

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED– NAAMA



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES
DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

MÉMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de **Master** en :

Énergies Renouvelables

Option : **Énergies Renouvelables en Électrotechnique**

Intitulé :

Simulation et commande d'un étage MPPT pour une mini centrale électrique photovoltaïque

Présenté par :

- *Bendaho Hadjer*
- *Brahimi Amina*
- *Belabed Meriem*

Soutenu le : 01/07/2020 devant le Jury :

M. Badaoui Hamid
M. Benmohamed Fayssal
M. Brahimi Mohamed

Centre Universitaire Naâma
Centre Universitaire Naâma
Centre Universitaire Naâma

Président
Encadreur
Examineur

Naama – Algérie - 2020

REMERCIEMENTS

Nous tenons à adresser nos sincères remerciements à notre encadreur Mr. Benmohamed Fayssal maitre de conférences au centre universitaire Salih Ahmed Naama pour sa disponibilité, son dévouement et de ses conseils judicieux qui ont été d'un grand soutien moral et qui nous amenées à réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier Mr. Badaoui Hamid maitre de conférences au centre universitaire Salhi Ahmed Naama pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury d'examen de ce travail.

Nos plus profonds remerciements vont à Mr. Brahimi Mohamed maitre de conférences au centre universitaire Salhi Ahmed Naama, qui a accepté d'examiner ce travail et de participer au jury. Nous sommes particulièrement honorées à sa présence dans ce jury.

Nous voulons remercier tous ceux qui ont nous ont apporté aide et conseils pendant tout notre travail.

Dédicaces

A nos parents

A nos frères et sœurs

A tous ceux qui nous sont chers

RESUME

Résumé

Le travail présent dans ce mémoire est une étude à deux objectifs, la première visant la modélisation et identification des paramètres d'un panneau PV. Et le second vise étude techniques MPPT (P&O et Inc) afin d'analyser, simuler, et recherche le point de la puissance maximal de système d'alimentation PV sous des conditions de fonctionnement variables. Pour ce faire les modèles mathématiques des composants du système PV (GPV, convertisseur DC/DC, charge). Les résultats de simulation, obtenus à l'aide de l'outil Matlab Simulink.

Mots clés : Simulation. Convertisseur DC/DC. Algorithme MPPT. Générateur photovoltaïque.

Abstract

The work presented in this dissertation is a study with two objectives, the first being to model and identify the parameters of a PV panel. And the second is to study MPPT (P&O and Inc) techniques to analyze, simulate, and research the point of maximum power of the PV power system under variable operating conditions. For this purpose, mathematical models of the PV system components (GPV, DC/DC converter, load). The simulation results are obtained using the MATLAB Simulink too.

Keywords

Simulation. DC / DC converter. MPPT algorithm, Photovoltaic generator.

ملخص

العمل المعروف في هذه الاطروحة هو دراسة ذات موضوعين، تهدف الأولى إلى وضع نماذج وتحديد معالم مجموعة من اللوحات الكهروضوئية. وتهدف الدراسة الثانية إلى دراسة (P&O,Inc) MPPT لتحليل ومحاكاة وبحث نقطة أقصى طاقة لنظام الطاقة الكهروضوئية في ظل ظروف تشغيل متغيرة. ولتنفيذ هذا، تم تطوير النماذج الرياضية لمكونات نظام PV (GPV، DC/DC، محول التيار المستمر/التيار المستمر، الحمل). نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها باستخدام أداة

MATLAB Simulink

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي، المحول الخافض DC/DC، آلية التحكم MPPT. مولد.

SOMMAIRE

<i>REMERCIEMENTS</i>	II
<i>RESUME</i>	III
SOMMAIRE	IV
LISTE DES TABLEAUX.....	IX
LISTE DES FIGURES.....	X
LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS.....	XV
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I: GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES.....	4
I.1 Introduction.....	4
I.2 Ressources de l'énergie.....	4
I.2.1 Définition de l'énergie renouvelable	5
I.3 Energie solaire	6
I.3.1 Rayonnement solaire.....	7
I.3.2 Différents types de rayonnements.....	7
I.4 Description d'un système PV.....	8
I.4.1 Effet photovoltaïque.....	8
I.5 Cellule photovoltaïque	9
I.5.1 Constitution d'une cellule photovoltaïque	9
I.5.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	10
I.5.3 Types de cellules photovoltaïques	11

I.5.4 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	14
I.5.5 Paramètres d'une cellule photovoltaïque	15
I.6 Modules photovoltaïques	16
I.7 Générateur photovoltaïque GPV	17
I.8 Différents types de systèmes photovoltaïques	18
I.8.1 Systèmes photovoltaïques autonomes.....	18
I.8.2 Système PV connecté directement au réseau.....	19
I.9 Secteur d'application	19
I.10 Potentiel Solaire en Algérie	20
I.10.1 L'avenir de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie	21
I.11 Avantages et inconvénients de l'énergie PV	22
I.11.1 Avantages.....	22
I.11.2 Inconvénients	22
I.12 Conclusion	23
CHAPITRE II: MODELISATION ET IDENTIFICATION DES PARAMETRES D'UN PANNEAU PV.....	24
II.1 Introduction	25
II.2 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	25
II.2.1 Modèle idéal	25
II.2.2 Modèle réel	26
II.3 Association des modules photovoltaïques.....	28
II.3.1 Association en série	28

II.3.2 Association en parallèle.....	29
II.3.3 Association hybride (série parallèle).....	29
II.4 Identification des paramètres électriques d'un panneau photovoltaïque.....	30
II.4.1 Historique d'identification.....	30
II.5 Méthode de détermination des cinq paramètres	31
II.5.1 Facteur d'idéalité A	31
II.5.2 Photo-courant I_{ph}	32
II.5.3 Le courant de saturation de la diode I_s	32
II.5.4 La résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh}	32
II.5.5 Algorithme de la méthode utilisée.....	35
II.6 Résolution de l'équation $I(V)$	36
II.7 Résultat et discussion.....	36
II.8 Influence de paramètres sur la caractéristique de la cellule PV	39
II.8.1 Paramètres internes.....	39
II.8.2 Paramètres externes	40
II.9 Conclusion.....	42
CHAPITRE III: COMMANDE MPPT	44
III.1 Introduction	44
III.2 Connexion GPV-charge	44
III.2.1 Connexion directe entre la source et la charge.....	44
III.2.2 Connexion indirecte par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation.....	46
III.3 Etage d'adaptation entre un générateur PV et une charge	47

III.3.1	Convertisseurs DC-DC (hacheurs).....	47
III.3.2	Type des convertisseurs DC-DC	48
III.3.3	Choix du convertisseur DC/DC.....	54
III.4	Étage d'adaptation pour générateur PV avec fonction MPPT	55
III.5	Généralités sur les techniques MPPT dans les applications photovoltaïques	56
III.5.1	Commande de MPPT et principe de la recherche de PPM	57
III.6	Classification des commandes MPPT	59
III.6.1	Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée	59
III.6.2	Classification des commandes MPPT selon le type de recherche	60
III.7	Les premiers types de commande MPPT	61
III.8	Les commande MPPT les plus utilisées.....	62
III.8.1	Commande perturbation - observation (P&O).....	63
III.8.2	Commande « Incrément de conductance » (Inc).....	66
III.8.3	Commande Hill Climbing	68
III.8.4	Commande de la tension de circuit ouvert du générateur	70
III.8.5	Commande du courant constant (constant current).....	72
III.9	Critères d'évaluation d'une commande MPPT	74
III.9.1	Simplicité et Coût.....	74
III.9.2	Réponse dynamique	74
III.9.3	Flexibilité	74
III.10	Rendements de la chaine de puissance.....	75
III.11	Conclusion.....	76

CHAPITRE IV: RESULTAT ET SIMULATION.....	78
IV.1 Introduction.....	78
IV.2 Simulation du système photovoltaïque.....	78
IV.2.1 Simulation d'un GPV.....	79
IV.2.2 Simulation des algorithmes MPPT connues.....	80
IV.3 Résultats et discussions.....	82
IV.3.1 Algorithme P&O.....	82
IV.3.2 Algorithme Inc.....	85
IV.4 Etude comparative entre la commande étudiée.....	88
IV.5 Simulation d'un groupement des panneaux pour un mini central.....	89
IV.6 Conclusion.....	91
CONCLUSION GENERALE.....	92
LISTE DES ANNEXES.....	93
BIBLIOGRAPHIE.....	94

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

Tableau I. 1 : Taux d'ensoleillement Pour chaque région de l'Algérie.....20

CHAPITRE II MODELISATION ET IDENTIFICATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES

Tableau II. 1 : Les spécifications photovoltaïques paramètres.37

Tableau II. 2 : Les paramètres calculés par le modèle à cinq paramètres.38

CHAPITRE III COMMANDE MPPT

Tableau III. 1 : Récapitulatif des caractéristiques des convertisseurs DC/DC.....55

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

Figure I. 1 : Production d'électricité dans le monde.....	5
Figure I. 2 : Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2013-2019.	6
Figure I. 3 : Composante du rayonnement global sur un plan horizontal.....	8
Figure I. 4 :Schéma d'une cellule photovoltaïque.	9
Figure I. 5 : Différentes couches constituant la cellule.....	10
Figure I. 6 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	10
Figure I. 7 : Cellules (a) monocristalline et (b) poly cristalline.....	11
Figure I. 8 : Exemple silicium amorphe.....	12
Figure I. 9 : Cellule au tellure de cadmium.	13
Figure I. 10 : Diséléniure de cuivre et indium.	13
Figure I. 11 : Cellule solaire à base organique.....	14
Figure I. 12 : Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque.	14
Figure I. 13 : Module photovoltaïque.	17
Figure I. 14 : Générateur photovoltaïque.	18
Figure I. 15 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale en Algérie.....	21

**CHAPITRE II MODELISATION ET IDENTIFICATION DES PARAMETRES
ELECTRIQUES**

Figure II. 1 : Circuit équivalent du modèle idéal.....26

Figure II. 2 : Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres.26

Figure II. 3 : Caractéristiques I(V) d'un module PV.....27

Figure II. 4 : Association en série.....28

Figure II. 5 : Association en parallèle.....29

Figure II. 6 : Association hybride.....29

Figure II. 7 : Courbes I(V) tracées pour différentes valeurs de R_s et R_{sh}34

Figure II. 8 : Courbes P(V) tracées pour différentes valeurs de R_s et R_{sh}34

Figure II. 9 : Algorithme de la méthode utilisée pour ajuster le modèle I (V).35

Figure II. 10 : Influence de la résistance série.39

Figure II. 11 : Influence de la résistance parallèle.....40

Figure II. 12 : Influence de température sur la caractéristique I(V).40

Figure II. 13 : Influence de température sur la caractéristique P(V).41

Figure II. 14 : Influence d'éclairement sur la caractéristique P(V).41

Figure II. 15 : Influence d'éclairement sur la caractéristique I(V).42

CHAPITRE III COMMANDE MPPT

Figure III. 1 : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.....45

Figure III. 2 : Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe pour différentes charges DC.46

Figure III. 3 : Etage d'adaptation entre un GPV et une charge.	47
Figure III. 4 : Symbole d'un convertisseur DC-DC.....	48
Figure III. 5 : Circuit équivalent du Boost.	48
Figure III. 6 : Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé.....	49
Figure III. 7 : Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert.....	49
Figure III. 8 : Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Boost.	51
Figure III. 9 : Circuit équivalent du Buck.	51
Figure III. 10 : Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Buck.	52
Figure III. 11 : Circuit équivalent du Buck – Boost.....	53
Figure III. 12 : Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Buck-Boost.....	54
Figure III. 13 : Principe de l'adaptation d'impédance par MPPT A) En utilisant les paramètres d'entrées B) En utilisant les paramètres de sorties	56
Figure III. 14 : Principe de la recherche de PPM.	57
Figure III. 15 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal.	59
Figure III. 16 : Organigramme de la première commande MPPT.	62
Figure III. 17 : Caractéristique $P(V)$ d'un panneau solaire.	63
Figure III. 18 : Algorithme de l'algorithme perturbation et observation.	64
Figure III. 19 : Caractéristiques de tension-puissance du panneau.	66
Figure III. 20 : Algorithme de la méthode Inc.....	67
Figure III. 21 : Principe de la méthode HC.	69
Figure III. 22 : Algorithme de la méthode HC.	70
Figure III. 23 : Algorithme de la tension constante.....	71

Figure III. 24 : Algorithme de courant constant.....73

Figure III. 25 : Rendements de la chaine de puissance.75

CHAPITRE IV RESULTAT ET SIMULATION

Figure IV. 1 : Schéma bloc sous Simulink du système globale.....79

Figure IV. 2 : Modèle du Simulation du GPV.....80

Figure IV. 3 : Schéma de simulation de l’algorithme de perturbation et de l’observation (P&O).
.....81

Figure IV. 4 : Schéma de block de la commande IncCond.81

Figure IV.5 : Allure de la puissance d’entrée en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$,
 $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).82

Figure IV.6 : Allure de la puissance de sortie en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$,
 $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).82

Figure IV. 7 : Allure de la puissance dans le cas de changement de la température ; a) Zoom1, b)
Zoom2.83

Figure IV. 8 : Allure de la puissance dans le cas de changement d'irradiation ; a) Zoom1,b)
Zoom284

Figure IV. 9 : Allure de la puissance d’entrée en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, $1000\text{W}/\text{m}^2$).
.....85

Figure IV. 10 : Allure de la puissance de sortie en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, $1000\text{W}/\text{m}^2$).
.....85

Figure IV. 11 : Allure de la puissance dans le cas de changement de la température ; a) Zoom1,
b)Zoom 2.....86

Figure IV. 12 : Allure de la puissance dans le cas de changement de l'irradiation; a) Zoom1, b)Zoom2.87

Figure IV. 13 : P&O- Inc puissance de sortie; a) Zoom1, b) Zoom2.88

Figure IV. 14 : Simulation d'un groupement des panneaux89

Figure IV. 15 : Caractéristique I(V).....90

Figure IV. 16 : Caractéristique P(V).....90

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

AM	Air masse.
N	Couche avec porteurs des charges libres négatives.
P	Couche avec porteurs des charges libres positives.
Si	Silicium.
c – si	Silicium Cristallin.
a –si	Silicium Amorphe.
CdTe	Hetero jonction tellurure de cadmium, sulfure de cadmium.
CIS	Hétéro jonction de diséléniure cuivre indium/ sulfure de cadmium.
CIGS	Hétéro jonction de diséléniure cuivre indium et galium.
PV	Photovoltaïque.
I-V	Courant-Tension.
P-V	Puissance-tension.
MPPT	Pour suite du point de puissance maximale.
GPV	Générateur photovoltaïque.
Wc	Watt-crête.
STC	Conditions de test standard.

CS	Convertisseurs statiques.
DC/DC	Conversion continu/continu.
AC	Courant alternatif.
DC	Courant continu.
MOSFET	Metal oxide silicon field effect transistor.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor.
PPM	Point de puissance maximale.
P&O	Perturbation et observation.
Inc	Incrémentation de conductance.
HC	Hill climbing.
FF	Facteur de forme.
P_{\max}	Puissance maximale [W].
Isc	Courant de court-circuit [A].
V_{OC}	Tension de circuit ouvert. [V]
I_{mp}	Courant maximal [A].
V_{mp}	Tension maximale [V].
η	Rendement.
P_{in}	Puissance incidente [W].

P	Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV [W].
V	Tension mesurée aux bornes de la cellule PV [V].
I	Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV [A].
A	Facteur d'idéalité de la jonction.
Γ	Facteur d'idéalité de la diode.
K	Constante de Boltzmann [1.380649×10^{-23} J·K ⁻¹].
T	Température de jonction des cellules [°C].
Q	Charge de l'électron [$1.602 \cdot 10^{-19}$ C].
N	Facteur de non idéalité de la jonction PN.
I_{ph}	Photo courante [A].
I_s	Courant de saturation de la diode [A].
I_D	Courant de diode [A].
R_s	Résistance série [Ω].
R_{sh}	Résistance shunt [Ω].
I_{sh}	Courant shunt [A].
I_{rs}	Courant de saturation inverse [A].
I_{sc}	Courant de court-circuit de la cellule [A].
$V_{oc,n}$	Tension en circuit-ouvert, nominal [V].
$I_{sc,n}$	Courant de court-circuit, nominal [A].
$P_{max,e}$	Puissance de sortie de crête expérimentale maximale [W].
N_s	Nombre de modules en série.

n_p	Nombre de cellules en parallèle.
n_s	Nombre de cellules en série.
E_g	Larguer de la bande interdite du matériau [ev].
k_i	Coefficient courant de court-circuit / température.
k_v	Coefficient tension de circuit-ouvert / température.
T	Température de jonction des cellules [°C].
T_n	Température nominale.
T_{ref}	Température de référence [°C].
G	Irradiation sur la surface de la cellule [W/m ²].
G_{ref}	Irradiation de référence [W/m ²].
ΔT	Changement de la température.
V_T	Tension thermique.
V_e, V_s	Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur [V].
ΔV_s	Ondulation de la tension de sortie.
I_L	Courant d'inductance [A].
I_s	Courant de sortie [A].
Δi_L	Ondulation du courant dans l'inductance.
$I_{d,max}$	Courant de diode maximal [A].
I_{max}	Courant dans l'inductance à sa valeur maximale [A].
I_{min}	Courant dans l'inductance à sa valeur minimale [A].
$V_{d,max}$	Tension de diode maximale [V].

Liste des symboles et abréviations

A	Rapport cyclique du convertisseur.
L, C	Inductance [H], condensateur [F].
F	Fréquence de découpage [Hz].
T_d	Période de découpage [s].
ΔD	Variation du rapport cyclique.
ΔV	Variation de la tension.
ΔP	Variation de la puissance.
ΔI	Variation du courant.
K_1, K_2	Constante de proportionnalité.
η_{pv}	Rendement maximal de la conversion photons-électrons.
η_{MPPT}	Rendement du point de fonctionnement.
η_{conv}	Rendement du convertisseur.
A_{eff}	Surface effective du panneau.
P_{out}	Puissance à la sortie de l'étage de conversion [W].
η_{Total}	Rendement total de la chaîne de conversion.

INTRODUCTION

L'électricité est un facteur essentiel au développement économique dans tous les pays du monde. « Quelles sont ses sources ? » : est la question que le futur va poser à l'homme. Cependant l'histoire réserve parfois des surprises. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. Cela correspond à la diminution du potentiel mondial des hydrocarbures d'origine fossile (pétrole, gaz et charbon), qui ont été et continueront à être une cause importante de la pollution et du changement de climat. Les énergies renouvelables (solaire, marine, éolienne, etc.) reviennent au premier plan de l'actualité leur exploitation arrange beaucoup l'environnement.[1]

Parmi ces énergies renouvelables, on peut citer la production d'électricité d'origine solaire par l'effet photovoltaïque (PV) qui consiste au captage et à la transformation du rayonnement solaire en électricité par des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Il faut souvent la stocker et parfois la transformer. Le rendement des systèmes PV peut être amélioré par des solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (dites techniques MPPT) défini par une tension et un courant donné, et ce point se déplacent en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement, température, etc.) ainsi que des variations de la charge.[2]

Dans ce travail, nous étudions l'extraction des paramètres électriques de la cellule photovoltaïque pour le modèle à simple diode. Aussi, nous sommes-nous intéressés essentiellement au développement d'une procédure d'optimisation qui permet la poursuite du point de la puissance maximale (Maximum Power Point Tracking MPPT) d'un générateur photovoltaïque (GPV), pour une bonne exploitation. Ceci nécessite l'implémentation d'une technique de poursuite du point maximal de puissance, telle que la méthode de Perturbation-Observation (P&O), Incrémentation (Inc). Cette dernière a reçu une attention particulière de la part d'un certain nombre de chercheurs dans le domaine de l'électronique de puissance. [3][4]

Ce travail est articulé autour de 4 chapitres :

- Le premier chapitre présente un aperçu général sur l'énergie solaire, et le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques, viennent ensuite leurs différents types et les détails des principales caractéristiques électriques. Aussi, allons-nous évoquer brièvement les deux grandes familles des systèmes solaires photovoltaïques, à savoir les systèmes autonomes et les systèmes connectés au réseau. Enfin quelques données sur le potentiel algérien et les perspectives de l'énergie photovoltaïque en Algérie.
- Dans le deuxième chapitre, nous nous intéressons plus particulièrement à la modélisation et à l'identification des cellules photovoltaïques (PV). Par ailleurs, ce chapitre a également pour objectif de présenter la méthode d'identification des cinq paramètres pour le modèle à une seule diode par la méthode utilisée de Newton-Raphson. Les résultats d'identification sont également présentés. Enfin, nous aborderons l'influence des paramètres externes et internes des modules photovoltaïques.
- Le troisième chapitre traite la commande MPPT. Il débute par la connexion directe d'un GPV avec sa charge. Cette configuration ne garantit pas un transfert optimal de l'énergie. Pour remédier à cet inconvénient, un étage d'adaptation d'impédance est nécessaire. Par la suite, une analyse de fonctionnement de plusieurs convertisseurs DC/DC non isolés (Buck, Boost, Buck-Boost) jouant le rôle d'adaptateurs est fait. On termine le chapitre par les techniques MPPT usuelles, qui permettent d'extraire le maximum d'énergie des modules PV. Leur classification et des études théoriques de quelques-unes de ces méthodes.
- Le quatrième chapitre quant à lui, détaillera la simulation du système photovoltaïque tout en donnant les principaux résultats.

Enfin nous concluons par une synthèse générale de nos résultats des perspectives de notre travail.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR

LES SYSTEMES

PHOTOVOLTAÏQUES

I.1 Introduction

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas du tout nouvelle. Dans l'histoire de l'humanité, les énergies renouvelables ont été pendant longtemps la première possibilité de produire de l'énergie. Ceci a seulement changé avec la révolution industrielle. Celle-ci apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19^{ième} siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20^{ième} siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. Ce qui a eu pour effet de diminuer l'application des énergies renouvelables en termes absolus et relatifs à quelques exceptions près. Les énergies renouvelables ont eu une importance secondaire dans la production globale d'énergie. Aujourd'hui, nous dépendons la plupart du temps des combustibles fossiles non renouvelables qui ont été et continueront à être une cause importante de la pollution et du changement de climat. Il est donc indispensable de développer par la recherche de méthodes et de solutions technologiques ingénieuses des systèmes de conversion d'énergies renouvelables afin de les substituer aux applications de l'énergie produite par les combustibles traditionnels. [5]

Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque par la connaissance de l'énergie solaire puis la construction de cellules photovoltaïques et l'étude de leurs effets, ainsi que leur principe de fonctionnement. Puis nous présenterons les différents types de cellules photovoltaïques.

I.2 Ressources de l'énergie

Dans le monde, il existe différentes sources d'énergies utilisables afin de pouvoir répondre aux nombreuses demandes de la population mondiale, qu'elle augmente de jours en jours. Une grande partie de la production est assurée à partir de sources fossiles et nucléaires 73. 8%. Comparé aux énergies renouvelables 26.2% qui voient un développement et une exploitation par une forte croissance ces dernières années, avec une augmentation de nombre des pays intégrant pour un total de 200 gigawatts (GW) a été ajouté en 2019. [6]

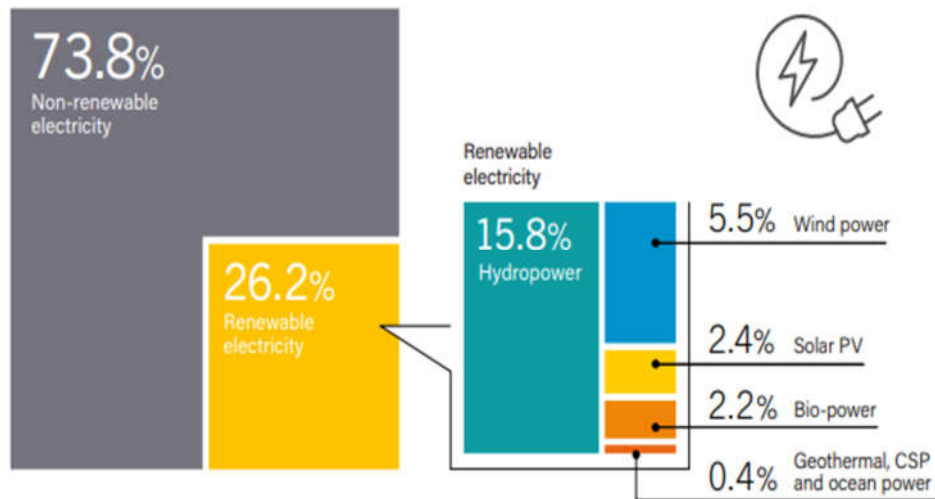


Figure I. 1 Production d'électricité dans le monde. [2]

I.2.1 Définition de l'énergie renouvelable

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires. Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- Elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets.
- Elles sont inépuisables.
- Elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux.
- Elles offrent une importante indépendance énergétique. [7]

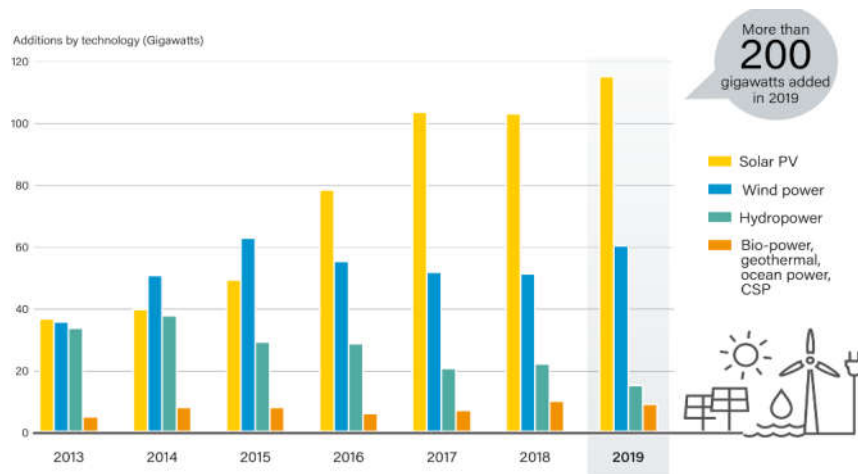


Figure I. 2 Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2013-2019. [8]

I.3 Energie solaire

Le soleil est la source d'énergie la plus puissante, cette énergie est gratuite, il n'y a qu'à l'exploiter. Sur terre, il existe différents types d'énergies solaires :

- L'énergie solaire thermodynamique : Cette énergie est l'un des modes de valorisation du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire à l'aide de collecteurs pour chauffer un fluide à haute température qui va produire de vapeur à haute pression qui est ensuite turbinée.
- L'énergie solaire thermique : Cette énergie est la transformation des rayons du soleil en énergie thermique (chaleur). Cette énergie peut être utilisée directement soit pour le chauffage ou pour obtenir de l'eau chaude. Le principe général est de concentrer les rayons solaires en un seul endroit. Ceux-ci sont alors piégés par des capteurs solaires thermiques vitrés qui transmettent l'énergie solaire à des absorbeurs métalliques.
- L'énergie solaire photovoltaïque : Elle désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron.[9]

I.3.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire se présente par des photons qui transportent chacun une quantité d'énergie déterminée et le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (μm). Sans la nécessité d'un support physique pour se déplacer. Il arrive au sol après la perte d'une grande partie de son intensité, par l'effet d'une partie de l'ultraviolet absorbé. [10]

I.3.2 Différents types de rayonnements

I.3.2.A Rayonnement direct

C'est un flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant du disque solaire non dispersé par l'atmosphère.

I.3.2.B Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement solaire, ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

I.3.2.C Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol. Ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (ϵ) $0 \leq \epsilon \leq 1$.

