

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES

Faculté de Génie Electrique

Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

YOUCEF Abdelaziz

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Electrotechnique

Option :

Convertisseurs Electromécaniques

Intitulé de la thèse :

**Contribution à l'Optimisation des Performances d'un
Générateur Photovoltaïque en Présence d'Ombrage Partiel**

Présentée devant le jury composé de :

Pr. MASSOUM Ahmed	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Pr. MILOUDI Abdallah	Professeur (U.M.T. Saida)	Rapporteur
Pr. SAYAH Houari	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Co-Rapporteur
Pr. MILOUD Yahia	Professeur (U.M.T. Saida)	Examineur
Pr. MEZOUAR Abdelkader	Professeur (U.M.T. Saida)	Examineur

Soutenue le : 14 /09/2017

Sommaire

Sommaire

Dédicace et remerciements et liste des publications	
LISTE DES TABLEAUX	I
LISTE DES FIGURES	II
NOMENCLATURE	V
RESUME.....	IX
INTRODUCTION GENERALE.....	01

Chapitre I : Etat de l'art sur le photovoltaïque

I.1	Introduction.....	04
I.2	Pourquoi les énergies renouvelables.....	04
I.2.1	La conversion photovoltaïque.....	05
I.3.1	Les perspectives de la conversion photovoltaïque	07
I.4	Les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV.....	08
I.5	Situation énergétique en Algérie.....	09
I.5.1	Potentiel soleil.....	10
I.5.2	Potentiel éolien.....	11
I.6	Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie.....	11
I.6.1	Potentiel solaire à la wilaya de Saïda.....	12
I.7	Installation des panneaux solaires photovoltaïques.....	15
I.7.1	Les différents types d'installation d'un système PV	15
I.7.1.1	Installations autonomes.....	15
I.7.1.2	Installations raccordées au réseau.....	16
I.7.1.3	Les installations fixes.....	17
I.7.1.4	Les installations mobiles ou orientables.....	17
I.7.1.5	Systèmes hybrides.....	17
I.8	Comportement de panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage partiel..	18
I.9	Rendement des panneaux solaires photovoltaïques.....	19
I.10	Avantages et inconvénients des panneaux photovoltaïques.....	20
I.10.1	Avantages des panneaux photovoltaïques.....	20
I.10.2	Inconvénients des panneaux photovoltaïques.....	22

Sommaire

I.11	Conclusion.....	22
------	-----------------	----

Chapitre II : Modélisation d'un générateur photovoltaïque avec éclairage uniforme

II.1	Introduction.....	24
II.2	Le générateur photovoltaïque.....	24
II.2.1	Protection d'un générateur photovoltaïque.....	25
II.3	Technologies des cellules solaires PV.....	26
II.4	Spécification du générateur photovoltaïque.....	28
II.5	Paramètres de la cellule photovoltaïque.....	28
II.5.1	Tension de circuit ouvert V_{co}	28
II.5.2	Courant de court-circuit I_{sc}	29
II.5.3	Puissance maximale.....	29
II.5.4	Facteur de forme	29
II.5.5	Rendement de la cellule η	29
II.6	Modèle mathématique d'une cellule solaire.....	30
II.7	Modèle mathématique d'un panneau solaire de N_s cellules en série	32
II.8	Modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque.....	33
II.9	Association des panneaux photovoltaïques.....	35
II.9.1	Association en série.....	35
II.9.2	Association en parallèle.....	36
II.9.3	Association mixte des panneaux solaires photovoltaïques.....	37
II.10	Influence de l'éclairement et de la température sur le comportement d'un GPV	38
II.10.1	Influence de la température.....	38
II.10.2	Influence de l'éclairement.....	39
II.11	Conclusion.....	40

Chapitre III : Méthodes d'optimisation de la puissance d'un GVP avec éclairage uniforme

III.1	Introduction.....	42
III.2	Les convertisseurs DC-DC (hacheurs).....	42
III.2.1	Connexion directe entre le GPV et la charge.....	42
III.2.2	Nécessité d'un étage d'adaptation.....	44
III.3	Différents types de convertisseurs DC-DC.....	45
III.3.1	Hacheur survolteur.....	45
III.3.2	Fonctionnement d'un hacheur parallèle.....	46
III.4	Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC	48
III.4.1	Les commandes MPPT les plus utilisées.....	48
III.4.2	Méthode de poursuite de puissance maximale.....	49
III.4.3	Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT.....	49
III.5	Description de quelques types d'algorithmes MPPT utilisés en simulation.....	50
III.5.1	Méthodes à contre réaction de puissance.....	50
III.5.1.1	Méthode Perturbation et Observation (P&O).....	50
III.5.1.2	Méthode Incrémentation de la conductance.....	53
III.5.2	Méthodes intelligentes.....	56
III.5.2.1	Commande MPPT basée sur la logique floue.....	57
III.6	Simulation de la recherche du point de puissance maximale sous éclairage uniforme.....	61
III.6.1	Simulation avec le cas stable.....	62
III.6.2	Simulation avec un changement brusque.....	64
III.6.3	Interprétation des résultats de simulation.....	68
III.7	Conclusion.....	69

Sommaire

Chapitre IV : Modélisation d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel

IV.1	Introduction.....	70
IV.2	Effet de l'ombrage partiel sur les performances d'un GPV	70
IV.3	Différents types de configurations des panneaux photovoltaïques.....	71
IV.4	Modèle mathématique d'une colonne de panneaux solaires partiellement ombrée	72
IV.5	Simulation du modèle proposé.....	75
IV.6	L'ombrage et le nombre de pics sur la caractéristique $P=f(V)$	82
IV.7	Pertes de puissance à cause de l'ombrage.....	84
IV.8	Conclusion.....	88

Chapitre V : Optimisation de la puissance d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel

V.1	Introduction.....	89
V.2	Recherche du MPPT par l'algorithme 'P&O' classique en présence d'ombrage partiel.....	89
V.2.1	Résultats de simulation avec la commande MPPT classique.....	91
V.3	Adaptation du 'P&O' pour suivre le MPP global du GPV en présence d'ombrage partiel.....	92
V.3.1	Description de la méthode proposée.....	93
V.3.2	Résultats de simulation.....	95
V.3.2.1	Simulation d'un GPV sous différentes configurations d'ombrage avec un changement brusque.....	96
V.3.2.2	Simulation d'un GPV sous différentes configurations d'ombrage avec un changement graduel	98
V.4	Conclusion.....	102
	CONCLUSION GENERALE.....	103
	Annexe.....	105
	Bibliographie.....	106

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

- à mes défunts parents
- à mon épouse
- à mes deux fils
- à mes frères et sœurs
- à mes proches
- à tous mes amis et collègues

Remerciements

Je remercie chaleureusement mon encadreur et directeur de thèse, monsieur **MILOUDI Abdallah**, Professeur à la faculté de technologie, Université Dr.Moulay Tahar de Saïda, pour avoir dirigé et assuré de manière agréable le suivi de mon travail et pour la confiance et l'intérêt qu'il a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Ses conseils, sa disponibilité et sa qualité humaine ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à monsieur **SAYAH Houari**, Professeur à la faculté de génie électrique, université Djillali Liabes de SidiBelabbes, en tant que co-directeur de thèse pour son soutien tout au long de ce travail de recherche.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur **MILOUD Yahia**, Professeur à la faculté de technologie, Université Dr.Moulay Tahar de Saïda, en acceptant de participer à ce jury.

Je remercie également Monsieur **MEZOUAR Abdelkader**, Professeur à la faculté de technologie, Université Dr.Moulay Tahar de Saïda d'avoir accepté de participer à ce jury.

Je leur remercie d'avoir pris le temps de juger ce travail et de m'avoir fait l'honneur d'être rapporteurs de ma thèse.

Mes sincères remerciements à Monsieur **MASSOUM Ahmed**, Professeur à la faculté de génie électrique, université Djillali Liabes de SidiBelabbes, de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Listes des Publications

➤ Article :

- 1- 'Optimization of partially shaded PV array using a modified P&O MPPT algorithm'

Auteurs : YUCEF.A, MILOUDI.A,SAYAH.R,SAYAH.H

Journal : Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, ISSN 1583-1078

Date de publication : Issue 28, January-June 2016, p. 179-196

➤ Communications :

- 1- YUCEF.A, MILOUDI.A, 'Simulation d'un GVP et recherche du MPPT avec la méthode 'P&O' en utilisant un convertisseur Boost'- 2^{ème} CIEEAM 2015 ENPO ORAN-Novembre2015.
- 2- YUCEF.A, MILOUDI.A, SAYAH.H, 'Commande MPPT (P&O) d'un GPV en présence d'ombrage partiel' – ICPEED'14,Décembre 2014 USTO ORAN.
- 3- YUCEF.A,MILOUDI.A,SEKOUR.M, 'Extraction de la puissance maximale d'un GPV sous différentes conditions climatiques', CIEEA'13, ENPO ORAN.
- 4- YUCEF.A,MILOUDI.A, 'Commande floue directe du couple d'un moteur asynchrone avec estimation de la résistance statorique', ICPEED'12,Décembre 2012 USTO ORAN.

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

I.1	Potentiel solaire en Algérie par région	10
I.2	Répartition de la puissance par ressource	11
I.3	Irradiation pour différents angles d'inclinaison	15
I.4	Gain en pourcentage pour angles d'inclinaison	15
II.1	Caractéristiques du module PV Suntech STP080 12/B6 monocristallin	35
II.2	Résultats de simulation pour un groupement série ($N_{ss}=3$), avec différentes températures et $G=1000 \text{ W/m}^2$	39
II.3	Résultats de simulation pour un groupement série ($N_{ss}=3$), avec différents éclairagements et $T=25^\circ\text{C}$	40
III.1	Tableau des règles de décision floue (inférence)	59
IV.1	Valeur des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec les configurations C1, C2 et C3 de la figure IV.3	81
IV.2	Valeurs de puissance d'une configuration à dix groupes d'un GPV(10x10)	83
IV.3	Valeurs des puissances maximales pour les trois passages des nuages	86
V.1	Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration de la figure IV.3.a.	91
V.2	Valeur du MPP traquée avec la commande 'P&O' pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration C_1	92
V.3	Puissance générée en utilisant les algorithmes 'P&O' modifié et classique des configurations ombragées de la figure V.6. pour $G=100$ et 150 W/m^2 .	98
V.4	Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6, avec $G=100$ et 150 W/m^2	100

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

I.1	Principe de conversion photovoltaïque	06
I.2	Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.	06
I.3	Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.	07
I.4	Le recyclage des panneaux solaires	09
I.5	Carte préliminaire des irradiances solaire de l'Algérie	10
I.6	Répartition énergétique en Algérie	12
I.7	Températures moyennes mensuelles	13
I.8	Températures maximales moyennes mensuelles	13
I.9	Températures minimales moyennes mensuelles	13
I.10	Vitesses moyennes mensuelles du vent	14
I.11	Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale 31°	14
I.12	Inclinaison optimale (degrés)	14
1.13	Schéma de principe d'une installation PV autonome	16
1.14	Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau	16
I.15	Schéma d'une installation photovoltaïque mobile	17
I.16	Principe de fonctionnement d'un système PV hybride	18
I.17	Evolution du rendement nominal d'une cellule au silicium monocristallin en fonction de la température	20
I.18	Nettoyage des panneaux photovoltaïques	21
I.19	Réalisation d'un champ photovoltaïque	21
II.1	Groupement de panneaux solaires photovoltaïques : a) Série b) Parallèle c) Série/Parallèle	25
II.2	Groupement de panneaux photovoltaïques avec leur diodes de protection	26
II.3	Différents types de cellules PV, (a) : Cellule au Silicium Monocristallin, (b) : Cellule au Silicium Polycristallin, (c) : Cellule au Silicium amorphe (couche	27
II.4	Les différentes zones de la caractéristique I(V)	28
II.5	Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire PV	30
II.6	Circuit équivalent d'une cellule solaire	31
II.7	Groupement de Ns cellules	32

LISTE DES FIGURES

II.8	Matrice solaire formée de plusieurs groupes de colonne solaire formant un générateur photovoltaïque	34
II.9	Simulation de six panneaux PV en série	36
II.10	Simulation de six panneaux PV en parallèle	37
II.11	Simulation d'un groupement mixte de panneaux PV, avec $N_{ss}=3$ et $N_{pp}=2$	38
II.12	Courbes I-V et P-V pour différentes températures avec $G=1000 \text{ W/m}^2$	38
II.13	Courbes I-V et P-V pour différents éclairagements avec $T=25^\circ\text{C}$	39
III.1	Connexion directe GPV-Charge	43
III.2	Points de fonctionnement d'un GPV en connexion directe, en fonction de la charge	43
III.3	Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage	44
III.4	Schéma de base d'un convertisseur Boost	45
III.5	Les deux configurations d'un convertisseur Boost suivant l'état de l'interrupteur S	46
III.6	Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost	48
III.7	Conversion photovoltaïque avec convertisseur DC-DC contrôlée par une commande MPPT	49
III.8	Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire	52
III.9	Organigramme de l'algorithme 'P&O'	53
III.10	Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G.	54
III.11	Organigramme de l'algorithme d'incrément de conductance	55
III.12	Configuration globale de la logique floue sous Matlab/Simulink	58
III.13	Schéma synoptique général d'un contrôleur flou	58
III.14	Fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée et de sortie du contrôleur flou E , dE et dD .	60
III.15	Surface caractéristique du régulateur floue proposé	60
III.16	Schéma bloc de la simulation d'un GPV avec commande MPPT	61
III.17	Allure de la puissance du GPV avec les trois commandes MPPT	62
III.18	Temps de réponse pour la recherche de la puissance du MPP pour les trois commandes	62
III.19	Allure de la tension du GPV avec les trois commandes	62
III.20	Allure du courant du GPV avec les trois commandes	63
III.21	Allure du rapport cyclique avec les trois commandes	63

LISTE DES FIGURES

III.22	Zoom du rapport cyclique	63
III.23	Performance de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.01$	65
III.24	Performance de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.025$	65
III.25	Performance de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.05$	66
III.26	Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.01$	66
III.27	Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.025$	67
III.28	Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D = 0.05$	67
III.29	Performance de la commande logique floue dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV	68
IV.1	Topologie des différentes configurations des modules photovoltaïques	72
IV.2	Groupe de panneaux solaires en série sous ombrage partiel	73
IV.3	Les trois configurations du GPV (C1), (C2) et (C3)	76
IV.4	Bloc simulink du GPV formé par trois groupes	77
IV.5	Bloc simulink d'un groupe du GPV	77
IV.6	Caractéristiques standards du GPV : (a) Courbe P-V - (b) Courbe I-V	78
IV.7	Courbe P-V du GPV de la configuration C1, (l'éclairement de l'ombrage est de 100 W/m^2)	79
IV.8	Courbe I-V de la configuration C1, (l'éclairement de l'ombrage est 100 W/m^2)	79
IV.9	Courbe P-V avec les trois configurations : (a) C1, (b) C2 et (c) C3 pour $T=25^\circ\text{C}$ et l'éclairement de l'ombrage en kW/m^2	80
IV.10	Caractéristique $P=f(V)$ d'un GPV répartis en dix groupes	82
IV.11	Simulation d'un GPV(10x10) avec répartition de groupe allant de 10 à 3 groupes	84
IV.12	Différentes configurations lors du passage d'un nuage stable sur un GPV(10x10) pour les temps t_0, t_1 et t_2 avec $G=500\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$	85
IV.13	Simulation des différentes configurations lors du passage nuageux	87
V.1	Schéma bloc d'une commande MPPT d'un GPV sous ombrage partiel	90
V.2	Courbe P-V avec et sans commande MPPT pour une variation brusque de G de 1000 à 100 W/m^2	92

LISTE DES FIGURES

V.3	Organigramme de l'algorithme 'P&O' modifié	94
V.4	Courbe $P(t)$ avec variation de G de la configuration de la figure C_1	95
V.5	Zoom sur $P(t)$ au voisinage de $t=2s$.	96
V.6	Différentes configurations avec: (a) irradiation uniforme, (b) ombrage léger, (c) ombrage moyen, (d) ombrage sévère	96
V.7	Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6 avec $G=100W/m^2$	97
V.8	Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure 12 avec $G=100W/m^2$	97
V.9	Variation graduelle de l'ombrage	99
V.10	Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6 avec $G=100$ et $150 W/m^2$	99
V.11	Puissances générées avec l'algorithme 'P&O' modifié pour les deux variations brusque et graduelle	101

NOMENCLATURE

Nomenclature

Symbole	Signification
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>MPP</i>	Point de puissance maximale
<i>MPPT</i>	Maximum power point tracking
<i>GPV</i>	Générateur photovoltaïque
<i>h</i>	Constante de Plank
<i>c</i>	Vitesse de la lumière
λ	Longueur d'onde
<i>E</i>	Energie du photon
<i>Voc</i>	Tension de circuit
<i>Icc</i>	Courant de court circuit
<i>AC</i>	Courant alternatif
<i>Em</i>	Eclairement
<i>TUC</i>	Température d'utilisation de cellule PV
<i>Ta</i>	Température ambiante
<i>AIE</i>	International Energy Agency
<i>CIS</i>	Cuivre Indium Sélénium
<i>CDTe</i>	Tellure de Cadmium
<i>GaAs</i>	Arséniure de Gallium
<i>Pm</i>	Puissance maximale
<i>Vm</i>	Tension maximale
<i>FF</i>	Facteur de forme
η	Rendement
<i>G</i>	Irradiation
I_L	Courant d'obscurité
<i>Rs</i>	Résistance interne de la cellule
<i>Rp</i>	Résistance shunt
<i>Icell</i>	Courant de sortie de la cellule PV
<i>Vcell</i>	Tension de sortie de la cellule PV
<i>k</i>	Constante de Boltzman
<i>n</i>	Facteur d'idéalité de la diode
<i>Ns</i>	Nombre de cellules en série

NOMENCLATURE

N_p	Nombre de cellules en parallèle
$G\varepsilon_{\phi_s}$	Gain de l'erreur du flux
$\tilde{e}_{C_{em}}$	Valeur floue de l'erreur du couple
$\tilde{e}_{\phi_s}$	Valeur floue de l'erreur du flux
$\tilde{u}$	Variable floue de sortie
V_{smax}	Valeur maximale de la tension de référence
Te	Intervalle de contrôle des interrupteurs de l'onduleur
Kp	Gain proportionnel
Ki	Gain intégrateur
I_o	Courant de saturation de la diode
V_t	Tension thermique
T	Température instantannée
T_{stc}	Température condition standard du module PV
G_{stc}	Condition standard d'irradiation
N_{ss}	Nombre de panneaux en série
N_{pp}	Nombre de panneaux en parallèle
KI	Coefficient de température du courant de court circuit
KV	Coefficient de température de la tension à circuit ouvert
DC	Courant continu
MCC	Mode de conduction continu
MCD	Mode de conduction discontinu
D	Rapport cyclique
R	Résistance de la charge
$P\&O$	Perturbation et Observation
$Inc.Cond$	Incrémentation de la conductance
V_{pv}	Tension de sortie du GPV
P_{pv}	Puissance de sortie du GPV
GP	Point global
PSO	Particle Swarm Optimisation
N_{cg}	Nombre de colonnes par groupe
N_{sm}	Nombre de modules ombrés

NOMENCLATURE

<i>GA</i>	Algorithme génétique
<i>SSB</i>	Sahara Solar Breeder

RÉSUMÉ

Résumé :

Une énergie photovoltaïque (PV) générée est directement affectée par la température, l'irradiation, l'ombrage et la configuration du GPV. Dans la pratique, des panneaux photovoltaïques pourraient être partiellement ombragés par des bâtiments, des arbres et par d'autres obstacles. Dans ce cas, plusieurs maximums apparaissent dans la courbe $P-V$, un maximum global et une ou plusieurs valeurs maximales locales. Pour le suivi du point maximal de la puissance (MPPT), l'algorithme 'P&O' ne peut pas différencier entre un point global et un maximum local et il est donc inefficace lorsque l'ombrage partiel se produit. Tout d'abord, ce travail présente un modèle originale mathématique de la courbe $P-V$ d'un GPV partiellement ombragé, qui a été utilisé pour effectuer une étude de simulation afin de montrer l'incapacité de l'algorithme 'P&O' à suivre le MPP global d'un système solaire photovoltaïque sous ombrage partiel pour les niveaux d'irradiation d'ombrage faible, puis un algorithme d'adaptation secondaire est proposé pour être ajouté à l'algorithme 'P&O' afin de lui donner la possibilité de suivre le MPP global. Cet sous algorithme déplace le point de fonctionnement imposé par la configuration d'ombrage partiel à un point situé à proximité du MPP global afin d'être facilement suivi par l'algorithme 'P&O'. Dans la simulation, un GPV avec une centaine de modules a été considéré en utilisant des niveaux d'ombrage moyen, léger et sévère. Les résultats obtenus indiquent que l'algorithme 'P&O' modifié proposé est en mesure de suivre le MPP global pour les configurations d'ombrage envisagées et pour tous les niveaux d'irradiation d'ombrage.

Mots clés :

Point Maximum Puissance traquée (MPPT), Perturber et Observer (P&O), Générateur Photovoltaïque (PV), Ombrage, Irradiation uniforme.

ملخص:

الطاقة الشمسية المولدة عن طريق الألواح الضوئية تتأثر مباشرة بدرجة الحرارة والإشعاع الشمسي والتظليل وطريقة تكوين مجموعة المولدات الضوئية. في الممارسة العملية، الألواح الضوئية يمكن أن تكون مظلة جزئياً بسبب المباني أو الأشجار وغيرها من العوائق. في هذه الحالة، تظهر العديد من النقاط القصوى في منحنى $P-V$ ، نقطة واحدة قصوى كقيمة عالمية وواحد أو أكثر من القيم القصوى المحلية. لتتبع نقطة الطاقة القصوى (MPPT)، خوارزمية التحكم 'P & O' لا يمكن أن تفرق بين الحد الأقصى العالمي والمحلي الأقصى، وبالتالي تصبح غير فعالة عندما يحدث التظليل الجزئي. أولاً، يعرض هذا العمل نموذج رياضي أصلي لمنحنى PV لمولد ضوئي GPV مظلل جزئياً والذي تم استخدامه لإجراء دراسة محاكاة من أجل إظهار عدم قدرة خوارزمية 'P & O' لمتابعة الحد الأقصى العالمي MPP للنظام الشمسي الضوئي تحت الظل الجزئي من أجل مستويات منخفضة من الإشعاع للتظليل الجزئي، بعد ذلك تم إضافة خوارزمية التكيف الثانوية إلى 'P & O' السابق لتعطيه القدرة على تتبع MPP العالمي. هذه الخوارزمية تحرك نقطة التشغيل التي يفرضها التظليل الجزئي إلى نقطة قريبة من MPP العالمي حتى يسهل تعقبها من طرف خوارزمية 'P&O'، في المحاكاة استعملنا مولد ضوئي مؤلف من مائة لوحة ضوئية مع استخدام مستوى إشعاع تظليلي متوسط، خفيف وحاد. وتشير النتائج إلى أن خوارزمية 'P & O' التي اقترحت قادرة على تتبع MPP العالمي لمكونات التظليل ولجميع مستويات الإشعاع التظليلي.

مفاتيح الكلمات :

نقطة الطاقة القصوى المتعقبة (MPPT)، اضطراب و مراقبة (P & O)، مولد ضوئي (PV)، الظل، إشعاع موحد.

Introduction Générale

Depuis l'ère ancienne, l'homme cherchait à subvenir ses besoins temporaires. Avec le temps il commençait à chercher des solutions pour préserver toutes sortes d'énergie plus longtemps que possible. Malheureusement cette énergie durable n'est pas vraiment disponible vu l'épuisement des ressources énergétiques traditionnelles, le pétrole et le gaz naturel. En plus des enjeux liés au réchauffement climatique, le recours aux énergies vertes, devient une nécessité primordiale pour la survie de l'humanité.

Le développement et l'exploitation des ressources renouvelables et des systèmes de production décentralisés d'origine renouvelable ont connu une forte croissance ces dernières années. Leurs fonctionnements ne polluent ni l'atmosphère ni le sol ni l'eau et convertissent en électricité une ressource abondante, gratuite et illimitée à l'échelle humaine. La demande importante et croissante de l'énergie ainsi que les préoccupations environnementales liées aux gaz à effet de serre poussent les entreprises à se tourner vers l'énergie renouvelable comme une alternative pour le futur.

L'Algérie jouit d'un potentiel solaire très important dans le monde, en plus l'étendue de son territoire, ses potentialités énormes, l'Algérie a projeté le lancement d'un programme de développement des énergies renouvelables, visant à installer une puissance de l'ordre de 22 000 MW, à l'horizon 2030, avec l'objectif d'atteindre une participation des énergies renouvelables dans la production globale d'électricité à hauteur de 27%.

La wilaya de Saïda, ville des hauts plateaux, jouit d'un potentiel soleil important, elle a bénéficié de la réalisation d'une nouvelle station d'électricité utilisant l'énergie solaire dans la commune d'Ain Skhouna (Saïda), considérée comme un important projet qui permettra la production de 30 mégawatts d'énergies renouvelables sur une superficie de plus de 40 hectares.

L'énergie solaire est une énergie propre, mais les panneaux solaires ne sont actuellement pas rentables pour une production à grande échelle, à cause de nombreuses limites et des autres sources d'énergie plus avantageuses telles que le nucléaire.

L'énergie solaire est toutefois une solution d'avenir qui vaut le coup d'être plus exploitée, d'autant plus que de nombreuses améliorations sont encore possibles.

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante chez les scientifiques et le secteur industriel. Un problème d'optimisation est contraint par des facteurs extérieurs qui influent sur la production électrique du système solaire. L'espace de recherche est l'ensemble des solutions possibles du problème. La résolution d'un tel problème dans un temps raisonnable nécessite l'utilisation d'algorithmes sophistiqués. Ces techniques sont appelées MPPT, 'Maximum Power Point Tracking', ou souvent nommées 'recherche de point de puissance maximale'. Elles sont utilisées pour extraire le maximum de puissance disponible à l'aide d'un algorithme approprié réalisant cette recherche du MPP.

Introduction Générale

L'objectif de cette thèse est de trouver et appliquer un algorithme efficace et optimal permettant d'extraire le maximum de puissance disponible à partir du générateur photovoltaïque (GPV).

Dans ce travail on se limitera à système d'alimentation photovoltaïque autonome.

Le prototype sera conçu pour un système constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur DC-DC d'une commande MPPT et d'une charge DC, ce dernier est modélisé sous Matlab/Simulink.

Une contribution est apportée à l'amélioration et l'optimisation de l'algorithme choisi, en l'occurrence l'algorithme Perturbation et Observation (Perturbe and Observe, P&O).

Ce manuscrit est organisé en cinq chapitres :

- Le premier chapitre décrit le contexte de la conversion et les perspectives du photovoltaïque ainsi que les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV. Ensuite, une illustration de la situation énergétique en Algérie et à la wilaya de Saïda. Nous terminons ce chapitre en citant les différentes installations photovoltaïques du système solaire, ainsi que les avantages et les inconvénients des panneaux PV et leur comportement en présence d'ombrage partiel.
- Le deuxième chapitre va nous permettre de définir les principales caractéristiques des systèmes photovoltaïques, de la cellule au générateur photovoltaïque et les différentes technologies des cellules solaires. Une modélisation et une étude sur les caractéristiques non linéaires des performances d'une cellule à une diode puis un panneau photovoltaïque sont décrites. Les effets des contraintes extérieures à savoir l'irradiation et la température et les simulations sous Matlab Simulink sont illustrés avec un éclairage uniforme.
- Le troisième chapitre, opte pour la recherche vers l'optimisation des performances d'un système solaire photovoltaïque en extrayant sa puissance maximale pour toute charge entraînée en utilisant un convertisseur survolteur commandé par des algorithmes Perturber et Observer 'P&O', Incrémentation de la Conductance 'Inc.Cond' et la logique floue sous un éclairage uniforme. Les principaux résultats de simulation de ces commandes sont exposés en fin de chapitre.
- Le quatrième chapitre, propose l'étude de l'effet d'ombrage sur le rendement énergétique du générateur photovoltaïque. Nous présentons la modélisation et la simulation du GPV, basé sur Matlab pour l'étude des caractéristiques $I-V$ et $P-V$ sous un ensoleillement non uniforme en raison de l'ombrage partiel et étudieront les effets d'ombrage sur les panneaux photovoltaïques ayant des configurations différentes. Des simulations avec des niveaux d'ombrage élevés, moyens et faibles et des configurations différentes sont présentées dans ce chapitre pour mieux comprendre les effets d'ombrage. Le chapitre expose le fait qu'en

Introduction Générale

présence de différentes configurations d'ombrage partiel la caractéristique P - V présente plusieurs pics de puissance (des maximums locaux et un maximum global) pouvant entraîner la recherche MPPT à poursuivre un maximum local au lieu du maximum global et causer ainsi une réduction non négligeable de la puissance d'un GVP.

- Le cinquième chapitre, considère l'algorithme 'P&O' comme algorithme de recherche pour traquer le maximum de puissance sous insolation non uniforme où plusieurs maximums locaux et un maximum global apparaissent dans la caractéristique P - V . On remarque que pour les faibles valeurs d'irradiation, l'algorithme 'P&O' classique est piégé autour d'un maximum local au lieu de poursuivre le maximum global causant ainsi une diminution de l'efficacité du système photovoltaïque. Une adaptation est proposée pour localiser la région de recherche du maximum global et par conséquent permettre à l'algorithme 'P&O' d'identifier le point maximum de puissance d'un générateur PV sous ombrage partiel. Les résultats de simulation seront également présentés pour montrer l'efficacité de notre adaptation à la commande 'P&O' en considérant des changements brusques et graduels des configurations d'ombrage lors du passage nuageux.

Enfin, les principales conclusions de ce travail de recherche et les perspectives qui en résultent sont données dans les conclusions générales.

Chapitre I :

Etat de l'art sur le photovoltaïque

I-1 Introduction :

La demande mondiale en énergie est de plus en plus prometteuse en raison des progrès technologiques et environnementaux. L'augmentation de la consommation et l'épuisement des ressources énergétiques naturelles comme les combustibles fossiles ont entraîné une augmentation des émissions de gaz à effet de serre ainsi que le coût d'exploitation. En raison de cela, les pays ont été contraints de chercher des moyens plus efficaces pour produire de l'énergie renouvelable, verte, durable et qui coûte moins cher. L'énergie renouvelable est généralement considérée comme l'énergie qui provient de ressources naturellement renouvelables, et repose sur la définition de la technologie de l'énergie renouvelable de l'AIE (International Energy Agency) [1]. L'Algérie qui compte une superficie d'environ deux millions de km² de Sahara et de soleil abondant, est bien positionnée pour devenir un acteur majeur dans le secteur du domaine des énergies renouvelables dans un avenir proche.

L'une des façons de classer les ressources énergétiques est basée sur un examen de leur durabilité et renouvellement [2-3]. L'une des options les plus prometteuses, permettant d'abandonner à long terme les sources d'énergie qui portent atteinte à l'environnement, est la transformation directe de l'énergie solaire en électricité au moyen de cellules solaires photovoltaïques ou photopiles. La production d'énergie électrique au moyen de cellules photovoltaïques se différencie donc de façon fondamentale des centrales de production conventionnelles [4].

1.2. Pourquoi les énergies renouvelables :

- Les besoins énergétiques devraient continuer à s'amplifier, du fait de l'accroissement de la population et de la nécessité de procurer plus d'énergie à ceux qui actuellement n'en consomment presque pas. Nous ne pouvons compter d'avantage sur le pétrole et le gaz, tout en sachant qu'il serait bon de limiter leur utilisation pour prendre en compte l'effet de serre et ses conséquences négatives sur notre écosystème [5]. L'intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables est motivé par plusieurs constats : les changements climatiques, l'augmentation de la demande d'énergie, la limitation des réserves de combustibles fossiles, le faible rendement global du système énergétique et la dépendance énergétique [6].

- Les pays en développement qui n'ont pas accès à l'électricité par manque d'infrastructure électrique de base, l'énergie solaire photovoltaïque est la source la plus rentable pour obtenir de l'électricité, et dans certains lieux, elle est la seule.

