande présente plus de pertes, engendrées par le temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau PPM.

La figure 4.6 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires

pour déterminer la puissance du panneau PV à chaque instant.

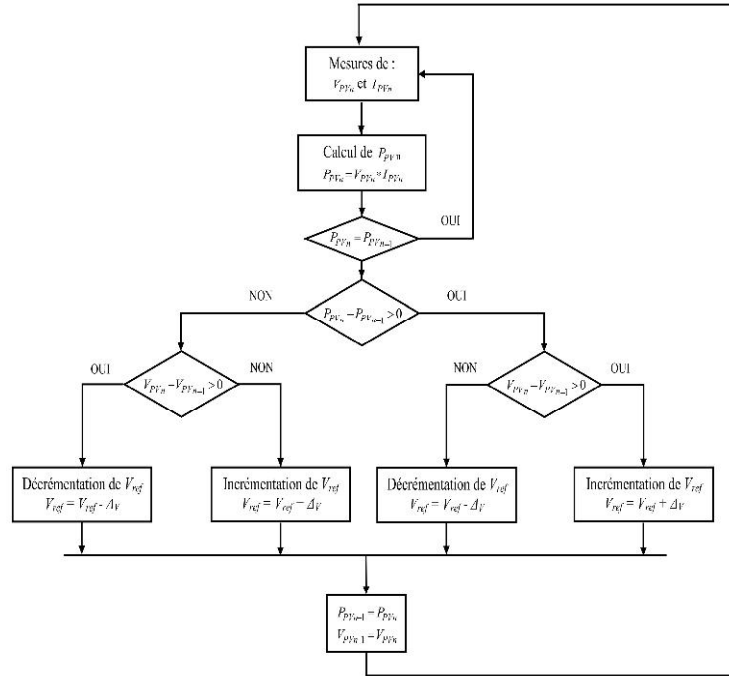


FIGURE 4.6 – Algorithme de la méthode P&O

En effet, si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le PPM lorsque des variations brusques des conditions climatiques ou/et de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure 4.7.

Pour comprendre, prenons l'exemple d'un éclairage donné, noté E1, avec un point de fonctionnement se situant en A. Suite à une perturbation de tension de valeur ΔV , ce dernier bascule en B, impliquant, dans un fonctionnement sans variation d'éclairage, une inversion du signe de la perturbation due à la détection d'une dérivée de la puissance négative entraînant en régime d'équilibre, des oscillations autour du PPM causées par la trajectoire du point de fonctionnement entre les points B et C. On peut noter que des pertes de transfert de la puissance seront plus ou moins importantes en fonction des positions respectives des points B et C par rapport à A. Lors d'un changement d'irradiation

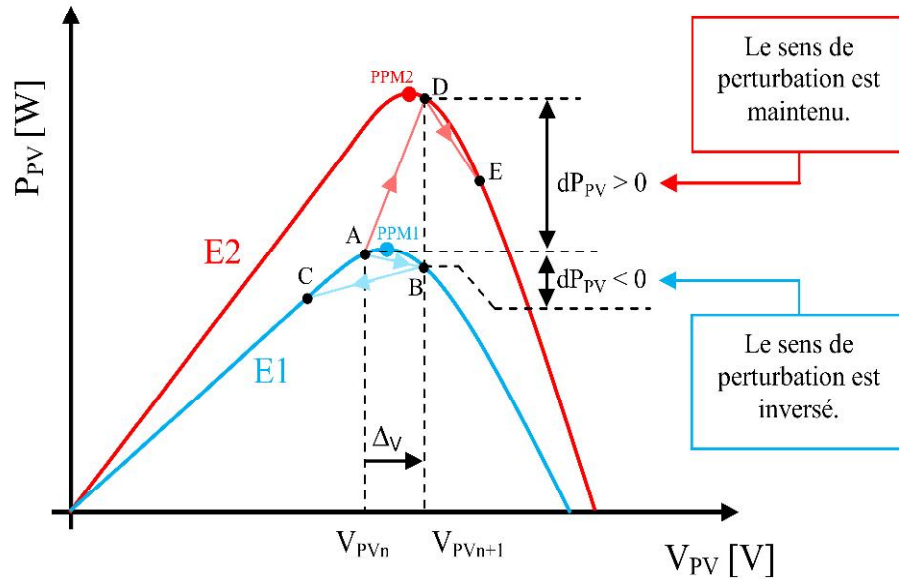


FIGURE 4.7 – Divergence de la commande P&O lors de variations de l'irradiation

(évolution des caractéristiques P-V du module de E1 à E2), le point de fonctionnement se déplace alors de A vers D, qui est interprété dans ce cas-là, par une variation positive de la puissance. Le système n'ayant pas la possibilité de voir l'erreur de trajectoire lié au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système s'éloigne momentanément du PPM en direction du point E. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée. Cependant, dans le pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du PPM. Ceci entraînant, en cas de conditions météorologiques défavorables de fortes lacunes au niveau de la commande.

Principe des commandes “Hill Climbing ”

La technique de contrôle nommée Hill Climbing consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum [49]. Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance

du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au CS. Mathématiquement, le PPM est atteint lorsque dP_{pv}/dD est forcé à zéro par la commande, comme le montre la figure 4.8.

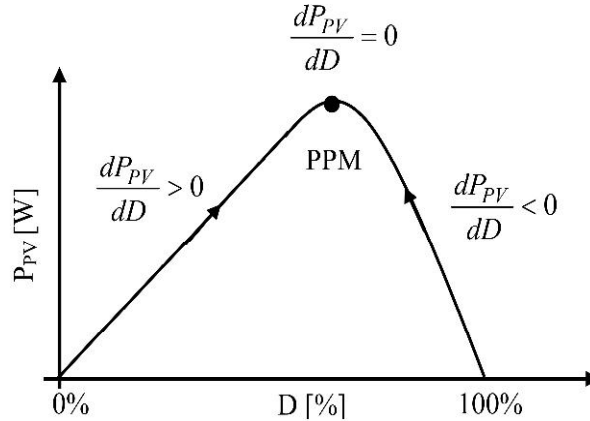


FIGURE 4.8 – Relation entre P_{pv} et le rapport cyclique D du convertisseur statique.

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la figure 4.9. La variable Slope correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau. D et P_{pv} représentent respectivement le rapport cyclique et la puissance du générateur, a symbolise la variable d'incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance P_{pvn} est comparée à la valeur déterminée précédemment P_{pvn-1} , en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur Slope change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations.

L'avantage de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre. Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du PPM lors de changement rapide des conditions climatiques.

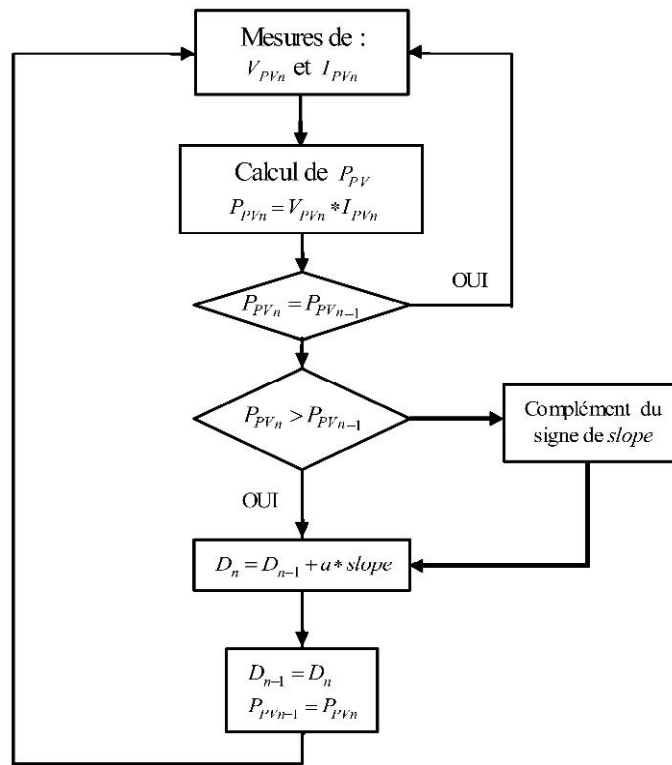


FIGURE 4.9 – Algorithme de la commande Hill Climbing.

Principe des commandes “Incrément de conductance ”(IncCond)

Pour rechercher les PPM, cette autre technique se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM [50]. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (4.1)$$

et une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (4.2)$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du module (P_{pv}) par rapport à la tension (V_{pv}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite. La figure 4.10 permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

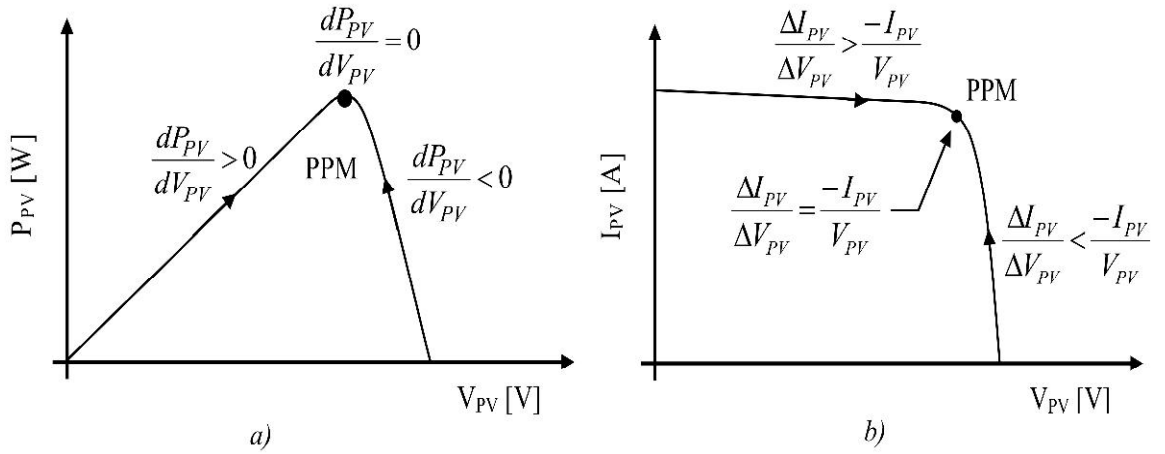


FIGURE 4.10 – Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de puissance (a) et de la valeur de $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de courant (b).

Le lien entre la conductance donnée par l'équation 4.2 et la dérivée de la puissance dP_{pv}/dV_{pv} peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \cdot V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \cong I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} \quad (4.3)$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance

comme celles données sur la dérivée de puissance :

- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} > \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} = \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} < \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (I_{pv}/V_{pv}) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$), comme l'illustre l'algorithme de la figure 4.11. V_r correspond à la tension de référence et force le GPV à fonctionner à cette valeur. Si on est au PPM, alors la tension V_r correspond bien à la tension optimale V_{opt} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔI_{pv} . Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher. Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de V_r jusqu'à atteindre le PPM.