I.3.2.D Rayonnement global

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions directes, diffus et réfléchi. [11][12]

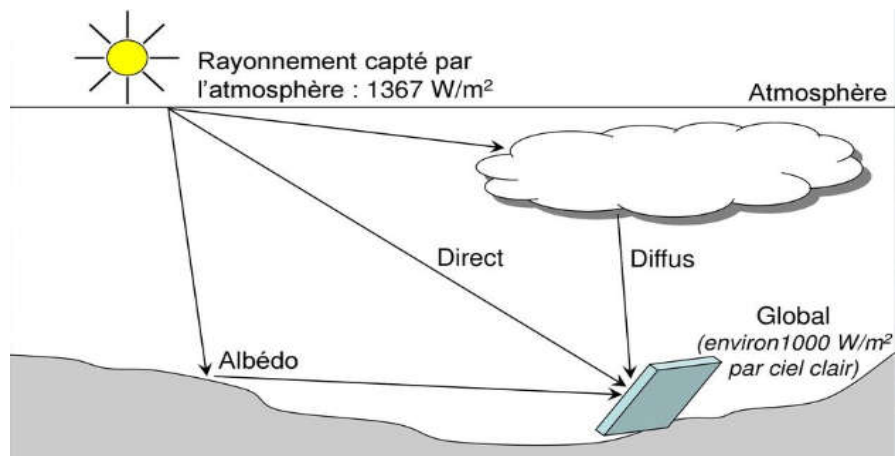


Figure I. 3 Composante du rayonnement global sur un plan horizontal. [13]

I.4 Description d'un système PV

La production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel [14]. Il faut attendre 1905, pour qu'Albert Einstein explique concrètement ce phénomène [15]. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Téléphone [16], aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photo pile l'élément primaire d'un système photovoltaïque [17][18][19]. Un système photovoltaïque comporte plusieurs parties, il se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs (charge, injection dans le réseau). Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale. [20]

I.4.1 Effet photovoltaïque

Le terme photovoltaïque vient de la grecque et qui signifie la lumière. Il est composé de deux parties les photos (lumière) et du nom de famille du physicien italien Alessandro Voltaïque inventa la pile électrique en 1800 [21]. C'est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable à travers un matériau semi-conducteur appelé cellule photovoltaïque (photopile). [22]

I.5 Cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques, dont la taille de chacune allant de quelque centimètre carré jusqu'à 100 cm². Leurs formes peuvent être circulaires, carrées ou dérivées de deux géométries[12]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs comportant deux couches à base de silicium délivrant une tension de l'ordre de, 0,5 à 0,6 V, c'est-à-dire, ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. [23]



Figure I. 4 Schéma d'une cellule photovoltaïque. [24]

I.5.1 Constitution d'une cellule photovoltaïque

La structure d'une cellule photovoltaïque est constituée de plusieurs couches. Un verre épais de 2 à 3 mm est utilisé pour protéger le module pendant qu'il laisse la lumière le traverser. Des modules modernes utilisent le verre avec du cérium qui absorbe les radiations UV et augmente le rendement, et la résistance aux impacts externes. La matrice des cellules est encapsulée entre deux couches de thermoplastique[25], au centre de cette cellule, une couche avec porteurs de charges libres négatives (N) en contact avec une autre couche avec porteurs de charges libres positives (P). De part et d'autre du cœur de la cellule, on a une couche conductrice (K), autrement dit, une grille métallique, puisqu'il faut que cette couche soit conductrice et qu'elle ne subisse pas des phénomènes de corrosion. Le silicium est très réflecteur on place donc un revêtement anti-réflexion au-dessus de la cellule. Pour finir, on relie les cellules entre elles, constituant alors le panneau solaire, afin d'obtenir une puissance suffisante[26]. Les différentes couches constituant la cellule sont empilées sur la figure (I. 5).

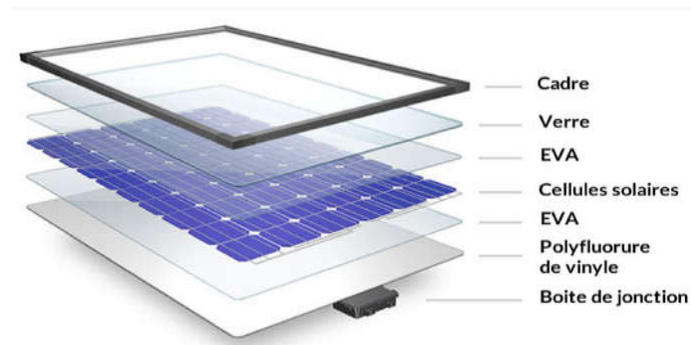


Figure I. 5 Différentes couches constituant la cellule. [27]

I.5.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule solaire est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel [28]. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier qui était précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique. [29]

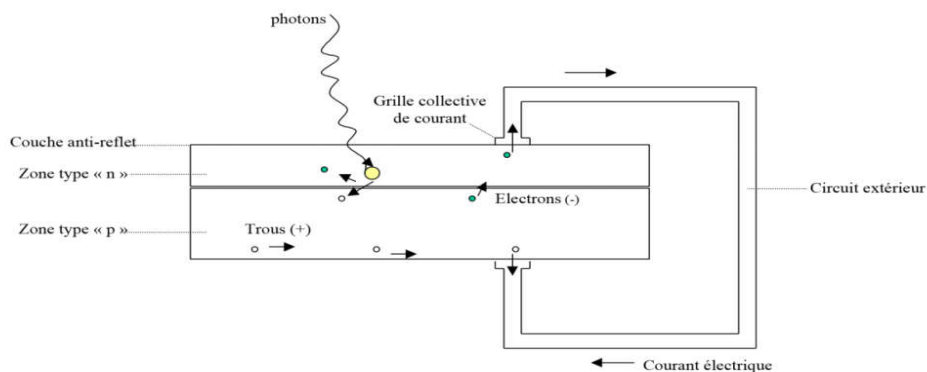


Figure I. 6 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque. [23]

I.5.3 Types de cellules photovoltaïques

Deux grandes familles de technologies existent actuellement la première à base de silicium qui représente environ 94% du marché, la deuxième, celle des couches minces, ainsi qu'organique. [30]

I.5.3.A Cellules cristallines

- **Cellule monocristalline**

Il est constitué d'un seul cristal, avec un aspect uniforme, gris-bleuté ou noir. En effet, leur rendement est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Ce qui a l'avantage de réduire la taille des modules pour une même puissance. Ces cellules souffrent néanmoins parmi les inconvénients, la méthode de production laborieuse et difficile, et donc très chère. [31]

- **Cellule poly-cristallin (multicristallin)**

Ils sont obtenus par coulage de cristaux de silicium ce qui rend sa structure hétérogène et leur rendement est un peu moindre. En revanche, sa fabrication est beaucoup plus simple mais son coût est plus avantageux. [32]

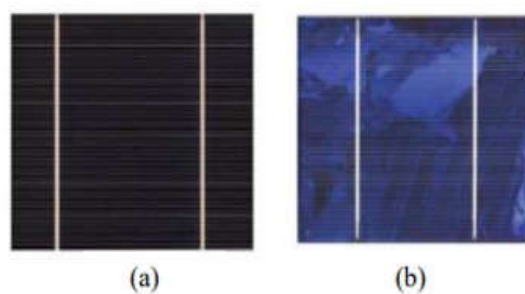


Figure I. 7 Cellules (a) monocristalline et (b) poly cristalline. [24]

I.5.3.B Couches minces

La technologie à couche mince la plus naturelle est celle du silicium amorphe (a-Si). Elle a l'avantage de produire les cellules par un procédé de revêtement à grande surface peu onéreux, l'utilisation de substrats à bas coût. Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, elles sont plus minces et peuvent même être déposées sur des supports flexibles. Par contre, leur rendement est plus bas que celui des cellules cristallines. [33]

- **Silicium amorphe (a-Si)**

Composé de silicium hydrogéné non cristallisé, déposé sur un substrat de verre, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée. Elles sont très bon marché par rapport aux autres types de cellules avec un coût de production bien plus bas que celui des cellules cristallines. Avec un rendement de 5% -14% en laboratoire. [34]

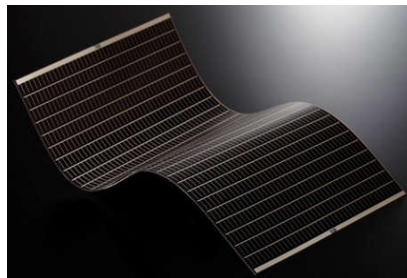


Figure I. 8Exemple silicium amorphe. [26]

- **Tellurure de cadmium (CdTe)**

Composées d'un agglomérat de cristaux déposé sur un substrat de verre. Il y' a quelques années, cette technologie semblait être la plus adaptée pour les couches minces qui permettait d'atteindre des épaisseurs 3 μm . Elles sont légères, robustes et avec un faible impact des ombres. Le problème de toxicité posé par le cadmium ; Il faut tout de même préciser que celui-ci est dangereux seulement lors de la fabrication, par exemple :un module CdTe de 60W (~12 kg) contient environ 2g de Cd. [35]



Figure I. 9 Cellule au tellure de cadmium. [18]

- **Diséléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)**

Composé de cuivre, d'indium, de gallium, et de sélénium. Cette technologie de couches minces, qui permet d'atteindre des épaisseurs 1 à 2,5 μm . Leur stabilité, leur haut rendement par rapport aux autres couches minces 13% à 20%. Peu de ressources d'indium sur terre. [35]

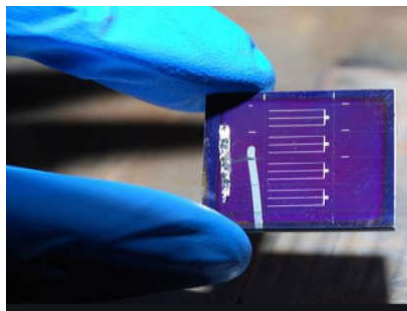


Figure I. 10 Diséléniure de cuivre et indium. [20]

1.5.3.C Cellules organiques

Les cellules organiques sont aujourd'hui l'objet d'études très actives en laboratoire. Un semi-conducteur organique se présente sous la forme d'un cristal ou d'un polymère dont les caractéristiques principales sont la conduction par les électrons et les trous. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides. Parmi les inconvénients leur faible Rendement 11, 1% et la durée de vie faible. [31]

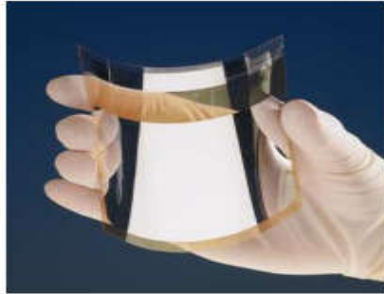


Figure I. 11 Cellule solaire à base organique.[30]

I.5.4 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

L'une des caractéristiques $I(V)$ d'une cellule solaire est d'avoir une valeur exponentielle caractéristique similaire à celle d'une diode. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{sc}). Les caractéristiques de cette diode déterminent donc les caractéristiques de la tension de circuit ouvert de la cellule. Une cellule PV a une caractéristique $I(V)$ non linéaire avec un PPM[36]. La puissance crête (P_c) est un des indicateurs les plus significatifs, c'est-à-dire lorsqu'il est connecté à une charge optimale, lorsque la température à la jonction des cellules est de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ et lorsqu'il reçoit du soleil à une puissance de 1000W/m^2 . [37]

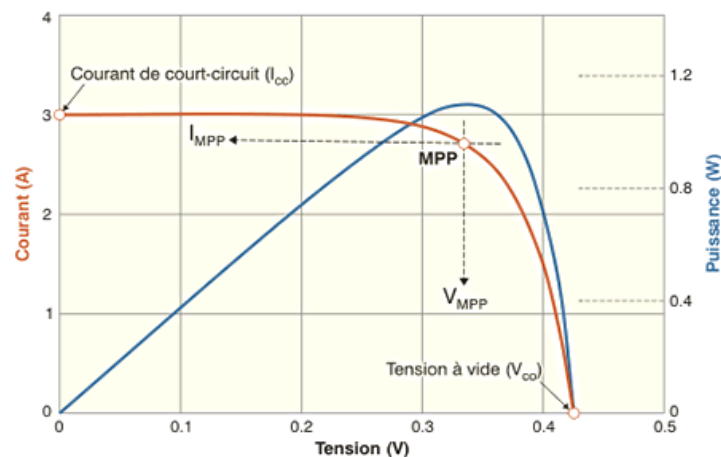


Figure I. 12 Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque.

I.5.5 Paramètres d'une cellule photovoltaïque

I.5.5.A Facteur de forme FF

C'est un facteur de performance. Il présente le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule P_{max} , et le produit du courant de court-circuit (I_{sc}) par la tension de circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale d'une cellule idéale. Le facteur de forme FF est de l'ordre de 70 % pour une cellule de fabrication industrielle. [38]

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (I.1)$$

I.5.5.B Rendement de conversion

Le rendement des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} . Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert. [39]

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{P_{max} \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{P_{in}} \quad (I.2)$$

I.5.5.C Puissance de crête

La puissance caractéristique d'une cellule PV, dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, etc.), la puissance électrique P disponible aux bornes d'une cellule PV, est égale au produit du courant continu fourni I par une tension continue donnée. [40]

$$P_{max} = V \cdot I \quad (I.3)$$

I.5.5.D Courant de court-circuit I_{sc}

Le courant de court-circuit est le courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire, Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée. I_{sc} est la valeur du courant lorsque la tension $V=0$.

I.5.5.E Tension à circuit-ouvert V_{oc}

La tension à circuit-ouvert, V_{oc} mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif PV. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$V_{oc} = \frac{AKT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (I.4)$$

I.5.5.F Point de fonctionnement optimal P_{mp} :

Lorsque la puissance de crête est maximale en plein soleil. [41]

$$P_{mp} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (I.5)$$

I.6 Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de cellules connecté entre-elles en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Parmi les critères influant sur le rendement de module PV ; la température de fonctionnement l'éclairement, le matériau de fabrication, l'inclinaison qu'il suffit incliner le module d'un angle de 30° pour obtenir un meilleur rendement et l'orientation plein sud des modules. [42]



Figure I. 13 Module photovoltaïque. [33]

I.7 Générateur photovoltaïque GPV

Le générateur photovoltaïque, (GPV) est responsable de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Le GPV installé est constitué de plusieurs modules photovoltaïques la tension délivrée par ce dernier dépend du nombre de cellules connectées en séries. Pour les modules de petite puissance ($<75\text{Wc}$), la tension d'usage est généralement comprise entre 12 et 15V[39]. Les modules PV sont montés sur une structure en bois traité et forment en même temps le toit de l'abri technique.

Plusieurs panneaux forment un système ou champ solaire, auquel s'ajoutent des protections, un régulateur, un système de stockage d'énergie (batterie), des équipements de contrôle et de mesure et un onduleur. Le terme générateur photovoltaïque, (GPV), est utilisé pour désigner, selon l'application envisagée, un module ou un PV. [44][45]

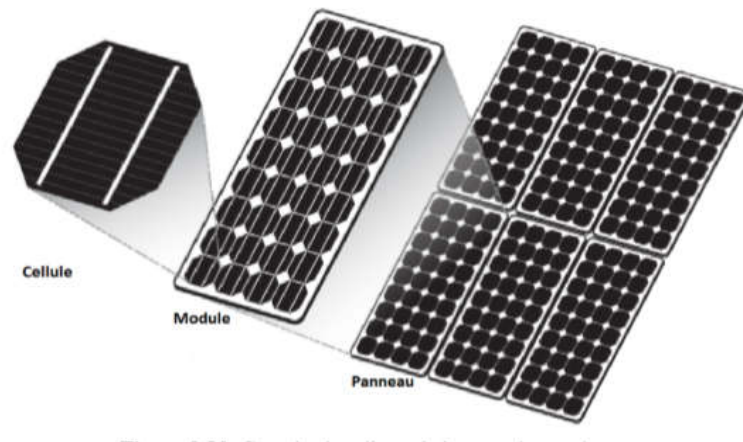


Figure I. 14 Générateur photovoltaïque. [45]

I.8 Différents types de systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont actuellement divisés en deux grandes catégories : les systèmes autonomes (non connectés au réseau) et les systèmes couplés au réseau. [46]

I.8.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Sont conçus pour répondre aux besoins de consommation d'un climat isolé du réseau électrique. Si l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système, on parlera de système stand-alone (SAPV System : Stand-Alone Photovoltaic System). Ces systèmes comportent des éléments de stockage afin d'adapter la production photovoltaïque à la demande. Les systèmes photovoltaïques peuvent être associés à d'autres sources d'énergie, la plupart du temps contrôlables comme un groupe électrogène[7]. En général, ces installations comprennent quatre éléments :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

I.8.1.G Systèmes sans stockage électrique

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (DC) obtenue à partir des modules PV en puissance alternative (AC). Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu, adaptateur d'impédance. [47]

I.8.2 Système PV connecté directement au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau permettent la décentralisation de la production sur ce réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales nucléaires, thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes PV, connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution en ayant besoin d'acheminer uniquement son excédent d'énergie vers les zones en manque de production. [48][49]

I.9 Secteur d'application

- **Domaine spatial** : c'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes, ...) remontent aux années soixante.
- **Télécommunications** : Téléphonie rurale, radiotéléphonie, . . .
- **Sites isolés** : Parcs nationaux, service des eaux et forêts, régions isolées, pays en voie de développement, pompage de l'eau, irrigation, domiciles, villages, . . .
- **Acquisition de données** : L'énergie photovoltaïque joue un rôle très important pour les stations isolées d'acquisition de données, compte tenu de la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la moindre sensibilité à la foudre, la résistance extrême aux conditions naturelles, la maintenance légère et la longévité des équipements (25 ans).
- **Domaine du transport** : Lampe d'aires, panneaux à messages variables, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire. [40]

I.10 Potentiel Solaire en Algérie

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, sa situation géographique dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde[50]. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5kWh sur la majeure partie du territoire nationale, soit près de $1700\text{ kWh /m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh /m}^2/\text{an}$ au sud du pays[51]. Sur la base des données de l'irradiation globale horaire sur la surface horizontale, au Sahara ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable s'il est exploité de manière économique. Le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie. [52][53]

Tableau I. 1 Taux d'ensoleillement Pour chaque région de l'Algérie.

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heurs=an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue ($\text{kWh /m}^2/\text{an}$)	1700	1900	2650

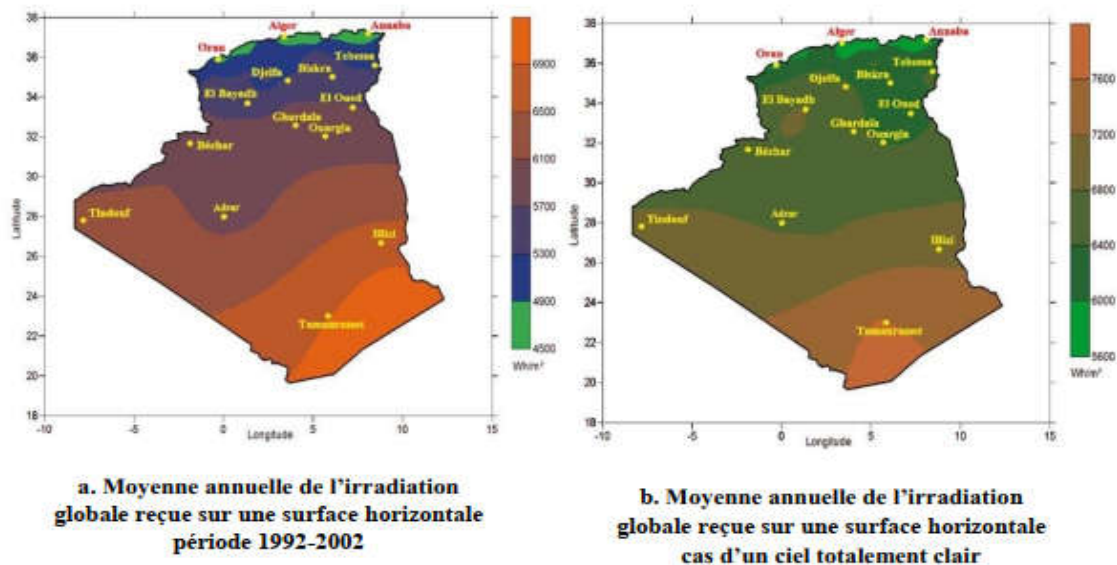


Figure I. 15 Moyenne annuelle de l'irradiation globale en Algérie. [51]

I.10.1 L'avenir de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie

L'utilisation rationnelle de l'énergie, impose l'exploitation des énergies renouvelables disponibles, particulièrement en sites isolés, surtout avec l'épuisement, vraisemblablement, des énergies fossiles vers l'an 2040[54]. De surcroît, cette vision s'inscrit dans le cadre de la préservation de l'environnement et du développement durable. En Algérie, le solaire dans la production de l'électricité s'inscrit dans le cadre de la stratégie du secteur de l'énergie, qui vise l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national[55]. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030[56]. L'usine, (SARL) 'Algérien PV Compagnie basée à Tlemcen, est la première entreprise d'agrégation commerciale des panneaux solaires photovoltaïques en Algérie et le deuxième en Afrique dont le premier module, sorti en juillet 2011 a été testé et caractérisé au niveau du CDER. [57]

I.11 Avantages et inconvénients de l'énergie PV

Tout système de production d'énergie photovoltaïque a ses avantages et ses inconvénients

I.11.1 Avantages

- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est pas l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs et d'un seul bloc. Il n'y a aucune pièce mobile et aucun matériau n'est consommé ou émis.
- Le coût de fonctionnement est très faible du fait des entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Grande fiabilité.
- Ils peuvent être des systèmes autonomes actifs, fiables et sans surveillance pendant de longues périodes.

I.11.2 Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements onéreux.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15%, avec une limite théorique pour une cellule de 28%.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Ainsi, pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1eV. [39]

I.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, l'énergie solaire et l'énergie photovoltaïque. Nous avons ensuite expliqué le fonctionnement des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques principales ainsi que leur type avec à la fin un aperçu de cette énergie en Algérie. Dans ce contexte, nous allons présenter dans le chapitre suivant la modélisation de la cellule photovoltaïque et l'identification de ces paramètres.

CHAPITRE II
MODELISATION ET
IDENTIFICATION
DES PARAMETRES
ELECTRIQUES D'UN
PANNEAU PV

II.1 Introduction

La modélisation mathématique des cellules solaires est essentielle pour toute opération d'optimisation de l'efficacité ou le diagnostic du générateur photovoltaïque. Le module photovoltaïque est généralement représenté par un circuit équivalent dont les paramètres suivants le photo courant I_{ph} , le courant de saturation I_s , le facteur d'idéalité de la diode A , la résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh} , ces paramètres ne sont pas généralement des quantités mesurables ou incluses dans les données de fabrication et doivent être expérimentalement calculés en utilisant la tension caractéristique du courant $I(V)$. [58]

Dans ce chapitre, nous nous intéressons plus particulièrement à la modélisation et à l'identification des cellules photovoltaïques. A ce titre, nous avons procédé à l'identification des paramètres par la méthode Newton Raphson avec logiciel Matlab/Simulink. Cette dernière est suivie par une étude détaillée du modèle standard d'une diode. Nous avons fait le rappel de leurs différentes associations, de l'influence des paramètres climatique et électrique pour l'obtention d'une puissance suffisante.

II.2 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque

II.2.1 Modèle idéal

Dans le cas idéal, la jonction PN, soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge, peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode, délivrant un courant selon la figure (II.1). Celui-ci représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale. L'équation décrivant ce modèle est donnée par. [59]

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (II.1)$$

$$I_D = -I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (II.2)$$

En circuit ouvert, la charge tend vers l'infini et $V \rightarrow V_{oc}$ qui est la tension en circuit ouvert

$$I - I_s \left[\exp \left(\frac{qV_{oc}}{nkT} \right) - 1 \right] - I_{ph} = 0 \quad (II.3)$$

$$V_{oc} = \frac{nKT}{q} \log \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (II.4)$$

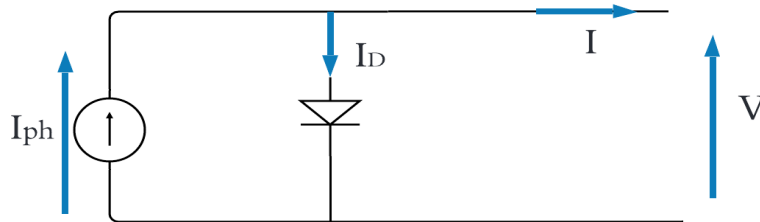


Figure II. 1 Circuit équivalent du modèle idéal.

II.2.2 Modèle réel

Le modèle le plus courant et le plus utilisé par la communauté scientifique est le modèle basé sur le schéma de circuit équivalent de la cellule PV. Le modèle électrique réel, d'une cellule solaire, à cinq paramètres est constitué d'une source de courant I_{ph} qui est linéaire en fonction de la température de la cellule PV, d'une diode D_1 en parallèle, d'une résistance série R_s , qui modélise la résistance de la grille et les pertes résistives dans la base et l'émetteur, et d'une résistance parallèle R_{sh} qui prend en compte les pertes et les courants de fuites dans l'émetteur et la base. [60]

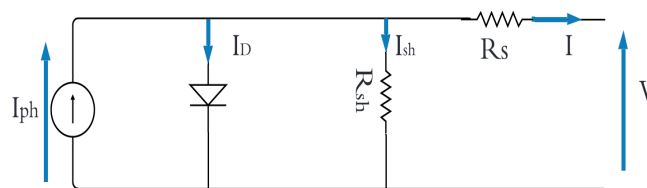


Figure II. 2 Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres.

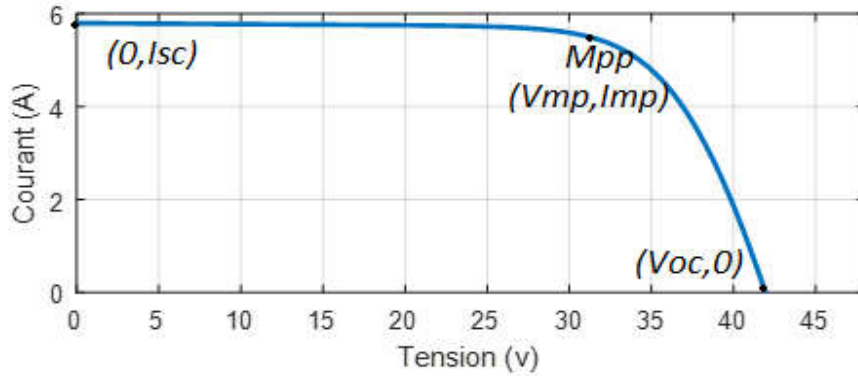


Figure II. 3Caractéristiques I(V) d'un module PV.

Dans le cas idéal, on a $R_s = 0$ et R_{sh} , ces résistances donnent $R_{sh} \rightarrow \infty$, dans le cas réel une évaluation des imperfections de la diode, en considérant que R_s présente une valeur faible et que $R_s \ll R_{sh}$: les équations décrites précédemment ne peuvent représenter la caractéristique I(V) d'un module PV selon la figure (II. 3) du PVL136, puisqu'elles sont propres à une seule cellule PV qui représente l'élément de base du panneau. On introduit donc l'équation spécifique à un module. [61]

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (II.5)$$

Le courant de résistance de shunt I_{sh} :

$$I_{sh} = \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad (II.6)$$

Le courant de diode I_D :

$$I_D = I_s \left[e^{\left(\frac{q(V+I.R_s)}{A.K.N_s.T} \right)} - 1 \right] \quad (II.7)$$

Avec I_s le courant de saturation donné par:

$$I_s = I_{s,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 \cdot e^{q.Eg \frac{1}{T_n} - \frac{1}{A.k}} \quad (II.8)$$

I_{rs} Le courant de saturation inverse donné par:

$$I_{s,n} = \frac{I_{sc,n}}{e^{\left(\frac{q \cdot V_{oc,n}}{A \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right)} - 1} \quad (II.9)$$

Courant de photonique I_{ph} :

C'est le courant généré par une cellule, il est proportionnel à l'irradiation solaire et est légèrement influencé par la température selon l'équation suivante:[62]

$$I_{ph} = \left[I_{sc,n} + k_i \cdot (T - T_{ref}) \right] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (II.10)$$

L'équation finale de caractéristique I(V) sera comme se suit:

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{q(V+I.R_s)}{A \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (II.11)$$

II.3 Association des modules photovoltaïques

II.3.1 Association en série

L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. [63]

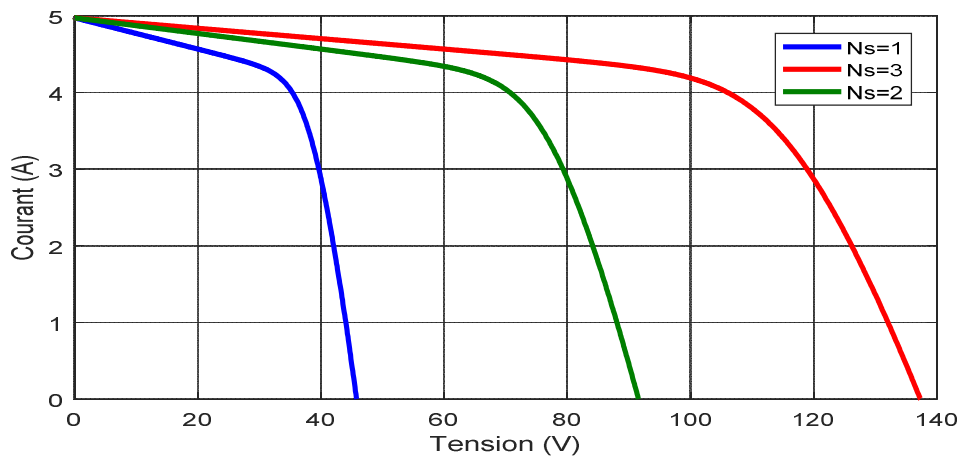


Figure II. 4 Association en série.