I.3. La conversion photovoltaïque :

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le préfixe Photo vient du grec « phos » qui signifie lumière. « Volt » vient du patronyme d'Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l'électricité. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse [7].

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière [8].

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Le capteur utilisé se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule nommée cellule photovoltaïque (PV). La quantité d'énergie électrique ainsi générée peut varier en fonction du matériau utilisé, des paramètres géométriques du capteur et de sa capacité à collecter les électrons avant qu'ils ne se recombinent dans le matériau. 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 étant 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. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique [9].

De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [10].

L'énergie d'un photon est donnée par la relation [11] :

$$E = h \cdot c / \lambda \quad (I.1)$$

Où :

h : est la constante de Planck

c : la vitesse de la lumière

λ : longueur d'onde

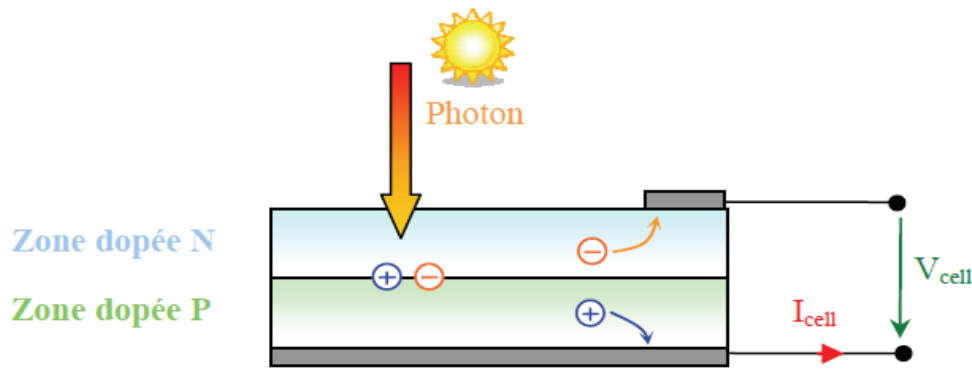


Figure I.1 Principe de conversion photovoltaïque

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court circuit (I_{sc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure I.2 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [12].

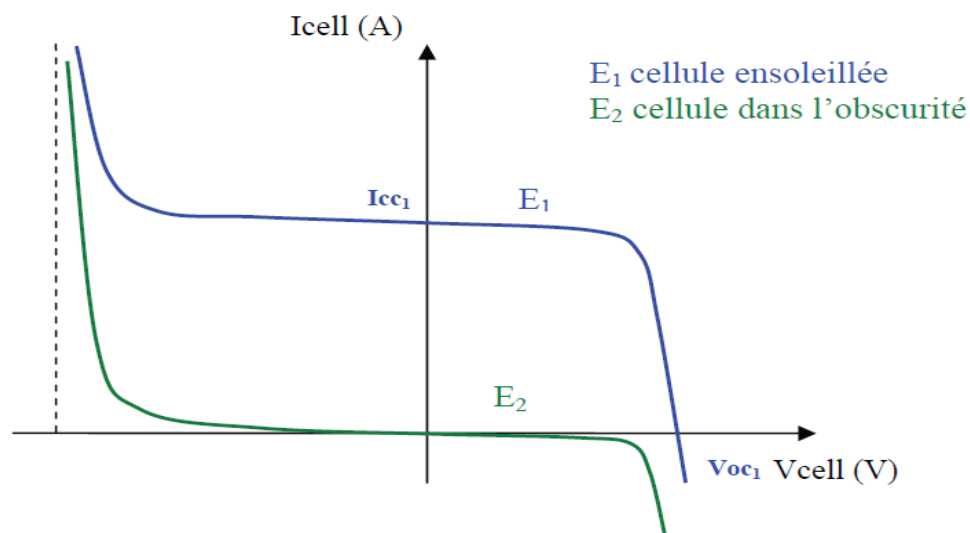


Figure I.2. Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairages.

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m^2 , la figure I.3, correspondant à nos latitudes [13].

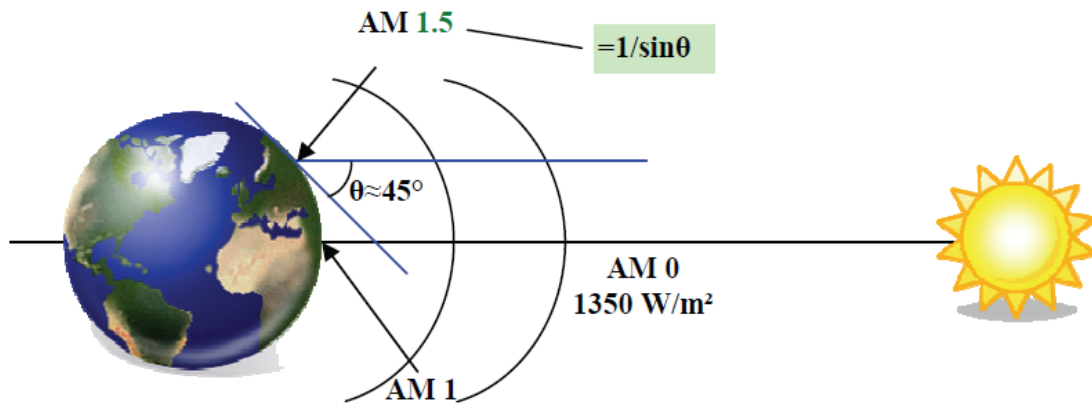


Figure I.3. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

I.3.1. Les perspectives de la conversion photovoltaïque :

Source d'énergie quasiment propre et fiable pour des usages très variés, elle figurera à l'avenir parmi les principales sources mondiales. Son handicap majeur reste un coût encore élevé comparée aux sources conventionnelles et aux filières renouvelables. Ce coût diminue de 10% par an, et pour accélérer cette baisse, les autorités nationales et internationales doivent engager une politique de soutien à long terme de la filière photovoltaïque. C'est précisément l'objectif des programmes lancés depuis quelques années dans plusieurs pays industrialisés. Dans notre pays, l'application du photovoltaïque reste encore modeste. La première utilisation était dans le domaine des télécommunications. Après, certains puits dans les hauts plateaux ont été équipés par des systèmes de pompes photovoltaïques. A nos jours, quelques dizaines de villages sahariens de la région de Tamanrasset et Adrar jouissent des avantages de cette source d'énergie.

L'utilisation du photovoltaïque est très répandue dans la société. Aujourd'hui, tout ou presque peut fonctionner à l'énergie solaire, les panneaux photovoltaïques apparaissent sur tous les toits. Indispensable à la vie sur terre, le soleil peut nous rendre de nombreux autres services : chauffer nos habitations, alimenter en énergie les lieux les plus reculés. Surtout dans les pays en voie de développement où l'accès à l'énergie électrique reste un luxe pour beaucoup de populations.

Le solaire se présente ainsi comme une solution au développement de ces états. Certaines voitures électriques peuvent être rechargées par une production individuelle (dans les bonnes conditions climatiques).

Le principal obstacle à l'exploitation industrielle de l'énergie solaire est son intermittence dans la plupart des régions ayant un besoin régulier d'énergie. Pour cette raison, l'avenir de cette ressource énergétique est intimement lié à l'amélioration des techniques de stockage et de transport de l'énergie, notamment électrique.

Les perspectives ouvertes par la conversion photovoltaïque sont très importantes et variées. C'est un domaine en pleine ébullition tant au niveau industriel qu'au niveau de la recherche, tout d'abord autour de la filière principale au silicium, mais aussi dans la filière des couches minces non silicium, puis dans de nouvelles filières exploitant des concepts ou matériaux nouveaux et enfin dans l'émergence d'une recherche sur les très hauts rendements [14].

I.4. Les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV :

En revanche, la croissance du secteur de l'énergie solaire pourrait avoir ses propres conséquences sur l'environnement. Par exemple, l'augmentation de la fabrication des modules photovoltaïques et la nécessité qui s'ensuit de les mettre hors service et de les éliminer pourrait créer une nouvelle vague de déchets électroniques. L'élimination des déchets liés à l'énergie photovoltaïque représente l'étape qui devrait entraîner la plus forte incidence environnementale lorsque l'énergie photovoltaïque est évaluée sur la base d'un cycle de vie complet. Cela dit, le recyclage des modules photovoltaïques usés est maintenant commencé et il est démontré qu'il y a un potentiel d'améliorer le profil environnemental des technologies photovoltaïques

L'énergie solaire est une énergie renouvelable et propre. Toute sa chaîne de production se doit donc de respecter l'environnement. Or si la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique n'émet pas de pollution, le processus de fabrication d'un panneau solaire et de son traitement en fin de vie, impacte l'environnement. Le recyclage permet de limiter cet impact de deux manières.

D'une part, grâce à la réutilisation des matières premières recyclées pour la fabrication de nouveaux panneaux photovoltaïques. L'impact polluant lié à la production ou à l'extraction de ces matériaux est ainsi diminué. Dans le même temps, cette réutilisation freine la consommation des ressources. Le recyclage de l'aluminium permet ainsi une économie d'énergie de 95 % par rapport à la production d'aluminium de première fusion, et l'utilisation du verre recyclé permet une économie d'énergie de 100kg de fioul par tonne. Un panneau photovoltaïque en silicium pèse environ 22,4 kg, son recyclage permet de réduire l'empreinte écologique de son cycle de vie jusqu'à 16kg d'équivalent en CO_2 d'énergie primaire provenant de ressources non renouvelables.

D'autre part, le recyclage permet de traiter les déchets toxiques contenus dans les panneaux solaires (comme le tellure de cadmium, le plomb ou le silicium) qui peuvent présenter un danger pour l'environnement. Leur recyclage nécessite en effet des opérations plus pointues que pour le verre ou des métaux comme l'aluminium, qui peuvent être fondus et facilement recyclés [15-16].



Figure.I.4. Le recyclage des panneaux solaires

I.5. Situation énergétique en Algérie :

La production mondiale de l'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins des pays émergents. Actuellement la majorité de l'électricité produite dans le monde provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires. Mais cette tendance évolue et d'autres sources d'énergie comme les énergies renouvelables vont progressivement remplacer les énergies fossiles qui sont épuisables et polluantes [17].

Le soleil brille beaucoup sur l'Algérie. Partant de cette réalité lumineuse, l'état algérien a élaboré un programme de développement des énergies renouvelables. Il sera notamment axé sur l'énergie solaire et éolienne. Le but principal de cette nouvelle politique est de préparer le pays à l'ère post-pétrolière. En effet, l'Algérie compte produire à l'horizon 2020 autant d'électricité à partir des énergies renouvelables qu'elle en produit actuellement à partir de ses centrales alimentées au gaz naturel. Pour l'électricité produite à partir des énergies nouvelles, on prévoit entre 6 et 8% d'ici à 2020.

En Algérie, 99.2% de la production totale d'électricité (soit 57.2 TWh en 2012) provient des combustibles fossiles, notamment le gaz naturel qui est l'énergie la plus disponible. Le peu qui reste (0,8%) provient des énergies renouvelables qui se résument pratiquement à une production hydraulique avec 0.7% et 0.1% pour la filière solaire photovoltaïque [17].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose l'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh / m^2 /an au nord et 2263 kWh/ m^2 /an au sud du pays [18].

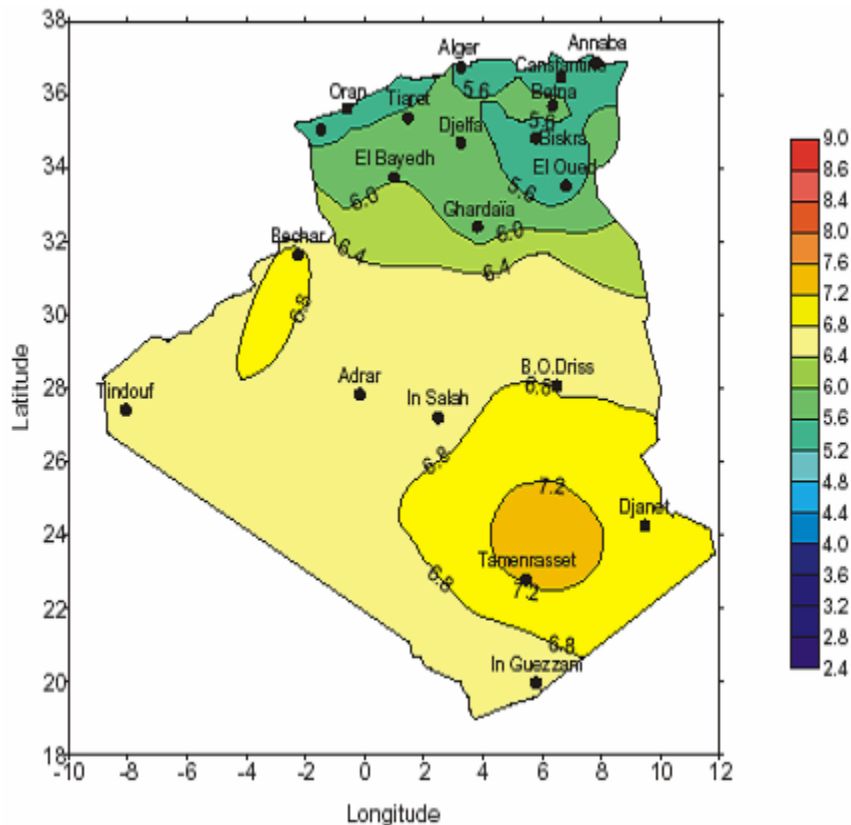


Figure 1.5. Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet [17]

1.5.1. Potentiel solaire : Si on compare le potentiel solaire au gaz naturel en Algérie, le potentiel solaire Algérien est équivalent à un volume de 37000 milliards de mètre cube, soit plus de huit fois les réserves du gaz naturel du pays, notant que le potentiel solaire est renouvelable contrairement au gaz naturel [19].

Tableau I.1. Potentiel solaire en Algérie par région [20]

Régions	Côte	Haut-Plateaux	Sahara
Superficies (%)	04	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/ m^2 /an)	1700	1900	2650

I.5.2. Potentiel éolien : La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien. Le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée [18].

Tableau.I.2.Répartition de la puissance installée par ressource

Ressource	Puissance installée (KW)
Solaire	2280 soit 97%
Eolien	73 soit 3%

I.6. Les énergies renouvelables, une priorité en Algérie [21,22] :

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité [18].

Objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables

22 GW à l'horizon 2030

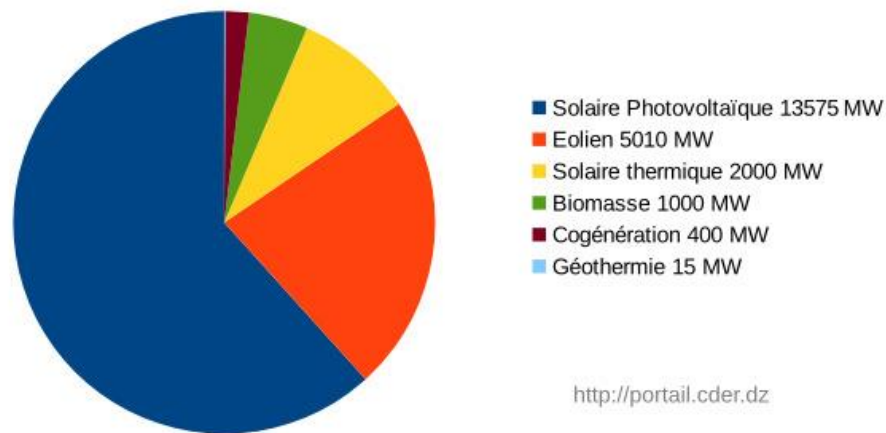


Figure I.6. Répartition énergétique en Algérie [23].

Le projet "Sahara Solar Breeder (SSB)" inscrit dans le cadre d'une politique de développement durable, porte sur le développement des technologies du solaire. Le projet consiste en l'acheminement de l'énergie produite dans le Sud vers le Nord pour alimenter des stations de dessalement. Ce projet multilatéral associe un consortium d'universités Japonaises, l'Institut national de l'informatique, l'Institut national de sciences des matériaux, l'université des sciences et de la technologie d'Oran, l'université de Saïda et le centre de recherche sur l'énergie solaire d'Adrar.

Au niveau des deux universités de Saïda et d'Adrar, il sera question de faire implanter des plateformes technologiques dédiées à la production d'énergie solaire à partir de cellules photovoltaïques.

I.6.1. Potentiel solaire à la wilaya de Saïda [24,25] :

La wilaya de Saïda a bénéficié de la réalisation d'une nouvelle station d'électricité utilisant l'énergie solaire dans la commune d'Ain Skhoua (Saïda), considérée comme un important projet qui permettra la production de 30 mégawatts d'énergies renouvelables, réalisée dans un délai de onze mois par une entreprise allemande spécialisée dans l'installation des plaques photovoltaïques sur une superficie de plus de 40 hectares.

La wilaya de Saïda, ville des hauts plateaux, jouit d'un potentiel soleil important et des températures considérables.

Dans ce qui suit, nous donnons les valeurs moyennes mensuelles des températures, vitesse du vent ainsi que l'irradiation pour différents plan d'inclinaison pour le site de Saïda. Ces relevés sont pris durant l'année 2016.

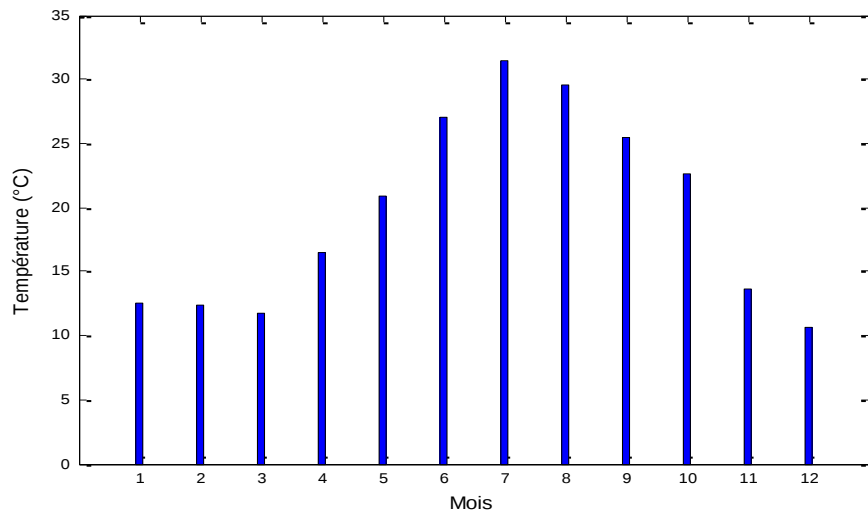


Figure.I.7. Températures moyennes mensuelles

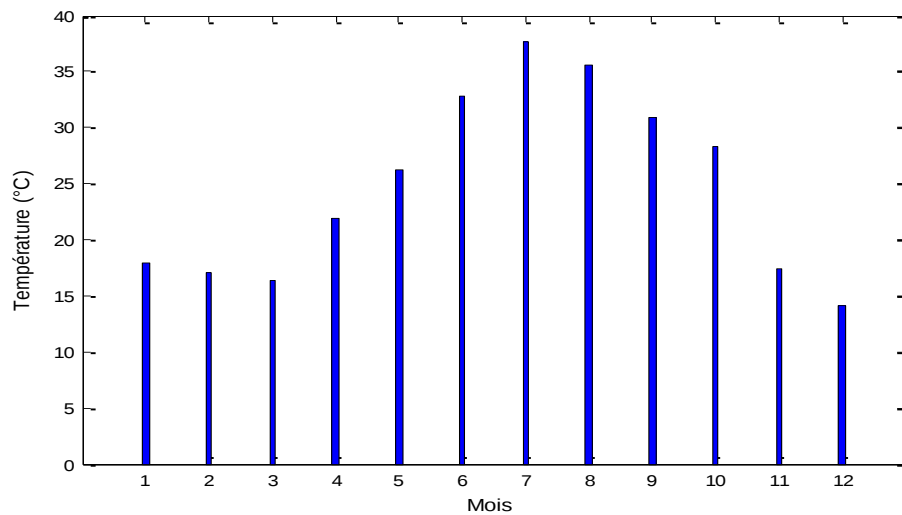


Figure.I.8.Températures maximales moyennes mensuelles

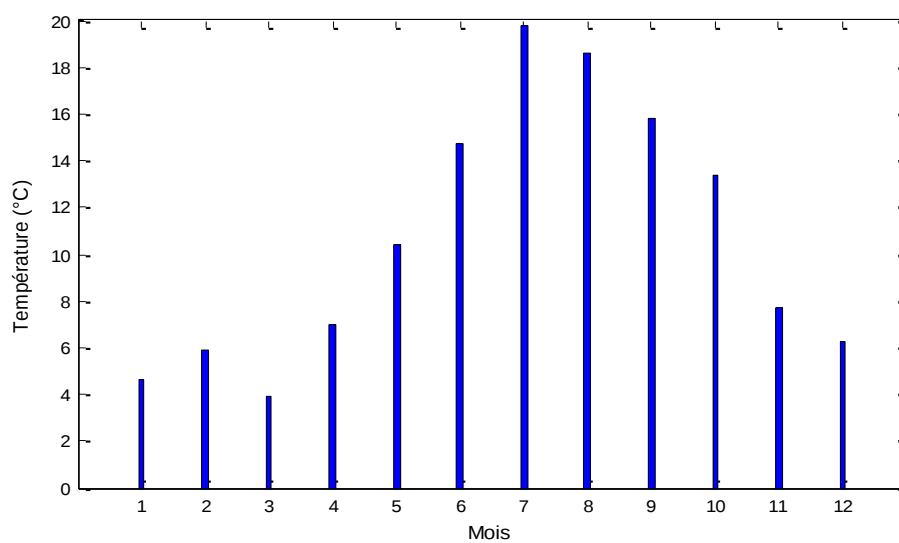


Figure.I.9.Températures minimales moyennes mensuelles

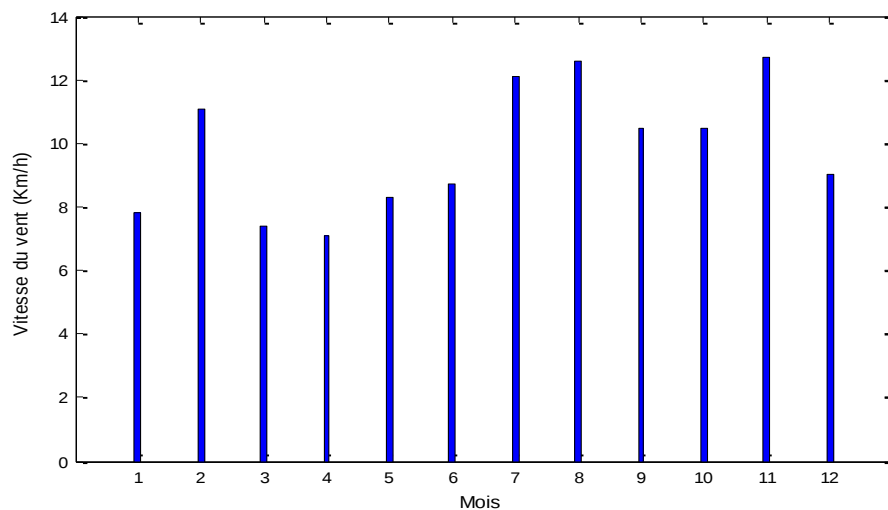


Figure.I.10. Vitesses moyennes mensuelles du vent

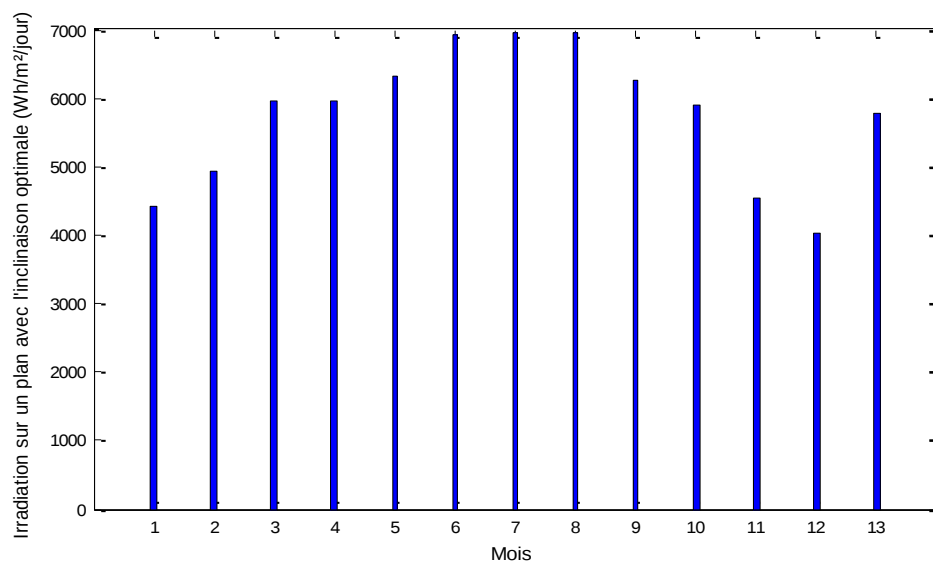
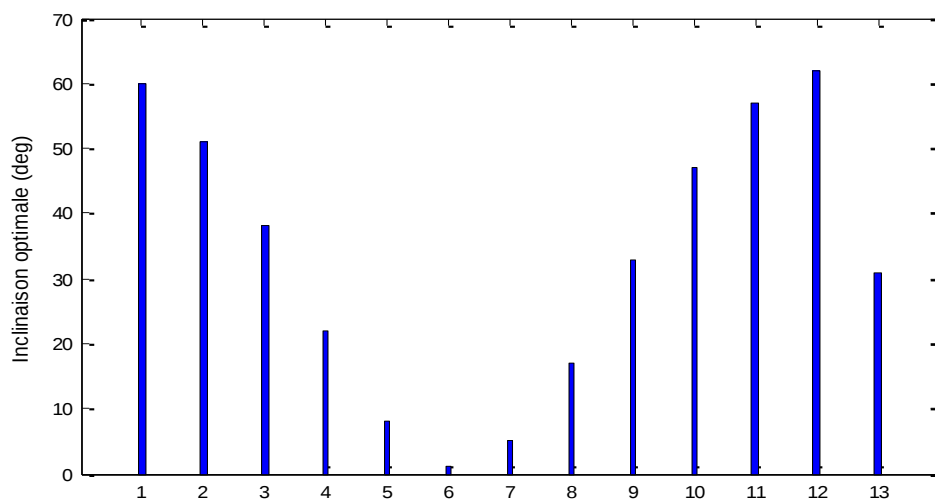
Figure.I.11. Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale 31° , (Wh/m²/jour)

Figure.I.12. Inclinaison optimale (degrés)

Dans le tableau I.3, nous donnons l'irradiation annuelle moyenne pour quelques valeurs d'angle d'inclinaison et par la suite découvrir l'angle d'inclinaison maximale.

Tableau I.3. Irradiation pour différents angles d'inclinaison

Angle d'inclinaison (°)	0	15	31	45	55	60	75	90
Irradiation annuelle (Wh/m ² /jour)	5110	5580	5770	5630	5370	5190	4460	3490

On constate bien que la température moyenne mensuelle des mois les plus froids (Janvier, Décembre) est de 12.6°C, 10.7°C, et des mois les plus chauds (Juillet, Aout) est de 31,5°C, 29.5°C. Pour les températures moyennes maximales et minimales, le mois le plus chaud de l'année est juillet avec une température de 37.7°C et le mois le plus froid (janvier) est de 4.6°C, figures I.7 à I.9.

Les vitesses du vent peuvent atteindre des valeurs à moyennes amplitudes allant jusqu'à 12.1km/h. La valeur la plus élevée de cette vitesse est atteinte au cours de ces mois, entre Juillet et Novembre. Le vent le plus faible est atteint en Janvier, Février et Avril, figure 1.10. La figure I.12, présente l'angle d'inclinaison optimale pour chaque mois de l'année.

Pour les données concernant l'irradiation annuelle pour différentes valeurs d'angle d'inclinaison, les gains d'irradiation en pourcentage par rapport à l'angle d'inclinaison (0°) qui correspond au plan horizontal sont donnés dans le tableau I.4:

Tableau I.4. Gain en pourcentage pour angles d'inclinaison

Angle d'inclinaison (°)	15	31	45	55	60
Gain en %	09.1	12.9	10.1	05	01.5

L'irradiation annuelle est maximale pour l'angle d'inclinaison 31° qui favorise un gain supérieur par rapport aux autres valeurs d'angle d'inclinaison. Les mois de Juillet à Aout enregistrent les meilleures valeurs d'irradiation mensuelle allant de 6910 à 6960 Wh/m²/jour, figure I.11.

I.7. Installation des panneaux solaires photovoltaïques :

Les installations photovoltaïques sont constituées d'alignements de panneaux montés sur des châssis en bois ou en métal.

I.7.1. Les différents types d'installation d'un système PV :

I.7.1.1. Installations autonomes :

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité.

Si l'installation de l'utilisateur requiert du courant alternatif, un onduleur est nécessaire. Ce type de système nécessite l'utilisation de batteries pour le stockage de l'électricité et d'un contrôleur de charge pour assurer la durabilité des batteries.

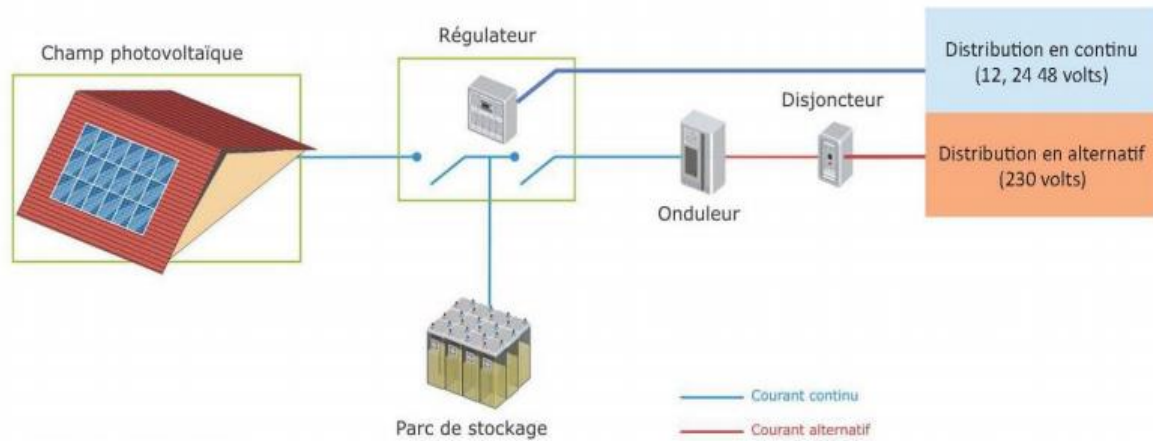


Figure I.13. Schéma de principe d'une installation PV autonome.

I.7.1.2. Installations raccordées au réseau :

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins du consommateur. En revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur.

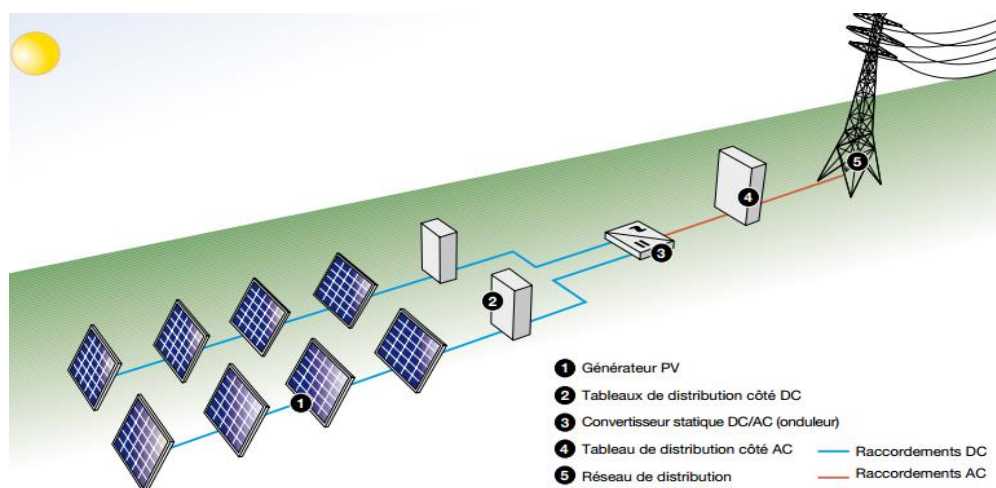


Figure I.14. Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau.

