الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA



جامعة باجي مختار- عنابة

Faculté : Sciences de l'ingénieur
Département: Electronique

MEMOIRE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de :
Magister en Automatique
Option : Commande, détection de défauts et diagnostique des systèmes industriels

Intitulé

Modélisation et commande d'un système photovoltaïque

Par : HAMZA Azzedine

Dirigé par : Pr. ABBASSI Hadj Ahmed

Président :
Rapporteur :
Examinateurs :

Résumé

L'électricité photovoltaïque est une source importante d'énergie renouvelable. Cependant, leur système de conversion d'énergie en électricité souffre souvent d'un manque d'optimisation, dont le point de puissance maximale dépend aux variations des conditions météorologiques ou de la charge. D'où, une poursuite en temps réel du point optimal de fonctionnement (MPP : Maximum Power Point) est nécessaire pour optimiser le rendement du système. Dans ce travail, on présente une étude comparative entre un système directement couplé et un autre contrôlé par une commande MPPT la plus répandue (P&O ou Cond_Inc), pour ce fait, une conception globale du système photovoltaïque et des études théoriques profondes de chaque composant du système pour une modélisation précise sont développées, Un model fonctionnel de la cellule PV incluant l'effet de l'irradiation et le changement de la température est représenté par l'utilisation du circuit équivalent, une modélisation des différentes charges les plus utilisées dans les systèmes Photovoltaïques autonomes sont présentés, des simulations à des irradiations réelles sont fait, l'implémentation des algorithmes MPPT a démontré le rapport cout-efficacité, simplicité et le bon rendement du système. Alors Un système photovoltaïque, composé d'un module PV, d'un convertisseur DC-DC, d'un contrôleur MPP et d'une charge résistive, batterie ou une pompe, est modélisé et simulé dans MATLAB.

Mots-clés : *photovoltaïque, MPPT, P&O,Cond_Inc.*

Abstract

Photovoltaic electricity is an important renewable energy source. However, their conversion system of energy into electricity often suffers of lack of optimization; the maximum power point depends of the variations on the weather conditions or the load. Where, a real-time tracking of the Maximum Power Point (MPP) is necessary to optimize the output of the system. In this work, a comparative study is presented between a directly coupled system and another controlled by a most widespread MPPT (P&O or Cond_Inc). A design of whole photovoltaic system and deep theoretical studies of each component for accurate modeling are developed, the functional model of the photovoltaic (PV) solar cells including the effects of solar irradiation and temperature changes is developed using basic circuit equations. a modeling of the most used loads in off-line Photovoltaic systems are presented, The implemented MPPT algorithm demonstrated cost-effectiveness, simplicity and good efficiency and simulations at reel irradiations are carried out. So a photovoltaic system including a solar panel, a DC-DC converter, a MPP tracker and a resistive load, battery or a pump, is modeled and simulated by MATLAB.

Keywords: *photovoltaic, MPPT, P&O, Cond_Inc.*

Table des matières

Table des figures vii

Liste des tableaux viii

Chapitre 1

Introduction Générale 1

1.1 Introduction 2
1.2 Motivation pour le photovoltaïque 3
1.3 Position du problème 4
1.4 Le système proposé 5

Chapitre 2

Le Générateur photovoltaïque 7

2.1 Introduction 8
2.2 La cellule PV 9
2.2.1 L'effet PV 9
2.2.2 Générique d'une cellule PV 10
2.3 Modélisation d'une cellule PV 12
2.3.1 Le Modèle le plus simple 12
2.3.2 Un Modèle plus précis 15
2.3.2.a L'influence de la résistance parallèle 16
2.3.2.b L'influence de la résistance série 17
2.3.2.c Recombinaison 19
2.4 Le Module Photovoltaïque 21
2.5 Modélisation d'un Module PV avec MATLAB 23
2.6 La courbe I(V) et la puissance maximale 31

Résumé

L'électricité photovoltaïque est une source importante d'énergie renouvelable. Cependant, leur système de conversion d'énergie en électricité souffre souvent d'un manque d'optimisation, dont le point de puissance maximale dépend aux variations des conditions météorologiques ou de la charge. D'où, une poursuite en temps réel du point optimal de fonctionnement (MPP : Maximum Power Point) est nécessaire pour optimiser le rendement du système. Dans ce travail, on présente une étude comparative entre un système directement couplé et un autre contrôlé par une commande MPPT la plus répandue (P&O ou Cond_Inc), pour ce fait, une conception globale du système photovoltaïque et des études théoriques profondes de chaque composant du système pour une modélisation précise sont développées, Un model fonctionnel de la cellule PV incluant l'effet de l'irradiation et le changement de la température est représenté par l'utilisation du circuit équivalent, une modélisation des différentes charges les plus utilisées dans les systèmes Photovoltaïques autonomes sont présentés, des simulations à des irradiations réelles sont fait, l'implémentation des algorithmes MPPT a démontré le rapport cout-efficacité, simplicité et le bon rendement du système. Alors Un système photovoltaïque, composé d'un module PV, d'un convertisseur DC-DC, d'un contrôleur MPP et d'une charge résistive, batterie ou une pompe, est modélisé et simulé dans MATLAB.

Mots-clés : *photovoltaïque, MPPT, P&O,Cond_Inc.*

Abstract

Photovoltaic electricity is an important renewable energy source. However, their conversion system of energy into electricity often suffers of lack of optimization; the maximum power point depends of the variations on the weather conditions or the load. Where, a real-time tracking of the Maximum Power Point (MPP) is necessary to optimize the output of the system. In this work, a comparative study is presented between a directly coupled system and another controlled by a most widespread MPPT (P&O or Cond_Inc). A design of whole photovoltaic system and deep theoretical studies of each component for accurate modeling are developed, the functional model of the photovoltaic (PV) solar cells including the effects of solar irradiation and temperature changes is developed using basic circuit equations. a modeling of the most used loads in off-line Photovoltaic systems are presented, The implemented MPPT algorithm demonstrated cost-effectiveness, simplicity and good efficiency and simulations at reel irradiations are carried out. So a photovoltaic system including a solar panel, a DC-DC converter, a MPP tracker and a resistive load, battery or a pump, is modeled and simulated by MATLAB.

Keywords: *photovoltaic, MPPT, P&O, Cond_Inc.*

Résumé

L'électricité photovoltaïque est une source importante d'énergie renouvelable. Cependant, leur système de conversion d'énergie en électricité souffre souvent d'un manque d'optimisation, dont le point de puissance maximale dépend aux variations des conditions météorologiques ou de la charge. D'où, une poursuite en temps réel du point optimal de fonctionnement (MPP : Maximum Power Point) est nécessaire pour optimiser le rendement du système. Dans ce travail, on présente une étude comparative entre un système directement couplé et un autre contrôlé par une commande MPPT la plus répandue (P&O ou Cond_Inc), pour ce fait, une conception globale du système photovoltaïque et des études théoriques profondes de chaque composant du système pour une modélisation précise sont développées, Un model fonctionnel de la cellule PV incluant l'effet de l'irradiation et le changement de la température est représenté par l'utilisation du circuit équivalent, une modélisation des différentes charges les plus utilisées dans les systèmes Photovoltaïques autonomes sont présentés, des simulations à des irradiations réelles sont fait, l'implémentation des algorithmes MPPT a démontré le rapport cout-efficacité, simplicité et le bon rendement du système. Alors Un système photovoltaïque, composé d'un module PV, d'un convertisseur DC-DC, d'un contrôleur MPP et d'une charge résistive, batterie ou une pompe, est modélisé et simulé dans MATLAB.

Mots-clés : *photovoltaïque, MPPT, P&O,Cond_Inc.*

Abstract

Photovoltaic electricity is an important renewable energy source. However, their conversion system of energy into electricity often suffers of lack of optimization; the maximum power point depends of the variations on the weather conditions or the load. Where, a real-time tracking of the Maximum Power Point (MPP) is necessary to optimize the output of the system. In this work, a comparative study is presented between a directly coupled system and another controlled by a most widespread MPPT (P&O or Cond_Inc). A design of whole photovoltaic system and deep theoretical studies of each component for accurate modeling are developed, the functional model of the photovoltaic (PV) solar cells including the effects of solar irradiation and temperature changes is developed using basic circuit equations. a modeling of the most used loads in off-line Photovoltaic systems are presented, The implemented MPPT algorithm demonstrated cost-effectiveness, simplicity and good efficiency and simulations at reel irradiations are carried out. So a photovoltaic system including a solar panel, a DC-DC converter, a MPP tracker and a resistive load, battery or a pump, is modeled and simulated by MATLAB.

Keywords: *photovoltaic, MPPT, P&O, Cond_Inc.*

Chapitre 3

Le suiveur du point de puissance maximale (MPPT) 33

3.1 Introduction au système PV 34
3.2 Courbes I-V (courant-Tension) pour des charges 35
3.2.1 Courbe I(V) d'une simple résistance 36
3.2.2 Courbe I(V) d'un moteur à C.C 37
3.2.3 Courbe I(V) d'une batterie 40
3.3 Etage d'adaptation entre le générateur PV et la charge 42
3.3.1 Le convertisseur à C.C 43
3.3.1.a Topologie 43
3.3.1.b Les convertisseurs Cúk et SEPIC 44
3.3.1.c Principe de fonctionnement du convertisseur Cúk 46
3.3.2 Mécanisme d'adaptation de la charge 48
3.3.3 Les algorithmes utilisés pour suivre le point de puissance maximale 50
3.3.3.a Algorithme de Perturbation & Observation 52
3.3.3.b Algorithme de Conductance Incrémentale 55
3.3.4 Compensation du MPPT. 59
3.3.4.a La commande PI 59
3.3.4.b La commande direct 60
3.3.4.c La méthode de commande directe avec capteurs de sortie 62
3.4 Les limites du MPPT 64

Chapitre 4

Conception et Simulation 66

4.1 Introduction 67
4.2 Conception du convertisseur Cúk 67
4.2.1 Choix des composantes 68
4.2.2 Simulation du convertisseur 71
4.2.3 Choix du pas d'échantillonnage 73
4.3 Comparaison entre P&O et Cond_Inc 74
4.4 Simulation du système MPPT avec une charge résistive 77

4.5 Simulation du système MPPT avec un moteur à C.C utilisé comme charge 81
4.5.1 Modélisation d'un moteur à C.C d'une pompe d'eau 81
4.5.2 résultats de la simulation 84

Conclusion et Perspectives 87

Annexe (Fiche technique du PV BP 3150B) 89

Bibliographie 92

Table des figures

1.1 Système PV : module PV, quadripôle d'adaptation (convertisseur d'énergie), charge et commande MPPT 6

2.1 Représentation d'une jonction P-N d'une cellule PV montrant la création des paires Trous-Electrons par l'absorbation des photons 11
2.2 Les électrons circulent à partir du côté N, traversant la charge, et reviennent au côté P. 11
2.3 Circuit électrique équivalent simple d'une cellule photovoltaïque, composé d'une source de courant parallèle à une diode réelle 12
2.4 Le système photovoltaïque a deux paramètres importants, I_{CC} le courant de court-circuit et V_{CO} la tension en circuit ouvert.. 13
2.5 Courbe I-V d'une cellule PV idéal sous deux différents niveaux d'irradiation (25°C). 15
2.6 Un circuit équivalent simple de deux cellules en série dont une dans l'obscurité (ombrée). 16
2.7 Circuit équivalent simple d'une cellule PV avec une résistance parallèle 16
2.8 Modification du circuit équivalent PV idéal par l'addition d'une résistance parallèle. 17
2.9 Circuit équivalent d'une cellule PV avec une résistance série 18
2.10 Addition d'une résistance série au circuit équivalent d'une cellule Photovoltaïque. 19
2.11 Un circuit équivalent plus complexe d'une cellule PV inclut des résistances parallèle et série 19
2.12 Les résistances séries et parallèles dans le circuit équivalent PV diminuent la tension et le courant fournis. 21
2.13 Les cellules PV sont connectées en série pour constituer un module PV 22
2.14 Cellules photovoltaïques, les modules, les rangs. 22
2.15 Image du module PV BP 3150B 23
2.16 Circuit équivalent utilisé dans les simulations en MATLAB. 24
2.17 L'effet du facteur d'idéalité simulé par MATLAB (1kW/m^2, 25°C) 26
2.18 L'effet des résistances séries simulées par MATLAB (1kW/m^2, 25°C) 28

2.19 La courbe I-V du Module PV BP 3150B simulée par MATLAB 30
2.20 La courbe I-V du Module PV BP 3150B donnée par la fiche technique. 30
2.21 Déférentes caractéristiques de la courbe I-V du module PV PB 3150B (1KW/m2, 25°C) 31
2.22 les courbe I-V et P-V du module PV PB 3150B simulées avec MATLAB (1KW/m2, 25°C) 32

3.1 Un module PV directement couplé à une charge résistive 34
3.2 Courbes I-V du module PV BP 3150B et des diverses charges résistives simulés avec MATLAB (1kW/m, 25°C) 35
3.3 le point opérationnel est à l'intersection des courbes courant-tension de la charge et du PV. 36
3.4 L'efficacité du module PV avec une charge résistive fixe conçue pour des différents niveaux d'ensoleillement 37
3.5 Modèle électrique d'un moteur à C.C à aimant permanent. 39
3.6 Caractéristiques électriques d'un moteur à C.C à aimant permanent. 39
3.7 Un convertisseur à C.C survolteur pour aider à démarrer ou maintenir le moteur en marche avec une basse lumière du soleil. 40
3.8 Une batterie idéale a une courbe caractéristique courant-tension verticale 41
3.9 Une batterie réelle peut être modélisée comme une batterie idéale en série avec une résistance interne. 42
3.10 Circuit de base du convertisseur Cúk 45
3.11 Circuit de base du convertisseur SEPIC 45
3.12 Convertisseur quand le commutateur est fermé 46
3.13 Convertisseur quand le commutateur est ouvert 46
3.14 L'impédance R_{in} vue par le Module PV est ajustable par le Rapport Cyclique (D). 49
3.15 Courbes I-V pour une irradiation variable et une trace des PPMs (25°C) 50
3.16 Courbes I-V pour une irradiation variable et une trace des PPMs (50°C) 50
3.17 Courbe de la Puissance vs. Tension du module PV PB 3150B (1KW/m^2, 25°C) . . 52
3.18 Organigramme de l'algorithme P&O. 52
3.19 Comportement erratique de l'algorithme P&O sous une croissance rapide de l'irradiation. 54
3.20 Organigramme de l'algorithme Cond_Inc 57
3.21 Schéma fonctionnel de MPPT avec un compensateur PI. 59
3.22 Schéma fonctionnel de MPPT avec une commande directe 59

3.23 Relation entre l'impédance d'entrée du convertisseur Cúk et de son Rapport Cyclique 60
3.24 Puissance de sortie du Convertisseur Vs. son rapport cyclique 62
3.25 Organigramme de P&O pour la méthode de contrôle direct. 63

4.1 Schéma du convertisseur Cúk avec un moteur à C.C utilisé comme charge 71
4.2 les courbes du courant (4.2.a) et de la tension (4.2.b) d'entré/sortie tracées par SIMULINK. 72
4.3 Recherche du PPM (1KW/m^2, 25°C) Les traces du point opérationnel PV sont affichées en vert, et le PPM en rouge. . . 74
4.4 Données d'Irradiation pendant un jour ensoleillé et un autre nuageux. 75
4.5 Traces de poursuite du PPM pour un jour ensoleillé (25°C) 75
4.6 Traces de poursuite du PPM pour un jour nuageux (25°C) 76
4.7 Organigramme de simulation du MPPT 79
4.8 Simulations du MPPT avec une charge résistive (100 à 1000W/m2, 25°C) 80
4.9 Protection de la sortie et régulation (100 à 1000W/m2, 25°C 81
4.10 Diagramme de performance de la pompe à eau de type Honda 82
4.11 Modélisation d'un moteur à C.C à aimant permanent d'une pompe avec SIMULINK 82
4.12 bloc de Paramètres de la machine à C.C avec SIMULINK 83
4.13 Courbe de R_{charge} (Ω) par SIMULINK 83
4.14 Les simulations du MPPT avec une charge de pompe avec moteur à C.C (20 à 1000W/m2, à 25°C) 84
4.15 La courbe I-V du moteur à C.C par SIMULINK 85

Liste des tableaux

2.1 Caractéristiques électriques du module PV prises de la fiche technique. 23

3.1 Adaptation de la charge (6 Ω) sous une irradiation variable. 64
3.2 Adaptation de la charge (12 Ω) sous une irradiation variable. 64

4.1 Spécification de la conception du convertisseur Cúk. 67
4.2 Conception du convertisseur Cúk : comparaisons des simulations et des résultats calculés. 73
4.3 Comparaison des algorithmes de P&O et de Cond_Inc pour un jour nuageux. 76
4.4 Production de l'énergie et l'efficacité du module PV avec et sans MPPT. . . . 85

1
Introduction Générale

Sommaire

1.1 Introduction 1
1.2 Motivation pour le photovoltaïque 3
1.3 Position du problème 4
1.4 Le système proposé 5

1. Introduction Générale

Aujourd'hui, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue *coût* et *performance de production*. Cependant, leur système de conversion de l'énergie en électricité souffre souvent d'un manque d'optimisation qui en fait encore des systèmes trop chers, et présentant des déficiences importantes en rendement et en fiabilité. Pour cela, bien qu'il existe de plus en plus des travaux de recherches prouvant la viabilité de sources comme, par exemple, l'énergie photovoltaïque (*PV*), beaucoup de réticentes existent encore pour installer ces systèmes à grande échelle, autant en production de masse que chez des particuliers.

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt, elle reste encore à un stade anecdotique et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause du coût trop élevé des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autant le matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaîne de conversion électrique, qui présente beaucoup de pertes lors d'utilisations mal adaptées. Beaucoup de lois de commande spécifiques permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque présentent également quelques défaillances.

Très rapidement, nous nous sommes aperçus que, même si les systèmes de production photovoltaïque faisaient des progrès considérables, ils ne pourraient à eux seuls représenter une source d'énergie fiable. En effet, les variations de production étant fortement couplées aux données météorologiques, la production ne pouvait pas forcément être assurée lorsque l'utilisation s'en faisait sentir [18].

1.1 Motivation pour le photovoltaïque

La production d'énergie électrique est faite principalement à base d'énergies fossiles et de combustible. Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, permet d'avoir de faibles coûts de production mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant et de gaz à effet de serre. La production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40% des émissions mondiales de CO_2 [18]. L'énergie d'origine nucléaire, qui ne rejette pas directement de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique à cause des risques importants encourus. Certes, les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident seraient désastreuses. Par ailleurs, le traitement des déchets issus de ce mode de production est très coûteux : la radioactivité des produits traités reste élevée durant de nombreuses années. Enfin, les réserves d'uranium sont comme celles du pétrole, limitées (*moins de 100 ans au rythme actuel de consommation*).

Bien que notre pays soit excédentaire en production électrique aujourd'hui, l'avenir n'est donc pas prometteur sur les ressources en énergies fossiles, dont les réserves ne cessent de diminuer et dont les prix fluctuent énormément en fonction de la conjoncture. La préparation de l'avenir dans les domaines de production énergétique doit se prévoir dès aujourd'hui, pour pouvoir faire face progressivement aux changements énergétiques inévitables. Chaque innovation et chaque avancée en matière de recherche n'aura de retombées que dans une dizaine d'année au mieux, le temps d'effectuer les tests nécessaires et d'envisager la mise en production sans risque pour l'utilisateur autant pour sa propre santé que pour ses installations électriques.

A travers de grands programmes, le monde encourage des recherches sur des sources d'énergie jusque là considérées secondaires et à faible production. Les énergies renouvelables offrent aujourd'hui quelques pistes potentielles qui pourraient répondre aux nouvelles normes en terme de pollution sans présenter à terme des coûts de production trop élevés. Cependant, il reste encore pas mal de problèmes à résoudre pour que ces sources arrivent progressivement à prendre des parts importantes en terme de production. Le plus important d'entre eux est que, souvent, ces sources sont très fluctuantes et aléatoires. Il faut donc, dès le départ, tenir compte de cet aspect et prévoir leur insertion dans les réseaux électriques existants.

La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est une des alternatives qui, depuis l'avènement des grands programmes spatiaux, a montré sa grande souplesse et son aptitude à fonctionner en milieu hostile. Il s'agit d'une solution intéressante aux moyens de productions conventionnels. Cependant, l'énergie délivrée par ces générateurs est directement dépendante des conditions atmosphériques et est relativement coûteuse, en raison du prix toujours élevé de ces générateurs. Ses principaux atouts restent sa grande autonomie de fonctionnement possible, une durée de vie des générateurs garantie supérieure à vingt ans et une absence de pollution lors de la production d'énergie. Son développement est bien en plein essor dans plusieurs pays, et mérite une attention particulière, notamment pour créer des générateurs décentralisés [18].

1.2 Position du problème

Lors du fonctionnement d'un générateur PV adapté par des convertisseurs d'énergie, le point de puissance maximale (PPM) peut être dégradé suites aux variations des conditions météorologiques ou de la charge. L'adaptation entre la source et la charge a lieu en variant le rapport cyclique D. En réalité, la recherche de ce point de puissance maximale doit être réalisée automatiquement. Ceci est tout à fait possible en adoptant l'une des approches d'adaptation connues sous le non des commandes MPPTs (Maximum Power Point Tracking) [20].

1.2.a Incidents dus à la variation des conditions météorologiques

L'énergie produite par un module PV n'est pas constante durant toute la journée, elle dépend de plusieurs facteurs parmi lesquels il y a l'ensoleillement et la température qui sont deux paramètres très fluctuants d'une saison à l'autre ou même d'un instant à l'autre. Pour chaque ensoleillement et température donnés, la caractéristique puissance-tension passe par un maximum. Pour extraire le maximum de puissance du module PV, il faut réaliser une poursuite de ce maximum en temps réel [19]. Autrement dit, au fil de la variation de l'ensoleillement et de la température, le système doit être commandé de telle manière à se trouver au voisinage d'un point maximum (figure 1-1).

1.2.b Incident dû à la variation de la charge

Lorsque la charge varie, une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et la charge un dispositif adaptateur d'impédance (figure 1-1). Cet adaptateur doit comporter en outre du convertisseur d'énergie, une commande MPPT qui permet d'extraire la puissance optimale dans les conditions considérées. La commande de cet adaptateur doit alors agir en temps réel de telle manière à ce que le générateur voit une impédance optimale à ses bornes [19,20].

Vis à vis de ces incidents majeurs qui peuvent survenir à tout moment, laisse se développer des approches qui consistent à considérer que le système d'adaptation réalise la poursuite en temps réel du point de puissance maximale du générateur. La première commande MPPT a été introduite en 1968 et développé au cours des années 70.

1.3 Système proposé

Comme nous l'avons vu dans 1.2, un module PV présente des caractéristiques I(V) non linéaires avec des PPMs. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le Module PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du module et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du module PV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le module PV et la charge comme décrit dans la figure 1.1. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le Module pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{MAX} disponible [8].

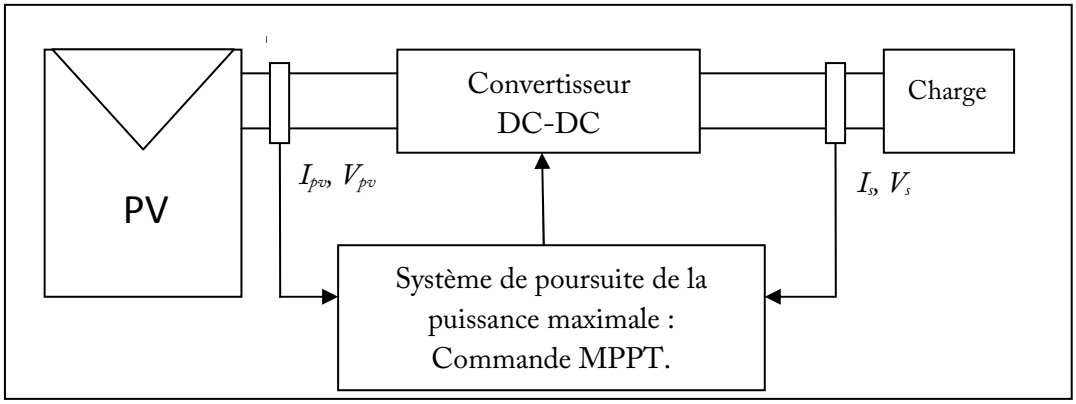


Figure 1-1 : Système PV : module PV, quadripôle d'adaptation (convertisseur d'énergie), charge et commande MPPT.

La chaîne de puissance d'un Module PV où une charge DC est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT peut être représentée comme indiquée sur la figure 1.1. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique (D) du Convertisseur Statique (DC-DC) de telle sorte que la puissance fournie par le module PV soit P_{max} disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée (I_{PV} et V_{PV}) du CS [8]. Dans la section suivante, nous présentons un bilan sur les différents types d'algorithmes MPPT présents dans la littérature.

2
Le Générateur photovoltaïque

Sommaire

2.1 Introduction 8
2.2 La cellule PV 9
2.2.1 L'effet PV 9
2.2.2 Générique d'une cellule PV 10
2.3 Modélisation d'une cellule PV 12
2.3.1 Le Modèle le plus simple 12
2.3.2 Un Modèle plus précis 15
2.3.2.a L'influence de la résistance parallèle 16
2.3.2.b L'influence de la résistance série 17
2.3.2.c Recombinaison 19
2.4 Le Module Photovoltaïque 21
2.5 Modélisation d'un Module PV avec MATLAB 23
2.6 La courbe I(V) et la puissance maximale 31

2.1 Introduction :

Bien que les bases théoriques de l'effet photovoltaïque fussent connues depuis le début du siècle, ce n'est qu'à partir de 1954, dans les laboratoires de la Bell Téléphone à New Jersey, que la première cellule ayant un rendement raisonnable a été mise au point. Depuis la deuxième moitié du siècle précédent, le processus de purification de monocristaux de silicium a émergé [16].

En 1956 Loferski publiait différentes tables de conversion de rendement photovoltaïque pour tous les matériaux semi-conducteurs. Puis, c'est au début des années 70 que l'on a pu obtenir en laboratoire un rendement de 20 % en travaillant sur des cellules de monocristal d'arsenic de gallium (GaAs). Le rendement est sensiblement inférieur lorsque ces cellules se font à l'échelle industrielle.

Aussi, des expériences ont été faites avec des cellules composées de deux couches :

Une de sulfure de cadmium (SCd) et une autre de sulfure de cuivre (SCu2). Ces cellules présentent l'avantage d'utiliser très peu de matière active et permettent un processus de fabrication plus simple. Cependant, leur faible rendement ne permet pas de les utiliser à l'échelle industrielle.

La commercialisation de cellules solaires photovoltaïques a commencé dès l'apparition du silicium monocristallin et elles occupent encore la première place du marché. Plus tard, apparurent les matériaux polycristalins, de fabrication plus économique, mais présentant encore de faibles rendements.

Récemment se sont commercialisées des cellules de silicium amorphe, utilisées pour des dispositifs de très faible puissance : calculettes, montres, radio portable, etc…

Les premières applications pratiques de l'électricité photovoltaïque se firent dans les véhicules spatiaux, permettant l'alimentation des équipements de commande, de mesure, ou de retransmission de données. Ensuite, la production industrielle de premiers panneaux ayant des applications terrestres domestiques a débuté. Bien qu'au début des années 80 ces panneaux n'aient pas été suffisamment compétitifs pour la production à grande échelle, ils ont tout de même permis l'électrification de logements isolés.

Les recherches pour faire des produits plus efficaces et économiques continuent à bon rythme même s'il existe peu d'entreprise au niveau mondial ayant la capacité de supporter des coûts élevés de recherche.

Ce chapitre discute les principes fondamentaux et la modélisation d'une cellule PV avec son circuit électrique équivalent. Les modèles sont mis en application en utilisant MATLAB pour étudier et simuler les caractéristiques électrique d'un module PV réel.

2.2 La cellule PV :

2.2.1 l'effet Photovoltaïque

C'est la conversion de l'énergie que transportent les photons de la lumière lorsqu'ils rentrent en collision avec des matériaux semi-conducteurs convenablement traités, en énergie électrique capable de créer un courant d'électrons à travers un circuit extérieur, en réalisant un travail utile [16].

La clé pour produire un courant électrique utile est d'arriver à extraire les électrons libérés. Un procédé pour faire cela est d'introduire dans le matériau semi-conducteur des éléments chimiques qui contribuent à produire un excès d'électrons et de trous. Ces éléments, qui altèrent notablement les propriétés intrinsèques du semi-conducteur, s'appellent les dopants et le matériau est dit dopé lorsque le processus d'incorporation au semi-conducteur est achevé.

Un dopant approprié pour le silicium est le bore. La structure créée s'appelle un semi-conducteur de type P (positif).

Un autre dopant possible pour le silicium est le phosphore. Le semi-conducteur est dit de type N (négatif).

Si les photons de la lumière incidente communiquent de l'énergie aux électrons du semi-conducteur, quelques électrons peuvent traverser la barrière de potentiel, en étant expulsés hors du semi-conducteur dans un circuit extérieur. Ceci génère un courant électrique. Les électrons, après avoir parcouru le circuit externe, retournent dans le semi-conducteur par la face opposée.

Le matériau semi-conducteur ne stocke donc pas d'énergie électrique mais la génère, en transformant l'énergie incidente.

La physique quantique prédit un rendement théorique pour la cellule de silicium de 26 %, mais les cellules commerciales obtenues de manière industrielle ne montent pas au dessus de 17%. Ces valeurs, impliquant une limitation sur la puissance électrique pouvant être obtenue, montrent que seulement une petite partie de l'énergie solaire peut générer de l'électricité.

2.2.2 Générique d'une cellule PV

Examinons ce que se produit à proximité d'une jonction p-n lorsqu'elle est exposée à la lumière du soleil. Lorsque les photons sont absorbés, des paires de trou-électron peuvent être formées. Si ces porteuses de charge atteignent la proximité de la jonction, le champ électrique dans la barrière de potentiel pousse les trous dans la zone des charges positives où ils sont accumulés et pousse les électrons dans la zone des charges négatives ou ils sont accumulés aussi, ceux qui créent une différence de potentiel qui peut êtres utilisé pour fournir du courant à la charge comme la figure 2.1 montre [8].

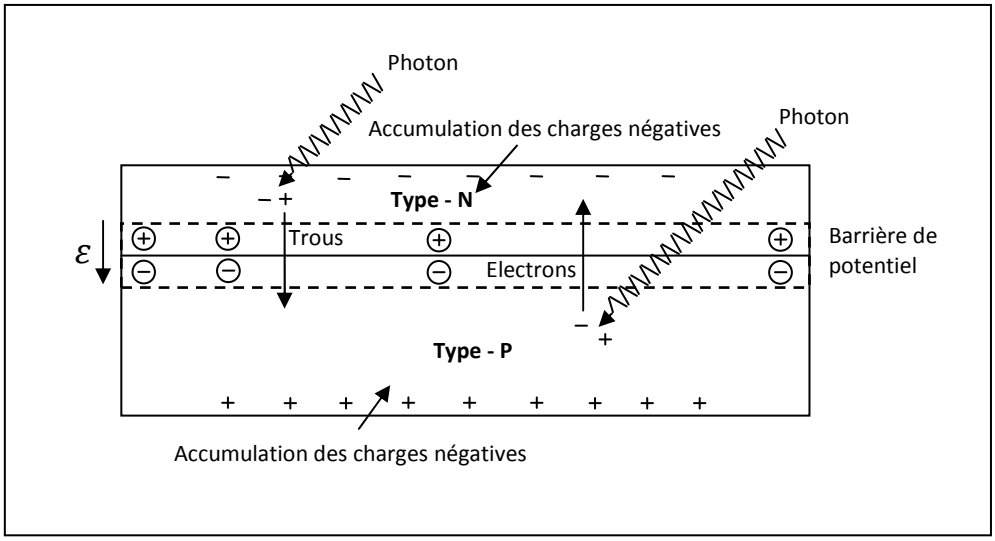


Figure 2.1 Représentation d'une jonction P-N d'une cellule PV montrant la création des paires Trous-Electrons par l'absorbation des photons.