II.3.2 Association en parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule. [64]

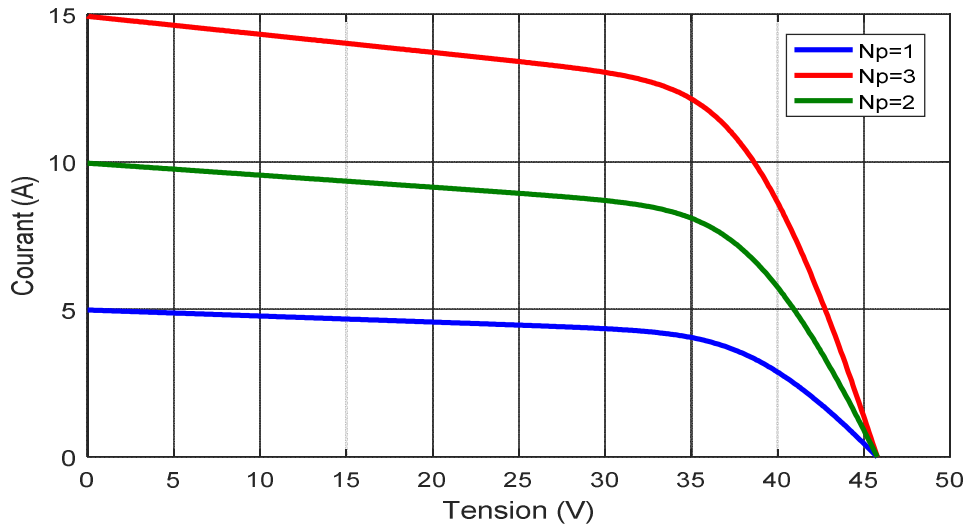


Figure II. 5 Association en parallèle.

II.3.3 Association hybride (série parallèle)

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est contraint d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire, Série-Parallèle. [42]

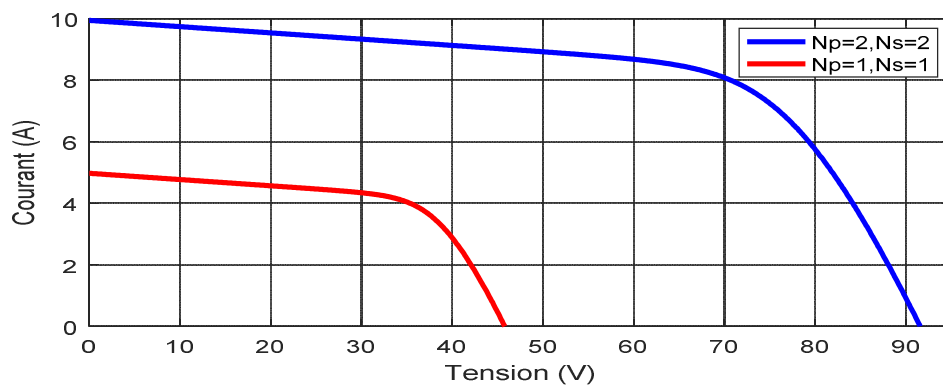


Figure II. 6 Association hybride.

II.4 Identification des paramètres électriques d'un panneau photovoltaïque

L'identification des paramètres de n'importe quel système est une étape d'importance majeure aussi bien pour la simulation que pour la pratique. Donc, comme tout système, une connaissance précise des paramètres des modules photovoltaïques est indispensable pour la conception, le contrôle de qualité et pour des estimations de leurs performances. Ces paramètres sont souvent déterminés à partir de données expérimentales sous un éclairage et une température bien contrôlée. [20]

II.4.1 Historique d'identification

La plupart des modèles mathématiques développés dans la littérature sont basés sur les relations courant-tension qui résultent de simplifications au modèle de double diode proposé par D. S. H. Chan et al[65]. Le modèle à une diode est supposé suffisant pour décrire les caractéristiques de la cellule photovoltaïque. De nombreux chercheurs ont développé des méthodes pour résoudre ce modèle[66]. B. Fry,[67]a développé une méthode explicite simplifiée en supposant que le courant photoélectrique I_{ph} est égal au courant du court-circuit I_{sc} . W. Zhou et al[68], introduisent le concept du facteur de forme (FF) pour résoudre le point de puissance maximale(P_{mp}). D. L. King[69], a développé un modèle à reproduire la courbe $I(V)$ en utilisant trois importants points: court-circuit, circuit ouvert, et le point de puissance maximale sur la courbe $I(V)$. W. Desoto et al[70], décrivent une méthode pour trouver ces paramètres en utilisant seulement les données disponibles dans les fiches techniques du module PV. La fiche technique d'un module photovoltaïque fournit les données nécessaires pour la modélisation dans les conditions de test standard (STC). Ces points sont: le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert, le point de puissance maximale, les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert. M. G. Villalva al[71], définirent explicitement le facteur d'idéalité A , puis résolurent les autres paramètres itérativement. [58]

II.5 Méthode de détermination des cinq paramètres

M. G. Villalva et al, ont développé un modèle pour prédire les performances électriques des systèmes photovoltaïques sur la base du circuit électrique équivalent à une diode. La méthode permet de trouver à la fois, la meilleure solution de l'équation $I(V)$ pour le modèle PV, à une diode, y compris l'effet des résistances, série et parallèle, et garantir que la puissance maximale correspond à la puissance maximale du modèle réel. Cette méthode permet d'obtenir les cinq paramètres de l'équation non linéaire $I(V)$ à partir de données obtenues dans les fiches techniques. Ces informations sont toujours fournies en référence à la condition nominale ou aux conditions d'essai normalisées (STC) de la température et de l'irradiation solaire. Les fiches techniques des modules PV apportent essentiellement les informations suivantes. [20]

- La tension en circuit-ouvert V_{oc} , nominal: $V_{oc, n}$
- Le courant de court-circuit, I_{sc} nominal: $I_{sc, n}$
- Le courant au point P_{max}
- Le coefficient tension de circuit-ouvert / température: KV
- Le coefficient courant de court-circuit / température: KI
- La puissance de sortie de crête expérimentale maximale: $P_{max,e}$

II.5.1 Facteur d'idéalité A

La valeur de la constante de la diode a peut-être été choisie arbitrairement. De nombreux auteurs discutent des moyens d'estimer la valeur correcte de la constante de diode a cette constante[72][73]. Habituellement, $1 \leq A \leq 1,5$ et le choix dépend d'autres paramètres du modèle PV. Certaines valeurs (pour a), se trouvent dans[70], et sont basées sur des analyses empiriques. Comme indiqué dans[72]. Il existe différentes opinions sur la meilleure façon de choisir a, parce qu'a, exprime le degré d'idéalité de la diode et il est totalement empirique. La valeur peut être modifiée ultérieurement afin d'améliorer l'ajustement du modèle. [71]

II.5.2 Photo-courant I_{ph}

L'hypothèse $I_{sc} \approx I_{ph}$, est généralement utilisée dans la modélisation des photovoltaïques parce que dans le module PV la résistance en série est faible et la résistance en parallèle est élevée. Le courant généré par la cellule dépend linéairement de l'irradiation solaire: il est également influencé par la température selon l'équation suivante. [74]

$$I_{ph} = [I_{sc,n} + k_i \cdot (T - T_{ref})] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (II.12)$$

II.5.3 Le courant de saturation de la diode I_s

Le courant de saturation I_s , est donné par l'équation suivante:[75]

$$I_s = \frac{(I_{sc,n} + K_I \cdot \Delta T)}{e^{\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \cdot \Delta T}{A \cdot V_T}\right)} - 1} \quad (II.13)$$

II.5.4 La résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh}

Pour déterminer R_s et R_{sh} , quelques auteurs ont proposé plusieurs méthodes pour déterminer mathématiquement ces résistances. D'autres proposent différentes R_s dans un processus itératif, par l'incrément de R_s jusqu'à ce que la courbe $I(V)$ s'intègre visuellement avec les données expérimentales et ensuite varier R_{sh} de la même façon. Il s'agit d'une méthode d'ajustement assez pauvre et imprécise. Bien qu'il puisse être utile d'avoir une formule mathématique pour déterminer ces paramètres inconnus, toute expression de R_s et R_{sh} reposera toujours sur des données expérimentales. Mais principalement R_s et R_{sh} ne peuvent pas être réglées séparément si un bon modèle I-V est souhaité. Dans cette méthode, on peut utiliser une approche pour régler R_s et R_{sh} basée sur le fait qu'il existe une seule paire (R_s, R_{sh}) qui garantit qu'au point (V_{mp}, I_{mp}) de la courbe $I(V)$: $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} \cdot I_{mp}$

$$P_{max,m} = V_{mp} (I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{V_T}} - 1 \right)) - \frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{R_{sh}} = P_{max,e} \quad (II.14)$$

Donc on obtient:

$$R_{sh} = \frac{V_{mp}(V_{mp} + R_s \cdot I_{mp})}{V_{mp}I_{ph} - V_{mp}I_s \left(e^{\frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{V_T}} - 1 \right) - P_{max,e}} \quad (II. 15)$$

L'équation (II. 15) signifie qu'à toute valeur de R_s lui correspond une valeur de R_{sh} qui permet à la courbe de la caractéristique $I(V)$ d'atteindre le point expérimental (V_{mp}, I_{mp}) .

L'étape suivante est de déterminer la valeur de R_s et celle de R_{sh} de sorte que le point maximal de la courbe $P(V)$, trouvé mathématiquement, coïncide avec le point de la puissance maximale expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) . Cela exige plusieurs itérations jusqu'à ce que $P_{max} = P_{max,e}$. Dans le processus itératif, R_s doit être incrémentée lentement à partir de $R_s = 0$. La courbe $P(V)$ doit correspondre aux données expérimentales, il faut chercher la courbe pour plusieurs valeurs de R_s et R_{sh} , figure (II. 7) et figure (II. 8). En fait, tracer la courbe n'est pas nécessaire, car seule la valeur de la puissance maximale est requise. Tracer les courbes $I(V)$ et $P(V)$, nécessite la résolution de l'équation (II. 11) pour $I \in [0, I_{sc,n}]$ et $V \in [0, V_{oc,n}]$. Une estimation initiale pour R_s et R_{sh} est nécessaire avant le démarrage du processus itératif. La valeur initiale de R_s peut être nulle.

La valeur initiale du R_{sh} peut être donnée par:[71]

$$R_{sh,min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (II. 16)$$

$$R_{s,max} = \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (II. 17)$$

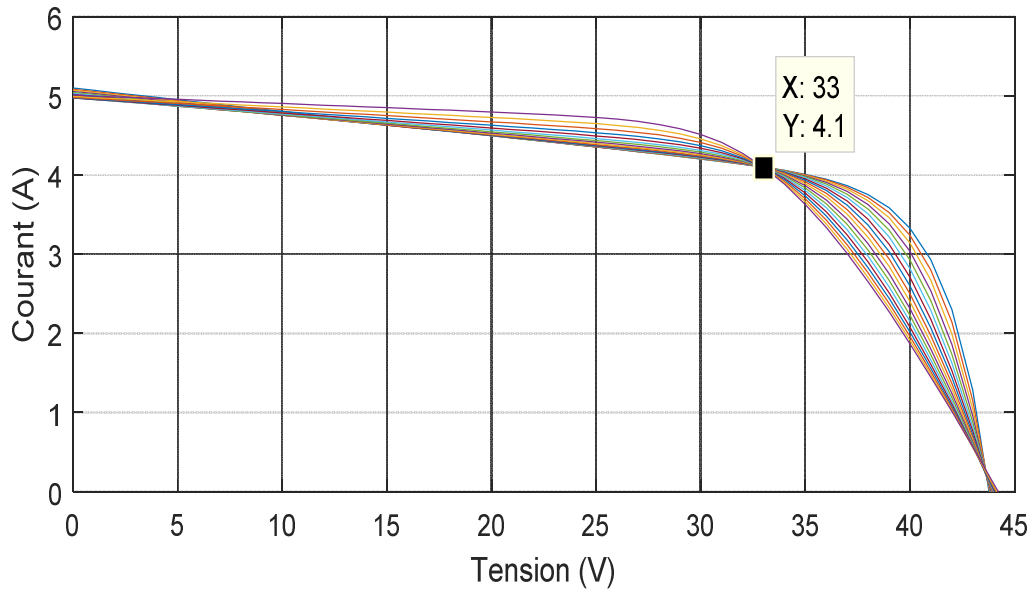


Figure II. 7 Courbes I(V) tracées pour différentes valeurs de R_s et R_{sh} .

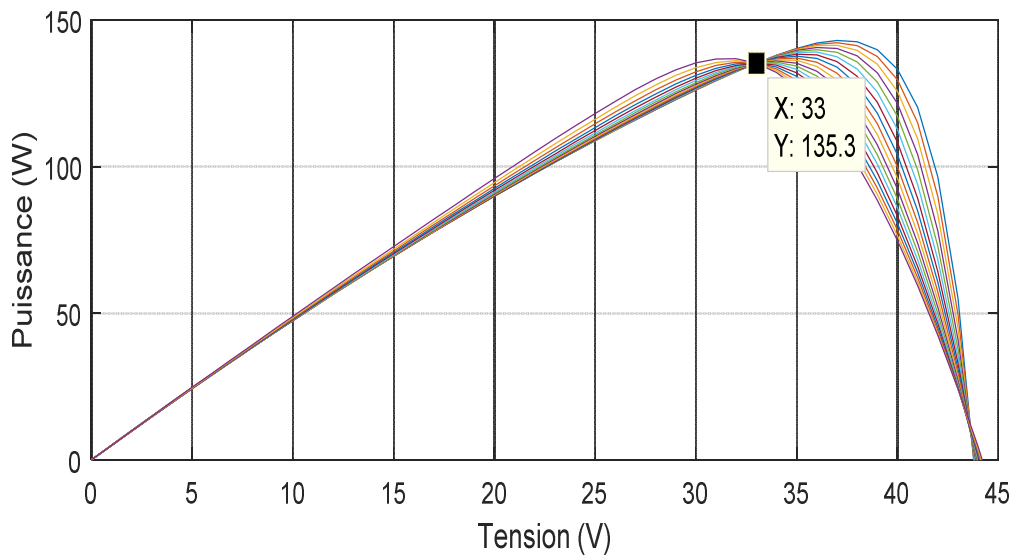


Figure II. 8 Courbes P(V) tracées pour différentes valeurs de R_s et R_{sh} .

II.5.5 Algorithme de la méthode utilisée

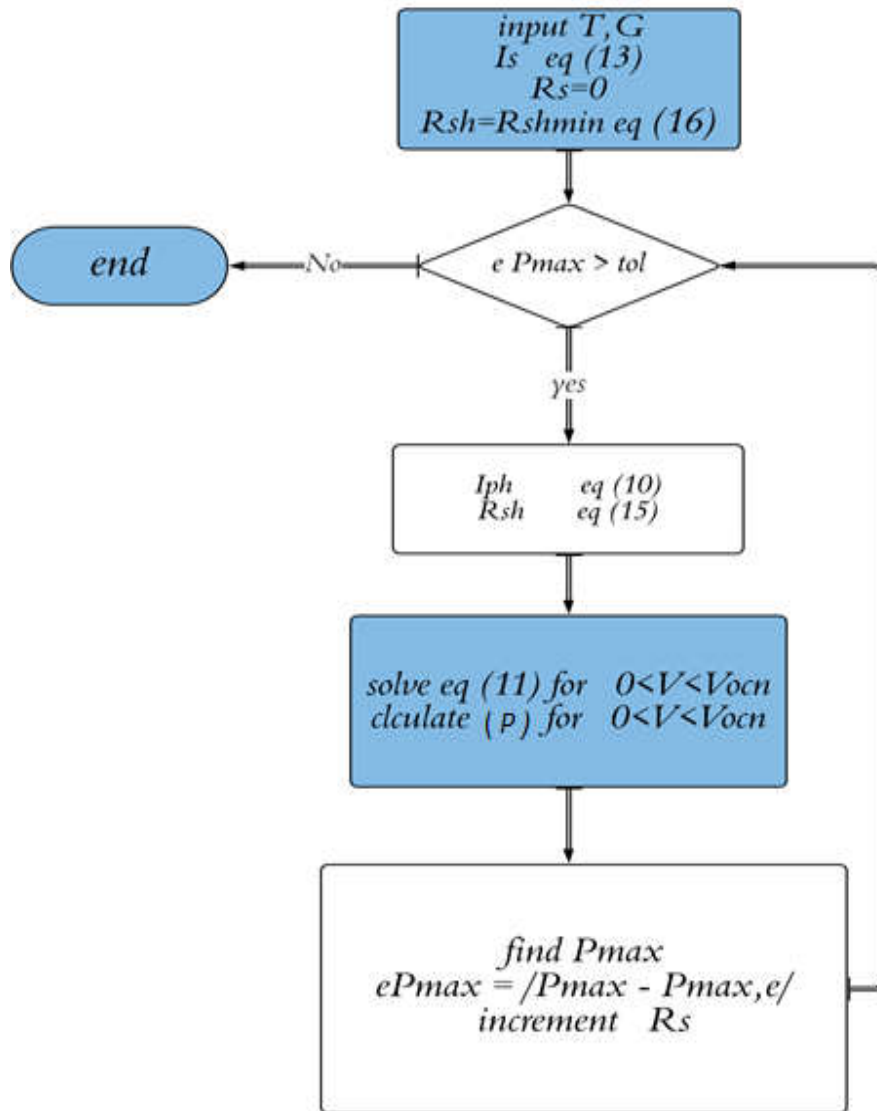


Figure II. 9 Algorithme de la méthode utilisée pour ajuster le modèle I (V).

II.6 Résolution de l'équation I(V)

L'équation (II. 11) n'a pas de solution directe. Cette équation non linéaire doit être résolue par une méthode numérique, ce qui n'impose aucune difficulté. Pour cela, on a utilisé la méthode de Newton-Raphson. Finalement après la détermination des différents paramètres du circuit équivalent, il est possible de résoudre l'équation de la caractéristique I(V). Elle peut être résolue numériquement pour un éclairement donné et une température de module, l'ensemble des paramètres inconnus qui sont (R_s , R_{sh} , I_{ph} , I_s , A)[76]. Bien qu'il puisse être possible de trouver la réponse par des itérations simples, la méthode de Newton est choisie pour la convergence rapide de la réponse[77]La méthode de Newton est décrite par la formule suivante:[78]

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (II. 18)$$

$f'(x_n)$ =est le dérivé de la fonction, $f(x)$

x_{n+1} =La valeur de l'itération $n+1$

x_n =La valeur de l'itération

II.7 Résultat et discussion

Les modules ont été sélectionnés de manière à rendre cette étude aussi générale que possible. Pour y parvenir, ils ont été choisis de façon à ce que leurs données, puissances, et leurs fiches techniques soient très différentes. Les modules choisis sont :

- KC175GHT-2: Technologie, silicium poly-cristallin. Disponible depuis 2007 ;
- MSX_60: Technologie, silicium poly-cristallin. Disponible depuis 2003 ;
- Shell S70: Technologies, silicium poly-cristallin 2017;
- PVL-136: Technologie, amorphe ;
- Shell ST40: Technologie, amorphe depuis 1999 ;
- Shell SQ150: Technologie, silicium monocristallin. Disponible depuis 2017 ;

CHAPITRE II Modélisation et identification des paramètres électrique d'un panneau PV

Les données électriques du constructeur sous STC, de ces modules sont montrées dans le tableau II.

Tableau II. 1 Les spécifications photovoltaïques paramètres.

Paramètre	Poly-cristallin			Amorphe		Mono-cristallin
	KC175GHT-2	MSX60 Ci de	Shell S70	PVL-136	Shell ST40	Shell SQ150
I_{sc}	8.09	3.8 A	4.5	5.1	2.68	4.8
V_{oc}	29.2	21.1 V	21.2	46.2	23.3	43.4
I_{mp}	7.42	3.5 A	4.12	4.1	2.41	4.4
V_{mp}	23.6	17.1 V	17	33	16.6	34
Ns cellules	36	36	36	66	36	60
KV	-0.109	-0.1055	-0.079	-0.176	-0.1	-0.1548
KI	0.00318	0.0025	0.002	0.005	0.0003	0.0046

CHAPITRE II Modélisation et identification des paramètres électrique d'un panneau PV

Les résultats issus de l'application de la méthode d'identification précédente pour les modules PV choisis sont donnés dans le tableau suivant

Tableau II. 2 Les paramètres calculés par le modèle à cinq paramètres.

	$R_s(\Omega)$	$R_{sh}(\Omega)$	$I_{ph}(A)$	$I_s (A)$	A
MSX_60	0.18	340.8837	3.8	9.7296e-08	1.3
Shell S70	0.1	334.1579	4.5	7.3493e-08	1.23
PVL-136	1.2	47.9266	5.1	1.6724e-09	1.2
Shell ST40	1.44	268.0741	2.68	1.6573e-08	1.29
SQ150-PC	0.8070	276.1672	8.9	1.4242e-09	1.28
KC175	0.17	86.5027	8.09	2.6787e-11	1.15

II.8 Influence de paramètres sur la caractéristique de la cellule PV

II.8.1 Paramètres internes

II.8.1.H Influence de la résistance série

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule dans le semi-conducteur et à travers les grilles de collectes. L'influence de la résistance série est traduit par une diminution sur la courbe I(V) qui est représentée sur la figure (II. 10).

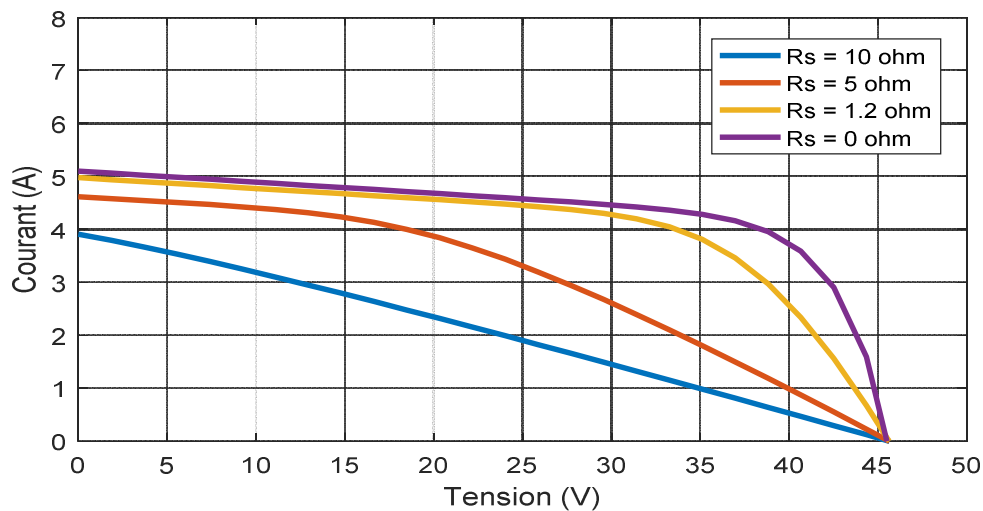


Figure II. 10 Influence de la résistance série.

II.8.1.I Influence de la résistance parallèle

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau dans la région de la jonction PN. L'influence de la résistance parallèle est traduite par modification dans la pente de la courbe I(V), représentée sur la figure (II. 11). [41]

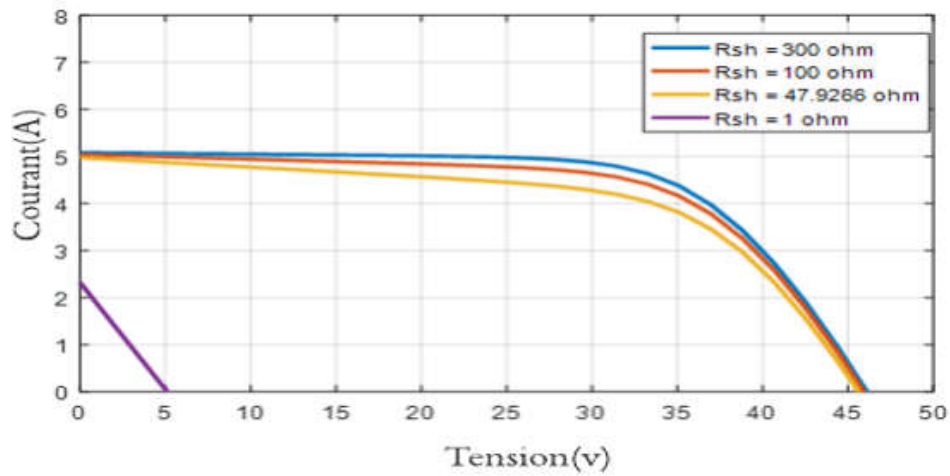


Figure II. 11 Influence de la résistance parallèle.

II.8.2 Paramètres externes

II.8.2.A Influence de la température

La figure (II. 12) et figure (II. 13) représentent une variation de température de 0°C jusqu'à 75°C à un éclairement constant $G=1000\text{W/m}^2$. On remarque que la tension en circuit ouvert diminue avec l'augmentation de température. Par contre, cette dernière à une influence négligeable sur le courant de court-circuit et donc une diminution de puissance maximale.

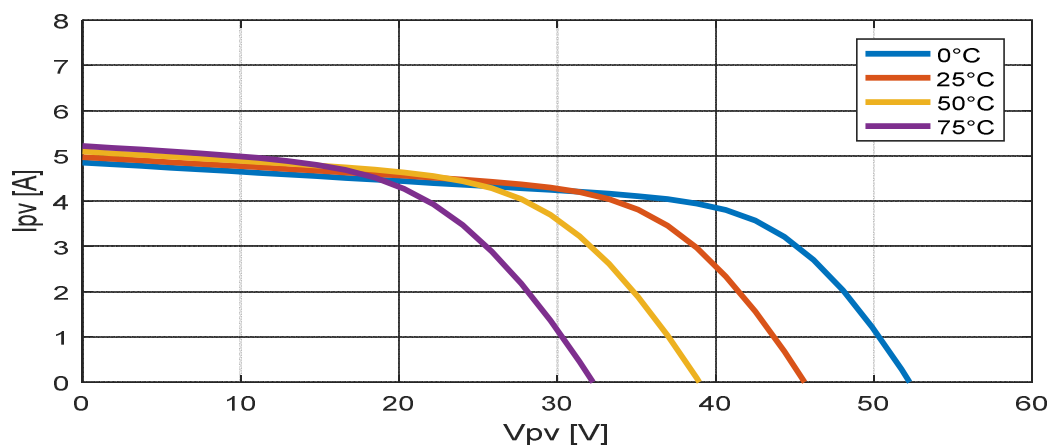


Figure II. 12 Influence de température sur la caractéristique I(V).