I.7.1.3. Les installations fixes :

Les installations fixes se font actuellement plutôt sur les toits des logements ou des bâtiments, soit en intégration de toiture, soit en surimposition. Dans certains cas, on pose des panneaux verticaux en façade d'immeuble, cette inclinaison n'est pas optimale pour la production d'électricité, par exemple la position fixe optimale étant une inclinaison de 30° par rapport à l'horizontale, mais comme ces panneaux remplacent le revêtement de façade, l'économie réalisée sur le revêtement compense une production plus faible.

I.7.1.4. Les installations mobiles ou orientables :

Les installations mobiles, appelées suiveurs ou « trackers », sont équipées d'une motorisation leur permettant de suivre la course du soleil pour optimiser leur exposition et donc leur rendement. Elles nécessitent un investissement et un entretien plus importants pour une productivité supérieure. Les suiveurs permettent d'augmenter, à puissance équivalente, la production d'électricité notamment dans les régions où la proportion de rayonnement direct est la plus importante.



Figure I.15. Schéma d'une installation photovoltaïque mobile

I.7.1.5. Systèmes hybrides :

Les systèmes hybrides sont généralement des systèmes PV-AC où les panneaux solaires sont combinés avec d'autres sources d'énergie, comme par exemple une éolienne ou un groupe électrogène. Dans le cas d'un système hybride avec éolienne, l'énergie produite par celle-ci qui possède son propre contrôleur vient compléter la charge des batteries.

Sa production étant plus aléatoire que celle des panneaux solaires, elle complète efficacement un générateur photovoltaïque pour des applications particulièrement gourmandes en électricité, qui ne nécessitent pas de fonctionner de façon régulière, mais au gré du vent.

A son démarrage, il deviendra la source principale d'alimentation de la maison tout en complétant la charge des batteries au travers du convertisseur-chargeur. Lorsque le groupe s'arrêtera, le système basculera automatiquement sur les batteries.

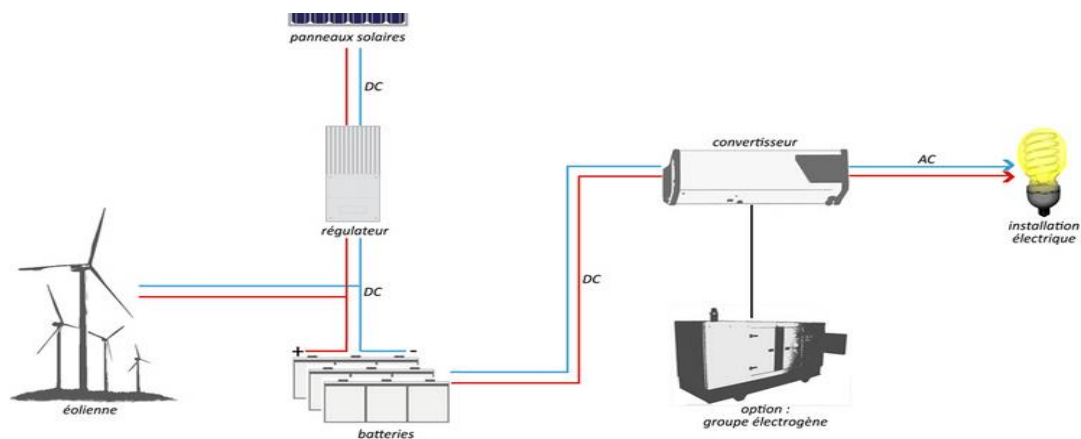


Figure I.16. Principe de fonctionnement d'un système PV hybride

I.8. Comportement de panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage partiel :

Les conditions environnementales ont un effet significatif sur les performances des structures photovoltaïques. Les panneaux solaires photovoltaïques disponibles offrent une bonne quantité de puissance, mais ils se trouvent être inefficace lorsqu'ils sont exposés à des obstacles tels que les nuages passants, les ombres projetées par les bâtiments et les dépôts de poussières causant alors un ombrage total ou partiel, qui se traduit par une mauvaise performance du système et potentiellement réduire la fiabilité des panneaux solaires et entraînant une faible efficacité de production d'énergie [26-27].

I.9. Rendement des panneaux solaires photovoltaïques :

L'âge d'un panneau influe sur son rendement. En effet, les cellules photovoltaïques composées de silicium ont naturellement tendance à perdre en efficacité au bout d'un certain temps d'utilisation.

Ainsi à cause d'éléments extérieurs comme la température, les chocs, la grêle, la pluie, on observe un vieillissement des cellules qui se traduit par des recombinaisons hasardeuses entre les électrons et les trous dans le silicium. On a donc une perte de courant par ces fuites qui sont de plus en plus nombreuses au fil du temps et donc une perte dans le rendement final. De plus le vieillissement de la partie mécanique reste un problème important. Etanchéité mise à mal, corrosion, diminution de la transparence du verre, rayons ultraviolets, poussière, sont autant d'éléments qui agissent sur la mécanique du panneau solaire et qui peuvent provoquer une baisse de rendement. On retrouve de nombreux autres facteurs qui jouent sur le rendement de manière plus ou moins forte. Par exemple, la limpidité de l'atmosphère ainsi que la poussière pouvant recouvrir la vitre jouent un rôle important sur l'irradiation reçue par les panneaux solaires. Cependant, parmi tous ces facteurs, la température tient une place particulièrement importante. En effet, on peut voir une baisse significative du rendement lorsque la température monte trop haut [28].

Le rendement dépend un peu de l'éclairement, mais cela n'est pas spécifié par les fabricants et un peu plus de la température (de l'ordre de quelques dixièmes % par °C) [29]. La température est un paramètre important puisque les cellules sont exposées au rayonnement solaire, susceptible de les chauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température d'une cellule est toujours plus élevée que la température ambiante. Plus la température est froide, plus elle est efficace. Pour estimer la température de la cellule T_c à partir de la température ambiante T_a , on peut utiliser la formule empirique de calcul suivante :

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (TUC - 20) \quad (I.2)$$

Avec :

E_m : éclairement moyen (en W/m^2)

TUC : température d'utilisation de cellule (°C)

La température des cellules lors de journées chaudes peut monter jusqu'à 70 °C [30].

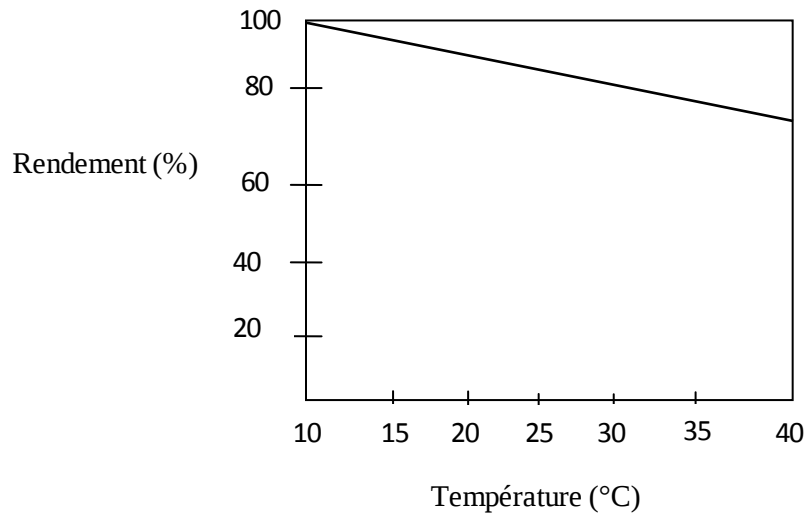


Figure I.17. Evolution du rendement nominal d'une cellule au silicium monocristallin en fonction de la température [30]

I.10. Avantages et inconvénients des panneaux photovoltaïques [31-32] :

Les panneaux photovoltaïques sont devenus indispensables et s'utilisent à divers usages, le fait que ces derniers ont beaucoup d'avantages, cela n'empêche pas qu'ils ont des inconvénients.

I.10.1. Avantages des panneaux photovoltaïques :

- ❖ **Energie verte** : Egalement appelé énergie propre, est une énergie qui nécessite peu de polluants pour être produite. Lorsqu'une installation photovoltaïque est placée, elle ne produit pas de pollution pour fonctionner et donc produire de l'électricité. L'énergie photovoltaïque est donc bien une énergie verte ou encore une énergie propre.
- ❖ **Energie renouvelable** : Il est important de noter que le concept d'énergie renouvelable est distinct de celui d'énergie verte. En effet, le fait qu'une énergie soit renouvelable n'implique pas obligatoirement qu'elle soit verte et donc non-polluante. Une énergie renouvelable est une énergie régénérée par la nature via des phénomènes naturels. Dans ce cadre, le rayonnement du soleil constitue une source d'énergie renouvelable et a priori inépuisable.
- ❖ **Energie par tous, pour tous** : La facilité d'installation des panneaux photovoltaïques sur les toitures permet aujourd'hui un accès à l'énergie solaire par les particuliers. L'électricité produite peut être directement consommée ou redistribuée dans le réseau électrique.
- ❖ **Système photovoltaïque fiable** : Aucune pièce employée n'est en mouvement, les matériaux utilisés (Silicium, Verre, Aluminium) résistent aux conditions météorologiques extrêmes.

❖ **Un entretien simple :** On a longtemps pensé que la pluie à elle-seule suffirait à nettoyer des panneaux photovoltaïques, mais nous savons aujourd'hui qu'un entretien régulier de ces derniers est nécessaire pour conserver un bon niveau de rendement. En effet, des études montrent clairement une baisse significative du rendement des panneaux solaires année après année sans entretien régulier de l'installation, notamment à cause des dépôts de poussière et de saleté. Cependant, un entretien minime est à effectuer régulièrement pour vérifier leur bon fonctionnement, leur rendement et leur puissance. Il s'agira de nettoyer les modules des panneaux et d'inspecter leur état général. Cette formalité permettra d'allonger la durée de vie de l'installation.



Figure I.18. Nettoyage des panneaux photovoltaïques

❖ **Le solaire à moindre coût :** Son autre atout est son côté nomade : des chargeurs solaires permettent désormais d'alimenter en électricité, où que l'on se trouve, un téléphone mobile, un GPS ou un ordinateur portable. Pour les voyageurs au long cours, il existe même des sacs à dos équipés de capteurs solaires. Certains imaginent des vêtements également dotés de cellules photovoltaïques, pour y brancher directement son baladeur MP3 ou même son téléphone portable.

❖ **Energie modulable :** L'énergie photovoltaïque est totalement modulable et peut donc répondre à un large éventail de besoins. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de son propriétaire.



Figure I.19. Réalisation d'un champ photovoltaïque

I.10.2. Inconvénients des panneaux photovoltaïques :

Si les panneaux photovoltaïques présentent de nombreux avantages, ils ne représentent pas la solution ultime idéale, ni en termes économiques, ni en termes écologiques.

❖ **Fabrication des panneaux solaires photovoltaïque :** Comme beaucoup de processus industriels, la fabrication des panneaux solaires présente des risques pour l'environnement, notamment en matière de réchauffement climatique :

- La fabrication du panneau photovoltaïque rejette du CO_2 à raison de 60-150g/KWh, en raison de la haute température nécessaire à sa conception. Le panneau solaire est constitué de matériaux qui ont une très grande durée de vie, le panneau n'est pas polluant sur la durée de son utilisation, mais les déchets rejetés lorsque l'on se débarrasse de ceux-ci sont toxiques. Pour autant, grâce aux innovations technologiques de ces dernières années, 95% de certains matériaux utilisés dans les modules photovoltaïque peuvent être récupérés.

❖ **Le coût du système photovoltaïque augmente :** La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

❖ **Rendement :** On retrouve de nombreux facteurs qui jouent sur le rendement de manière plus ou moins forte. Le vieillissement des panneaux solaires, la limpidité de l'atmosphère ainsi que la poussière pouvant recouvrir la vitre jouent un rôle important sur l'irradiation reçue par les panneaux solaires. Cependant, parmi tous ces facteurs, la température tient une place particulièrement importante. En effet, on peut voir une baisse significative du rendement lorsque la température monte trop haut [33].

I.11. Conclusion :

L'énergie solaire photovoltaïque joue un rôle important et porte un intérêt croissant pour l'énergie d'avenir. Nous pouvons considérer cette source d'énergie comme une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sans trop émettre de gaz à effet de serre. Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les perspectives de cette énergie vis-à-vis des différentes technologies utilisées pour y parvenir. L'effet photovoltaïque, élément de base pour cette conversion en énergie électrique a été élaboré afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de la conversion photovoltaïque. Des recherches dans le domaine du photovoltaïque qui est l'obtention de rendements très élevés, s'appuient sur l'analyse théorique de la conversion photon-électron adaptée à l'ensemble du spectre solaire.

Malgré les conditions météorologiques qui influent sur le rendement des panneaux solaires photovoltaïques et le vieillissement de ces derniers, cette énergie est considérée comme une option stratégique et environnementale. L'Algérie qui dispose d'un immense rayonnement solaire est

qualifié d'être parmi les leaders dans le domaine de l'énergie solaire bien sûr avec tous les moyens humains et matériels et une vraie politique qui incarne cette tendance vers les énergies renouvelables.

Il est impératif et cruciale de continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact de ces panneaux sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules photovoltaïques.

Chapitre II :

Modélisation d'un générateur photovoltaïque avec éclairage uniforme

II.1. Introduction :

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules photovoltaïques sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules [34]. Cette association permet de créer des panneaux solaires disposant de caractéristiques électriques susceptibles de répondre à nos besoins et présentant une grande fiabilité permettant une garantie des caractéristiques pour une longue durée.

Dans ce chapitre, nous rappelons la modélisation électrique de la cellule photovoltaïque et nous simulons l'influence des paramètres externes comme la température et l'irradiation sur les caractéristiques tension-courant et puissance-tension et par conséquent son impact sur son rendement.

II.2. Le générateur photovoltaïque :

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m^2 , 25°C , AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 W sous une tension de 0.5V . Cette faible puissance est insuffisante pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Le générateur photovoltaïque est donc constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques, regroupés en panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques. Lorsque les panneaux solaires sont assemblées en série (groupement de N_s panneaux en série) les tensions s'additionnent, alors que le courant les traversant reste le même, par contre s'ils sont montées en parallèle (groupement de N_p panneaux solaires en parallèle), les courants s'additionnent, alors que

la tension reste la même. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur photovoltaïque aux caractéristiques souhaitées. Les cellules qui constituent le panneau doivent avoir les mêmes caractéristiques.

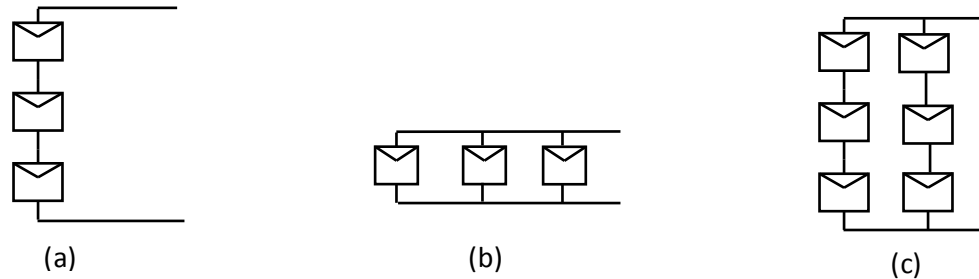


Figure II.1. Groupement de panneaux solaires photovoltaïques
a) Série b) Parallèle c) Série/Parallèle

II.2.1. Protection d'un générateur photovoltaïque :

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles :

- ❖ La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les générateurs photovoltaïques. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle. Cette diode est indispensable lorsque la charge est une batterie pour qu'elle ne débite pas sur le module photovoltaïque pendant la nuit.
- ❖ Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur. Il est indispensable de protéger le module contre ce phénomène en plaçant ces diodes en parallèle pour chaque groupe de cellules (par séries de 18 cellules, soit 2 par panneau 36 cellules) qui ont pour rôle de shunter les cellules qui deviennent passives [35-36].

La figure II.2, montre l'architecture d'un panneau photovoltaïque avec les diodes de protection,

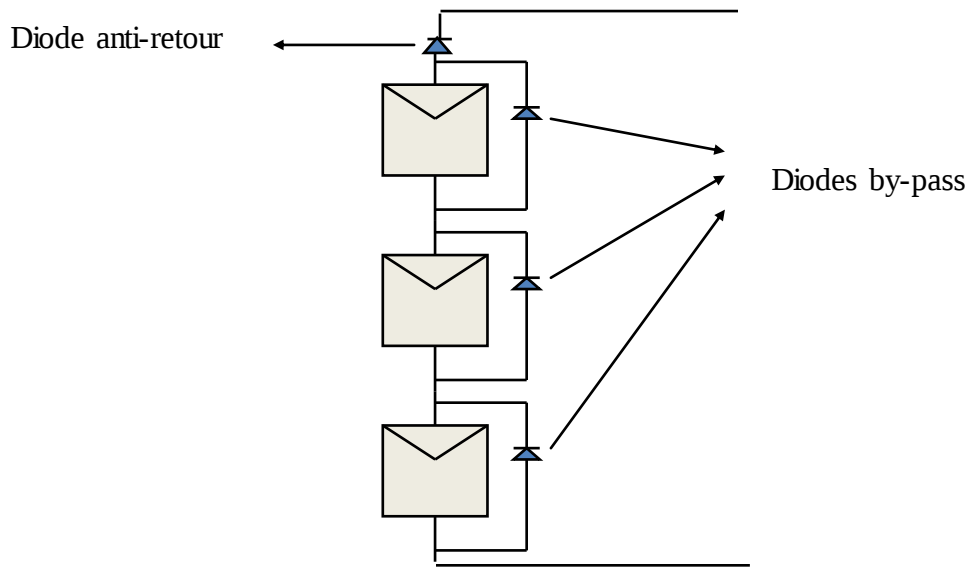


Figure II.2. Groupement de panneaux photovoltaïques avec leurs diodes de protection

II.3. Technologies des cellules solaires PV [37-38] :

Les matériaux et la méthodologie utilisée pour la conception de ces cellules solaires photovoltaïques influent sur l'énergie récupérée. Il en résulte que de nombreuses solutions ont été développées. L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à une des technologies suivantes :

➤ **Silicium Monocristallin:** La cellule de silicium monocristallin est historiquement la plus largement utilisée et commercialisée. La fabrication de cellules de silicium commence avec l'extraction du cristal de dioxyde de silicium. Ce matériel est désoxydé dans de grands fours, purifié et solidifié. Ce processus atteint une pureté de plus de 99% ce qui permet un rendement énergétique fort. Le silicium est alors fusionné avec une petite quantité de dopant, qui est de type P puis coupé en fine tranches d'environ 300 μm . Après la coupe et le nettoyage des impuretés des tranches, des impuretés de type N sont introduites via un processus de diffusion contrôlée : les tranches de silicium sont exposées à des vapeurs de phosphore dans un four où la température varie de 800 à 1000 ° C. Parmi les cellules photovoltaïques utilisant le silicium comme matériau de base, les monocristallins sont, en général, celles qui ont les meilleures performances. Ainsi, les cellules solaires commerciales obtenues avec le procédé décrit peuvent atteindre un rendement de 15 à 18% et une durée de vie de 25 à 30 ans.

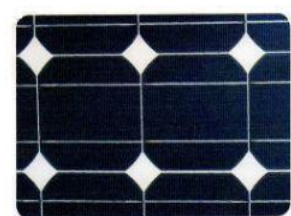
- **Silicium Polycristallin :** Les cellules en silicium polycristallin sont moins coûteuses que celles en silicium monocristallin car les processus de préparation des cellules sont moins stricts. Leur efficacité est cependant plus faible. Le processus de production est semblable à celui présenté précédemment dans le cas de la fabrication de cellule en silicium mais avec un contrôle moins rigoureux. Il en résulte que les cellules obtenues sont moins coûteuses mais aussi moins efficaces (12,5% de rendement en moyenne). Leur intérêt réside dans la multiplicité des formes sous laquelle le revêtement peut se présenter : lingots à découper, ruban ou fil à déposer,... Chaque technique permet de produire des cristaux ayant des caractéristiques spécifiques, y compris la taille, la morphologie et la concentration des impuretés.
- **Silicium Amorphe :** Les cellules de silicium amorphe diffèrent des cellules présentées précédemment puisque leur structure présente un haut degré de désordre dans la structure des atomes. L'utilisation de silicium amorphe pour les cellules solaires a montré de grands avantages à la fois au niveau des propriétés électriques et le processus de fabrication (processus simple, faible consommation d'énergie, peu coûteux, possibilité de produire des cellules avec grands secteurs). Mais, même avec un coût réduit pour la production, l'utilisation du silicium amorphe a deux inconvénients : le premier est le rendement de conversion faible par rapport aux cellules de mono et polycristallin de silicium (variant de 6 à 10%). Le deuxième est le fait que les cellules sont affectées par un processus de dégradation dans les premiers mois d'opération, réduisant ainsi leur durabilité. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans.
- Une autre technologie fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (GaAs). Cette technologie des multicouches est en voie de développement car chacune de ces semi-conducteurs est sensible à des photons d'énergies différentes.



(a)



(b)



(c)

Figure II.3 : Différents types de cellules PV, (a) : Cellule au Silicium Monocristallin, (b) : Cellule au Silicium Polycristallin, (c) : Cellule au Silicium amorphe (couche mince)

II.4. Spécification du générateur photovoltaïque :

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairage et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe $I(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure II.4, représente trois zones essentielles :

- La zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- La zone (2) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, elle représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- La zone (3) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

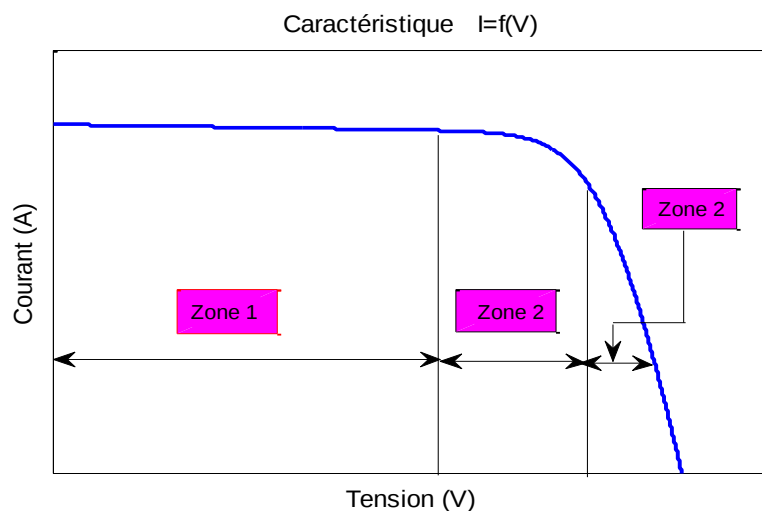


Figure II.4 : les différentes zones de la caractéristique $I(V)$.

II.5. Paramètres de la cellule photovoltaïque :

La cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par plusieurs paramètres qui seront décrits comme suit, figure II.5 :

II.5.1. Tension de circuit ouvert V_{co} :

C'est la tension continue obtenue aux bornes d'un panneau PV sous un ensoleillement constant sans aucune circulation de courant. On appelle cette tension la tension de circuit ouvert.

II.5.2. Courant de court-circuit I_{sc} :

Le courant de court circuit est présent lorsque la tension appliquée aux bornes de la cellule est nulle. C'est une caractéristique importante, car elle nous informe directement sur le niveau d'ensoleillement auquel la cellule est exposée.

II.5.3. Puissance maximale :

Pour une cellule idéale, la puissance maximale idéale $P_{m, idéale}$ aux bornes de la cellule photovoltaïque correspond donc à la tension du circuit ouvert multipliée par le courant de court circuit :

$$P_{m, idéale} = V_{co} \times I_{sc} \quad (II.1)$$

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque est plus arrondie et la tension au point de puissance maximale V_m est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{co} , de même que le courant fourni I_m est inférieur pour cette même tension au courant de court circuit I_{sc} . L'expression de la puissance en ce point est :

$$P_m = V_m \times I_m \quad (II.2)$$

II.5.4. Facteur de forme :

Le facteur de forme est défini comme étant le rapport entre une puissance maximale fournie par la cellule et le produit du courant de court circuit par la tension de circuit ouvert, il est donnée par :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \times I_{sc}} \quad (II.3)$$

Ce facteur indique la performance du module, plus il s'approche de l'unité plus le module est performant.

II.5.5. Rendement de la cellule η :

Le rendement correspond au rapport entre la puissance électrique effectivement délivrée par la cellule photovoltaïque et la quantité d'énergie solaire reçue. Le rendement caractérisant le taux de conversion photons-électrons d'un panneau solaire photovoltaïque, noté η , est alors défini selon l'équation suivante [29] :

$$\eta = \frac{P_m}{G \times S} \quad (II.4)$$

Où :

P_m = Puissance électrique délivrée par le panneau photovoltaïque (W)

S = Surface effective du panneau photovoltaïque (m^2)

G = Irradiation, autrement nommée puissance lumineuse reçue par unité de surface (W/m^2).

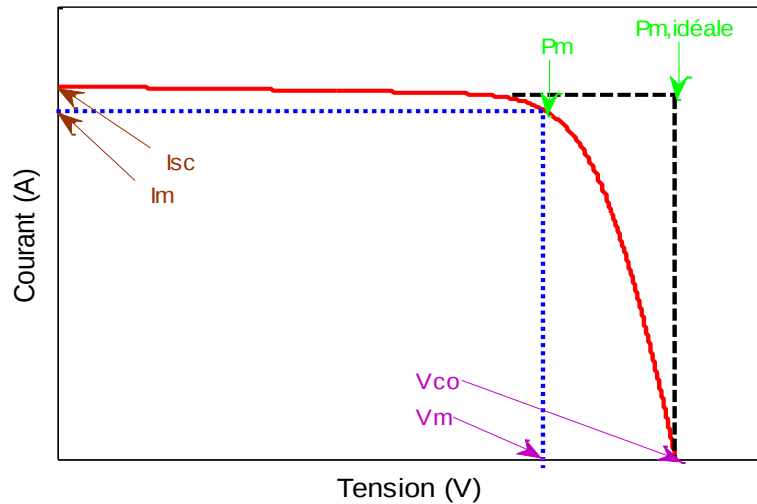


Figure II.5. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire PV

II.6. Modèle mathématique d'une cellule solaire :

La figure II.6, représente le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode, celle-ci est composée d'une diode, une source de courant, une résistance en série et une résistance en parallèle [39-43]. Le courant d'obscurité de la diode (I_L) est une fonction de l'irradiation solaire incidente et de la température de la cellule.

La jonction p-n de la cellule PV est représentée par la diode. La résistance série (R_s) est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. De plus, une résistance shunt (R_p) qui est due à un courant de fuite au niveau de la jonction.

Ce modèle n'est pas universel, de nombreux auteurs [44], ont proposés des modèles plus sophistiqués qui présentent avec plus de précision le phénomène photovoltaïque. On recense ainsi deux autres modèles:

- Le modèle à deux diodes: cette diode supplémentaire permettant de reproduire dans le schéma équivalent les effets chimiques de recombinaison des électrons.
- Le modèle à trois diodes: la troisième diode incluant dans le schéma équivalent les effets non pris en compte dans les autres modèles (ex: courant de fuite liés aux diodes).

Le modèle à une diode offre un bon compromis entre simplicité et précision. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la cellule photovoltaïque sont basées sur la caractéristique courant - tension. Le courant généré par la cellule photovoltaïque est donné par la première loi de Kirchhoff :

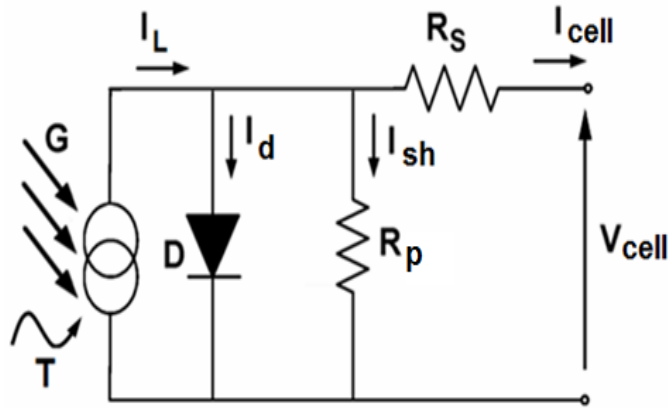


Figure II.6 : Circuit équivalent d'une cellule solaire

$$I_{cell} = I_L - I_d - I_{sh} \quad (II.5)$$

Où:
$$I_d = I_0 (e^{V_d / nV_t} - 1) \quad (II.6)$$

$$I_{sh} = V_d / R_p \quad (II.7)$$

$$V_d = V_{cell} + R_s I_{cell} \quad (II.8)$$

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (II.9)$$

I_{cell} et V_{cell} sont le courant de sortie et la tension de sortie de la cellule PV respectivement, V_t est la tension thermique, I_0 est le courant de saturation de polarisation inverse de la diode, q est la charge élémentaire (1.6×10^{-19} C), k est la constante de Boltzman (1.38×10^{-23} J/°K), T est la température de la cellule (°K), et n est le facteur d'idéalité de la diode.

Ainsi les caractéristiques I - V de la cellule PV sont données par :

$$I_{cell} = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_p} \quad (II.10)$$

II.7. Modèle mathématique d'un panneau solaire de N_s cellules en série :

Le panneau solaire photovoltaïque est par définition un ensemble de cellules photovoltaïques assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule photovoltaïque élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0.5 et 1.5V selon les technologies. Il faut presque toujours plusieurs cellules en série pour avoir une tension utilisable [45].

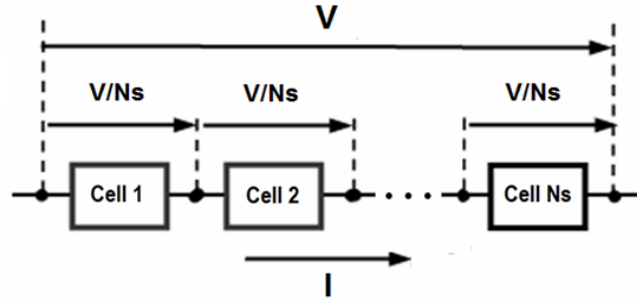


Figure II.7. Groupement de N_s cellules

Un panneau photovoltaïque est composé de N_s cellules solaires en série, il a le même courant de sortie et l'équation de la tension de sortie est donnée par :

$$V = N_s V_{cell} \quad (II.11)$$

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

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + N_s R_s I}{nV_t N_s}} - 1 \right) - \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (II.12)$$

A partir de l'équation II.12, pour $V=0$, l'expression du courant de court circuit I_{sc} du panneau photovoltaïque est ainsi obtenue :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{sc}}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_p} \quad (II.13)$$

Pour une cellule solaire idéale ($R_s \rightarrow 0, R_p \rightarrow \infty$) nous pouvons écrire :

$$I_L = I_{sc} \quad (II.14)$$

Alors l'équation II.12 devient:

$$I = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{V + N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) - \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (II.15)$$

La valeur instantanée du courant de court circuit peut être trouvée en utilisant l'équation suivante [46]:

$$I_{sc} = (I_{sc, stc} + \alpha(T - T_{stc})) \cdot \frac{G}{G_{stc}} \quad (II.16)$$

Où $I_{sc, stc}$ est le courant de court-circuit dans les conditions standard du module photovoltaïque qui est fourni par le fabricant de ce module photovoltaïque, G et G_{stc} sont respectivement l'instantané et la condition standard d'irradiance solaire du module photovoltaïque, T et T_{stc} sont respectivement les températures instantanée et la condition standard du module photovoltaïque et α le coefficient de température du court-circuit d'une cellule photovoltaïque. Puisque $G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$ et l'effet de la variation de la température sur la valeur I_{sc} est négligeable (moins de 1%), nous pouvons écrire :

$$I_{sc} = \frac{G}{1000} I_{sc, stc} \quad (II.17)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{N_s R_p}}{e^{\frac{V_{oc}}{n V_t N_s}} - 1} \quad (II.18)$$

Où V_{oc} est la tension de circuit ouvert du module photovoltaïque.