Théoriquement, avec la méthode de contrôle de type IncCond, il est possible de trouver un PPM et de s'y immobiliser en stoppant la perturbation. Dans ce cas-là, ΔV_{pv} est nul et c'est le contrôle de l'apparition de ΔI_{pv} qui permet de réactiver l'ajustement de la valeur de V_r pour atteindre un nouveau PPM. Ceci se produit par exemple lors de variations d'ensoleillement. Ceci constitue en soi une propriété intéressante par rapport aux deux types de MPPT précédents car en régime établi, il n'y a pas de pertes par rapport au PPM. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au PPM.

En pratique, le système présente une oscillation comme la commande P&O autour du PPM, à cause du bruit aux niveaux des acquisitions des paramètres d'entrée (I_{pv} et V_{pv}) et de la difficulté au système de bien analyser si la relation $\frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ est bien remplie ou non. Ainsi, en réalité, cette condition n'étant jamais obtenue, le système est toujours en train de la rechercher. Par rapport à la commande P&O, le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car ce dernier est plus complexe. De ce fait, l'intervalle de

temps entre deux échantillons de tension et de courant est augmenté engendrant un retard sur la détection des variations climatiques.

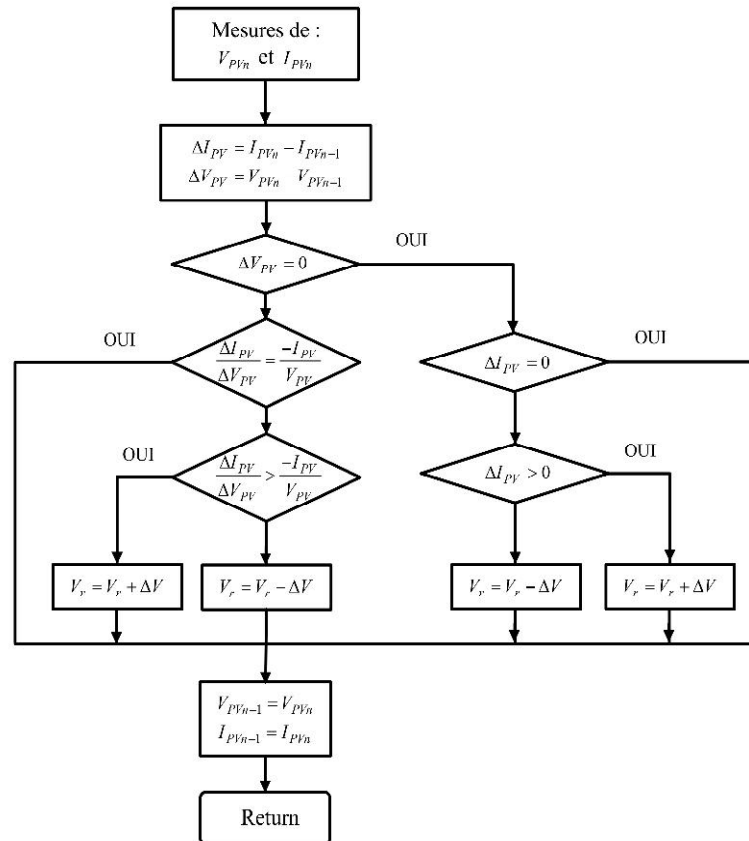


FIGURE 4.11 – Algorithme de la méthode Incrément de Conductance.

L'analyse de ces différentes méthodes de recherche, montre qu'elles ne sont pas trop éloignées sur leur fonctionnement en pratique ni sur les compromis à effectuer entre précision et rapidité au niveau de la valeur de la variable d'incrément. Les divers essais extraits de la littérature montrent que ce type de commande peut être performant dans certaines conditions mais ne permettent pas de dire que tel mode de recherche est plus

performant qu'un autre et quand car les conditions de test et les valeurs de variable d'incrément ne sont pas similaires.

4.3.3 Synthèse des commandes MPPT

Le tableau 4.1 [44, 45] résume les caractères majeurs des différentes techniques MPPT dont nous avons rappelé les principes ci-dessus. Nous avons adopté plusieurs critères pour pouvoir les évaluer sans mesure et très rapidement. Ainsi, nous avons choisi leur degré de dépendance à la source GPV employée. Ce critère est pour nous important pour savoir le degré de généralité de ces commandes et le degré d'intervention humaine à prévoir pour effectuer par exemple des pré-réglages. Leur mode de conception donnant une idée sur le coût de revient, l'encombrement, la puissance consommée. Leur précision maximale théorique escomptée et leur temps de réponse minimum à prévoir en recouvrement de PPM. Le terme « variable » au niveau du tableau signifie que ces commandes peuvent être très performantes si le réglage de cet incrément est maîtrisé.

TABLE 4.1 – Caractéristiques majeures des commandes MPPT

MPPT Technique	η_{MPPT} (%)	Connaissance technologique du GPV nécessaire	Mise à jour périodique manuelle nécessaire	Mode d'implantation analogique ou numérique	Vitesse de recouvrement	Complexité d'implémentation	Nombre et type de capteurs
P&O (incrément fixe)	Variable 81.5% à 96.5%	NON	NON	Les deux	Variable	Basse	1 Tension, 1 Courant
IncCond (incrément fixe)	Variable 89.9% à 98.2%	NON	NON	Numérique	Variable	Moyenne	1 Tension, 1 Courant
Hill Climbing (incrément fixe)	Variable 95.5% à 99.1%	NON	NON	Les deux	Variable	Basse	1 Tension, 1 Courant

4.4 Définitions des différents rendements d'une chaîne de conversion PV

Aujourd'hui, diverses topologies de conversion d'énergie photovoltaïque existent présentant des avantages et des inconvénients propres. Pour que les utilisateurs puissent faire des choix en connaissance de cause, il est nécessaire d'introduire des critères d'évaluation pour permettre des comparaisons directes. Aujourd'hui, des normes de qualités doivent évoluer et deviennent nécessaires pour les produits grand public. Dans ce contexte, différentes définitions de rendement proposées par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. En analysant les définitions exactes et en essayant de s'en servir comme critères, nous proposons une chaîne de rendement (figure 4.12).

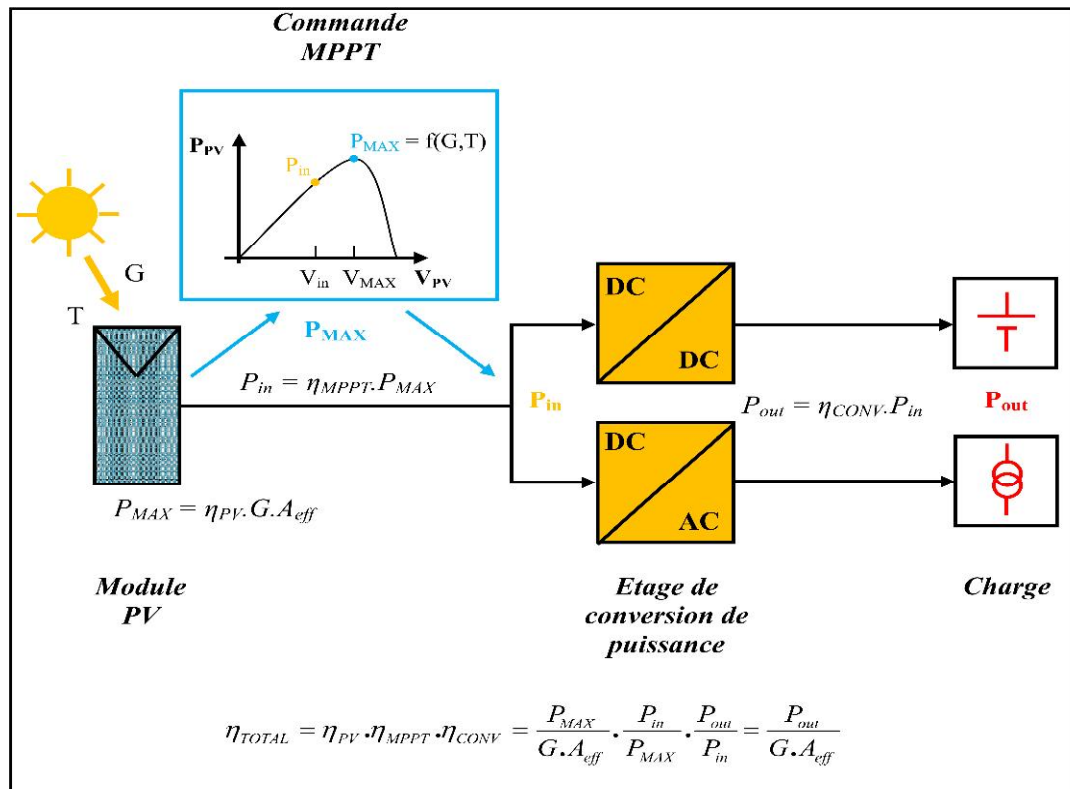


FIGURE 4.12 – Localisation des différents rendements d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

4.4.1 Critères d'évaluation d'un module photovoltaïque

La qualité d'un module photovoltaïque peut être définie par sa capacité à restituer le maximum de la puissance lumineuse absorbée.

L'irradiance $G(W/m^2)$ représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface. Ce qui donne pour un panneau d'une surface $A_{eff} (m^2)$, une puissance totale nommée $G.A$. Le rendement maximum de la conversion de l'énergie des photons en quantité d'électrons extraits d'un panneau solaire est alors noté η_{PV} et est défini selon l'équation (4.4) :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{G.A_{eff}} \quad (4.4)$$

où

P_{MAX} : est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV, dépend des paramètres physiques du panneau et des conditions météorologiques tels que le niveau d'ensoleillement, la température,....

A_{eff} : La surface effective du panneau PV représentant uniquement la partie active (capteur PV).

4.4.2 Critères d'évaluation d'une commande MPPT

La qualité d'une commande MPPT peut être définie comme la position du point de fonctionnement du système par rapport au PPM.

La puissance P_{in} effectivement délivrée par le GPV dépend de la commande utilisée au niveau du convertisseur (MPPT, asservissement de tension, connexion directe, ...). Le rendement du point de fonctionnement qui en découle que nous notons η_{MPPT} permet de mesurer l'efficacité de la commande. En fait on peut l'appeler aussi rendement de la commande.

$$\eta_{PV} = \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \quad (4.5)$$

Les performances d'une commande MPPT ne se résument pas à ce seul paramètre (η_{MPPT}). D'autres critères, tels que le temps de réponse et son aptitude à fonctionner sur une large gamme de puissance sont importants pour évaluer les qualités de ce type de commande [44, 49].