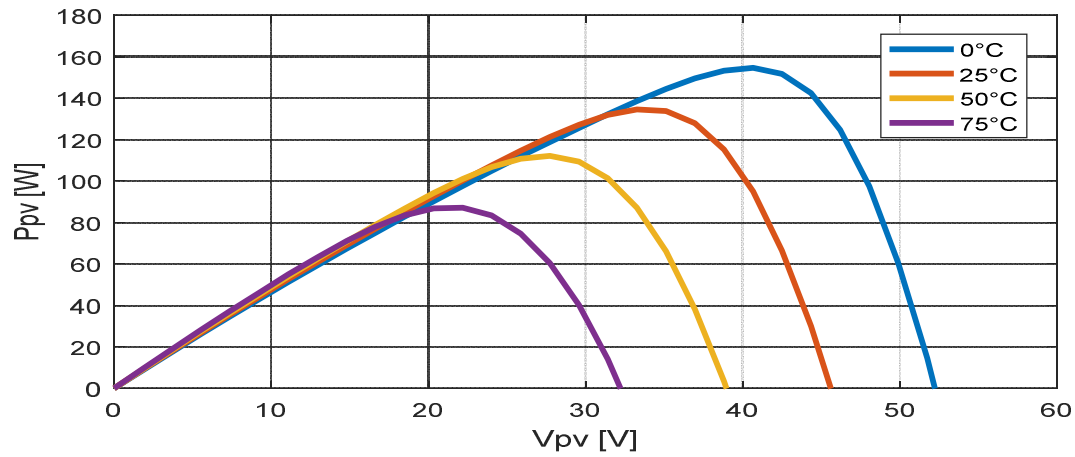


Figure II. 13 Influence de température sur la caractéristique P(V).

II.8.2.B Influence d'éclairement

La figure (II. 14) et figure (II. 15), représentent une variation d'éclairement de 600W/m^2 jusqu'à 1200W/m^2 à une température constante $T=25^\circ\text{C}$. On remarque que le courant de court-circuit est directement proportionnel au rayonnement incident, contrairement à la tension de circuit ouvert qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

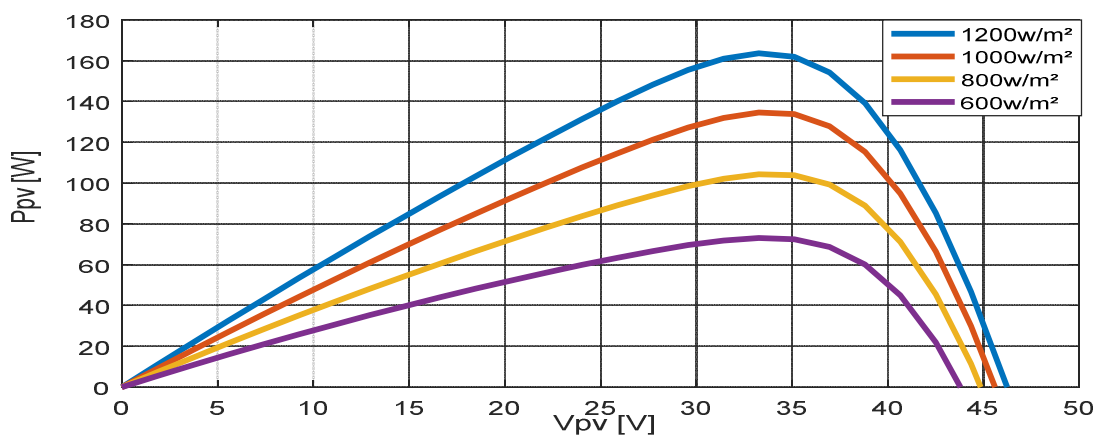


Figure II. 14 Influence d'éclairement sur la caractéristique P(V).

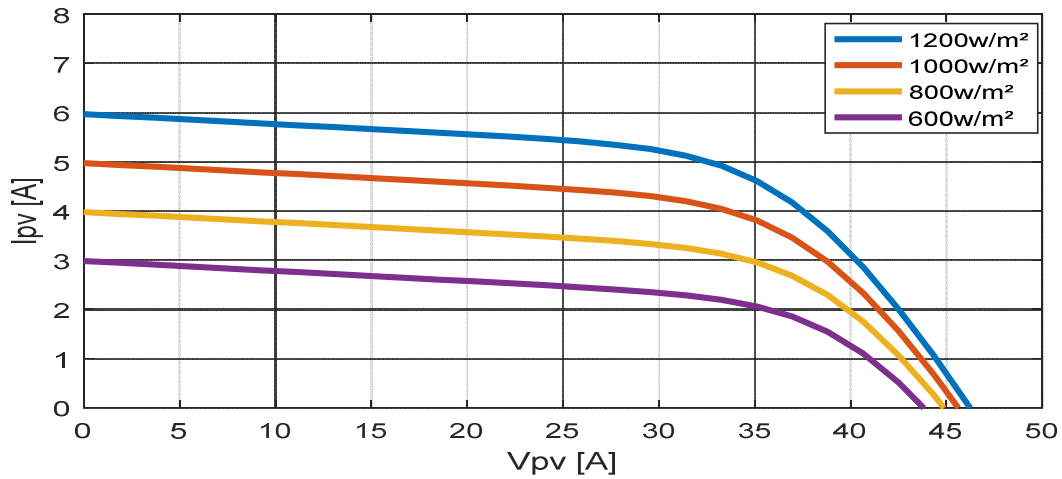


Figure II. 15 Influence d'éclairement sur la caractéristique I(V).

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pu montrer que le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque est non linéaire, sa résolution est d'autant nécessaire pour la simulation et la validation d'algorithmes appliqués sur le modèle photovoltaïque. En effet, ce modèle est fonction de plusieurs paramètres qu'il s'agit d'identifier. Nous avons également donné un aperçu sur la notion d'identification des paramètres de la cellule photovoltaïque en se basant sur le modèle d'une seule diode en raison d'identifier les cinq paramètres inconnus (R_s , R_{sh} , I_{ph} , I_s , A) qui n'apparaissent pas sur la fiche technique fournie par le constructeur. Enfin, pour s'assurer de la validité de la méthode présentée, nous l'avons testée en simulation sur des échantillons de modèles largement commercialisés et nous avons également présenté les résultats qui montrent une bonne concordance entre les caractéristiques expérimentales et celles simulées du générateur photovoltaïque.

Chapitre III

Commande MPPT

III.1 Introduction

La puissance maximale produite par le générateur PV, varie à la fois en fonction de l'irradiation et de la température. Comme le rendement de conversion des GPV est très faible, de nombreuses recherches ont été menées pour améliorer l'efficacité d'un GPV. Un certain nombre de méthodes permettant de suivre le point de puissance maximale (MPPT) d'un GPV ont été proposées pour surmonter les limites de l'efficacité sous les conditions atmosphériques changeantes. Ainsi, la conception d'un étage d'adaptation à partir du concept de convertisseur statique DC permet aujourd'hui de relier aisément un GPV à une charge de type continue avec un rendement de conversion très élevé.

Dans le but de concevoir une interface de puissance plus performante, une étude détaillée est faite sur les convertisseurs statiques DC-DC, la conversion à la charge en faisant varier le rapport cyclique, l'impédance de la charge telle qu'elle apparaît à la source est modifiée et adaptée au point de puissance de crête avec la source. Après avoir déterminé la structure du convertisseur, on présentera quelques méthodes de suivi du point de puissance maximale assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

III.2 Connexion GPV-charge

III.2.1 Connexion directe entre la source et la charge

Actuellement, beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge existent encore. Cette connexion en l'absence d'électronique est simple, fiable et de faible coût. Mais, elle ne garantit pas un transfert optimal de l'énergie. Ainsi, le transfert de P_{\max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti. Un autre inconvénient est que la connexion directe du GPV n'est pas valable sur une charge AC car le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, un étage d'adaptation de type onduleur est nécessaire[79]. Cette configuration est illustrée à la figure (III. 1).

Si cette charge était une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur : la batterie pourrait donc se décharger sur le GPV et en plus l'endommager. Ainsi, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge.

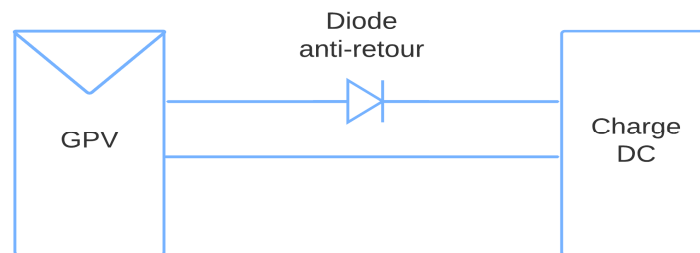


Figure III. 1 Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique $I(V)$ du GPV et la caractéristique $I(V)$ de la charge. Nous supposons que la nature de la charge est continue DC. En effet, une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe car le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique de type onduleur. Trois types de charges DC typiques existent une charge purement résistive, une charge de type source de tension et une charge de type source de courant. [80][81][28]

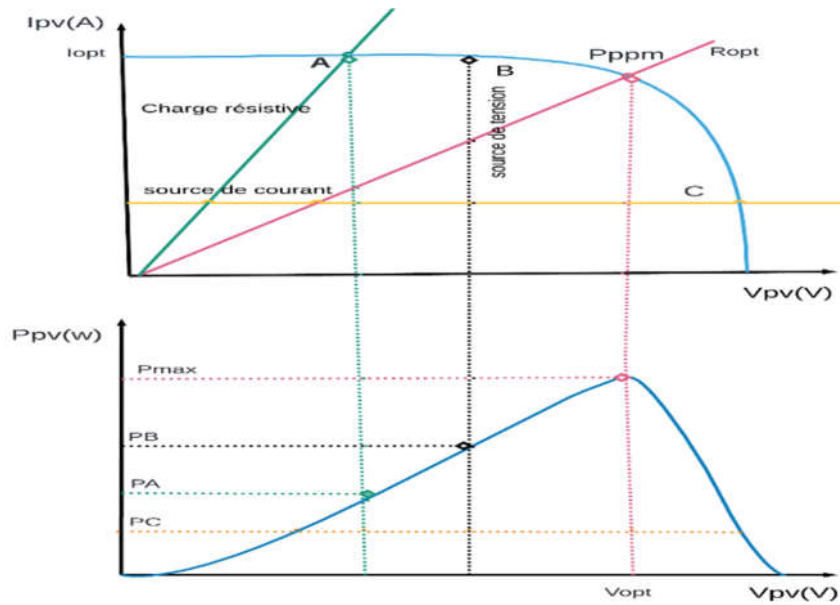


Figure III. 2Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe pour différentes charges DC.

Trois points de fonctionnement A, B, C respectifs peuvent être identifiés fournissant une puissance P_A , P_B et P_C . Ces cas de figures montrent que le GPV est mal exploité et ne fournit pas la puissance maximale potentielle. La différence est perdue sous forme de chaleur dissipée dans le générateur. [82]

III.2.2 Connexion indirecte par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation.

Le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque V_{oc} . a ce moment, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation qui joue le rôle d'interface idéale (sans pertes), entre les deux éléments et assurer que le transfert d'énergie est toujours possible, il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. A cet égard, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance. [83]

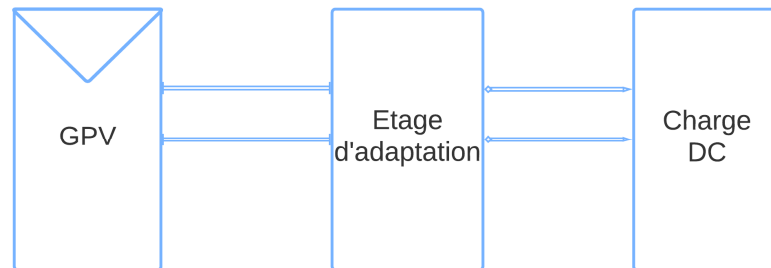


Figure III. 3 Etage d'adaptation entre un GPV et une charge.

III.3 Etage d'adaptation entre un générateur PV et une charge

L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (hacheur, onduleur, redresseur). En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques permet de transformer les grandeurs électriques continues en grandeurs adaptées à la charge. Cet étage peut être commandé par une ou plusieurs lois de commande afin de maximiser la puissance produite par le générateur, et permet aussi d'assurer les fonctions suivantes:[28]

- ❖ Adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost).
- ❖ Introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forwardas).
- ❖ Connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

III.3.1 Convertisseurs DC-DC (hacheurs)

Le hacheur est un convertisseur de tension continue/continue, il peut fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe en fonction des caractéristiques de la charge, la tension de sortie V_s peut être supérieure ou inférieure à la tension d'alimentation V_o . Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue. Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance, d'impédance d'entrée qui doit être adaptée afin de forcer le générateur photovoltaïque à travailler

au point de puissance maximale et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on obtient de bons rendements dans les hacheurs. [84][85]



Figure III. 4 Symbole d'un convertisseur DC-DC.

III.3.2 Type des convertisseurs DC-DC

III.3.2.A Hacheur survolteur (Boost-Converter)

On considère un convertisseur DC-DC de type Boost. Il est composé essentiellement d'un interrupteur K comme IGBT ou MOSFET et d'une diode D. L'interrupteur K est commandé par un signal à modulation de largeur d'impulsion MLI de période de découpage fixe T_d et de rapport cyclique variable α .

La conduction des deux interrupteurs est complémentaire, quand K est fermé D est ouvert: et quand K est ouvert, D est fermé. Durant chaque période, K est fermé de l'instant 0 à αT_d et ouvert de αT_d à T_d . On distingue deux modes de fonctionnement selon que le courant dans l'inductance s'annule (conduction discontinue) ou pas (conduction continue). On s'intéresse au second cas qui est le plus important. La figure (III. 5) donne le schéma de principe de ce convertisseur.

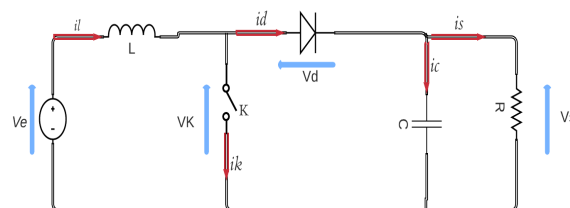


Figure III. 5 Circuit équivalent du Boost.

• Analyse du circuit du hacheur survolteur:

Lorsque l'interrupteur K est fermé ($\alpha T_d < t < T_d$), figure (III. 6):



Figure III. 6 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est fermé.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e \tag{III. 1}$$

$$I_L = I_{min} + \frac{V_e}{L} t \tag{III. 2}$$

A l'instant $t = \alpha T_d$, le courant dans l'inductance atteint sa valeur maximale I_{max}

$$I_{max} = I_{min} + \frac{V_e}{L} \alpha T_d \tag{III. 3}$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert ($0 < t < \alpha T_d$), le circuit du convertisseur sera comme montré dans la figure (III. 7)

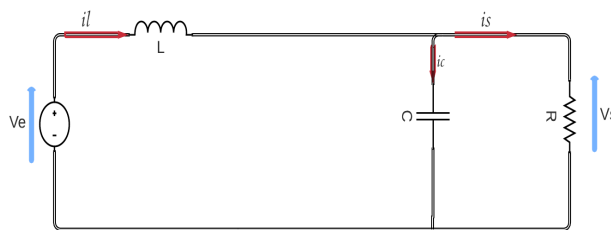


Figure III. 7 Circuit équivalent du Boost quand l'interrupteur est ouvert.

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e - V_s \tag{III. 4}$$

$$I_L = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L} (T - \alpha T_d) \tag{III. 5}$$

A l'instant $t = T_d$ le courant dans l'inductance revient à sa valeur minimale I_{min}

$$I_{min} = I_{max} + \frac{V_e - V_s}{L} (1 - \alpha) T_d \quad (III.6)$$

Soit $\Delta i_L = I_{max} - I_{min}$ l'ondulation du courant dans l'inductance.

En faisant l'égalité des valeurs de l'ondulation du courant tirées des équations (3) et (6), on peut déduire la valeur moyenne de la tension de sortie V_s :

$$V_s = \frac{1}{1 - \alpha} V_e \quad (III.7)$$

On remarque qu'on peut contrôler la tension de sortie du convertisseur en faisant varier sa tension d'entrée ou son rapport cyclique. Celui-ci étant toujours compris entre 0 et 1, alors le montage fonctionne en élévateur de tension. En appliquant le principe de conservation de puissance entre l'entrée et la sortie du convertisseur, on peut établir la valeur moyenne du courant dans l'inductance en fonction du courant moyen dans la charge et du rapport cyclique:

$$I_L = \frac{1}{1 - \alpha} I_s \quad (III.8)$$

De l'expression (3), on a l'ondulation de courant dans l'inductance :

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L} T_d = \frac{\alpha V_e}{L f} \quad (III.9)$$

Pendant la première séquence de fonctionnement ($0 < t < \alpha T_d$), seul le condensateur donne de l'énergie à la charge, on peut écrire :

$$C \frac{dV_s}{dt} = -I_s \quad (III.10)$$

Alors l'ondulation de la tension de sortie peut être exprimée par :

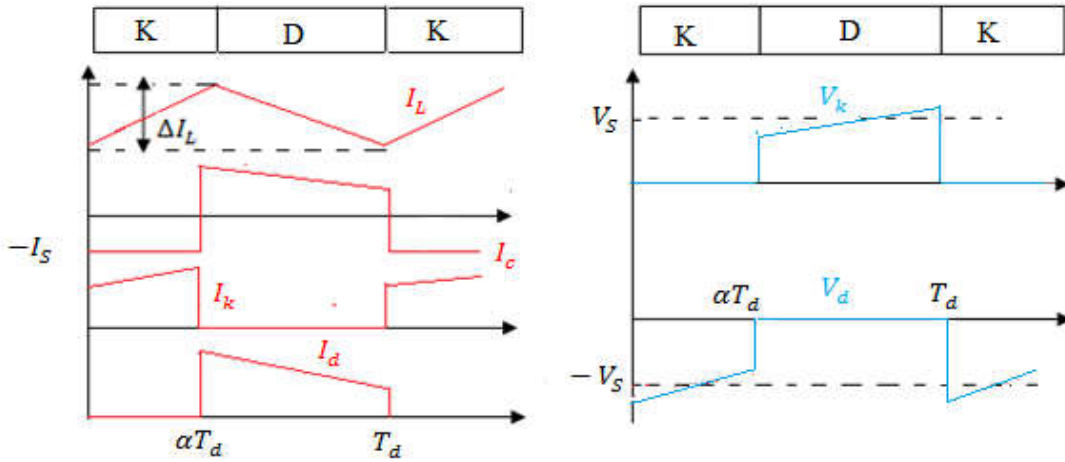


Figure III. 8 Formes d’ondes des courants et tensions du convertisseur Boost.

D’après l’analyse des deux séquences de fonctionnement, on constate que les contraintes sur l’interrupteur commandé et la diode sont les mêmes en courant et en tension.

$$I_{K,max} = I_{d,max} = I_{L,max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{I_S}{1 - \alpha} + \frac{\Delta i_L}{2} \tag{III. 12}$$

$$V_{k,max} = |V_{d,max}| = V_{s,max} = V_s + \frac{\Delta V_S}{2} = \frac{V_e}{1 - \alpha} + \frac{\Delta V_S}{2} \tag{III. 13}$$

III.3.2.B Hacheur dévolteur (Buck – Converter)

On procède de la même manière dans l’étude du convertisseur Buck. La figure (III. 9) montre la structure du convertisseur, caractérisée par la disposition en série de l’interrupteur avec la source.

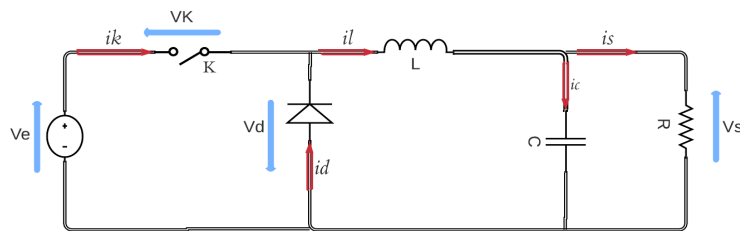


Figure III. 9 Circuit équivalent du Buck.

• Analyse du circuit du hacheur dévolteur

La tension de sortie en valeur moyenne, l'ondulation de courant dans l'inductance et l'ondulation de la tension de sortie sont données respectivement par :

$$V_s = \alpha * V_e \tag{III. 14}$$

$$\Delta i_L = \frac{\alpha(1 - \alpha) * V_e}{L * f} \tag{III. 15}$$

Le courant moyen traversant l'inductance est égal au courant moyen dans la charge :

$$I_L = I_S \tag{III. 17}$$

Les contraintes sur l'interrupteur commandé et la diode sont les mêmes.

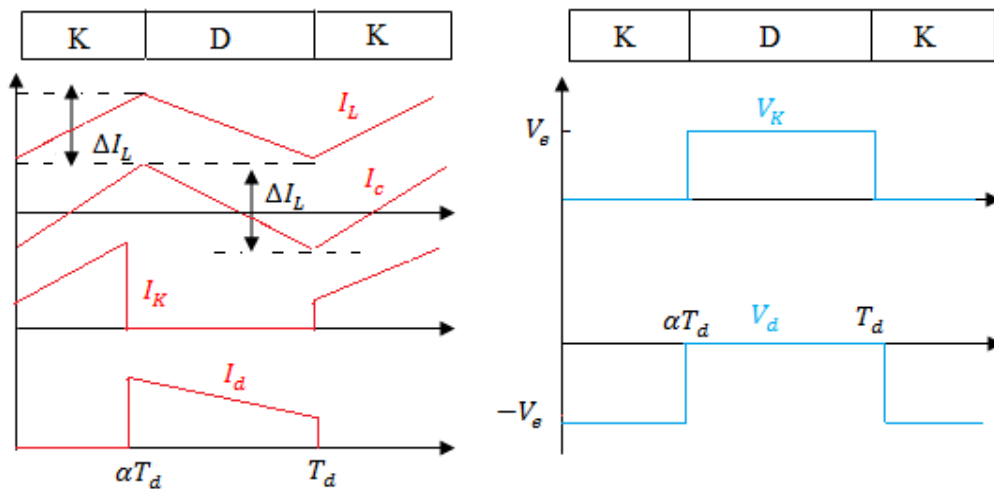


Figure III. 10 Formes d'ondes des courants et tensions du convertisseur Buck.

En tension et en courant : on a

$$V_{K,max} = |V_{d,max}| = V_e \tag{III. 18}$$

$$I_{k,max} = I_{d,max} = I_{L,max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} \tag{III. 19}$$

III.3.2.C Hacheur dévolteur-survolteur (Buck-Boost)

La topologie et les formes d’ondes de courant et de tension obtenues de ce convertisseur sont présentées à la figure (III. 11)

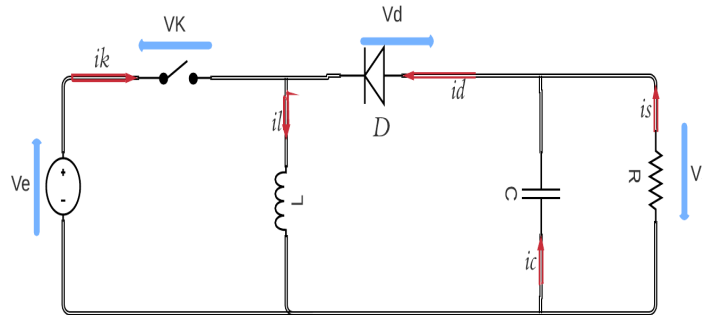


Figure III. 11Circuit équivalent du Buck – Boost.

- Analyse du circuit du hacheur Buck – Boost

La tension de sortie moyenne est donnée par:

$$V_s = \frac{\alpha V_e}{1 - \alpha} \tag{III. 20}$$

L’ondulation de courant dans l’inductance et la tension de sortie est donnée par:

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L f} \tag{III. 21}$$

$$\Delta V_s = \frac{\alpha I_s}{C f} = \frac{\alpha^2 V_e}{(1 - \alpha) R C f} \tag{III. 22}$$

La tension de sortie du convertisseur Buck-Boost est négative par rapport à la tension d’entrée. Son amplitude peut être supérieure ou inférieure à celle de la tension d’entrée selon la valeur du rapport cyclique. C’est un abaisseur-élevateur-inverseur en tension. Le courant moyen traversant l’inductance est donné par :

$$I_L = \frac{I_s}{1 - \alpha} \tag{II. 23}$$

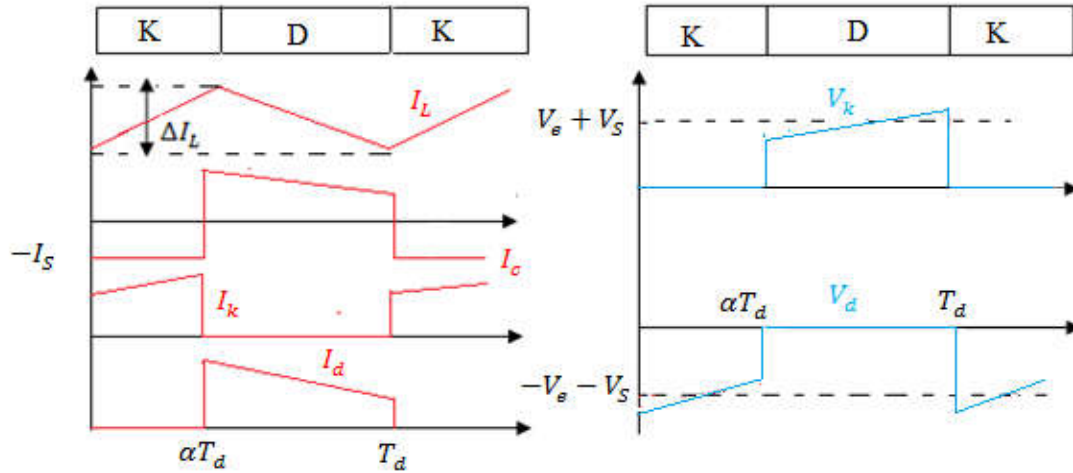


Figure III. 12 Formes d’ondes des courants et tensions du convertisseur Buck-Boost.

Les contraintes en tension et en courant sur l’interrupteur commandé et la diode sont les mêmes:

[86]

$$V_{k,max} = |V_{d,max}| = V_{s,max} + V_e = \frac{V_e}{1 - \alpha} + \frac{\Delta V_S}{2} \quad (III. 24)$$

$$I_{K,max} = I_{d,max} = I_{L,max} = \frac{I_s}{1 - \alpha} + \frac{\Delta i_L}{2} \quad (III. 25)$$

III.3.3 Choix du convertisseur DC/DC

Dans notre travail nous avons choisi un convertisseur DC/DC élévateur (Boost), grâce à sa structure simple et son rapport de transformation en tension, plus élevé par rapport aux autres topologies. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge Lorsque la charge a besoin d’une tension supérieure à la tension délivrée par le panneau. [87]

Tableau III. 1 Récapitulatif des caractéristiques des convertisseurs DC/DC.