II.8. Modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque :

Lorsque les panneaux photovoltaïques sont groupés en série-parallèle en formant ainsi un générateur photovoltaïque. La tension V_A fournie par ce générateur, le courant I_A et la puissance P_A sous irradiation uniforme peuvent être obtenus à partir de la tension V et le courant I du module photovoltaïque comme suit :

$$\begin{cases} V_A = N_{ss} \times V \\ I_A = N_{pp} \times I \\ P_A = V_A \times I_A = N_{ss} \times N_{pp} \times V \times I \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

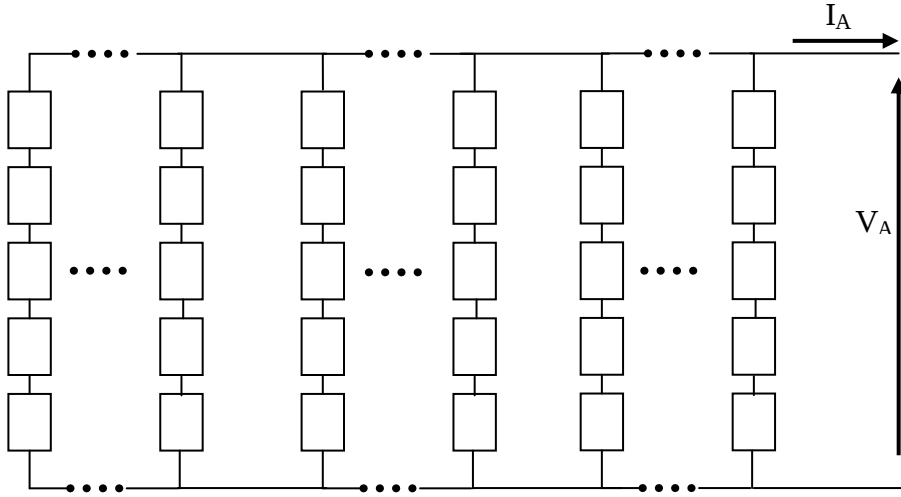


Figure II.8 : Matrice solaire formée de plusieurs groupes de colonne solaire formant un générateur photovoltaïque

Où N_{ss} et N_{pp} sont respectivement le nombre de panneaux PV en série et parallèle du générateur photovoltaïque. Un programme sous Matlab a été écrit dans le but de résoudre les équations (II.15) et (II.19) dans l'ordre et puis tracer les courbes I - V et P - V du générateur photovoltaïque sous radiation uniforme. Le facteur d'idéalité n de la diode a été pris comme unité.

La solution de l'équation (II.15) est obtenue pour une grille de valeurs du courant I , en utilisant la méthode de bisection pour résoudre l'équation non linéaire $f(V)=0$ dans l'intervalle $[0 V_{oc}]$ où $f(V)$ est donnée par :

$$f(V) = I - I_{sc} + I_0 \left(e^{\frac{V + N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) + \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (\text{II.20})$$

II.9. Association des panneaux photovoltaïques :

II.9.1. Association en série :

L'association des panneaux solaires photovoltaïques en série permet d'atteindre une tension désirée. Le courant de la branche reste le même, mais la tension augmente proportionnellement selon le nombre de cellules mises en série. La figure II.7. illustre la simulation de la caractéristique $I - V$ d'un générateur PV composé de six panneaux photovoltaïques en série ($N_{ss}=6$), du type Suntech STP080 12/B6 monocristallin, dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m^2 , 25°C) , dont les caractéristiques électriques sont données dans le tableau II.1:

Tableau II.1 : Caractéristiques du module PV Suntech STP080 12/B6 monocristallin

Tension à circuit ouvert	Voc (V)	21.9
Tension optimale	Vm (V)	17.5
Courant de court-circuit	Isc (A)	4.95
Courant optimal	Im (A)	4.57
Puissance maximale	Pm (W)	80
Coefficient de température de Isc	K_I	0.020 %/K
Coefficient de température de Vco	K_V	-0.34 %/K
Résistance série à Tstc	$R_s (\Omega)$	0.0102
Résistance parallèle à Tstc	$R_p (\Omega)$	4.6278

L'équation II.21 résume les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules.

$$\sum V_{co} = N_{ss} * V_{co} \quad (\text{II.21})$$

et I_{sc} reste le même.

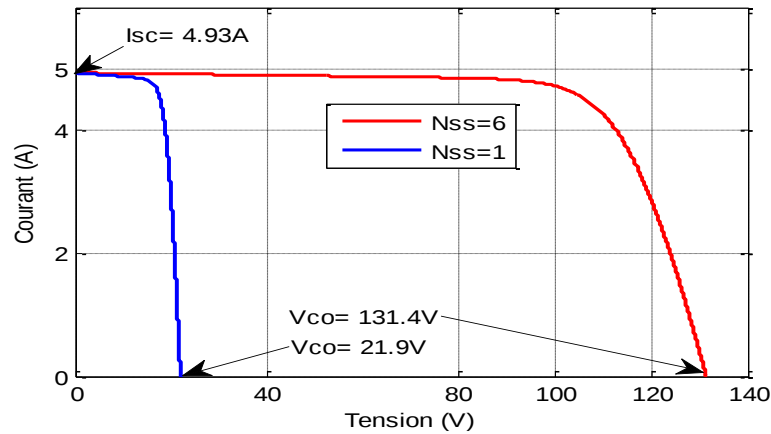


Figure II.9 : Simulation de six panneaux PV en série

La simulation montre que les tensions sont additionnées et le courant est quasiment le même, à savoir $V_{co}=21.9*6=131.4V$ et $I_{sc}= 4.93 A$.

II.9.2. Association en parallèle :

D'autre part, une association parallèle de modules photovoltaïque permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé et la tension reste la même. La caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure II.8, illustre la simulation de la caractéristique $I - V$ d'un générateur photovoltaïque composé de six panneaux en parallèle. L'équation II.22, résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle ($N_{pp}=6$) :

$$\sum I_{sc} = N_{pp} * I_{sc} \quad . \quad (II.22)$$

et la tension V_{oc} reste la même.

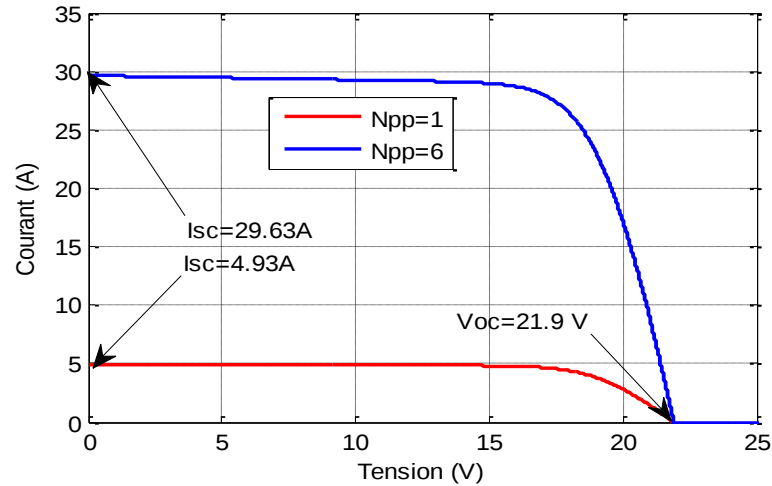


Figure II.10 : Simulation de six panneaux PV en parallèle

De la même manière, cette simulation illustre bien l'équation II.22, les courants s'ajoutent et la tension reste la même, d'où $I_{sc}=4.93 \times 6=29.63A$ et $V_{oc}=21.9V$.

II.9.3. Association mixte des panneaux solaires photovoltaïques :

Afin d'obtenir des puissances désirées par exemple de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en rangées de panneaux série et parallèle pour former un générateur photovoltaïque. La constitution d'un générateur photovoltaïque de puissance élevée se limite par le poids et la manipulation des modules à utiliser. Pour cela, on réunit systématiquement plusieurs modules photovoltaïques et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système [47]. Les équations II.23 et II.24, résument ce cas de groupement :

$$\sum I_{sc} = N_{pp} \cdot I_{sc} \quad (II.23)$$

$$\text{et } \sum V_{oc} = N_{ss} \cdot V_{oc} \quad (II.24)$$

La figure II.11, illustre la simulation d'un groupement mixte de modules photovoltaïques avec ($N_{ss}=3$ et $N_{pp}=2$) :

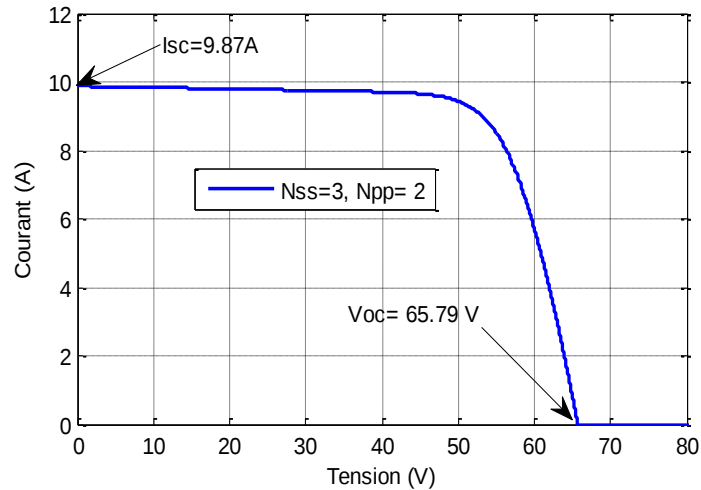


Figure II.11 : Simulation d'un groupement mixte de panneaux PV, avec $N_{ss}=3$ et $N_{pp}=2$

Les équations II.23 et II.24 sont bien vérifiées par la simulation, il est montré que :
 $V_{oc}=21.9*3=65.7$ V et $I_{sc}=4.85*2= 9.7$ A

II.10. Influence de l'éclairement et de la température sur le comportement d'un générateur PV:

L'éclairement et la température ont un impact direct et non négligeable sur les courbes I - V et P - V d'un panneau solaire photovoltaïque. Au fait une petite partie de l'éclairement qui atteint le module est convertie en électricité, le reste de l'énergie incidente se convertit en chaleur. Pour montrer ces influences, nous allons simuler les caractéristique I - V et P - V du groupement de la figure II.1.(a), sous différentes conditions climatiques de températures et d'ensoleillements.

II.10.1. Influence de la température :

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques. Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court circuit diminue dans des proportions moindres (figure II- 12). La diminution du courant de saturation I_0 est la principale cause de la chute de courant à basse température [48].

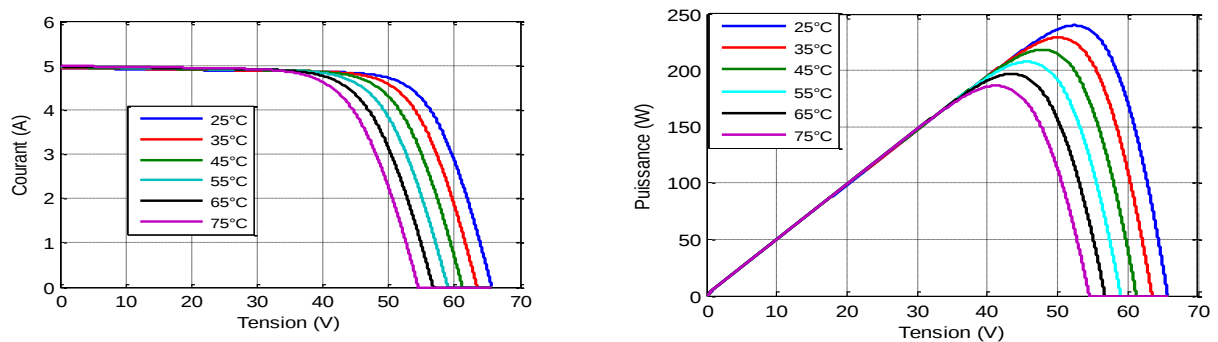


Figure II.12 : Courbes I - V et P - V pour différentes températures avec $G=1000$ W/m²

II.10.2. Influence de l'éclairement:

D'autre part, l'éclairement est un facteur qui influe sur le comportement d'un générateur PV.

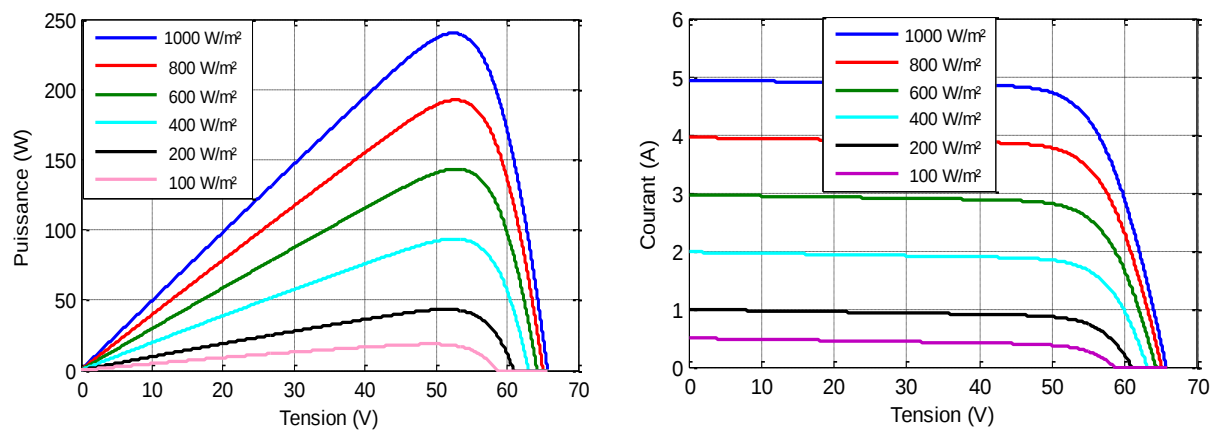


Figure II.13 : Courbes I-V et P-V pour différents éclairements avec $T=25^{\circ}\text{C}$

Les Tableaux II.2 et II.3 récapitulent les résultats de simulation qui sont donnés comme suit :

Tableau II.2 : Résultats de simulation pour un groupement série ($N_{ss}=3$),
Avec différentes températures et $G=1000\text{ W/m}^2$

$T(^{\circ}\text{C})$	$P_{max}\text{ (W)}$	$V_{co}\text{ (V)}$	$I_{sc}\text{ (A)}$
25	239.92	65.65	4.938
35	229.15	63.14	4.946
45	218.41	60.95	4.949
55	207.69	58.19	4.963
65	197.00	56.58	4.969
75	186.35	53.34	4.986
Augmentation de : 150%	Chute de :22%	Chute de :18%	Augmentation de : 01%

Tableau II.3 : Résultats de simulation pour un groupement série ($N_{ss}=3$), Avec différents éclairagements et $T= 25^{\circ}\text{C}$

$G \text{ (W/m}^2 \text{)}$	$P_{max} \text{ (W)}$	$V_{co} \text{ (V)}$	$I_{sc} \text{ (A)}$
1000	239.92	65.65	4.93
800	192.33	65.06	3.94
600	143.48	64.21	2.96
400	93.57	63.04	1.97
200	42.58	60.90	0.98
100	16.42	58.56	0.48
Chute de : 90%	Chute de :93%	Chute de :10.7%	Chute de :90%

La figure II.12, présente des courbes I - V et P - V pour différentes températures de fonctionnement, on remarque qu'elle a une influence négligeable sur la valeur de I_{sc} (augmentation de 1%). Par contre, V_{co} baisse assez fortement (chute de 18%) lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue (chute de 22%). La température est un paramètre important dans le comportement des cellules.

La figure II.13, présente des courbes I - V et P - V pour différents éclairagements G . On remarque que la valeur de I_{sc} est directement proportionnelle à l'intensité de G , comme il est illustré dans le tableau II.3. Par contre, V_{co} ne varie pas dans les mêmes proportions, sa variation est faible.

II.11. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons modélisé la cellule solaire photovoltaïque à une diode, qui est l'unité de conversion la plus adaptée à l'effet photovoltaïque. La réduction des coûts de production, soit en augmentant le rendement des cellules solaires, soit en trouvant des procédés alternatifs moins coûteux en énergie/matériaux. De nombreuses filières sont explorées : les cellules à haut rendement au Si cristallin, en couches minces/ultraminces, à colorant et assimilées, organiques, hybrides et les dispositifs de troisième génération à très haut rendement potentiel [49].

L'assemblage des modules photovoltaïques nous permet de réaliser le générateur photovoltaïque adéquat pour une alimentation voulue. L'ensoleillement et la température sont des facteurs influents sur le rendement d'un générateur photovoltaïque.

En plus de ces dépendances, le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, la position de ce point de fonctionnement dépendant à son tour de l'ensoleillement et de la température ainsi que de la charge. Pour que le module fournisse sa puissance maximale il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque. Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC contrôlé par un mécanisme de poursuite 'Maximum Power Point Tracking'.

Le troisième chapitre traite quelques types de convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques ainsi que des commandes MPPT.

Chapitre III :

Méthodes d'optimisation de la puissance d'un GVP avec éclairage uniforme

III.1. Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque est produite à partir de rayonnement solaire à l'aide de modules solaires constitués de cellules photovoltaïques en série. Cependant, malgré les progrès technologiques dans le domaine de la fabrication de cellules, l'efficacité d'un tel système est encore faible et son coût de production d'énergie à court terme reste encore plus élevé que celui d'une centrale électrique ordinaire. Pour surmonter ce problème, la recherche a été dirigée vers l'optimisation des performances d'un système solaire photovoltaïque en extrayant sa puissance maximale pour toute charge entraînée. En effet, en raison des caractéristiques I - V du système solaire photovoltaïque, la puissance générée par le système varie avec la charge entraînée. Le résultat de ces recherches a été la méthode MPPT (Maximum Power Point Tracker) qui permet de contrôler le convertisseur statique entre la charge et le système solaire photovoltaïque afin de fournir continuellement la puissance maximale à la charge. La méthode MPPT utilise un haut rendement du convertisseur DC-DC qui convertit la puissance à un niveau de tension qui est plus appropriée quelque soit la charge du système. Les cellules photovoltaïques ont un point de fonctionnement unique où les valeurs du courant (I) et de la tension (V) donnent une puissance maximale. La méthode MPPT, utilise un algorithme de recherche pour ce point et donc permettre au circuit du convertisseur d'extraire la puissance maximale disponible à partir d'une cellule.

Plusieurs algorithmes MPPT ont été proposés par des chercheurs [50-58], les plus utilisés sont: perturber & observer, incrémental conductance, tension constante. Ces méthodes sont basées sur la recherche du maximum de la courbe photovoltaïque du système solaire photovoltaïque et ne sont efficaces que lorsque la courbe n'a qu'un seul maximum.

III.2. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs) :

III.2.1. Connexion directe entre le GPV et la charge :

Le système le plus simple que l'on puisse concevoir se compose d'un générateur photovoltaïque (GPV) et d'une charge de type continu (DC) qui utilise directement la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Cette puissance dépend fortement de l'éclairage, de la température et de la nature de la charge. La connexion directe entre le panneau photovoltaïque et la charge est très

répandue en raison de sa simplicité de mise en œuvre. En plus, pour éviter la circulation d'un courant négatif vers le générateur photovoltaïque, une diode anti-retour doit être placée comme le montre la figure II.1.

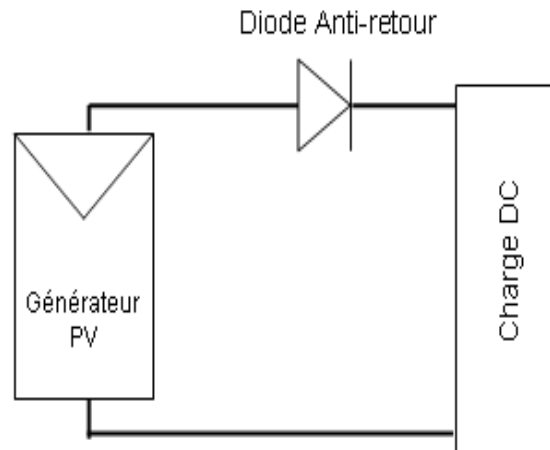


Figure III.1. Connexion directe GPV-Charge

Cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Le transfert de la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque vers la charge n'est donc pas garanti, comme l'illustre la figure II.2 [8,13,59].

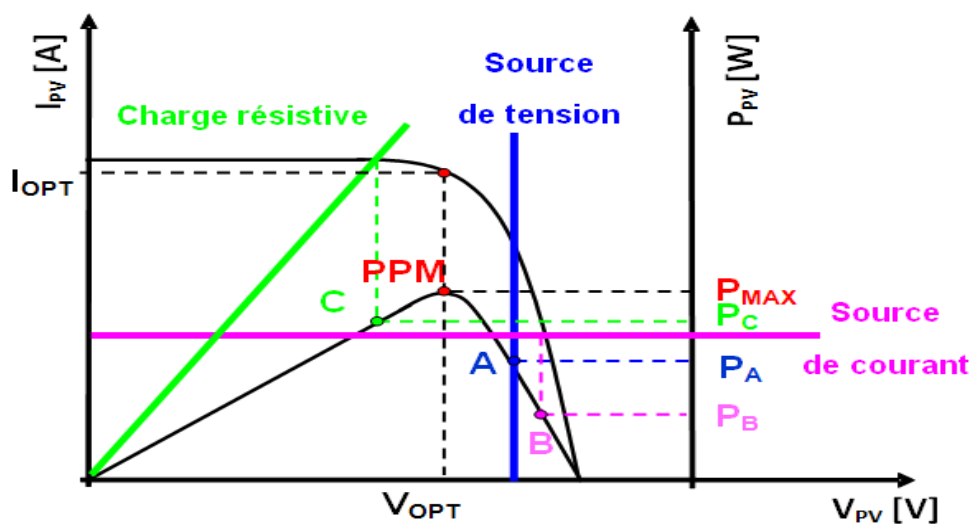


Figure III.2. Points de fonctionnement d'un GVP en connexion directe, en fonction de la charge

Pour les points de fonctionnement A, B et C, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C de valeurs inférieures à la puissance maximale P_{max} . La différence de puissance sera donc perdue et dissipée dans le générateur sous forme de chaleur.

D'autre part, certains types de charges ont besoin d'une source de tension alternative, or le générateur photovoltaïque fournit un courant continu, la connexion directe est donc impossible dans ce cas.

L'utilisation de la connexion directe est donc limitée, vu les pertes de production qu'elle entraîne et les limites de ses applications à des récepteurs fonctionnant en courant continu.

III.2.2. Nécessité d'un étage d'adaptation :

Comme nous l'avons vu précédemment, un GPV présente des caractéristiques $I-V$ non linéaires avec des points de puissance maximum. Ces caractéristiques dépendent aussi du niveau d'éclaircissement et de la température de la cellule. En plus, d'après la figure II.1, la valeur de la puissance nominale délivrée par le GPV diffère beaucoup de celle réellement transférée à la charge. Il est donc nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure III.3 pour extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur à l'aide d'un système de contrôle utilisé à cet effet.

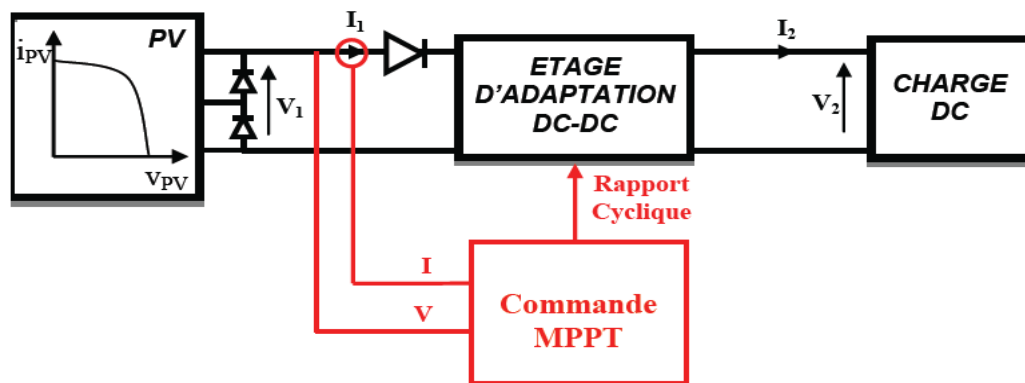


Figure III.3. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage

Le rôle du convertisseur DC-DC est de faire l'adaptation entre le GPV et une charge DC pour avoir un transfert de puissance maximal. Le point de fonctionnement est donc maintenu au voisinage du PPM quelles que soient les conditions de fonctionnement (ensoleillement, température, variation de charge, etc.).

La conception d'un étage d'adaptation, ou comme souvent dit dans la littérature transformateur DC, permet de relier le GPV à une charge continue avec un rendement très élevé.

L'utilisation du transformateur DC avec rapport de transformation variable pour l'adaptation de charge a été le sujet de plusieurs publications et travaux scientifiques, [60-63].

Ces travaux démontrent qu'il suffit de faire varier le rapport de transformation pour trouver le point d'adaptation optimale entre la source et la charge, cette variation est commandée par des entrées délivrées par le système MPPT.

Contrairement au cas général où le convertisseur DC/DC est utilisé pour réguler la tension de sortie, ici c'est plutôt la tension d'entrée qui est régulée. La tension de référence (consigne) est alors constante ou imposée par un algorithme de commande.

III.3. Différents types de convertisseurs DC-DC :

Les convertisseurs généralement utilisés sont : le convertisseur élévateur de tension (hacheur parallèle ou boost), abaisseur de tension (hacheur série ou buck) et élévateur-abaisseur de tension (hacheur série-parallèle ou buck-boost). Dans ce qui suit nous détaillons le principe de fonctionnement du convertisseur élévateur en mode de fonctionnement continu.

III.3.1. Hacheur survolteur [64-65]:

C'est un convertisseur élévateur, connu aussi sous le nom de 'boost' ou hacheur parallèle, son schéma de principe de base est celui de la figure III.4. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure.

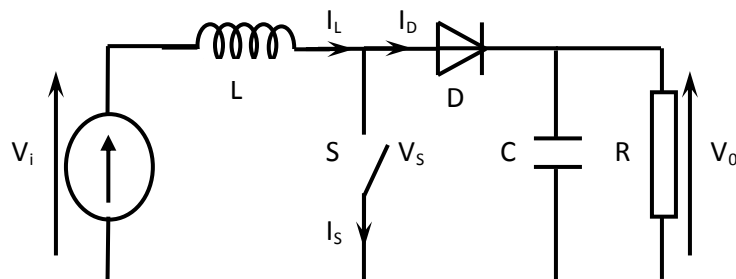


Figure III.4. Schéma de base d'un convertisseur Boost

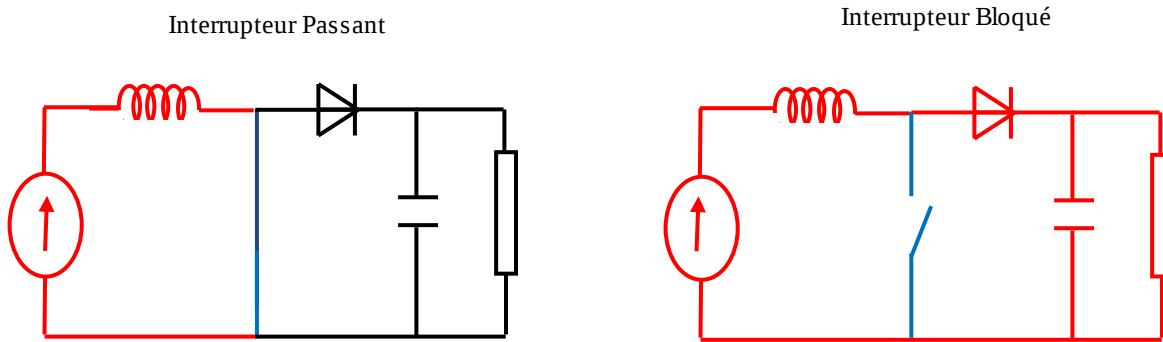


Figure III.5. Les deux configurations d'un convertisseur Boost suivant l'état de l'interrupteur S

Le fonctionnement du convertisseur Boost peut être utilisé en deux modes :

- 1) Mode de conduction continue (MCC)
- 2) Mode de conduction discontinue (MCD)

La différence entre les deux modes est que dans le mode MCC, le courant traversant l'inducteur I_L ne tombe jamais à zéro tandis que dans le mode MCD, l'inductance peut être complètement déchargée avant la fin d'un cycle de commutation complet. Cela se produit généralement lorsque l'amplitude d'ondulation du courant est trop élevée et lorsque l'on opère sous des charges légères. Dans de tels cas, le courant traversant l'inductance tombe à zéro pendant une partie de la période d'arrêt. Le mode MCD ajoute plus de difficulté à stabiliser le système convertisseur Boost tout en ayant une bonne réponse dynamique.

III.3.2. Fonctionnement d'un hacheur parallèle [66]:

Le fonctionnement d'un convertisseur Boost peut être divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur, figure III.5 :

- L'interrupteur est fermé : stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique dans l'inductance.
- L'interrupteur est ouvert : transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité.

Pour des raisons de simplicité, on ne considèrera ici que les défauts de l'inductance en la modélisant par une inductance en série avec une résistance R . L'inductance est constituée d'un long fil qui peut donc présenter une résistance propre R_L . De plus, le courant traverse la bobine dans les deux états du convertisseur. En utilisant la méthode de l'étude en valeur moyenne, on peut écrire :

$$V_i = \bar{V}_L + \bar{V}_S \quad (\text{III.1})$$

Avec $\bar{V}_L$ et $\bar{V}_S$ les tensions moyennes, sur un cycle de fonctionnement, aux bornes respectivement de l'inductance et de l'interrupteur. Si on considère que le convertisseur est en régime permanent, le courant moyen à travers l'inductance est constant. La tension moyenne aux bornes de l'inductance devient donc :

$$\bar{V}_L = L \frac{d\bar{I}_L}{dt} + R_L \bar{I}_L + R_L \bar{I}_L \quad (\text{III.2})$$

Quand l'interrupteur est passant, $V_S=0$. Quand il est bloqué, la diode devient passante donc $V_S=V_0$. Par conséquent, la tension moyenne à travers S est :

$$\bar{V}_S = D.0 + (1-D).V_0 = (1-D).V_0 \quad (\text{III.3})$$

Le courant de sortie est égal à celui dans l'inductance durant l'état bloqué. Le courant moyen dans l'inductance s'écrit donc :

$$\bar{I}_L = \frac{I_0}{1-D} \quad (\text{III.4})$$

Si on considère les ondulations de tension et de courant en sortie comme négligeables, la charge peut être considérée comme purement résistive. Si on note R la résistance de la charge, l'expression précédente devient :

$$\bar{I}_L = \frac{V_0}{(1-D).R} \quad (\text{III.5})$$

En utilisant les équations précédentes, la tension d'entrée s'écrit :

$$V_i = R_L \frac{V_0}{(1-D)R} + (1-D)V_0 \quad (\text{III.6})$$

Cette expression peut se mettre sous la forme :

$$\frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{\frac{R_L}{R(1-D)} + 1 - D} \quad (\text{III.7})$$

Si la résistance de l'inductance est nulle, on retrouve l'équation :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (\text{III.8})$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée (le rapport cyclique variant entre 0 et 1), qu'elle augmente avec D, et que théoriquement elle peut être infinie lorsque D se rapproche de 1. C'est pour cela que l'on parle de survolteur.