Si des contacts électriques sont attachés au dessus et au dessous de la cellule, des électrons sortent du coté des charges négatives dans le fils de connexion passant par la charge et revenant au coté des charges positives comme la figure 2.2 montre, puisque le fils ne peut pas conduire des trous, les électrons seulement se déplacent autour du circuit, quand ils atteignent la coté des P ils se combinent avec des trous pour accomplissant le circuit, par convention le courant positif circule dans la direction opposée avec les électrons, alors la flèche I montre le sens du courant.

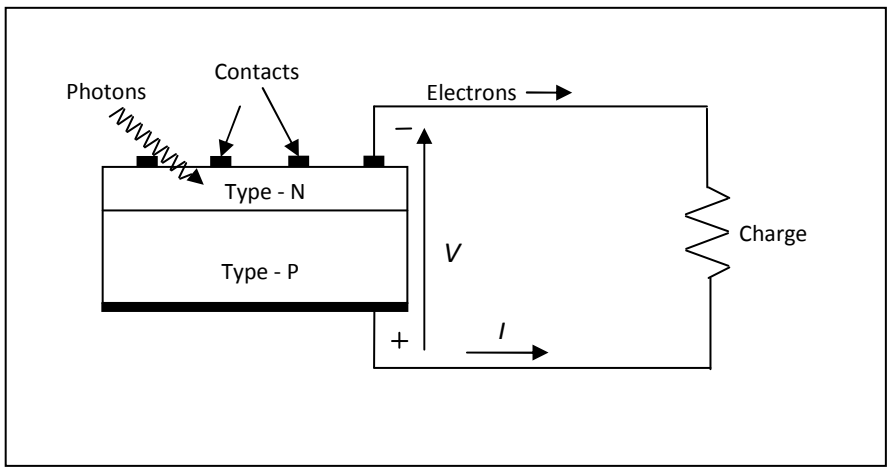


Figure 2.2 : Les électrons circulent à partir du côté N, traversant la charge, et reviennent au côté P.

2.3 Modélisation d'une cellule PV :

L'utilisation des circuits électriques équivalents nous permet la modélisation des caractéristiques d'une cellule PV. La méthode utilisée ici est implémentée dans MATLAB pour la simulation.

2.3.1 Le model le plus simple :

Un circuit équivalent d'une cellule Photovoltaïque se compose d'une diode parallèle à une source de courant idéal (figure 2.3). La source de courant délivre un courant proportionnel au flux du rayonnement solaire auquel est exposée [8].

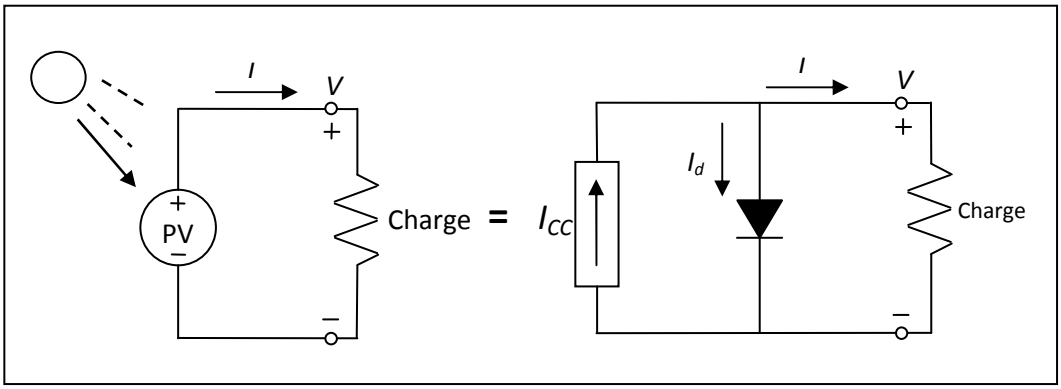


Figure 2.3: Circuit électrique équivalent simple d'une cellule photovoltaïque, composé d'une source de courant parallèle à une diode réelle.

Les cellules PV ont deux caractéristiques d'intérêt particulier, comme la figure 2.4 montre. (1) le courant qui circule lorsque les bornes sont court-circuitées (courant de court-circuit I_{cc}), (2) la tension entre les deux bornes lorsqu'elles sont laissées en l'air (tension du circuit-ouvert V_{co}), quand les bornes du circuit équivalent sont court-circuitées la diode se bloque et $V_d = 0$ ce qui implique que le courant de court-circuit I_{cc} fournit par la source idéal passe totalement par les 2 bornes court-circuité.

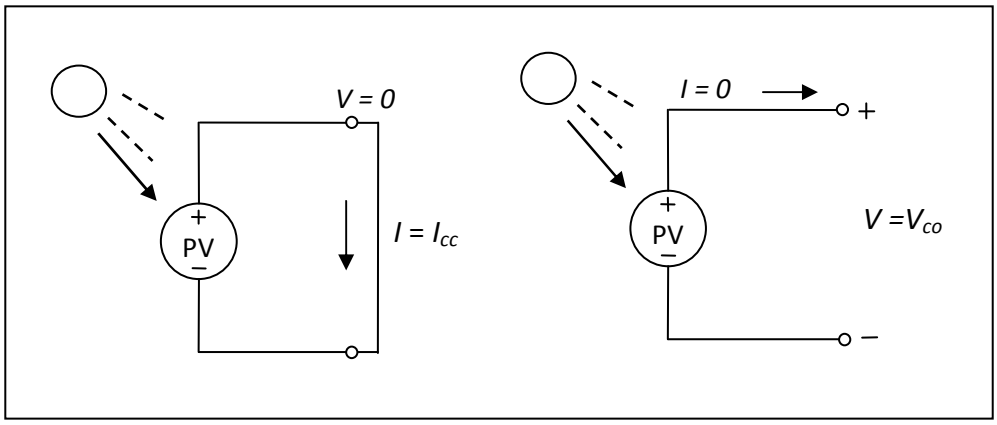


Figure 2.4 Le système photovoltaïque a deux paramètres importants, I_{CC} le courant de court-circuit et V_{CO} la tension en circuit ouvert.

Maintenant nous pouvons écrire les équations de courant et de tension du circuit équivalent d'une cellule PV. Commençant par :

$$I = I_{CC} - I_d \tag{2.1}$$

Où

I_{CC} : est le courant de court-circuit égal au photocourant.

Le courant I_d circulant dans la diode est donné par l'équation de la diode de Shockly :

$$I_d = I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \tag{2.2}$$

Où

I_0 : est le courant de saturation dépendant de la température et technologies de la jonction PN *(A),*

q : Charge de l'électron *(1.602×10-19 C),*

V_d: est la tension aux bornes de la diode *(V),*

k : Constante de Boltzmann *(*1.381×10-23 *J/K)* ,

T : est la température de la jonction en Kelvin *(K)*

Remplaçant (2.2) dans (2.1) on obtient :

$$I = I_{cc} - I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \tag{2.3}$$

Il est intéressant de noter que le deuxième terme de (2.3) est seulement une équation d'une diode avec un signe négatif, ce qui signifié qu'un tracé de (2.3) est exactement I_{CC} additionné par la courbe I(V) de la diode shockly renversé.

Quand les fils de la cellule PV sont laissés en l'air, I = 0 et nous pouvons résoudre (2.3) pour la tension V_{co} du circuit ouvert

$$V_{co} = \frac{kT}{q}\ln\left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1\right) \tag{2.4}$$

A 25°C (2.3) et (2.4) devinent:

$$I = I_{cc} - I_0(e^{38,9\,V_d} - 1) \tag{2.5}$$

$$V_{co} = 0{,}0257\ln\left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1\right) \tag{2.6}$$

Dans ces deux équations, le courant de court-circuit I_{cc} est directement proportionnel à l'irradiation solaire, ce qui signifié que nous pouvons facilement tracer la courbe du courant en fonction de la tension sous différentes niveaux d'éclairement solaire.

La figure 2-5 représente la variation du courant en fonction de la tension (souvent appelée la courbe I-V) d'une cellule PV simulée par MATLAB utilisant le model le plus simple du circuit équivalent. La discussion des simulations de

MATLAB apparaîtra dans la section 2.5. Le rendement du système PV est limité par, la puissance fournit par la cellule

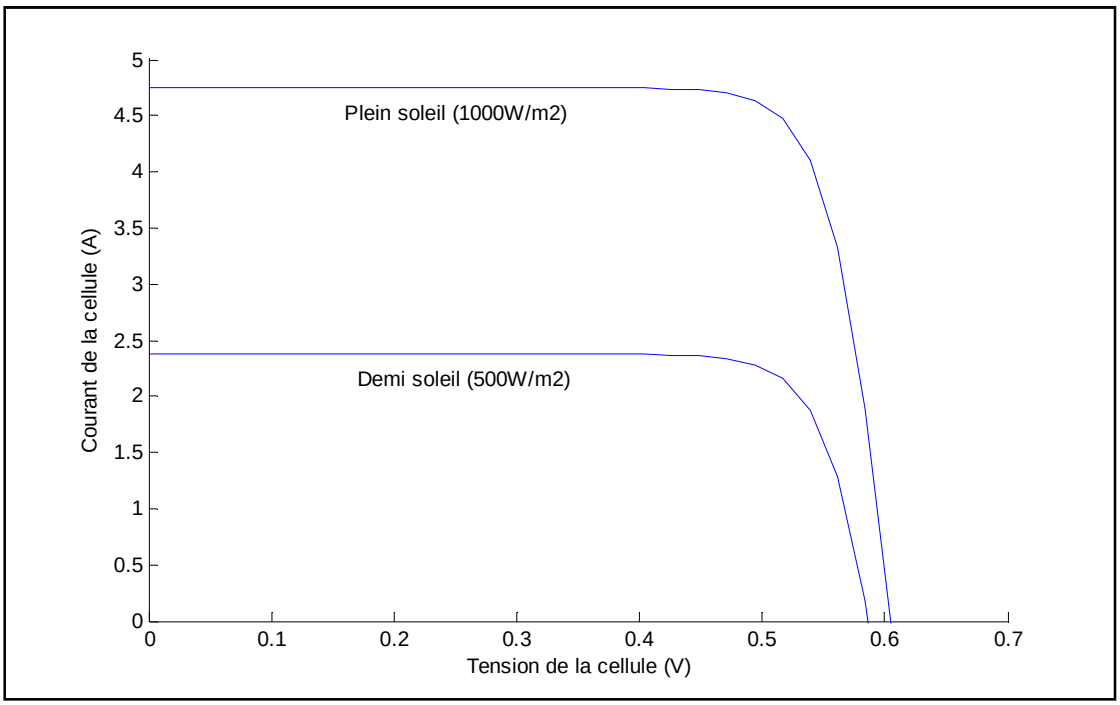


Figure 2.5 : Courbe I-V d'une cellule PV idéal sous deux différents niveaux d'irradiation (25°C).

2.3.2 Un Model plus précis

Il y a des temps où une étude plus complexe des cellules PV s'exige comme la figure 2.3 montre. Par exemple, si on prend en considération l'effet de l'ombre sur des cellules connectées en séries (Fig. 2.6), quand une cellule dans la chaine est dans l'obscurité (ombrée), elle ne produit aucun courant. Dans le cas du circuit équivalant simplifié pour une cellule ombrée, le courant traversé par la source de courant de cette cellule est nulle et comme sa diode est polarisée en inverse ne passe aucun courant, ça signifié que le circuit équivalant simple suggéré ne fourni aucune puissance à la charge si une de ses cellules est ombrée [4]. Alors c'est vrai que les panneaux PV sont sensibles à l'ombre ce que demande une étude plus complexe du modèle.

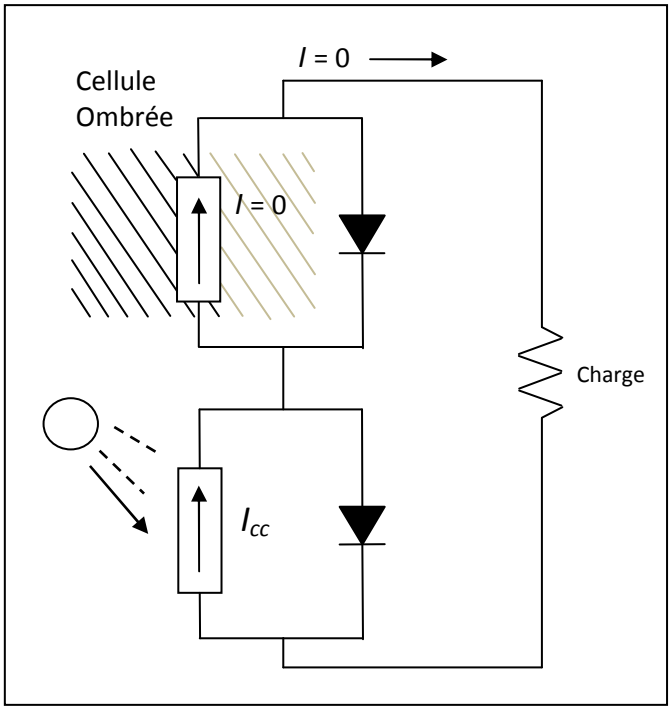


Figure 2.6: Un circuit équivalent simple de deux cellules en série dont une dans l'obscurité (ombrée).

2.3.2.a L'influence de la résistance parallèle

Figure 2.7 représente un circuit électrique équivalent d'une cellule PV comportant une résistance parallèle R_p, dans ce cas la source de courant idéal I_{cc} fournit le courant à la diode, à la résistance parallèle, et à la charge :

$$I = (I_{cc} - I_d) - \frac{V}{R_p} \qquad (2.7)$$

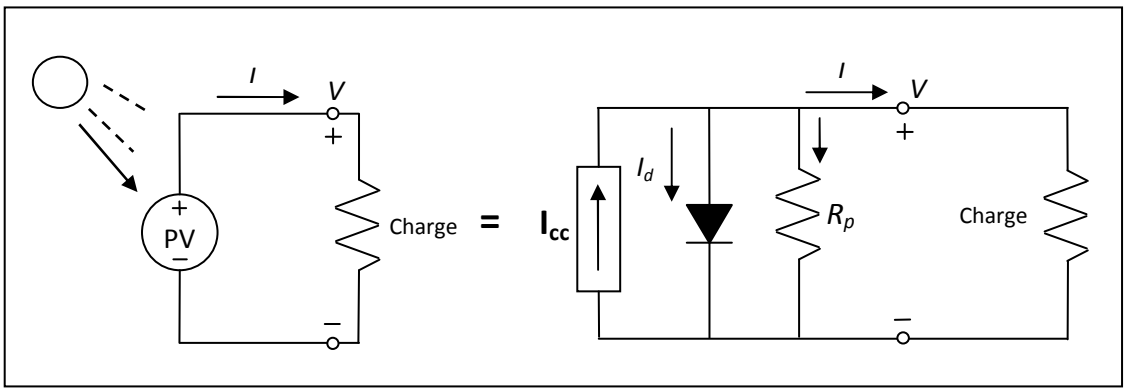


Figure 2.7 Circuit équivalent simple d'une cellule PV avec une résistance parallèle.

Le terme entre parenthèses de (2.7) est le même courant que nous avons eu pour le simple model. L'équation (2.7) montre pour n'importe quelle tension, la résistance parallèle provoque une diminution de courant de l'ordre de V/R_p par apport au modèle idéal

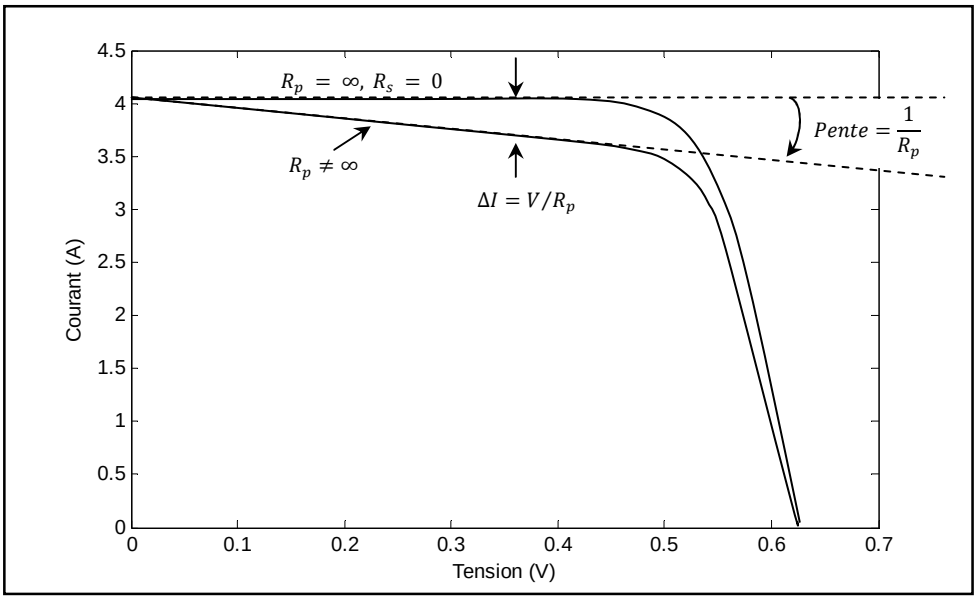


Figure 2.8: Modification du circuit équivalent PV idéal par l'addition d'une résistance parallèle.

Pour une cellule qui a une perte moins de 1% dû à sa résistance parallèle, R_p doit être supérieur à :

$$R_p > \frac{100V_{co}}{I_{cc}} \qquad (2.8)$$

Pour la majorité des cellules, I_{CC} est environ 7A et V_{co} est environ de 0.6 V, ce qui veut dire que R_p doit être 9 Ω.

2.3.2.b L'influence de la résistance série

Un circuit électrique équivalant réel comporte aussi une résistance série. Avant que nous puissions développer ce modèle, considérons la figure 2.9 dans laquelle un circuit électrique équivalant original d'une cellule PV a été seulement modifié pour inclure une résistance R_s en série. Certaines de ces résistances peuvent être le résultat

des connexions entre les cellules, et certaines peuvent être dues aux résistances des semi-conducteurs eux-mêmes.

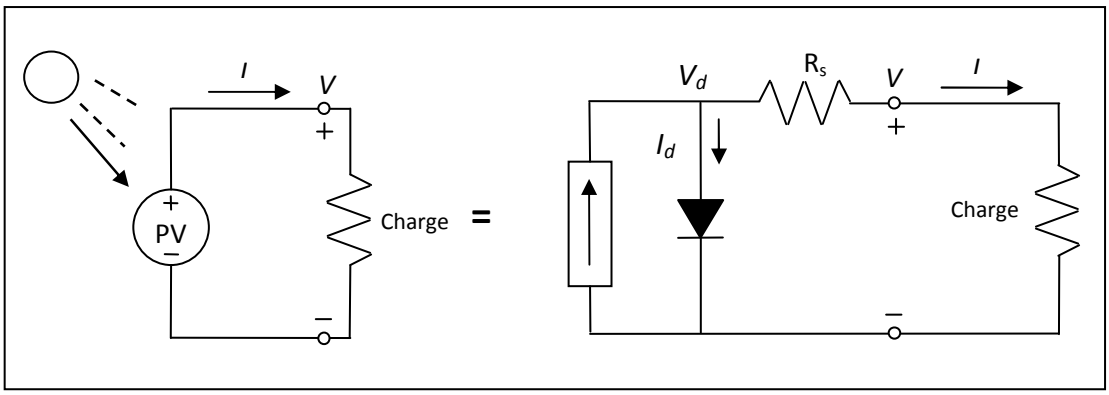


Figure 2.9 Circuit équivalent d'une cellule PV avec une résistance série.

Pour analyser la Fig. 2.9, on commence par le circuit équivalant simplifié (2.3) :

$$I = I_{cc} - I_d = I_{cc} - I_0(e^{qV_d/kT} - 1) \tag{2.3}$$

Puis on ajoute l'effet de la résistance R_s

$$V_d = V + I\,.R_S \tag{2.9}$$

On remplace 2.9 dans 2.3 On obtient

$$I = I_{cc} - I_0\left\{exp\left[\frac{q(V+I\,.\,R_S)}{kT}\right] - 1\right\} \tag{2.10}$$

L'équation (2.10) peut être interprétée par la courbe I-V originale de la cellule PV avec une tension donnée à n'importe quel courant décalée à gauche par $\Delta V = IR_s$ comme le montré la figure 2.10.

Pour que les résistances séries provoque une chute de tension moins à 1%, R_s doit êtres inférieur à :

$$R_s < \frac{0.01V_{co}}{I_{cc}} \tag{2.11}$$

Ce qui pour une cellule avec I_{CC}=7A et V_{co}=0.6V, R_s doit être inferieur à 0.0009Ω.

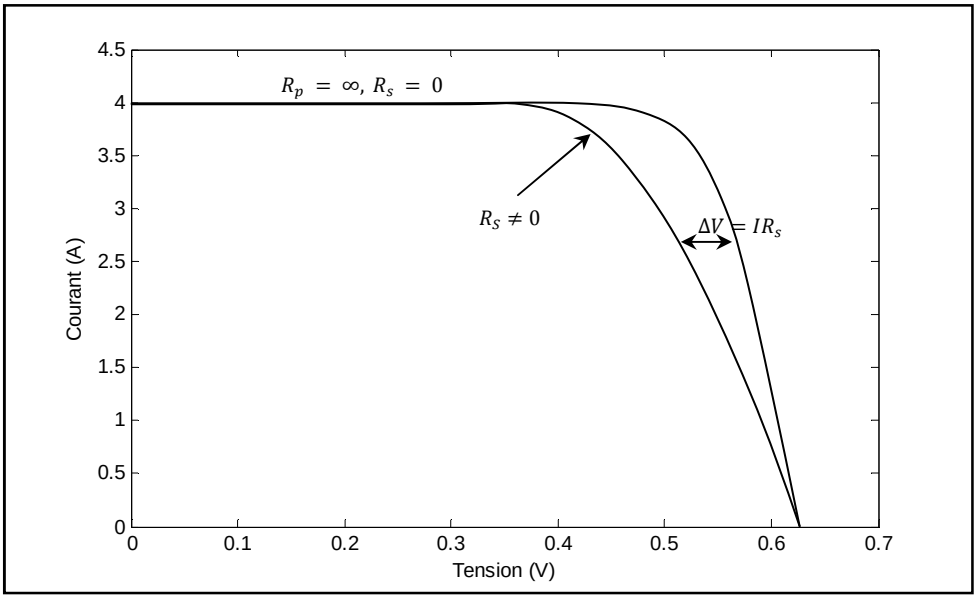


Figure 2.10 : Addition d'une résistance série au circuit équivalent d'une cellule Photovoltaïque.

2.3.2.c Recombinaison :

Finalement, généralisons le circuit électrique équivalant d'une cellule PV en incluant les résistances parallèles et séries (Figure 2.11)

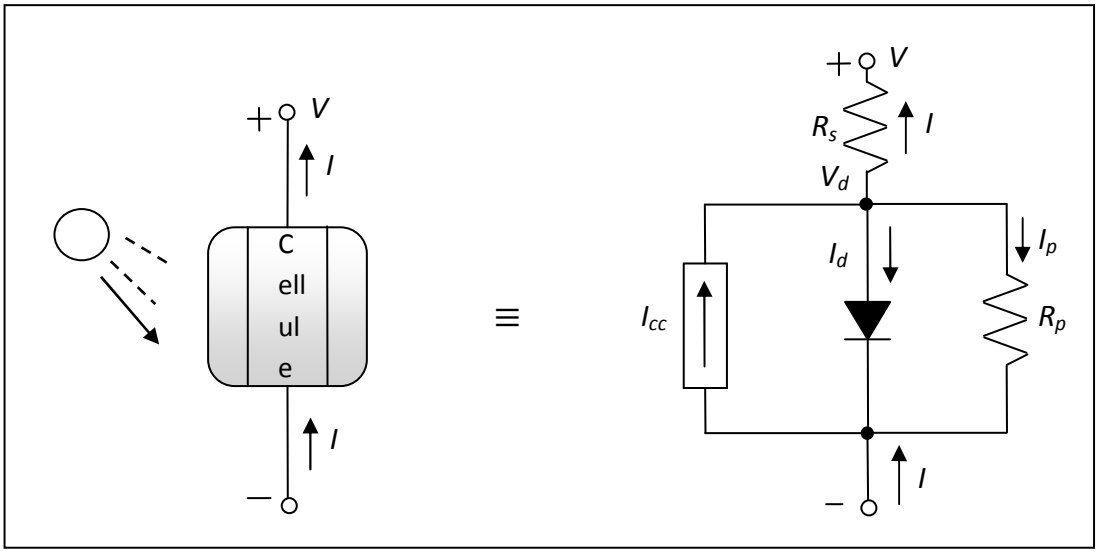


Figure 2.11 Un circuit équivalent plus complexe d'une cellule PV inclut des résistances parallèle et série.

Nous pouvons écrire l'équation suivante :

$$I = I_{cc} - I_0 \left\{ exp\left[\frac{q(V+I.R_S)}{kT}\right] - 1 \right\} - \left(\frac{V+I.R_S}{R_p}\right) \quad (2.12)$$

Pour une température de 25°C, (2.12) devient :

$$I = I_{cc} - I_0\left[e^{38.9(V+I.R_S)} - 1\right] - \frac{1}{R_p}(V + I.R_S) \qquad \text{à } 25\ ^\circ\text{C} \quad (2.13)$$

Malheureusement, (2.13) est une équation complexe où il n'y a pas une solution explicite pour la tension V et du courant I. Une solution incrémentale, est directement utilisée pour tracé facilement la courbe V en fonction du I, l'approche est basée sur l'incrémentation des valeurs de la tension aux bornes de la diode V_d dans un tableau, Pour chaque valeur de V_d, des valeurs correspondantes du courant I et la tension V peuvent facilement être trouvées.

En utilisant la convention de signe montrée dans la fig. 2.11 et en appliquant la loi de Kirchhoff des courants au nœud au-dessus de la diode, on peut écrire :

$$I_{cc} = I + I_d + I_p \quad (2.14)$$

Substituant l'équation de la diode de Shockley (2.3) à 25°C donne :

$$I = I_{cc} - I_0(e^{38.9V_d} - 1) - \frac{V_d}{R_p} \quad (2.15)$$

Avec une valeur donnée de V_d, le courant I peut être trouvé avec (2.15).

Alors la tension à travers une cellule individuelle est facilement trouvée par :

$$V = V_d - I.R_s \quad (2.16)$$

la figure 2.12 correspond au tracé de la courbe I-V pour un circuit électrique équivalent d'une cellule PV avec $R_s = 0.05\ \Omega$ et $R_p = 1\ \Omega$, on peut voir que ce graphe est une combinaison entre ceux de la fig. 2.8 et fig. 2.10.

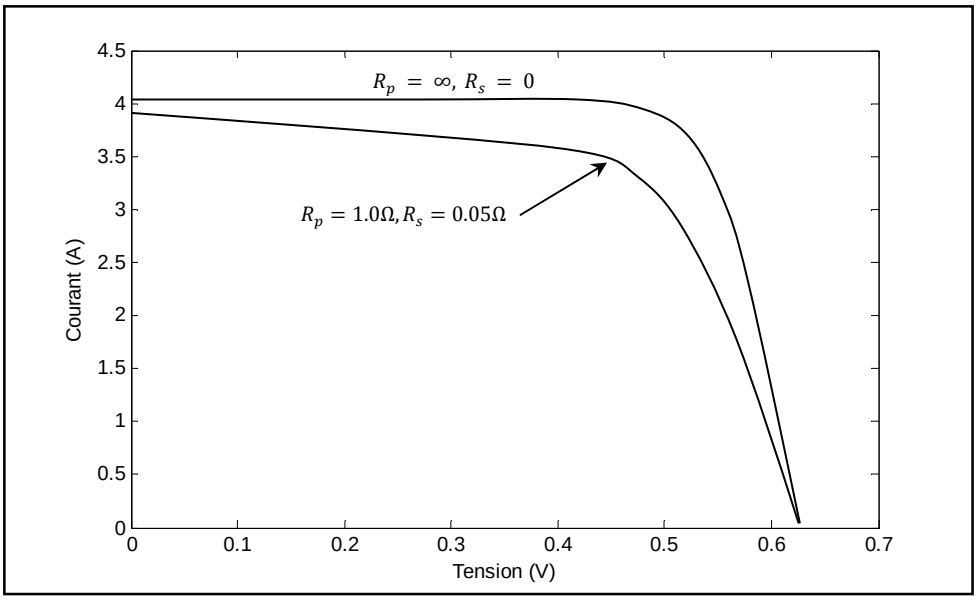


Figure 2.12 Les résistances séries et parallèles dans le circuit équivalent PV diminuent la tension et le courant fournis.

2.4 Le module photovoltaïque

Une cellule PV simple produit une tension de sortie moins de 1V, environ de 0.6V pour des cellules cristalline-silicone (SI), pour atteindre la tension de sortie désirée, les cellules PV sont connectées en série formant ce qu'on appelle le module photovoltaïque. La plupart des modules PV disponibles dans le commerce avec des cellules cristallin-SI ont 36 ou 72 cellules connectées en série. Un module de 36 cellules fournit une tension appropriée pour charger une batterie de 12V, et pareillement un module de 72 cellules est approprié pour une batterie de 24V. Avant, la plupart des systèmes PV sont utilisés avec des batteries de sauvegarde, toutefois aujourd'hui beaucoup de systèmes PV n'utilisent pas des batteries ; par exemple, systèmes connectés au réseau. En outre, l'arrivée des convertisseurs à courant continu (DC-DC) de haute performance a allégé le besoin de modules avec des tensions spécifiques. Quand les cellules PV sont connectées en série, le courant de sortie est le même qu'une cellule, mais la tension de sortie est la somme des tensions des cellules, comme la figure 2-13 montre.

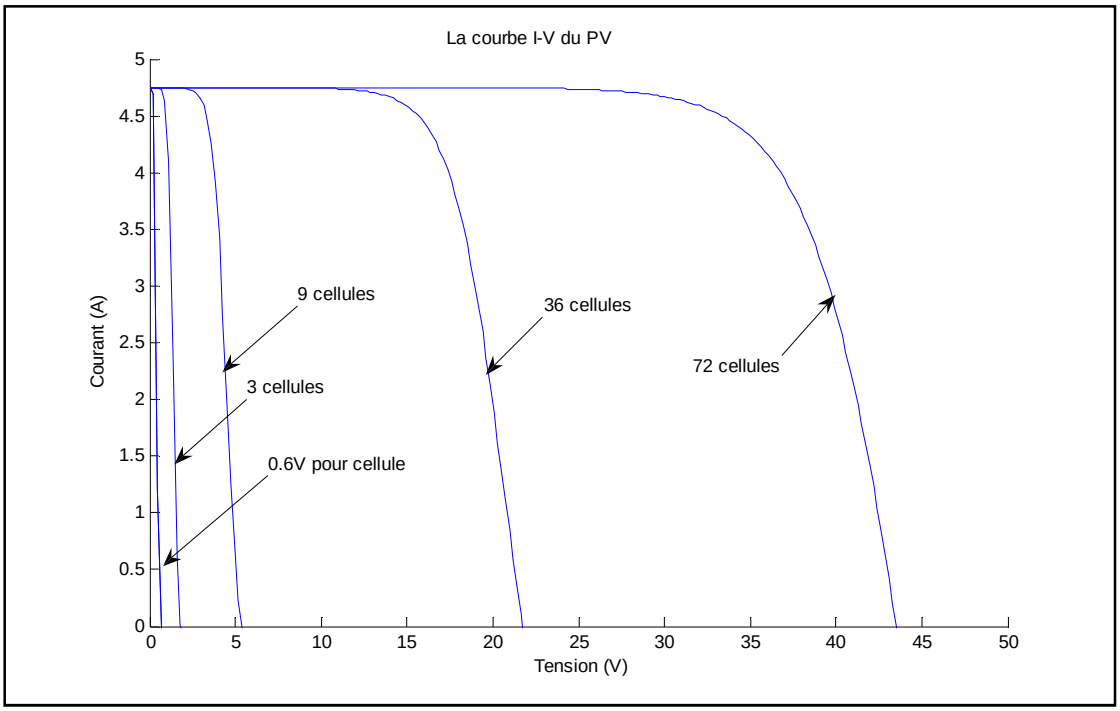


Figure 2.13 Les cellules PV sont connectées en série pour constituer un module PV.