Simplicité et Coût

En résumé, une commande MPPT doit avoir un niveau de simplicité important favorisant une faible consommation et donc un coût de développement raisonnable pour que sa présence compense le surcoût généré. En effet, il ne faut pas oublier que dans un contexte énergétique fortement concurrentiel, le fait d'insérer un étage d'adaptation avec une commande MPPT doit avoir un gain du point de vue énergétique recouvrant le surplus économique. Sinon, cette solution ne sera jamais viable du point de vue industriel. Dans le cas contraire, la commande aussi performante qu'elle soit en termes de rendement, présente trop de contraintes pour être choisie pour ce type d'application.

Réponse dynamique

Une commande MPPT doit avoir un bon comportement en dynamique afin de pouvoir piloter l'étage d'adaptation et assurer que la recherche du nouveau PPM, suite aux changements d'éclairement ou de température, soit faite le plus rapidement possible.

Flexibilité

Une commande MPPT doit être précise et stable quelles que soient ses conditions d'utilisation. C'est-à-dire qu'elle ne doit pas être conçue pour fonctionner pour un seul type de panneau. Elle doit être la plus universelle possible, capable de fonctionner avec des panneaux de différentes technologies sans trop de modifications, tout en gardant le même taux de précision et de robustesse.

Compétitive sur une large gamme de puissance

Par définition, une commande MPPT, utilisée dans des applications photovoltaïques, est supposée traquer le PPM généré par un module PV, quel que soit le niveau d'ensoleillement. La commande MPPT est dite compétitive si le PPM est atteint avec une erreur statique, correspondant à la position du point de fonctionnement par rapport au PPM, relativement faible sur une large gamme de puissance.

4.4.3 Critère d'évaluation d'un étage de conversion

Le rendement d'un convertisseur de puissance peut être défini comme la capacité de ce dernier à restituer sur son port de sortie, le maximum de la puissance présente sur son port d'entrée. Cette définition est définie par l'équation 4.6 :

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (4.6)$$

avec : P_{in} représentant la puissance en entrée du convertisseur et P_{out} la puissance en sortie du convertisseur.

En électronique de puissance, le dimensionnement d'un étage de conversion de puissance, de type DC/DC ou DC/AC comme représenté sur la figure 4.12, repose sur des règles strictes tenant compte des contraintes maximales que chaque élément doit subir (courant, tension, fréquence, température de fonctionnement,...). L'étage de conversion est correctement dimensionné si le rendement de conversion électrique est maximal pour la plage de fonctionnement nominale, autrement dit pour la puissance de fonctionnement la plus souvent utilisée. Ceci permet en effet de minimiser au maximum les pertes de conversion dans le temps au fur et à mesure de l'utilisation des convertisseurs statiques.

4.4.4 Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète

Pour effectuer une synthèse des différents critères présentés ci-dessus, nous définissons un rendement total de la chaîne de conversion noté η_{TOTAL} comme le produit des trois rendements précédemment définis.

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}}{G.A} \cdot \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{PV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{CONV} \quad (4.7)$$

Pour l'étude que nous avons développée, seuls les rendements du point de fonctionnement et du convertisseur ont été considérés.

$$\eta_{ChanePV} = \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{CONV} = \frac{P_{out}}{P_{MAX}} \quad (4.8)$$

4.5 Les commandes MPPT numériques

De nos jours, le besoin d'autonomie énergétique a poussé le développement de nouveaux modes de gestion énergétique sophistiqués pour leur système d'alimentation électrique. En effet, ces alimentations doivent présenter une efficacité énergétique importante accompagnée par une diminution de poids et de taille. Cela concerne par exemple la plupart des moyens de transport autant routier, ferroviaire, qu'aérien ou maritime mais aussi tout ce qui est attiré au nomadisme. Cette croissance a été en grande partie permise par le développement d'un circuit intégré communément appelé microcontrôleur qui rassemble les éléments essentiels d'un ordinateur tels qu'un ou plusieurs processeurs, des unités de mémoire et des interfaces d'entrées-sorties. De plus, le microcontrôleur se caractérise, aujourd'hui, par un très haut degré d'intégration et une faible consommation électrique (quelques milliwatts en fonctionnement, quelques nanowatts en veille), une vitesse de fonctionnement rapide (supérieure au mégahertz) et un coût de revient relativement bas car il a été développé pour des applications grand public. Toutes ces propriétés réunies

expliquent que la plupart des commandes MPPT conçues ces dernières années font appel à la technologie digitale. L'algorithme implanté est plus ou moins lourd selon la précision de modélisation du système, la robustesse et la rapidité de la boucle de commande.

Les méthodes P&O, IncCond et Hill Climbing, de par leur simplicité d'implémentation en numérique, sont celles les plus couramment utilisées de nos jours. Ces dernières possèdent cependant encore quelques problèmes d'optimisation tels que la présence d'oscillations autour du PPM et des confusions sur le sens de poursuite lors de changements de conditions atmosphériques. En effet, ces modes de recherche ont leurs performances qui dépendent fortement d'une variable d'incrément dont la valeur choisie est le fruit d'un compromis entre précision et rapidité. Ainsi, un incrément d'une grande valeur va améliorer le temps de réponse au détriment de la précision, tandis qu'un incrément de faible valeur aura l'effet inverse et sera plutôt bénéfique pour obtenir une grande précision.

4.6 Performance des commandes MPPT numériques

La numérisation de la commande MPPT a été essentielle pour améliorer la précision à la fois en régime établi et en transitoire. En effet, les commandes précédentes introduites en analogique ne pouvaient effectuer ce compromis temporel ni d'autres compromis nécessaires sur une large gamme de puissance. De plus, l'évolution des composants numériques permet de réaliser à la fois une baisse des coûts, une facilité de reconfiguration si le générateur PV ou la charge sont modifiés, l'association d'algorithmes annexes sans surcoût prohibitif et même une baisse globale de consommation de la carte de commande assurant globalement un meilleur compromis rendement/coût. Dans le cas d'élaboration de gestionnaire de batterie pour des nouvelles technologies l'association d'algorithmes sera facilitée.

4.7 Schéma de principe

La figure 4.13 montre le schéma de principe de la commande MPPT numérique, nous notons que nous utilisons un microcontrôleur PIC de la série 16F [51] pour la mise en œuvre de l'algorithme de recherche. Nous y retrouvons les différentes fonctions mathématiques nécessaires au fonctionnement de cette commande MPPT numérique.

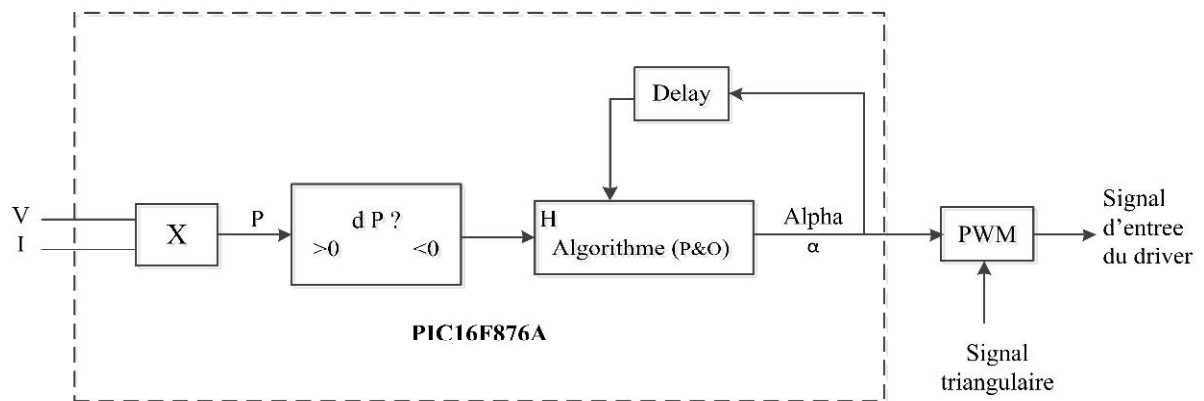


FIGURE 4.13 – Schéma bloc de la commande MPPT numérique.

Dans ce travail, nous utilisons la méthode Perturb & Observe (P&O) qui est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation. Elle consiste à perturber la tension (V_{pv}) d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance (P_{pv}) qui en résulte. Pour obtenir une bonne précision sur la mesure des variables d'entrée de l'algorithme de commande, la fonction d'acquisition simultanée a été également introduite dans le microcontrôleur. Ainsi les valeurs de courant (I_{pv}) et de tension (V_{pv}) sont obtenues au même instant augmentant la précision de l'évaluation puissance résultante à chaque instant t . Les performances de la commande MPPT numérique ont été évaluées à l'aide d'un étage d'adaptation conçu à partir d'un convertisseur de type Buck-Boost.

L'objectif du projet est de développer un simulateur complet pour évaluer la fiabilité d'un système de poursuite du point de puissance crête du générateur photovoltaïque, ba-

sée sur la commande MPPT numérique déjà existante en version analogique. Les objectifs concrets que nous voulons atteindre sont les suivants :

- Conception et réalisation d'un MPPT simple pour un panneau solaire.
- Création d'un simulateur utilisé pour tester les algorithmes MPPT.
- Réalisation des applications non réalisables avec d'autres logiciels.
- Diminution du volume total de l'étage d'adaptation PV.
- Diminution de la consommation de la carte MPPT.
- Réduction du nombre de composants utilisés pour la mise en œuvre.

4.8 Simulateur de la commande MPPT numérique

Dans cette partie, on présentera une étude de modélisation et de simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT numérique. Ce système comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur DC/DC et une commande MPPT numérique « P&O » ainsi qu'une charge.

Le contrôle de la puissance, ainsi que la modélisation et la simulation ont été effectués sous le logiciel **ISIS Proteus**.

4.8.1 Système photovoltaïque proposé

La conception de base du traqueur de puissance crête du générateur photovoltaïque basée sur la commande MPPT numérique consiste d'un panneau PV, un convertisseur DC/DC, un microcontrôleur PIC, deux capteurs (de tension et du courant) et une charge.

- Le générateur PV (ISOFOTON I-75) est en silicium monocristallin est constitué de 36 cellules photovoltaïques élémentaires. Il peut délivrer dans les conditions standards de test (STC) une puissance de 75.08W, un courant de 4.34A sous une tension optimale de 17.3V.)

- Le quadripôle d'adaptation est un convertisseur d'énergie DC/DC de type buck-boost pour des applications nécessitant des tensions fixes.

- La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un organe fonctionnel du système PV et permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV qui dépend des conditions météorologiques. Son principe de régulation est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α à la valeur adéquate de manière à maximiser continuellement la puissance à la sortie du panneau PV.

4.8.2 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est représenté par un modèle standard à une seule diode, établit par shockley pour une seule cellule PV, et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série-parallel. On présente le schéma du circuit électrique par la figure 4.14.