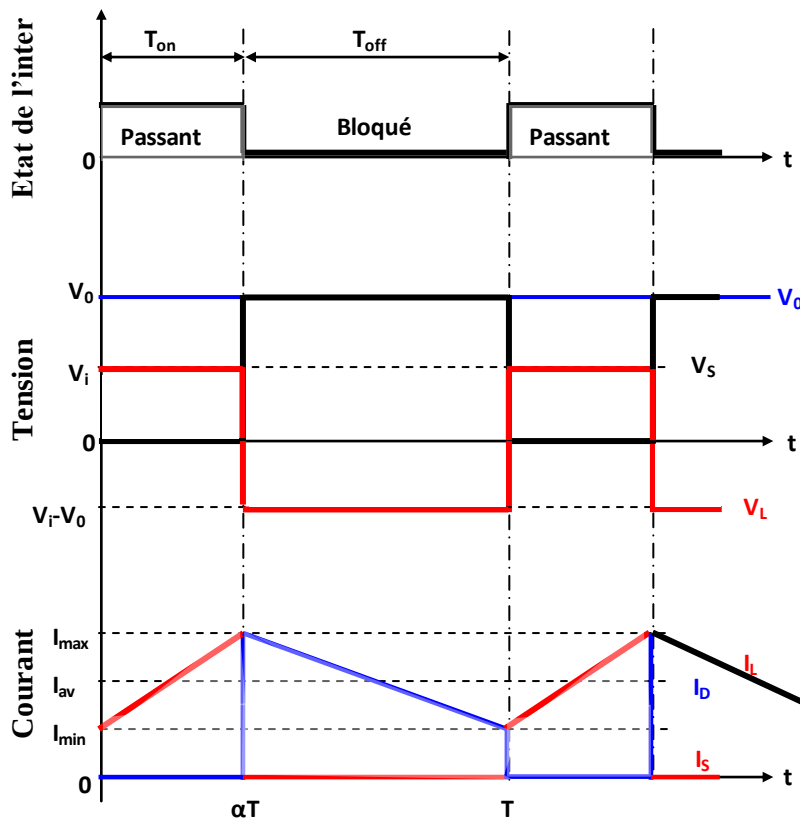


Figure III.6. Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost

III.4. Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC :

III.4.1. Les commande MPPT les plus utilisées :

Dans la littérature, il existe différents types d'algorithmes qui ont été conçus afin de permettre la recherche du PPM [67-69].

Dans cette section et pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, nous rappelons le principe de trois types d'algorithmes utilisés lors des simulations de notre générateur photovoltaïque à savoir :

- Méthode : Perturbation et Observation
- Méthode : Incrémentation de Conductance
- Méthode : Logique Floue

III.4.2. Méthode de poursuite de puissance maximale :

Un panneau photovoltaïque a des caractéristiques courant-tension ($I-V$) non linéaires. Sa puissance de sortie change avec les conditions climatiques. Il existe seulement des points (PPM) où la puissance est maximale [70]. L'efficacité d'un système photovoltaïque n'est améliorée que si seulement si le panneau est actionné intentionnellement au PPM indépendamment des variations des conditions atmosphériques. Ceci peut être fait en accordant correctement le panneau avec la charge à l'aide des techniques qui détectent et localisent mécaniquement ou électriquement les PPM sans qu'à priori ces points soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés ni quelles étaient les raisons de ce changement.

Ces techniques sont appelées MPPT, 'Maximum Power Point Tracking', ou souvent nommées 'recherche de point de puissance maximale'. Elles sont utilisées pour extraire le maximum de puissance disponible à l'aide d'un algorithme approprié réalisant cette recherche du MPP.

III.4.3. Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT [8]:

La figure III.7, illustre la chaîne de puissance d'un module photovoltaïque autonome. Un convertisseur statique (hacheur parallèle) est utilisé comme interface entre le générateur et la charge.

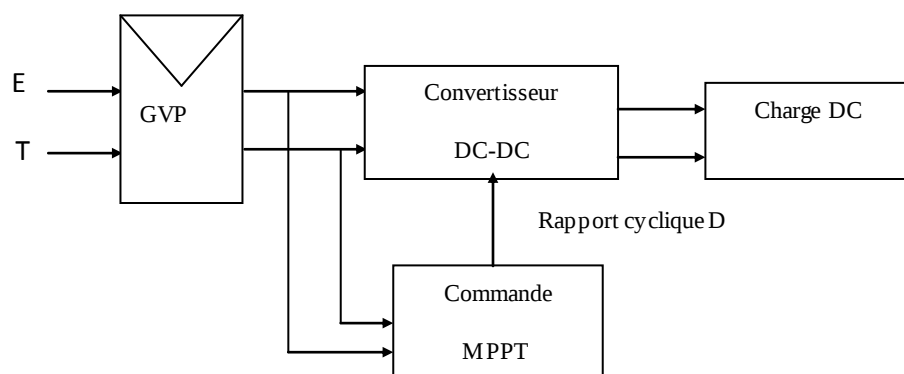


Figure III.7. Conversion photovoltaïque avec convertisseur DC-DC contrôlée par une commande MPPT

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à l'obtention de la puissance maximale disponible aux bornes du générateur photovoltaïque. L'algorithme est basé généralement sur la variation du rapport cyclique D du convertisseur statique qui le place sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique I_{pv} et V_{pv} qui dépendent fortement des conditions climatiques.

III.5. Description de quelques types d'algorithmes MPPT utilisés en simulation :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme décrit dans la figure III.7. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de puissance maximale disponible [50].

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du GPV pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les modules photovoltaïque PV.

La puissance extraite du module est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du module et la multiplication de ces deux grandeurs $P_{pv} = I_{pv} * V_{pv}$ [67].

III.5.1. Méthodes à contre réaction de puissance :

Son principe est basé sur la mesure des deux grandeurs principales, le courant I_{pv} et la tension V_{pv} de sortie du panneau. L'évaluation de la puissance instantanée de ce dernier est élaborée par une simple multiplication de ces deux composantes $P_{pv} = I_{pv} * V_{pv}$ par un algorithme de recherche itératif qui se charge de trouver la position du PPM, donc la puissance maximale, en effectuant la recherche dans un sens. L'algorithme maintient ce sens si la puissance de sortie augmente constamment et dans le cas contraire, il change le sens de la recherche [71].

III.5.1.1. Méthode Perturbation et Observation (P&O) :

La méthode 'P&O' est une approche largement répandue dans la recherche de MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de V_{pv} et de I_{pv} du panneau photovoltaïque [50].

Le principe des commandes MPPT de type 'P&O' consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [57].

Cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint.

Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [72].

Comme son nom l'indique, la méthode *P&O* fonctionne avec la perturbation de la tension V_{pv} et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque.

Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent. Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT.

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale V_{ppm} . Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrément de la perturbation. Si ce pas d'incrément est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'éclairement. Le pas idéal est déterminé expérimentalement en fonction des besoins.

Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite, on aura une augmentation de la puissance du panneau.

L'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui l'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains de fonctionnement et des pertes de puissance [8].

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance augmente, la direction de la perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

Ainsi, comme l'illustre la figure III.8, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv} - V_{pv}$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

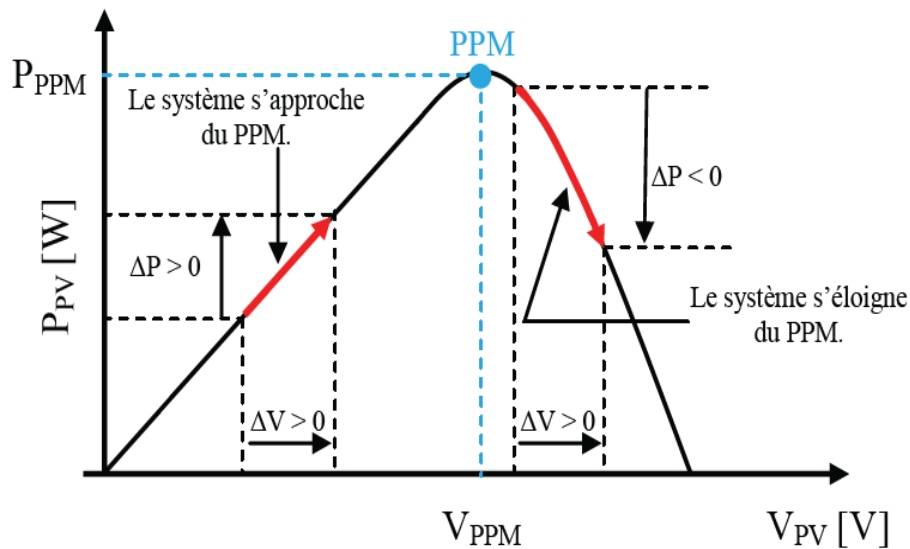


Figure III.8. Caractéristique $P_{pv} - V_{pv}$ d'un panneau solaire

La figure III.9 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs, courant et tension du GVP sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant [7].

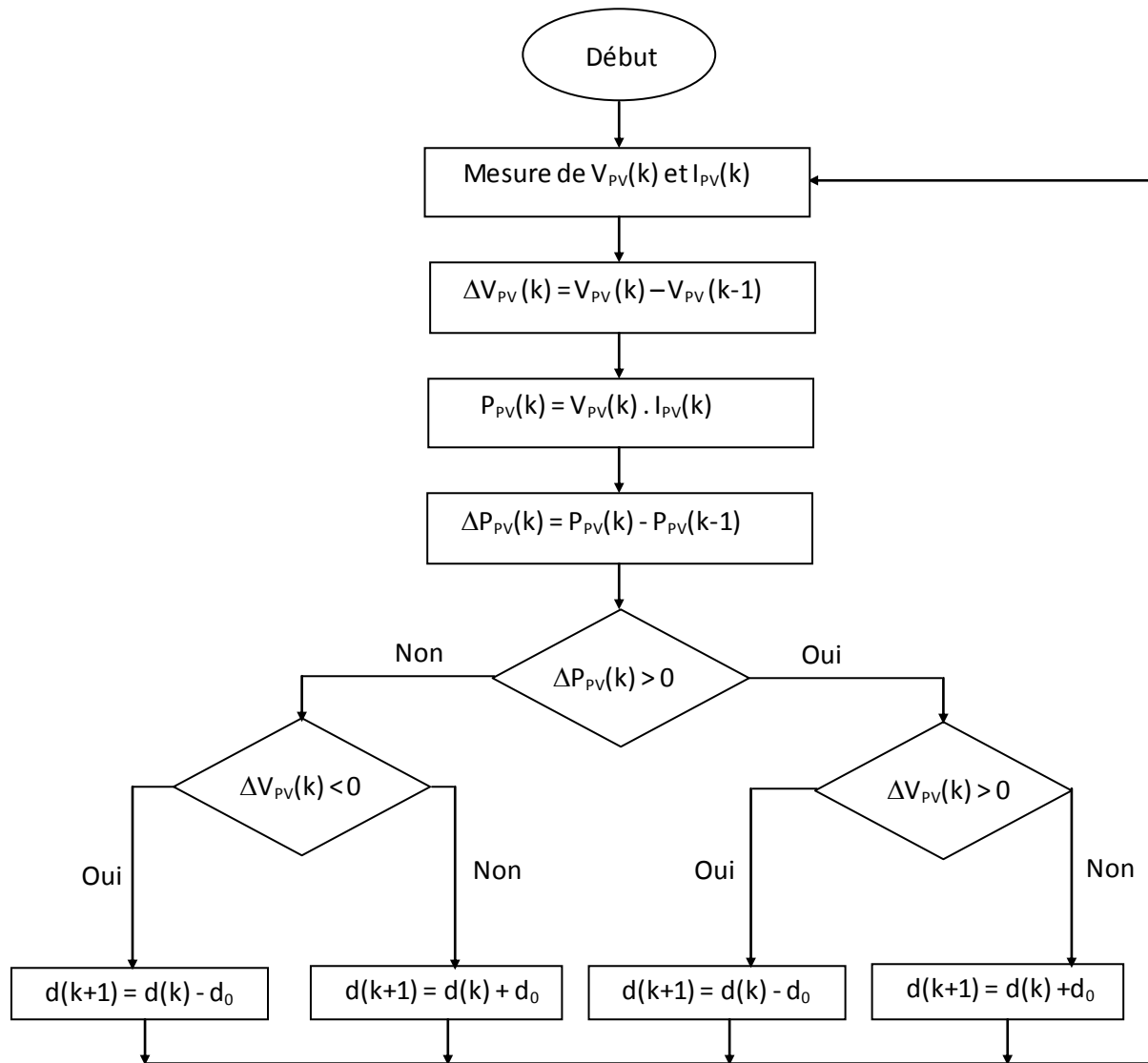


Figure III.9. Organigramme de l'algorithme P&O

III.5.1.2. Méthode Incrémentation de la conductance [50] :

La méthode incrémentation de la conductance, est basée sur le principe de la dérivée nulle de la puissance de sortie P_{pv} du panneau PV par rapport à sa tension de sortie V_{pv} au point de puissance maximale PPM. D'autre part, l'évolution de la puissance du module (P_{pv}) par rapport à la tension (V_{pv}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite. La figure III.10 permet d'écrire les conditions suivantes :

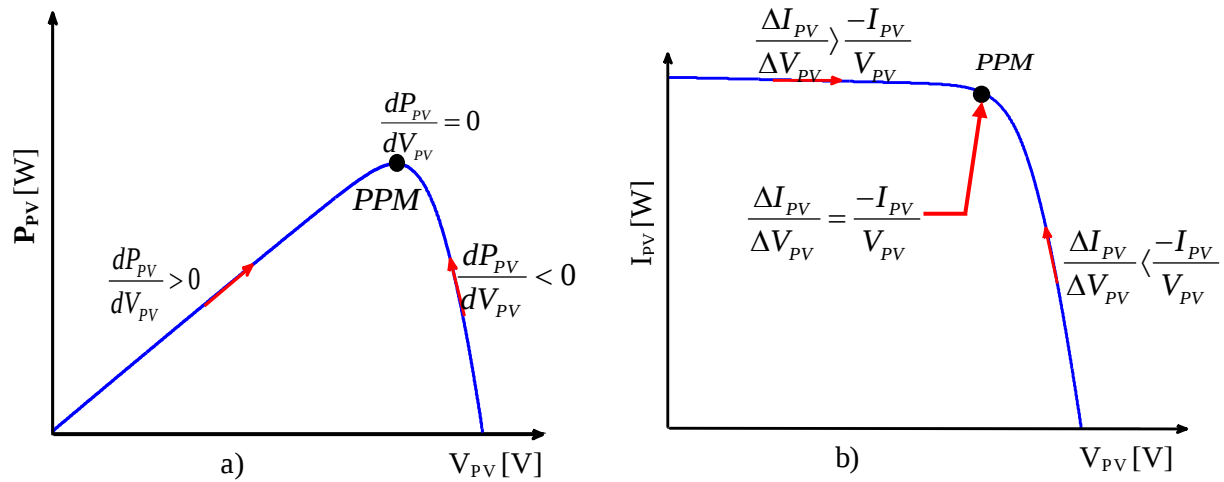


Figure III.10. Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G .

$$\begin{cases} \frac{dP_{PV}}{dV} = 0 & \text{pour } V = V_{PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} > 0 & \text{pour } V < V_{PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} < 0 & \text{pour } V > V_{PPM} \end{cases} \quad (III.9)$$

Avec $P_{PV} = I_{PV} \cdot V_{PV}$, la dérivée du produit par rapport à V_{PV} donne :

$$\begin{cases} \frac{dP_{PV}}{dV} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} = 0 & \text{Au point PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} > 0 & \text{A gauche du point PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} < 0 & \text{A droite du point PPM} \end{cases} \quad (III.10)$$

Les équations précédentes peuvent être exprimées de la façon suivante :

$$\begin{cases} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{Au point PPM} \\ \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{A gauche point PPM} \\ \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} & \text{A droite du point PPM} \end{cases} \quad (III.11)$$

Où :

$-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$: est la conductance

$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$: est la conductance instantanée

Avec ces relations nous pourrions développer l'algorithme d'incrémentation de la conductance. Ceci est représenté par l'algorithme suivant, figure III.11 :

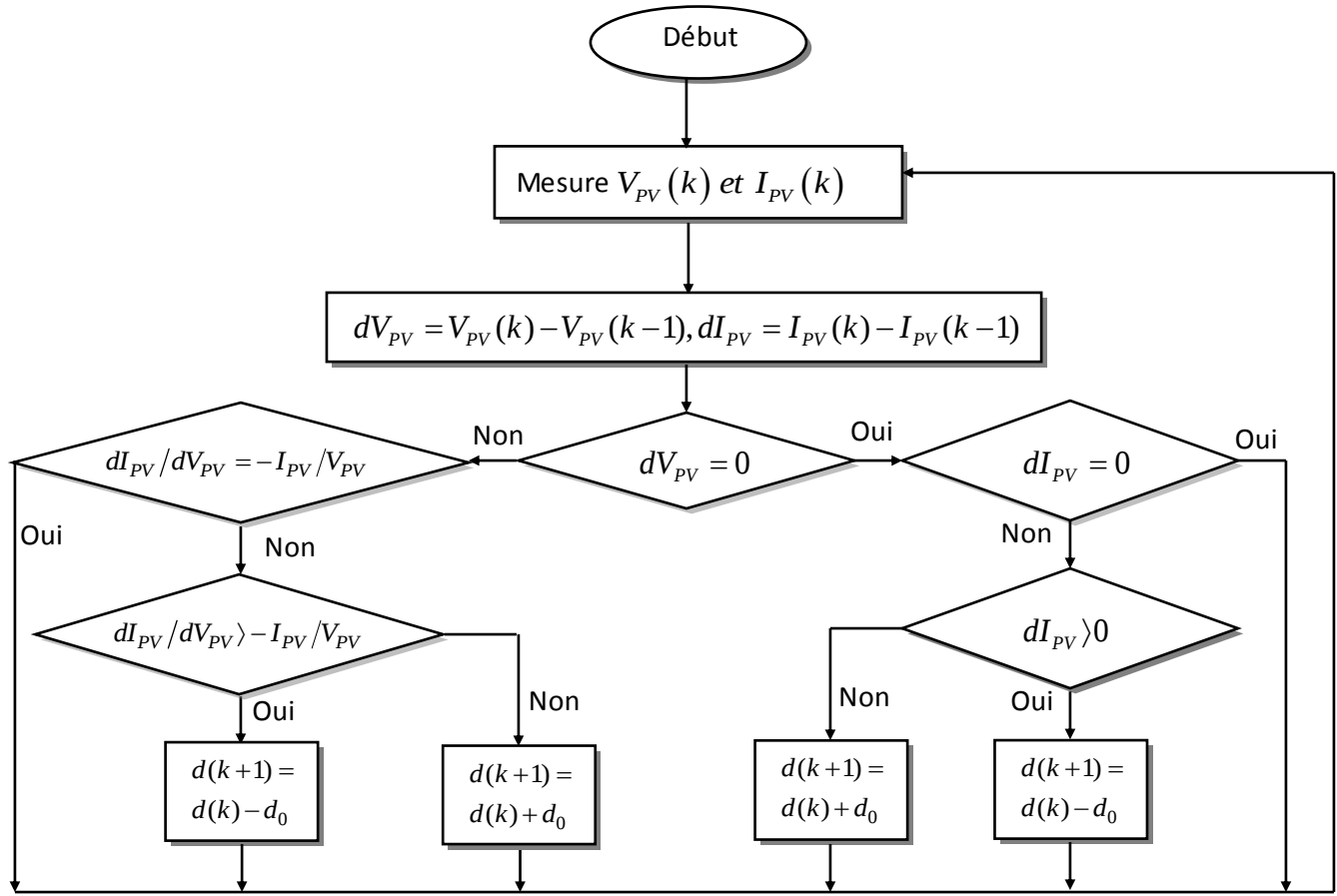


Figure III.11. Organigramme du l'algorithme d'incrémentation de conductance

L'algorithme de la méthode d'incrémentation de la conductance nous permet de trouver le point de fonctionnement maximum et cela en mesurant V_{pv} et I_{pv} et en faisant l'approximation sur les dérivées dV_{pv} et dI_{pv} avec la différence entre les plus récentes valeurs mesurées de V_{pv} et I_{pv} et celles mesurées dans le cycle précédent :

$$\begin{cases} dV_{pv}(k) = V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1) \\ dI_{pv}(k) = I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1) \end{cases} \quad (III.12)$$

Si le PPM est atteint donc $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, alors $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ au point PPM l'algorithme prend cela en considération et ne changera pas le rapport cyclique d .

Lorsque le PPM est atteint dans les précédents cycles, la dérivée de la tension dV_{pv} devient nulle, ceci conduira à une division par zéro. Pour éviter la division par zéro, l'algorithme fait un test de dV_{pv} . S'il est nul, les seules informations utiles sur les changements possibles peuvent être obtenues du courant I_{pv} . L'algorithme fait un test de dI_{pv} . S'il est nul alors le PPM est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement du rapport cyclique d .

S'il y a croissance de I_{pv} , on tombe sur le cas $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ donc $V_{pv} < V_{PPM}$, cela veut dire qu'on a décrémenté V_{pv} durant le dernier cycle, on doit donc l'incrémenter pour le faire revenir au V_{PPM} , c'est-à-dire diminuer le rapport cyclique $d = d - d_0$.

S'il y a décroissance de dI_{pv} , on tombe sur le cas $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ donc $V_{pv} > V_{PPM}$, cela veut dire qu'on a incrémenté V_{pv} durant le dernier cycle, on doit donc le décrémenter pour le faire revenir au V_{PPM} , c'est-à-dire augmenter le rapport cyclique $d = d + d_0$.

Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} \neq 0$ on utilisera le test $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$, employé pour déterminer si le système fonctionne au-dessus ou au-dessous de V_{PPM} et l'ajustement du rapport cyclique d comme dans le précédent paragraphe. L'algorithme se stabilise une fois le PPM atteint et le signe de dI_{pv} donne la vraie direction à emprunter pour la poursuite du PPM une fois le système stable, ce qui conduit à une réponse rapide du système pour des changements brusques des conditions atmosphériques

En pratique, le système présente une oscillation comme la commande 'P&O' autour du PPM, à cause du bruit aux niveaux des acquisitions des paramètres d'entrée (I_{pv} et V_{pv}) et de la difficulté au système de bien analyser si la relation $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ est bien remplie ou non.

Ainsi, en réalité, cette condition n'étant jamais obtenue, le système est toujours en train de la rechercher. Par rapport à la commande P&O, le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car ce dernier est plus complexe. De ce fait, l'intervalle de temps entre deux échantillons de tension et de courant est augmenté engendrant un retard sur la détection des variations climatiques.

III.5.2. Méthodes intelligentes :

La recherche par les méthodes d'intelligence artificielle par exemple offre de grands avantages pour la poursuite de PPM. D'abord elles ne nécessitent pas un modèle mathématique et s'appliquent normalement aux systèmes non linéaire et offrent une grande robustesse. Parmi ces méthodes on cite le contrôle du PPM par logique floue, par le réseau neurone, l'algorithme génétique (GA) et

l'optimisation par essais particuliers (Particle Swarm Optimisation : PSO). Nous présentons ici la logique floue, en donnant son concept de base général.

III.5.2.1. Commande MPPT basée sur la logique floue :

La commande basée sur la logique floue est de plus en plus populaire grâce à l'évolution des microcontrôleurs [73-74]. L'avantage de cette technique est qu'elle peut fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elle n'a pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elle peut traiter des non linéarités.

La logique floue est une théorie qui a connu un grand succès depuis que L.Zadeh a introduit le concept de sous-ensembles flous en 1965. Elle trouve notamment sa place dans le domaine de la commande pour une large gamme de systèmes et plus généralement en génie électrique [75]. Elle présente en effet l'avantage d'utiliser des règles linguistiques simples permettant de traduire facilement le savoir faire d'un expert pour répondre à une problématique spécifique. Dans ce sens on utilise des correcteurs à base de logique floue qui améliorent de façon globale aussi bien les performances dynamiques que la robustesse des systèmes commandés, en s'appuyant sur leur connaissance à priori. Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur E et le changement d'erreur dE et une variable de sortie dD (variation du rapport cyclique), figure III.12. La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée. L'erreur E est définie comme étant l'écart entre $\frac{dP}{dV}(k)$ et la valeur recherchée $\frac{dP}{dV}(k) = 0$. Cette dernière valeur correspond à l'unique extremum de la courbe $P=f(V)$. Cet extremum est un maximum. Plus E est positif, plus la valeur de P croît. Inversement, plus E est négatif, plus la valeur de P décroît.

Enfin quand E tend vers 0, la valeur de P tend vers son maximum, le MPP. On peut l'assimiler à la pente de $P=f(V)$.

$$E(k) = \frac{dP}{dV}(k) - 0 = \frac{dP}{dV} \quad (III.13)$$

La variation de l'écart dE indique dans quel sens et dans quelle proportion l'écart se modifie à mesure que l'algorithme suit son cours. Ainsi, lorsque dE tend vers 0, le système se stabilise.

$$dE(k) = E(k) - E(k - 1) \quad (III.14)$$

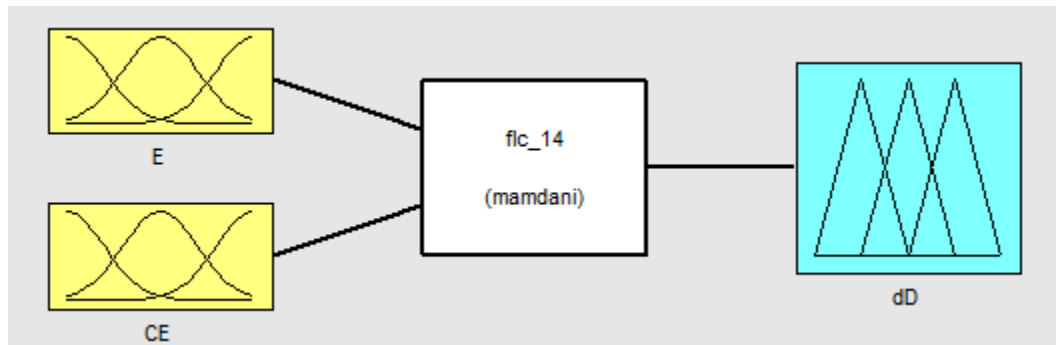


Figure III.12. Configuration globale de la logique floue sous Matlab/Simulink

La méthode consiste à formuler un ensemble de règles de décision en termes linguistiques, utilisant les ensembles flous pour décrire les amplitudes de l'erreur, de sa variation et la commande appropriée. En combinant ces règles, on peut dresser des tables de décision permettant de donner les valeurs de la sortie du contrôleur correspondant aux situations d'intérêt.

La structure générale d'un système de commande linguistique flou peut être présentée sous la forme suivante, figure III.13.

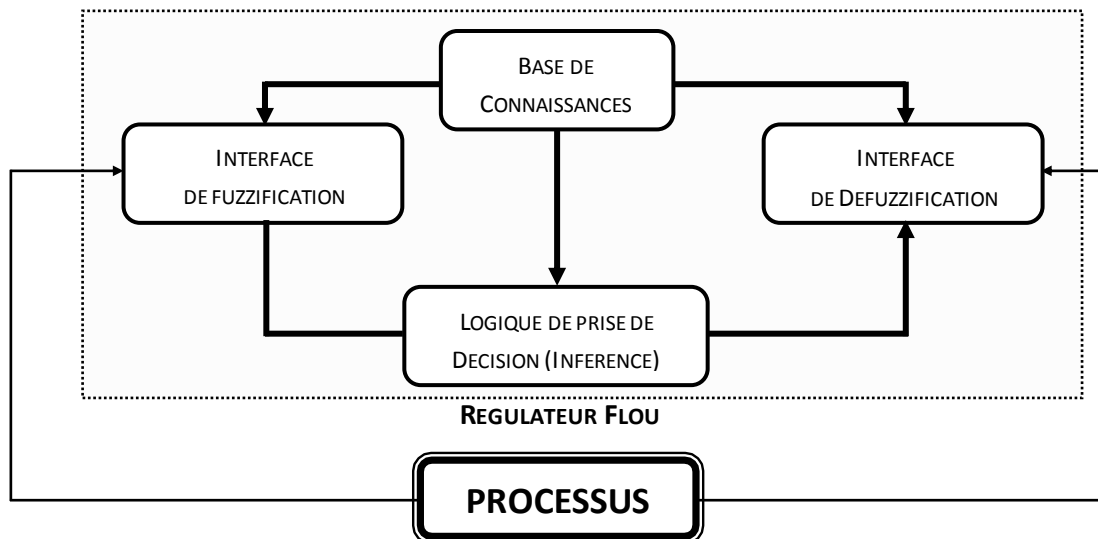


Figure.III.13 : Schéma synoptique général d'un contrôleur flou

Où :

- L'interface de fuzzification : consiste à transformer les entrées en variables floues (linguistiques) avec la définition des fonctions d'appartenance.
- La base de connaissances : une base de données dont laquelle se trouve les définitions nécessaires utilisées pour définir les règles de contrôle linguistiques et la manipulation des données floues dans le régulateur.
- La logique de prise de décision : c'est le noyau du régulateur, elle est capable de simuler la prise de décision de l'être humain.
- L'interface de défuzzification : son rôle est de convertir les variables de l'action de commande floue en variables de commande réelle.

Les règles d'inférences permettent de déterminer le comportement du contrôleur flou. Il doit donc inclure des étapes intermédiaires qui lui permettent de passer des grandeurs réelles vers les grandeurs floues et vice versa, ce sont les étapes de fuzzification et défuzzification [76].

La fuzzification des variables d'entrée et de sortie de l'estimateur flou utilisé est illustrée par la figure III.14 (fonctions d'appartenance). Chacune des trois variables linguistiques est représentée par cinq sous-ensembles flous.

Les 25 règles d'inférence sont récapitulées dans le tableau suivant :

Tableau III.1. Tableau des règles de décision floue (inférence)

$\begin{matrix} E \\ dE \end{matrix}$	NG	NM	EZ	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NM	EZ
NM	NG	NG	NM	EZ	PM
EZ	NG	NM	EZ	PM	PG
PM	NM	EZ	PM	PG	PG
PG	EZ	PP	PG	PG	PG

Avec NG : Négatif Grand, NM : Négatif Moyen, EZ : Environ Zéro,
PM : Positif Moyen, et PG : Positif Grand.

La figure III.14, donne les fonctions d'appartenance pour les variables d'entrées et de sorties du contrôleur. Les univers de discours utilisés sont $[-1, 1]$.

Pour la détermination des règles du contrôleur proposé on a fait appel à l'expertise et à l'expérience. On a considéré les objectifs qu'on devait atteindre puis on a écrit les règles en conséquence.

Dans le contrôleur flou proposé la méthode d'inférence utilisée est celle de max – min et pour la défuzzification on a utilisé la méthode du centre de gravité.

La figure III.15, montre la surface caractéristique du contrôleur flou proposé, elle exprime les variations de la valeur réelle de la sortie du contrôleur en fonction des entrées quand ces dernières parcourent l'univers de discours. On voit bien que la sortie physique du contrôleur est contenue dans l'intervalle $[0,1]$.

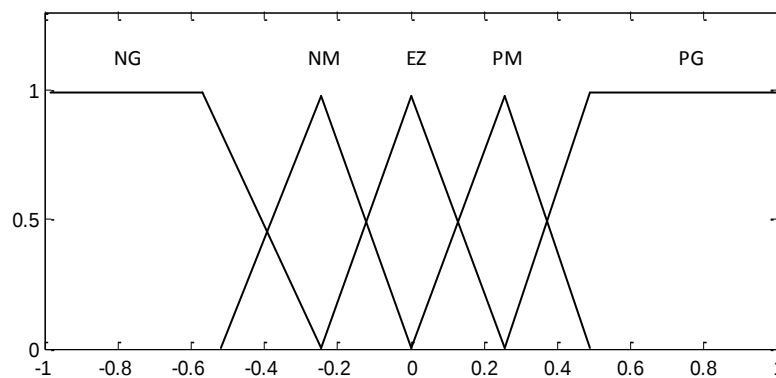


Figure III.14. Fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée et de sortie du contrôleur flou : E , dE et dD .