Une multitude de modules, alternativement, peuvent être câblés en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant, le produit des deux donne la puissance. Il est très important dans la conception des systèmes PV de décider combien de modules doivent être connectés en série et combien en parallèle pour fournir l'énergie nécessaire. Telle combinaison des modules référé sous le nom d'un rang. La figure 2.14 montre cette distinction entre les cellules, les modules, et les rangs.

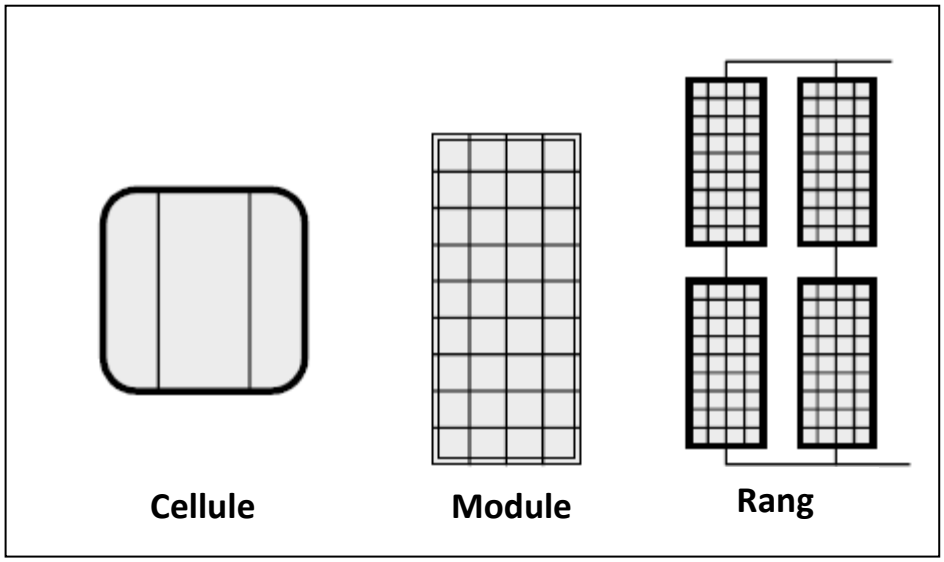


Figure 2.14 Les cellules photovoltaïques, les modules, les rangs.

2.1 Modélisation du module PV avec MATLAB

Le module PV BP *3150B*, représenté sur la figure 2.15, est choisi pour la simulation avec MATLAB. Le module est constitué par 72 cellules solaires de silicium multi-cristallines connectées en série et fournit une puissance nominale de 150W [13]. Le tableau 2-1 donne ses caractéristiques électriques.

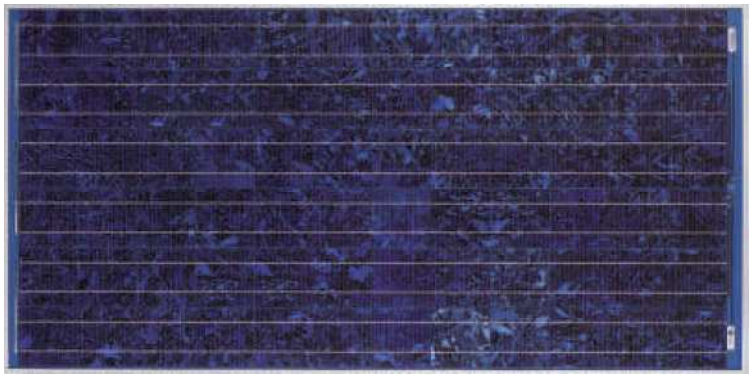


Figure 2.15: Image du module PV BP 3150B.

Les caractéristiques électriques	
La puissance maximale	150W
La tension maximale	34.5V
Le courant maximal	4.35A
La tension du circuit ouvert	43.5V
Le courant du circuit court-circuit	4.75A
Le coefficient de température du I_{cc}	0.065±0.015%/°C
Le coefficient de température du V_{co}	-(160±20) mV/°C
Le coefficient de température de puissance	-(0.5±0.05)%/°C
La température nominale opérationnelle de la cellule	47±2°C

Tableau 2-1 : Caractéristiques électriques du module PV prises de la fiche technique.

La technique de modéliser un module PV n'est pas différente à celle de la cellule PV. Elle utilise le même modèle de la cellule PV. Les paramètres sont tous identiques, mais seulement le paramètre de tension (tel que la tension en circuit ouvert) est différente et doit être divisée par le nombre de cellules.

L'étude faite par Walker de l'université du Queensland, Australie [6], utilise le modèle électrique avec une complexité modérée, représentée sur la figure 2-16, et fournit assez de résultats exacts. Le modèle se compose d'une source électrique (I_{CC}), d'une diode (D), et d'une résistance série (R_s). L'effet de la résistance parallèle (R_p) est très peu influant dans un seul module, et le modèle ne l'inclut pas. Pour faire un meilleur modèle, il inclut également des effets de température sur le courant de court-circuit (I_{CC}) et le courant de saturation de la diode (I_0). Il utilise une diode simple avec un facteur d'idéalité (n) pour faire une bonne trace de la courbe IV.

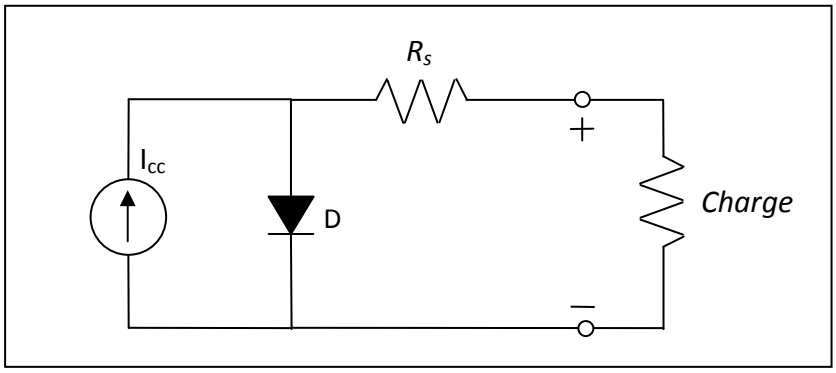


Figure 2.16: Circuit équivalent utilisé dans les simulations en MATLAB.

Puisqu'il n'inclut pas l'effet de la résistance parallèle (R_p), laissant $R_P = \infty$ dans l'équation (2.12) donne l'équation qui décrie le rapport courant-tension de la cellule PV, et elle est comme suit.

$$I = I_{cc} - I_0 \left[e^{q\left(\frac{V+I\cdot R_S}{nkT}\right)} - 1 \right] \tag{2.17}$$

Où :

I : est le courant d'une cellule (le même que le courant du module),

V : est la tension aux bornes d'une cellule = {la tension du module}/{le nombre de cellules en série},

T est la température de la cellule en Kelvin (k).

$$I_{cc}|_T = I_{cc}|_{T_{ref}} \cdot \left[1 + a\left(T - T_{ref}\right)\right] \tag{2.18}$$

Où :

I_{CC} à T_{ref} est donné dans la fiche technique (mesurée sous l'irradiation de 1000W/m^2),

T_{ref} est la température de référence de la cellule PV en Kelvin (k), habituellement 298K (25°C),

a est le coefficient de température du I_{cc} en pourcentage par degré de température et donné aussi dans la fiche technique.

Le courant de court-circuit (I_{CC}) est proportionnel à l'intensité de l'irradiation, et I_{CC} à une irradiation donnée (G) est :

$$I_{cc}|_G = \left(\frac{G}{G_0}\right) I_{cc}|_{G_0} \tag{2.19}$$

Où :

G_0 est la valeur nominale de l'irradiation, qui est normalement 1KW/m^2.

Le courant de saturation de la diode (I_0) à une température de référence (T_{ref}) est donné par l'équation (2.3) et si on ajoute le facteur d'idéalité de la diode n, elle devient :

$$I_0 = \frac{I_{CC}}{\left(e^{qV_{co}/nkT} - 1\right)} \tag{2.20}$$

Le courant de saturation (I_0) à n'importe quelle température est calculé par l'équation suivant.

$$I_0|_T = I_0|_{T_{ref}} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n}} \cdot e^{\frac{-qEg}{nk}\left(\frac{1}{T}\frac{1}{T_{ref}}\right)} \quad (2.21)$$

Le facteur d'idéalité de la diode (n) est inconnu et doit être estimé. Il prend une valeur entre 1 et 2; on commence par n=1 (pour une diode idéale) et on le change jusqu'à ce que la valeur la plus précise soit estimée par l'ajustement de la courbe [4]. La figure 2-17 montre l'effet de la variation du facteur d'idéalité.

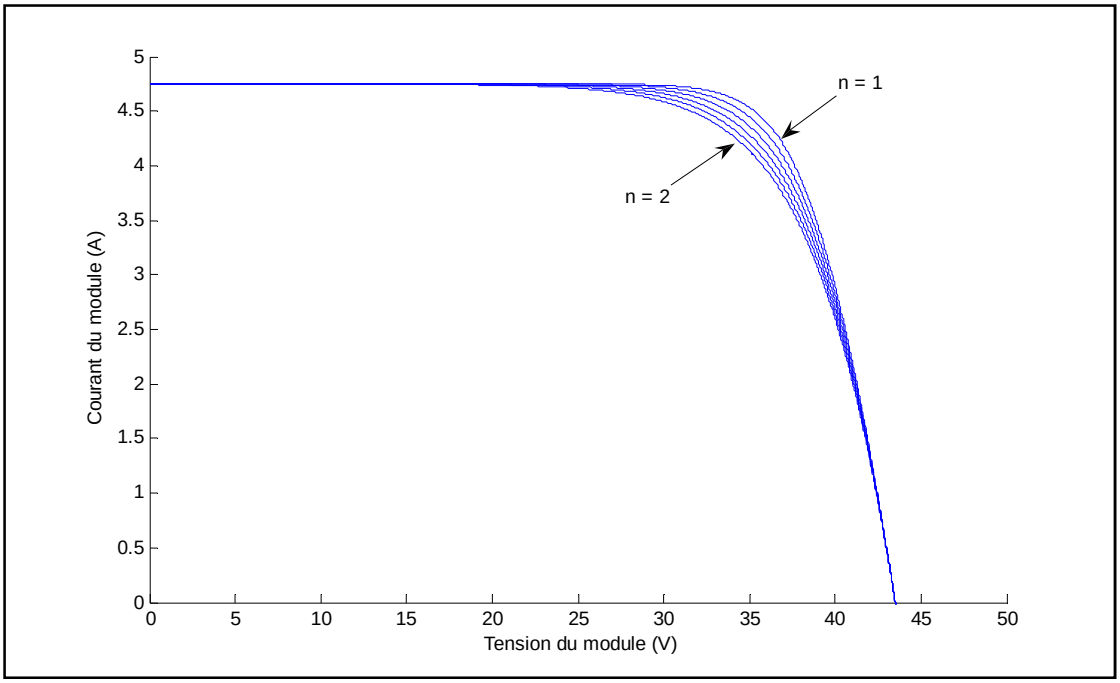


Figure 2.17 : L'effet du facteur d'idéalité simulé par MATLAB ($1kW/m^2$, 25°C)

La résistance série (R_s) du module PV a un grand effet sur la pente de la courbe I-V près de la tension de circuit ouvert (V_{co}), selon la figure 2.18, d'où la valeur R_s est calculée en évaluant la pente dV/dI de la courbe I-V au V_{CO} [4]. L'équation de R_s est trouvée par la dérivée de l'équation (2.17) et puis on la réarrange en fonction de R_s.

$$I = I_{cc} - I_0 \left[e^{q\left(\frac{V+I\cdot R_S}{nkT}\right)} - 1 \right] \tag{2.17}$$

$$\frac{dI}{dV} = 0 - I_0 \cdot q \left(\frac{dV+R_S\cdot dI}{nkT}\right) \cdot e^{q\left(\frac{V+I\cdot R_S}{nkT}\right)} \tag{2.22}$$

$$R_s = -\frac{dI}{dV} - \frac{nkT/q}{I_0 \cdot e^{q\left(\frac{V+I\cdot R_S}{nkT}\right)}} \tag{2.23}$$

Puis, en évaluant l'équation (2.23) à la tension de circuit ouvert qui est V=V_{co} (I=0).

$$R_s = -\frac{dI}{dV}\Big|_{V_{co}} - \frac{nkT/q}{I_0 \cdot e^{\frac{qV_{co}}{nkT}}} \tag{2.24}$$

Où

$\frac{dI}{dV}\Big|_{V_{co}}$: est la pente de la courbe I-V à V_{co} (utiliser la courbe I-V dans la fiche technique puis la diviser par le nombre de cellules en série),

V_{co} : est la tension de circuit ouvert de la cellule (trouvée en divisant V_{co} de la fiche technique par le nombre de cellules en série).

Le calcul en utilisant la mesure de la pente de la courbe I-V éditée sur la fiche technique du BP *3150B* donne la valeur de la résistance en série par cellule $R_s = 5.1\ m\Omega$.

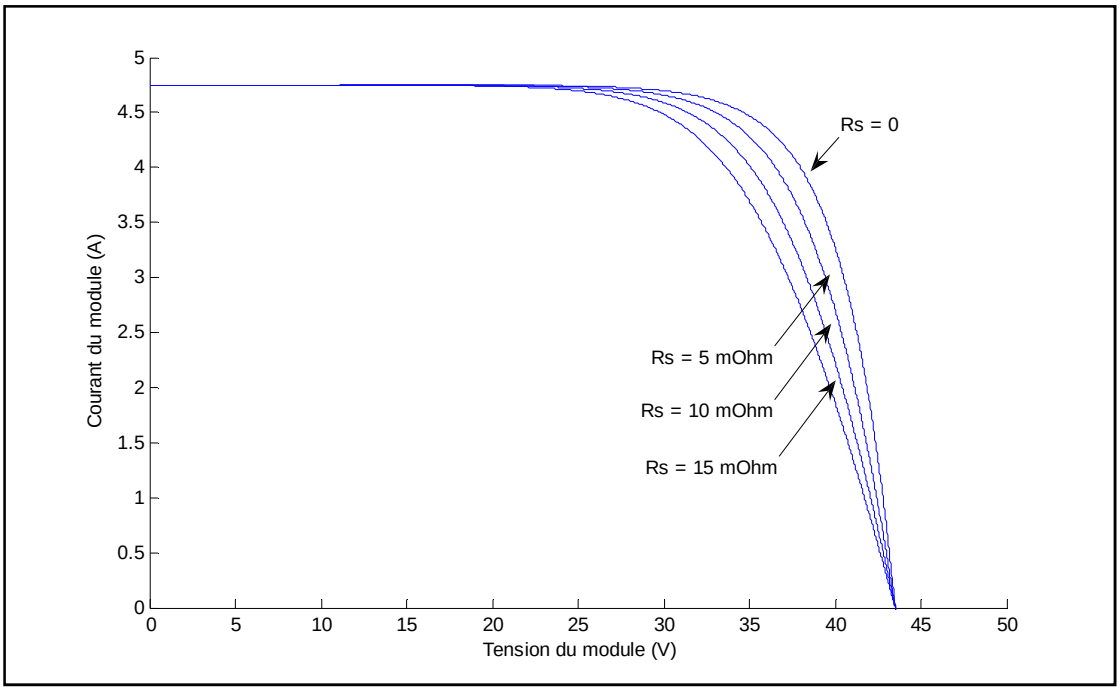


Figure 2.18 l'Effet des résistances série simulé par MATLAB

$(1kW/m^2, 25^oC)$.

En conclusion, il est possible de résoudre l'équation de la caractéristique I-V (2.17). C'est complexe parce que la solution du courant est récursive par l'inclusion des résistances séries dans le modèle. Bien qu'il puisse être possible de trouver la réponse par des itérations simples, la méthode du Newton est choisie pour la convergence rapide de la réponse [4]. La méthode du Newton est décrite comme suit:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f\prime(x_n)} \tag{2.25}$$

0ù :

$f'(x)$ est la dérivée de la fonction,

x_n est la valeur présente, et x_{n+1} est la valeur suivante.

La réécriture de l'équation (2.17) donne la fonction suivante :

$$f(I) = I_{cc} - I - I_0\left[e^{q\left(\frac{V+I\cdot R_S}{nkT}\right)} - 1\right] = 0 \tag{2.26}$$

Le remplacement de celle-ci dans l'équation (2.25) donne l'équation récursive suivante, et le courant de sortie (I) est calculé itérativement.

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{cc} - I_n - I_0\left[e^{q\left(\frac{V+I_n\cdot R_S}{nkT}\right)} - 1\right]}{-1 - I_0\left(\frac{q\cdot R_S}{nkT}\right)e^{q\left(\frac{V+I_n\cdot R_S}{nkT}\right)}} \tag{2.27}$$

La fonction MATLAB effectue le calcul cinq itérative pour assurer la convergence des résultats. Le résultat d'essai a prouvé que la valeur habituellement converge avec moins de trois itérations et jamais plus de quatre.

La Figure 2.19 représente les courbes des caractéristiques I-V du module PV BP *3150B* aux divers températures simulées avec MATLAB. On voit que les courbes tracées sont superposées aux celles éditées sur la fiche technique du constructeur [13]. Après quelques essais avec divers facteurs d'idéalité de la diode, le modèle de MATLAB choisit la valeur de n = 1.6 qui atteint la meilleure superposition avec la courbe IV sur la fiche technique. La figure montre la bonne correspondance entre les points donnés et les courbes IV simulées.

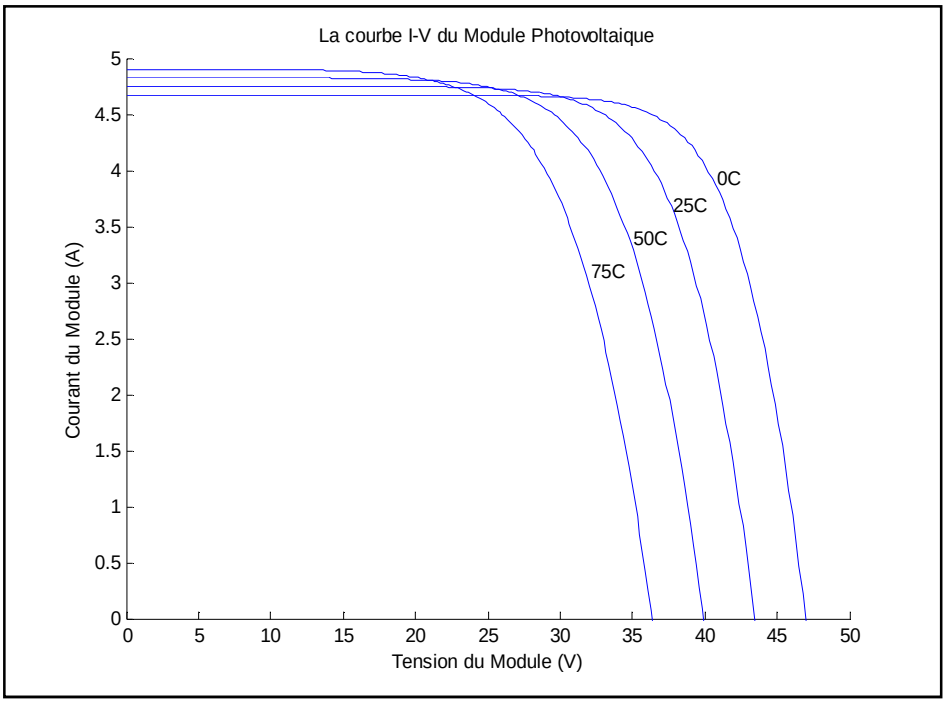


Figure 2.19 La courbe I-V du Module PV BP 3150B simulée par MATLAB.

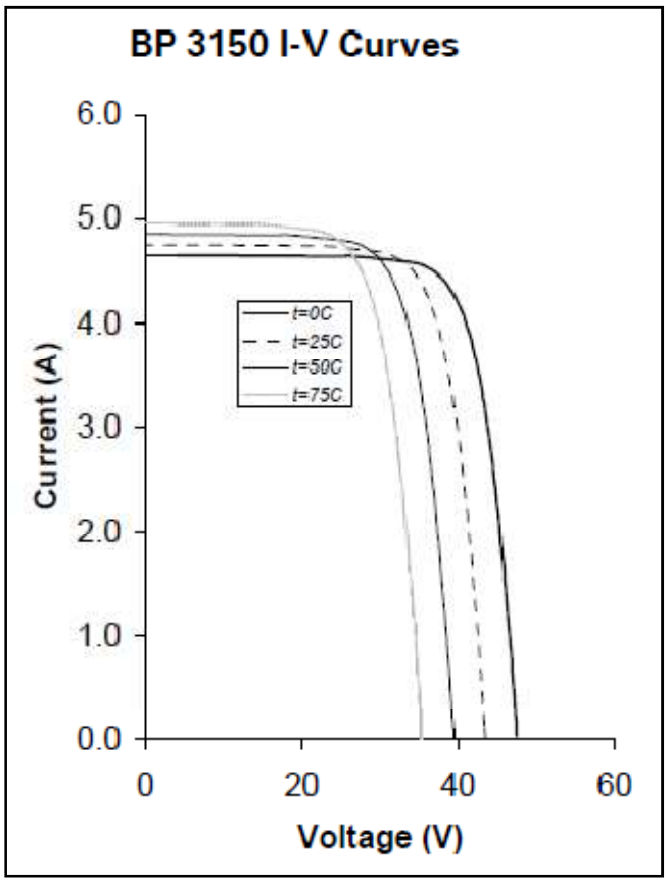


Figure 2.20 : La courbe I-V du Module PV BP 3150B donnée par la fiche technique.

2.6 La courbe I-V et le point de puissance maximale :

La figure 2.21 représente la courbe I-V du module PV BP *3150B* simulé avec MATLAB. Un module PV peut produire l'énergie électrique à un point, appelé point opérationnel, n'importe où sur la courbe IV. Les coordonnées du point opérationnel sont la tension et le courant opérationnels. Il y a un seul point sur la courbe I-V, appelé le point de puissance maximale (PPM), auquel le module fonctionne avec une efficacité optimale et produit une puissance de sortie maximale. Il est possible de visualiser l'endroit de ce point par l'adaptation du plus grand possible rectangle à l'intérieur de la courbe IV, et sa surface égale à la puissance de sortie qui est le produit de la tension et du courant.

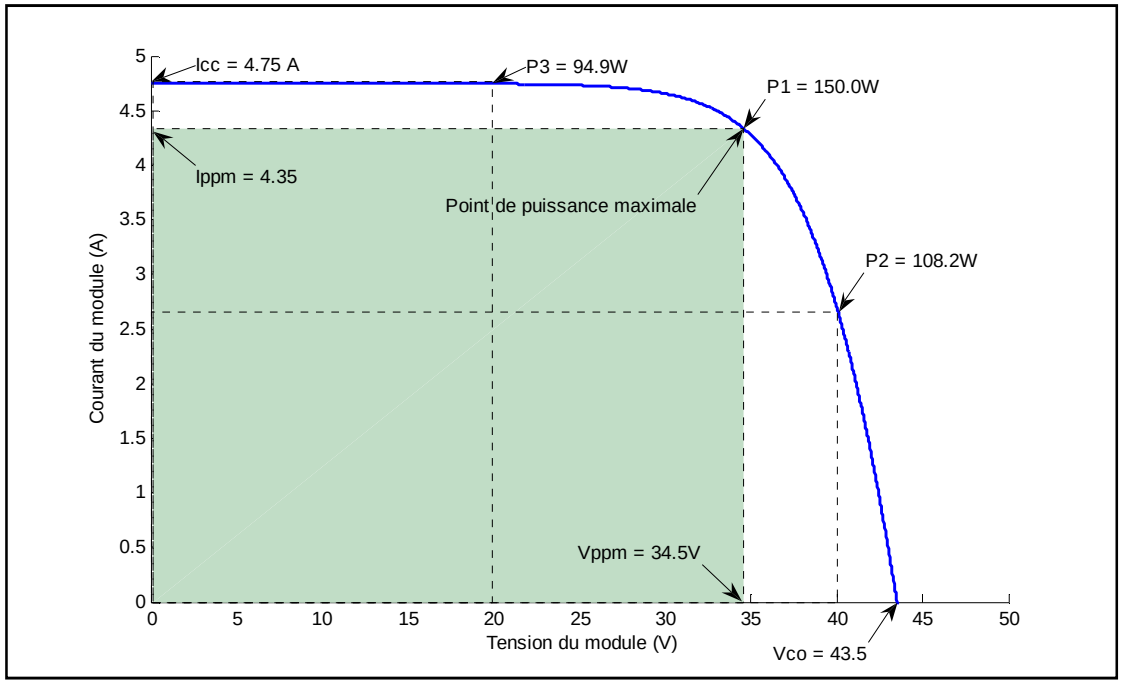


Figure 2.21 : Déférentes caractéristiques de la courbe I-V du module PV PB 3150B (1kW/m^2, 25°C).

La courbe de la puissance en fonction de la tension est recouverte sur la courbe I-V du module PV, comme la figure 2.22 montre. Elle indique que la quantité d'énergie produite par le module PV varie considérablement selon ses conditions opérationnelles. Il est important de faire fonctionner le système au PPM du module PV afin d'exploiter sa puissance maximale. Le prochain chapitre discutera comment le faire.

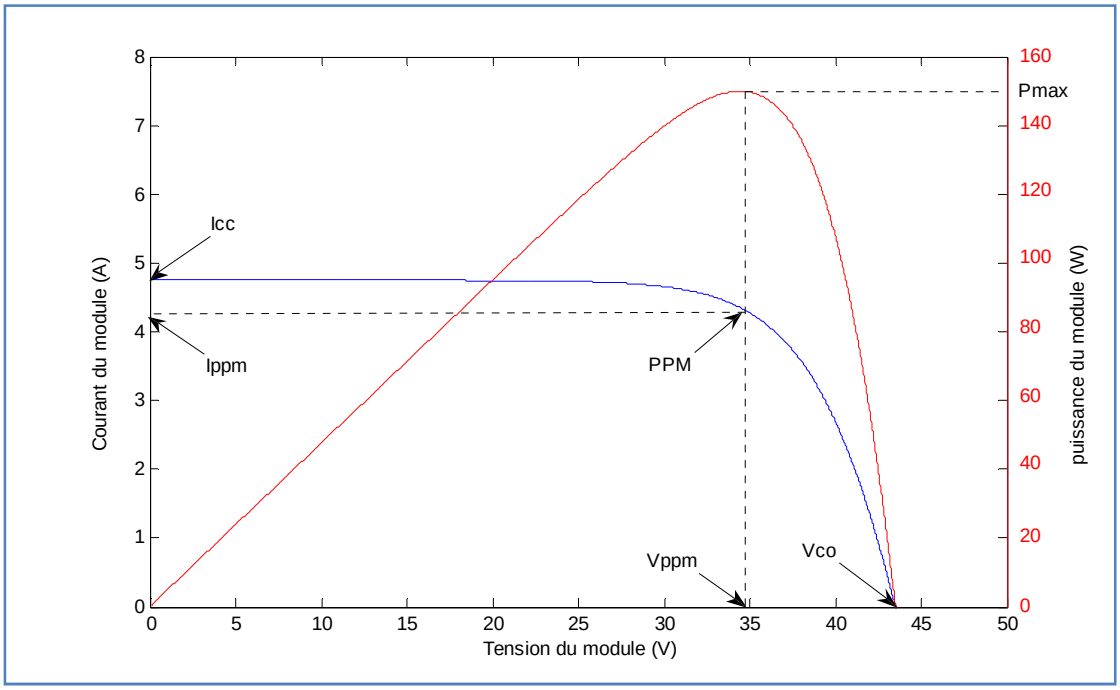


Figure 2.22 : les courbe I-V et P-V du module PV PB 3150B simulées avec MATLAB ($1kW/m^2$, 25^oC).

3

Le suiveur du point de puissance maximale (MPPT)

Sommaire

3.1 Introduction au système PV 34
3.2 Courbes I-V (courant-Tension) pour des charges 35
3.2.1 Courbe I(V) d'une simple résistance 36
3.2.2 Courbe I(V) d'un moteur à C.C 37
3.2.3 Courbe I(V) d'une batterie 40
3.3 Etage d'adaptation entre le générateur PV et la charge 42
3.3.1 Le convertisseur à C.C 43
3.3.1.a Topologie 43
3.3.1.b Les convertisseurs Cúk et SEPIC 44
3.3.1.c Principe de fonctionnement du convertisseur Cúk 46
3.3.2 Mécanisme d'adaptation de la charge 48
3.3.3 Les algorithmes utilisés pour suivre le point de puissance maximale 50
3.3.3.a Algorithme de Perturbation & Observation 52
3.3.3.b Algorithme de Conductance Incrémentale 55
3.3.4 Compensation du MPPT. 59
3.3.4.a La commande PI 59
3.3.4.b La commande direct 60
3.3.4.c La méthode de commande directe avec capteurs de sortie 62
3.4 Les limites du MPP 64

3.1 Introduction au système PV

Quand un module PV est directement couplé à une charge, le point opérationnel du module PV sera à l'intersection de sa courbe I-V et celle de la charge. Par exemple sur la figure 3-1, une charge résistive a une ligne droite avec une pente de $1/R_{charge}$ comme montré dans la figure 3-2. En d'autres termes, l'impédance de la charge dicte la condition opérationnelle du module PV. Généralement ce point opérationnel est rarement au PPM du module PV, de ce fait il ne peut pas produire sa puissance maximale. Une étude montre qu'un système directement-couplé utilise seulement 31% de sa capacité PV [16]. Un rang PV est habituellement surdimensionné pour compenser le rendement de faible puissance pendant les mois d'hiver. Cette mal adaptation entre le module PV et la charge exige des modules supplémentaires ce qui augmente le coût du système global. Pour mitiger ce problème, un suiveur du point de puissance maximale (MPPT) peut être utilisé pour maintenir le point opérationnel du module PV au PPM. MPPTs peut extraire plus de 97% de la puissance PV [16].

Ce chapitre discute les caractéristiques IV des modules PV et des charges, l'adaptation entre les deux, et l'utilisation des convertisseurs à courant continu (DC-DC) comme moyen du système (MPPT). Il discute aussi les détails de quelques algorithmes MPPT, des méthodes de contrôle et les limites du suiveur du point de puissance maximale (MPPT).