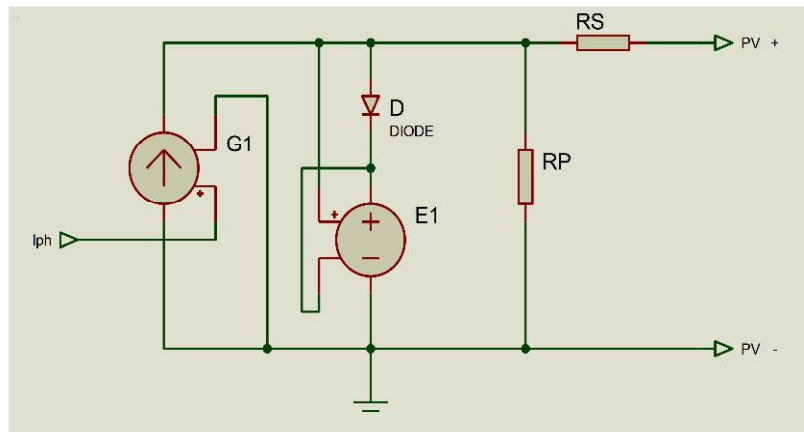


FIGURE 4.14 – Circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

TABLE 4.2 – Principaux paramètres du module ISOFOTON I-75

Paramètres	Valeurs
Tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	21.6
Intensité en court-circuit I_{sc} (A)	4.67
Tension au PPM V_{mp} (V)	17.3
Intensité au PPM I_{mp} (A)	4.34
Puissance maximale $P_{mp,e}$ (W)	75.08
N_s	36
Résistance série R_s (Ω)	0.24
Résistance shunt R_{sh} (Ω)	866.92

Le schéma block du générateur photovoltaïque en l'environnement **ISIS Proteus** est représenté sur la figure 4.15.

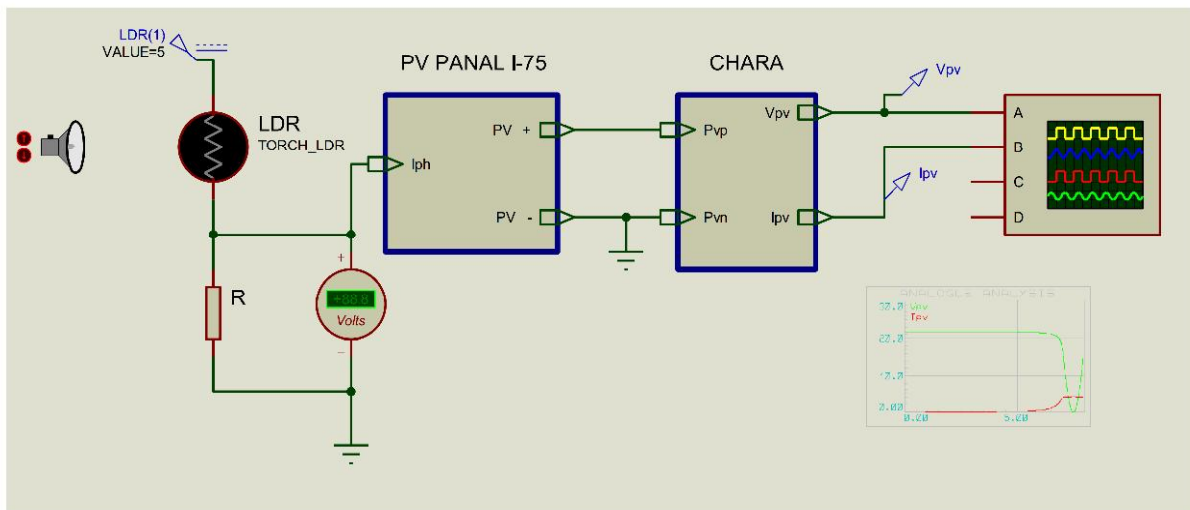


FIGURE 4.15 – Schéma block du générateur PV en **ISIS Proteus**.

les figures (4.16 et 4.17) représentent les résultats de simulation du générateur photovoltaïque.

La figure 4.16 montre les courbes expérimentales et simulées de modules ISOFOTON

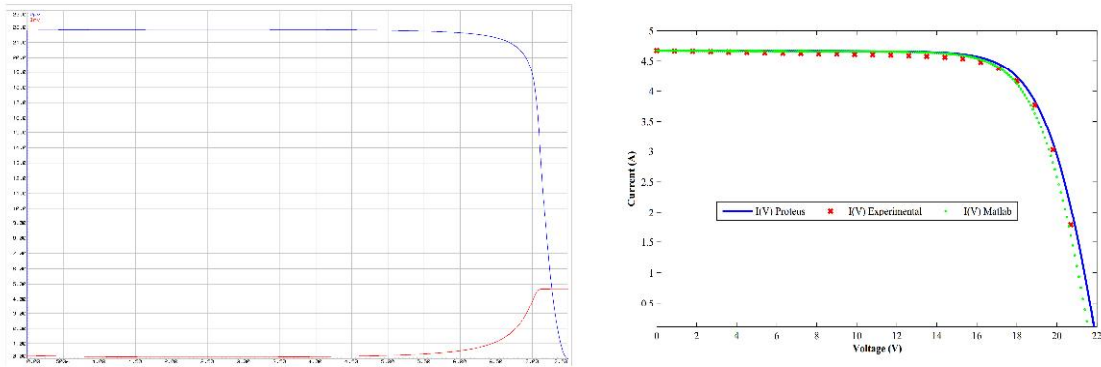


FIGURE 4.16 – Caractéristiques I-V expérimentale et théorique du module I-75 aux STC.

I-75 aux conditions standard STC. Sur cette figure, le résultat simulé a été comparé à des données expérimentales. On observe que les résultats simulés et expérimentaux correspondent avec précision à trois points clés : circuit ouvert , puissance maximale et de court-circuit . Les deux courbes sont également assez proche d'autres points.

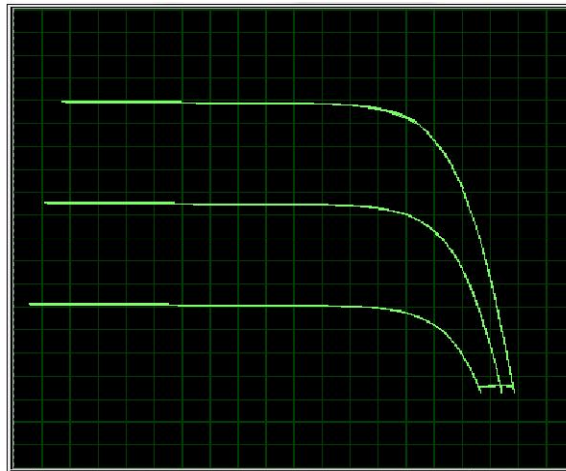


FIGURE 4.17 – Caractéristiques I-V pour différents éclairagements.

La figure 4.17 représente les caractéristiques I-V pour différents éclairement. Les différentes illuminations peuvent être représentées par la variation de la source de courant I_{ph} . Dans cette simulation, la source du courant I_{ph} est intervenue par 3 valeurs différentes en

utilisant la TORCHE.

4.8.3 Convertisseur statique

Le convertisseur statique est généralement choisi en fonction des tensions d'entrées ou de sorties désirées. Il est caractérisé par son rapport cyclique α ($0 < \alpha < 1$) avec lequel on peut exprimer les valeurs moyennes des grandeurs de sortie avec celles de l'entrée, le tracker est conçu soit pour augmenter la tension (boost converter) soit pour la diminuer (buck converter). Dans notre cas on a choisi un convertisseur de type buck-boost. Ce convertisseur présente l'avantage d'être un élévateur et abaisseur de tension ce qui permet à ce système de s'adapter aux changements météorologiques et pour extraire le maximum de puissance disponible. Le schéma électrique du convertisseur buck-boost est donné par la figure 4.18.

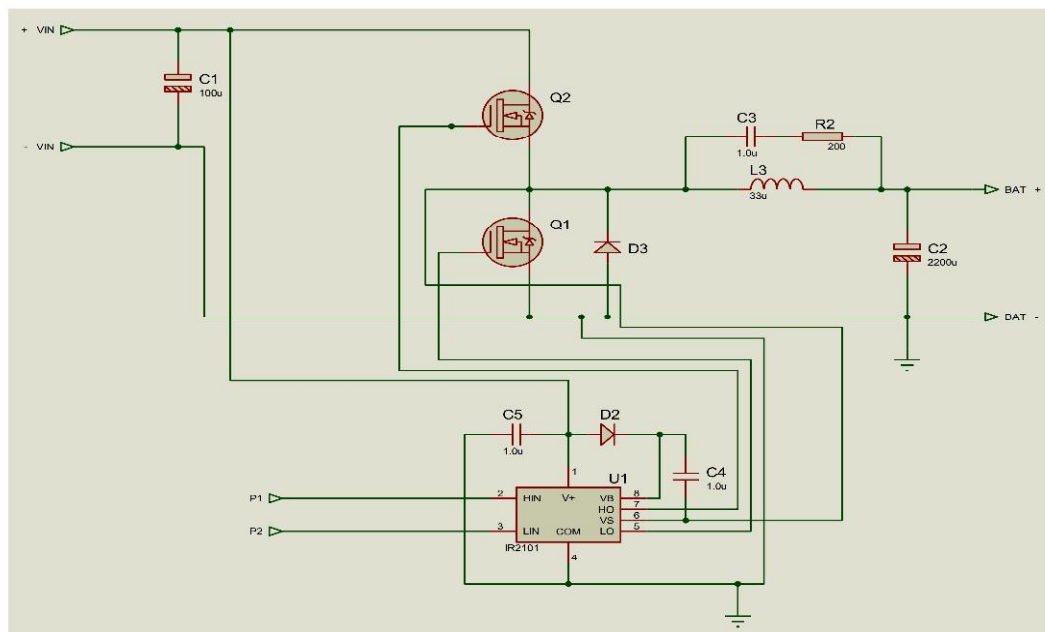


FIGURE 4.18 – Convertisseur (DC/DC) type buck-boost.

Le convertisseur buck-boost est utilisée lorsque la tension d'alimentation peut être au-dessus ou au-dessous de la tension de sortie. Le convertisseur buck-boost diminue la tension lorsque le rapport cyclique est inférieur à 50% et vice versa, lorsque le rapport

cyclique est supérieur à 50%. La topologie buck-boost est également connue par fly-back ou un régulateur inverseur [52].

4.8.4 Microcontrôleur PIC

Nous avons choisis le PIC16F876A de Microship comme un microcontrôleur pour notre application (voir fiche technique pour des informations plus complètes). Ce microcontrôleur va être le responsable de toutes les fonctionnalités de suivi dans la partie de commande et de contrôle.