Paramètres	Gain de tension	Contraintes en tension	Contraintes en courant
Convertisseurs	$\frac{V_s}{V_e}$	$V_{K.max} = V_{d.max}$	$i_{K.max} = i_{d.max}$
Boost	$\frac{1}{1-\alpha}$	$\frac{V_e}{1-\alpha} + \frac{\Delta V_s}{2}$	$\frac{I_s}{1-\alpha} + \frac{\Delta i_L}{2}$
Buck	α	V_e	$I_L + \frac{\Delta i_L}{2}$
Boost-Buck	$\frac{\alpha}{1-\alpha}$	$\frac{V_e}{1-\alpha} + \frac{\Delta V_s}{2}$	$\frac{I_s}{1-\alpha} + \frac{\Delta i_L}{2}$

III.4 Étage d'adaptation pour générateur PV avec fonction MPPT

L'étude d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge et permet l'extraction de la puissance optimale à tout instant. Diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. En sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais *Maximum Power Point Tracking*) ces commandes ont l'avantage et des conditions à respecter :

- D'être précise et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie.
- Le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire.
- Le transfert de la puissance du PV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation.[88]

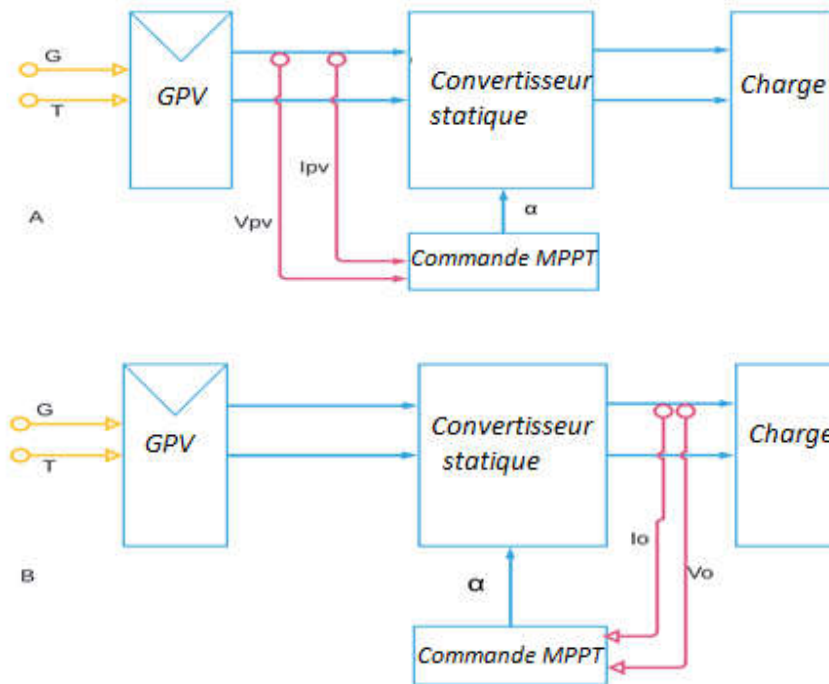


Figure III. 13 Principe de l'adaptation d'impédance par MPPT

A) En utilisant les paramètres d'entrées

B) En utilisant les paramètres de sorties

III.5 Généralités sur les techniques MPPT dans les applications photovoltaïques

La puissance de fonctionnement des panneaux solaires est facile à calculer. Elle vaut le produit tension - courant. Mais, la détermination de la puissance de référence est plus délicate car cette dernière est fonction des paramètres météorologiques (température et éclairement). Cette référence variable, caractérisée par une fonction non linéaire, rend le fonctionnement à puissance maximale plus difficile à réaliser. Ainsi, une commande pour la poursuite du PPM s'impose. Cette commande, dite algorithme MPPT, peut être plus ou moins compliquée. Elle est basée généralement sur l'ajustement du rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à se placer sur le PPM. Différentes méthodes MPPT ont été publiées dans la littérature afin d'obtenir un fonctionnement optimal. Beaucoup de chercheurs s'intéressent au rappel et à la comparaison des

différentes techniques MPPT qui existent dans la littérature[89][90][91], BHATNAGAR cite plus de trente techniques MPPT dans son article. [89]ESRAM et CHAPMAN comparent plusieurs algorithmes MPPT selon leurs dépendances des paramètres des panneaux solaires et de leurs complexités d'implémentation[92]. On peut classer ces méthodes selon PASTOR par:

- Le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte.
- Les paramètres d'entrées de la commande : commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres d'entrée ou de sortie du CS.
- Le type de recherche ou contrôle.[28]

III.5.1 Commande de MPPT et principe de la recherche de PPM

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelles que soient les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximal (V_{PPM} et I_{PPM}). La chaîne de conversion photovoltaïque sera optimisée à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (CS), à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le PPM. [93]

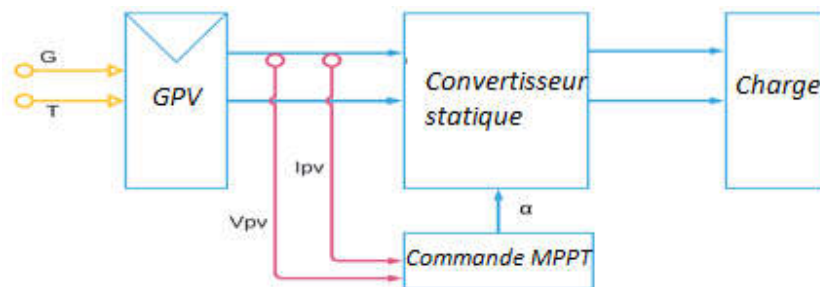
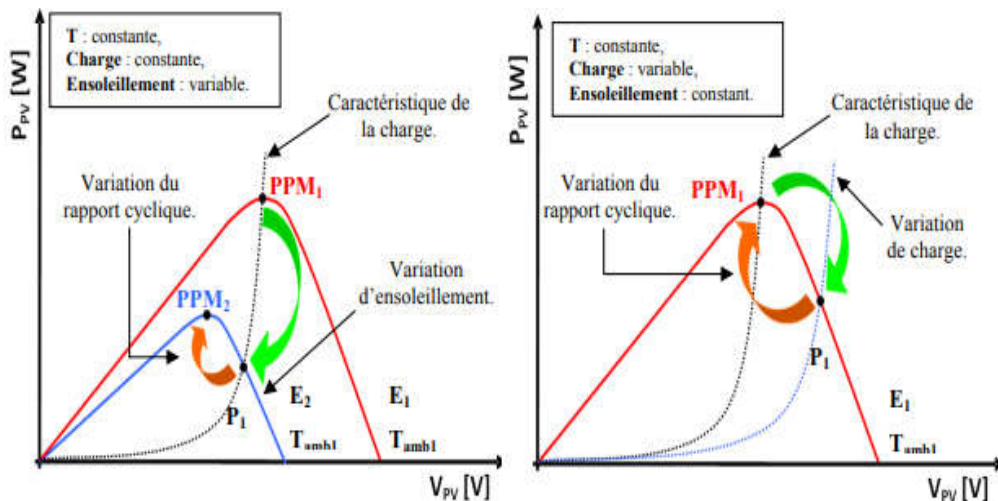


Figure III. 14 Principe de la recherche de PPM.

Le principe de la recherche de PPM assure que le système sera toujours amené à son optimum de puissance, il est décrit schématiquement par la figure (III. 15) qui illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM_1 vers un nouveau point P_1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Dans ce cas, (a) est pour une variation d'ensoleillement, il suffira alors de réajuster la valeur du rapport cyclique pour le faire converger vers le nouveau point de puissance maximal PPM_2 . Dans le cas (b), pour une variation de charge on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. Enfin dans le dernier cas (c) la variation du point de fonctionnement peut se produire en étant liée aux variations de température de fonctionnement du GPV. Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande. Donc le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment. [94]



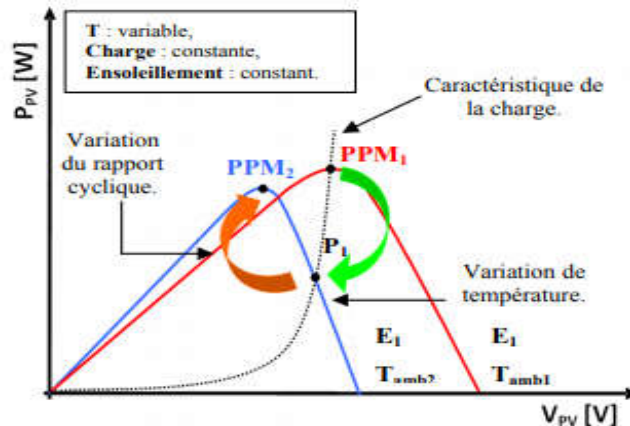


Figure III. 15 Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal.

- suite à une variation d'ensoleillement
- suite à une variation de charge
- suite à une variation de température.

III.6 Classification des commandes MPPT

III.6.1 Classification des commandes MPPT selon les paramètres d'entrée

III.6.1.A Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres d'entrée du CS

Ce type de commandes MPPT effectue une recherche du PPM selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. La commande nécessite alors la mesure du courant et de la tension en entrée du convertisseur. D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV, supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à la puissance. Ceci permet de s'approcher le plus proche possible du courant optimal I_{opt} . Ce type de commande nécessitant un seul capteur est plus facile à mettre en œuvre et son coût est bas. [95]

III.6.1.B Commandes MPPT fonctionnant à partir des paramètres de sortie du convertisseur

Dans la littérature, il existe également des algorithmes basés sur les paramètres de sortie des CS. A titre d'exemple, les commandes MPPT basées sur la maximisation du courant de sortie, sont principalement utilisées quand la charge est une batterie. Dans tous les systèmes utilisant les

paramètres de sortie, une approximation de P_{\max} est faite à travers le rendement du convertisseur. Ainsi, plus l'étage de conversion est bon, plus cette approximation est valable. Par contre, en général, tous les systèmes ayant un seul capteur sont par essence, imprécis. La plupart de ces systèmes ont été conçus à l'origine pour le spatial. [96]

III.6.2 Classification des commandes MPPT selon le type de recherche

III.6.2.A MPPT indirect

Ce type de commandes MPPT, utilise le lien existant entre les variables mesurées (I_{sc} ou V_{oc}), qui peuvent être facilement déterminées, et la position approximative du PPM. Il compte aussi les commandes se basant sur une estimation du point de fonctionnement du GPV, réalisée à partir d'un modèle paramétrique défini au préalable. Il existe aussi des commandes qui établissent une poursuite de la tension optimale en tenant compte uniquement des variations de la température des cellules, données par un capteur. Ces commandes ont l'avantage d'être simples à réaliser. Elles sont plutôt destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis devant fonctionner dans des zones géographiques où il y a peu de changements climatiques.

III.6.2.B MPPT direct

Ce type de commande MPPT détermine le point de fonctionnement optimal (PPM) à partir des courants, tensions ou puissances mesurés dans le système. Il peut donc réagir à des changements imprévisibles du fonctionnement du GPV. Généralement, ces procédures sont basées sur un algorithme de recherche, avec lequel le maximum de la courbe de puissance est déterminé sans interruption du fonctionnement. A cet effet, la tension du point de fonctionnement est incrémentée dans des intervalles réguliers. Si la puissance de sortie est plus grande, alors la direction de recherche est maintenue pour l'étape suivante, sinon elle sera inversée. Le point de fonctionnement réel oscille alors autour du PPM. Ce principe de base peut être préservé par d'autres algorithmes contre des erreurs d'interprétation. Ces erreurs peuvent survenir, par exemple, à cause d'une mauvaise direction de recherche, résultant d'une hausse de puissance qui est due à une augmentation rapide du niveau de rayonnement. La détermination de la valeur

de la puissance du générateur PV, indispensable pour la recherche du PPM, nécessite la mesure de la tension et du courant du générateur, ainsi que la multiplication de ces deux variables. D'autres algorithmes se basent sur l'introduction de variations sinusoïdales en petit signal sur la fréquence de découpage du convertisseur pour comparer la composante alternative et la composante continue de la tension du GPV et pour ainsi placer le point de fonctionnement du GPV le plus près possible du PPM. Les avantages de ce type de commandes sont leur précision et leur rapidité de réaction. [28][95]

III.7 Les premiers types de commande MPPT

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial, avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres. Appliqué initialement au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A. F. Boehringer[97]. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximal (PPM). Ce dernier est décrit en figure (III. 16) et peut être implanté entièrement en numérique. Cette première approche est destinée beaucoup plus à des applications spatiales car le phénomène de changement aléatoire de l'éclairement et la température n'est pas pris en compte, ceci n'empêche pas que ce simple algorithme a été la base de toutes les stratégies de la MPPT développées par la suite.

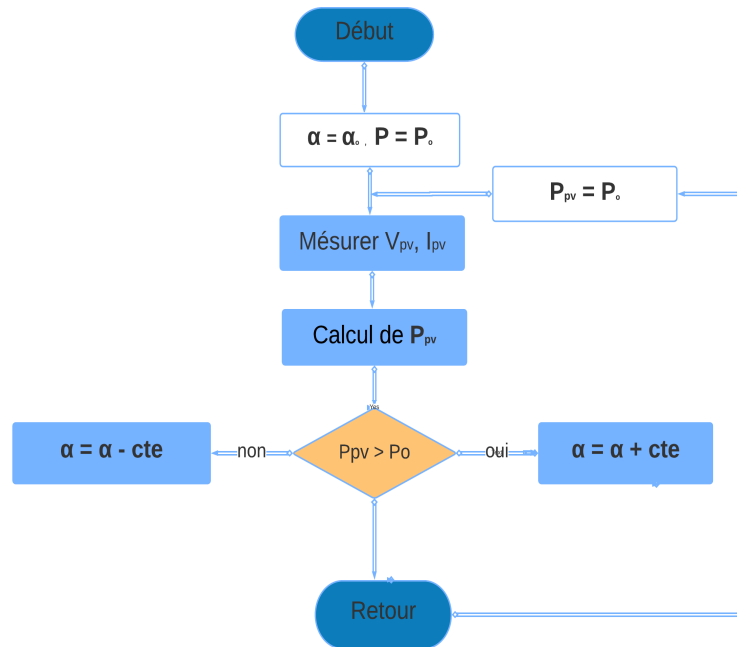


Figure III. 16 Organigramme de la première commande MPPT.

Il consiste à calculer la puissance à l'instant t_i à partir des mesures de I_{pv} ou V_{pv} , et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant t_{i-1} . De là, un nouveau rapport cyclique α est calculé et appliqué au convertisseur statique. Ce principe est toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes numériques plus performants. Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement. [94]

III.8 Les commande MPPT les plus utilisées

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées respectivement Hill Climbing, Perturba& Observe (P&O) et Incrément de conductance (Inc.

Conductance). Pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, nous rappelons brièvement leurs différents principes dans les paragraphes suivants. Nous illustrons chacun de ces modes par les publications majeures du domaine. [98][99]

III.8.1 Commande perturbation - observation (P&O)

La méthode P&O est largement utilisée en produits commerciaux et la base de la plus grande partie des algorithmes les plus sophistiqués présentés dans la littérature. Il est énormément utilisé dans la pratique, l'algorithme P&O, comme son nom l'indique fonctionne périodiquement en perturbant la tension de fonctionnement (V) et en observant la variation de puissance afin de déduire la direction du changement à donner à la tension de référence V_{ref} [100]. Il fonctionne bien lorsque l'irradiation a changé très lentement, mais la méthode P&O échoue pour suivre le PPM lorsque l'irradiation a changé soudainement d'avoir une réponse dynamique lente [101], cette méthode est basée sur le calcul de la puissance de sortie PV, et de la variation de puissance par échantillonnage du courant et de la tension PV. Comme l'illustre la figure (III. 17). [102]

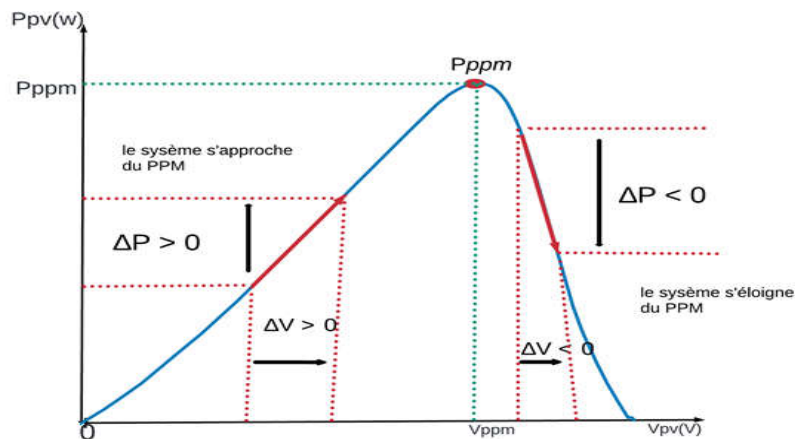


Figure III. 17 Caractéristique $P(V)$ d'un panneau solaire.

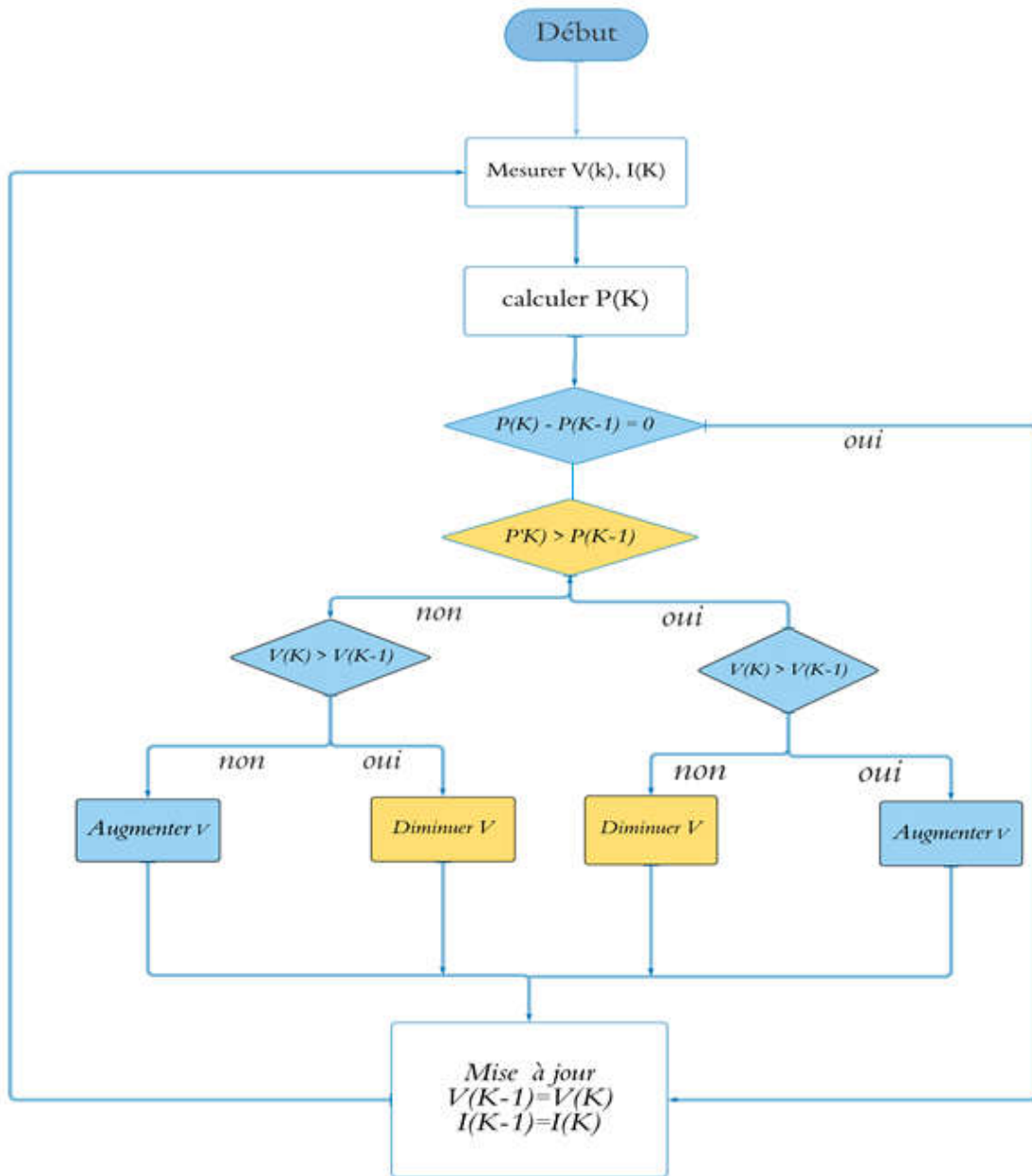


Figure III. 18 Algorithme de l'algorithme perturbation et observation.

Le principe de cette commande est de générer des perturbations en réduisant ou en augmentant le rapport cyclique α et d'observer l'effet sur la puissance délivrée par le GPV, figure (III. 18)[103].

D'abord la tension V et le courant I sont mesurés pour calculer la puissance P_k . Cette valeur P_k est comparée à la valeur de la puissance obtenue durant la dernière mesure P_{k-1} . Si la puissance fournie par le panneau a augmenté depuis la dernière mesure, l'incrémementation ou décrémentation du rapport cyclique α continuera dans le même sens que lors du dernier cycle et ceci est fait par le test sur dV . [104]

- Si $dV > 0 \rightarrow$ incrémenté V durant le dernier cycle $\rightarrow \alpha_{k+1} = \alpha_k + \Delta\alpha$;
- Si $dV < 0 \rightarrow$ décrémenté V durant le dernier cycle $\rightarrow \alpha_{k+1} = \alpha_k - \Delta\alpha$;

Ainsi, on termine dans le chemin où P continue à augmenter.

- Si la puissance fournie par le panneau a diminué depuis la dernière mesure, l'incrémementation ou la décrémentation du rapport cyclique α sera en sens inverse par rapport au dernier cycle et ceci est fait aussi par le test sur dV .

Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle. Dès que le PPM est atteint, V oscillera autour du point de fonctionnement idéal V_{mp} . Mais ceci cause des pertes de puissances qui dépendent de la largeur du pas d'une simple perturbation $\Delta\alpha$.

- Si la largeur du pas est grande, l'algorithme de MPPT répondra rapidement aux changements soudains mais occasionnera des pertes dans des conditions changeantes lentement et dans les états stables.
- Si la largeur du pas est très petite les pertes dans les états stables ou les conditions changeantes lentement seront réduites, mais le système aura une réponse lente aux changements rapides de la température ou d'insolation.

Avantages et inconvénient de cette technique :

- La précision et la rapidité de réaction.
- Il permet de déterminer le point de puissance maximal pour un ensoleillement et une température ou un niveau de dégradation des caractéristiques.
- En raison de son faible coût, sa simplicité et facilité d'implémentation.

- L'oscillation autour du PPM dans les conditions de fonctionnement normales.
- La mauvaise convergence de l'algorithme dans le cas des variations brusques de la température et/ou de l'ensoleillement.[105]

III.8.2 Commande « Incrément de conductance » (Inc)

En 1993, Hussein, Muta, Hoshino et Osakada de l'université de Saga, au Japon, ont proposé l'algorithme de conductance incrémentielle dans le but d'améliorer et résoudre le problème de l'algorithme de P&O dans des conditions atmosphériques en évolution rapide. [106]

Le principe de cet algorithme est basé sur la connaissance de la valeur de la conductance $G=I/V$, et l'incrément de la conductance (dG) pour en déduire la position du point de fonctionnement par rapport PPM[77], figure (III. 19). La puissance maximale est obtenue lorsque la dérivée de la puissance du GPV par rapport à la tension s'annule :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V * I)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (III.26)$$

Elle peut être écrite comme suit:

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} > 0 \quad \rightarrow \quad \frac{\Delta I}{\Delta V} > 0 \text{ Le point de fonctionnement à gauche du PPM}$$

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} = 0 \quad \rightarrow \quad \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \text{ Le point de fonctionnement est sur PPM}$$

$$\text{Si } \frac{dP}{dV} < 0 \quad \rightarrow \quad \frac{\Delta I}{\Delta V} < 0 \text{ Le point de fonctionnement est sur le droit du PPM}$$

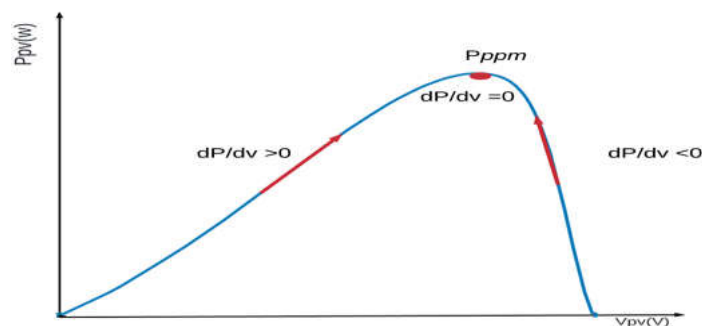


Figure III. 19 Caractéristiques de tension-puissance du panneau.

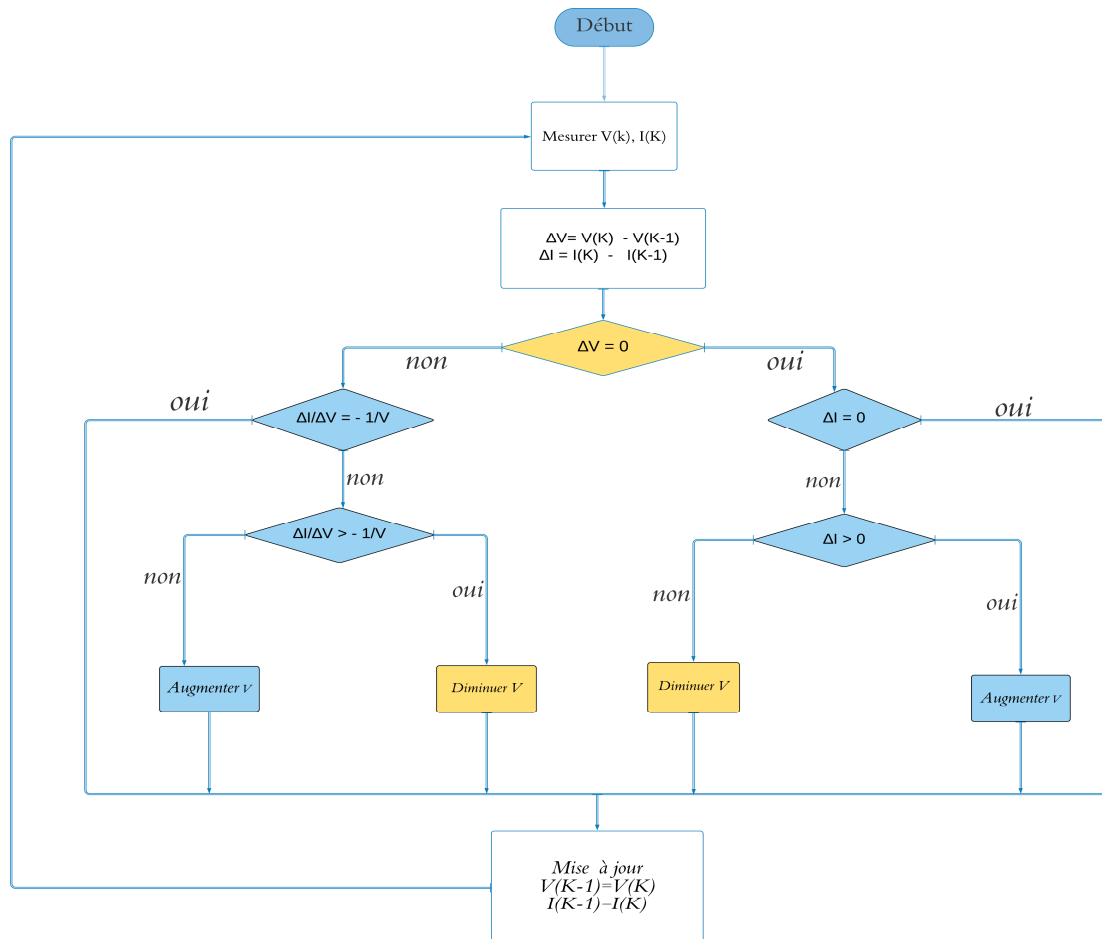


Figure III. 20 Algorithme de la méthode Inc.

L'organigramme présenté à la figure (III. 20), montre le fonctionnement de cet algorithme. Il commence avec la mesure des valeurs actuelles de la tension et du courant des GPV, en suite ils calculées changements incrémentiels, dI et dV, en utilisant les valeurs actuelles et les valeurs précédentes et actuelles de la tension. Le contrôle principal est effectué à l'aide des relations des équations de la dérivée de la puissance. Si l'incrément de conductance (dG) est supérieur à l'opposé de la conductance (- G), on diminue le rapport cyclique. Par contre, si l'incrément de

conductance est inférieur à l'opposé de la conductance, on augmente le rapport cyclique. Ce processus est répété jusqu'à atteindre le PPM. A la fin du cycle, il met à jour l'historique en stockant les données de tension et de courant qui seront utilisées comme précédemment dans le prochain cycle. [107]

Une autre vérification importante incluse dans cet algorithme est de détecter les conditions atmosphériques.

- Si $dV = 0$ et l'irradiation n'a pas changé $dI = 0 \rightarrow$ le MPPT fonctionne toujours au PPM il ne prend aucune mesure;
- Si l'irradiation a augmenté $dI > 0$, augmente le voltage de la PPM \rightarrow l'algorithme augmentera la tension de fonctionnement pour suivre le PPM;
- Si l'irradiation a diminué $dI < 0$, abaisse le voltage de la MPP \rightarrow l'algorithme va diminuer la tension de fonctionnement [77][106]

Avantages et l'inconvénients de cette technique

- La précision et la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement.
- Des difficultés de mise en œuvre due à la complexité du circuit de commande et le calcul en temps réel de la dérivée nécessitent un processeur de calcul rapide.
- L'exécution de la commande IncCond nécessite plus de temps par rapport P&O.
- IncCond présente des oscillations autour du PPM.[108]

III.8.3 Commande Hill Climbing

La technique de contrôle nommée Hill Climbing[109][110], est une méthode mathématique d'optimisation. Elle consiste à monter le point de fonctionnement le long d'une caractéristique du générateur présentant un maximum de puissance contre le rapport cyclique du convertisseur α . Pour cette raison, deux pentes sont possibles. La perturbation est en l'incrémentant ou $e \rightarrow n$ le

décroissant de $\Delta\alpha$, jusqu'à avoir la dérivée $\frac{dp}{d\alpha}$ nulle. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint, figure (III. 21)

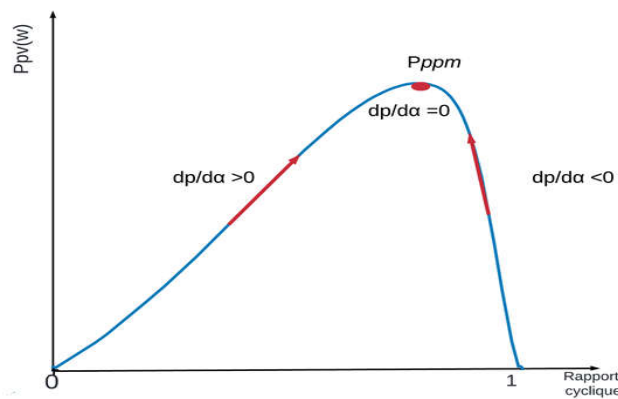


Figure III. 21 Principe de la méthode HC.