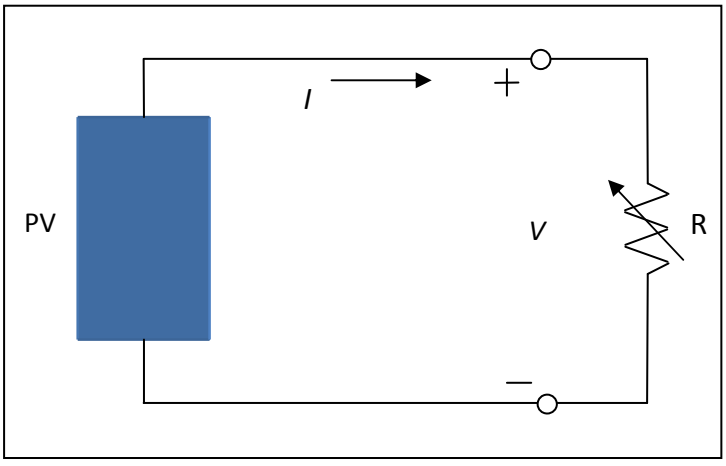


Figure 3.1 : Un module PV directement couplé à une charge résistive.

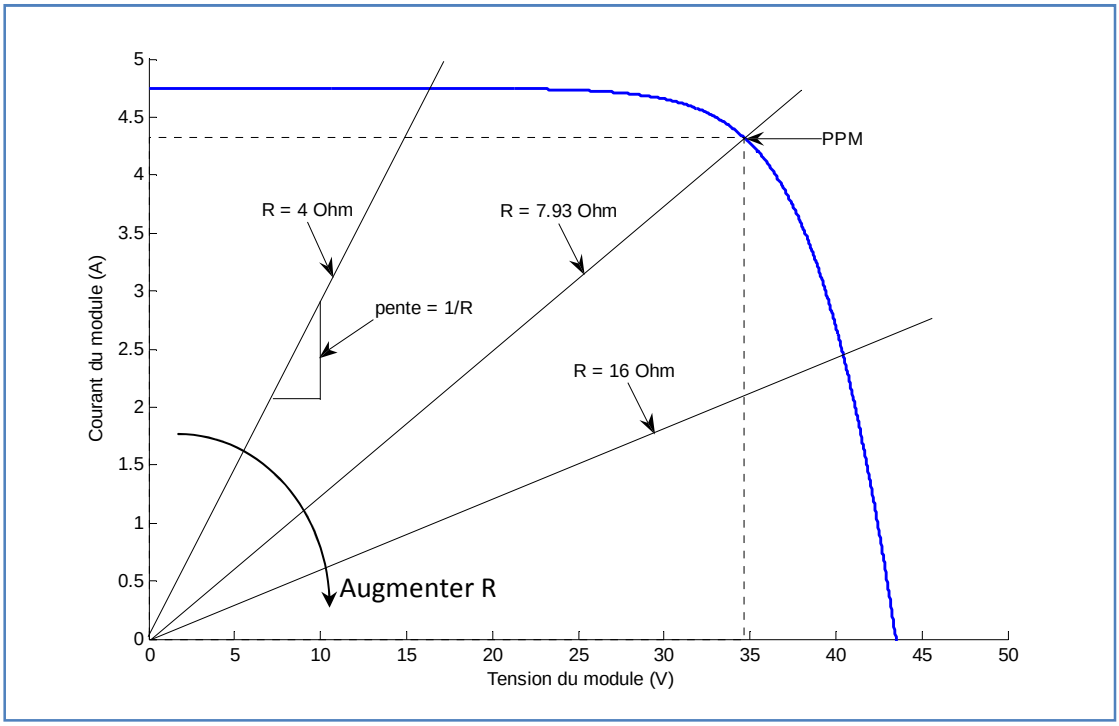


Figure 3-2 : Courbes I-V du module PV BP 3150B *et des diverses charges résistives simulés avec MATLAB (1kW/m, 25°C).*

3.2 Courbes Courant-Tension pour des charges

Bien que la courbe I-V d'une cellule photovoltaïque, un module, ou un rangé définisse les combinaisons tension-courant sous les conditions ambiantes existantes, elle ne nous indique pas où sur cette courbe le système fonctionnera réellement. Cette détermination dépend de la charge pour laquelle les PVs fournissent leur puissance. Exactement les charges ont des courbes I-V comme les PVs. Suivant la figure. 3.3, la même tension aux bornes du PV et de la charge, et le même courant passe par eux. C'est pourquoi, quand on trace la courbe I-V d'une charge sur le même graphe qui contient la courbe I-V d'un PV, le point d'intersection est l'endroit au lequel le PV et la charge sont satisfaisants. Ceci s'appelle le point opérationnel.

3.2.1 Courbe I-V d'une charge résistive simple :

Pour illustrer l'importance et avoir besoin des courbes de charge, considérer une charge résistive simple comme la figure 3.2.montre.

$$V = IR \qquad ou \quad I = \left(\frac{1}{R}\right)V \tag{3.1}$$

Donc, la courbe du courant en fonction de la tension, est une ligne droite avec une pente de 1/R. Si R augmente, le point opérationnel où intersecté la courbe I-V du PV avec celle de la résistance déplace de gauche à droite sur le long de la courbe I-V du module PV. En fait, cela suggère une manière simple pour mesurer réellement la courbe IV du module PV. En utilisant une résistance variable, potentiomètre, comme une charge, en variant la résistance, des paires courant-tension peuvent être obtenues, qui peuvent être utilisées pour tracer la courbe I-V du module.

Puisque la puissance fournie à n'importe quelle charge est le produit du courant et de la tension, il y aura une valeur particulière de résistance qui aura comme conséquence la puissance maximale :

$$R_m = \frac{V_m}{I_m} \tag{3.2}$$

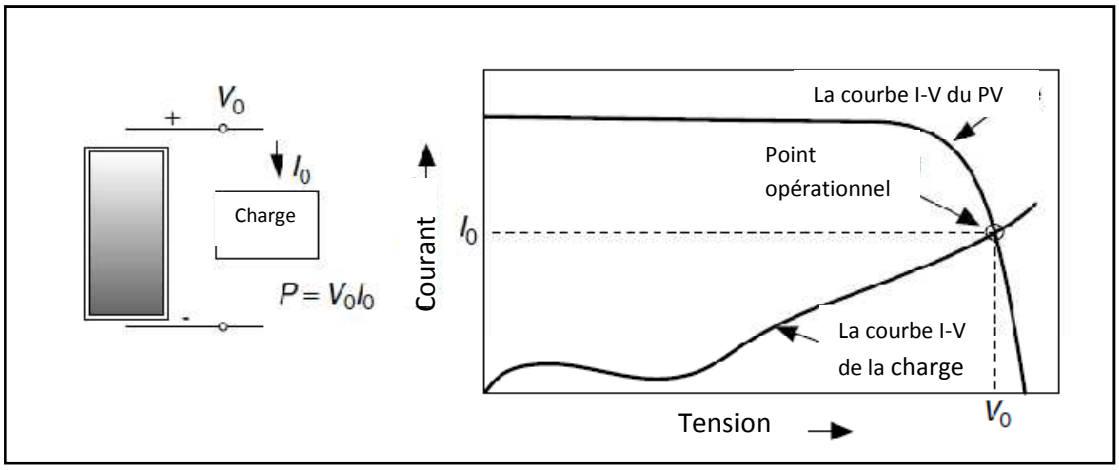


Figure 3.3 Le point opérationnel est à l'intersection des courbes courant-tension de la charge et du PV.

Où V_m et I_m sont la tension et le courant au point de puissance maximale (PPM). Sous les conditions spécifiques auxquelles les modules sont testés, le PPM correspond à la tension V_R et au courant I_R calibrés du module. Cela signifie la meilleure valeur de la résistance, pour le transfert de la puissance maximal, devrait être V_R/I_R. La figure 3.4 montre, avec une résistance fixe le point opérationnel s'éloigne du PPM quand les conditions changent et le module devient de moins en moins efficace. D'ou, on a besoin d'introduire un suiveur de puissance maximale pour maintenir le rendement du PV le plus élevé à tout moment.

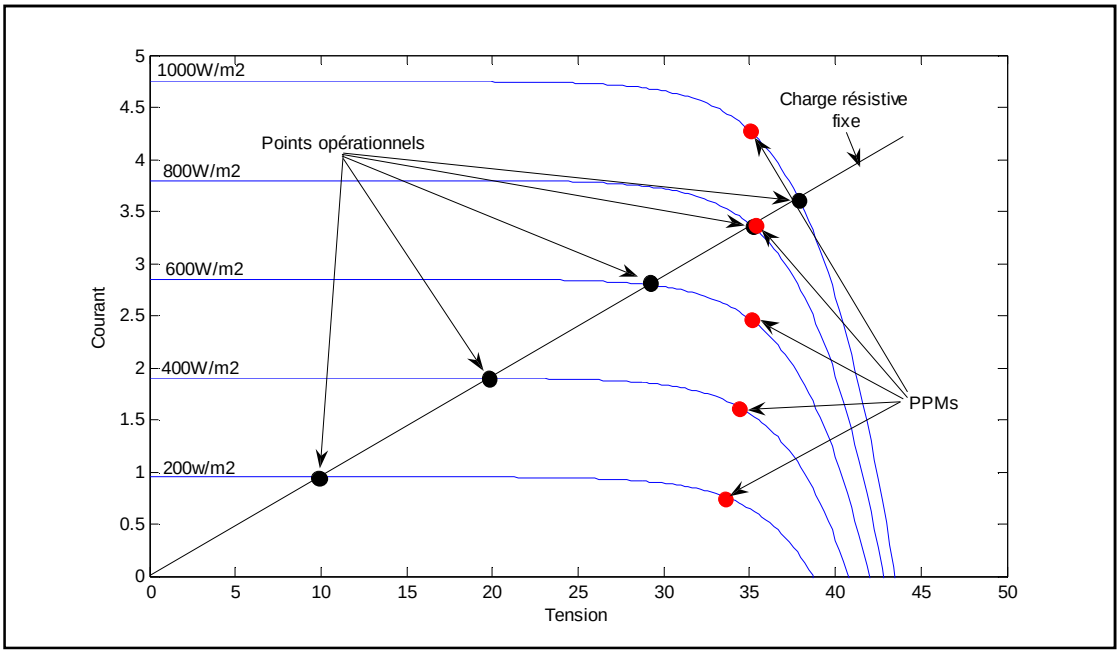


Figure 3.4 L'efficacité du module PV avec une charge résistive fixe conçue pour des différents niveaux d'ensoleillement.

3.2.2 Courbe I-V d'un moteur à C.C :

Alors que ce n'est pas toujours qu'une charge serait une résistance réelle, les moteurs à C.C employés souvent dans les systèmes photovoltaïques pour le pompage d'eau, la relation courant-tension d'un moteur à C.C est tout à fait semblable à celle d'une résistance. La plupart sont des moteurs à C.C à aimant permanent, qui peuvent être modélisés suivant la figure 3.5. Noter que quand le moteur tourne, il développe une force contre électromotrice e, qui est une tension proportionnelle à la vitesse du moteur (ω) qui s'oppose à la tension fournie par le

photovoltaïque [8]. Du circuit équivalent, le rapport tension-courant pour un moteur à C.C est simplement

$$V = IR_{ind} + k\omega \tag{3.3}$$

Où la fcém e = kω et R_{ind} est la résistance d'induit.

Un moteur à C.C fonctionne presque à une vitesse constante pour n'importe quelle tension appliquée, cependant le couple exigé par sa charge puisse changer. Par exemple, à mesure que la condition de couple augmente, le moteur ralentit légèrement, ce qui diminue la fcém et permet une circulation de courant d'induit en plus. Comme le couple de moteur est proportionnel au courant d'induit, le moteur le moins rapide tire plus de courant, fournit plus de couple à la charge, et regagne toute sa vitesse perdue [8].

Basant sur l'équation (3.3), la courbe électrique caractérisant le moteur à C.C est représentée sur la figure 3.6. Noter qu'au démarrage, quand ω = 0, le courant s'élève rapidement avec une augmentation de la tension jusqu'à ce que le courant soit suffisant pour créer assez de couple de démarrage pour libérer le moteur du frottement statique. Une fois que le moteur démarre de tourner, la fcém diminue le courant, ensuite I augmente plus lentement avec une augmentation de la tension. Noter que si vous bloquez un moteur à C.C tandis que la tension est au-dessus de la tension de démarrage, le courant peut être fort et peut bruler les enroulements de l'induit. C'est pourquoi vous devriez ne jamais laisser l'alimentation électrique sur un moteur à C.C si l'induit est mécaniquement bloqué [6].

La courbe I-V d'un moteur à C.C est superposée à un ensemble de courbes photovoltaïques dans la figure 3.6. La mal adaptation des points opérationnels avec le PPM idéal est clair. Noter dans cet exemple que le moteur n'a pas assez de courant pour dépasser le frottement statique jusqu'à ce que l'insolation atteigne au moins 400 W/m^2. Une fois qu'il commence à tourner, il a besoin seulement d'environ 200 W/m^2 pour continuer de tourner.

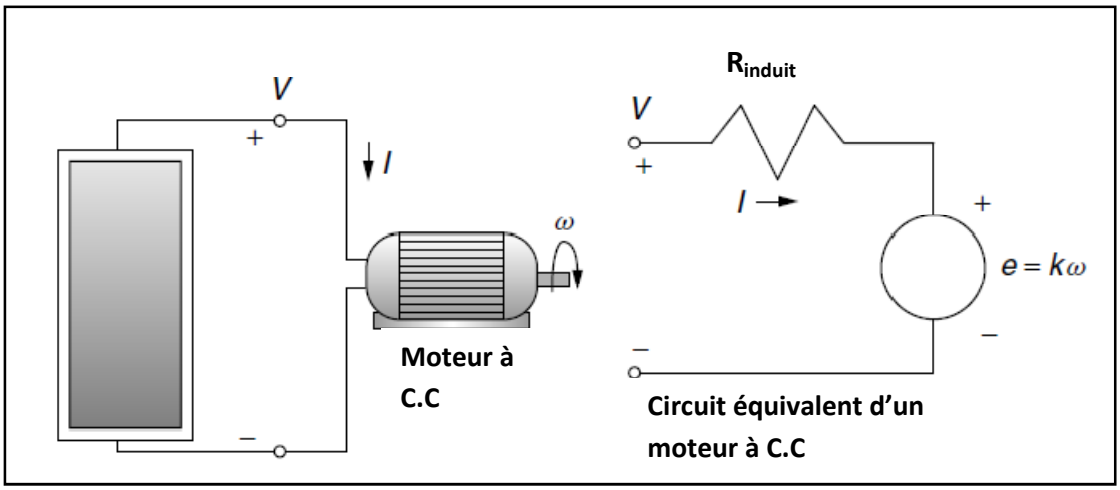


Figure 3.5: Modèle électrique d'un moteur à C.C à aimant permanent.

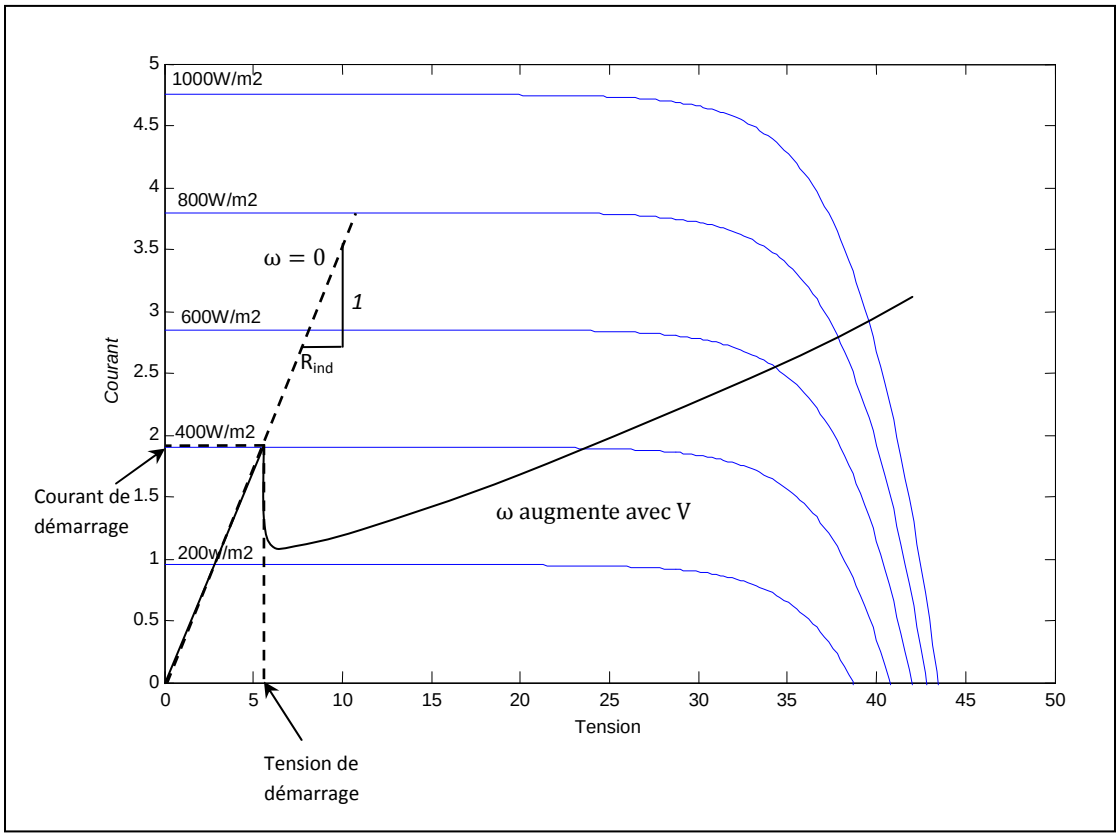


Figure 3.6: Caractéristiques électriques d'un moteur à C.C à aimant permanent.

Ceci signifie qu'une quantité insuffisante d'insolation est inutilisable le matin quand le moteur démener pour démarrer, ce qui ajoute à l'inefficacité de cette simple installation constituée par PV-moteur.

Il y a un dispositif, appelé convertisseur à courant continu (DC-DC), qui est conçu pour aider à recouvrir cette perte de potentiel d'insolation utilisable quand le courant fourni au moteur est insuffisant pour supporter le frottement (figure 3.7) [8]. Noter que depuis la courbes I-V de la figure 3.6 le matin le point opérationnel est loin d'être près du coude de la courbe d'insolation où se trouve la puissance maximale. Une sortie depuis le coude de la courbe, le PVs peut assurer une puissance pour alimenter le moteur, mais sans l'électronique intelligente, cette puissance serait fournie avec une intensité relativement faible et une tension relativement forte, ce qui ne met pas toujours le moteur en marche.

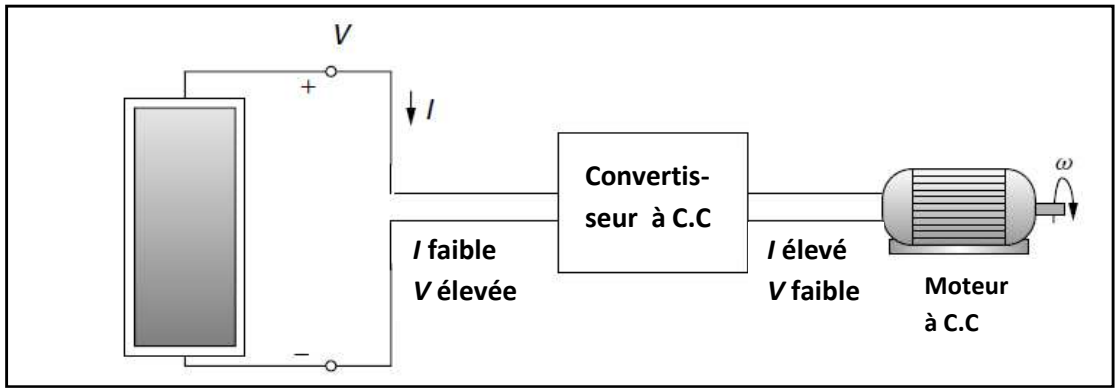


Figure 3.7 Un convertisseur à C.C pour aider à démarrer ou maintenir le moteur en marche avec une basse lumière du soleil.

Que fait un convertisseur de courant continu. Par la conversion d'une puissance avec un courant faible et une tension élevé vers une puissance avec un fort courant et très base tension, on peut démarrer le moteur très tôt la matinée. La très basse tension, signifie que le moteur tournera très lents, mais au moins cela fonctionne. En outre, le moteur avec un convertisseur à C.C. on peut le ralentir à l'après-midi.

3.2.3 La courbe I-V d'une batterie:

Comme les PVs fournissent seulement l'énergie électrique pendant les heures de jour et beaucoup d'applications exigent l'énergie la nuit, une certaine méthode de stockage d'énergie est souvent nécessaire. Pour un système de pompage d'eau, ceci pourrait être l'énergie potentielle de l'eau stocké dans un réservoir. Pour les systèmes reliés au réseau, les lignes de service elles-mêmes peuvent être considérées comme mécanisme de stockage : l'énergie PV mis sur le réseau pendant le jour et restituée la nuit. Pour la plupart des applications hors

réseau, l'énergie est stockée dans des batteries pour un usage quand il est nécessaire.

Une batterie idéale est une dans laquelle la tension reste constante pour n'importe quelle forte demande de courant. Ceci signifie qu'il a une courbe I-V qui est simplement une ligne droite de haut en bas comme le montre la figure 3.8. Une vraie batterie a une résistance interne et souvent modélisée par un circuit équivalent qui se compose d'une batterie idéale de tension V_B en série avec une résistance interne R_i selon la figure 3.9. Pendant le cycle de charge, avec un courant positif circule dans la batterie [8], nous pouvons écrire:

$$V = V_B + R_i I \tag{3.4}$$

Ce qui représente une ligne droite légèrement inclinée avec une pente égale à $1/R_i$. Pendant le stockage, la tension appliquée doit être plus grande que V_B ; alors que le processus continue, V_B augmente ainsi la ligne I-V glisse vers la droite comme le montre la figure 3.9a.

Pendant la décharge, la tension de sortie de la batterie est inférieur à V_B, la pente de la ligne I-V change d'inclinaison, et la courbe I-V déplace de nouveau à gauche comme le montre la figure 3.9b.

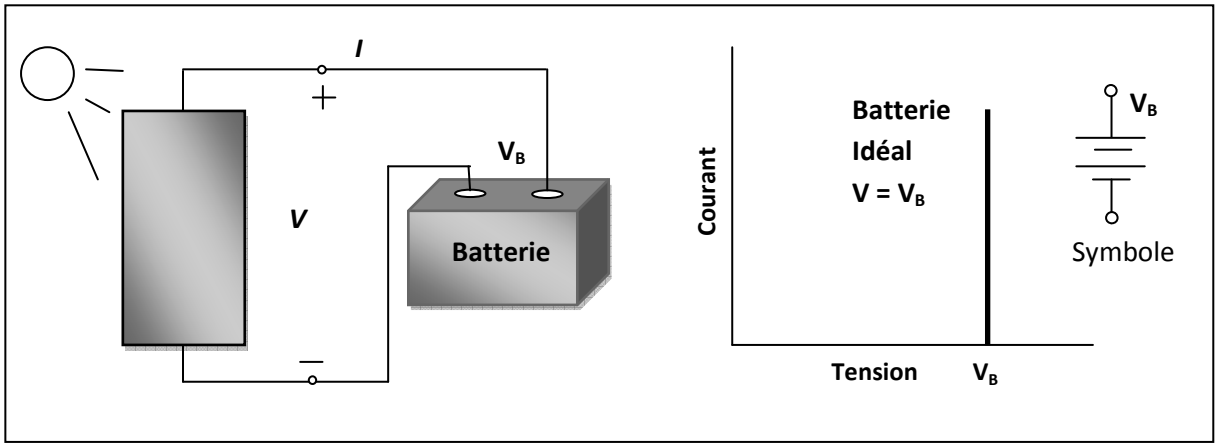


Figure 3.8 Une batterie idéale a une courbe caractéristique courant-tension verticale.

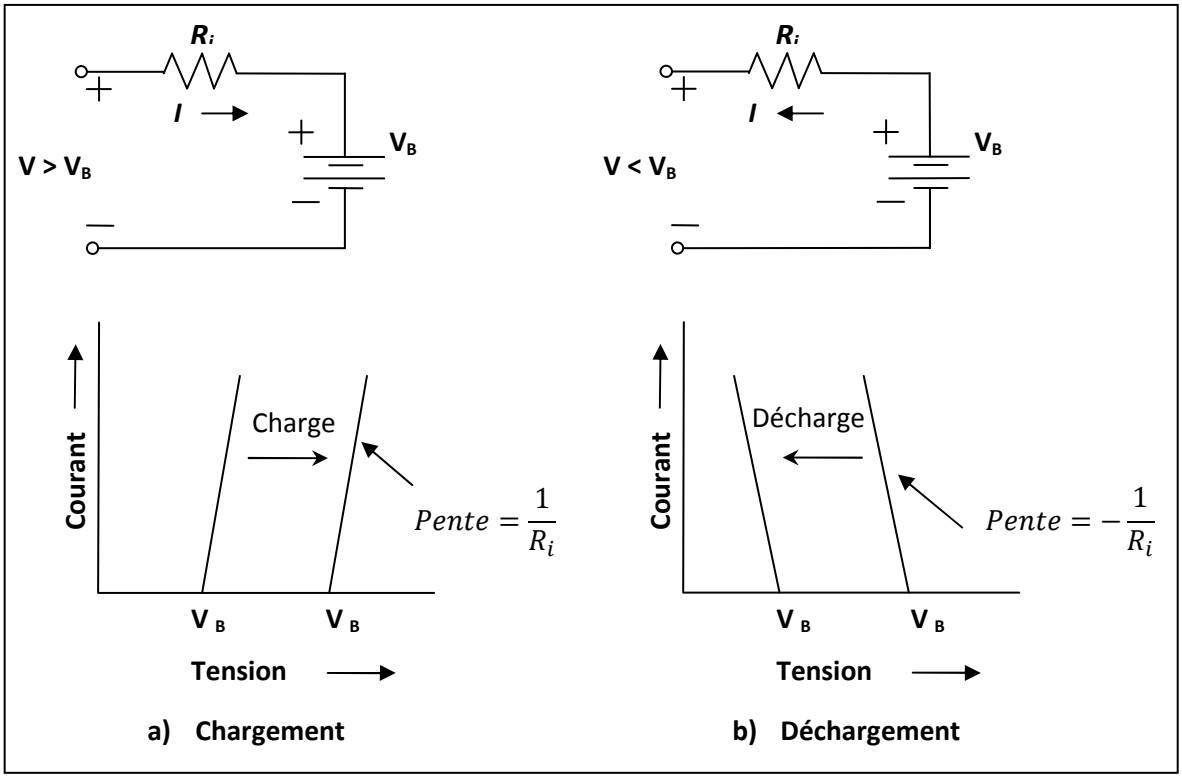


Figure 3.9 Une batterie réelle peut être modélisée comme une batterie idéale en série avec une résistance interne, avec un courant qui passe dans le sens opposé pendant la charge (a) et décharge (b). Pendant la charge/décharge, la courbe légèrement incliné I-V glisse à droite ou à gauche.

3.3 Etage d'adaptation entre un Générateur PV et une charge

3.3.1 Le convertisseur à courant continu (DC-DC):

Le cœur du matériel du suiveur du PPM est le convertisseur à courant continu (DC-DC). Il est très utilisé dans les alimentations à C.C ainsi pour la commande des moteurs à C.C afin de régler la tension d'entrée au niveau désiré [2]. MPPT utilise le même convertisseur pour un but différent : régulation de la tension d'entrée au PPM du panneau PV et assure l'adaptation de la charge pour un transfert maximal de la puissance.

3.3.1.a Topologies :

Il existe des différentes topologies des convertisseurs à C.C. Ils sont classés par catégorie dans des topologies isolées ou non isolées.

Les topologies isolées utilisent un transformateur d'isolement électrique à haute fréquence de petite taille pour assurer l'isolement entre l'entrée et la sortie, et on peut augmenter ou diminuer la tension de sortie par le changement du rapport du transformateur. Elles sont très employées dans les blocs d'alimentation à C.C. Dans les applications PV, les systèmes de réseau-attachés emploient souvent ces types de topologies quand l'isolement électrique est préféré pour des raisons de sécurité [5].

Les topologies non isolées n'ont pas des transformateurs d'isolement. Elles sont presque toujours utilisées dans la commande des moteurs à C.C [2]. Ces topologies sont encore classées par catégorie dans trois types : dévolteur (buck), survolteur (boost), dévolteur & survolteur (buck-boost). La topologie dévolteur est utilisée pour diminuer la tension. Dans les applications PV, ce type de convertisseur est employé pour charger des batteries et alimenter des systèmes de pompage d'eau. La topologie survolteur est utilisée pour augmenter la tension. Les systèmes en réseau emploient un convertisseur de type survolteur pour amplifier la tension de sortie au niveau souhaité avant de l'onduler. Puis, il y a des topologies capables de dévolter ou survolter la tension comme : buck-boost, Cúk, et SEPIC Pour le système PV avec batteries, le PPM du module PV commercial est placé au-dessus de la tension de charge des batteries pour la plupart des combinaisons d'irradiation et de température. Un convertisseur dévolteur peut fonctionner au PPM sous la plupart des conditions atmosphérique, mais il ne peut pas le faire quand le PPM délivré par le panneau PV devient inferieur à la tension de charge de la batterie sous une condition de bas-irradiation et haute température. Également, la possibilité d'insérer un survolteur peut légèrement augmenter la performance globale [1].

3.3.1.b Les convertisseurs Cúk et SEPIC :

Pour des systèmes de pompage d'eau, la tension de sortie doit être diminuée pour fournir un courant de démarrage fort au moteur. Le convertisseur dévolteur est la topologie la plus simple et la plus facile à comprendre et concevoir, toutefois il montre le mode de défaillance destructif le plus grave de toutes les configurations [3]. le courant discontinu d'entrée est un autre inconvénient causé par le commutateur d'entrée, ainsi l'addition d'un filtre à l'entrée est essentielle. D'autres topologies dévoltrices sont Cúk et SEPIC. Bien que leur possibilité d'augmenter la tension soit optionnelle, ils ont plusieurs avantages par rapport au convertisseur dévolteur. Ils offrent la capacité d'isolement pour la protection contre la panne du commutateur (dissemblablement au dévolteur) [3]. Le courant d'entrée des topologies Cúk et SEPIC est continu, et ils peuvent tirer un courant ondulé depuis le panneau PV qui est important pour l'efficacité du suiveur de PPM.

Le schéma 3.10 représente le circuit de base du convertisseur Cúk. Il est nommé par le nom de son inventeur. Il peut délivrer une tension de sortie supérieure ou inférieure que celle de l'entrée. Le SEPIC est dérivé du convertisseur Cúk, peut aussi augmenter ou abaisser la tension. Le schéma 3.11 représente le circuit de base du convertisseur SEPIC. Les caractéristiques des deux topologies sont presque similaires. Les deux utilisent un condensateur pour le stockage d'énergie. Afin de rendre le courant d'entré continu. Les circuits ont très basses pertes et haute efficacité [3]. La différence principale entre les deux structures est que le convertisseur Cúk a une tension de sortie de polarité inversée par apport à celle de l'entrée. L'entrée et la sortie du convertisseur SEPIC ont une tension de même polarité; c'est pourquoi la topologie SEPIC est parfois préférée que la topologie Cúk. SEPIC peut-être aussi préférée pour des systèmes de chargement des batteries parce que la diode placée dans l'étage de sortie fonctionne comme diode de blocage empêchant le retour du courant de la batterie vers le panneau PV. D'autre part, La même diode à l'inconvénient de faire osciller le courant de sortie. Par contre, le convertisseur Cúk peut fournir une meilleure caractéristique de courant de sortie due à l'inductance placée dans son étage de sortie. Par conséquent, on a décidé d'utiliser le convertisseur Cúk à cause de leurs bonnes caractéristiques de courant d'entrée et sortie.