Il est important de signaler que les choix de ce microcontrôleur n'est pas uniquement fait « par défaut » ou « par simplicité », le PIC16f876A de Microship convient parfaitement à notre problème puisque possède plus des 3 voies nécessaires (une pour la mesure de la tension aux bornes du panneau, une pour l'intensité délivrée par ce même panneau, et une dernière pour la mesure de la tension aux bornes de la charge) sur le port relatif aux conversions analogique/numérique, et également plusieurs voies (alors qu'une seule ne nous est nécessaire) sur le port relatif aux signaux PWM. (Voir figure 4.19).

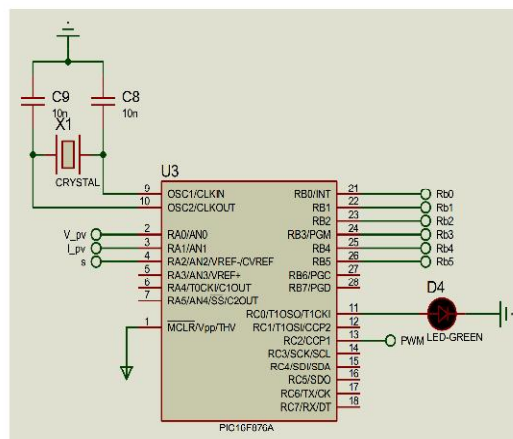


FIGURE 4.19 – Microcontrôleur PIC16f876A.

Le microcontrôleur va générer une tension sous forme d'un signal utilisée directement pour l'ouverture et la fermeture du convertisseur statique, ce signal est proportionnel à la

puissance maximale que nous avons recherchée.

4.8.5 Mesure de la tension

Pour que le microcontrôleur commander le rapport cyclique du convertisseur, il est nécessaire d'obtenir des échantillons de tension de la sortie du panneau PV. Cela se fera grâce à une méthode très simple de détection de tension. Habituellement, le microprocesseur pourra prendre la tension directement depuis la source. Néanmoins, la tension provenant du panneau solaire sera beaucoup trop grande pour le microprocesseur à manipuler. Le montant maximal de la tension que le microprocesseur peut prendre en charge sera 5V [51]. Toute tension supérieure à ce montant au microprocesseur risquerait de le détruire, et le système ne permettrait pas de contrôler et de maintenir le PPM. Sachant cela, il est de plus grand soin que nous mettons en œuvre un diviseur de tension (figure 4.20) de telle sorte qu'il sera toujours en sortie, une tension qui est très inférieure à la tension de seuil (5V) de ce que le microprocesseur peut prendre en charge.

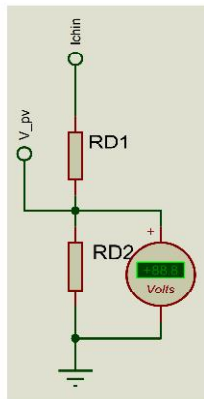


FIGURE 4.20 – Diviseurs de tension.

4.8.6 Mesure du courant

Pour que le régulateur MPPT mesure le courant fourni par le panneau solaire, un capteur de courant (MAX4173L'ESA) de type effet de hall (hall effect, figure 4.21) est

placé en série entre le panneau solaire et le convertisseur DC-DC [53, 54].

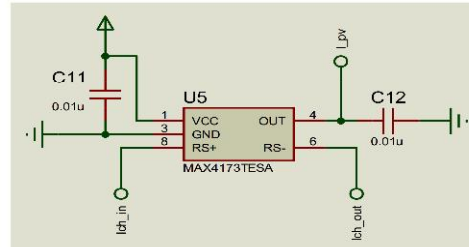


FIGURE 4.21 – Capteur du courant.

4.8.7 Numérisation de la commande MPPT « P&O »

La numérisation de la commande MPPT (P&O) a été essentielle pour répondre à de nouvelles améliorations de précision nécessaires. L'algorithme MPPT fait évoluer les valeurs des tensions et des courants du GPV vers le PPM par une variation positive ou négative linéaire de la tension du GPV (V_{pv}) au cours du temps (figure 4.6). L'algorithme de recherche du point de fonctionnement à puissance maximale (MPPT) a été implanté dans le microcontrôleur (Programme en C de la commande MPPT pour PIC16F876A).

La figure 4.13 représente le principe général de la commande MPPT numérique sous forme d'un schéma bloc. Comme précédemment, il est nécessaire de connaître la tension V_{pv} et le courant I_{pv} en permanence aux bornes du GPV. Le Convertisseur Analogique Numérique (CAN) présent dans le PIC récupère de façon synchrone un échantillon de chaque variable. Une multiplication de ces acquisitions permet d'établir une image de la puissance (P_{pv}). L'image de la puissance obtenue est comparée à l'échantillon de puissance déterminé précédemment (P_{pv-1}). Ces deux images permettent ainsi de constituer la fonction « différence de puissance ΔP ». Cette fonction permet de connaître en permanence si la puissance fournie par le GPV s'approche ou s'éloigne du point de puissance maximal. Comme le montre la figure 4.5, une différence de puissance positive ($\Delta P > 0$) implique que le point de fonctionnement s'approche du PPM, donc le sens de recherche est main-

tenu. Lorsque la différence est négatif ($\Delta P < 0$), cela signifie que le PPM est dépassé. Dans ce cas, on inverse le sens de recherche pour converger à nouveau vers le PPM.

4.8.8 Système globale (GPV, convertisseur, MPPT, charge)

La figure (4.22) illustre le bloc schématique de SIMULINK du système photovoltaïque adapté par la commande MPPT numérique.

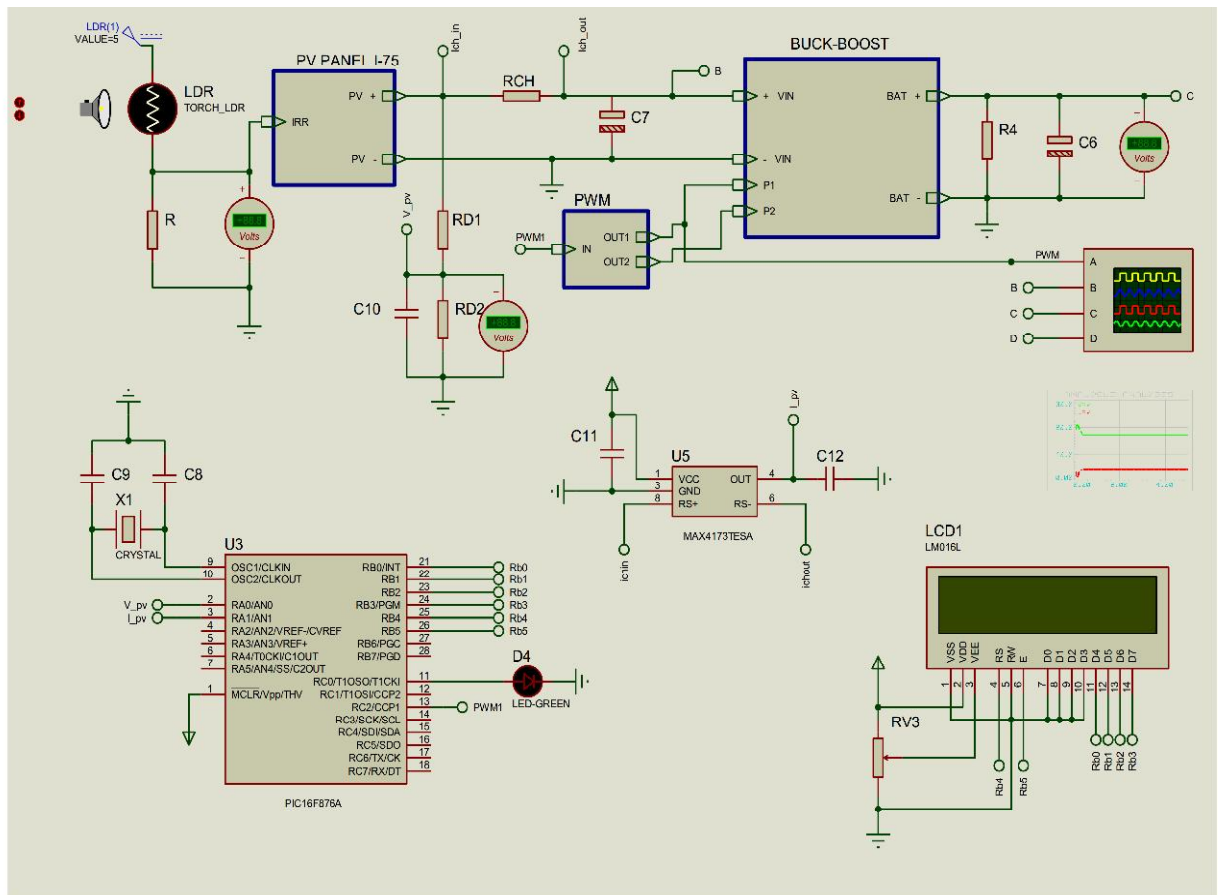


FIGURE 4.22 – Schéma block du système globale avec la commande MPPT en ISIS Proteus.

Le système PV a été simulé en trois cas d'énergie solaire, aux conditions standards STC (figure 4.24), sous différents niveaux de rayonnement (figure ??) et sous variation rapide d'irradiation solaire (figure 4.25), pour tester le système proposé sous des conditions atmosphériques spécifiques.

Aux conditions standards STC :

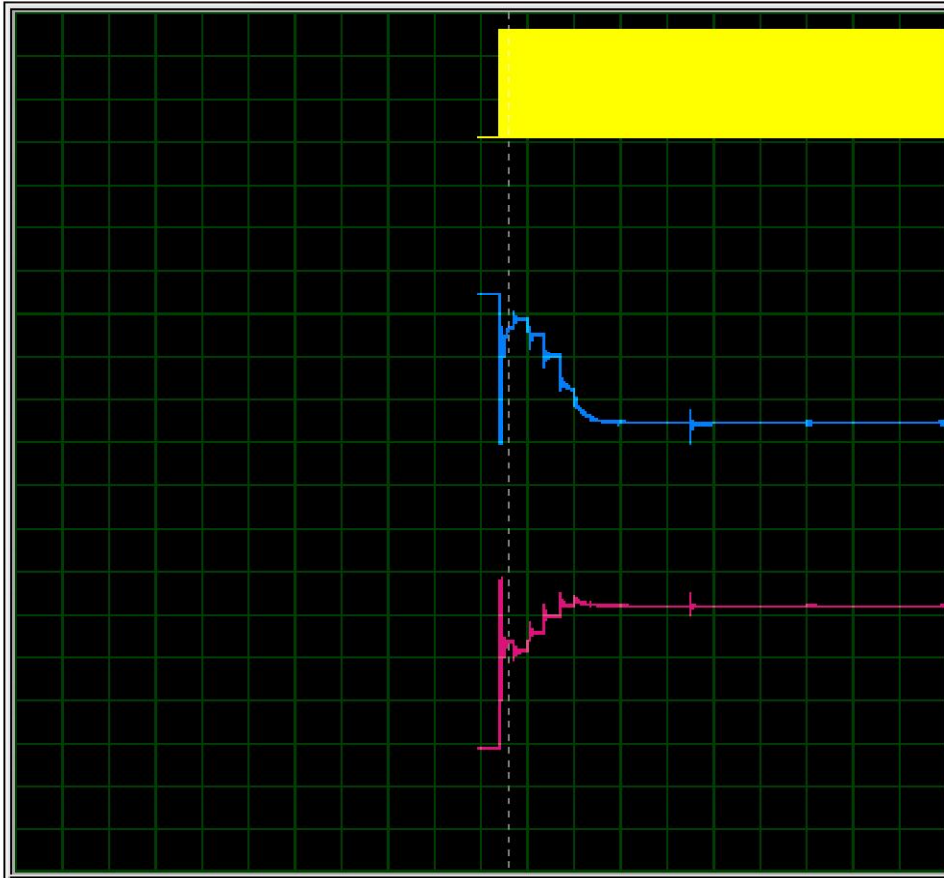


FIGURE 4.23 – Résultats de simulation du système aux STC.