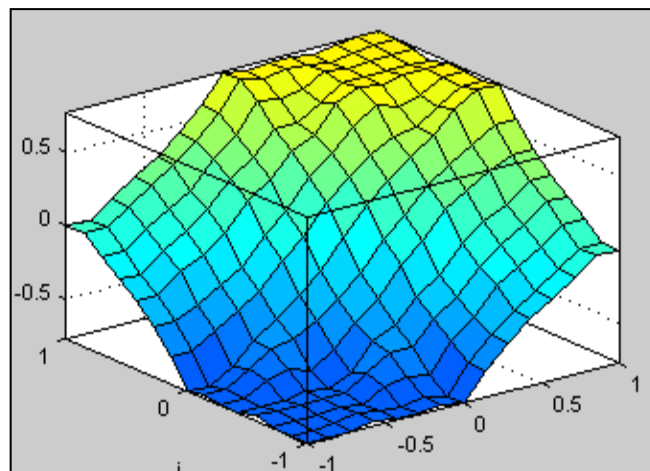


Figure III.15. Surface caractéristique du régulateur flou proposé

III.6. Simulation de la recherche du point de puissance maximale sous éclairage uniforme :

Dans le cadre de cette étude, la simulation est réalisée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. La chaîne de conversion photovoltaïque, comme il est illustré par la figure III.16, est composée de blocs fonctionnels programmés et simulés qui sont:

- Un générateur PV, simulant le fonctionnement d'un module photovoltaïque
- Un convertisseur DC-DC, simulant le fonctionnement d'un convertisseur de type Boost
- Algorithme de commande, simulant la commande MPPT appliquée au convertisseur
- Paramètres météorologiques, définissant les conditions d'ensoleillement et de température extérieure.

Pour cette simulation, deux opérations sont présentées:

- ❖ Simuler les trois algorithmes de commande MPPT à savoir les méthodes : P&O, Inc-Cond et la logique floue, avec un cas stable où l'ensoleillement $G=1000\text{W/m}^2$ et la température $T=25^\circ\text{C}$.
- ❖ Simuler ces mêmes commandes MPPT, avec un changement brusque de l'ensoleillement G avec la température $T=25^\circ\text{C}$. Ceci consiste à faire une variation par un saut négatif puis un saut positif.

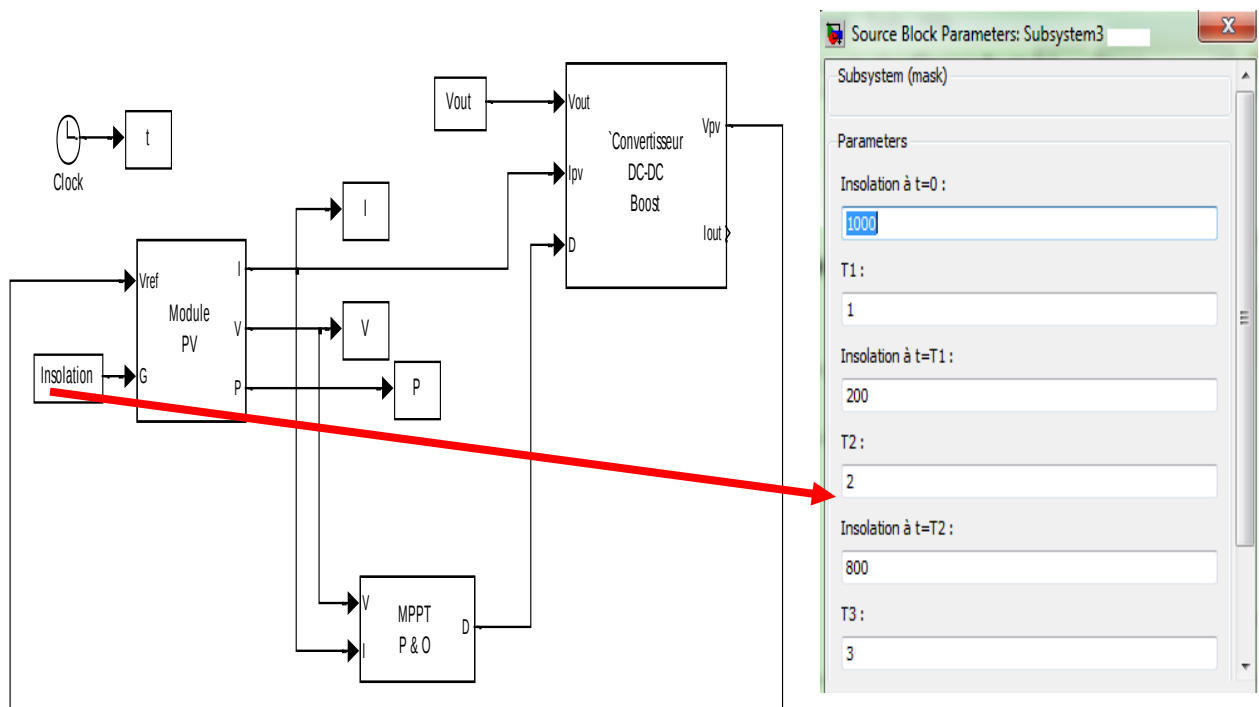


Figure III.16. Schéma bloc de la simulation d'un GVP avec commande MPPT

III.6.1. Simulation avec le cas stable :

Le générateur photovoltaïque formé de trois panneaux de type (STP080S) est en silicium monocristallin, il est constitué de 36 cellules photovoltaïques élémentaires. Il peut délivrer dans les conditions standards de test (CST) une puissance de 80 W, un courant de 4.58A sous une tension optimale de 17.5V. La simulation de ces trois commandes MPPT est présentée par les figures suivantes, (figure III.17 à III.22) :

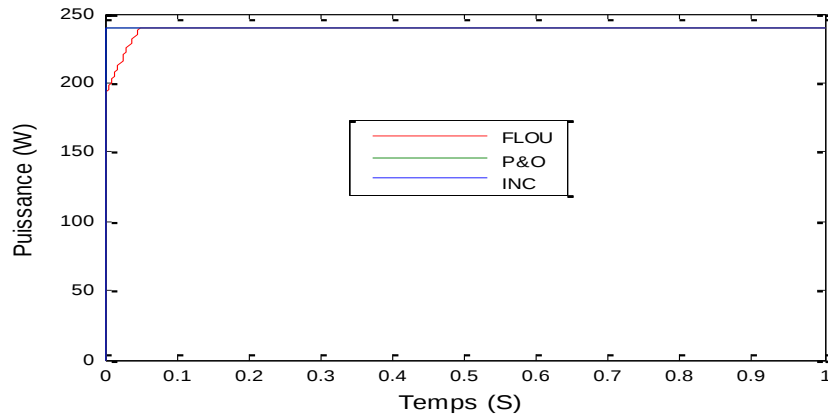


Figure.III.17.Allure de la puissance du GVP avec les trois commandes MPPT

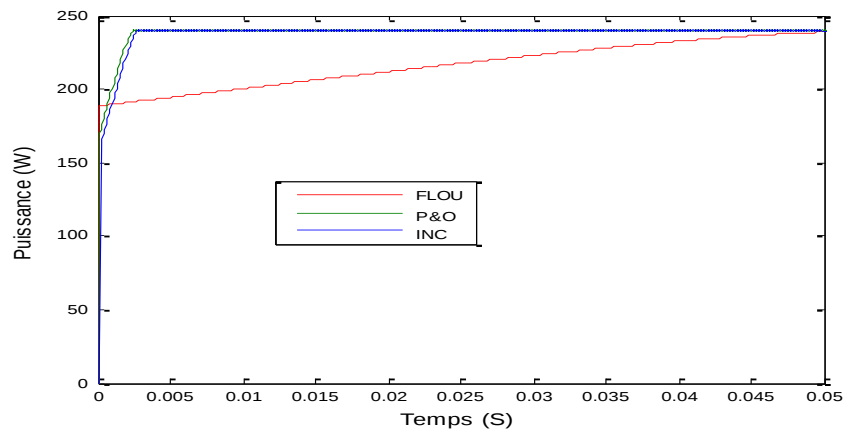


Figure III.18.Temps de réponse pour la recherche de la puissance du MPP pour les trois commandes

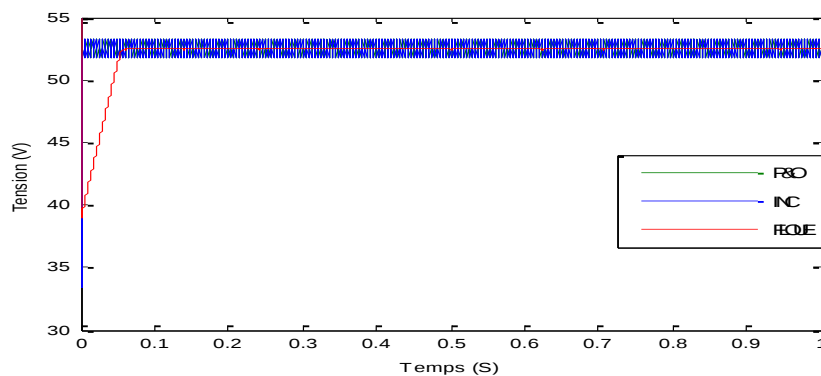


Figure.III.19.Allure de la tension du GVP avec les trois commandes

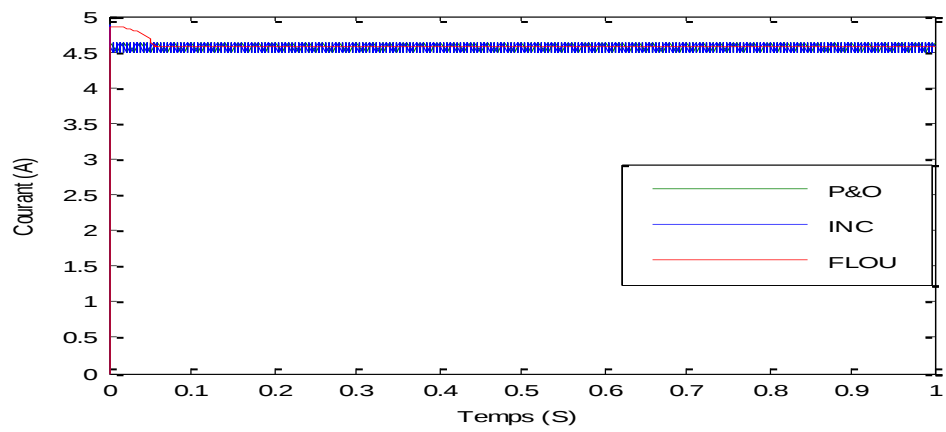


Figure III.20. Allure du courant du GVP avec les trois commandes

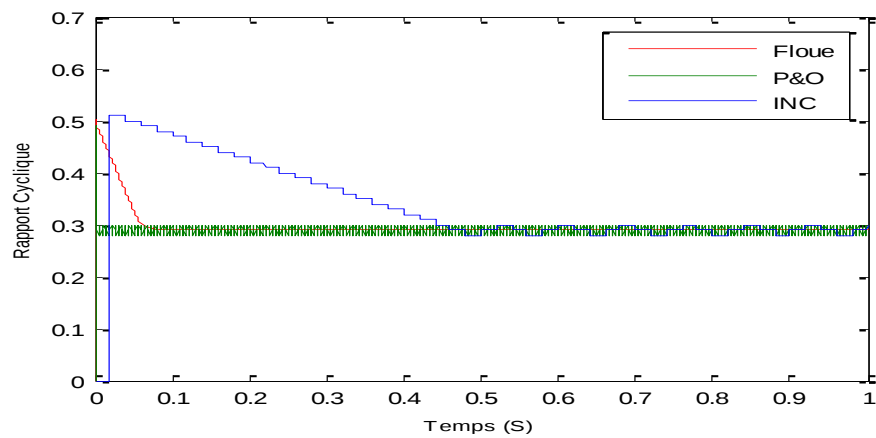


Figure. III.21. Allure du rapport cyclique avec les trois commandes

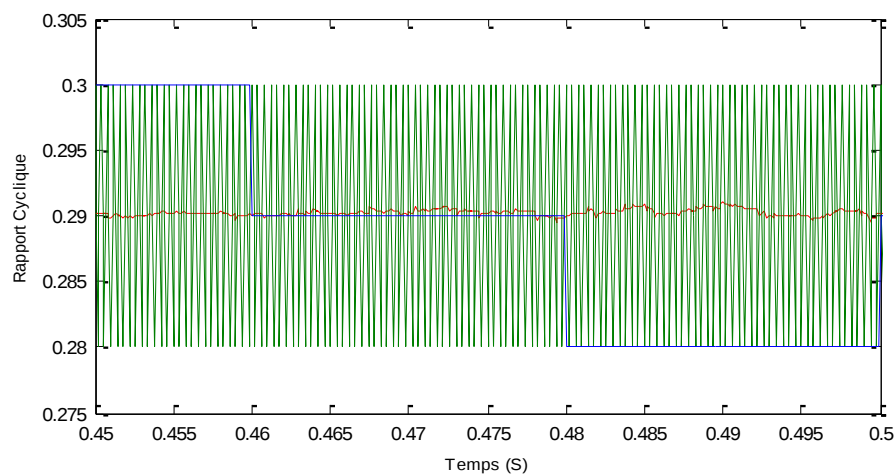


Figure.III.22. Zoom du rapport cyclique des trois commandes

Ces simulations montrent que ces trois commandes MPPT convergent vers le MPP voulu. Les deux algorithmes 'P&O' et Inc-Cond présentent des oscillations par contre la commande logique floue ne présente aucune oscillations.

La tension de sortie du GPV à la sortie du convertisseur Boost est bien la valeur désirée.

L'allure du rapport cyclique a montré des oscillations allant de 0.28 à 0.3.

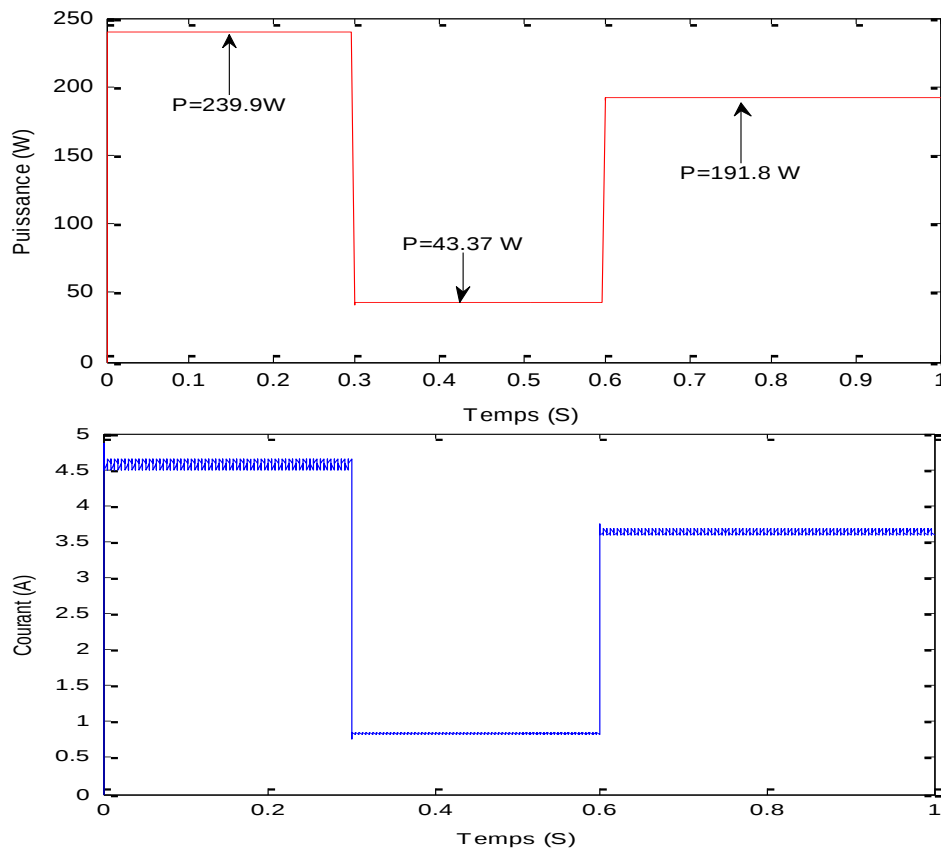
III.6.2. Simulation avec un changement brusque :

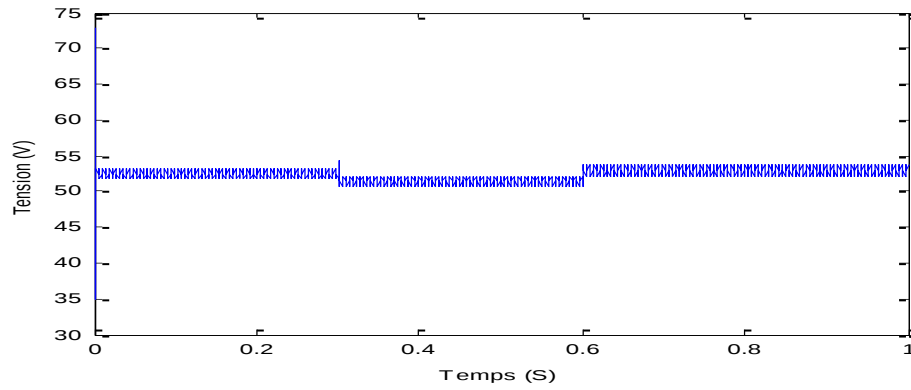
En ce qui suit, on propose une évaluation de la robustesse de ces trois algorithmes en face des perturbations causées par le changement des éclairages. Pour démontrer l'efficacité de ces algorithmes, on testera leur réponse suite à une variation brusque de l'ensoleillement : un saut négatif de $G=1000 \text{ W/m}^2$ à 200 W/m^2 avec une température constante $T=25^\circ$, puis un saut positif de 200 W/m^2 à 800 W/m^2 , toujours avec la même température. L'intérêt majeur sera focalisé sur les ondulations au niveau de la puissance et la tension avec l'augmentation du ΔD (la largeur du pas du rapport cyclique d'une simple perturbation).

- Pour 'P&O' : $\Delta D=0.01$, $\Delta D=0.025$, $\Delta D=0.05$.
- Pour 'Inc.Cond' : $\Delta D=0.01$, $\Delta D=0.025$, $\Delta D=0.05$.

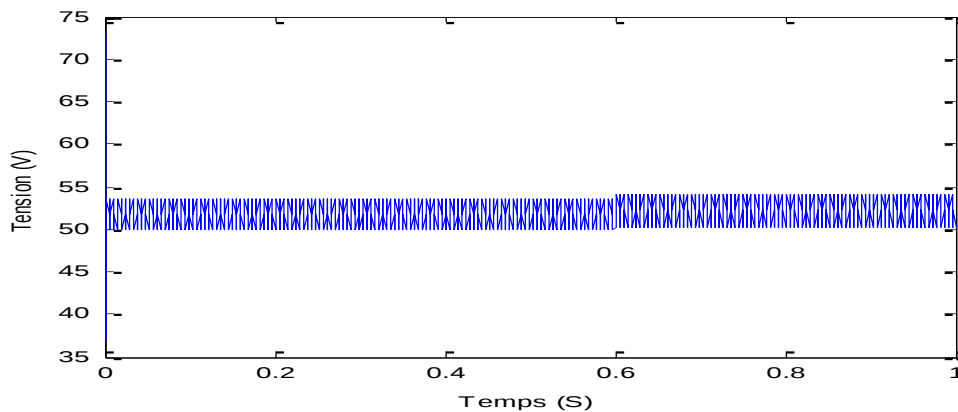
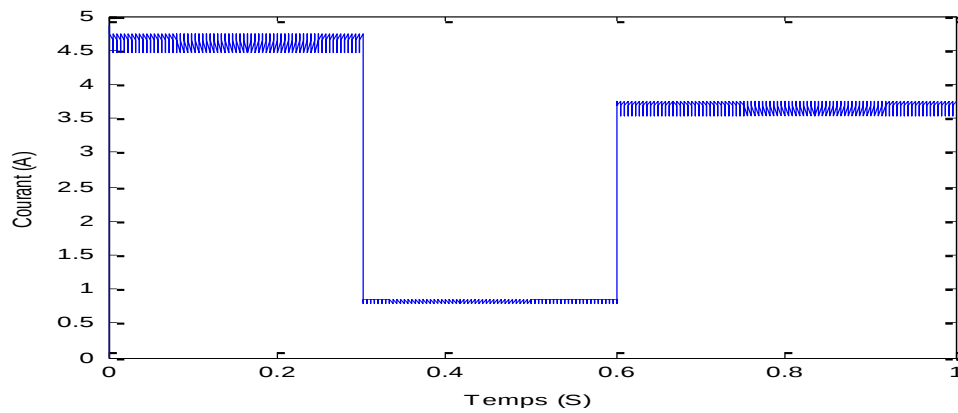
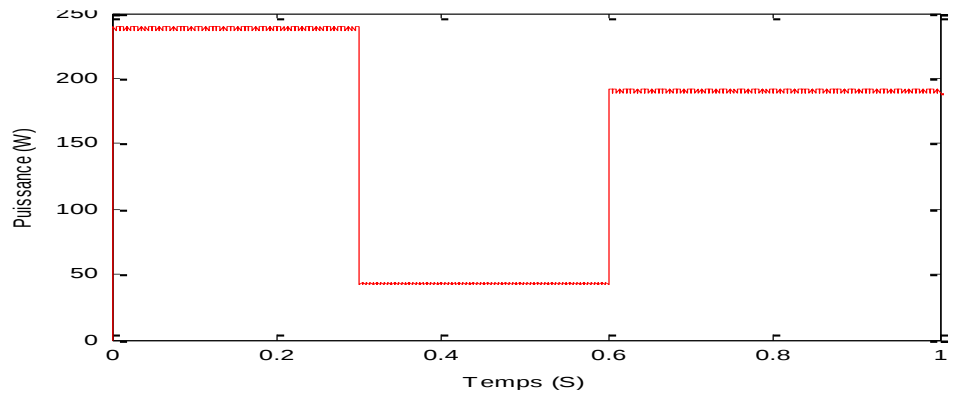
Les simulations de ces perturbations sont illustrées par les figures III.23 à III.29.

■ Simulation avec l'algorithme 'P&O' :

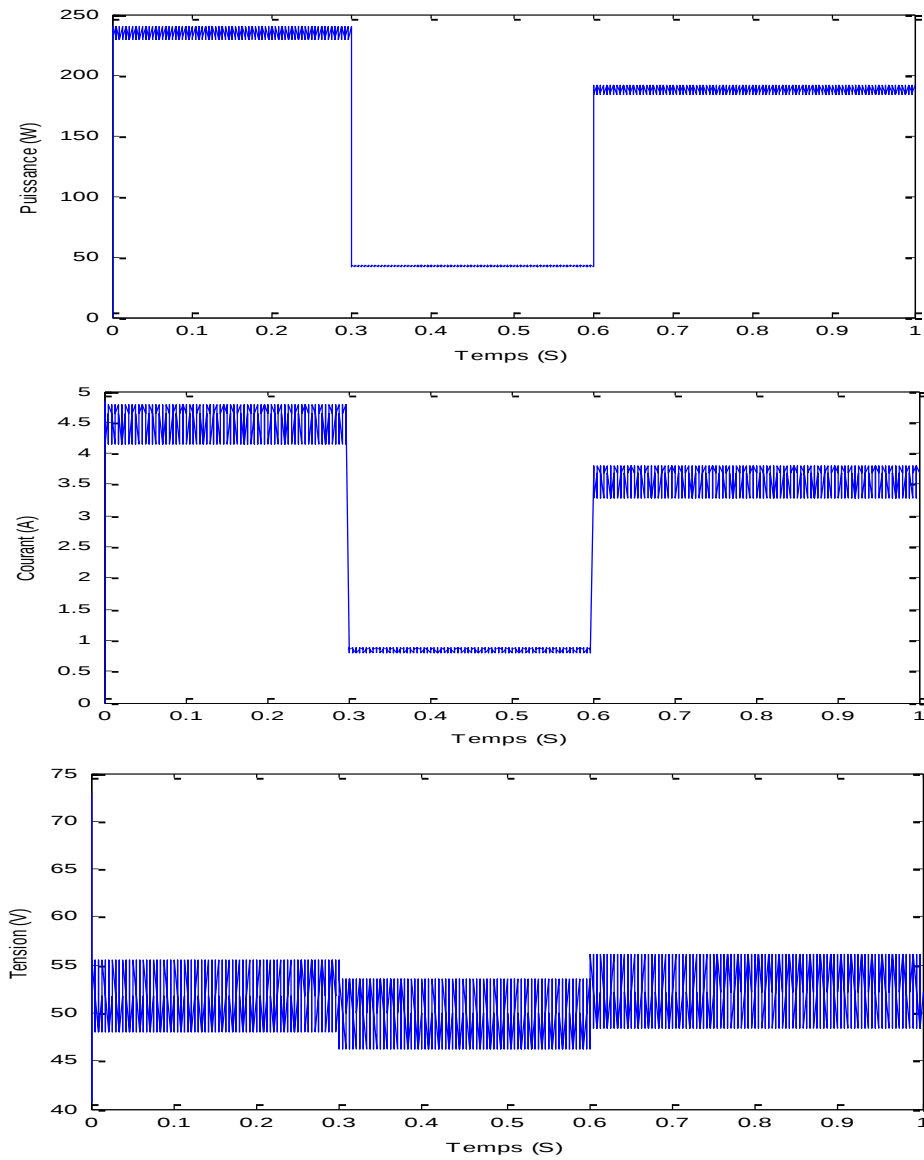




Figures III.23. Performances de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV pour $\Delta D = 0.01$

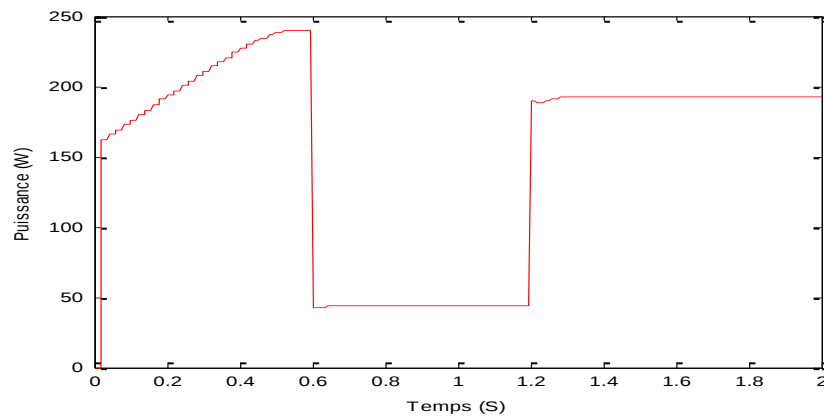


Figures III.24 .Performances de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV pour $\Delta D = 0.025$

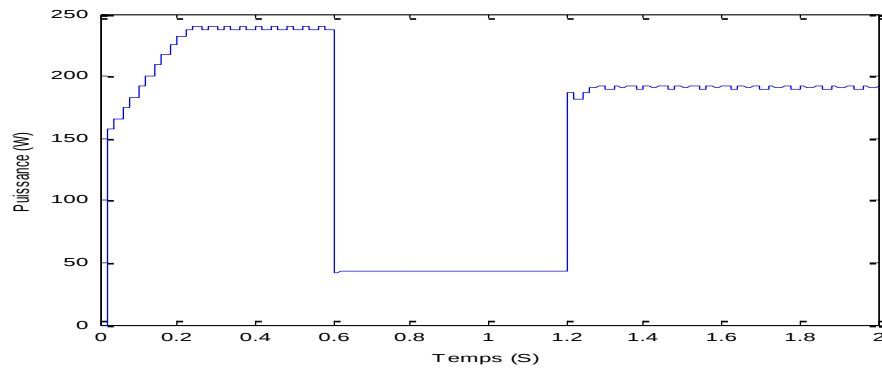


Figures III.25. Performances de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV pour $\Delta D = 0.05$

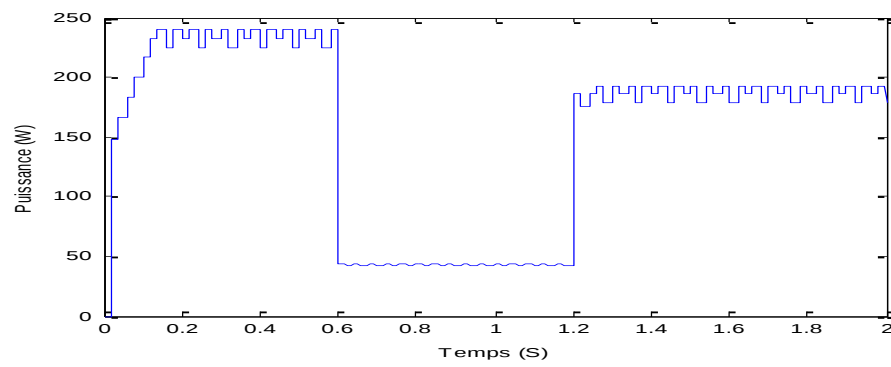
■ Simulation avec l'algorithme 'Inc.Cond' :



Figures III.26 .Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D=0.01$

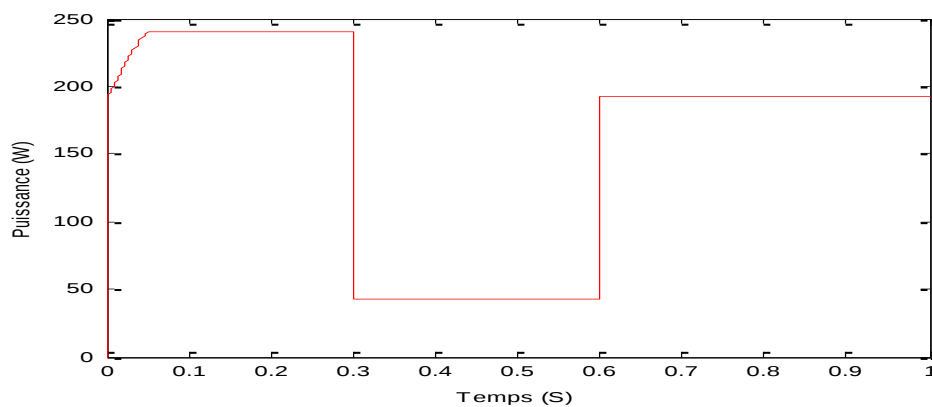


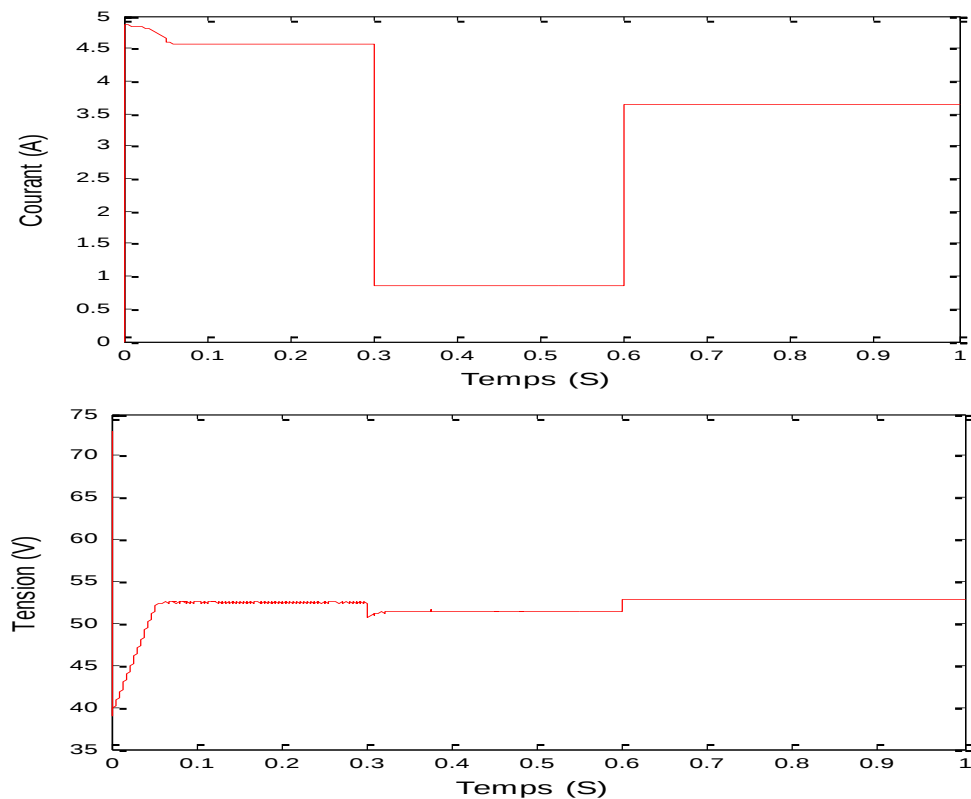
Figures III.27 .Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D=0.025$



Figures III.28 .Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale du GPV pour $\Delta D=0.05$

▪ Simulation avec la commande logique floue :





Figures III.29. Performances de la commande logique floue dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV

III.6.3. Interprétation des résultats de simulation :

On constate que pour ces tests, les algorithmes répondent correctement, le point de fonctionnement converge vers le point de fonctionnement maximal. Pour la commande P&O, la puissance générée par le GPV oscille autour du PPM. Ces oscillations sont dues au fait que le point de fonctionnement du module photovoltaïque est perturbé avec chaque cycle et ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas d'incrément de la perturbation de la tension.