L'algorithme de cette méthode est illustré sur la figure (III. 22). Le principe de cette commande extrême est très simple. La variable Slope, correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l'on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau : la puissance P_K est comparée à la valeur déterminée précédemment P_{K-1} en fonction du résultat de la comparaison : le signe de la valeur sens change ou reste identique. Ce qui a pour effet d'incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique c'est-à-dire, on augmente α , régulièrement. Dans un premier temps, la puissance croît (le maximum n'est pas encore atteint), se stabilise (le maximum est alors atteint), puis diminue (le maximum vient d'être dépassé). Le système de mesure détecte cette diminution de puissance, ce qui conditionne une inversion du sens de la commande la puissance va alors augmenter, repasser par le maximum, puis diminuer, dès détection de cette diminution de puissance, le sens de la commande est à nouveau inversé. Finalement, le système se place en oscillation autour du maximum, il faut alors faire des compromis entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations. [111]

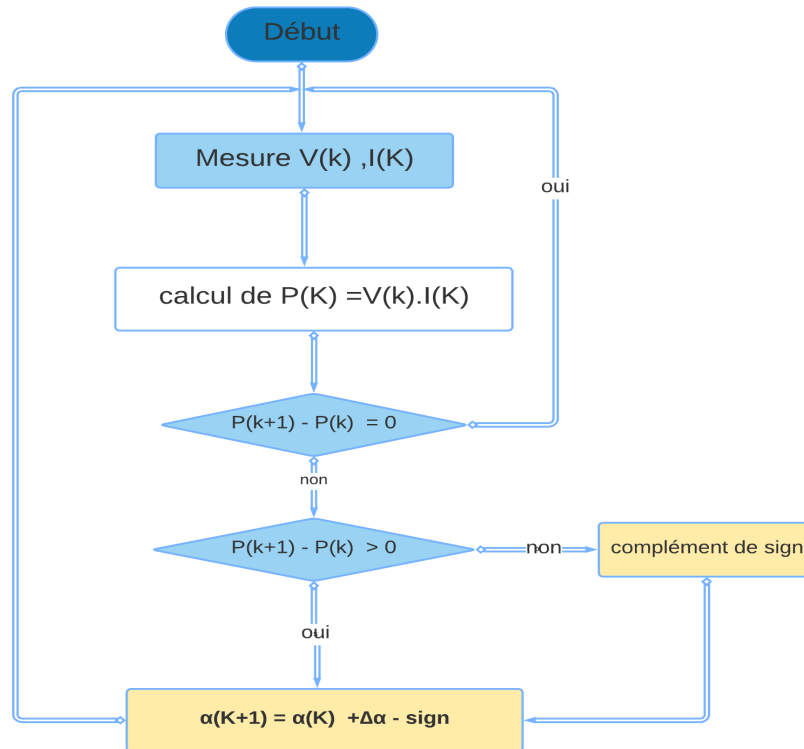


Figure III. 22Algorithme de la méthode HC.

Avantages et inconvénients de cette technique:[112]

- Simple à mettre en œuvre car elle possède une seule boucle de régulation.
- Particulièrement populaire parce qu'elle n'exige pas d'étude ou de modélisation des caractéristiques de la source.
- Mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi.

III.8.4 Commande de la tension de circuit ouvert du générateur

Tension fractionnée en circuit ouvert, plus connue sous le nom de tension constante, est basée sur la mesure en temps réel de la tension de circuit ouvert, la relation de cette tension V_{oc} et la V_{mpp} du GPV est Presque linéaire. [113][114]

$$V_{mpp} \approx K_1 V_{oc} \quad (III.27)$$

Où K_1 est une constante de proportionnalité. Le facteur K_1 se situerait entre 0,71 et 0,78. En général $K_1=0,5$. Une fois que K_1 est connue puisque les caractéristiques $I(V)$ d'un GPV sont les suivantes presque linéaires. L'algorithme fonctionne par déconnection du GPV, du convertisseur de puissance et la mesure des V_{oc} . Il est évident que lors de la vérification des V_{oc} , aucune énergie ne circule vers la charge. L'équation précédente est utilisée pour calculer V_{mpp} . Le principe de cette méthode est basé sur la comparaison entre la tension du panneau photovoltaïque réelle V_{pv} , et la tension de référence V_{ref} (V_{mpp}). Le signal d'erreur est traité pour rendre $V=V_{ref}$. [115][116]

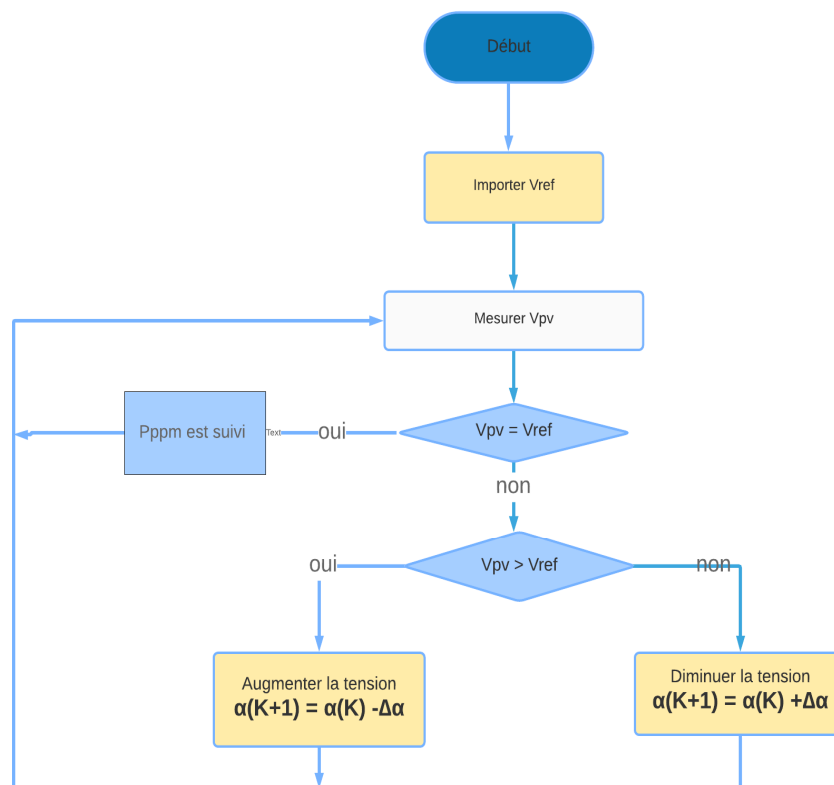


Figure III. 23 Algorithme de la tension constante.

Avantage et l'inconvénients de cette technique :

- La rapidité de la réponse aux fluctuations et l'absence de variations (même infimes) en état stationnaire.
- Leurs défauts, à cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée.
- Tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures au long des périodes de l'année.
- Les pertes de la puissance disponible lors de la déconnection de la charge du GPV ;
- Le rendement MPPT de la méthode V_{oc} est de 88, 1 %, soit 8 et 10 % inférieur à la commande "P&O" et "Inc" respectivement.[117][118]

III.8.5 Commande du courant constant (constant current)

La commande de courant fractionné en court-circuit, plus connu sous le nom de courant constant, est basée sur la mesure en temps réel du courant de court-circuit, la relation de ce courant I_{sc} avec celui du point maximal, I_{MPP} du GPV, est presque linéaire à partir de plusieurs auteurs. [119][120]

$$I_{mpp} \approx K_2 I_{sc} \quad (III.28)$$

Où K_2 est une constante de proportionnalité. Le facteur K_2 se situerait entre 0, 78 et 0, 92. La mesure de I_{sc} , en cours de fonctionnement est problématique. Bekker et Beukes[114]. En effet, le point de fonctionnement optimal est obtenu en amenant le courant du panneau au courant optimal. Par conséquent, on change le rapport cyclique jusqu'à ce que le panneau atteigne la valeur optimale, figure (III. 24). [121][122]

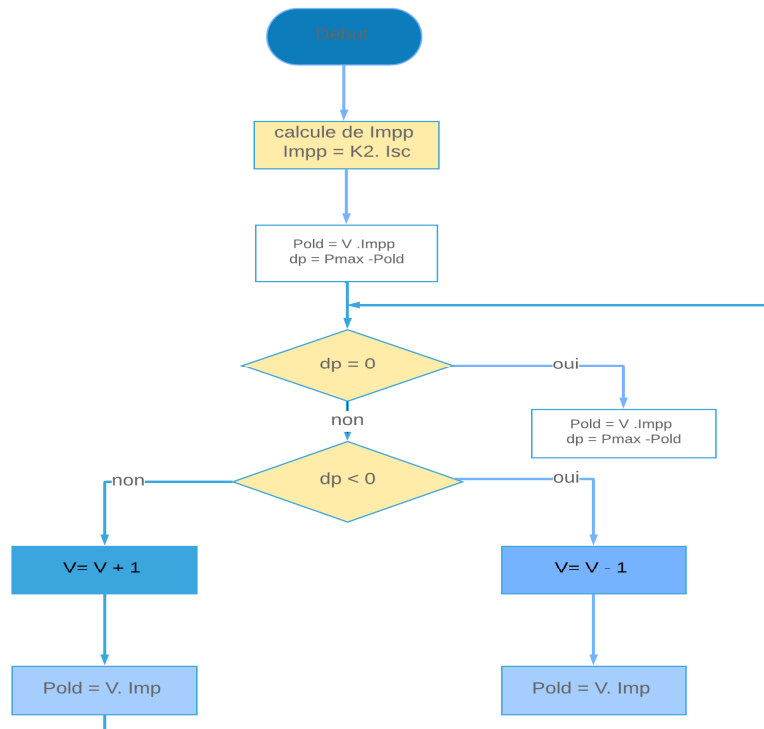


Figure III. 24 Algorithme de courant constant.

Avantages et l'inconvénients de cette technique :

- Plus précise que la précédente car la température n'influence pas trop ce coefficient.
- Besoin uniquement d'un seul capteur.
- Plus faciles à mettre en œuvre et un peu moins coûteux.
- L'échelle temporelle de réaction est en effet de la minute.
- À chaque fois qu'une mesure de courant ou de tension est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques.[99]

III.9 Critères d'évaluation d'une commande MPPT

Pour savoir si un gain est apporté par l'utilisation d'une commande MPPT d'un type ou d'un autre, des critères de qualité sont utilisés.

III.9.1 Simplicité et Coût

Une commande MPPT, doit avoir un niveau de simplicité important favorisant une faible consommation et donc un coût de développement raisonnable pour que sa présence compense le surcoût généré.

III.9.2 Réponse dynamique

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

III.9.3 Flexibilité

Une commande MPPT, doit être précise et stable quelles que soient ses conditions d'utilisation. C'est-à-dire, qu'elle ne doit pas être conçue pour fonctionner pour un seul type de panneau. Elle doit être la plus universelle possible, capable de fonctionner avec des panneaux de différentes technologies sans trop de modifications, tout en gardant le même taux de précision et de robustesse. [94]

III.10 Rendements de la chaîne de puissance

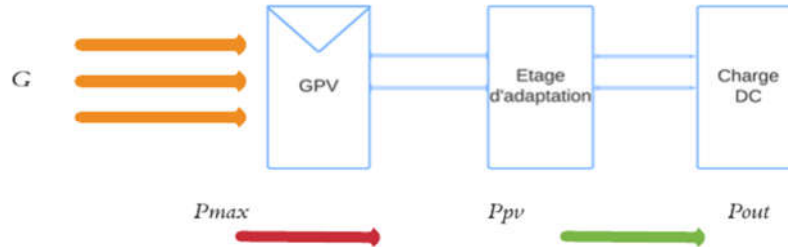


Figure III. 25 Rendements de la chaîne de puissance.

Le rendement total de l'étage d'adaptation entre le GPV, et la charge DC, se compose de divers types de rendements reliés à chaque partie de la chaîne. Le rendement maximum de la conversion photons-électrons du panneau solaire η_{pv} , est défini par :

$$\eta_{pv} = \frac{P_{max}}{G \times A_{eff}} \quad (III. 29)$$

La puissance P effectivement délivrée par un GPV, dépend en plus de la commande utilisée dans le convertisseur. Le rendement du point de fonctionnement qui en découle est noté η_{MPPT} , permet de mesurer l'efficacité de la commande qui contrôle le convertisseur statique afin que le module PV fournisse la puissance maximale.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P}{P_{max}} \quad (III. 30)$$

Enfin, le rendement du convertisseur noté η_{conv} , est défini par:

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{G \times A_{eff}} \quad (III. 31)$$

Le rendement total de la chaîne de conversion η_{Total} est donné par:[123]

$$\eta_{Total} = \eta_{pv} \times \eta_{MPPT} \times \eta_{conv} \quad (III.32)$$

III.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le fonctionnement du hacheur DC-DC (Boost) et le principe de la recherche du point de puissance maximale tout en donnant les différentes classifications des commandes MPPT du générateur photovoltaïque.

Ce chapitre est consacré à la description de la commande MPPT, le principe de recherche du MPP, les différents algorithmes MPPT.

Dans la suite de notre chapitre nous allons étudier la méthode d'extraction de puissance maximale (MPPT) en utilisant la technique des P&O et Inc.

Chapitre IV

Résultat et simulation

IV.1 Introduction

La simulation est un outil pour l'évaluation des performances théoriques d'un système. En effet cette partie nous permettra d'effectuer des simulations d'un générateur photovoltaïque suivi par un convertisseur DC/DC et de tester les commandes MPPT. Ceci nous permet de modifier les paramètres du système facilement telles que les conditions météorologiques, et de visualiser l'apport de la commande sur le générateur photovoltaïque.

Le logiciel MATLAB et son extension graphique associée SIMULINK font partie d'un ensemble d'outils intégrés au traitement du signal, présentent la possibilité de simuler des systèmes à leurs états continus et discrets, il est donc bien adapté pour tester les commandes MPPT numériques. Ce chapitre est consacré à la simulation et l'étude comparative entre les méthodes de commande à fin d'obtenir de meilleurs résultats.

IV.2 Simulation du système photovoltaïque

La figure (IV.1) donne le schéma block de notre system photovoltaïque étudié avec l'ensemble des étages simulés : GPV, DC-DC et MPPT. Dans cette simulation on a utilisé un module photovoltaïque PVL136, un hacheur Boost caractérisé par : $C_1= 3000e-6F$, $C_2= 2e-3F$, $L= 0.01H$, $R= 0.01ohm$, avec une charge $R=100ohm$.

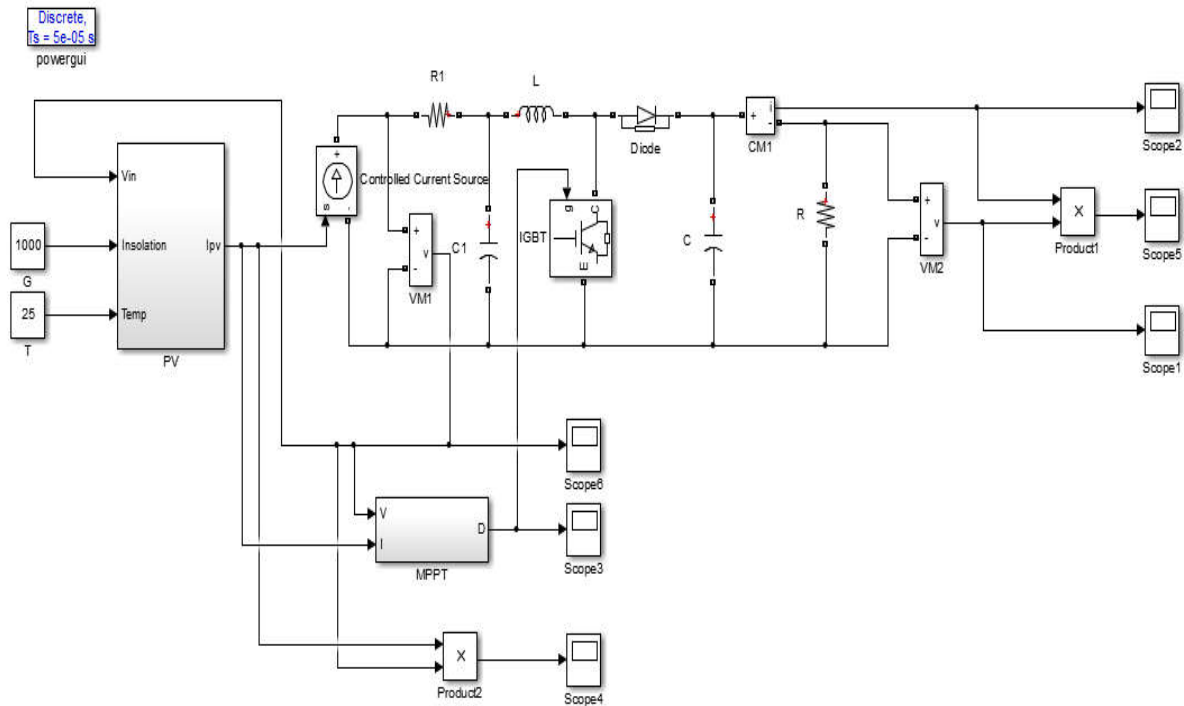


Figure IV. 1 Schéma bloc sous Simulink du système globale.

IV.2.1 Simulation d'un GPV

Pour simuler le comportement du GPV, nous avons utilisé le logiciel Matlab/Simulink en se basant sur le modèle mathématique décrit dans le chapitre II. L'implémentation sous Simulink du modèle mathématique du GPV est illustrée sur la figure (IV.2).

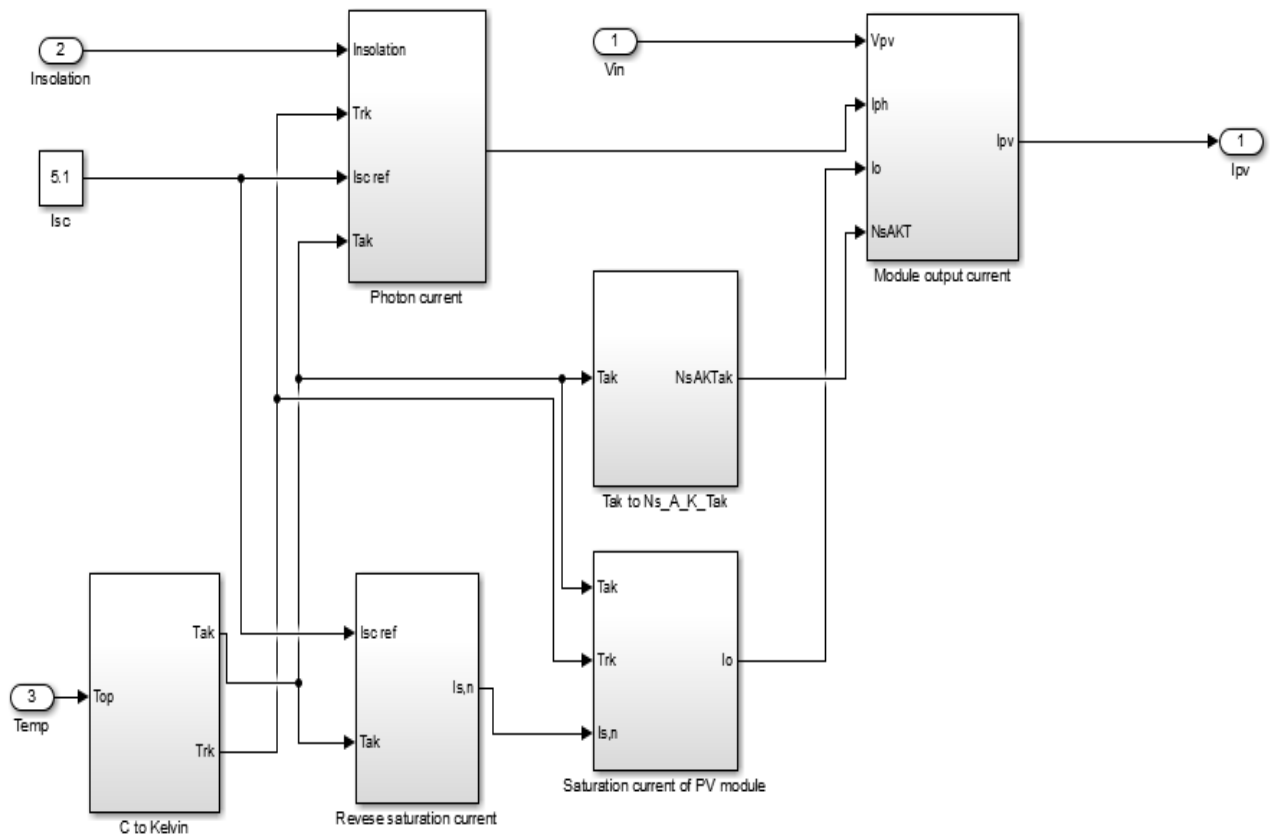


Figure IV. 2Modèle du Simulation du GPV.

IV.2.2 Simulation des algorithmes MPPT connues

On représente les modèles de simulation des algorithmes P&O et Inc sous le programme MATLAB Comme suit.

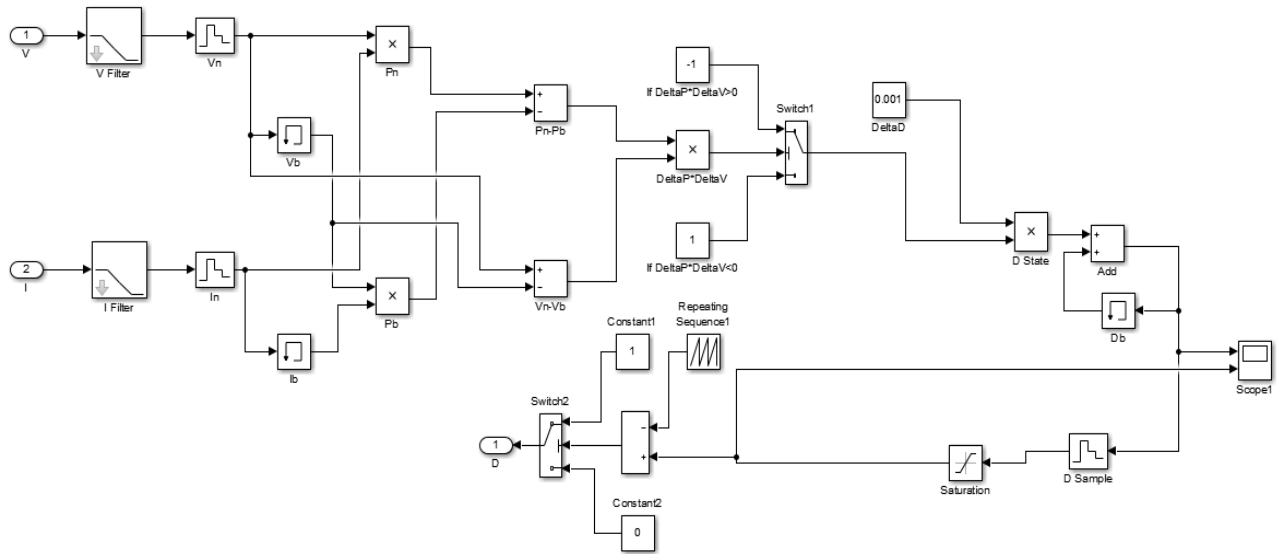


Figure IV. 3 Schéma de simulation de l’algorithme de perturbation et de l’observation (P&O).

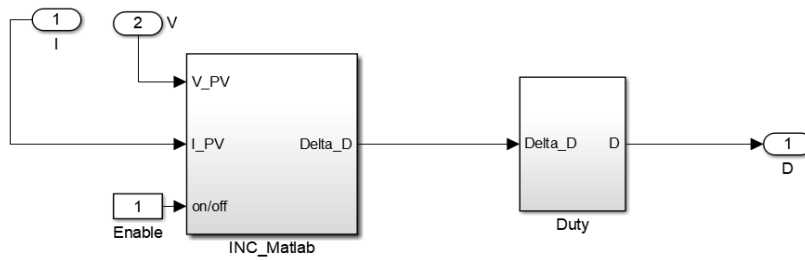


Figure IV. 4 Schéma de block de la commande Inc.

IV.3 Résultats et discussions

IV.3.1 Algorithme P&O

Les figures suivantes présentent les allures de la puissance et le courant d'un système photovoltaïque (PVL136 de puissance 135.3W) commandé par un contrôleur P&O dans une température constante 25°C et éclairements constante 1000 W/m² :

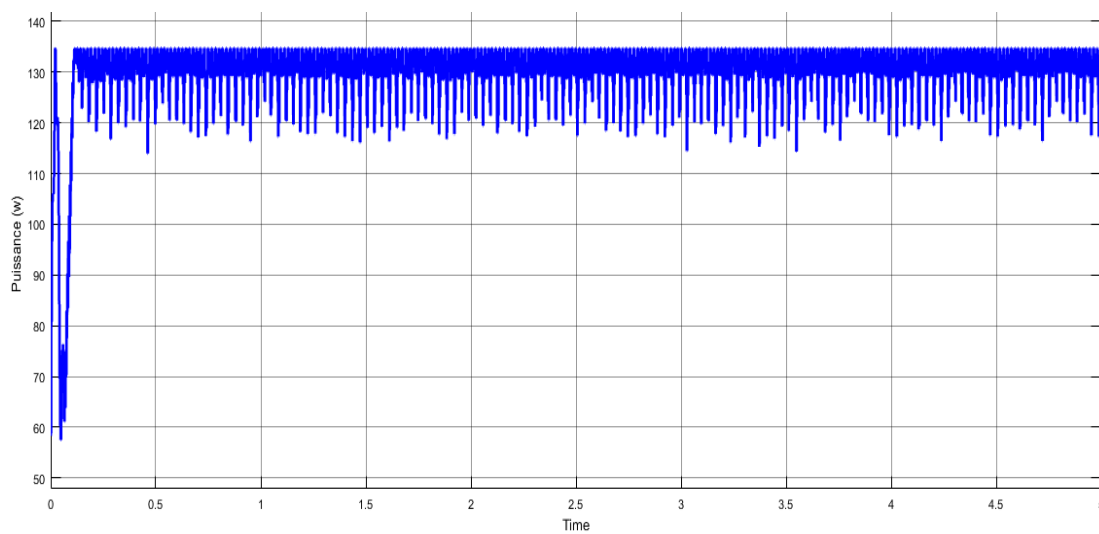


Figure IV. 5 Allure de la puissance d'entrée en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$).

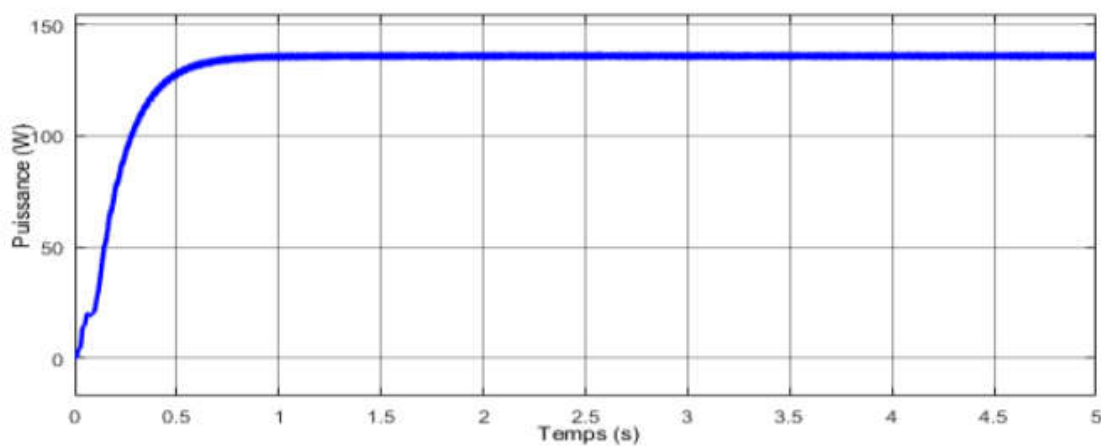


Figure IV. 6 Allure de la puissance de sortie en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$).