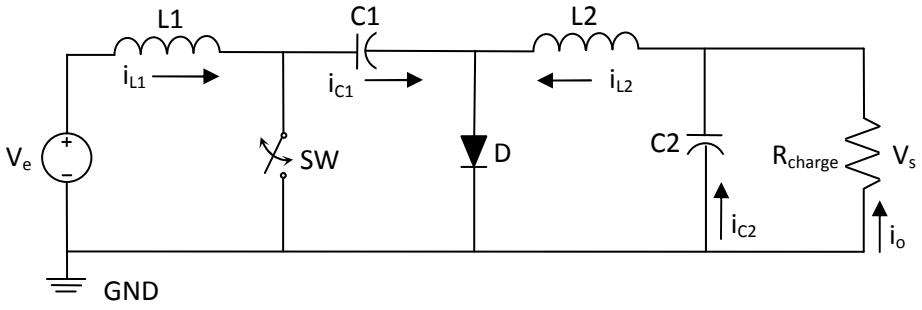


Figure 3.10 : Circuit de base du convertisseur Cúk

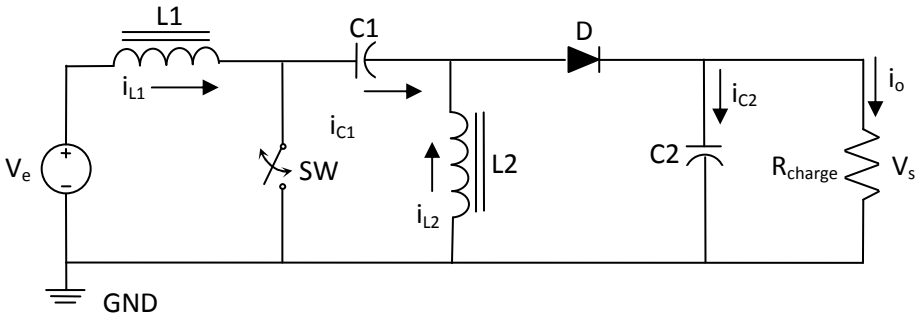


Figure 3.11 : Circuit de base du convertisseur SEPIC

3.3.1.c Principe de fonctionnement du convertisseur Cúk :

Le principe de fonctionnement du convertisseur Cúk en mode de conduction continu est expliqué ici. Dans l'état stable, les tensions moyennes des inductances sont zéro, en appliquant la loi de Kirchoff autour de la boucle extérieure du circuit représenté sur le schéma 3.10. [3]

$$V_{c1} = V_e + V_s \tag{3.5}$$

Supposons que le condensateur (C1) est assez grand pour assurer le stockage et le transfère d'une grande quantité d'énergie à partir de l'entrée vers la sortie. Aux conditions initiales, quand on alimente le convertisseur et le commutateur (SW) est ouvert. La diode (D) se polarise en direct, et le

condensateur (C1) se charge. Le fonctionnement du circuit peut être divisé en deux modes [3].

Mode 1 :

Le commutateur est fermé, le circuit devient comme ce représenté sur le schéma 3.12.

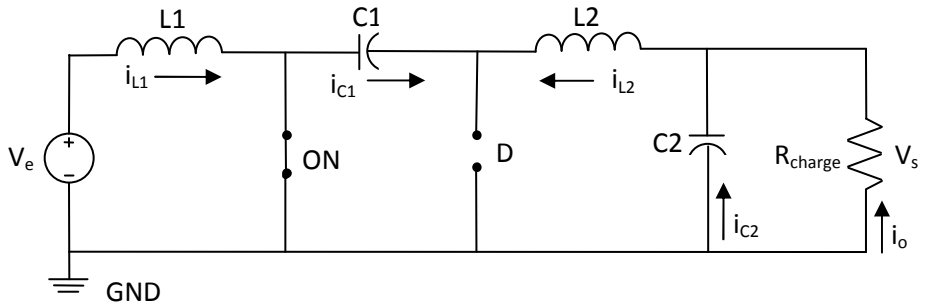


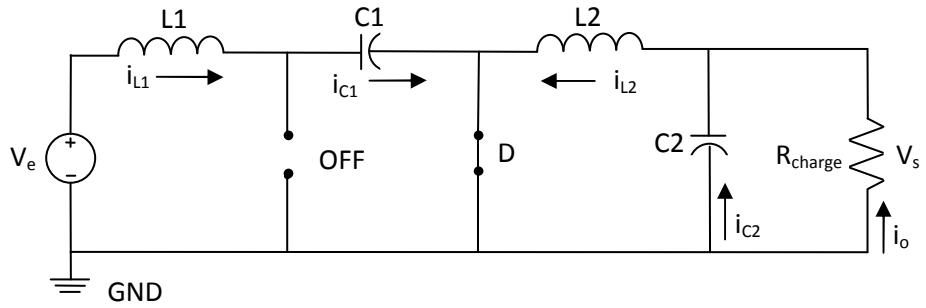
Figure 3.12 : Le convertisseur Cúk *quand le commutateur est fermé*

La tension du condensateur (C1) rend la diode (D) polarisée en inverse et se bloque. Le condensateur (C1) se décharge par la boucle formé avec le commutateur, C_2, R_{charge} et L_2. Les inductances sont assez grandes, d'ou leurs courants sont oscillants. Donc, On peut établir le rapport suivant.

$$-I_{C1} = I_{L2} \tag{3.6}$$

Mode 2 :

Le commutateur est ouvert, le circuit devient comme ce représenté sur le schéma 3.13.



3.13 Le convertisseur Cúk *quand le commutateur est ouvert.*

Le condensateur (C1) se charge par la tension d'entrée (Ve) à travers l'inductance (L1). L'énergie emmagasinée dans l'inductance (L2) est transféré vers la charge par la boucle constituée par D, C2, et R_{charge}. D'où, on peut établir le rapport suivant [3].

$$I_{C1} = I_{L1} \tag{3.7}$$

Pour un fonctionnement périodique, le courant moyen du condensateur est zéro. Ainsi, de l'équation (3.6) et (3.7):

$$\left\lfloor I_{C1}|_{SW_{ON}} \right\rfloor \cdot DT + \left\lfloor I_{C1}|_{SW_{OFF}} \right\rfloor \cdot (1-D)T = 0 \tag{3.8}$$

$$-I_{L2} \cdot DT + I_{L1} \cdot (1-D)T = 0 \tag{3.9}$$

$$\frac{I_{L1}}{I_{L2}} = \frac{D}{1-D} \tag{3.10}$$

Où : D est le rapport cyclique (0 < D < 1), et T est la période de commutation.

Supposons que le convertisseur est idéal, la puissance moyenne fournie par la source doit être égale à la puissance moyenne absorbée par la charge.

$$P_e = P_s \tag{3.11}$$

$$V_e \cdot I_{L1} = V_s \cdot I_{L2} \tag{3.12}$$

$$\frac{I_{L1}}{I_{L2}} = \frac{V_s}{V_e} \tag{3.13}$$

Combinant l'équation (3.10) et (3.13), la fonction de transfert de tension suivante est dérivée.

$$\frac{V_e}{V_s} = \frac{D}{1-D} \tag{3.14}$$

Sa relation avec le rapport cyclique (D) est :

- Si 0 < D < 0.5 (Vs < Ve).
- Si D = 0.5 (Vs = Ve).
- Si 0.5 < D < 1 (Vs > Ve).

3.3.2 Mécanisme d'adaptation de la charge

Comme décrit dans la section 3.1, quand le Panneau PV est directement couplé à une charge, le point opérationnel du panneau PV est dicté par la charge (ou l'impédance doit être spécifique). L'impédance de la charge est décrite comme suit:

$$R_{charge} = \frac{V_s}{I_s} \tag{3.15}$$

Où

V_s: est la tension de sortie, et l_s est le courant de sortie.

La charge optimale du panneau PV est décrite comme :

$$R_{opt} = \frac{V_{PPM}}{I_{PPM}} \tag{3.16}$$

Où : V_{PPM} et I_{PPM} sont la tension et le courant au PPM correspendand. Quand la valeur de R_{charge} superpose avec R_{opt} le transfert maximal de la puissance du Panneau PV vers la charge se produit. Cependant, Ces deux sont indépendant et

rarement se superpose dans la pratique. Le but du MPPT est d'adapter l'impédance de la charge à celle optimale du panneau PV.

Ce qui suit est un exemple d'adaptation de la charge utilisant un convertisseur Cúk idéal. De l'équation (3.14) :

$$V_e = \frac{1-D}{D} \cdot V_s \tag{3.17}$$

De l'équation (3.13),

$$\frac{I_S}{I_e} = \frac{I_{L1}}{I_{L2}} = \frac{V_S}{V_e} \tag{3.18}$$

A partir de l'équation (3.17) et (3.18),

$$I_e = \frac{D}{1-D} \cdot I_S \tag{3.19}$$

De l'équation (3.17) et (3.19), l'impédance d'entrée du convertisseur est :

$$R_{in} = \frac{V_e}{I_e} = \frac{(1-D)^2}{D^2} \cdot \frac{V_S}{I_S} = \frac{(1-D)^2}{D^2} \cdot R_{charge} \tag{3.20}$$

Suivant la Figure 3.14, l'impédance du panneau PV est l'impédance d'entrée du convertisseur (R_{in}). Par le changement du rapport cyclique (D), la valeur R_{in} peut être adaptée avec R_{opt}. Par conséquent, l'impédance de la charge peut être n'importe quoi tant que le rapport cyclique est ajusté en conséquence.

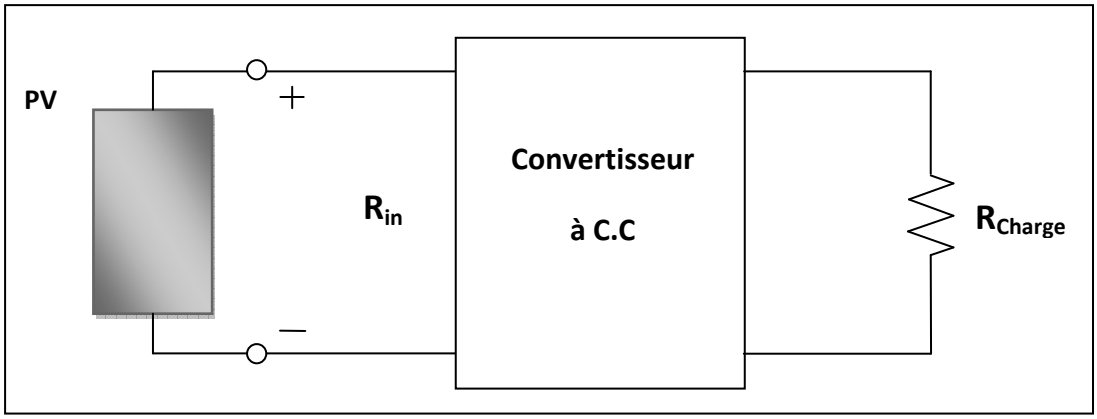


Figure 3-14 : L'impédance R_{in} vue par le Module PV est ajustable par le Rapport Cyclique (D)

3.3.3 Algorithmes de poursuite du point de puissance maximal :

La position du PPM dans la courbe IV n'est pas connue à l'avance et toujours se change dynamiquement selon l'irradiation et la température. Par exemple, la courbe 3.15 montre un ensemble de courbes IV d'un panneau photovoltaïque sous une irradiation croissante à une température constante (25°C), et on a représenté sur la figure 3.16 les courbes IV aux mêmes valeurs d'irradiation mais avec une température plus élevée (50°C). On observe un

décalage de tension où PPM se produit. C'est pourquoi, le PPM a besoin d'être localisé par un algorithme de poursuite, qui est le cœur du contrôleur MPPT.

Il y a un nombre de méthodes qui ont été proposées. Une méthode mesure la tension du panneau PV en circuit ouverte (V_{co}) toutes les 30 secondes en le démontant du reste du circuit pour un instant court. Puis, après la reconnexion, la tension du panneau est ajustée auteur de 76% du V_{co} mesurée qui correspond à la tension au PPM [12] (note : le pourcentage dépend du type de cellule utilisé). L'utilisation de cette méthode de contrôle en boucle ouverte est très simple et peu coûteuse bien que les efficacités de MPPT sont relativement basses (entre 73~91%) [15].

Les modèles de calcule peuvent également prévoir la position du PPM ; mais dans la pratique cela ne fonctionne pas bien parce qu'il ne prend pas en compte les variations et le vieillissement physiques du panneau et d'autres effets tel que l'ombre. En outre, un pyranometer qui mesure l'irradiation est tout à fait cher. Les algorithmes de recherche utilisant le contrôle en boucle fermée peuvent atteindre des rendements plus élevés, ainsi c'est le choix adéquat pour suivre le PPM. Parmi différents algorithmes, on étudie les méthodes de perturbation et observation (P&O) et de conductance incrémentale (Cond_Inc).

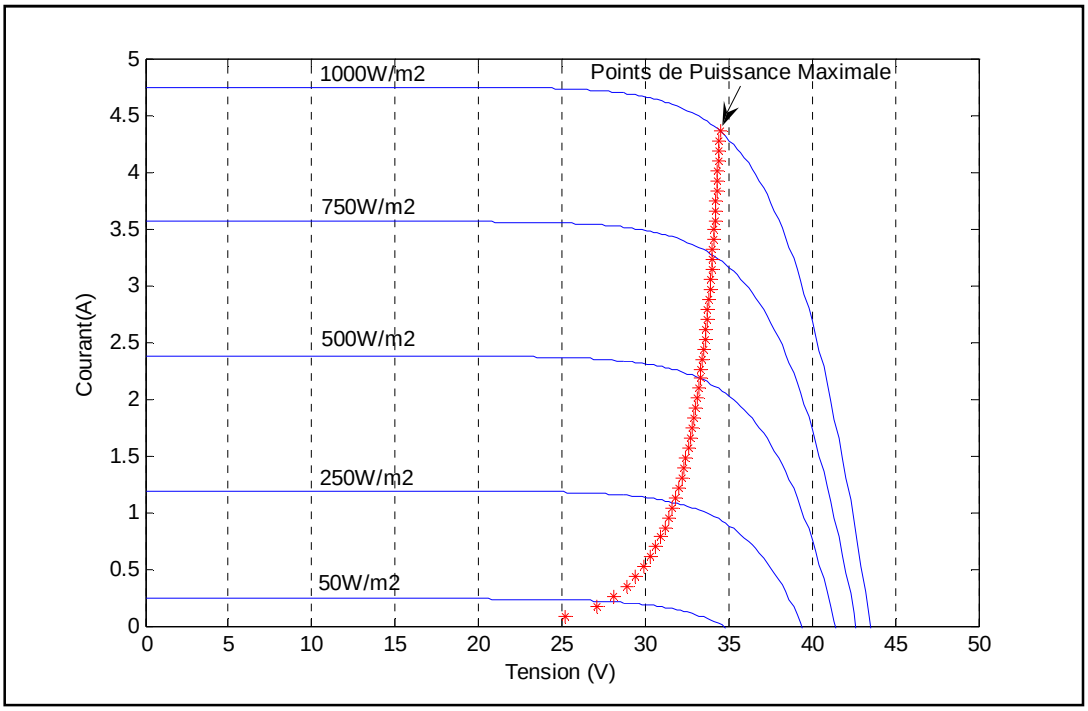


Figure 3-15 : Courbes I-V pour une irradiation variable et une trace des PPMs (25°C)

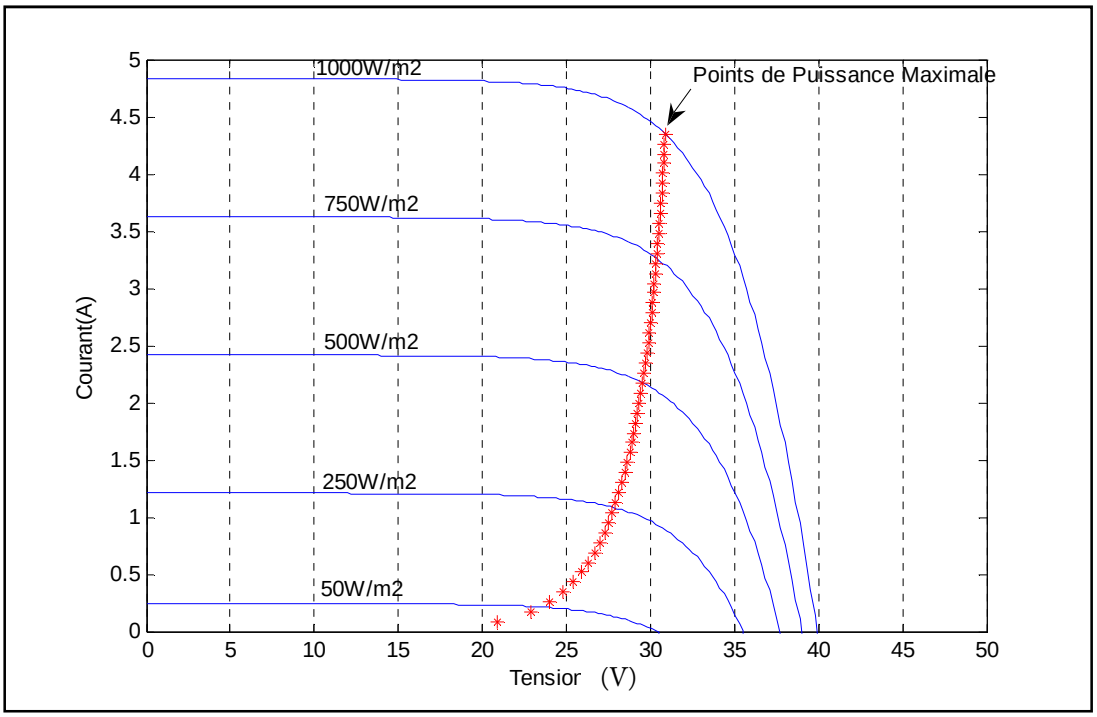


Figure 3-16 : Courbes I-V pour une irradiation variable et une trace des PPMs (50°C)

3.3.3.a Algorithme de perturbation et observation

L'Algorithme de perturbation et observation (P&O), et connu aussi sous le nom de méthode de l'escalade « hill climbing », est très répandu et généralement le plus utilisé dans la pratique en raison de sa simplicité algorithmique et sa facilité d'implémentation. Le principe de base de l'algorithme de P&O est comme suit. La figure 3.17 représente la courbe de puissance de sortie du panneau PV en fonction de sa tension (P-V), à une irradiation et température constantes, supposant que le panneau PV fonctionne à un point loin de son PPM.

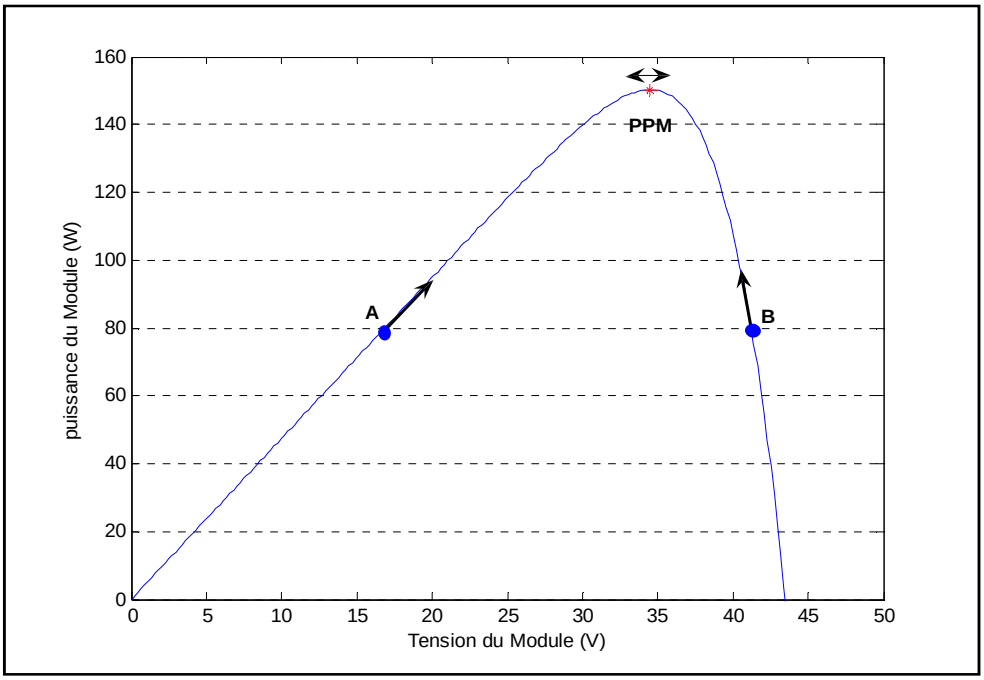


Figure 3-17 : Courbe de la Puissance vs. Tension du module PV PB 3150B *(1kW/m², 25°C)*

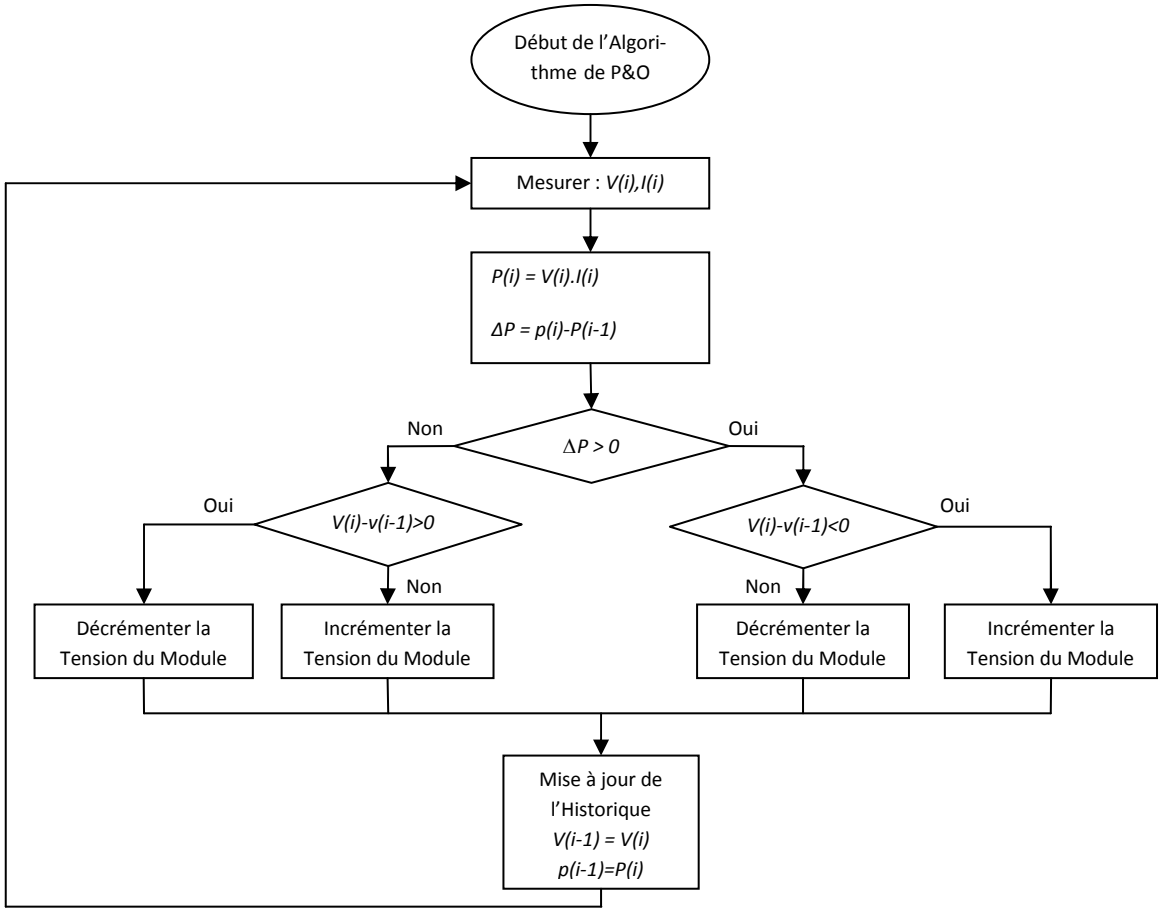


Figure 3-18 : Organigramme de l'algorithme P&O

Dans cet algorithme la tension opérationnelle du panneau PV est perturbée par un petit incrément, et on observe le changement résultant de la puissance, ΔP . Si le ΔP est positif, alors on le suppose qu'il a déplacé le point opérationnel plus près du PPM. D'autres perturbations de la tension dans la même direction déplacent le point opérationnel vers son PPM. Si le ΔP est négatif, alors le point opérationnel est éloigné du PPM, et la direction de la perturbation doit être renversée pour faire retourner vers le PPM. Le schéma 3.18 montre l'organigramme de cet algorithme.

Il y a quelques limites qui réduisent l'efficacité du suiveur du PPM. D'abord, elle ne peut pas déterminer quand il a atteint réellement le PPM.Par contre, il oscille le point opérationnel autour du PPM après chaque cycle et ceci fait réduire légèrement l'efficacité du panneau PV pour une irradiation constante [15]. Deuxièmement, il est montré qu'il peut avoir un comportement irrégulier dans le cas des changements rapides des conditions atmosphériques par exemple le mouvement du nuage [15]. La cause de ce problème peut être expliquée en utilisant la Figure 3.19 avec un ensemble de courbes I-V d'un panneau PV pour une irradiation variable. Supposons que le point opérationnel est initialement au point A et oscille autour du PPM à une irradiation de 250W/m^2. Ensuite, l'irradiation augmente rapidement jusqu'à 500W/m^2. La mesure de puissance donne un résultat positif ΔP . Si ce point opérationnel est perturbé de droite à gauche autour du PPM, alors ce point déplace du point A vers le point E (au lieu de B). Ceci se produit parce que le MPPT ne peut pas indiquer que la variation de puissance ΔP est positif dû à une augmentation d'irradiation et suppose simplement qu'il est le résultat de déplacement du point opérationnel plus près du PPM. Dans ce cas la variation de puissance ΔP est mesurée quand la tension opérationnelle est déplacée vers la gauche ; le MPPT agit comme si le PPM est du coté gauche. Si l'irradiation contenu à augmenter rapidement, le MPPT verra qu'il y a une variation de puissance positive ΔP et supposera qu'il déplace le point opérationnel vers le PPM, et va continuer à perturber vers la gauche. De A, E, F et G, le point opérationnel continue à dévier du PPM réel jusqu'à un changement lent du rayonnement solaire. Cette situation peut se produire particulièrement aux jours nuageux, et le suivi du PPM est très difficile à cause du mouvement fréquent du PPM.

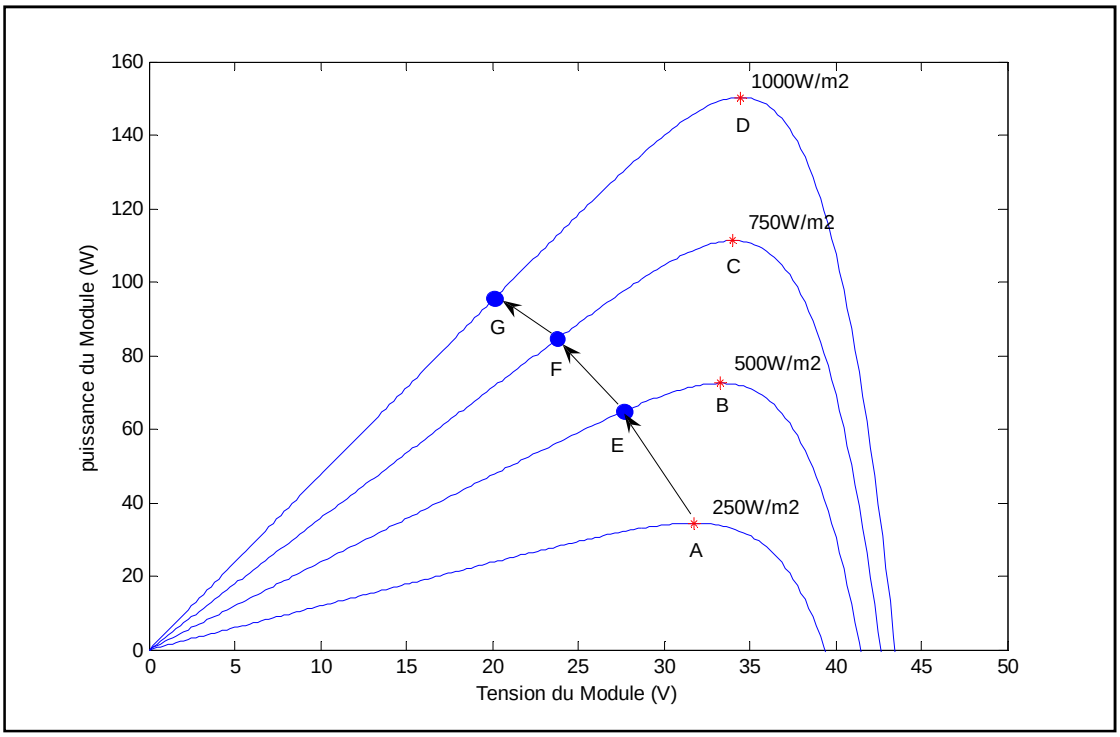


Figure 3-19 : Comportement erratique de l'algorithme P&O sous une croissance rapide de l'irradiation.

L'arrivée du microcontrôleur a rendu l'implémentation de l'algorithme très facile ; une variante d'algorithmes basés sur le principe de P&O a été proposée pour assurer des améliorations. Le problème des oscillations autour du PPM peut être résolu par une manière très simple de faire une boucle de déviation ce qui saute la perturbation quand le ΔP est très petit et près du PPM. La différence est une erreur à état stable et un grand risque de ne pas détecter un petit changement de la puissance est présent. Une autre méthode est l'ajout d'une fonction "d'attente" qui entraîne une cessation momentané des perturbations si la direction de la perturbation est renversée plusieurs fois dans une ligne, indiquant que le PPM est atteint [15]. Cela fonctionne bien sous une irradiation constante mais rend le MPPT plus lent pour répondre au changement des conditions atmosphériques. Plus complexe un autre met un pas variable de la perturbation, utilisant la pente de la puissance PV comme variable, par exemple : $V_{réf,new} = V_{réf} + C\ (\Delta P/\Delta V)$. De nouveau, ceci fonctionne bien sous l'irradiation constante mais entraine un comportement irrégulier pour des changements des conditions atmosphériques rapide particulièrement aux jours nuageux parce que le changement de la puissance due à l'irradiation rend le pas trop grand. Une modification implique la mesure de la puissance du PV deux fois à une même

tension résout le problème de détecter le changement de l'irradiation [15]. Comparant ces deux mesures, l'algorithme peut déterminer si l'irradiation change et décider comment perturber le point opérationnel. La différence est d'augmenter le nombre d'échantillons et ralentir le temps de réponse ainsi il augmente la complexité de l'algorithme.

3.3.3.b Algorithme de conductance incrémentale

En 1993, Hussein, Muta, Hoshino, et Osakada de l'université de saga, Japon, ont proposé l'algorithme de conductance incrémentale (Cond_Inc) pour résoudre le problème de l'algorithme de P&O sous un changement rapide des conditions atmosphériques [9].