Les résultats de simulation des caractéristiques électriques à la sortie du GPV et à la sortie du hacheur de type élévateur contrôlé par la commande MPPT montrent que :

- D'après ces résultats, il est clair que pendant la recherche du MPP, la méthode 'P&O' produit une puissance qui oscille autour du MPP avec des ondulations dont la valeur crête à crête est fonction du pas du rapport cyclique ΔD utilisé dans la recherche. Ces ondulations se trouvent aussi dans la tension et le courant. En augmentant la valeur de ΔD , les ondulations des caractéristiques du GPV augmentent soit pour 'P&O' ou Inc.Cond.
- Les différentes grandeurs électriques (puissances, tensions et courants) se stabilisent autour des valeurs fixées par notre cahier de charge.

- Les trois commandes MPPT font osciller le point de fonctionnement autour du point du PPM.
- Pendant les changements du rayonnement imposés, le système converge vers les nouveaux MPP.
- Dans la recherche du MPP, la commande par logique floue élimine totalement les ondulations de la puissance de sortie du GPV. Néanmoins, le MPP est atteint avec un temps de recherche de 0.058 s qui est plus long que les deux autres méthodes dont le temps de recherche est instantané. Cette commande est robuste et efficace et réagit avec finesse.
- La tension de sortie du Boost se stabilise à la valeur de 73 V qui est supérieure à la tension du GPV et ceci pour les trois commandes.

III.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exposé brièvement une topologie de base des alimentations à découpage, qui ne sont rien d'autres que des convertisseurs continu-continu, comme le convertisseur survolteur (hacheur parallèle). Ce convertisseur a été étudié en mode continu régulé par les trois méthodes MPPT rencontrées souvent dans la littérature, en l'occurrence les méthodes 'P&O', Inc.Cond et la logique floue. Ainsi nous avons présenté les performances de chacun. Pour cela, Matlab Simulink nous a permis de simuler ces méthodes. Ces techniques ont été testées à l'état stable et lors des changements brusques de l'irradiation. Les résultats sont appréciables et convergent vers le PPM. La maximisation de la production photovoltaïque passe par le développement de commandes de types MPPT performantes, à hauts rendements, en particulier lors des divers ombrages transitoires (changements brusques d'ensoleillement).

Chapitre IV :

Modélisation d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel

IV.1. Introduction :

Les panneaux solaires photovoltaïques sont conçus pour fournir des puissances maximales voulues. Mais les effets d'ombrage inattendus à cause des nuages, branches d'arbre, bâtiments et des poussières, réduisent de manière significative le rendement de ces panneaux.

Dans des conditions partiellement ombragés, lorsque le système photovoltaïque ne reçoit pas l'insolation uniforme, les caractéristiques puissance-tension deviennent plus complexes, avec affichage de plusieurs pics locaux et un seul pic global [77].

Le point maximal global correspond à la puissance maximale tandis que les autres points correspondent à des puissances beaucoup plus faibles [39].

Dans ce chapitre nous présentons la modélisation et la simulation du générateur photovoltaïque, basé sur Matlab approprié pour l'étude des caractéristiques $I-V$ et $P-V$ sous un ensoleillement non uniforme en raison de l'ombrage partiel et étudier les effets d'ombrage sur les panneaux photovoltaïques ayant des configurations différentes.

Ce n'est pas seulement la taille (le nombre total de modules) du champ photovoltaïque, mais aussi sa configuration (le nombre de modules en série et en parallèle, respectivement) et l'interconnexion de ces modules entre eux qui affecte de manière significative sa puissance de sortie. Par conséquent, les performances d'un tel système dans des conditions partiellement ombrés sont affectées.

IV.2. Effet de l'ombrage partiel sur les performances d'un GPV :

Comme il est montré par simulation au deuxième chapitre, la puissance électrique générée par un module photovoltaïque est influencée par les conditions météorologiques. En effet, de nombreux facteurs, tels que l'ombrage, ou la température, peuvent agir considérablement sur la production électrique d'un panneau photovoltaïque.

Les cellules sous ombrage partiel d'un panneau PV peuvent être polarisées en inverse, agissant en tant que charges, drainant la puissance des cellules entièrement éclairées. Si le système n'est pas correctement protégé, le problème du point chaud [78], peut survenir et, dans plusieurs cas, le système peut être irréversiblement endommagé. Dans la plupart des études [79-80], l'effet de l'ombrage partiel dans la réduction de la puissance de sortie de la configuration d'un champ

photovoltaïque a été discuté. Les effets nocifs dans les configurations de base et leur comparaison ont été discutés dans [81]. L'utilisation courante de diodes de dérivation en antiparallèle avec les modules photovoltaïque en série peut atténuer partiellement la réduction de puissance due à l'ombre partielle [81]. Dans de tels cas, un algorithme plus approprié pour le suivi du MPPT et capable de faire abstraction des maximums locaux de puissance est requis [77,82].

Il est intéressant d'obtenir des informations sur les systèmes photovoltaïques fonctionnant en présence d'ombrage partiel surtout si cette installation est ombragée durant toute la journée.

Les pertes à cause des interconnexions des modules photovoltaïques sont presque toujours présentes dans la production électrique d'un champ photovoltaïque.

IV.3. Différents types de configurations des panneaux photovoltaïques :

Plusieurs chercheurs [83-85], ont proposé des modèles pour étudier et analyser l'effet de l'ombrage sur différentes configurations de modules photovoltaïques afin de réduire les pertes de désadaptation et de trouver la configuration du système photovoltaïque qui fournit les meilleures performances. Cette dernière est basée sur les interconnexions de la matrice des modules PV:

- ✓ la configuration Série (S)
- ✓ Série-Parallèle (SP)
- ✓ Total-Cross-Tied (TCT)
- ✓ Bridge-Linked (BL)
- ✓ HoneyComb (HC)

Plusieurs configurations (différentes interconnexions entre les modules photovoltaïques), ont été proposées dans la littérature comme représenté sur les figures IV.1 (a) à IV.1 (f) [86]. Il s'agit de configurations Série (S), Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL), HoneyComb (HC). Les configurations en série et en parallèle sont les configurations de base. La configuration TCT est dérivée de la configuration SP. Dans la configuration BL, les modules sont connectés en mode redresseur en pont, comme le montre la figure IV.1 (e). On constate que quatre modules constituent un pont. Ici deux modules dans le pont sont connectés en série et ensuite ils sont connectés en parallèle. Des modifications effectuées sur la configuration BL nous mènent à une nouvelle configuration appelée configuration HC [87-88].

La configuration série/parallèle (SP) est utilisée pour former un système photovoltaïque pour une tension et un courant désirés. Dans la configuration SP, représentée sur la figure IV.1 (c), les modules sont d'abord connectés en série pour obtenir la tension requise et ensuite les modules

connectés en série sont montés en parallèles. La configuration SP fournit une puissance plus élevée à des valeurs de tension et de courant considérables.

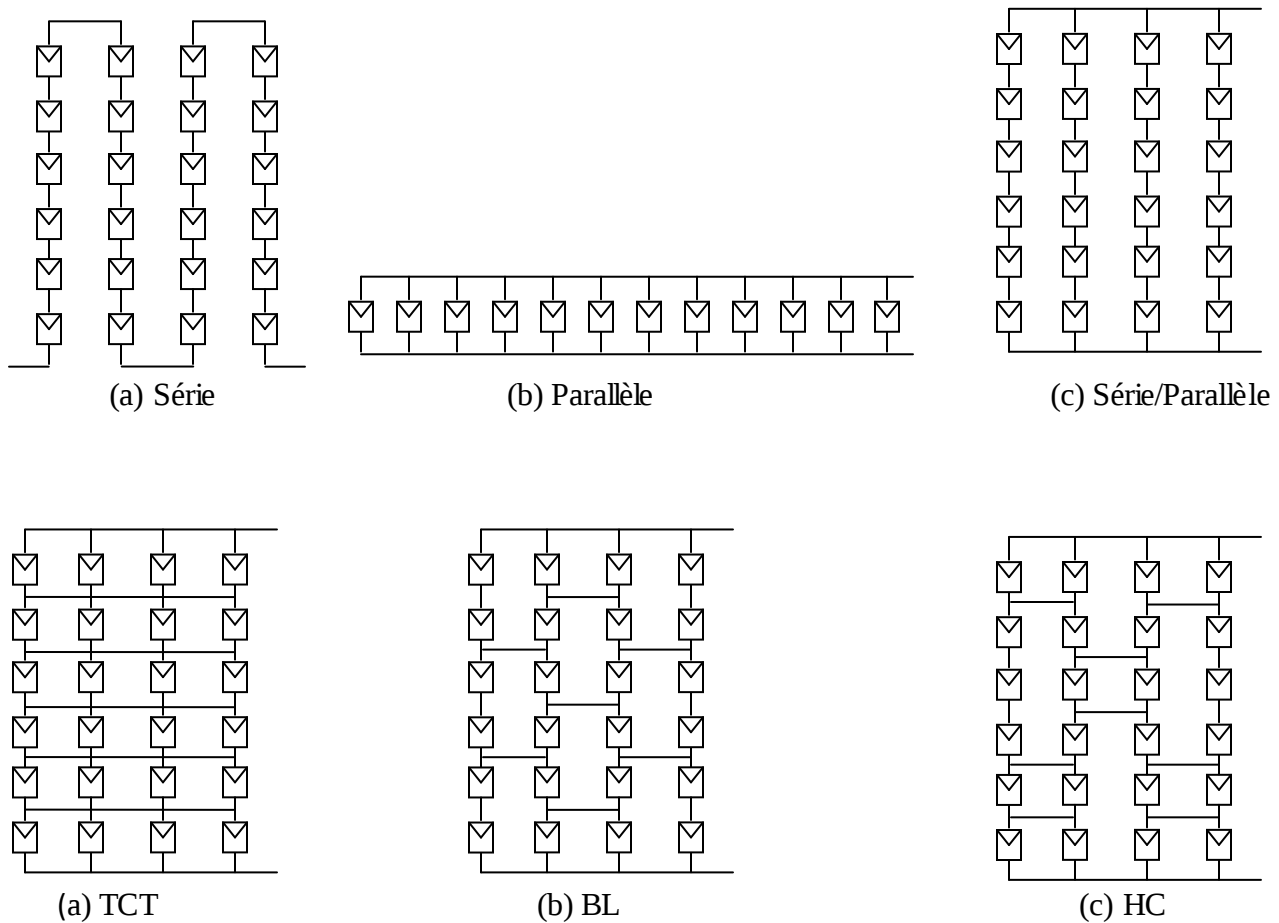


Figure IV.1. Topologie des différentes configurations des modules photovoltaïques

IV.4. Modèle mathématique d'une colonne de panneaux solaires partiellement ombrée :

Des modèles mathématiques sous illuminations ont été considérés pour un module semi-ombragé. Dans ces modèles, il est généralement nécessaire d'examiner séparément les composantes directes et diffuses de l'éclairement énergétique. La plus évidente des types d'ombrage sur un module photovoltaïque est le blocage de l'irradiation directe, qui se traduit par une ombre visible sur le module. Puisque la composante directe du rayonnement comprend la majorité de l'énergie solaire, la puissance délivrée par le système photovoltaïque est réduit par un facteur important. De même le blocage de l'irradiation diffuse peut aussi réduire la production du système photovoltaïque, mais n'est pas aussi dramatique que le blocage de l'irradiation directe.

Les premiers résultats de mesures expérimentaux ont été obtenus sur des cellules solaires individuelles dans un module ombragé. Les connexions série sont plus sensibles à l'ombre que les connexions parallèles [89-90]. Les données statistiques sur 180 installations au Japon, montrent que la perte moyenne due à l'ombrage est de 4,1% [90].

La figure IV.2, représente un modèle d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel, en prenant une colonne de panneaux un nombre est ombragé, sous la tension V_1 , le reste des panneaux est sous les conditions d'éclairement standard avec une tension V_2 .

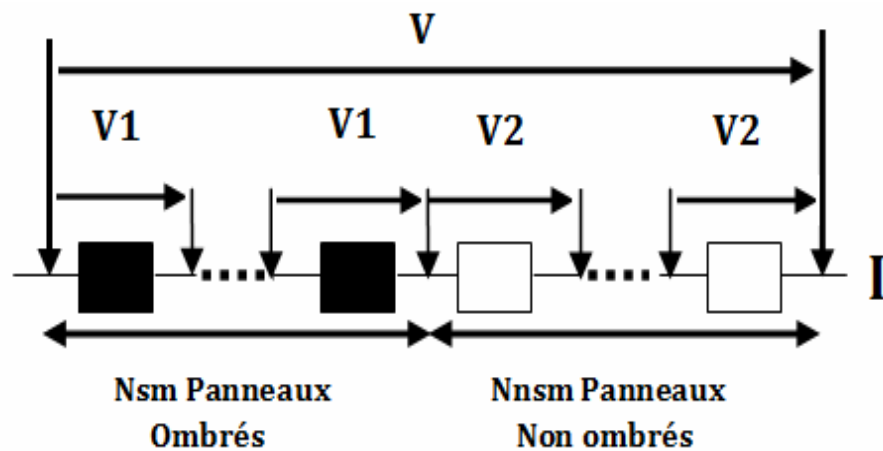


Figure.IV.2. Groupement de panneaux solaires en série sous ombrage partiel

Pour modéliser un générateur photovoltaïque avec un ombrage partiel, nous devons d'abord modéliser le taux de l'ombrage sur cette configuration. La catégorisation particulière et la terminologie données par Patel [39] sont utilisées à cette fin. La figure IV.3, illustre un système solaire photovoltaïque de 100 modules divisés en dix ensembles en série de 10 modules chacun, connectés en parallèle.

Lorsqu'ils sont soumis à un ombrage partiel, ces ensembles en série sont assemblés en groupe ayant le même taux d'ombrage. La configuration de l'ombrage de la figure IV.3 donne trois groupes (G_1 à G_3).

L'ensemble des modules photovoltaïques sont répartis de la façon suivante:

1. Configuration C_1 :

- Groupe G_1 : Huit modules ombragés chacun
- Groupe G_2 : Quatre modules ombragés chacun
- Groupe G_3 : Aucun module est ombragé

2. Configuration C_2 :

- Groupe G_1 : Dix modules ombragés chacun
- Groupe G_2 : Huit modules ombragés chacun
- Groupe G_3 : Six modules ombragés chacun

3. Configuration C_3 :

- Groupe G_1 : Quatre modules ombragés chacun
- Groupe G_2 : Six modules ombragés chacun
- Groupe G_3 : Quatre modules ombragés chacun

Considérons un groupe de colonnes N_{cg} avec des modules en série N_{ss} , ayant une configuration d'ombrage similaire avec des modules ombragés N_{sm} , sous un niveau d'irradiation égal à G (KW/m²). L'irradiation des modules non ombrés est égale à 1 W/m². La tension V_A et le courant I sont la tension et le courant aux bornes et à travers la colonne de panneaux solaires partiellement ombrée respectivement.

De la figure IV.2, la tension V_A est donnée par :

$$V_A = N_{sm} \cdot V_1 + (N_{ss} - N_{sm}) \cdot V_2 \quad (IV.1)$$

Où : V_1 et V_2 sont les tensions entre les modules ombrés et non ombrés respectivement.

En utilisant l'équation (II.15), nous pouvons définir la fonction :

$$f(V, I, G) = I - \frac{I_{sc_std}}{G} + I_0 \left(e^{\frac{V + N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) + \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (IV.2)$$

Vu que V_1 est la tension du module ombré avec le courant I qui le traverse avec un niveau d'irradiation $G \leq 1$, V_1 est alors la solution de l'équation $f(V, I, G) = 0$. D'autre part V_2 est la solution de l'équation $f(V, I, 1) = 0$. Nous pouvons symboliser cela par les équations suivantes:

$$V_1 = \text{sol}(f(V, I, G) = 0) \quad (\text{IV.3})$$

$$V_2 = \text{sol}(f(V, I, 1) = 0) \quad (\text{IV.4})$$

La valeur du courant I de la colonne est celle qui permet aux tensions V_1 et V_2 données par les équations (IV.3) et (IV.4) de satisfaire l'équation (IV.1). En utilisant les équations (IV.1-IV.4), on peut définir la fonction $g(I)$ par:

$$g(I) = V_A - N_{sm} \cdot \text{sol}(f(V, I, G) = 0) - (N_{ss} - N_{sm}) \cdot \text{sol}(f(V, I, 1) = 0) \quad (\text{IV.5})$$

La valeur du courant I de la colonne est alors la solution de l'équation $g(I) = 0$ lequel pourrait être obtenu par la méthode de bisection.

IV.5. Simulation du modèle proposé :

L'effet de l'ombrage partiel a été largement étudié par rapport aux différentes configurations des modules photovoltaïques [78]. Lorsqu'un réseau photovoltaïque reçoit un ombrage partiel pendant le fonctionnement, ses performances deviennent difficiles à prévoir en raison du comportement des modules non linéaires et des contraintes de courant et de tension des chaînes du système.

Le générateur photovoltaïque simulé est une configuration série-parallèle, il est composé de cent modules photovoltaïques de type Suntech STP080 12/B6 monocristallin dont les caractéristiques sont données dans l'annexe 1, connectés de la manière décrite selon la figure (IV.3) donnant ainsi trois configurations différentes (C1), (C2) et (C3).

Chaque configuration est répartie en trois groupes : G_1 , G_2 et G_3 et simulée pour différentes valeurs d'éclairement de l'ombrage partiel et avec une température fixe $T=25^\circ\text{C}$.

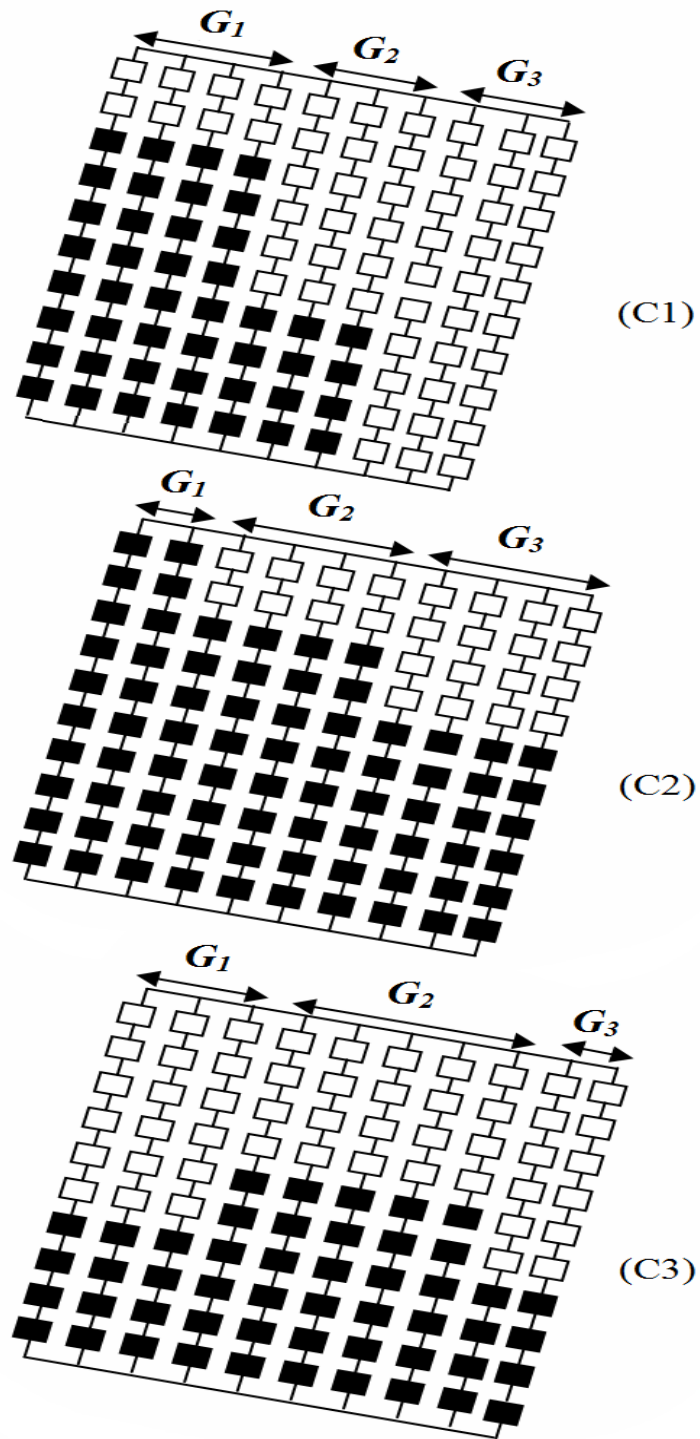


Figure IV.3. Les trois configurations du GPV (C1), (C2) et (C3)
du générateur photovoltaïque

Pour valider ce modèle GVP, un essai de simulation sous les conditions standard ($G=1\text{kW/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$) a donné les caractéristiques P-V et I-V suivantes :

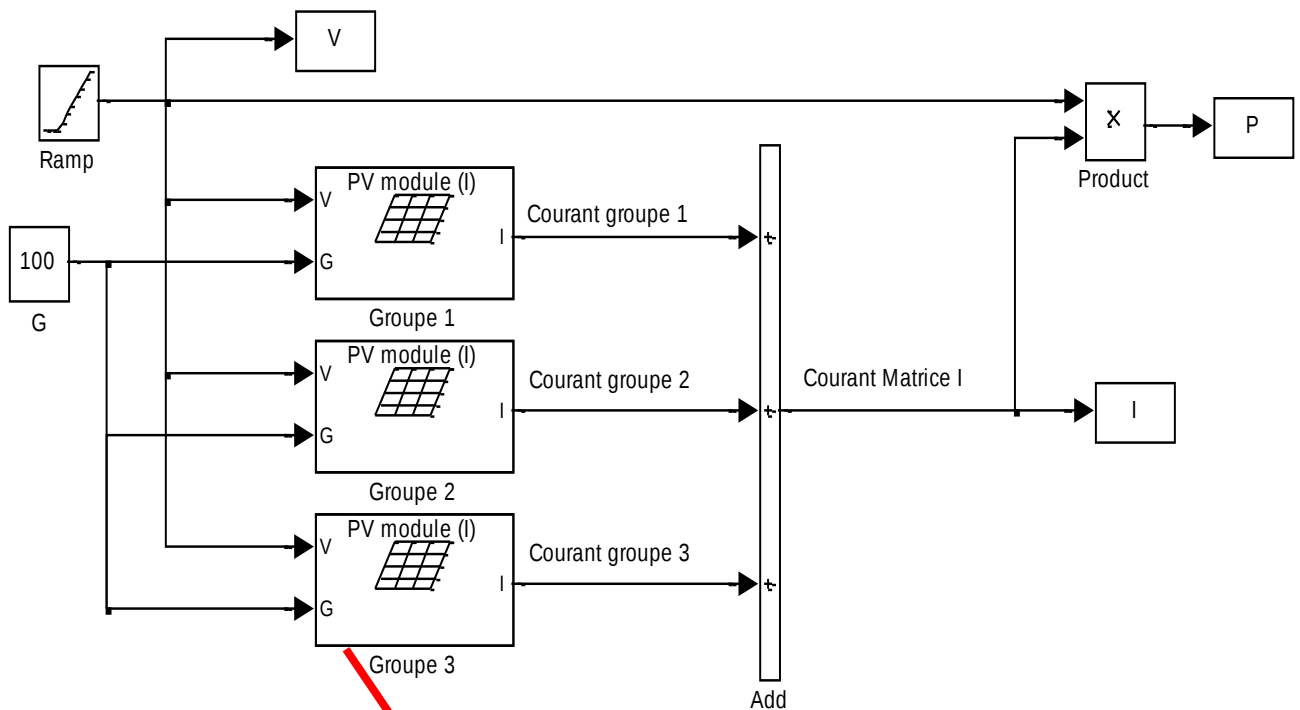


Figure IV.4. Bloc simulink du GPV formé par trois groupes

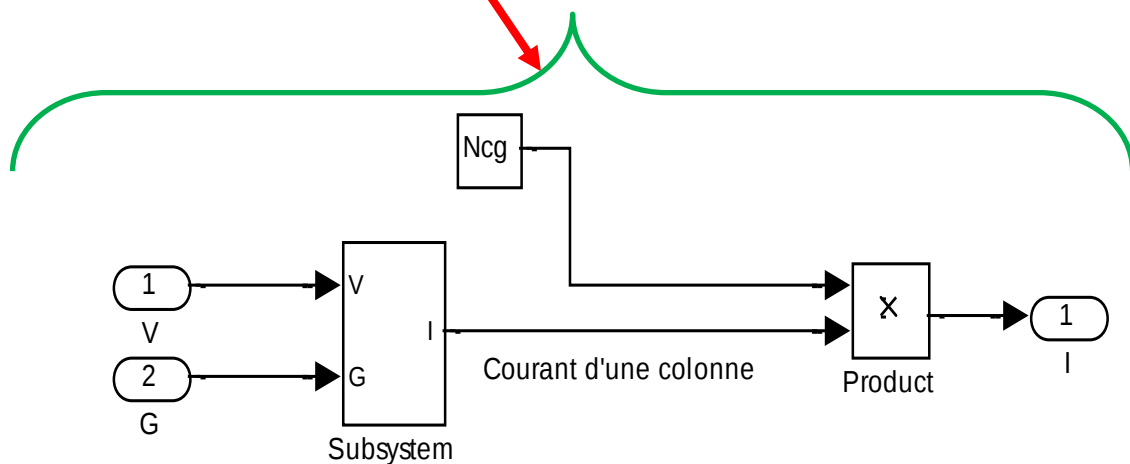


Figure IV.5. Bloc simulink d'un groupe du GPV

Les deux caractéristiques P - V et I - V de la figure IV.6, ont montré un seul point maximum quand le générateur photovoltaïque est sous éclairage uniforme.

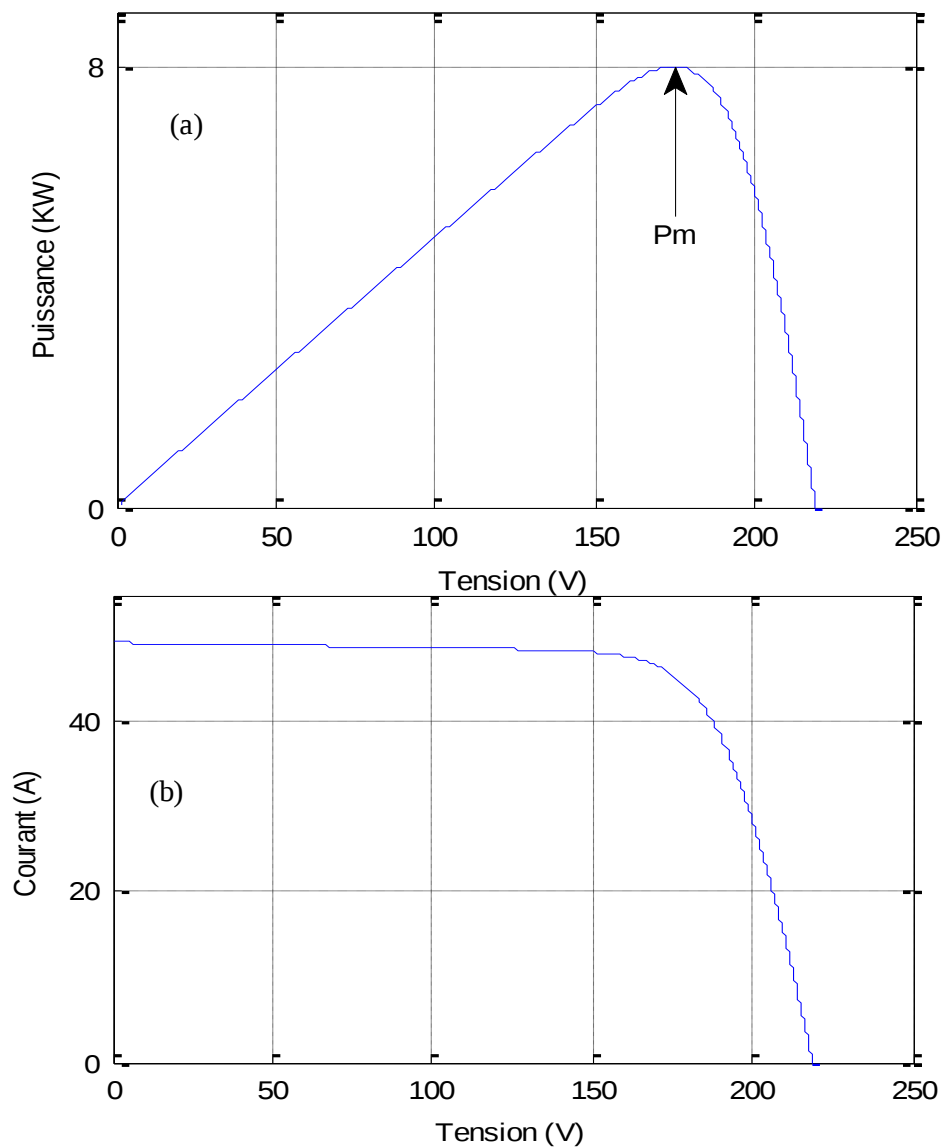


Figure IV.6. Caractéristiques standards du GPV :

(a) Courbe $P-V$ - (b) Courbe $I-V$

Sous un ombrage partiel, les modules non ombrés reçoivent un éclairement $G=0.1 \text{ KW/m}^2$, les autres modules sous une irradiation $G= 1\text{KW/m}^2$, figure IV.7. On peut voir à partir de cette figure que la courbe $P-V$ est formé de trois collines avec trois points de puissance maximum, deux points maximum locaux et un point maximum global. Il ressort clairement de la figure IV.7, que la puissance augmente avec l'augmentation du niveau de l'irradiation du module ombré.

En outre la variation du niveau d'irradiation des modules ombrés modifie la position du MPP global.

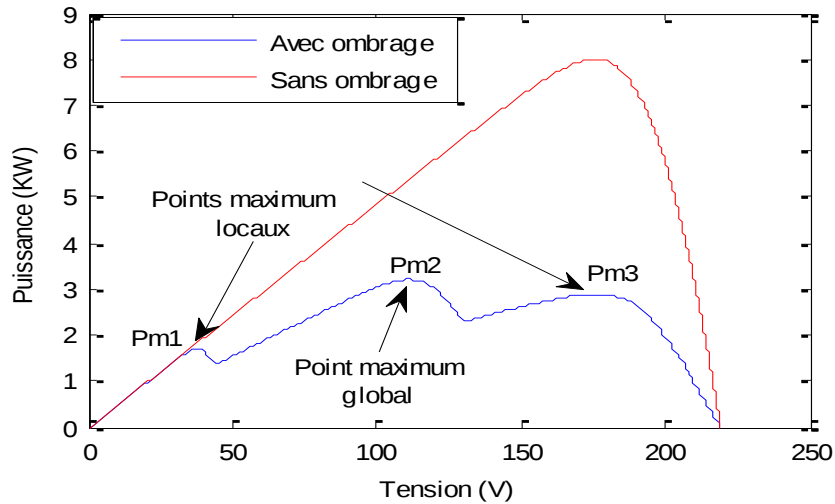


Figure IV.7. Courbe P-V du GPV de la configuration C1
(l'éclairement de l'ombrage est 100 W/m^2)

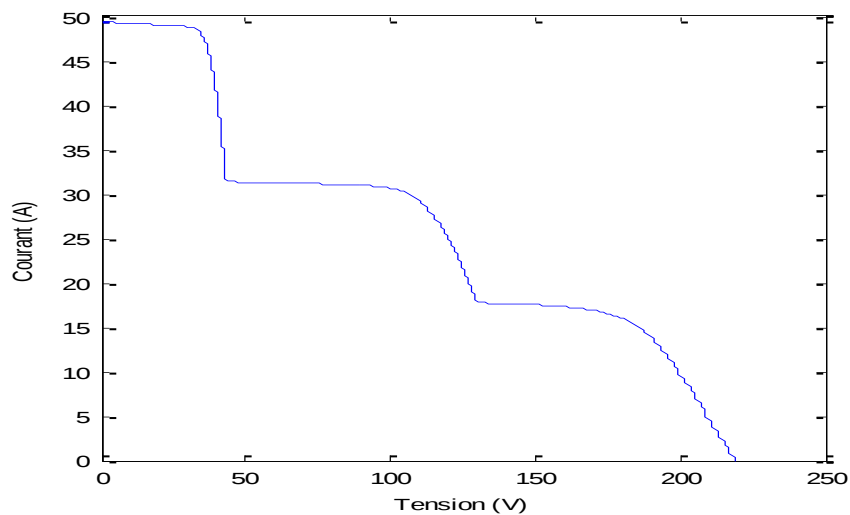


Figure IV.8. Courbe I-V du GPV de la configuration C1
(l'éclairement de l'ombrage est 100 W/m^2)

La figure (IV.8.a,b,c), montre les courbes P - V des configurations de la figure (IV.3) avec un changement d'ensoleillement par pas de 0.1 KW/m^2 . La simulation montre l'effet de l'ombrage partiel sur la puissance maximale du générateur photovoltaïque qui diminue de manière significative. On remarque que les valeurs des trois pics de puissances varient selon la noirceur de l'ombrage et la configuration dans lequel les modules sont connectés.