IV.3.1.A Variation de la température

Pour valider l’algorithme P&O, nous avons testé notre contrôleur pour diverses valeurs de l’irradiation et de la température en fonction du pas de perturbation. La figure (IV.7) donne une comparaison des courbes de la puissance pour une irradiation constante égale à 1000W/m^2 et une température variable $[0\ 25\ 50]^\circ\text{C}$.

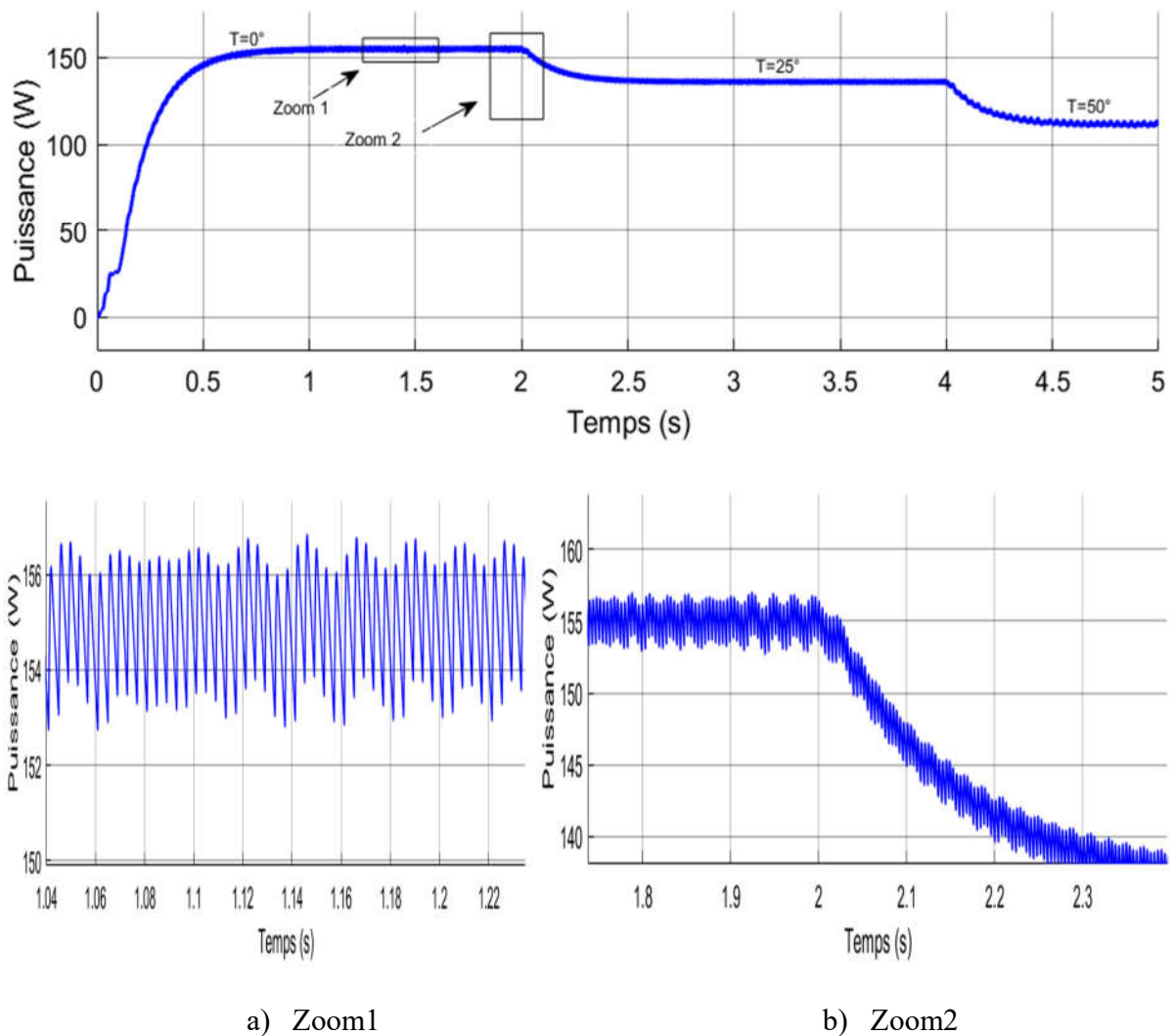


Figure IV. 7 Allure de la puissance dans le cas de changement de la température ; a) Zoom1, b) Zoom2.

IV.3.1.B Variation d'irradiation

La figure (IV.8) donne une comparaison des courbes de la puissance de sortie pour une température constante à 25°C et irradiation variable [1000 800 600] W/m².

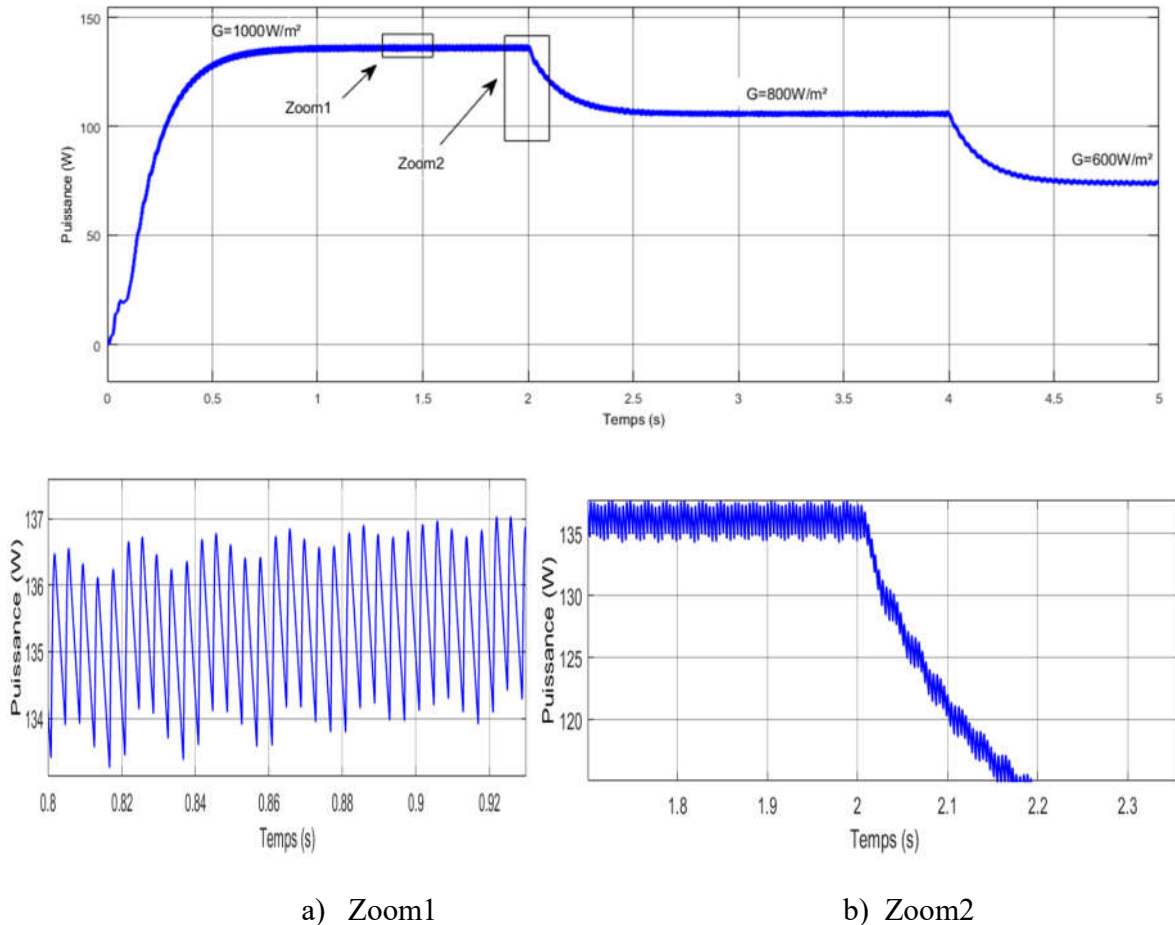


Figure IV. 8 Allure de la puissance dans le cas de changement d'irradiation ; a) Zoom1, b) Zoom2

D'après les figures obtenues on remarque que la puissance réagit en fonction de l'éclairement et ce fixe toujours à la puissance maximale. Nous remarquons que la méthode P&O facile de mettre en place. Cependant, il a certaines limites, comme oscillations autour du PPM en régime permanent, vitesse de réponse lente, et même suivi dans le mauvais sens dans des conditions atmosphériques en évolution rapide.

IV.3.2 Algorithme Inc

Les figures suivantes présentent les allures de puissance d'un système photovoltaïque (PVL136 de puissance 135.3W) commandé par un contrôleur Inc dans une température constante 25°C et éclairements constante 1000 W/m^2 :

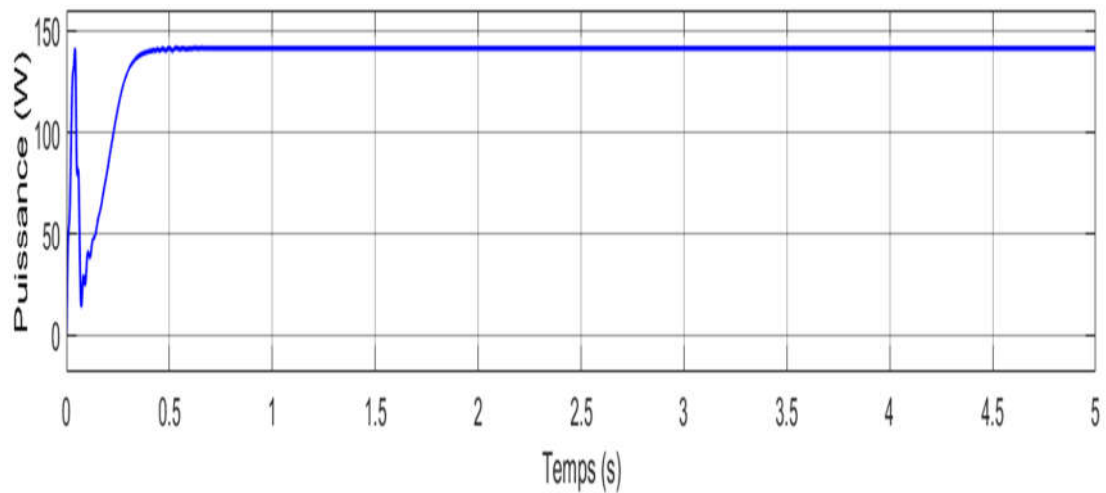


Figure IV. 9 Allure de la puissance d'entrée en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, 1000W/m^2).

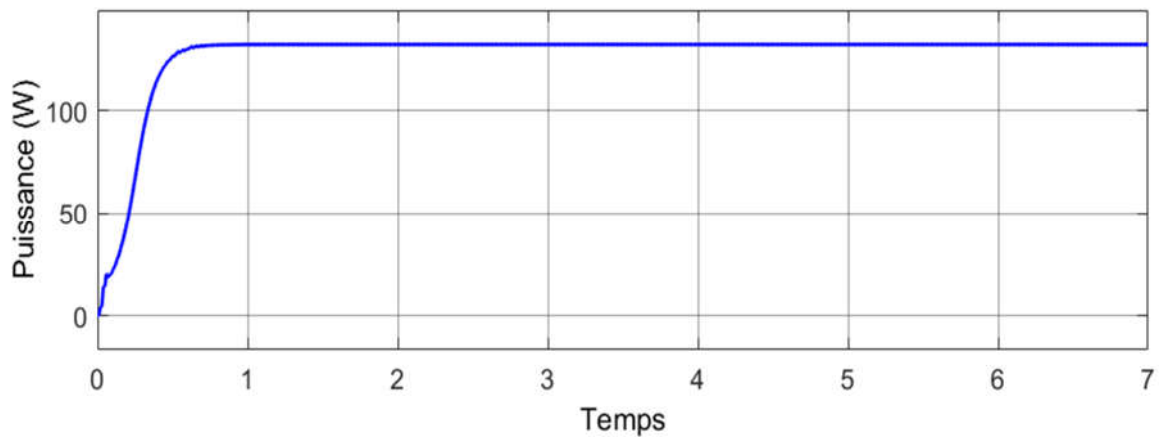


Figure IV. 10 Allure de la puissance de sortie en fonction de temps pour ($T=25^{\circ}\text{C}$, 1000W/m^2).

IV.3.2.A Variation de la température

Pour valider l’algorithme Inc, nous avons testé notre contrôleur pour diverses valeurs de l’irradiation et de la température en fonction du pas de perturbation. La figure (IV.11) donne une comparaison des courbes de la puissance pour une irradiation constante égale à 1000W/m^2 et une température variable $[0\ 25\ 50] \text{ }^\circ\text{C}$.

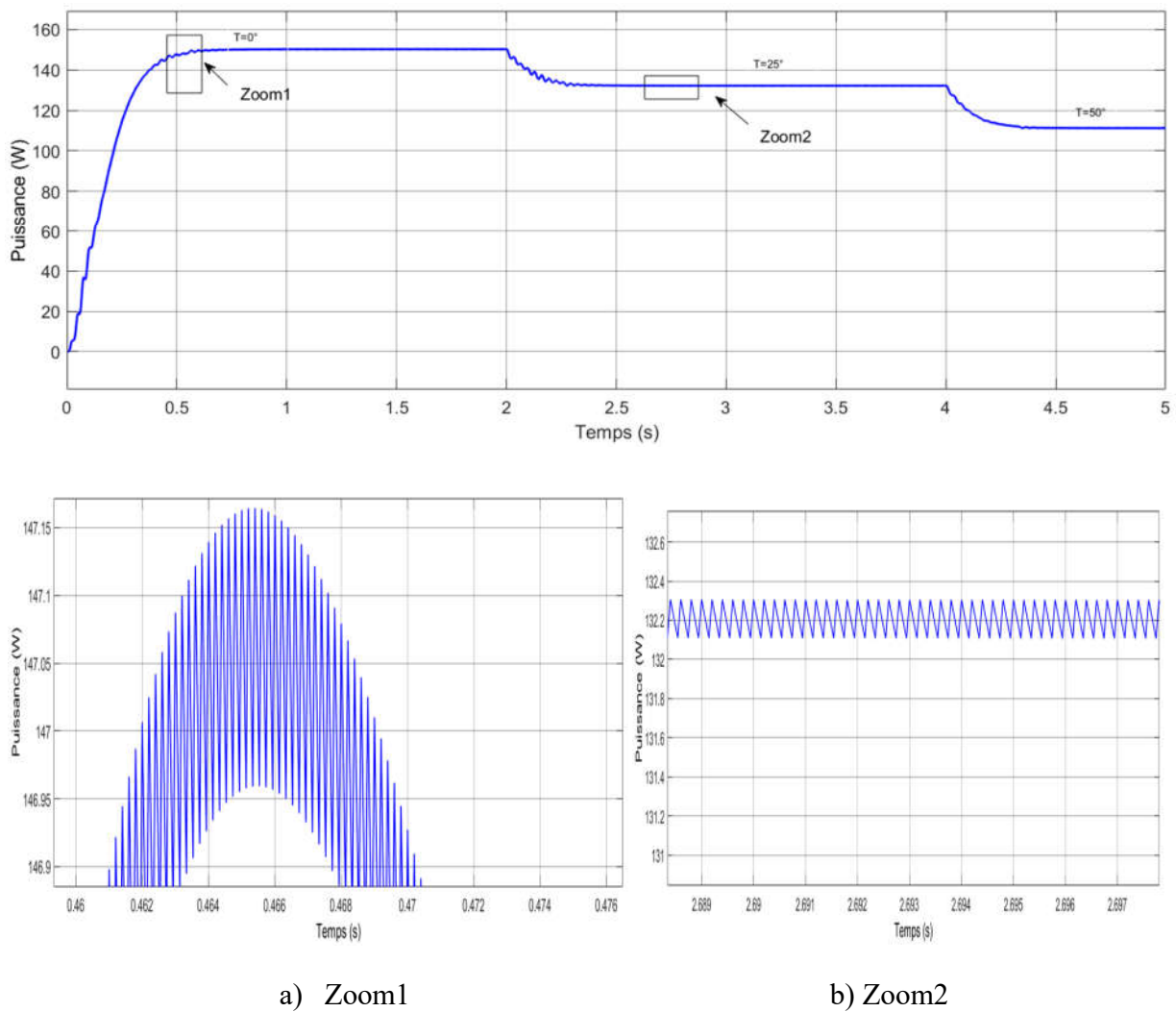


Figure IV. 11 Allure de la puissance dans le cas de changement de la température ; a) Zoom1, b)Zoom 2.

IV.3.2.B Variation d'irradiation

La figure (IV. 12) donne une comparaison des courbes de la puissance pour une température constante à 25°C et irradiation variable [1000 800 600] W/m².

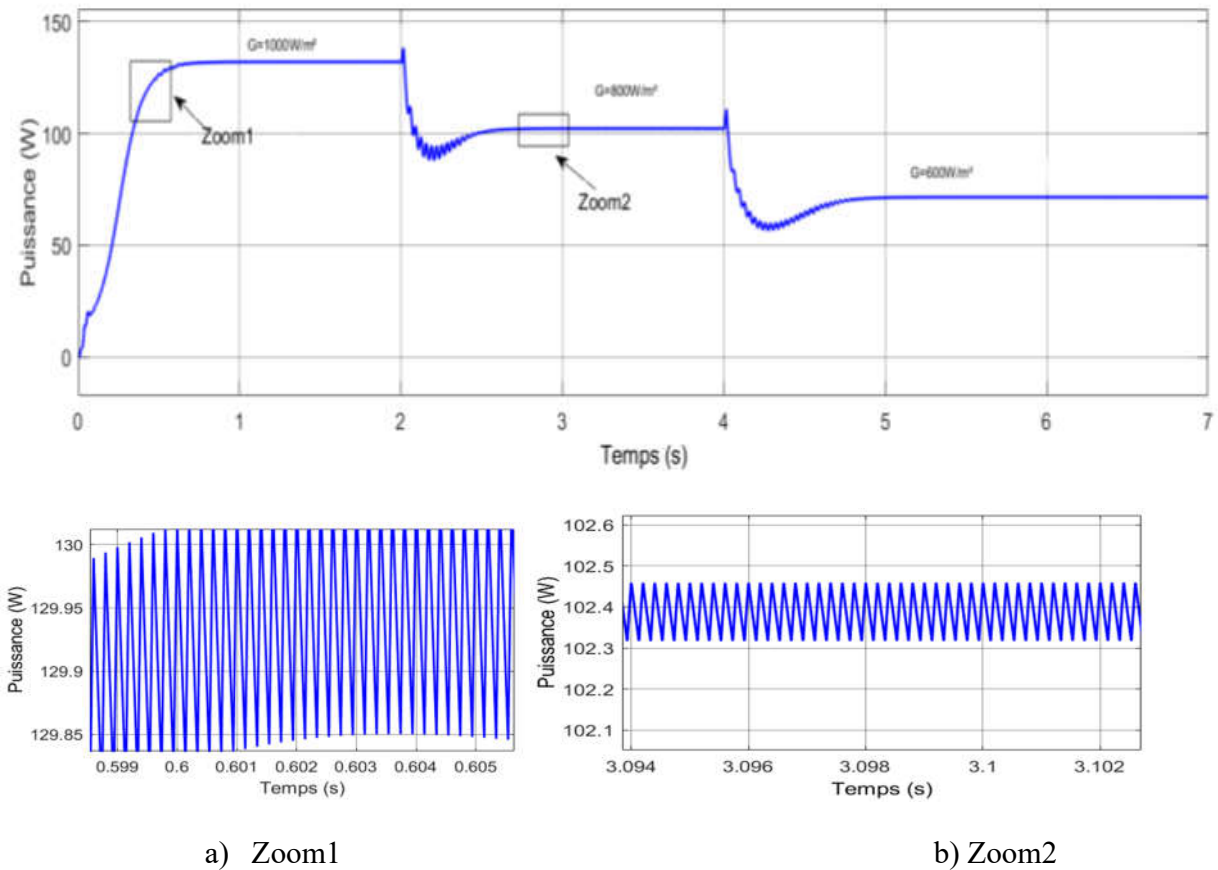


Figure IV. 12 Allure de la puissance dans le cas de changement de l'irradiation; a) Zoom1, b) Zoom2.

L'algorithme Inc semble une amélioration de l'algorithme P&O. En effet, il se comporte mieux lors d'un changement rapide des conditions météorologiques, néanmoins, l'ondulation de la tension est importante dans le deuxième cas. Cependant, c'est un algorithme un plus complexe que le précédent.

IV.4 Etude comparative entre la commande étudiée

Pour un meilleur jugement entre les commandes précédentes ; nous avons fait une étude comparative et nous avons obtenu les résultats de simulation suivants.

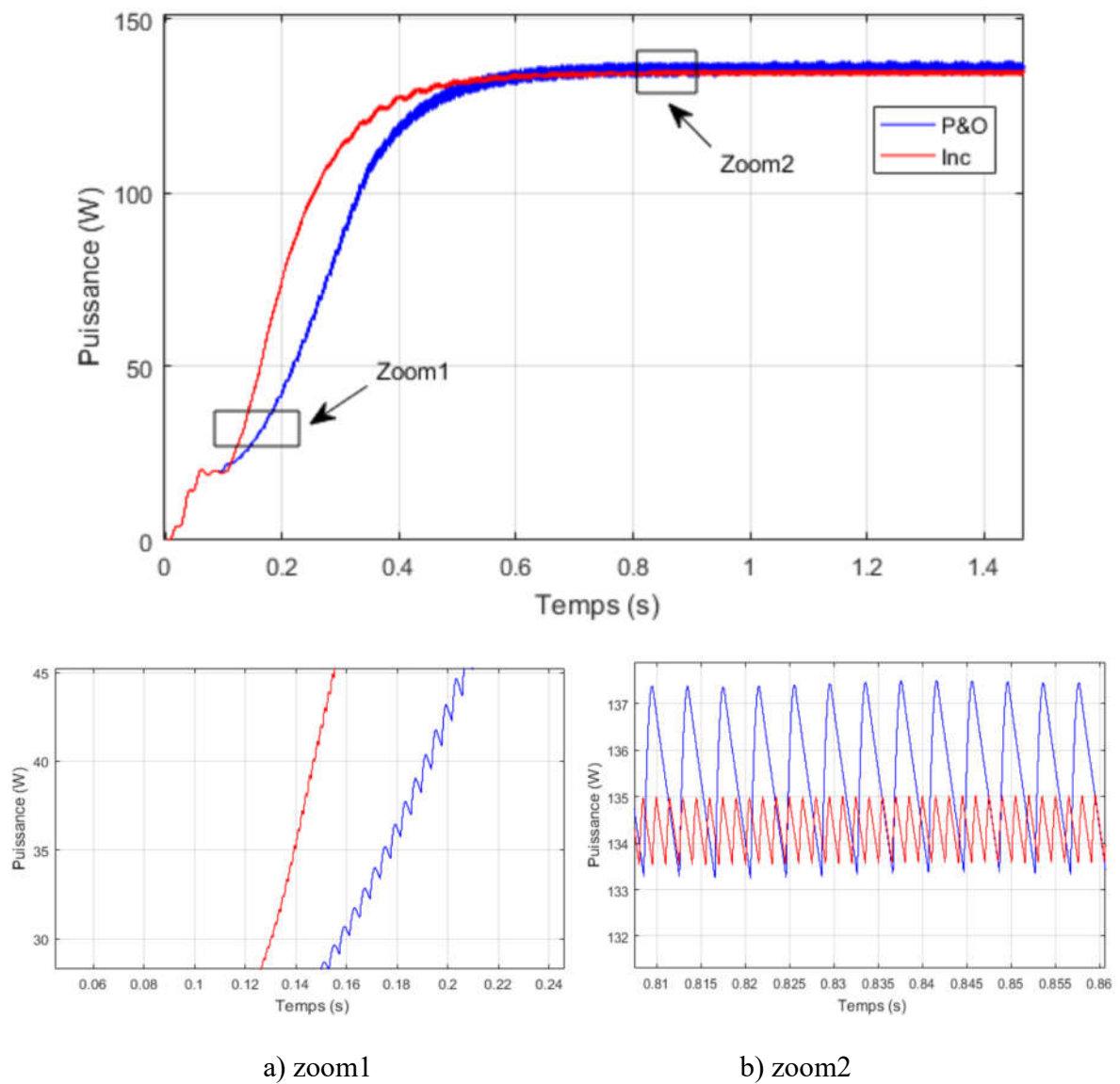


Figure IV. 13P&O- Inc puissance de sortie; a) Zoom1, b) Zoom2.

La figure (IV.13) montre, à titre de comparaison, les résultats de simulation de la puissance de sortie du GPV, pour la MPPT à base perturbation et observation (P&O) et (Inc). On voit clairement la commande Inc réduit le temps de réponse du système PV (Zoom1). On observe évidemment que le système avec MPPT conventionnelle P&O possède une grande perte d'énergie en régime permanent (Zoom2).

IV.5 Simulation d'un groupement des panneaux pour une mini centrale

La figure (IV.15), figure (IV.16) représente les caractéristiques I(V), P(V) d'une mini centrale

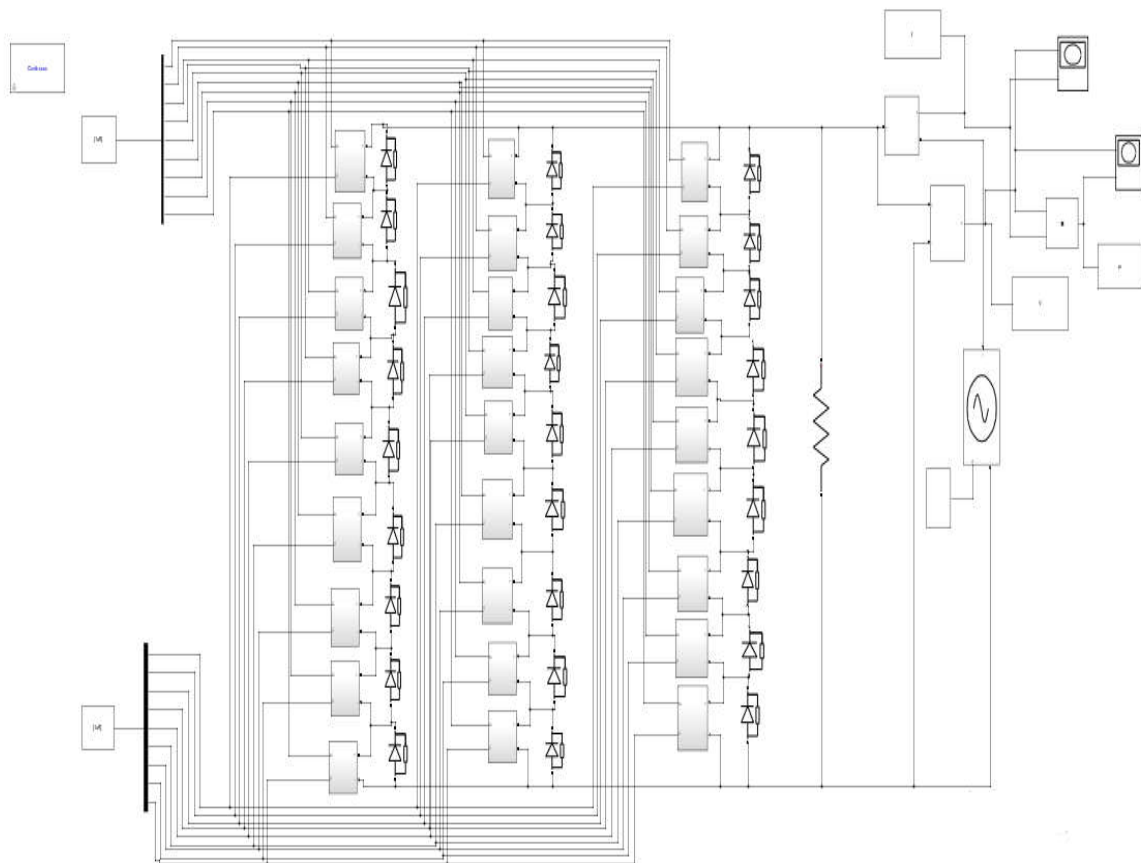


Figure IV. 14 Simulation d'un groupement des panneaux.