L'idée de base est que la pente de la courbe P-V devient zéro au PPM, comme le montre la figure 3.17. Il est également possible de trouver un emplacement relatif entre le point opérationnel et le PPM. La pente est la dérivée de la puissance du module PV en fonction de sa tension et a les rapports suivants avec le PPM :

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad au \;\; PPM \tag{3.21}$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \quad \text{à } gauche\ du\ PPM \tag{3.22}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \quad \text{à } droite\ du\ PPM \tag{3.23}$$

Les équations ci-dessus sont écrites en fonction de la tension et du courant.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V.I)}{dV} = I\frac{dV}{dV} + V\frac{dI}{dV} = I + V\frac{dI}{dV} \tag{3.24}$$

Si le point opérationnel est au PPM, l'équation (3.24) devient :

$$I + V\frac{dI}{dV} = 0 \tag{3.25}$$

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \tag{3.26}$$

Si le point opérationnel est au côté gauche du PPM, l'équation (3.21) devient :

$$I + V\frac{dI}{dV} > 0 \tag{3.27}$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \tag{3.28}$$

Si le point opérationnel est au côté droit du PPM, l'équation (3.21) devient :

$$I + V\frac{dI}{dV} < 0 \tag{3.29}$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \tag{3.30}$$

Notez que la partie gauche des équations (3.26), (3.28), et (3.30) représente la conductance incrémental du module PV, et la partie droite des équations représente sa conductance instantanée.

L'organigramme de la figure 3.20 explique le principe de fonctionnement de cet algorithme. Il commence par la mesure des valeurs présentes de la tension et du courant du module PV. Puis, il calcule les changements incrémental, dI et dV, en utilisant les valeurs présentes et précédentes de la tension et du courant. Le principe de contrôle est effectué au moyen des équations (3.26), (3.28), et (3.30). Si la condition de l'inégalité (3.28) est satisfaite, on suppose que le point opérationnel est au coté gauche du PPM et doit être déplacer vers la droite par l'augmentation de la tension du module. De même, si la condition de l'inégalité (3.30) est satisfaite, on suppose que le point opérationnel est au côté droit du PPM et doit être déplacer vers la gauche par la diminution de la tension du module. Quand le point opérationnel atteint le PPM, la condition de l'équation (3.26) est satisfaite, et l'algorithme passe l'ajustement de la tension. À la fin du cycle, il met à jour l'historique par l'enregistrement de la tension et du courant qui seront utilisées en tant que valeurs précédentes dans le prochain cycle. Un autre contrôle important inclus dans cet algorithme utilisé pour détecter des conditions atmosphériques. Si le MPPT est toujours fonctionne autour du PPM (condition : $\Delta V = 0$) et l'irradiation n'a pas changé (condition : $\Delta I = 0$), il ne prend aucune

mesure. Si l'irradiation a augmenté (condition : $\Delta I > 0$), il augmente la tension du PPM. Puis, l'algorithme augmentera la tension opérationnelle pour suivre le PPM.

De même, si l'irradiation a diminué (condition : $\Delta I < 0$), il diminue la tension du PPM. Puis, l'algorithme diminuera la tension opérationnelle.

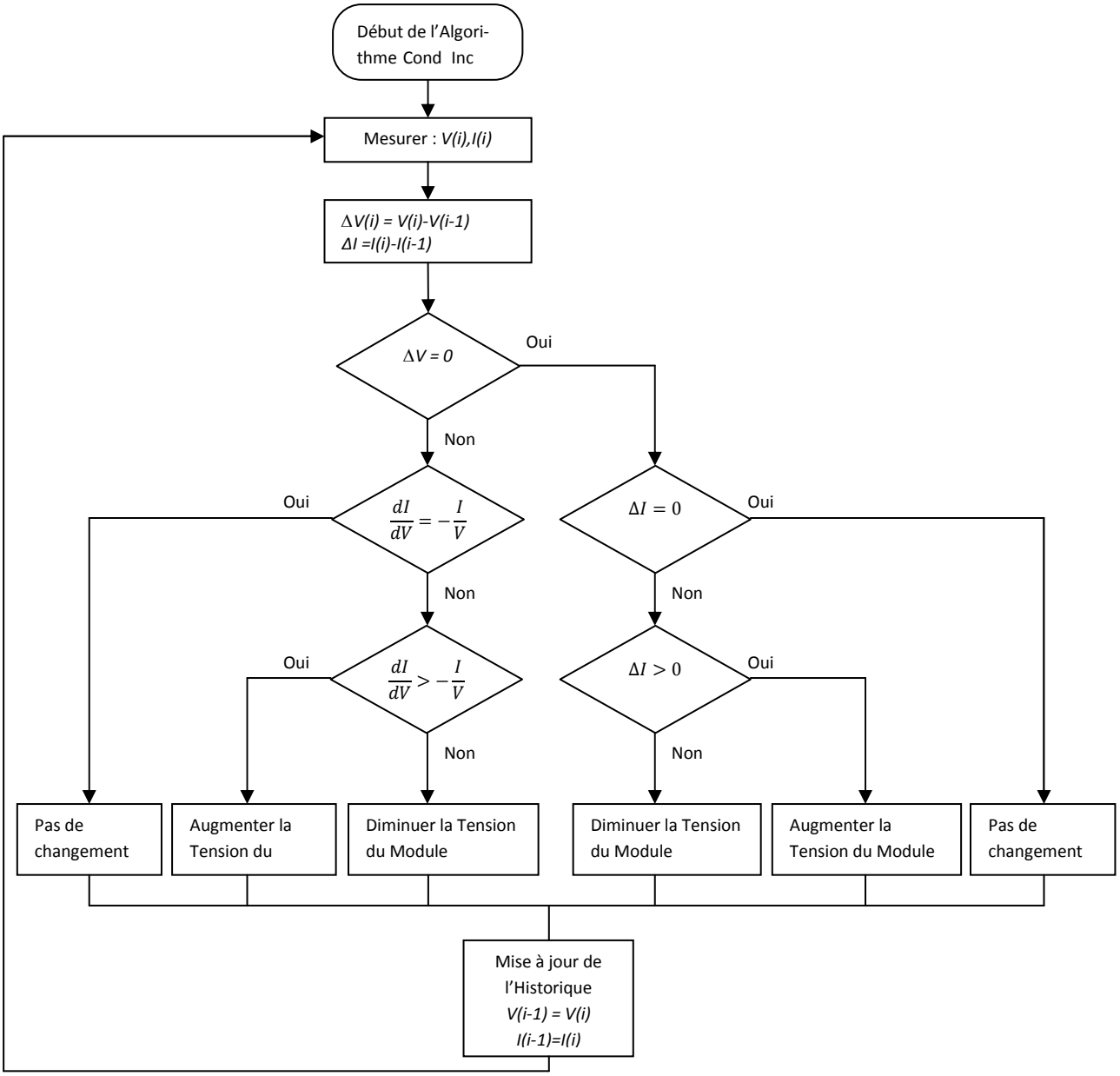


Figure 3-20 : Organigramme de l'algorithme Cond_Inc

Dans la pratique, la condition dP/dV = 0 (ou dI/dV = - I/V) se produit rarement à cause de l'approximation faite dans le calcul du dI et du dV. D'ou, une petite marge d'erreur (e) doit être pris en considération, par exemple : dP/dV = ±E. La valeur E est optimisée par une valeur moyenne des erreurs d'états stables.

3.3.4 Compensation de MPPT :

Comme il est expliqué dans la section précédente, l'algorithme MPPT oriente le système comment il faut déplace la tension opérationnelle. Alors, c'est la tâche du contrôleur MPPT d'apporter la tension à un niveau désiré et de la maintenir. Il y a plusieurs méthodes souvent employées pour MPPT.

3.3.4.a Commande avec Correcteur PI

Selon le schéma de la figure 3.21, le MPPT prend la mesure de la tension et du courant du PV, puis exécute l'algorithme (P&O, Cond_Inc) pour calculer la tension de référence (V_{ref}) où la suivante tension opérationnelle du PV doit l'atteindre. La tâche de l'algorithme de MPPT est de calculer seulement V_{ref}, et ça se répète périodiquement avec une cadence très lente (en général 1~10 échantillons par seconde). Puis, il y a une autre boucle de commande inclus le correcteur proportionnel et intégral (PI) pour régler la tension d'entrée du convertisseur. Sa tâche est de réduire l'erreur au minimum entre V_{ref} et la tension mesurée par l'ajustage du rapport cyclique. Le régulateur PI fonctionne avec une cadence plus rapide que le MPPT pour assurer la stabilité du système [9]. La vitesse de prélèvement du correcteur PI est très rapide, d'où il fournit une robustesse contre les changements soudains de la charge. Le correcteur PI peut être implémenté avec des composants analogiques, mais il est souvent réalisé par un contrôleur DSP parce que le DSP peut traiter d'autres tâches telles que le suiveur du PPM, réduire de ce fait des composants ainsi simplifier le circuit globale.

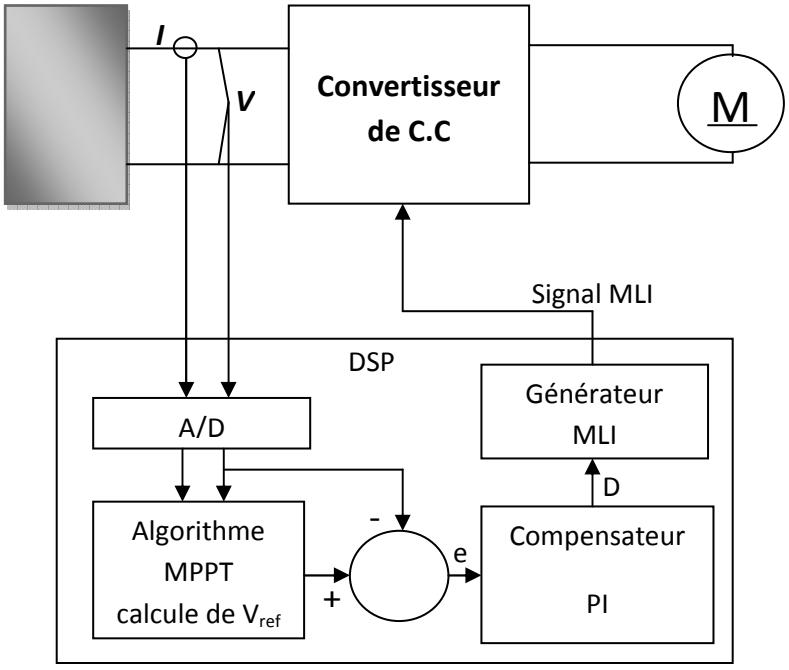


Figure 3-21 : Schéma fonctionnel de MPPT avec un compensateur PI.

3.3.4.b La commande directe :

Suivant le schéma de la figure 3.22, cette méthode de contrôle est plus simple et utilise seulement une boucle de contrôle, et elle exécute le réglage du rapport cyclique dans l'algorithme du suivi du PPM. La méthode d'ajustage du rapport cyclique est totalement basée sur la théorie de la charge adaptée expliquée dans la section 3.4.2

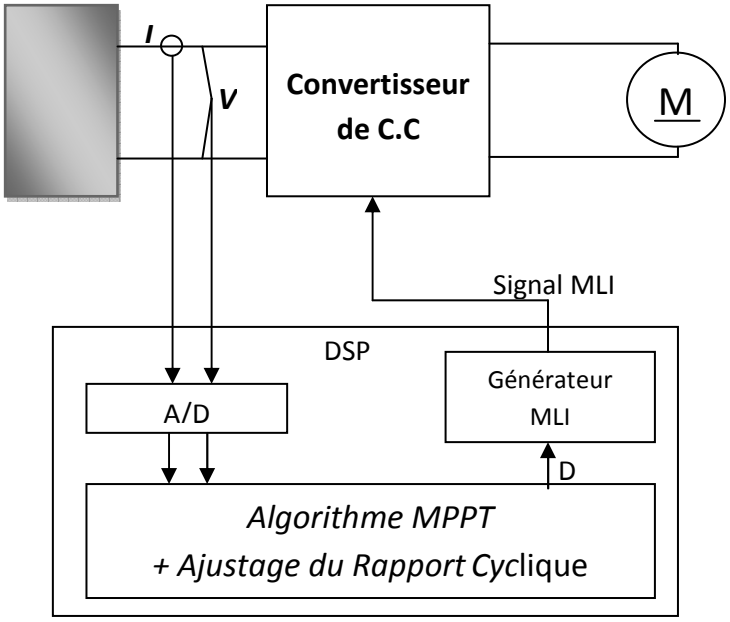


Figure 3-22 : Schéma fonctionnel de MPPT avec une commande directe.

L'impédance vue par le panneau PV est l'impédance d'entrée du convertisseur. En utilisant l'exemple du convertisseur Cúk de la section 3.4, le rapport avec la charge est donné par :

$$R_{in} = \frac{V_s}{I_s} = \frac{(1-D)^2}{D^2} \cdot R_{charge} \tag{3.31}$$

Où : D est le rapport cyclique du convertisseur Cúk. Selon le schéma de la figure3.23, l'augmentation de D diminuera l'impédance d'entrée (Rin), en conséquence la tension opérationnelle du module PV se déplace vers la gauche. De même, la diminution de D augmentera Rin, également la tension opérationnelle se déplace vers la droite. L'algorithme de poursuite (P&O, Cond_Inc) prend la décision comment déplacer la tension opérationnelle.

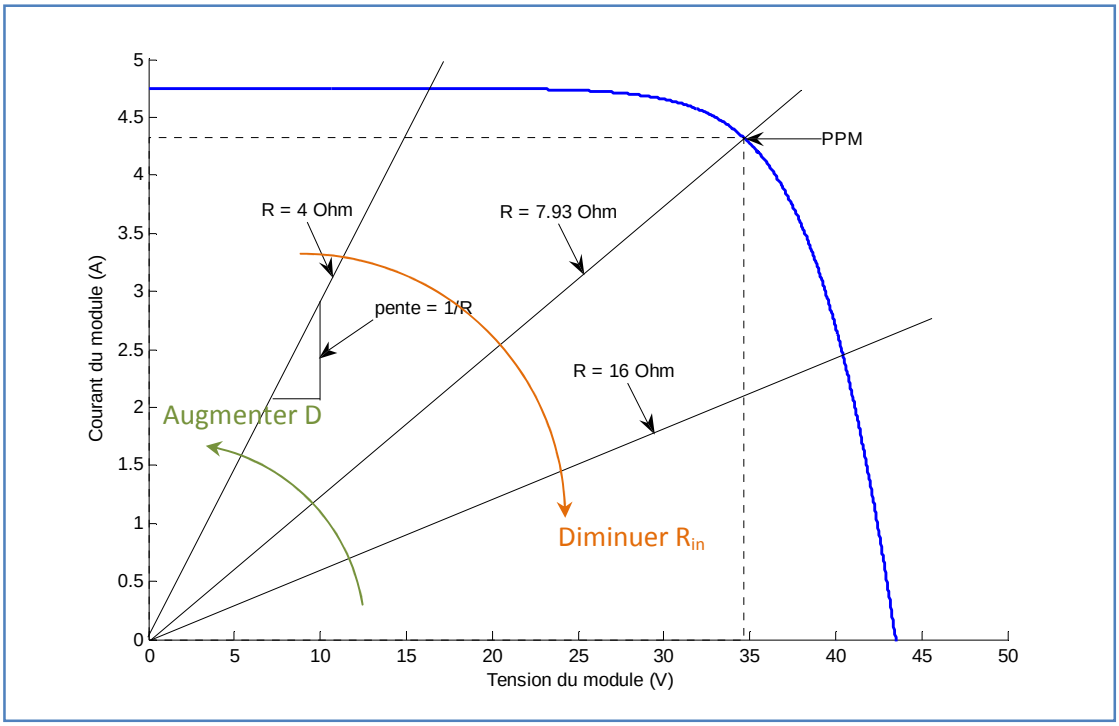


Figure 3-23 : Relation entre l'impédance d'entrée du convertisseur Cúk et de son Rapport Cyclique.

Le temps de réponse de l'étage de puissance et de la source PV est relativement lent (10~50 msec selon le type de la charge) [15]. L'algorithme de MPPT change le rapport cyclique, alors les prochains échantillons de la tension et du courant PV doivent être pris afin que le système atteigne un état d'équilibre périodique pour éviter la mesure des valeurs transitoire [15]. Le taux typique

d'échantillonnage est de l'ordre de 10~100 échantillons par seconde, d'où la réponse du système est généralement lente. La méthode de contrôle direct peut fonctionner stablement pour des applications telles que les systèmes équipés par batterie et les systèmes de pompage d'eau. Puisque les taux d'échantillonnage sont lents, il est possible de les implémenter avec des microcontrôleurs peu coûteux.

3.3.4.c La méthode de contrôle direct avec capteurs de sortie

Cette technique est une sorte de la méthode de contrôle direct susmentionnée et a l'avantage d'utiliser seulement deux capteurs pour la tension et le courant de sortie. Les deux méthodes susmentionnées utilisent la mesure de la puissance d'entrée ce qui permet un contrôle précis du point opérationnel du module. De plus des capteurs d'entrée, elles exigent habituellement d'un autre ensemble de capteurs de sortie pour détecter l'état de surtension et de surintensité de la charge. La nécessite de quatre capteurs rend souvent difficile à concevoir des systèmes de bas coût.

Cette méthode avec capteurs de sortie mesure le changement de la puissance du module PV sur le côté de sortie du convertisseur et utilise le rapport cyclique comme variable de commande. La simulation suivante de MATLAB illustre la relation entre la puissance de sortie du convertisseur et son rapport cyclique. Dans la simulation, le module PV BP 3150B est couplé au convertisseur idéal (sans perte) Cúk avec une charge résistive (6 Ω). Le rapport cyclique du convertisseur est balayé de 0 à 1 avec un pas de 1%, et la puissance de sortie du convertisseur est tracée sur la figure 3-24.

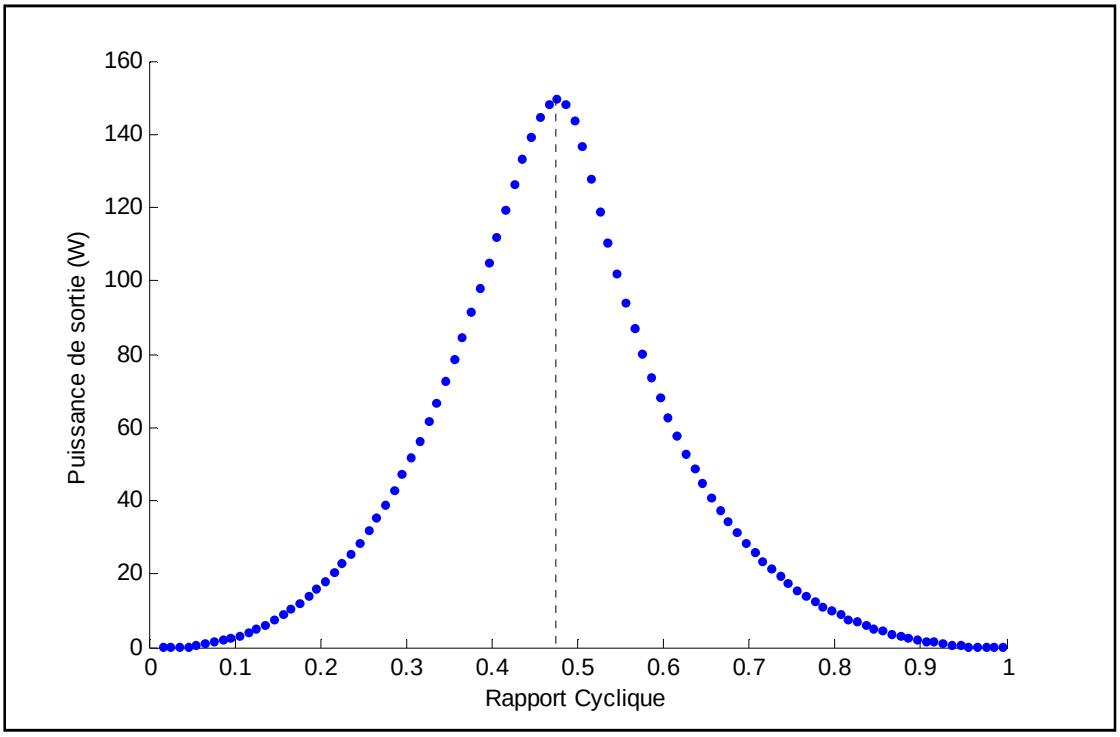


Figure 3-24: puissance de sortie du Convertisseur Vs. son rapport cyclique.

Comme montré dans la figure (3.24), il y a un pic de puissance de sortie quand le rapport cyclique du convertisseur varie. Cette méthode de contrôle utilise l'algorithme de P&O pour localiser le PPM. Le schéma 3-25 montre l'organigramme de l'algorithme. Dans le but d'adapter le rapport cyclique comme variable de commande, l'algorithme de P&O utilisé ici est une version légèrement modifiée de celle précédemment introduite, mais l'idée de fonctionnement est identique. L'algorithme perturbe le rapport cyclique et mesure la puissance de sortie du convertisseur. Si la puissance est augmentée, le rapport cyclique est encore perturbé dans la même direction ; sinon la direction sera renversée. Quand la puissance de sortie du convertisseur atteint le pic, le module PV est supposé qu'il fonctionne autour du PPM. Bien que cela fonctionne parfaitement dans la simulation avec un convertisseur idéal, il y a quelque incertitude de correspondance dans la pratique entre le pic de puissance de sortie et le PPM avec des convertisseurs non-idéaux. D'autre part, cette méthode de contrôle fonctionne seulement avec l'algorithme de P&O et ses dérivées, et cela ne fonctionne pas avec l'algorithme d'Cond_Inc.

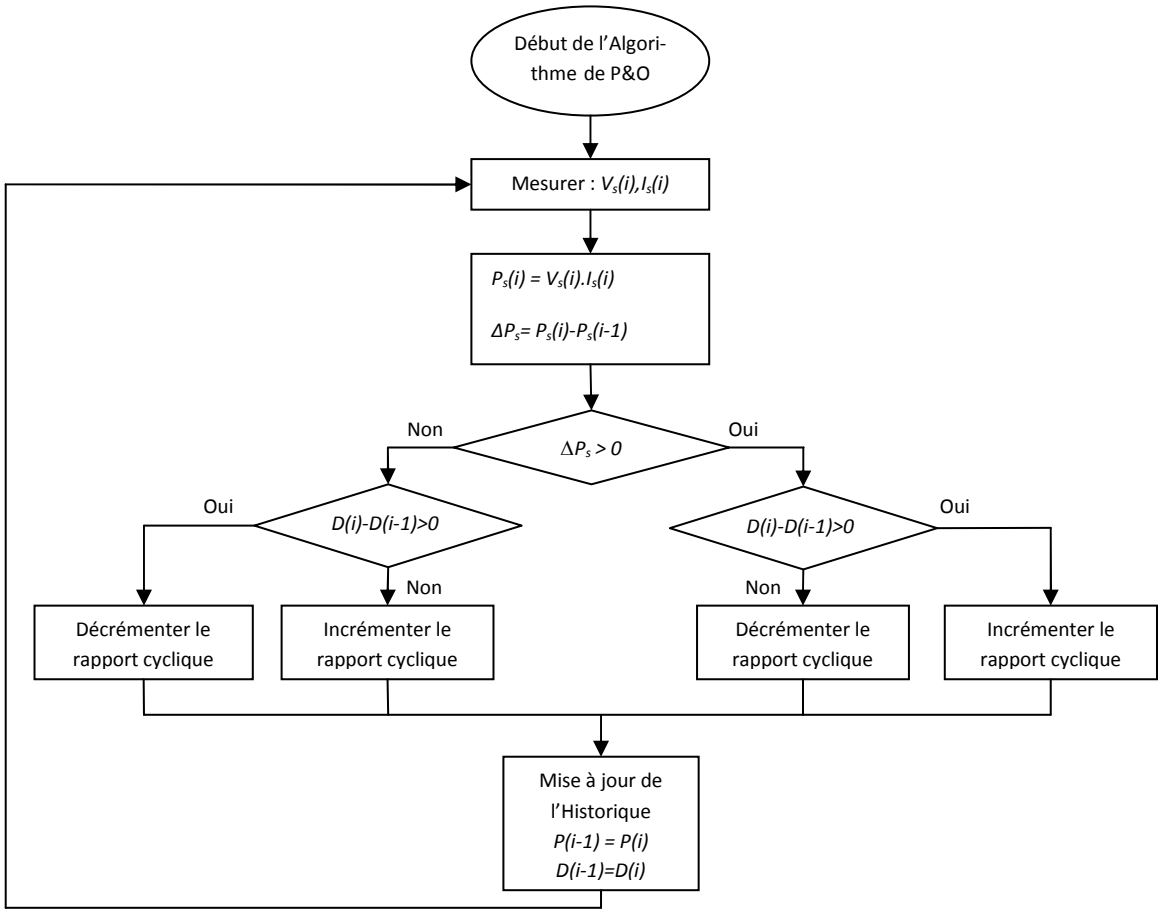


Figure 3.25 : Organigramme de P&O pour la méthode de contrôle direct.

3.4 Les limites de MPPT :

L'inconvénient majeur de MPPT est qu'il n'y a aucune régulation de la puissance de sortie lorsqu'il suive le point de puissance maximale. Il ne peut pas régler la puissance d'entrée et de sortie en même temps. L'exemple de la charge adaptée de la section 3.4.2 est élaboré ici pour montrer comment la tension et courant de sortie varient avec le changement de l'irradiation. Le transfert maximal de la puissance se produit quand l'impédance d'entrée du convertisseur s'adapte avec l'impédance optimale du module PV, comme décrit par l'équation ci-dessous.

$$R_{in} = R_{opt} = \frac{V_{PPM}}{I_{PPM}} \tag{3.32}$$

L'équation (3.20) pour le convertisseur Cúk est résolue pour trouver le rapport cyclique (D).

$$D = \frac{1}{1+\sqrt{\frac{R_{in}}{R_{charge}}}} \tag{3.33}$$

De l'équation (3.11), la tension de sortie du convertisseur est :

$$V_s = \frac{D}{1-D} \cdot V_e \tag{3.34}$$

De l'équation (3.16), le courant de sortie du convertisseur est :

$$I_s = \frac{1-D}{D} \cdot I_e \tag{3.35}$$

Les résultats de calcul sont mis dans les tables ci-dessous. Des données de module PV sont obtenues à partir du modèle de simulation de MATLAB. Utilisant les équations ci-dessus, deux ensembles de données sont calculées pour les deux charges résistives 6 Ω et 12 Ω à une température constante du module de 25°C.

	Module PV			MPPT				
Irradiation	V_{PPM}	I_{PPM}	P_{max}	R_{in}	D	V_s	I_s	R_{Charge}
1000W/m²	34.5V	4.35A	150.0W	7.91Ω	0.467	30.0V	5.00A	6Ω
800 W/m²	34.2V	3.46A	118.3W	9.70 Ω	0.429	26.5V	4.43A	6Ω
600 W/m²	33.4V	2.60A	86.8W	12.8 Ω	0.405	21.9V	3.72A	6Ω
400 W/m²	32.6V	1.71A	55.7W	18.6 Ω	0.360	18.3V	3.08A	6Ω
200 W/m²	31.1V	0.86A	26.7W	35.7 Ω	0.290	12.5V	2.10A	6Ω

Tableau 3-1 : Adaptation de la charge (6 Ω) sous une irradiation variable.

	Module PV			MPPT				
Irradiation	V_{PPM}	I_{PPM}	P_{max}	R_{in}	D	V_s	I_s	R_{Charge}
1000W/m²	34.5V	4.35A	150.0W	7.91 Ω	0.551	42.1V	3.51A	12 Ω
800 W/m²	34.2V	3.46A	118.8W	9.79 Ω	0.522	37.7V	3.14A	12 Ω
600 W/m²	33.4V	2.60A	87.7W	12.9 Ω	0.490	32.3V	2.69A	12 Ω
400 W/m²	32.6V	1.71A	56.9W	18.8 Ω	0.443	26.0V	2.09A	12 Ω
200 W/m²	31.1V	0.86A	26.9W	35.9 Ω	0.365	18.9V	1.50A	12 Ω

Tableau 3-2 : Adaptation de la charge (12 Ω) sous une irradiation variable.

À partir des résultats ci-dessus, il est évident qu'il n'y a aucune régulation de la tension et du courant de sortie. Si l'application exige une tension constante, elle doit utiliser des batteries pour la maintenir constante. Pour les systèmes de pompage d'eau sans batteries, le manque de la régulation de sortie ne ramène pas à une situation critique tant qu'ils sont équipés par des réservoirs d'eau pour satisfaire la demande en eau. La vitesse du moteur de la pompe est proportionnelle à la tension de la sortie du convertisseur qui est relative à l'irradiation. Ainsi, quand le soleil éclaire plus, le système tout simplement pompe plus d'eau.

Un autre fait remarquable est que MPPT arrête sa tâche principale si la charge ne peut pas consommer toute la puissance fournie. Pour un système autonome, quand la charge est limitée par sa tension ou courant maximal, le MPPT déplace le point opérationnel loin de son PPM et envoie moins de puissance. Il est très important de choisir une charge avec une valeur appropriée pour qu'elle puisse utiliser la capacité totale du module PV. D'autre part, le système de réseau-attaché peut toujours accomplir le suivi optimal du point de puissance maximal parce qu'il peut injecter la puissance produite totale dans le réseau électrique.

Bien sur, en réalité le convertisseur à courant continu (DC-DC) utilisé dans MPPT n'est pas efficace à 100%. Le gain d'efficacité du MPPT est grand, mais le système doit tenir compte de la perte dissipé par le convertisseur DC-DC. Il y a également une analogie entre l'efficacité et le coût. Il est nécessaire que les ingénieurs des systèmes PV fassent une analyse économique des différents systèmes et recherchent d'autres méthodes nécessaires pour l'amélioration de l'efficacité telles que l'utilisation d'un suiveur du soleil.

4
Conception et Simulation

Sommaire

4.1 Introduction 67
4.2 Conception du convertisseur Cúk 67
4.2.1 Choix des composantes 68
4.2.2 Simulation du convertisseur 71
4.2.3 Choix du pas d'échantillonnage 73
4.3 Comparaison entre P&O et Cond_Inc 74
4.4 Simulation du système MPPT avec une charge résistive 77
4.5 Simulation du système MPPT avec un moteur à C.C utilisé comme charge 81
4.5.1 Modélisation d'un moteur à C.C d'une pompe d'eau 81
4.5.2 résultats de la simulation 84

4.1 Introduction

Ce chapitre donne la conception et les simulations du suiveur du point de puissance maximale (MPPT). Il discute la conception du convertisseur Cúk. Après le choix des composantes, les simulations en Simulink valident la conception et le choix de la fréquence d'échantillonnage du MPPT. Les simulations avec MATLAB réalisent des essais comparatifs entre l'algorithme de P&O et de Cond_Inc, et vérifient aussi la fonctionnalité du MPPT avec une charge résistive et puis avec un moteur à C.C. de pompe. Enfin, ce chapitre fournit des comparaisons entre un système PV de pompage d'eau équipé d'un MPPT et un autre directement couplé sans MPPT.

4.2 Conception du convertisseur Cúk

Le principe de fonctionnement du convertisseur Cúk et la dérivation de la fonction de transfert de la tension expliquée dans la section 3.4.1. Ici, un convertisseur Cúk est conçu en se basant sur le cahier des charges donné par la table ci-dessous. Après le choix des composantes, la conception sera simulée dans Simulink.

Spécification	
Tension d'entrée (Ve)	20-48V
Courant d'entrée (Ie)	0-5A
Tension de sortie(Vs)	12-30V
Courant de sortie(Is)	0-5A
Puissance de sortie maximale(Pmax)	150W
Fréquence de hachage	50KHz
Rapport cyclique	0.1≤D≤0.6

Tableau 4.1 : Spécification de la conception du convertisseur Cúk.