- La forme d'onde de tension V_{pv} (courbe bleue)
- La forme d'onde du courant I_{pv} (courbe rouge)
- La sortie PWM du PIC (courbe jaune).

La sortie PWM du PIC est utilisé pour commander le rapport cyclique du convertisseur buck-boost qui définit un ratio de conversion de tension pour maintenir le panneau solaire fonctionne à son PPM. La fréquence de PWM est 100KHz qui définit par le logiciel du PIC. Le fonctionnement théorique donne une puissance maximale de 75.63W, une tension maximale de 17,23V et un courant maximal de 4,39A à STC. Donc, le microcontrôleur a assuré le contrôle de notre système.

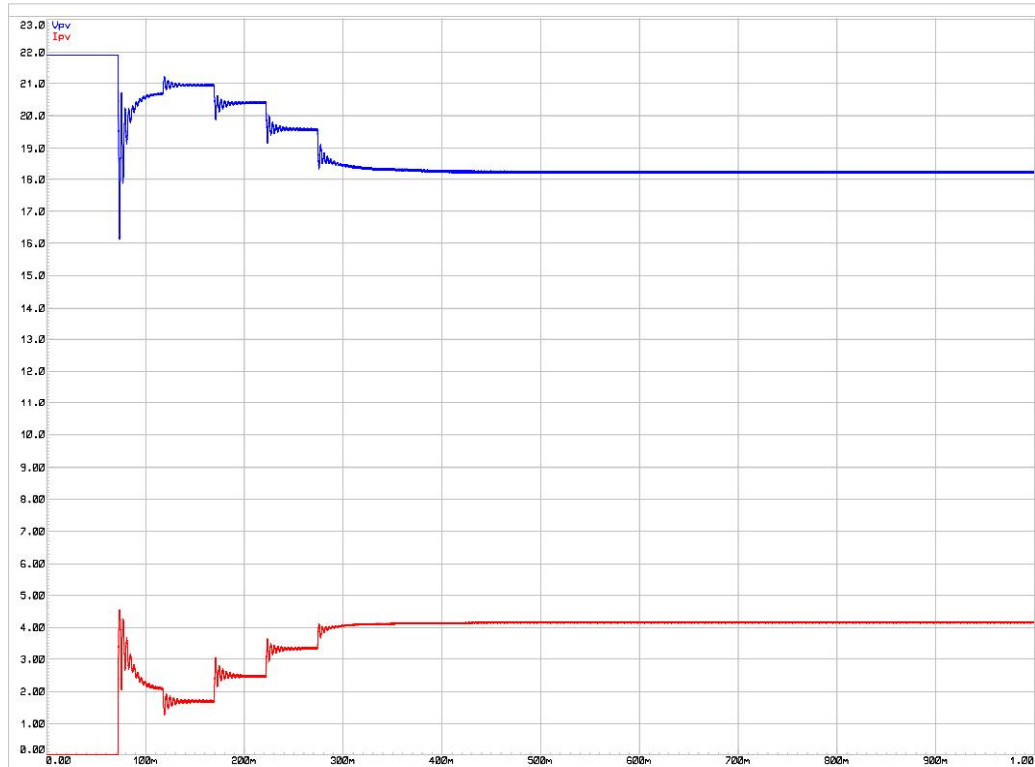
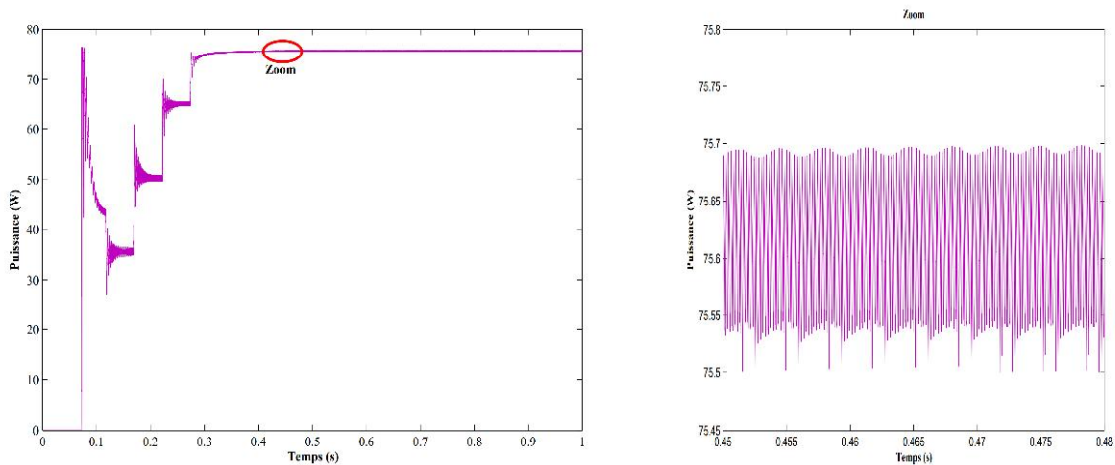


FIGURE 4.24 – Résultats de simulation du système aux STC.

Malgré la simplicité de l'algorithme, les performances de la méthode P&O sont fortement dépendantes du compromis entre la vitesse de déplacement et les oscillations qui se produisent autour du MPP [55]. La taille de pas détermine à la fois la vitesse de convergence vers le PPM et la gamme d'oscillation autour du PPM au fonctionnement à l'état stable [31]. Un autre inconvénient majeur de P&O, c'est que pendant les fluctuations rapides de l'insolation, l'algorithme est très susceptible de perdre sa direction tout en suivant le vrai PPM.

Sur la figure (4.25), nous remarquons des oscillations autour de PPM en fonctionnement à l'état stable, ce qui provoque une perte de puissance.

FIGURE 4.25 – Forme d’onde de la puissance P_{pv} .

La méthode P&O est aujourd’hui largement utilisée de par sa facilité d’implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM [55] qu’elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation [48, 56]. Cependant, une faible valeur d’incrément ralentit la recherche du PPM [48], il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

Pour différents éclairagements :

Le point de puissance maximal change selon le niveau d’irradiation solaire. Dans le cas d’une perturbation provoquée par le changement de l’éclairage, le système converge vers le nouveau PPM et reste stable, le système n’est pas affecté par la perturbation, la puissance est stable et ne subit pas de fluctuation importante. Le microcontrôleur est responsable de la régulation du système et d’assurer la tension appliquée à la charge serait délivrer une puissance maximale. L’algorithme détermine le nouveau rapport cyclique où le ratio de conversion de la tension d’entrée à la tension de sortie du convertisseur buck-boost doit également changer de maintenir la tension de panneau solaire au PPM.