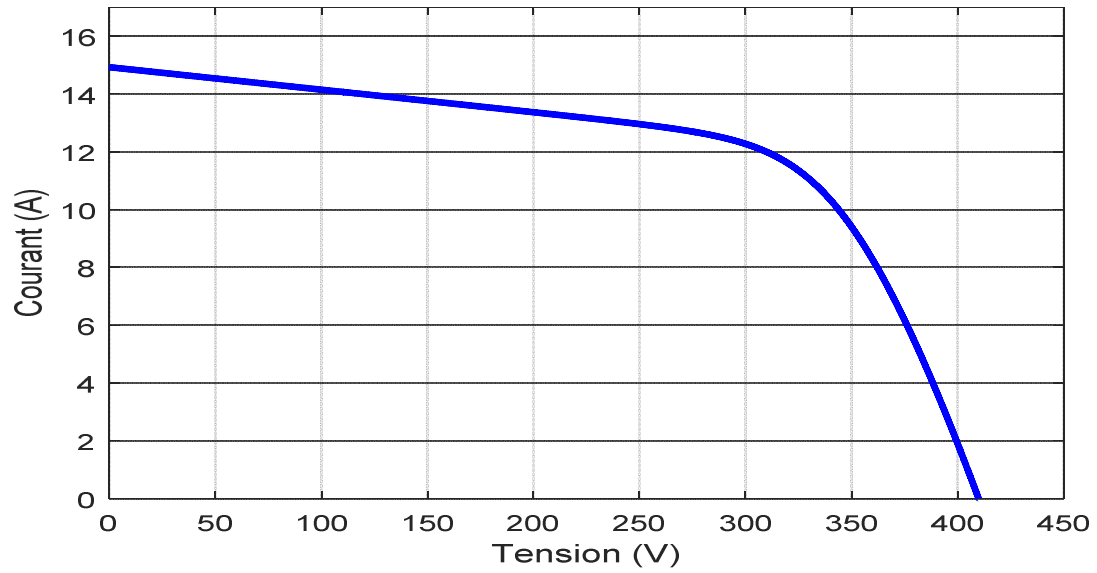


Figure IV. 15 Caractéristique I(V).

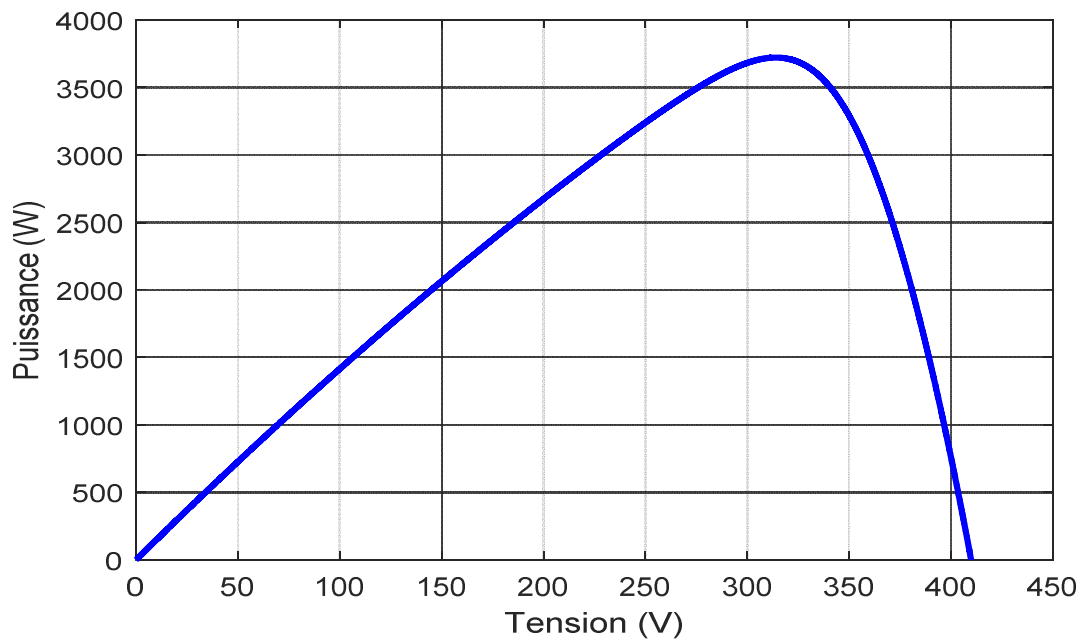


Figure IV. 16 Caractéristique P(V).

IV.6 Conclusion

Ce chapitre présente les résultats obtenus par deux méthodes de commande de MPPT appliquées à un générateur PV. La première est la méthode P&O, la deuxième est la méthode INC. Ensuite, nous dénombrons deux cas de figure : variation d'irradiation et température et nous avons effectué une étude comparative entre les deux méthodes. Enfin, nous avons terminé par une simulation d'un groupement des panneaux pour un mini central.

CONCLUSION GENERALE

La principale contribution de ce travail de mémoire est l'identification des paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque pour le modèle à simple diode en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Et pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à la poursuite PPM et à minimiser ainsi l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est variable en fonction de la charge et des conditions climatiques.

Dans le chapitre III nous avons abordé les différentes méthodes MPPT retrouvées dans la littérature. La présence de plusieurs types de commandes MPPT montre que ce domaine de recherche est en évolution et qu'il est difficile de trouver une ou plusieurs solutions universelles.

La mise en place des simulations, la présentation des résultats obtenus, les discussions et la comparaison ont fait l'objet du dernier chapitre. Ce dernier englobe l'ensemble des simulations développées sous l'environnement Matlab/Simulink dans un premier pour la mise en place du système photovoltaïque et dans un deuxième pour tester à valider et comparer les commandes

MPPT faisant l'objet de cette étude.

Les résultats obtenus lors de notre travail encouragent la poursuite des recherches dans ce sens a résolution est d'autant nécessaire pour la simulation et la validation d'algorithmes appliqués sur le modèle photovoltaïque, en utilisant des techniques d'intelligence artificielle comme la logique floue, les réseaux de neurones artificiels et les réseaux neuro-flous pour la commande du convertisseur.

LISTE DES ANNEXES

Annexe I : détermination des nombres de panneaux.

❖ Nombre de module

- Nombre totale de module : $N = \frac{P_C}{P_{mod}}$

$$N = \frac{3653.1}{135.3} = 27$$

- Nombre de module en série : $N_s = \frac{U_C}{U_{mod}}$

U_C : Tension aux bornes de la charge

U_{mod} : Tension aux bornes d'un module

$$\text{Donc ; } N_s = \frac{146}{46.5} = 9$$

- Nombre de module en parallèle : $N_p = \frac{P_C}{N_s * P_{mod}}$

P_C : puissance du champ PV ou puissance crête

P_{mod} : puissance du module

$$\text{Alors : } N_p = \frac{3653.1}{135.32 * 9} = 3$$

:

BIBLIOGRAPHIE

- [1] EDF (Electricité de France), “la production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde,” Quinzième Inven. Édition 2013, p. 11, 2013, [Online]. Available: <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/15e-inventaire-Chap01-Fr.pdf>.
- [2] P. Mohanty, T. Muneer, and M. Kolhe, *Solar Photovoltaic System and Applications*, vol. 20, no. S2. 1981.
- [3] R. R. R. Singh et al., *Comparison Between Artificial Neural Network and Its Combination with Perturb & Observe as a MPPT Control Method of Photovoltaic System*, vol. 8, no. 1. Springer Singapore, 2018.
- [4] J. Li, Y. Liu, and X. Bo, “The research of maximum power point tracking method for photovoltaic system,” *Lect. Notes Electr. Eng.*, vol. 144 LNEE, no. Vol. 2, pp. 629–636, 2012, doi: 10.1007/978-3-642-27326-1_81.
- [5] B. Mohammed, “Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension,” 2013.
- [6] H. E. Murdock, *Renewables 2019 Global Status Report Collaborative*, no. July. 2019.
- [7] O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d ’ un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur,” thèse de doctorat, ’école normale supérieure de cachan, 2002.
- [8] O. Am and S. Am, “Mémoire de fin de cycle,” pp. 2013–2014, 2007.
- [9] Benadel Faiza, “Etude Et Simulation d’une Commande MPPT Pour Système PV,” universite mohamed boudiaf - M’SILA, 2016.
- [10] P. Bessemoulin and J. Oliviéri, “le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette,” pp. 42–59, 2000.
- [11] S. A. M. Maleki, H. Hizam, and C. Gomes, “Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited,” *Energies*, vol. 10, no. 1, 2017, doi: 10.3390/en10010134.
- [12] M. Belhadj, “Modélisation d’un Système De Captage Photovoltaïque Autonome,” Mémoire de Magister, Centre Universitaire De Bechar, 2008.
- [13] “<https://slideplayer.fr/slide/13647291/>.” .
- [14] E. Becquerel, “effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires.,” no. 7 May 1935 (1839), pp. 561–567.
- [15] A. Einstein, “On the quantum theory of radiation,” pp. 63–77, 1917.
- [16] L. Hoddeson, “The Emergence of Basic Research in the Bell Telephone System, 1875-

- 1915,” Technol. Cult., vol. 22, no. 3, p. 512, 1981, doi: 10.2307/3104388.
- [17] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, and B. Sada Sy, *Le pompage Photovoltaïque*. 1998.
- [18] L. M. Fraas, *Low-cost solar electric power*, vol. 9783319075. 2014.
- [19] L. Brahim, “étude des propriétés électriques d’une photopile à base d’une structure schottky,” magister en microelectronique, université de batna, 2009.
- [20] R. Khenfer, “Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques,” These doctorat, université ferhat abbes - setif 1 ufas(algerie), 2015.
- [21] A. A. E. M. Ahmed, “Study of Interconnecting Issues of Photovoltaic/Wind Hybrid System with Electric Utility Using Artificial Intelligence,” These doctorat, El-Minia.
- [22] S. BENSALÉM, “Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires,” Memoir magister, université ferhat abbas - setif, 2011.
- [23] A. H. M. E. Reinders, “A design method to assess the accessibility of light on {PV} cells in an arbitrary geometry by means of ambient occlusion,” Proc. 22nd {European} {Photovoltaic} {Solar} {Energy} {Conference} {Exhibition}, no. January, 2007, [Online]. Available: <http://doc.utwente.nl/60558/>.
- [24] O. K. MERSEL Houria, “Mémoire de fin de cycle Modélisation et Contrôle d’un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau,” 2007.
- [25] A. Luque and H. Steven, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, vol. 1179. 1964.
- [26] S. Souad, “Effet des paramètres opérationnels sur les performances d’un capteur solaire plan,” Memoire de magister, université mentouri de constantine, 2010.
- [27] M. Orgeret, “Les piles solaires, le composant et ses applications,” no. Masson, Paris, 1985.
- [28] A. C. Pastor, “conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques,” These doctorat, institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [29] B. Abdesslam, “Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension,” Memoir magister, université – SETIF-1-, 2014.
- [30] F. Bandou, “contribution à l’analyse des performances électriques et thermiques des modules photovoltaïques de différentes technologies,” thèse de doctorat, université mouloudmammeri de tizi-ouzou faculte, 2015.
- [31] S. Vighetti, “Systèmes Photovoltaïque raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion,” These de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [32] D. Meekhun, “Réalisation d’un système de conversion et de gestion de l’énergie d’un système photovoltaïque pour l’alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l’application aéronautique,” These de doctorat, université de Toulouse, 2011.

- [33] Mambrini.T, “Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d ’ implantation et en fonction des différentes technologies,” thèse de doctorat, universite paris-sud école, 2014.
- [34] N. Zakia, “optimisation d’une centrale solaire a base d’un generateur pv [Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah],” Mémoire de Magister, Université Abou Bakr Belkaid Tlemcen, 2010.
- [35] Z. El Jouad, “Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques,” These de doctorat, Université d’Angers, 2017.
- [36] G. Walker, “Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model,” J. Electr. Electron. Eng. Aust., vol. 21, no. 1, pp. 49–55, 2001.
- [37] B. RAKZA and S. OUANAS, “Modélisation et commande du système photovoltaïque par les réseaux de neurones,” Memoire de master, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M’SILA, 2017.
- [38] B. Amir Abderaouf and M. BENBRINIS, “Structure et Commande d ’ une installation photovoltaïque en site isolé,” memoire de master, universite badji mokhtar- annaba, 2018.
- [39] H. Assia, “Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d’un module photovoltaïque,” Memoire de master, UNIVERSITE M’HAMED BOUGARA BOUMERDES, 2016.
- [40] M. SALIM, “contribution a l’optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes,” These de doctorat, Université de Batna, 2013.
- [41] R.Maouedj, “Application de l’énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah,” mémoire de magister, université de Tlemcen, 2005.
- [42] A.Bouden, “Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque,” mémoire de magister, université de Constantine, 2008.
- [43] M. L. LOUAZENE, “Contribution à l’optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l’irrigation dans les zones sahariennes – Application zone de Ouargla,” Thèse de Doctorat , universite el hadj lakhdar – batna, 2015.
- [44] A. Chermitti, O. Boukli-Hacene, A. Meghebbar, N. Bibitriki, and A. Kherous, “Design of a library of components for autonomous photovoltaic system under Matlab/Simulink,” Phys. Procedia, vol. 55, no. 14, pp. 199–206, 2014, doi: 10.1016/j.phpro.2014.07.029.
- [45] A. Hamidat, A. H. Arab, and M. Belhamel, “Etude et réalisation d ’ une mini centrale photovoltaïque hybride pour l ’ électrification du refuge Assekrem,” vol. 10, pp. 265–272, 2007.
- [46] S. Clarence, “Aide a La Decision Pour Le Choix De Sites Et Systemes Energetiques Adaptes Aux Besoins Du Benin,” These de doctorat, Université Bordeaux 1, 2011.
- [47] S. Fateh, “Modélisation d’un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au

- réseau électrique,” Mémoire de magister, université ferhat abbas - setif- ufas (algerie), 2011.
- [48] H. Tsai, C. Tu, and Y. Su, “Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK,” *Lect. Notes Eng. Comput. Sci.*, vol. 2173, no. 1, pp. 846–851, 2008.
- [49] D. Sera, “Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT for Residential PV systems,” these de doctoract, Universitet Aalbor, 2009.
- [50] F. Harouadi, B. Mahmah, M. Belhamel, S. Chader, A. M’raoui, and C. Etievant, “Les potentialités d’exploitation d’hydrogène solaire en Algérie dans un cadre euro-maghrébin Partie I: Phase d’étude d’opportunité et de faisabilité,” *Rev. Des Energies Renouvelables*, vol. 10, no. December 2017, pp. 181–190, 2007.
- [51] M. R. Yaiche and A. Bouhanik, “Atlas solair Algérien,” pp. 1–84, 2002.
- [52] M. O. Benaissa, S. Hadjeri, and S. A. Zidi, “Sizing modelling and simulation of PV generation system feeding a 6 MW induction motor dedicated to pumping applications,” no. 30, pp. 161–176, 2017.
- [53] B. Bouzidi, “Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions - Case study Adrar,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4436–4442, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.108.
- [54] M. A. Hamouda, M. Saïdi, A. Louchene, and C. H. A. Malek, “Etude et réalisation d ’ un système intelligent d ’ alimentation en énergie électrique d ’ une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau,” vol. 14, pp. 187–202, 2011.
- [55] N. K. Merzouk and M. Merzouk, “Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux,” vol. 9, no. January, pp. 155–163, 2006.
- [56] A. O. Benelkadi, A. Kaabeche, and Y. Bakelli, “Etude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques en Algérie,” *Rev. Des Energies Renouvelables*, vol. 21, no. 2, pp. 181–198, 2018.
- [57] “El Ayam-2.”
- [58] AOUN Nouar, “Evaluation et validation de la performance des modèles de circuits équivalents de la cellule photovoltaïque,” These de doctorat, universite des freres mentouri constantine, 2016.
- [59] F. Z. Zerhouni, M. Zegrar, S. K. Brahim, and A. B. Stambouli, “Optimisation d’un système à énergie verte avec validation pratique,” *Rev. Des Energies Renouvelables*, vol. 11, pp. 41–49, 2008.
- [60] S. M. Ait-Cheikh, “Etude Investigation et conception d’algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques,” Thèse de Doctorat , Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2007.

-
- [61] M. Anssi, V. Seppo, and L. Jari, "Operation of series-connected silicon-based photovoltaic modules under partial shading conditions," *Ieee Trans Fuzzy Syst*, vol. 20, pp. 298–309, 2011, doi: 10.1002/pip.
- [62] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, and A. T. M. Abid, "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," vol. 17, pp. 435–445, 2014.
- [63] O. Mehdi, T. Anis, M. Meridjet, and D. Djalel, "Etude et Caractérisation sous Matlab/Simulink d'un Générateur Photovoltaïque," p. 5, 2012.
- [64] Debili.N, "Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage Photovoltaïque," Thèse de doctorat, universite constantine, 2015.
- [65] A. S. Model, "Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters from," no. 2, pp. 286–293, 1987.
- [66] A. Jain and A. Kapoor, "Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W -function," vol. 81, pp. 269–277, 2004, doi: 10.1016/j.solmat.2003.11.018.
- [67] B. Fry, "simulation of grid-tied building intgrated photovoltaic systems," Thesis, mechanical engineering, university of Wisconsin-Madison, 1998.
- [68] W. Zhou, "APPLIED A novel model for photovoltaic array performance prediction," vol. 84, no. IEEE, pp. 1187–1198, 2007, doi: 10.1016/j.apenergy.2007.04.006.
- [69] D. L. King, "Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions," vol. 347, no. IEEE, 1997, doi: 10.1063/1.52852.
- [70] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy*, vol. 80, no. IEEE, pp. 78–88, 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [71] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [72] C. Carrero, J. Amador, and S. Arnaltes, "A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances," *IEEE Renew. Energy*, vol. 32, no. 15, pp. 2579–2589, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2007.01.001.
- [73] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model," *IEEE J. Electr. Electron. Eng. Aust.*, vol. 21, no. 1, pp. 49–55, 2001.
- [74] S. Q. KOU, A. K. And W, and B. A, "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems," *Sol. Energy*, vol. 64, no. 1–3, pp. 33–40, 1998, doi: 10.1016/S0038-092X(98)00049-8.

- [75] J. Crispim, M. Carreira, and R. Castro³, “Validation of Photovoltaic Electrical Models against Manufacturers Data and Experimental Results,” *IEEE*, pp. 556–561, 2007.
- [76] T. U. Ownsend, “A method for estimating the long-term performance of directcoupledphotovoltaicsystems,” MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [77] A. Oi, “Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System,” A Thesis Presented to the Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, 2005.
- [78] M. Reda, “Modélisation d’un dispositif MPPT pour l’étude de l’augmentation de la puissance produite par les générateurs photovoltaïques,” *memoir de magister, universite badji mokhtar annaba*, 2010.
- [79] G. Escobar, S. Pettersson, C. N. M. Ho, M. Karppanen, and T. Pulli, “PV current sensorless MPPT for a single-phase PV inverter,” *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf. IEEE)*, pp. 3906–3911, 2011, doi: 10.1109/IECON.2011.6119947.
- [80] A. Cid-Pastor, C. Alonso, J. F. Cugat-Curto, B. Estibals, and L. Martinez-Salamero, “Design of feedback laws for dc-to-ac conversion in photovoltaic systems,” *Int. Work. Adv. Motion Control. AMC*, pp. 93–98, 2004, doi: 10.1109/amc.2004.1297648.
- [81] N. Bianchi and M. Dai Pre, “Active power filter control using neural network technologies,” *IEE Proceedings-Electric Power Appl.*, vol. 150, no. 2, pp. 139–145, 2003, doi: 10.1049/ip-epa.
- [82] P. Midya, P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa, and J. Kimball, “Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications,” *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. 2, pp. 1710–1716, 1996, doi: 10.1109/PESC.1996.548811.
- [83] M. A. G. De Brito, L. P. Sampaio, L. G. Junior, and C. A. Canesin, “Evaluation of MPPT techniques for photovoltaic applications,” *Proc. - ISIE 2011 2011 IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, no. 1, pp. 1039–1044, 2011, doi: 10.1109/ISIE.2011.5984303.
- [84] H. FATIHA and R. AICHA, “Modélisation et simulation d ’ un système photovoltaïque,” *Memoir master, universite kasdi merbah ouargla*, 2014.
- [85] DAOUD A, “Contrôle de la Puissance d’un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire,” *Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d’Oran Mohamed Boudiaf*, 2013.
- [86] B. ABDELHAKIM, “Conception et implémentation d ’ une commande MPPT de haute performance pour une chaine de conversion photovoltaïque autonome,” *these de doctorat, universite ferhat abbas - setif 1 ufas(algerie) these*, 2015.
- [87] C. Hamida and H. Ratiba, “Modélisation et simulation d’un système photovoltaïque connecté au réseau,” *Memoir de Master, universite abou bekr belkaid tlemcen*, 2016.
- [88] S. Singer and A. Braunstein, “Maximum Power Transfer From a Nonlinear Energy Source

- To an Arbitrary Load,” IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib., vol. 134, no. 4, pp. 281–287, 1987, doi: 10.1049/ip-c.1987.0044.
- [89] A. Pallavee Bhatnagar and B. R. K. Nema, “Conventional and global maximum power point tracking techniques in photovoltaic applications: A review,” J. Renew. Sustain. Energy, vol. 5, no. 3, 2013, doi: 10.1063/1.4803524.
- [90] K. Ishaque and Z. Salam, “A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 19, pp. 475–488, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.032.
- [91] R. Faranda, S. Leva, and V. Maugeri, “MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison,” IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES, pp. 1–6, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596156.
- [92] T. Eswam and P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [93] M. Amarouayache and A. Bouzid, “Contribution à l’optimisation d’une chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque,” These de doctorat, universite constantine 1, 2014.
- [94] C. CABAL, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” doctorat d de l’un niver sité d de toulous SE, 2008.
- [95] O. Boukli-Hacene, “Conception et réalisation d’un générateur photovoltaïque muni d’un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique,” These de magister, Univertite abou baker belkaid -tlemcen, 2011.
- [96] A. C. Pastor, “Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques Angel Cid Pastor To cite this version : HAL Id : tel-00128644 Docteur de l ’ Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse,” 2007.
- [97] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “improved MPPT Algorithms for Rapidly Changing Environmental Conditions,” Simulation, pp. 1614–1619, 2006.
- [98] P. Neves, D. Gonçalves, J. G. Pinto, R. Alves, and J. L. Afonso, “Single-phase shunt active filter interfacing renewable energy sources with the power grid,” IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.), pp. 3264–3269, 2009, doi: 10.1109/IECON.2009.5415208.
- [99] D. P. Hohm and M. E. Ropp, “Comparative study of maximum power point tracking algorithms,” Prog. Photovoltaics Res. Appl., vol. 11, no. 1, pp. 47–62, 2003, doi: 10.1002/pip.459.
- [100] B. BENDIB, “Une nouvelle approche de modélisation et de commande des systèmes photovoltaïques autonomes,” these de doctorat . universite ferhat abbas — Setif 1, 2017.
- [101] Y. Jung, J. So, G. Yu, and J. Choi’, “improved perturbation and observation method (ip80) of mppt control for photovoltaic power systems,” 0-7803-8707-4/051\$20.00 02005 IEEE. 1788, no. 1, pp. 1788–1791, 2005.

- [102] M. Azab, "A New Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems," no. 2002, pp. 702–705, 2009.
- [103] Z. Ayache, A. Bendaoud, H. Slimani, B. Benazza, H. Miloudi, and A. Bentaallah, "Commande MPPT et Contrôle d'un Système Photovoltaïque par la Logique Floue," pp. 3–8.
- [104] C. W. Tan, T. C. Green, and C. A Hernandez-aramburo, "A Current-Mode Controlled Maximum Power Point Tracking Converter for Building Integrated Photovoltaics," October, pp. 1–10, 2010.
- [105] M. S. Ngan and C. W. Tan, "A study of maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems," 2011 IEEE Appl. Power Electron. Colloquium, IAPEC 2011, pp. 22–27, 2011, doi: 10.1109/IAPEC.2011.5779863.
- [106] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., vol. 142, no. 1, pp. 59–64, 1995, doi: 10.1049/ip-gtd:19951577.
- [107] M. R. Sourov, "A High Performance Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Power System Using DC-DC Boost Converter," IOSR J. Eng., vol. 02, no. 12, pp. 12–20, 2012, doi: 10.9790/3021-021231220.
- [108] T. Tafticht, "Analyse Et Commande D'Un Système Hybride Photovoltaïque Éolien Décembre," These de doctorat, université du québec à trois-rivières comme, 2006.
- [109] H. Al-Atrash, I. Batarseh, and K. Rustom, "Statistical modeling of DSP-based hill-climbing MPPT algorithms in noisy environments," Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC, vol. 3, pp. 1773–1777, 2005, doi: 10.1109/APEC.2005.1453286.
- [110] W. Xiao and W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems," PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf., vol. 3, pp. 1957–1963, 2004, doi: 10.1109/PESC.2004.1355417.
- [111] V. BOITIER and P. MAUSSION, "Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques," Univ. Toulouse , Rev. 3E.I, N°54, vol. 90–96, pp. 753–762, 2008.
- [112] H. Al-Atrash, I. Batarseh, and K. Rustom, "Effect of measurement noise and bias on hill-climbing MPPT algorithms," IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst., vol. 46, no. 2, pp. 745–760, 2010, doi: 10.1109/TAES.2010.5461654.
- [113] B. M, Photovoltaic energy systems. New York: mcgraw Hill, 1983.
- [114] B. Bekker and H. J. Beukes, "Finding an optimal PV panel maximum power point tracking method," IEEE AFRICON Conf., vol. 2, pp. 1125–1129, 2004, doi: 10.1109/afriicon.2004.1406864.
- [115] A. Pandey, N. Dasgupta, and A. K. Mukerjee, "A simple single-sensor MPPT solution,"

- IEEE Trans. Power Electron., vol. 22, no. 2, pp. 698–700, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.892346.
- [116] W. Li, Y. Zheng, W. Li, and X. He, “A Smart and Simple PV Charger for Portable Applications,” no. 50907058, pp. 2080–2084, 2010.
- [117] A. Zbeeb, “A New Microcontroller-Based MPPT Algorithm for Photovoltaic Applications,” Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Applied Science (Electrical & Computer Engineering) at Concordia University Montreal Canada, 2009.
- [118] D. Y. Lee, H. J. Noh, D. S. Hyun, and I. Choy, “An improved MPPT converter using current compensation method for small scaled PV-applications,” Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC, vol. 1, no. C, pp. 540–545, 2003, doi: 10.1109/iecon.2002.1185428.
- [119] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, “Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems With Voltage- and Current-Based Maximum Power-Point Tracking,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 17, no. 4, pp. 514–522, 2002.
- [120] G. W. Hart, “experimental tests of open-loop maximum-power-point tracking techniques for photovoltaic arrays,” sol. cells, vol. 13, pp. 185–195, 1984.
- [121] B. Ankaiah and J. Nageswararao, “Enhancement of Solar Photovoltaic Cell by Using Short-Circuit Current Mppt Method,” Int. J. Engineering Sci. Invent., vol. 2, no. 2, pp. 45–50, 2013.
- [122] T. Noguchi, S. Togashi, and R. Nakamoto, “Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 49, no. 1, pp. 217–223, 2002, doi: 10.1109/41.982265.
- [123] A. Barrado, V. Á. Salas, E. Olı, and A. La, “New algorithm using only one variable measurement applied to a maximum power point tracker,” Sol. Energy Mater. Sol. Cells ,ELSEVIER, vol. 87, pp. 675–684, 2005, doi: 10.1016/j.solmat.2004.09.019.