4.2.1 Choix des composantes

a) choix des inductances

Les valeurs des inductances sont choisies de telles sortes que la variation des courants des inductances n'est pas supérieur à de 5% du courant moyen. L'équation suivante donne la variation du courant de l'inductance [3].

$$\Delta i_L = \frac{V_e \cdot D}{L \cdot f} \tag{4.1}$$

Où :

V_e est la tension d'entrée, D est le rapport cyclique, et *f* est la fréquence de commutation.

La solution de 4.1 pour L donne :

$$L = \frac{V_e \cdot D}{\Delta i_L \cdot f} \tag{4.2}$$

Supposer que la plus mauvaise oscillation du courant se produit dans la condition maximale de la puissance. Dans cette condition, le courant moyen (I_{L1}) de l'inductance d'entrée (L1) est 4.35A, et le courant d'ondulation est 5% de I_{L1}.

$$\Delta i_{L1} = 0.05 \cdot I_{L1} = (0.05)(4.35) = 0.2175 \tag{4.3}$$

De l'équation (4.2) :

$$L_1 = \frac{V_e \cdot D}{\Delta i_{L1} \cdot f} = \frac{(34.5)(0.465)}{(0.2175)(50\times10^3)} = 1.475\ mH \tag{4.4}$$

Une inductance de 1.5mH est disponible sur le marché.

De même, la valeur de l'inductance de sortie (L2) est calculée comme suit.

$$\Delta i_{L2} = 0.05 \cdot I_{L2} = (0.05)(5.0) = 0.250A \tag{4.5}$$

$$L_2 = \frac{V_e \cdot D}{\Delta i_{L2} \cdot f} = \frac{(34.5)(0.465)}{(0.25)(50\times10^3)} = 1.283\ mH \quad (4.6)$$

Pour faciliter l'obtention des composantes, la sortie peut employer la même valeur de l'inductance d'entrée.

b) choix des condensateurs:

Le critère de choix des condensateurs est que la tension d'oscillation à travers eux doit être moins de 5%. La tension moyenne à travers le condensateur (C1) est, de l'équation (3.5), $V_{C1} = Ve + Vs = 34.5 + 30 = 64.5V$, ainsi la tension d'oscillation maximale est $V_{C1} = 0.05 \times 64.5 = 3.225V$.

La résistance de la charge est :

$$R = \frac{{V_S}^2}{P_S} = \frac{(30.0)^2}{150} = 6\Omega \quad (4.7)$$

La valeur de C1 est calculée avec l'équation suivante :

$$C_1 = \frac{V_S \cdot D}{R \cdot f \cdot \Delta v_{c1}} = \frac{(30.0)(0.465)}{(6)(50\times10^3)(3.225)} = 14.42\mu F \quad (4.8)$$

La valeur commerciale disponible est 22 uF

La valeur du condensateur de sortie (C_2) est calculée en utilisant l'équation d'oscillation de la tension de sortie (la même pour un convertisseur dévolteur).

$$\frac{\Delta v_S}{V_S} = \frac{1-D}{8 \cdot L_2 \cdot C_2 \cdot f^2} \quad (4.9)$$

La solution de l'équation ci-dessus pour C2 donne :

$$C_2 = \frac{1-D}{8 \cdot \left(\frac{\Delta v_S}{V_S}\right) \cdot L_2 \cdot f^2} = \frac{1-0.465}{8(0.05)(1.5\times10^{-3})(50\times10^3)^2} = 0.3567\mu F \quad (4.10)$$

La prochaine valeur disponible dans le marché est $0.47\mu F$

c) Choix de la diode

Dans ce cas, nous choisissons une diode de faible seuil à l'état passant pour minimiser la perte de puissance par conduction et faible temps de commutation (en général 5 à 10ns) [2]. De la figure 3.12, la tension inverse maximale (VIM) de la diode est la même que la tension moyenne du condensateur (C1), d'ou VIM = 64.5V. Par l'addition de 30% comme facteur de sécurité donne un calibre de tension de 83.9V. Le courant direct moyen (IDM) de la diode est la combinaison des courants de sortie et d'entrée lorsque le Transistor de commutation est fermé, alors il est $I_D = I_{L1}+I_{L2}$ = 9.35A. L'additionne de 30% comme facteur de sécurité donne un courant de 12.2A. Les diodes de Schottky sont largement fournies par de nombreux constructeurs. Par exemple, MBR15100 ($I=15A_{max}$, $VIM=100V_{max}$) rencontre la tension et le courant mentionnés ci-dessus.

d) Choix du Transistor de commutation

Les Transistors MOSFET sont les plus utilisés pour les domaines de faible et moyenne puissance [5]. La tension crête du commutateur (SW) est obtenue par l'application de la loi de Kirchoff sur le circuit représenté sur la figure 3-12.

$$V_{SW} = V_e - \frac{dI_{L1}}{dt} \qquad (4.11)$$

La tension du Transistor atteint 48V, donnée par le cahier des charges. Par l'ajout de 30% en raison de sécurité donne une tension de 62.4V. Le courant maximal du commutateur est identique à ce de la diode. On ajoute 30% comme facteur de sûreté donne une valeur de courant de 12.2A. Il y a une large variété de Transistors MOSFET fournis par divers constructeurs. Par exemple, un Transistor avec ($I_D=14A_{max}$, $V_{DS}=100V_{max}$) répond aux conditions mentionnées ci-dessus.

4.2.2 Simulations du convertisseur

SIMULINK nous permet de simuler le convertisseur Cúk conçu dans la section 4.2.1. La figure 4-1 donne le schéma du circuit avec un moteur à courant continu utilisé comme charge. Dans le schéma, R_{ind} et L_{ind} sont respectivement la résistance et l'inductance de l'induit, et E est la fcém du moteur. Le convertisseur fonctionne avec toute la charge. Les valeurs de la résistance et de l'inductance de l'induit du moteur à C.C utilisé pour le pompage sont inconnues, ainsi elles sont estimées à partir d'autres références [4]. Une étude plus détaillé de la modélisation du moteur à C.C apparaîtra dans la section 4.5.1.

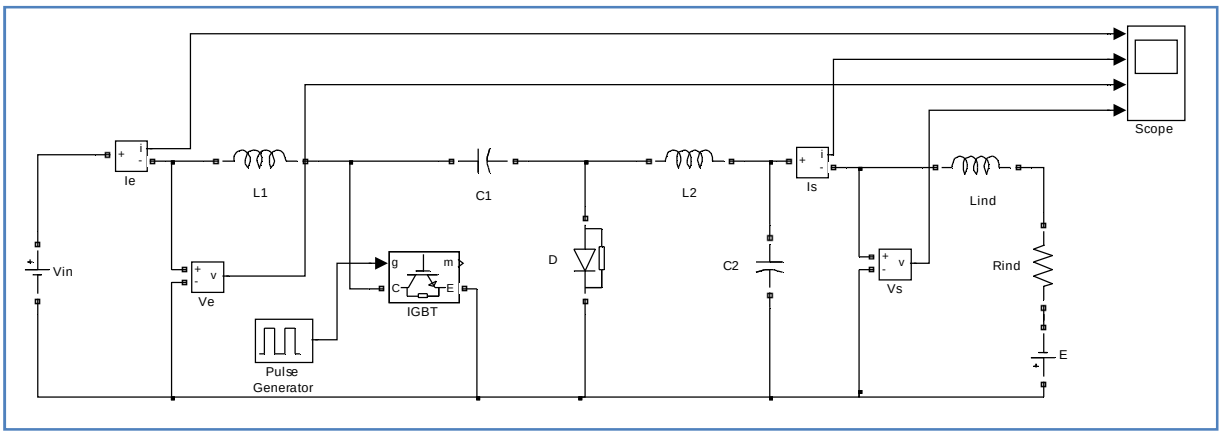


Figure 4.1 : Schéma du convertisseur Cúk avec un moteur à C.C utilisé comme charge.

La figure 4-2 donne les courbes de courant et de tension du convertisseur après l'allumage (à t = 0 sec). Puisque la charge a une grande inductance, elle prend un bon moment pour accumuler le courant. Les courbes montrent que les courants de sortie et d'entrée prennent presque 250 msec pour atteindre l'état stable.

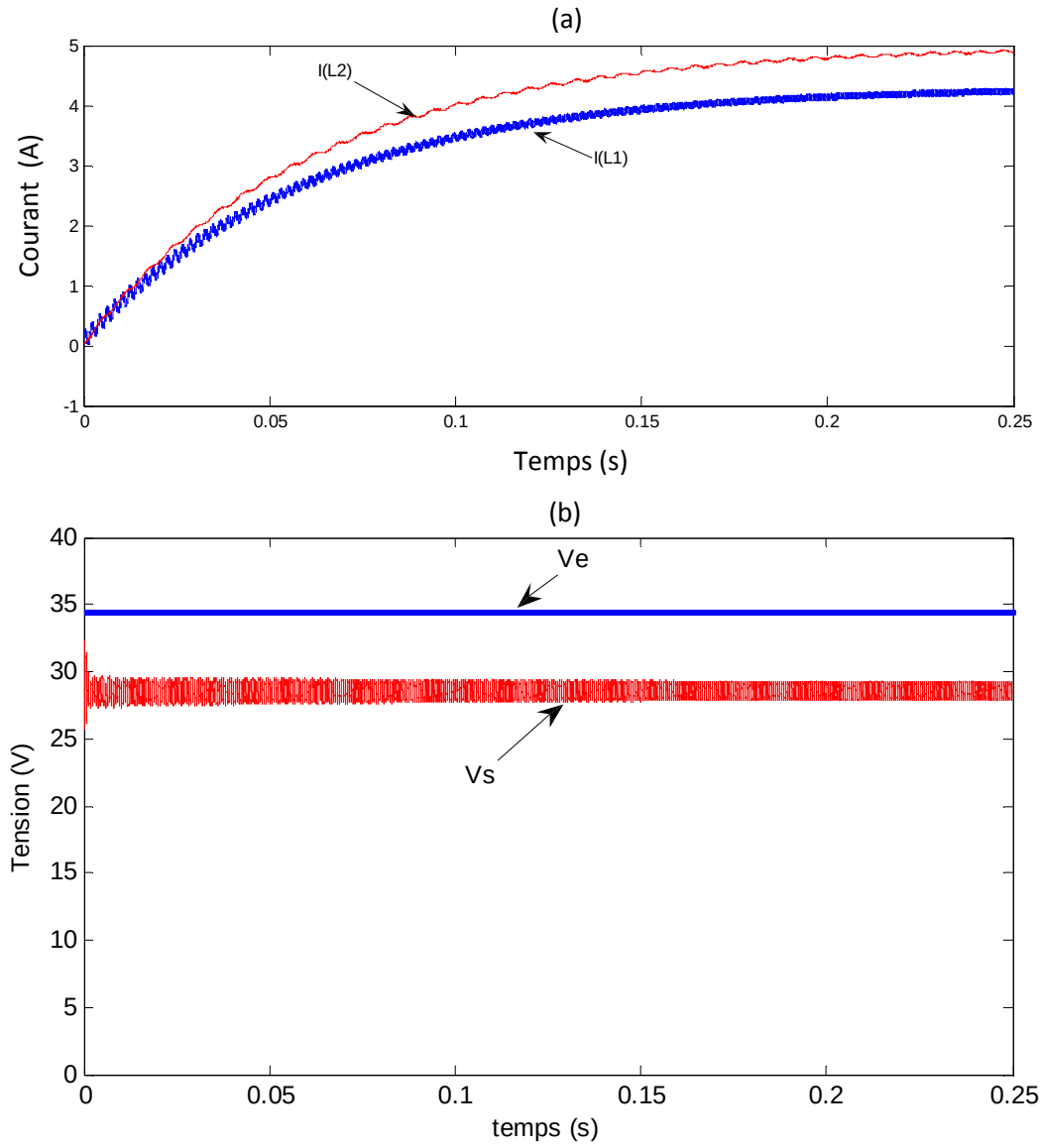


Figure 4.2 : les courbes du courant (4.2.a) et de la tension (4.2.b) d'entré/sortie tracées par SIMULINK.

Pour des comparaisons, la même simulation est faite avec une charge résistive (6Ω). On voit que le temps transitoire est moins de 10 msec avec une charge résistive. Il est évident que la charge de type moteur a une réponse très lente. D'autres données de courant et de tension sont tabulées ci-dessous pour des comparaisons avec des résultats calculées.

		Moteur à C.C		Charge résistive (6Ω)	Résultats calculés
		1er cas	2eme cas		
I_e	Ondulation moyenne %	4.06A 5.2%	4.16A 6%	4.22A 5%	4.35A <5%
I_s	Ondulation moyenne %	4.65A 4.5%	4.8A 4.4%	4.85A 4.4%	5.0A <5%
V_e	Ondulation moyenne %	34.5 n	34.5 n	34.5 n	34.5 n
V_s	Ondulation moyenne %	28.5V 8%	29.2V 7.3%	29.0V 2.7%	30V <5%

Tableau 4.2 : Conception du convertisseur Cúk : comparaisons des simulations et des résultats calculés.

Le tableau 4-2 montre deux cas de données de simulation pour une charge de type moteur à C.C. Le premier ensemble est le résultat de simulation par l'utilisation les composants choisis dans la section précédente. L'ondulation de la tension de sortie pour la charge de moteur à C.C est supérieur à 8% tandis que pour la charge résistive de (6Ω) elle est de 2.7%. Par conséquent, dans la prochaine simulation, la valeur du condensateur de sortie (C2) est augmentée jusqu'à la prochaine valeur disponible sur le marché 1 μF. Elle fait onduler le courant d'entrée légèrement moins bon, mais elle apporte l'amélioration globale. Ainsi, un condensateur de 1 μF (au lieu de 0.47 μF) est finalement choisi.

4.2.3 Choix du taux d'échantillonnage de MPPT

Les algorithmes MPPT adaptent le point opérationnel PV avec un petit pas. La taille du pas est typiquement 0.5V ou moins. Pour le convertisseur Cúk conçu, 0.5V correspond approximativement à 0.35% de changement du rapport cyclique. SIMULINK exécute la simulation quand le rapport cyclique est changé, et on observe les réponses transitoires de la tension et du courant. L'utilisation des divers paramètres du bloc « pulse generator » dans la bibliothèque Sources permet le changement d'un rapport cyclique à un autre pendant la simulation.

4.3 Comparaisons entre l'algorithme de P&O et de Cond_Inc

Les deux algorithmes MPPT, P&O et Cond_Inc, discutés dans la section 3.4.3 sont implémentés dans des simulations MATLAB et testés pour voir leur performance. Le but est de faire des comparaisons entre les deux algorithmes, chaque simulation contient seulement le module PV et l'algorithme afin d'isoler n'importe quelle influence du convertisseur ou de la charge.

D'abord, ils sont vérifiés pour localiser correctement le PPM sous une irradiation constante, comme la Figure 4-3 montre.

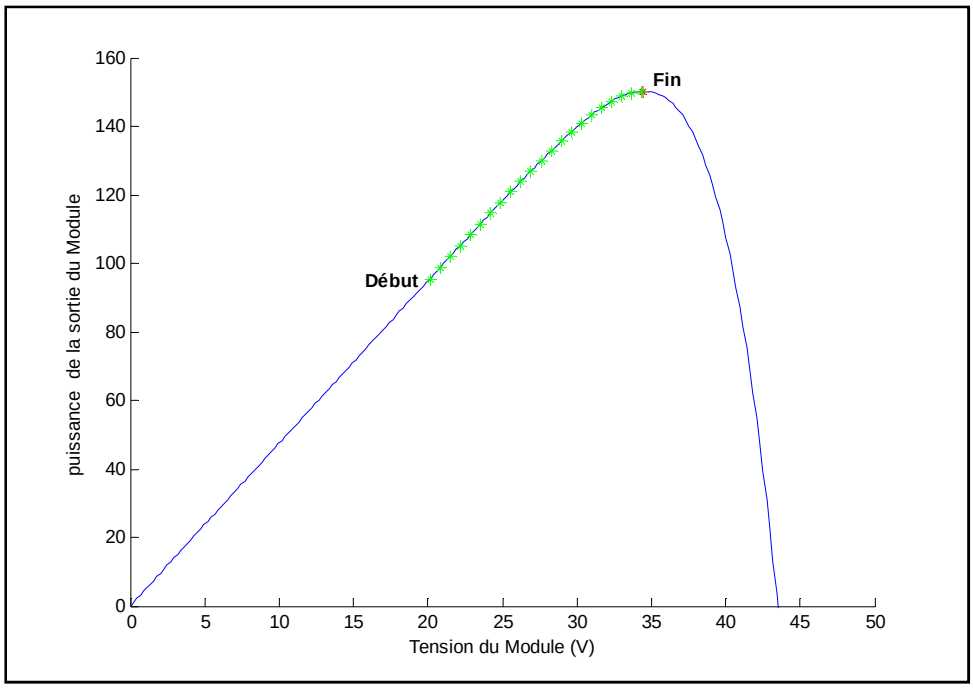


Figure 4-3 : Recherche du PPM ($1kW/m^2$, $25°C$)
Les traces du point opérationnel PV sont affichées en vert, et le PPM en rouge.

Ensuite, les algorithmes sont testés avec des données réelles d'irradiation. Les simulations utilisent deux ensembles de données, représentés sur la Figure 4-4 ; le premier ensemble est les mesures d'un jour ensoleillé, et le deuxième ensemble pour un jour nuageux durant le même mois le même endroit. Les données contiennent des mesures d'irradiation prises toutes les deux minutes pendant 12 heures. Des valeurs

d'Irradiation entre deux points d'informations sont estimées par l'interpolation cubique dans les fonctions de MATLAB.

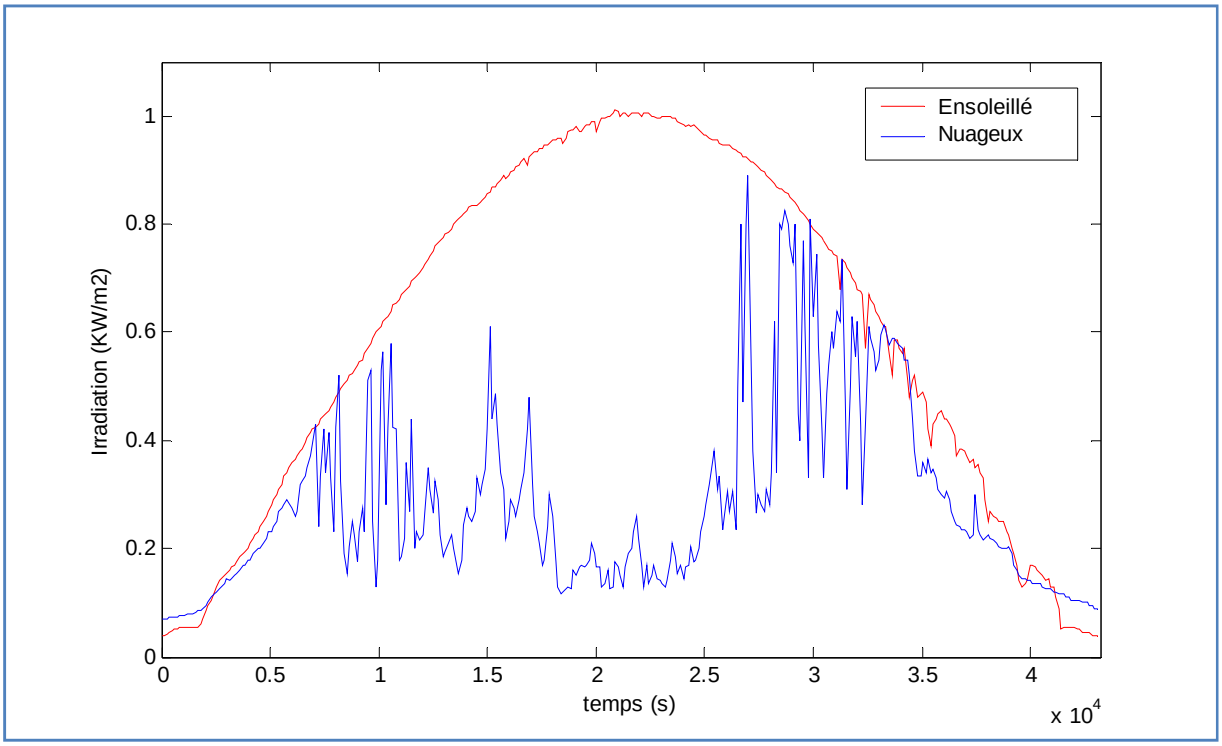


Figure 4-4 : Données d'Irradiation pendant un jour ensoleillé et un autre nuageux.

Pour un jour ensoleillé, le niveau d'irradiation change graduellement puisqu'il n'y a aucune influence de nuage. Le suivi du PPM est supposé être facile. Suivant la figure 4-5, les deux algorithmes localisent et maintient le point opérationnel PV très prés au PPMs (affichés en rouge) sans une grande différence dans leur performances.

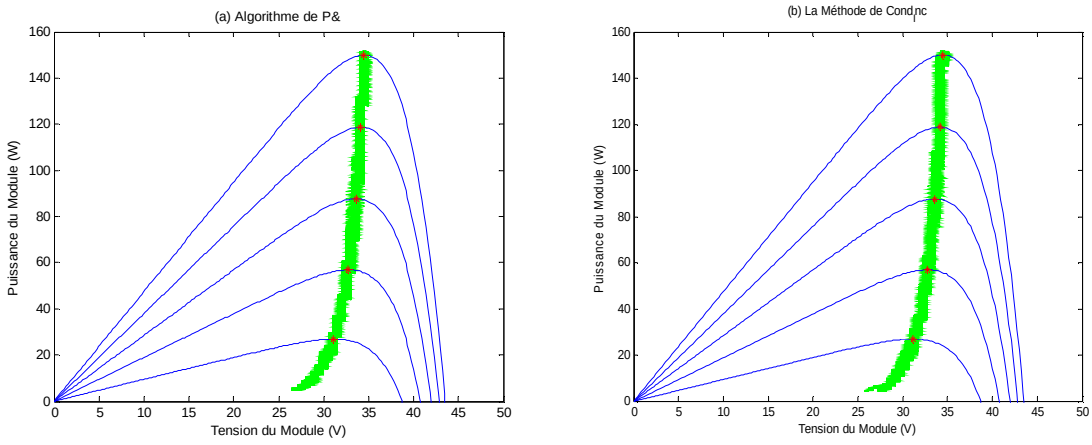


Figure 4-5 : Traces de poursuite du PPM pour un jour ensoleillé (25°C).

Un jour nuageux, le niveau d'irradiation change rapidement à cause du passage des nuages. Le suivi du PPM est supposé être difficile. La figure 4-6 affiche la trace des points opérationnels PV pour (a) l'algorithme de P&O et (b) l'algorithme de Cond_Inc. Pour les deux algorithmes, les écarts entre les points opérationnels et les PPMs sont clairs si on compare avec les résultats d'un jour ensoleillé. Entre les deux algorithmes, l'algorithme de Cond_Inc est supposé performant que l'algorithme de P&O sous des changements très rapide des conditions atmosphériques. Une inspection minutieuse de la Figure 4-6 indique que l'algorithme de P&O a des écarts légèrement plus grands et quelques comportements erratiques (tels que le grand écart pointé par la flèche rouge). Quelques traces erratiques sont, aussi observables avec l'algorithme de Cond_Inc. Afin de faire une meilleure comparaison, l'énergie électrique totale produite au cours d'une période de 12 heures est calculée et tabulée dans le tableau 4-3.

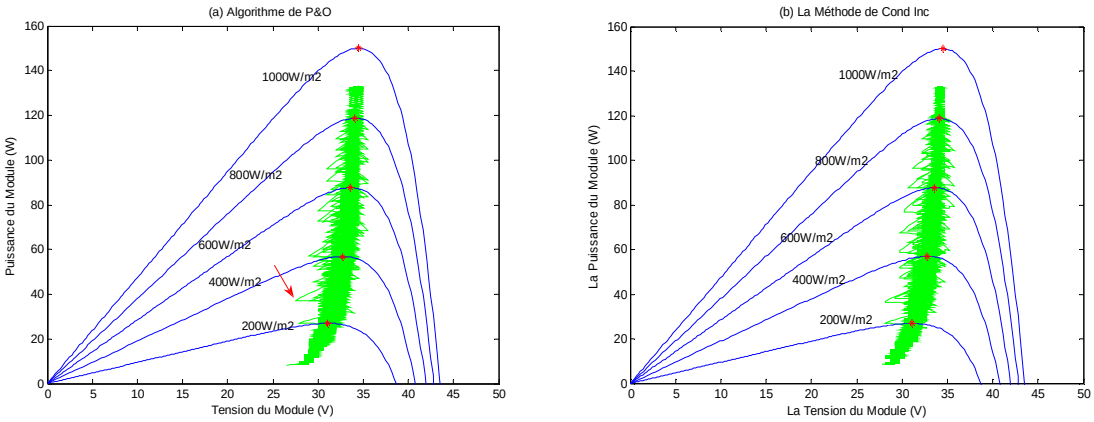


Figure 4-6 : Traces de poursuite du PPM pour un jour nuageux (25°C).

	Algorithme de P&O	Algorithme de Cond_Inc
L'énergie totale (simulation)	469.62 Wh	469.67Wh
L'énergie totale (théorique)	480.36Wh	480.36Wh
Efficacité	97.76%	97.78%

Tableau 4-3 : Comparaison des algorithmes de P&O et de Cond_Inc pour un jour nuageux.

L'énergie électrique totale produite avec l'algorithme de Cond_Inc est un peu plus grande que celle de l'algorithme de P&O. L'efficacité du suiveur du PPM mesurée par {énergie totale (simulée)} ÷ {énergie totale (théorique)} ×100% est encore

bonne en état nuageux pour les deux algorithmes, et de nouveau elle est un peu plus supérieure avec l'algorithme de Cond_Inc. Les données d'irradiation sont seulement disponibles pour des intervalles de deux-minute, ainsi elles n'enregistrent pas un grand nombre d'échantillons pendant ces intervalles. Les données peuvent ne pas être fournir par un véritable changement rapide de condition, et ce pourrait être une raison pour laquelle les deux résultats sont très proche. En outre, après l'optimisation de l'algorithme et de varier une méthode d'essai peut fournir des résultats différents. La différence de performance entre les deux algorithmes, ne serait pas grande. L'étude montre des résultats similaires. Les résultats de simulation donnent une efficacité de 97.76% pour l'algorithme de P&O et de 97.78% pour l'algorithme de Cond_Inc.

4.4 Simulations du MPPT avec une charge résistive

D'abord, MPPT avec une charge résistive est simulé et vérifié avec MATLAB. Les résultats de simulation dans la section 4.3 ont prouvé qu'il n'y a pas un grand avantage si on utilise l'algorithme le plus complexe Cond_Inc, et l'algorithme de P&O fournit des résultats satisfaisants même en état nuageux. Le choix de l'algorithme de P&O permet l'utilisation de la méthode de contrôle direct avec capteurs de sortie. Comme discuté dans la section 3.4.4.c La conception de MPPT choisit, donc, l'algorithme de P&O et La méthode de contrôle direct avec capteurs de sortie en raison d'avoir un système simple et de bas coût.

Le système simulé constitué par un module PV PB 3150B, un convertisseur idéal Cúk, un suiveur MPPT et une charge résistive (6Ω). La fonction de MATLAB qui modélise le module PV est la suivante :

$$I_a = bp_3150\mathrm{B}(V_a, G, T) \tag{4.12}$$

La fonction bp_3150B, calcule le courant du module (I_a) pour une tension du module donnée (V_a), l'irradiation (G en KW/m^2), et la température du module (T en °C).

Le point opérationnel du module PV est localisé par sa relation avec la résistance de charge (R) comme expliqué dans la section 3.4.2.

$$R = \frac{V_a}{I_a} \tag{4.13}$$

L'irradiation (G) et la température du module (T) pour la fonction (4.12) sont des variables connues, aussi il est possibles de dire que I_a est en fonction de V_a d'ou $I_a = f(V_a)$. La substitution de ceci dans l'équation (4.13) donne :

$$V_a - R \cdot f(V_a) = 0 \tag{4.14}$$

Savoir la valeur de R permet de résoudre cette équation pour la tension opérationnelle (Va). MATLAB utilise la fonction fzero pour la faire. On remplace V_a, dans l'équation (4.12) donne le courant opérationnel (I_a).

Pour la méthode de contrôle direct, chaque prélèvement de tension et de courant est fait à un état stable périodique du convertisseur. Par conséquent, l'analyse de l'état stable discutée dans la section 3.4.1.c fournit une modélisation suffisante du convertisseur Cúk. Les équations suivantes décrivent le rapport entre l'entrée et la sortie de la tension et du courant, et elles sont utilisées dans la simulation de MATLAB.

$$V_a = \frac{D}{1-D} \cdot V_e \tag{4.15}$$

$$I_a = \frac{1-D}{D} I_e \tag{4.16}$$

Où : D est le rapport cyclique du convertisseur Cúk.

L'organigramme suivant, représenté sur la figure 4-7, explique le principe de fonctionnement du système simulé.

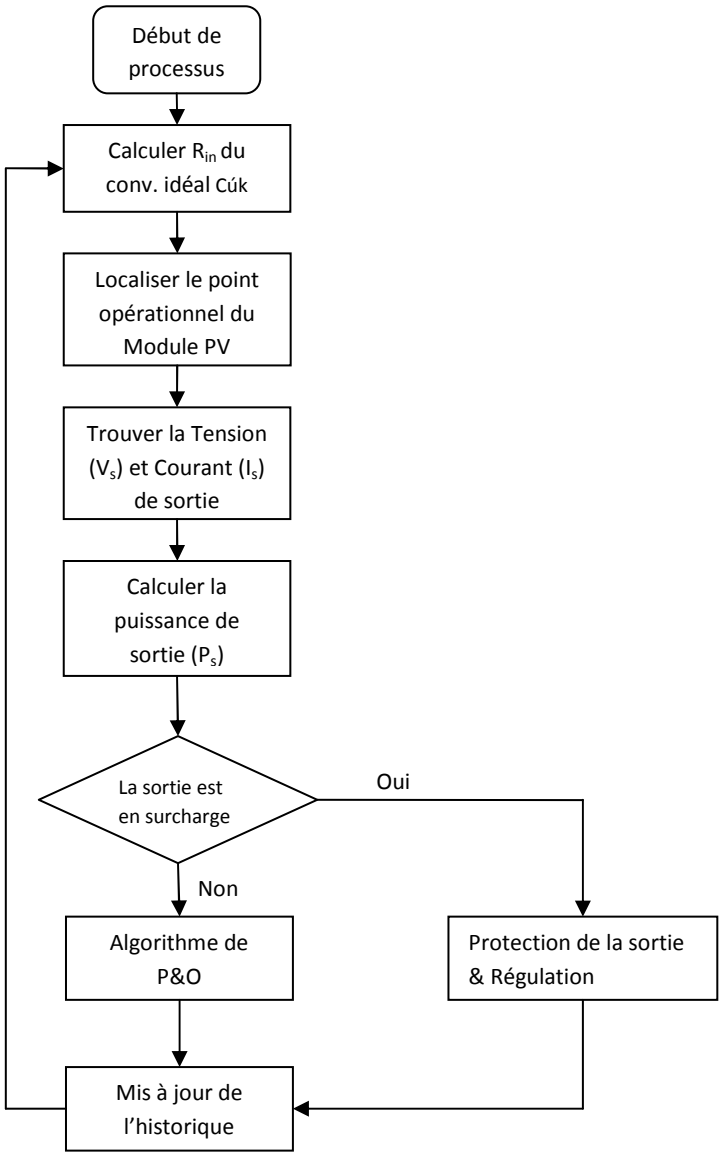


Figure 4-7 : Organigramme de simulation du MPPT.