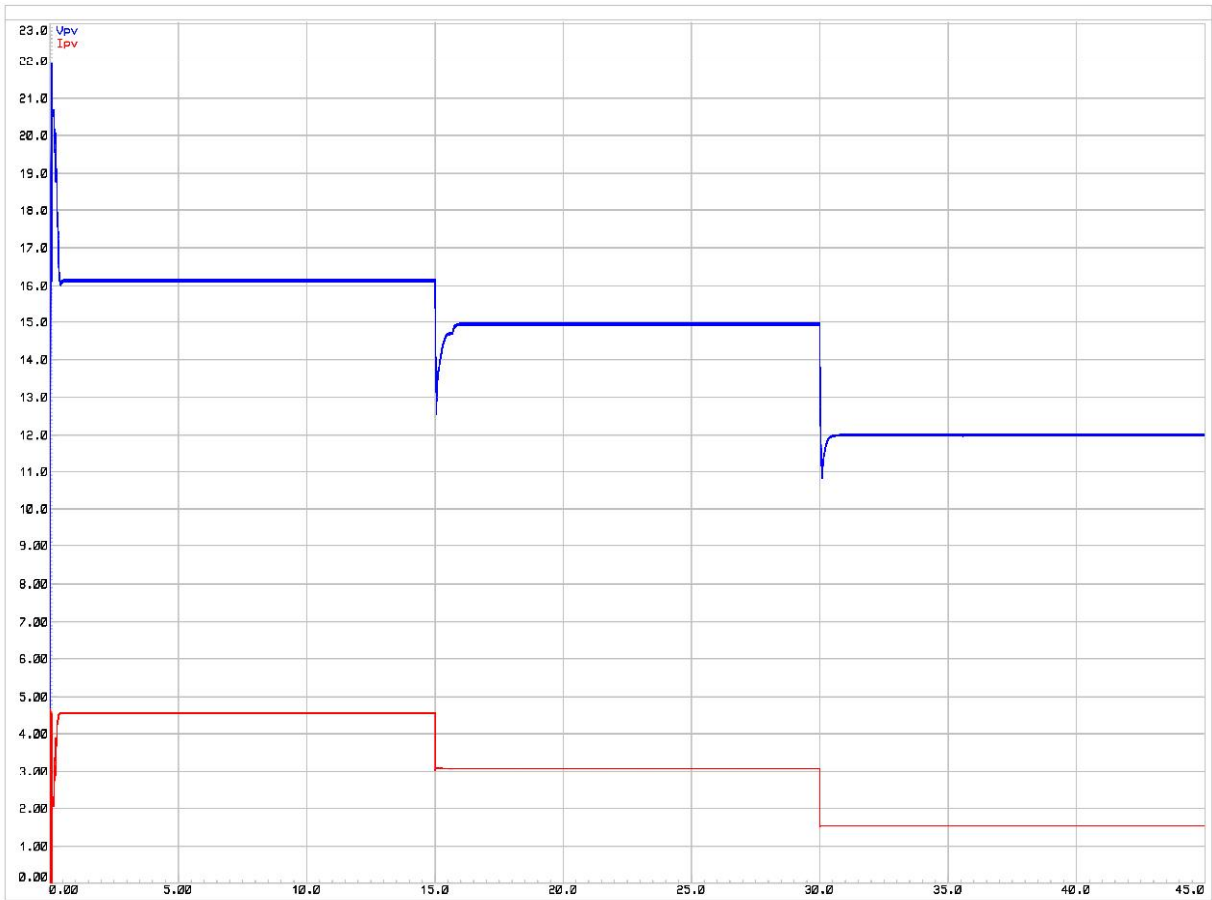
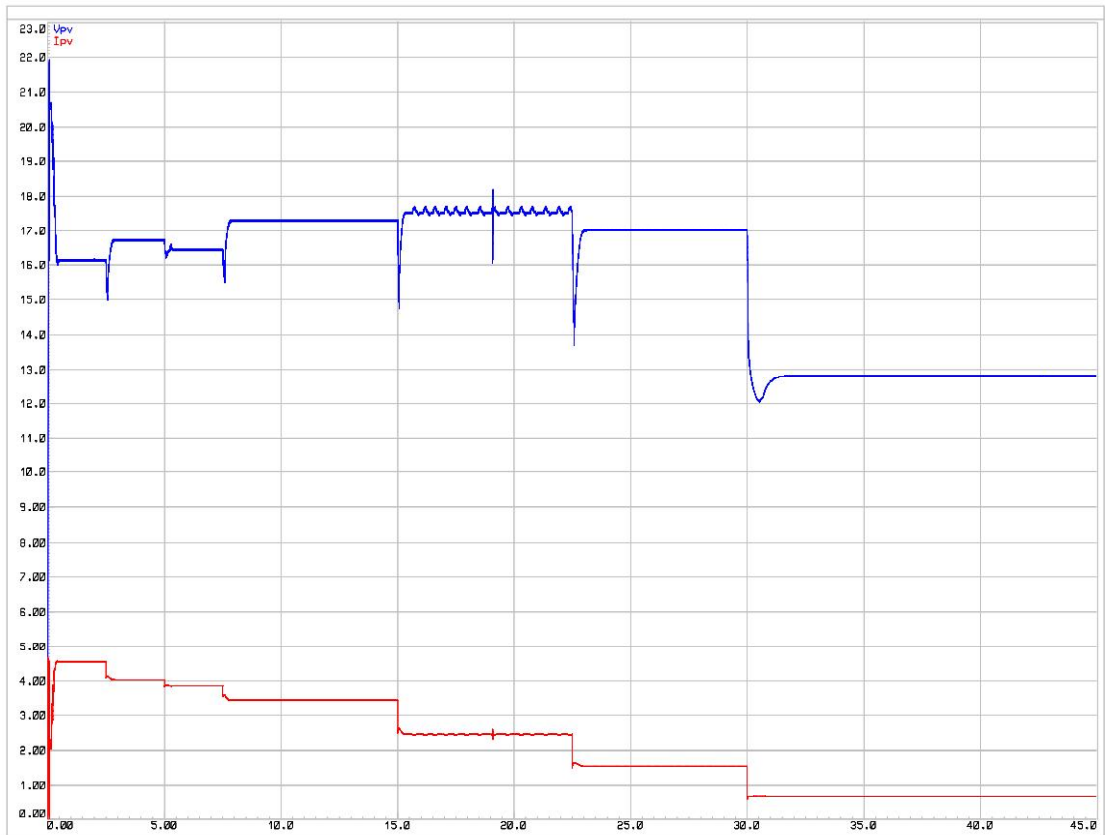


FIGURE 4.26 – Formes d’ondes de tension et du courant (V_{pv} , I_{pv}) pour différents éclairage.

Pour variation rapide d’irradiation solaire :

Dans le cas d’une perturbation provoquée par la variation rapide d’irradiation solaire, le système suivi dans la mauvaise direction et ne parviennent pas à suivre le vrai PPM.

Lors d’un changement rapide d’irradiation solaire (évolution rapide des caractéristiques P-V du module PV), le point de fonctionnement se déplace rapidement, alors le système n’ayant pas la possibilité de voir l’erreur de trajectoire lié au changement de caractéristique et le système s’éloigne momentanément du PPM. Donc, dans les conditions météorologiques défavorables de fortes lacunes au niveau de la commande, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit

FIGURE 4.27 – Formes d'ondes (V_{pv} , I_{pv}) pour variation rapide de l'irradiation solaire.

entraînant une perte définitive du PPM.

4.8.9 Conclusions

L'objectif de ce chapitre était de développer un simulateur de système de poursuite du point de puissance crête du générateur photovoltaïque basée sur la commande MPPT numérique, utilisé pour tester des algorithmes MPPT sous divers irradiation solaire et de réaliser un contrôleur numérique simple, capable d'optimiser la quantité d'énergie récupérée à partir d'un panneau solaire sur une gamme de conditions environnementales. Ce projet consistait à intégrer le principe de commande P&O dans un microcontrôleur

PIC. Nous avons également réalisé un modèle simple pour un panneau photovoltaïque. Un prototype de système de MPPT a été développé en utilisant le logiciel ISIS PROTEUS. Ce modèle est capable d'analyser et d'étudier les performances des techniques de MPPT. La conception de base du traqueur de puissance crête est de lire la tension et courant à la sortie du simulateur du panneau PV, processus ces valeurs en utilisant l'algorithme P&O, puis ajuster la tension afin d'obtenir la puissance maximale. Ce programme est développé sur un microcontrôleur 16F876A. Les résultats obtenus sont confirmés la performance supérieure du modèle proposé.

Il est prévu que le travail proposé peut être très utile pour les professionnels qui ont besoin de simulateur photovoltaïque précis pour étudier leurs systèmes, l'ensemble du système pourrait être testé pour vérifier qu'il fonctionne dans tous les aspects.

La poursuite de ces travaux va se faire afin de valider le fonctionnement de cette commande MPPT numérique pour différents types de convertisseurs statiques (buck, boost, buck-boost, ...). De plus, il est prévu de faire des améliorations du programme afin qu'il puisse effectuer des fonctions de supervision, comme par exemple, le contrôle de l'état de charge de la batterie.

4.9 Synthèse

Dans ce chapitre, nous avons détaillé les caractéristiques d'un module photovoltaïque et mis en évidence les problèmes de transfert de puissance entre la source et la charge lors d'une connexion directe. Dans ce contexte, une solution permettant d'optimiser la puissance fournie par le GPV a été détaillée, consistant à introduire un étage d'adaptation associé à une commande de recherche du point de puissance maximum (PPM). Ces étages d'adaptation doivent assurer un fonctionnement aux caractéristiques maximales (fonctionnement à P_m) pour ne pas être détériorés mais doivent aussi fonctionner de façon optimale quels que soient les comportements aléatoires de la source et de la charge avec toujours des hauts rendements de conversion.

Conclusions Générales

Conclusions générales

Les travaux présentés dans cette thèse se sont focalisés sur la modélisation et la caractérisation d'un générateur photovoltaïque ainsi l'optimisation de la production d'énergie électrique photovoltaïque et son transfert vers une charge avec le moins de pertes possibles.

Suite à une étude bibliographique sur les différentes méthodes de diagnostic de défauts d'un champ PV, couramment industrialisées ou non, l'approche reposant sur l'analyse de la caractéristique I-V a été retenue. L'utilisation de cette caractéristique pour évaluer l'impact des différents défauts sur la performance du champ PV a été largement appliquée. Cette partie a été confirmée par de simples relevés expérimentaux sur plusieurs journées de caractéristiques météorologiques différentes. Pour cela, à partir d'analyses de la problématique du transfert d'énergie photovoltaïque effectuée et d'une connaissance pratique approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque dans plusieurs conditions de fonctionnement, nous avons pu comprendre l'origine de défaillances, de non optimisation et d'association possibles ou non de cellules.

L'étude bibliographique sur les générateurs photovoltaïques nous a permis de bien comprendre le fonctionnement de la cellule photovoltaïque et l'application des modules photovoltaïques dans la production de l'électricité.

L'étude du système PV complet incluant le panneau PV, le convertisseur DC/DC et le système de commande (MPPT) a été réalisée à l'aide d'un modèle Simulink. La simulation du système a été effectuée en détails et en plusieurs étapes pour bien illustrer le fonctionnement du générateur photovoltaïque et son comportement face à la charge. Les résultats de la simulation ont démontré l'intérêt d'un dispositif de recherche de la puissance maximale. La méthode P&O (perturbation and observation) a été choisie pour implanter un algorithme de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale du panneau PV. L'algorithme proposé a été ensuite implémenté dans le système temps réel afin d'évaluer son efficacité et sa performance. Dans cet objectif, un simulateur du

système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT simulator) du GPV a été développé. Ce simulateur contient un simulateur du panneau PV et un simulateur d'étage d'adaptation DC/DC. Le microcontrôleur PIC16F876A est utilisé pour assurer la commande de l'ensemble et pour implanter l'algorithme MPPT.

Suite à ces études et après un redimensionnement de l'architecture électrique du système photovoltaïque, un produit industriel peut-être facilement développé pour répondre aux exigences spécifiques de l'application et du développement industriel.

Bibliographie

- [1] M. Petibon Stéphane, *"Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques"*, 20 Janvier 2009.
- [2] F. Lasnier, T.G. Ang, *"Photovoltaic Engineering Handbook"*, IOP Publishing Ltd. 1980. ISBN 0-85274-311-4.
- [3] Daniel Lincot, "La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire", découverte N°344-345 Janvier-Février 2007
- [4] A. Ricaud, *"Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés"*, Pressc polytechnique et universitaires romandes, Suisse.
- [5] A. Luque, S. Hegedus *"Photovoltaic Science and Engineering"*, John Wiley and Sons Ltd, Chichester, England.
- [6] Techniques de fabrication des systèmes *"[http ://www.photovoltaique.info/Techniques-de-fabrication-des.html](http://www.photovoltaique.info/Techniques-de-fabrication-des.html)"*.
- [7] Technology and Process, accessible à *"[http ://www.nitosolar.com/entechnologies](http://www.nitosolar.com/entechnologies)"*.
- [8] Nabil Kahoul, "Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region", *Energy Conversion and Management* 82 (2014) 320-326.
- [9] Solorzano J, Egido M.A, "Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT", *Energy Conversion and Management* 76 (2013) 925-934.
- [10] Kaplanis S, Kaplani E, "Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules", *Simulation Modeling Practice and Theory* 19 (2011) 1201-1211.