La simulation est effectuée sous une irradiation linéairement croissante et variante de 100W/m² à 1000W/m² avec une cadence modérée de 0.3W/m² par échantillon. La figure 4-8 (a) et (b) prouvent que la trace du point opérationnel reste près des PPMs pendant la simulation. La figure 4-8 (c) affiche la relation entre la puissance de sortie du convertisseur et son rapport cyclique. La figure 4-8 (d) représente la relation entre le courant et la tension de la sortie du convertisseur. Puisque la charge est résistive, le courant et la tension augmente linéairement avec la pente $1/R_{charge}$ sur la courbe I-V.

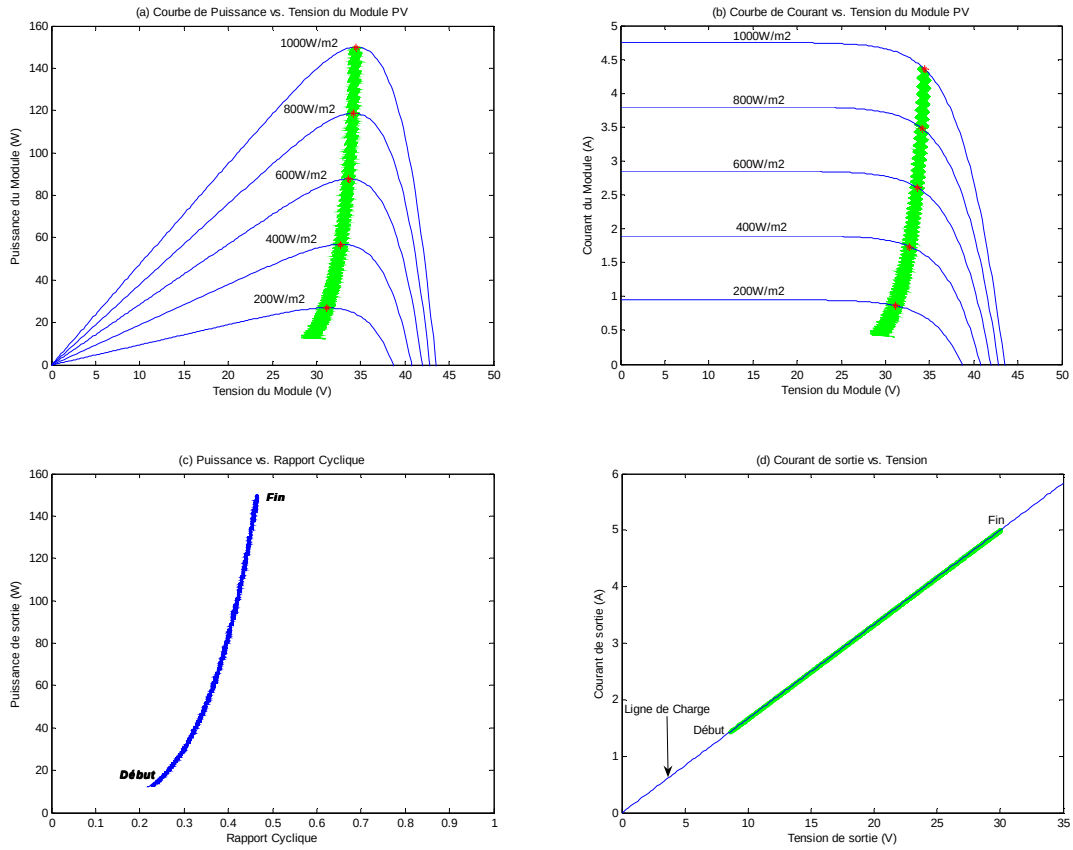


Figure 4-8 : Simulations du MPPT avec une charge résistive (100 à 1000W/m^2, 25°C).

L'algorithme de commande contient deux boucles, selon la figure 4-7 : une boucle principale pour MPPT et une autre pour la protection de la sortie. Pendant le fonctionnement normal, elle fonctionne en mode MPPT. Quand la charge ne peut pas absorber toute la puissance produite par le module PV, sa tension ou/et courant dépassent la limite. Pour protéger la charge contre l'incident, l'algorithme de commande arrête de fonctionner en mode MPPT et appelle la protection de sortie. Puis, il règle la sortie pour ne pas dépasser la limite. Dans la simulation, il règle quand la tension de sortie dépasse 30V ou 5A pour le courant de sortie. Pour l'exemple représenté sur la figure 4-9, pendant une irradiation croissante, une charge de 10Ω dépasse la limite de tension de 30V. La protection de sortie maintient la tension autour de 30V. La figure 4-9 (a) prouve que le module PV ne fonctionne pas au PPM et envoie une puissance moins que le maximum après que l'irradiation atteigne un peu plus de 600W/m^2. Il indique aussi l'importance de choisir une taille appropriée de la charge, pour qu'elle puisse utiliser la capacité totale du module PV.

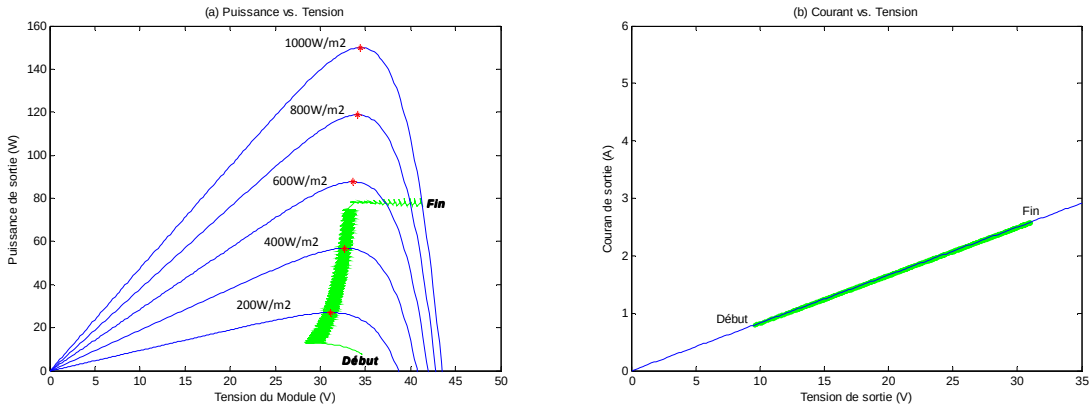


Figure 4-9 : Protection de la sortie et régulation (100 à 1000W/m2, 25°C).

La méthode de contrôle direct avec capteur de sortie, discutée dans la section 3.6.2, est aussi implémentée avec l'algorithme de P&O et de Cond_Inc. Les résultats sont très semblables.

4.5 Simulations de MPPT avec une charge de type moteur à C.C d'une pompe

Ensuite, le moteur à C.C de la pompe est modélisé. SIMULINK est choisi à ce but parce qu'il offre un outil appelé "SimPowerSystems" qui facilite la modélisation des moteurs à C.C avec sa boîte à outils de machine à C.C. Le modèle conçue dans la section précédente est mis dans la simulation de MATLAB, en remplaçant la charge résistive par un moteur à C.C.

4.5.1 Modélisation de la pompe à eau à C.C

Le débit d'eau avec des pompes de déplacement positif est directement proportionnel à la vitesse du moteur de la pompe [5], qui est réglé par la tension pilotante disponible. Elles ont un couple constant, la figure 4-10 donne la relation entre le débit d'eau et la tête dynamique total pour que la pompe solaire de honda soit modelée. Il a une tension opérationnelle de 12 à 30V et une puissance maximale de 150W.

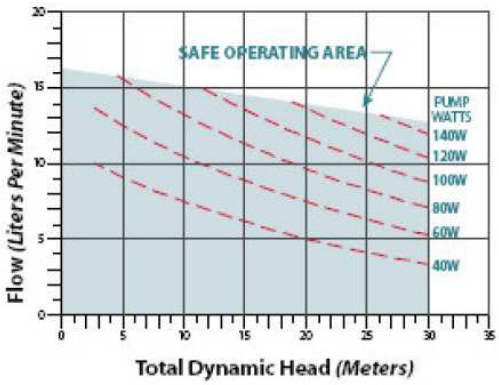


Figure 4-10 : Diagramme de performance de la pompe à eau de type Honda.

Pour modéliser un moteur à C.C à aimant permanent, le modèle de SIMULINK applique un champ constant, comme la figure 4-11 montre. Puisque la pompe à eau est de type de déplacement positif, le couple de la charge est aussi constant. La valeur est choisie pour représenter la puissance maximale de 150W à la tension maximale de 30V.

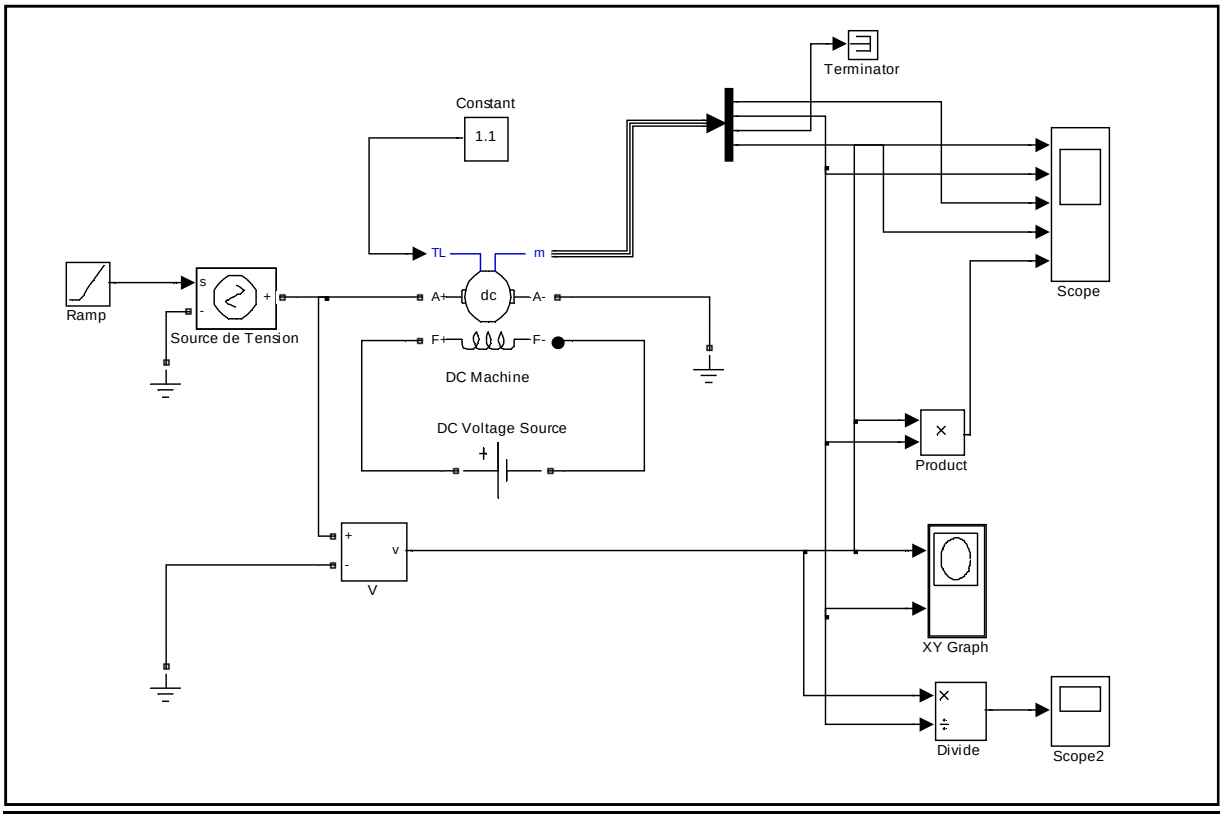


Figure 4-11 : Modélisation d'un moteur à C.C à aimant permanent d'une pompe avec SIMULINK.

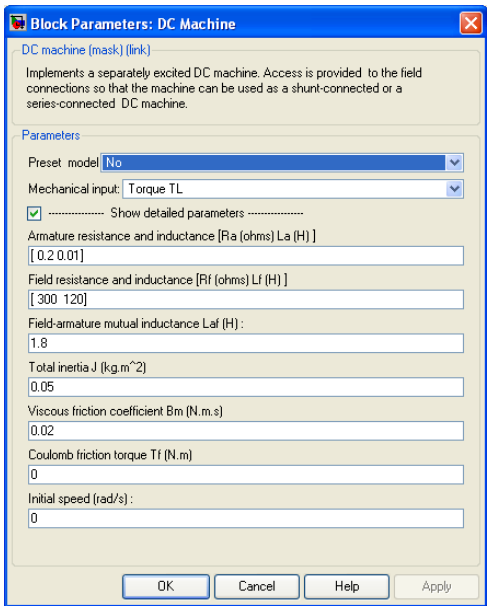


Figure 4-12 : bloc de Paramètres de la machine à C.C avec SIMULINK.

La source de tension applique une rampe de 0-30V à un rythme de 1V par seconde. Puis, on observe le changement de la résistance de la charge (R_{charge}), suivant les indications de la figure 4-13. Les données de traçage sont transférées au MATLAB, et l'outil cubique d'ajustement de courbe dans MATLAB fournit l'équation donnée ci-dessous :

$$R_{charge} = 9.5 \times 10^{-5} \cdot {V_s}^3 - 8.7 \times 10^{-3} \cdot {V_s}^2 + 0.37 \cdot V_s + 0.2$$

Où :

V_s est la tension de sortie du convertisseur. Cette équation caractérise le moteur à C.C de la pompe, et MATLAB l'utilise dans les simulations.

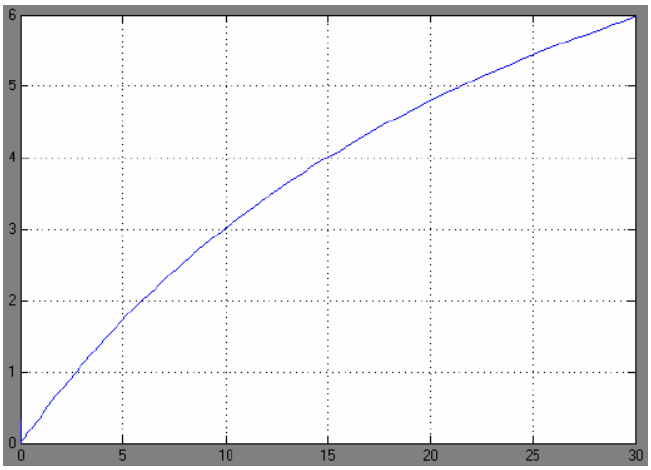


Figure4-13 : Courbe de R_{charge} (Ω) par SIMULINK.

4.5.2 Résultats de simulation avec MATLAB

La simulation est effectuée d'une façon similaire à celle de la charge résistive. L'irradiation est augmentée linéairement de 20W/m² jusqu'à 1000W/m² avec le même échèle de 0.3W/m² par échantillon. La figure 4-14 (a) et (b) montrent que la trace du point opérationnel reste près des PPMs dans toute la simulation. La figure 4-14 (c) donne la relation entre la puissance de sortie du convertisseur et son rapport cyclique.

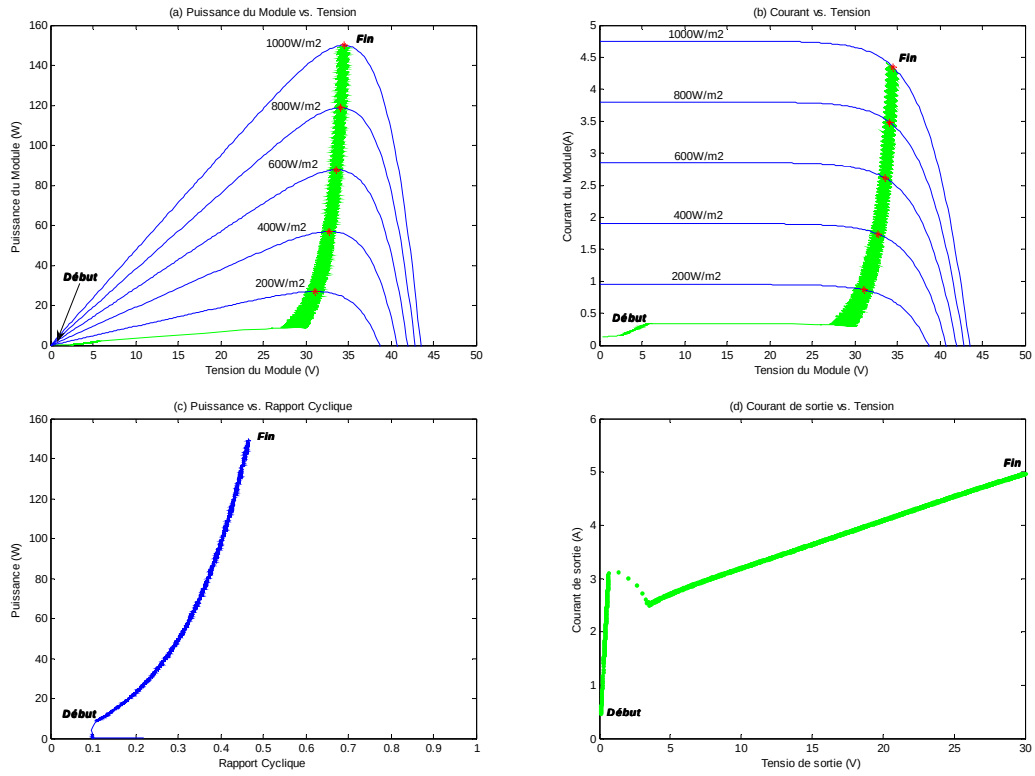


Figure 4-14 : Les simulations du MPPT avec une charge de pompe avec moteur à C.C (20 à 1000W/m², à 25°C).

la figure 4-14 (d) représente le rapport entre le courant et la tension de la sortie du convertisseur qui égal à la charge de type moteur à C.C. elle montre que le courant de sortie monte rapidement avec l'augmentation de la tension jusqu'à ce que le courant soit suffisant pour créer assez de couple pour mettre en marche le moteur. Une fois qu'il commence à fonctionner, la fcém diminue le courant, puis le courant augmente lentement avec l'augmentation de la tension. La figure 4-15 représente la courbe I-V produite par la simulation de SIMULINK. L'axe des ordonnées est le

courant d'induit du moteur à C.C, et l'axe des abscisses correspond à la tension d'induit (v). C'est similaire à la version de MATLAB ; donc on peut conclure que le modèle simple de MATLAB du moteur à C.C utilisé ici est valide. La seule différence est que la version de MATLAB affiche une transition lente entre l'arrêt et le démarrage parce que la sortie est limitée par le rapport cyclique ce qui est placé à 10% comme minimum.

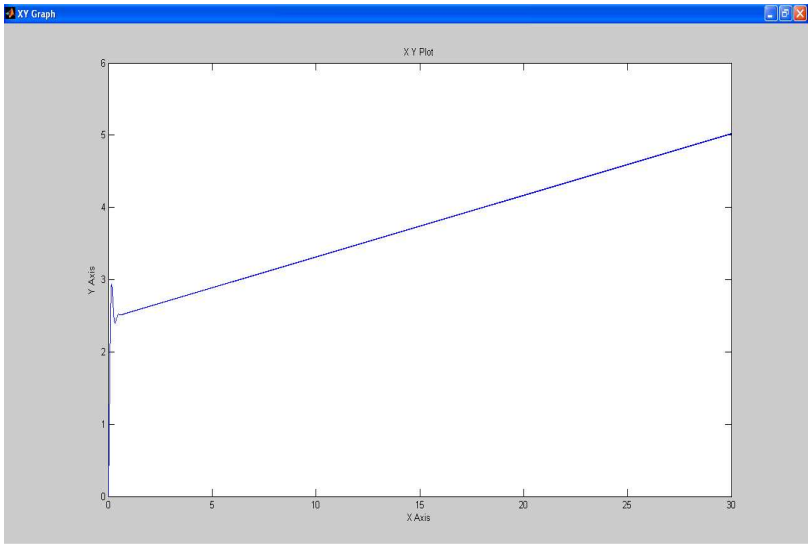


Figure 4-15 : La courbe I-V du moteur à C.C par SIMULINK.

4.6 Comparaison entre un système avec MPPT et un système directement-couplé

Le système de pompage de l'eau PV simulé dans la section précédente est comparé au système directement-couplé sans MPPT. Les données d'irradiation utilisées ici sont des mesures d'un jour ensoleillé, introduite dans la section 4.3. Toute l'énergie électrique produite au cours d'une période de 12 heures est calculée et tabulée dans le tableau 4-4.

	Avec MPPT	Sans MPPT
Energie total (simulation)	1.036KWh	0.577KWh
Energie totale (Théorique max)	1.060KWh	1.060KWh
Efficacité	97.76%	54.42%

Tableau 4-4 : Production de l'énergie et l'efficacité du module PV avec et sans MPPT.

Le résultat montre que le système de pompage de l'eau PV sans MPPT a une mauvaise efficacité à cause de la non-adaptation entre le module PV et la charge de type moteur

à C.C de pompe. D'autre part, il prouve que le système avec MPPT peut utiliser plus de 97% de capacité PV. En admettant qu'un convertisseur à courant continu a une efficacité plus de 90%, le système peut augmenter sa performance totale plus de 35% comparant avec un système sans MPPT.

Conclusion et perspectives

Conclusion

Le but de ce travail est de développer une méthode pour optimaliser l'extraction d'énergie à partir du système photovoltaïque proposé. Afin de la réaliser, on a modélisé et simulé chaque composant du système dans MATLAB. Les résultats montrent que le module PV avec circuit équivalent de complexité modérée fournit une bonne assorti avec le module PV réel. Les simulations font des tests comparatifs entre les deux algorithmes MPPT en utilisant des données réelles d'irradiation pour deux conditions atmosphériques différentes. L'algorithme de conduction Incrémentale donne des résultats légèrement efficaces comparés avec celle obtenues par l'algorithme de P&O pour des conditions atmosphériques nuageuses. Même une petite amélioration pourrait apporter la différence si le système est grand. Cependant, il pourrait être difficile de justifier l'utilisation de l'algorithme de Cond_Inc pour des petits systèmes peu couteux puisqu'il exige quatre capteurs. Afin de développer un système peu coûteux, on a utilisé la méthode de commande directe avec l'algorithme de P&O qui exige seulement deux capteurs.

L'utilisation de la bibliothèque SimPowerSystems dans SIMULINK nous a permet de modéliser le moteur à C.C, puis le modèle est transférée dans MATLAB. La simulation du système entier nous a permet de vérifier la fonctionnalité et voir les avantages de MPPT. Des comparaisons avec le système sans MPPT en termes d'énergie totale produite confirment que MPPT peut de manière significative augmenter l'efficacité de la production de l'énergie.

Perspectives

La modélisation correcte du convertisseur à C.C et des différentes charges est un domaine d'étude important, ainsi des diverses difficultés persistent encore. Un modèle plus réel du convertisseur à C.C impliquerait la perte de diode, la perte du transistor de puissance MOSFET, et des pertes résistives dans les inductances et les condensateurs. SimPowerSystems fournit des composants pour établir des circuits électriques dans SIMULINK, duquel nous permet d'inclure de telles pertes. Établir le système entier dans SIMULINK, peut ouvrir des possibilités d'étude telles que l'analyse de la stabilité du système et l'implémentation des méthodes de contrôle plus avancées.

Annexe

BP 3150

150 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.



Performance

Rated power (P_{max})	150W
Power tolerance	± 5%
Nominal voltage	24V
Limited Warranty[1]	25 years

Configuration

B BP 3150B	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
S BP 3150S	Clear universal frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
L BP 3160L	Unframed laminate version of BP 3150S
U BP 3160U	Clear universal frame with standard junction box

Electrical Characteristics[2]	BP 3150
Maximum power (P_{max})[3]	150W
Voltage at Pmax (V_{mp})	34.5V
Current at Pmax (I_{mp})	4.35A
Warranted minimum P_{max}	142.5W
Short-circuit current (I_{sc})	4.75A
Open-circuit voltage (V_{oc})	43.5V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/ °C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(160±20)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/ °C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m^2 ; wind 1m/s)	47±2°C
Maximum series fuse rating	15A (S, L); 20A (U)
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC & IEC 61215 rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)

Mechanical Characteristics

Dimensions	**B,S,U**	Length: 1593mm (62.8")	Width: 790mm (31.1")	Depth: 50mm (1.97")
	L	Length: 1580mm (62.2")	Width: 783mm (30.8")	Depth: 19mm (0.75")
Weight	**B,S,U**	15.0 kg (33.1 pounds)		
	L	12.4 kg (27.3 pounds)		
Solar Cells	**B,S,L,U**	72 cells (125mm x 125mm) in a 6x12 matrix connected in series		
Output Cables	**B,S,L**	RHW AWG# 12 (4mm^2) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)		
Junction Box	**U**	Standard junction box with 6-terminal connection block; IP 54, accepts PG 13.5, M20, ½ inch conduit, or cable fittings accepting 6-12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 to 10mm^2 (8 to 14 AWG) wire.		
Diodes	**B,S,L,U**	Three 9A, 45V Schottky by-pass diodes included		
Construction	**B,S,L,U**	Front: High-transmission 3mm (1/8th inch) tempered glass; Back: Tedlar; Encapsulant: EVA		
Frame	**B,S,U**	Anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: bronze (B); silver (S,U)		

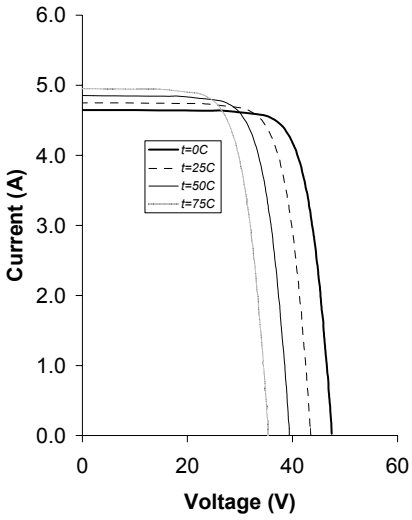
1. Warranty: Power output for 25 years. Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years. See our website or your local representative for full terms of these warranties.
2. These data represent the performance of typical BP 3150 products, and are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 3% from typical P_{max}.

©BP Solar 2003

Quality and Safety

ESTI	Module power measurements calibrated to World Radiometric Reference through ESTI (European Solar Test Installation at Ispra, Italy)
CE	Manufactured in ISO 9001-certified factories; conforms to European Community Directives 89/33/EEC, 73/23/EEC, 93/68/EEC; certified to IEC 61215
TÜV	Framed modules certified by TÜV Rheinland as Safety Class II (IEC 60364) equipment for use in systems up to 1000 VDC
UL	Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating)
FM	Approved by Factory Mutual Research in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations (U)

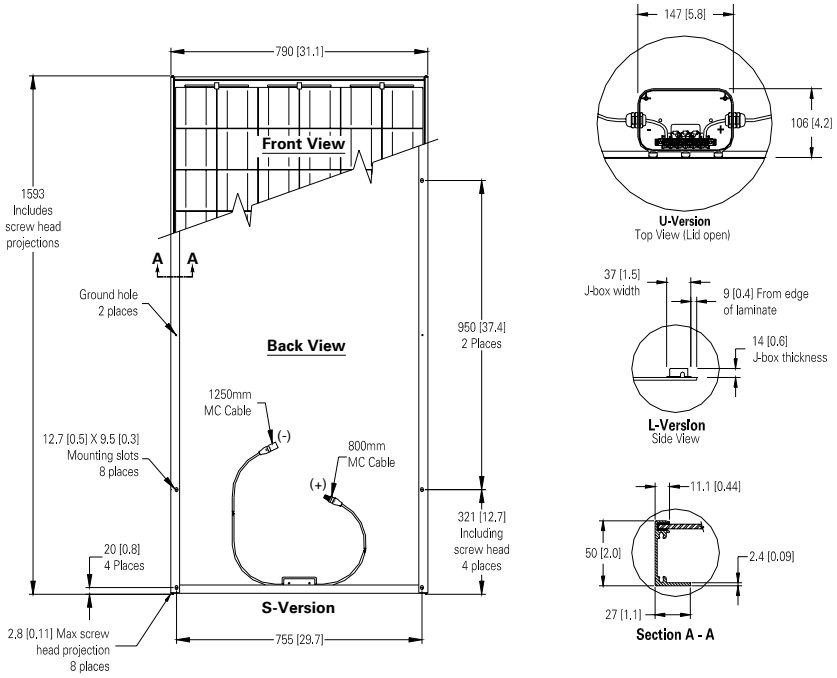
BP 3150 I-V Curves



Qualification Test Parameters

Temperature cycling range	-40°C to +85°C (-40°F to 185°F)
Humidity freeze, damp heat	85% RH
Static load front and back (e.g. wind)	50psf (2400 pascals)
Front loading (e.g. snow)	113psf (5400 pascals)
Hailstone impact	25mm (1 inch) at 23 m/s (52mph)

Dimensions in brackets are in inches. Unbracketed dimensions are in millimeters. Overall tolerances ±3mm (1/8")



Included with each module: self-tapping grounding screws, instruction sheet, and warranty document.

Note: This publication summarizes product warranty and specifications, which are subject to change without notice.

©BP Solar 2003

Bibliographie

[1] Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. Wind and Solar Power Systems. CRC Press LLC, 1999

[2] R. W. Erickson. Fundamentals of Power Electronics, ISBN 0-412-08541-0, New York: Chapman and Hall, May 1997.

[3] J. David Irwin, Auburn University. The Power Electronic Handbook. CRC Press, 2002

[4] Aleksandra Apostoluk and Eric Tran. Modelling of Photovoltaic Systems, Elsevier Science, 2002

[5] Fang Lin Luo, Hong Ye, Muhammad Rashid. Digital Power Electronics and Applications, Elsevier Acadimic press, 2005

[6] Antonio Luque, Steven Hegedus. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. John Wiley & Sons Ltd, 2003

[7] Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher. Renewable Energy - Technology, Eonomics and Environment. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007

[8] Gilbert M. Masters. Renewable and Efficient Electric Power Systems. John Wiley & Sons.2004

[9] Tom Markvart and Luis Castafier. Practical handbook of photovoltaics – fundamentals and applications. Elsevier Ltd.2003

[10] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley. Microgrids and Active Distribution Networks. ISBN 978-1-84919-014-5. Macmillan Publishing Solutions. Athenaeum Press Ltd,

[11] Analysis of Photovoltaic system. Aalborg University. Institute of Energy Technology. 2005

[12] José Francisco Puche Forte .COURS D'ENERGIE SOLAIRE. Cours Technique

[13] Catalogue du module PV BP 3150B. BP Solar 2003

[14] Anne Labouret et Michel villoz. " Energie solaire photovoltaique " DUNOD , 2ème Edition.

[15] Hannes Knopf, Analysis," Simulation and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicule".

[16] L. Protin, S. Astier, "convertisseurs photovoltaiques", Techniques de l'ingénieur, Ref D3360 – Vol DA, http://ti.idm.fr

[17] Z.M Salameh, F. Dagher, W.A. Lynch, " Step-down Maximum Power Point Tracker for photovoltaique Systems" Solar Energy, Vol. 46, N° 4, pp.279-282,1991.

[18] Corinne ALONSO, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie", Mémoire pour l'habilitation à diriger les recherches, *UNIVERSITÉ PAUL SABATIER – TOULOUSE III*

[19] M.F. Shraif, "Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique" Thèse de l'université Paul Sabatier, LAAS/CNRS, N ° 02569, Toulouse-France, 2002.

[20] Hannes Knops, Analysis, " Simulation and evaluation of maximum power point traking (MPPT) methods for a solar powered vehicle" thesis, Portland State university 1999.