-
- [11] Ministère de l'énergie et des mines, *"Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique"*, Mars 2011.
- [12] Ministère de l'énergie et des mines, *"Guide des énergies renouvelables"*, Edition 2007.
- [13] Long BUN, *"Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV"*, 04/11/2011.
- [14] CEC, *"Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data"*, Commission of the European Communities, 1997.
- [15] IEC, *"Photovoltaic System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis"*, in International Standard IEC 61724, ed, 1998.
- [16] Perfratio-UFR100810, *"Indice de performance, Facteur de qualité pour l'installation photovoltaïque"*, Version 1.0.
- [17] BP solar module, Available : *"<http://www.bpsolar.fr/solaire/panneau/panneau%20solaire.php>"*.
- [18] Silvestre et al, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", *Applied Energy* 86 (2009) 1632-1640.
- [19] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays", *IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 127-134, 2003.
- [20] B. Subudhi et al, "A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems", *IEEE Transactions on sustainable energy*, 1-10, 2012.
- [21] A. Neçaibia, N. Kahoul, "Photovoltaic Cuk Converter System controlled by Adaptive Perturb and observe MPPT Technique", *La 1ere Conférence Nationale sur les Energies Renouvelables et leurs Applications* 18 - 19 février 2014, Adrar, Algérie.
- [22] N. Kahoul et al, "Analysis and Modelling of the Optimal Operation of Photovol-

-
- taic System According to the Weather Conditions”, 2 International Conference on Energy and Sustainable Development 19-20 February 2013, Adrar.
- [23] D. Picault, *”Reduction of Mismatch Losses in Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies”*, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB), Université de Grenoble, 2010.
- [24] Raccordement au réseau EDF, Installation photovoltaïque, *”www.energie-renouvelable.com”*, .
- [25] Yaw-Juen Wang, Po-Chun Hsu, *”An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells”*, Energy 36 (2011) 3069-3078.
- [26] F. Martinez-Moreno et al, *”Experimental model to estimate shading losses on PV arrays”*, Solar Energy Materials and Solar Cells 94 (2010) 2298-2303.
- [27] M. C. Alonso-García and J. M. Ruíz, *”Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells”*, Solar Energy Materials and Solar Cells , vol. 90, pp. 1105-1120, 2006.
- [28] Carrero C et al, *”Simple estimation of PV modules loss resistances for low error modeling”*, Renewable Energy 2010 ;35 :1103-1108.
- [29] Wang J-C et al, *”A novel method for the determination of dynamic resistance for photovoltaic modules”*, Energy 2011 ;36 :5968-74.
- [30] Georgi. H. Y et al, *”Series resistance determination and further characterization of c-Si PV modules”*, Renewable Energy 46 (2012) 72-80.
- [31] T. Tafticht et al, *”An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems”*, Renewable Energy 33 (2008) 1508-1516.
- [32] Alami Abdul Hai, *”Effects of evaporative cooling on efficiency of photovoltaic modules”*, Energy Convers Manage 2014 ;77 :668-79.
- [33] Edson Meyer L, Ernest vanDyk E, *”Assessing the reliability and degradation of photovoltaic modules performance parameters”*, IEEE Trans Reliab 2004 ;53(1).

-
- [34] Sadok Mohammed, *"Détermination des Paramètres, Performances et Etude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en milieu saharien"*, 13 novembre 2011.
- [35] D. Sera et al, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation", in *Industrial Electronics*, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195-2199.
- [36] Chouder A, Silvestre S, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis", *Energy Convers Manage* 2010 ;51 :1929-37..
- [37] Sadok M, Mehdaoui A, "Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region", *Renew Energy* 2008 ;33 :2516-24.
- [38] Munoz MA et al, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions", *Solar Energy* 2011 ;85 :2264-74.
- [39] Kaplani E, "Degradation effects in sc-Si PV modules subjected to natural and induced ageing after several years of field operation", *J Eng Sci Technol Rev* 2012 ;5(4) :18 ?23 [Special Issue on Renewable Energy System].
- [40] Congedo PM et al, "Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy", *Energy Convers Manage* 2013 ;68 :1-10.
- [41] Michael Simon, Edson L. Meyer "Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells", *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94 (2010) 106-113.
- [42] Gxashekaa AR et al, "Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors", *Renew Energy* 2005 ;30 :611-20.
- [43] Radziemska E, "The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells", *Renew Energy* 2003 ;28 :1-12.
- [44] Cabal cédric, *"Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque"*, Le 15 décembre 2008 .
- [45] Jean-François REYNAUD, *"Recherches d'optimums d'énergies pour-*

charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques”, Le 4 Janvier 2011.

- [46] T.Esram,P.L. Chapman , Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEETransactionsOn.EnergyConversion*,Vol. 22, pp. 439-449, Jun. 2007.
- [47] W. Xiao et al, Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems, *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* 53 (2006) 1017-1026.
- [48] I. Houssamo et al, Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems, *Electrical Power and Energy Systems*, 46 (2013), 98-107.
- [49] Bidyadhar Subudhi et al, A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems, *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 1949-3029/2012 IEEE.
- [50] A. Safari and S. Mekhilef. Incremental Conductance MPPT Method for PV Systems. Niagara falls, Canada, *IEEE CCECE 2011 - 000345* .
- [51] www.microchip.com.
- [52] Microchip, Buck-Boost LED Driver Using the PIC16F785 MCU. Microchip Technology Inc, 2006, DS01047A-page 1.
- [53] Y. Yanga, F. Zhaob, Adaptive perturb and observe MPPT technique for Grid connected Photovoltaic Inverters. *International Conference on Power Electronic and Engineering Application*, *Procedia Engineering* 23(2011) 468-473.
- [54] Tim Nolan, Peak Power Tracker Circuit Description. (from www.timnolan.com), 2009.
- [55] K. Ishaque et al, An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)Based MPPT for PV With Reduced Steady-State Oscillation, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 27, NO.8, AUGUST 2012.

-
- [56] N. DSouza et al, Comparative study of variable size perturbation and observation maximum Power point trackers for PV systems. *Electric Power Systems Research* 80 (2010), 296-305.

Annexes

Annexe A



EKO I-V Curve Tracer MP-160 measure the I-V curve characteristics of various photovoltaic (PV) devices. MP-160 can be used for wide range measurement purpose. PV cell measurement under solar simulator, PV module measurement

under sunlight and other kind of measurements can be performed by MP-160.

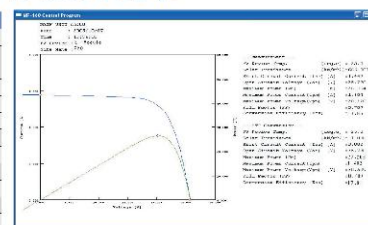
MP-160 also suit for the measurement of large size cell, chemical compound cell and dye sensitized cell, which requires accurate measurement.

Addition to that, MP-160 can be connected up to 4 module selectors optionally. Each selector can be connected up to 12 PV modules, so MP-160 can be connected up to selectable 48 PV modules.

Specifications

MP-160	
Measuring method	Electronic load method
Measuring Range	Voltage : 200, 30, 3 [V] Current : 10, 3, 0.3, 0.03 [A]
Inputs	PV Device (four-wire method) x 1 T-type thermocouple x 2 Pyranometer or Reference Cell x 1
Sweep Data	256 Sets of Voltage, Current and Light Intensity
Sweep Time	2 to 330 sec.
A/D Converter	16 bit
Communication	RS-232C, 38400 Kbps
Power requirements	AC100 to 240V, 50/60Hz, Stand by 20VA, Max. 200VA
Dimensions, Weight	370 x 350 x 133 mm, 9 kg

IV and PV curve



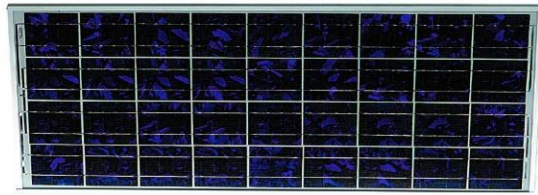
EKO INSTRUMENTS CO., LTD.

1-21-8 Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo 151-0072 Japan
PHONE: +81-3-3469-6713 FAX: +81-3-3469-6719
<http://eko-eu.com> E mail: info@eko.co.jp

EKO-MP160-12-09b (a.ec)

Annexe B

PHOTOWATT PWX500 - 12V MODULE PHOTOVOLTAÏQUE – JBox



APPLICATIONS

- Télécommunications
- Protection cathodique
- Pompage d'eau
- Signalisation
- Electrification rurale
- Applications résidentielles
- Bâtements industriels
- Connexion réseau

- 4x9 cellules multicristallines (125,50 x 125,50 mm)
- **Garantie produit : 5 ans***
- **Garantie puissance : 25 ans***
- **Tolérance de puissance : +/- 5Wc**
- **Certificats qualité : ESTI (61215), ISO 9001...**



IE:61215

Ce module PWX500 présente la technologie bi-verre, optimisée pour répondre à l'ensemble des applications PV. Grâce à ses 2 plaques de verre le PWX500 assurent avec une tenue mécanique et une protection électrique accrues et répond particulièrement aux applications en environnement marin et tropical.

Le PWX500 utilise la technologie des cellules multicristallines PHOTOWATT. Les cellules solaires sont mesurées individuellement et triées électroniquement avant d'être interconnectées. L'encapsulation des cellules est réalisée entre une plaque de verre trempé et une feuille de Tedlar. L'encapsulant, de l'EVA résistant aux UV, entoure les cellules photovoltaïques à l'intérieur des laminés et protège les cellules de la corrosion. La face arrière du module est étanche et protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère continue et résistante.

Avec un centrage des tolérances à +/-5Wc, le PWX500 garantit l'homogénéité de puissance de vos installations, et un investissement financier correspondant réellement aux watts produits.

EMBALLAGE	
Poids du module	Kg 9,2
Dimensions du module	mm 1042 x 462 x 45
Type d'emballage	modules 4 per carton
Dimensions de l'emballage	mm 1100 x 490 x 183
Poids emballé	Kg 40
Dimension max d'une palette (72 modules)	mm 1.150 x 1.050 x 1.600
Poids maximum d'une palette (72 modules)	Kg 650

PWX500		Configuration 12 V	
Puissance typique	W 45	50	55
Puissance minimale	W 40,1	45,1	50,1
Tension à la puissance typique	V 17	17,2	17,3
Intensité à la puissance typique	A 2,65	2,9	3,2
Intensité de court circuit	A 2,9	3,2	3,4
Tension en circuit ouvert	V 21,4	21,6	21,7
Tension maximum du circuit	600V DC		
Coefficient de température	$\alpha = +1,46 \text{ m}\%/\text{C} ; \beta = -79 \text{ m}\%/\text{C} ; \text{PIP} = -0,43 \text{ \%}/\text{C}$		
Spécifications de puissance à 1000 W/m² ; 25°C ; AM 1,5			

* Selon les conditions générales de garantie