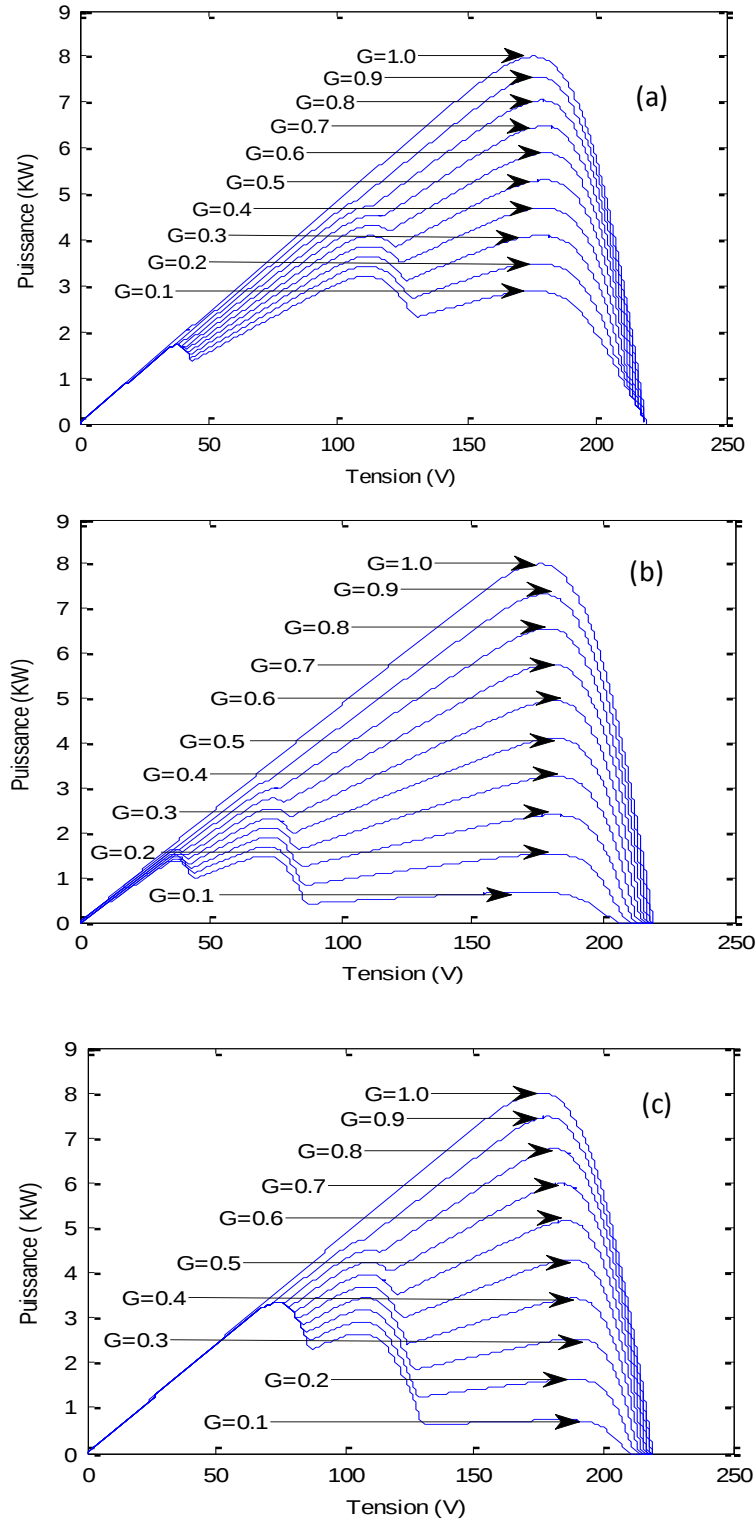


Figure IV.9. Courbe P-V avec les trois configurations : (a) C1, (b) C2 et (c) C3 pour $T=25^{\circ}\text{C}$ et l'éclairement de l'ombrage en kW/m^2

Toutes les puissances qui en résultent de cette simulation sont récapitulées dans le tableau IV.1, avec deux points maximums locaux et un point maximum global.

Configuration C1			
$G \text{ (W/m}^2\text{)}$	$P_{m1} \text{ (W)}$	$P_{m2} \text{ (W)}$	$P_{m3} \text{ (W)}$
100	1707	3208	2886
200	1707	3426	3488
300	1707	3645	4093
400	1707	3865	4698
500	1707	4086	5300
600	1707	4307	5896
700	1707	4530	6480
800	1707	4725	7045
900	-----	-----	7570
1000	-----	-----	7997

Configuration C2			
$G \text{ (W/m}^2\text{)}$	$P_{m1} \text{ (W)}$	$P_{m2} \text{ (W)}$	$P_{m3} \text{ (W)}$
100	1375	1476	664
200	1411	1685	1524
300	1448	1897	2391
400	1484	2110	3254
500	1521	2324	4107
600	1557	2539	4945
700	1594	2756	5766
800	1626	2968	6562
900	-----	-----	7321
1000	-----	-----	7997

Configuration C3			
$G \text{ (W/m}^2\text{)}$	$P_{m1} \text{ (W)}$	$P_{m2} \text{ (W)}$	$P_{m3} \text{ (W)}$
100	3345	2649	729
200	3345	2909	1635
300	3345	3171	2539
400	3345	3435	3430
500	3345	3699	4304
600	3345	3964	5153
700	3345	4231	5973
800	3345	4498	6750
900	-----	-----	7458
1000	-----	-----	7997

Tableau IV.1 : Valeur des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec les configurations C1, C2 et C3 de la figure 4.

IV.6.L'ombrage et le nombre de pics sur la caractéristique $P=f(V)$ [91] :

Une approche systématique a été élaborée et utilisée pour étudier les effets de l'ombrage partiel sur le nombre de points de puissance maximum MPP sur les caractéristiques $P=f(V)$. Dans l'approche, l'ombrage des générateurs se fait par l'ombrage d'un système photovoltaïque connecté en série/parallèle. Ceci est illustré par les figures IV.11.

Dans ce paragraphe, on suppose que les conditions d'ombrage partiel sont provoquées par le passage des nuages. De cette manière, il est possible d'avoir un moyen systématique d'analyser les effets de l'ombrage partiel en faisant varier les valeurs de l'ombrage du système. Les nuages provoquent des nuances qui peuvent se déplacer très rapidement sur le générateur d'énergie photovoltaïque.

Pour la figure IV.2, nous avons pris comme exemple trois configurations différentes réparties chacune en trois groupes, G_1 , G_2 et G_3 qui ont donné chacune trois points de puissance maximum. Chaque groupe est composé de colonnes ayant le même niveau d'ombrage. Ces groupes de colonnes de panneaux partiellement ombragés est la cause de l'apparition de ces pics.

Dans la pratique, un passage nuageux le long du GVP provoque des conditions d'éclairement non uniforme et par la suite une apparition de plusieurs pics sur la caractéristique $P=f(V)$.

Dans les cas de simulation illustrés sur la figure IV.11, le générateur photovoltaïque série/parallèle (10x10), fonctionne sous ombrage partiel avec un nombre de groupes allant de dix à trois dont la configuration de chacun de ces groupes est donnée par le même nombre de niveaux d'irradiation.

D'autre part, nous avons constaté que le point maximum global se déplace le long de la caractéristique $P=f(V)$. La figure IV.10 met en évidence cette illustration en simulant un GPV répartis en dix groupes comme il est montré dans le tableau IV.2 :

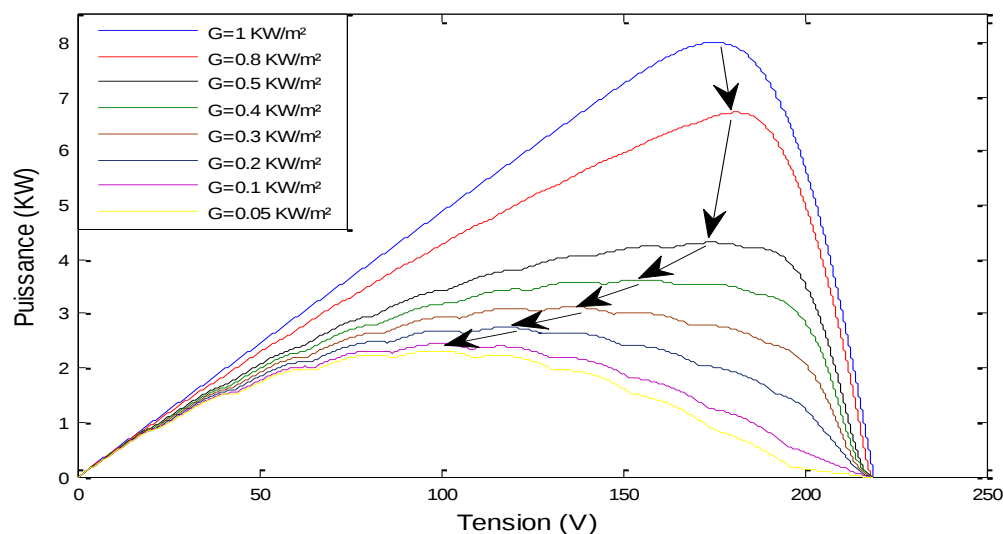


Figure IV.10. Caractéristique $P=f(V)$ d'un GPV répartis en dix groupes

Tableau IV.2. Valeurs de puissance d'une configuration à 10 groupes GPV (10x10)

Configuration	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	G_6	G_7	G_8	G_9	G_{10}
Panneaux Ombrés	2	1	4	5	9	10	8	7	6	3
Irradiation	P	U	I	S	S	A	N	C	E	(W)
1000 W/m ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7997
800 W/m ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6706
500 W/m ²	886	1674	2365	2948	3435	3802	4070	4228	4310	4223
400 W/m ²	886	1605	2278	2797	3188	3448	3592	3624	3552	3304
300 W/m ²	874	1581	2209	2643	2937	3094	3119	3018	2794	2390
200 W/m ²	874	1540	2115	2481	2689	2744	2653	2420	2033	1486
100 W/m ²	863	1536	2022	2320	2443	2398	2193	1806	1256	563
50 W/m ²	863	1519	1975	2240	2321	2227	1964	1500	839	165

Lorsque l'ombre due aux nuages affecte le générateur, les modules non ombrés reçoivent l'éclairement global tandis que les modules ombrés reçoivent la partie diffuse de l'irradiance qui est typiquement inférieure à l'irradiance globale. L'ombrage causé par les nuages provoque l'irradiance à changer progressivement lorsque l'ombre du nuage couvre le générateur. Cela signifie que tous les modules photovoltaïques du générateur peuvent avoir différentes valeurs d'éclairement pendant l'événement d'ombrage du nuage [92].

Le tableau IV.12, récapitule les valeurs des points de puissances locaux et globale pour un GVP répartis en dix groupes de G_1 à G_{10} avec différents niveaux d'ombrage et pour des irradiances allant de 1000 à 50 W/m².

On remarque que le point de puissance maximum global change de position, du pic P_{m10} au pic P_{m5} , avec six positions différentes après il se stabilise sur le même axe de la colline du pic P_{m5} . Cette instabilité de la position du point de puissance globale et par conséquent le changement de la valeur du rapport cyclique peut causer des problèmes à l'algorithme 'P&O' classique pour traquer ce point.

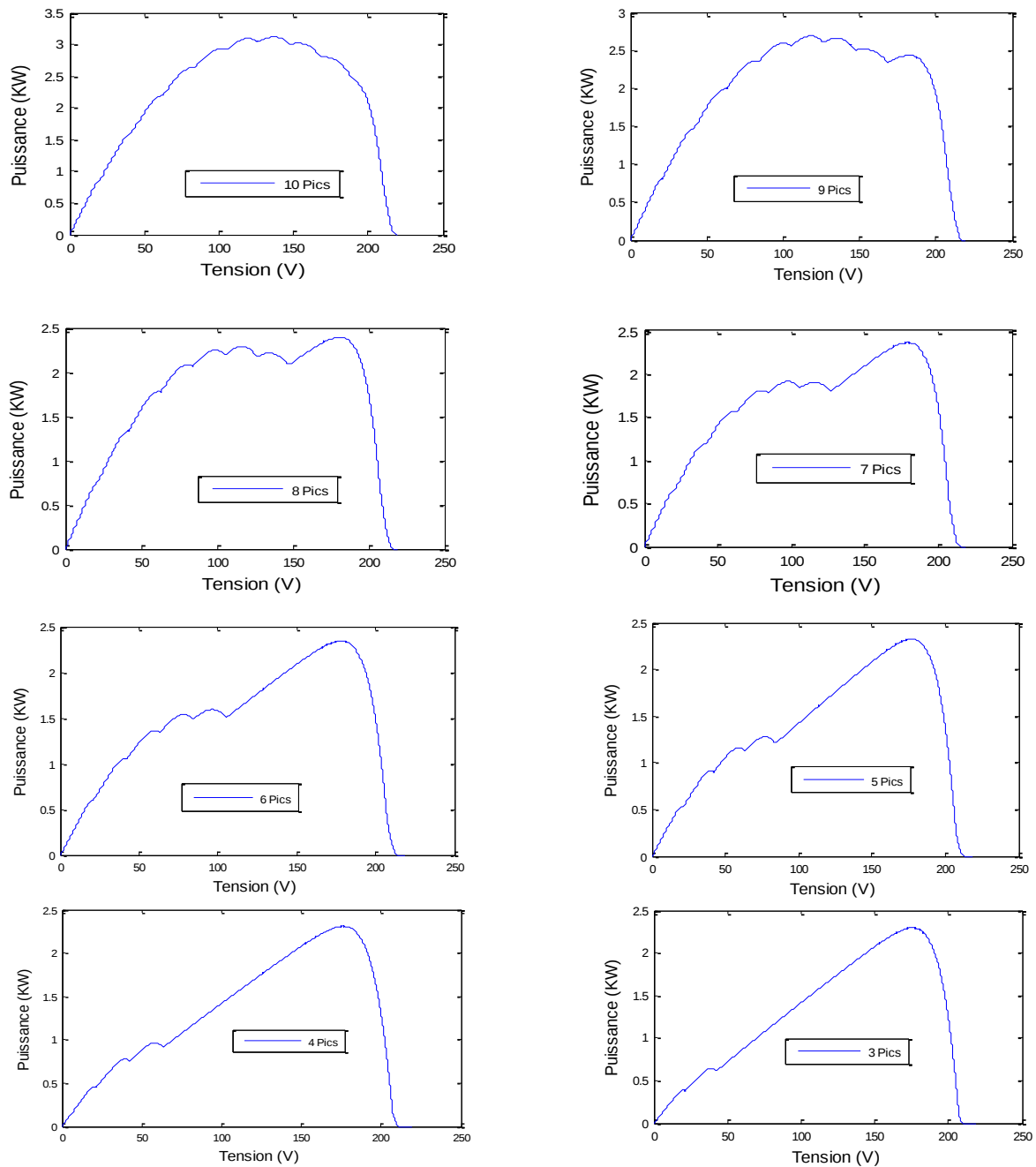


Figure IV.11. Simulation d'un GPV (10x10) avec répartition de groupes allant de 10 à 3 groupes

IV.7. Perte de puissance à cause de l'ombrage:

Un léger ombrage dû à un passage de nuages pourrait entraîner une réduction importante de la puissance d'un GVP. Pour se rapprocher d'un cas réel, nous avons procédé à une simulation d'un GVP (10x10) répartis en dix groupes en créant différents ombrages par le passage d'un nuage stable dans sa forme et qui se déplace en poussant les autres groupes à être ombrés successivement pour

trois temps (t_0 à t_1), trois passages ont été envisagés, un passage A, un passage B et un passage C, comme indiqué sur la figure IV.12.

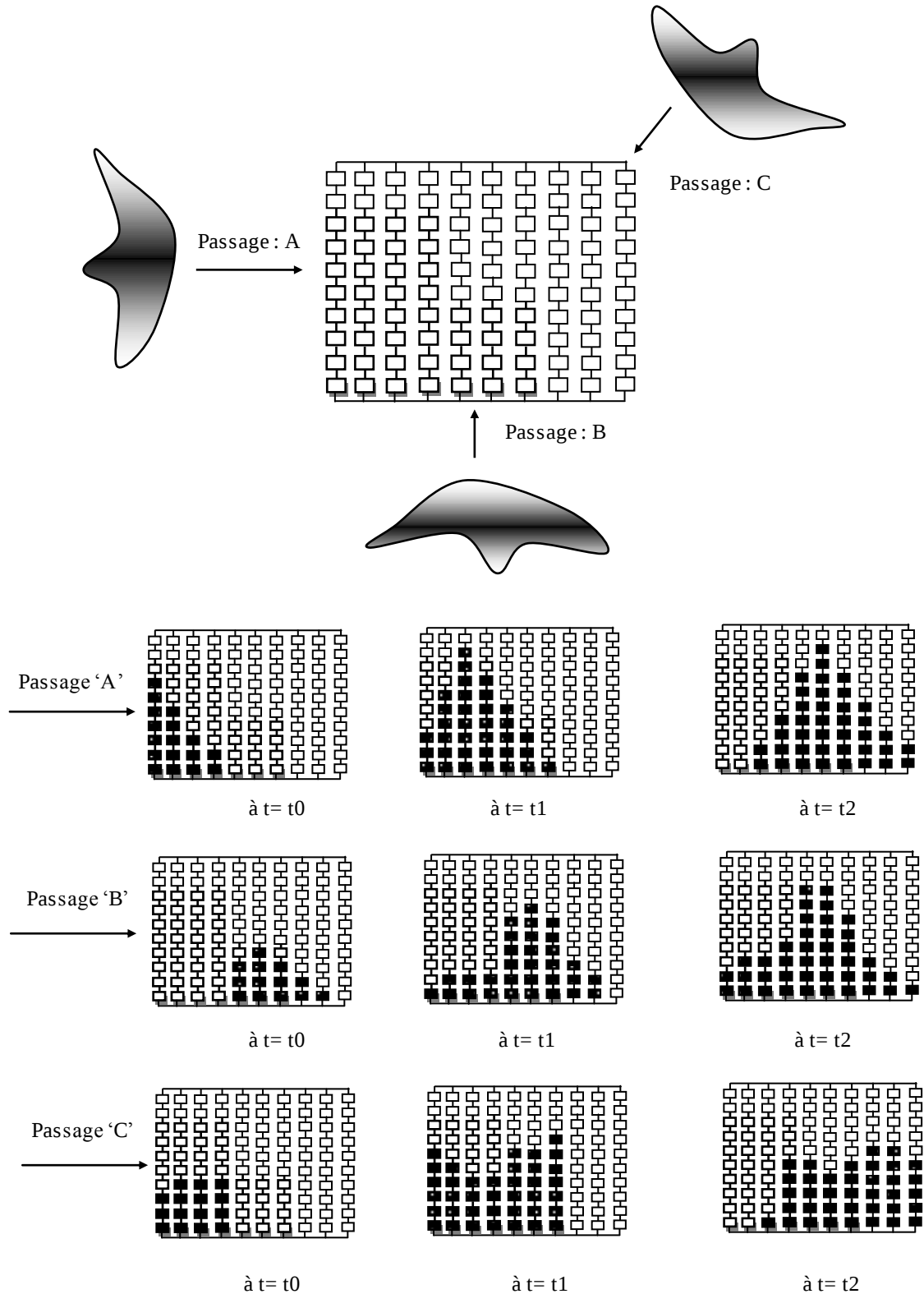


Figure.IV.12. Différentes configurations lors du passage d'un nuage stable sur un GVP (10x10) pour les temps t_0 , t_1 et t_2 avec $G= 500 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$

La simulation de ces configurations produites par le passage nuageux est illustrée par la figure IV.13. Les puissances maximales enregistrées pour les trois cas sont données dans le tableau IV.3:

Tableau. IV.3. Valeurs des puissances maximales pour les trois passages des nuages

Passage des nuages	Temps	P_{max} (W)
Passage 'A'	t0	5790
	t1	4480
	t2	4040
Passage 'B'	t0	5734
	t1	4917
	t2	4273
Passage 'C'	t0	5789
	t1	4117
	t2	3924

Les résultats illustrés sur le tableau IV.3 présentent les valeurs de la puissance maximale aux points de pics globaux existants sur la caractéristique $P=f(V)$. Les courbes rouges, noirs et bleus représentent les cas où le passage des nuages s'effectue aux temps t_0 , t_1 et t_2 respectivement. On peut constater à partir de ces résultats que les pertes de puissance engendrées sont résumées de la façon suivante :

- Pour le passage nuageux 'A' : les pertes de puissance valent 30.22 %
- Pour le passage nuageux 'B' : les pertes de puissance valent 25.47 %
- Pour le passage nuageux 'C' : les pertes de puissance valent 32.21 %

On peut noter que les pertes de puissance sont plus importantes pour le passage 'C' par rapport aux deux autres passages. L'observation des résultats montre l'effet du déplacement du passage nuageux le long d'un GVP.

On peut également noter que la façon de disposer les panneaux PV ombrés sur champ photovoltaïque à savoir un ombrage léger, moyen ou sévère, peut faire fortement varier la puissance de sortie.

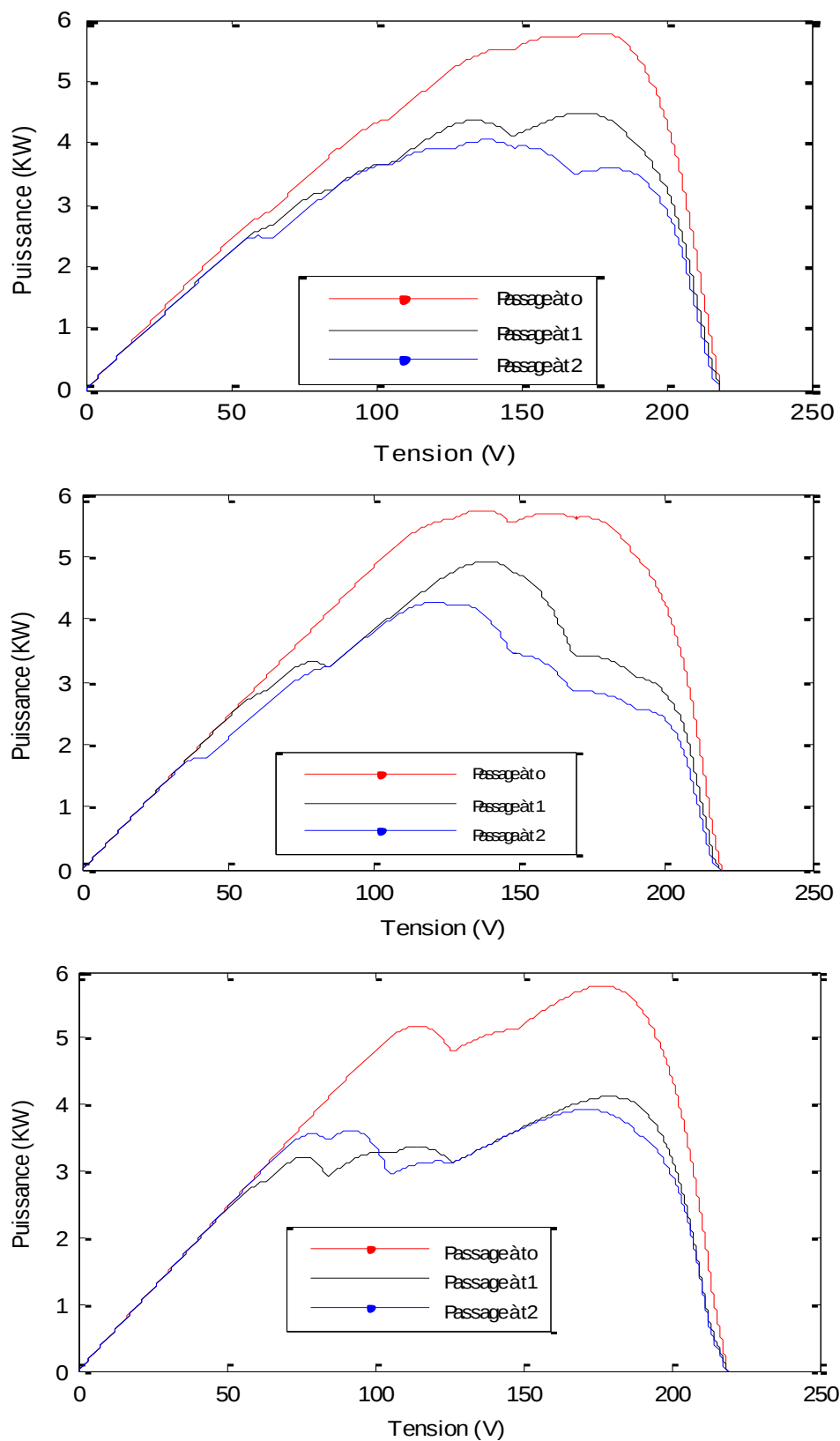


Figure.IV.13. Simulation des différentes configurations lors du passage nuageux :
a) Passage 'A', b) Passage 'B' et c) Passage 'C' avec $G = 500 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$

IV.8. Conclusion:

La puissance électrique générée par un système photovoltaïque peut être fortement diminuée par rapport aux conditions optimales de production. Les performances des installations photovoltaïques sont sensibles à l'ombre. De ce fait, l'ombrage est l'un des facteurs qui influe sur la réduction de la puissance de sortie des modules photovoltaïques. Pendant l'ombrage partiel, les courbes puissance-tension sont caractérisées par des pics multiples.

Dans ce chapitre, différentes configurations ont été simulés en présence d'ombrage partiel. Il a été montré l'effet significatif de l'ombrage sur la production électrique du générateur photovoltaïque.

Les trois configurations ont été analysées pour trois types d'ombrage à savoir, l'ombrage sévère, l'ombrage moyen et l'ombrage léger. La configuration série-parallèle (SP) donne une puissance très faible sous l'effet de l'ombrage partiel, alors que pour l'ombrage total, la puissance reste importante. Nous déduisons donc que la configuration des modules a un effet non négligeable sur la puissance générée et par conséquent sur la minimisation des pertes à la sortie des panneaux photovoltaïques. Devant la dépendance des résultats précédents au nombre de panneaux PV et leur disposition sur le champ PV et la disposition du passage nuageux les pertes de puissance sont présentes.

Les résultats de simulation on montré que pour des valeurs de l'éclairement allant de 100 jusqu'à 300 W/m², le point maximum global change de position. Le chapitre suivant propose une méthode d'optimisation pour la recherche du point maximal.

Chapitre V :

Optimisation de la puissance d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel

V.1. Introduction :

La production d'énergie électrique par un générateur photovoltaïque dépend fortement de l'irradiation d'où la nécessité d'un suiveur de puissance pour traquer le point de puissance maximum. Ces dernières années, il existe un certain nombre de recherches sur l'algorithme MPPT tels que l'algorithme de conductance incrémentielle (Inc Cond) [93], la logique floue [94], la perturbation et l'observation 'P&O' [95].

Les algorithmes de contrôles MPPT sont aujourd'hui axées dans la recherche systématique du meilleur PPM à tout instant. Pour cela, elles permettent d'élargir leur recherche de PPM pour être sûres d'être au meilleur point de fonctionnement lorsqu'un ombrage apparaît.

Dans ce chapitre, nous considérons l'algorithme 'P&O' comme algorithme de recherche pour traquer le maximum de puissance sous insolation non uniforme où plusieurs pics de puissances sont présents sur la caractéristique P - V . Dans cette circonstance, l'algorithme 'P&O' classique déjà décrit au chapitre III, peut être piégé autour d'un maximum local et ne peut plus poursuivre le point maximum de puissance qui est le MPP global (GMPP). L'efficacité du système photovoltaïque peut ainsi être diminuée [96-98].

Pour remédier à cet inconvénient, l'algorithme de la commande 'P&O' est modifié en proposant d'ajouter un algorithme d'adaptation secondaire permettant de déplacer l'espace de recherche vers le pic du MPP global permettant ainsi à l'algorithme 'P&O' de le poursuivre.

V.2. Recherche du MPPT par l'algorithme 'P&O' classique en présence d'ombrage partiel :

Pour maximiser la puissance de sortie d'un système photovoltaïque, il est nécessaire d'effectuer une poursuite continue du système, (figure.III.7). Considérons la configuration C_1 du générateur photovoltaïque de la figure IV.3.a, où il était sous irradiation complète avant d'être soumis à la

configuration d'ombrage donnée. Si l'algorithme 'P&O' est appliqué pour suivre le MPP, avant que l'ombrage partiel se produit, la puissance maximale suivie est $P_m = 8$ kW. Lorsque la configuration d'ombrage proposée est appliquée, la position du point maximum de la puissance disponible change, mais la tension utilisée par l'algorithme MPPT est toujours autour de V_m .

L'algorithme MPPT 'P&O' poursuit le processus de suivi et suit le sommet de la colline qui comprend le point avec la tension V_m d'exploitation. Il n'a aucun moyen de savoir si le MPP suivi est global ou local.

Nous allons étudier l'effet de l'ombrage partiel sur l'algorithme 'P&O' en étudiant la perte de puissance causée par l'incapacité de l'algorithme 'P&O' de suivre le MPP global lorsque l'ombrage partiel se produit.

La figure V.1, illustre le schéma bloc de la commande MPPT 'P&O' d'un générateur photovoltaïque qui subit une configuration d'ombrage de la configuration de la figure IV.3.a.

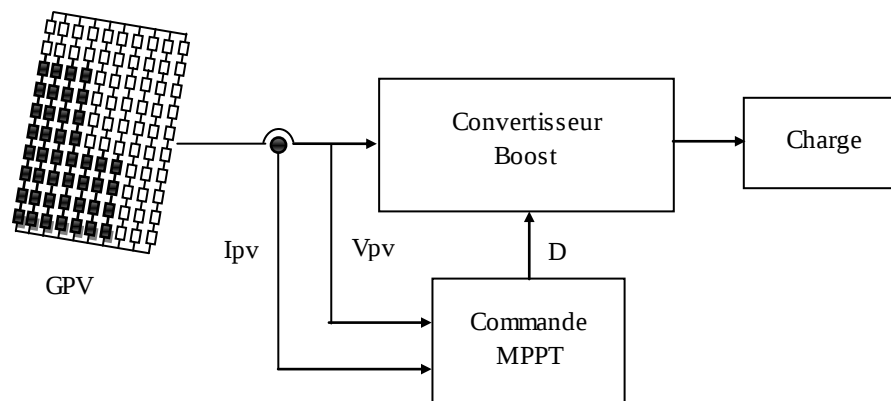


Figure V.1. Schéma bloc d'une commande MPPT d'un GPV sous ombrage partiel

Notre algorithme est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur dans l'objectif d'atteindre le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur. L'algorithme 'P&O' classique a été sélectionné pour effectuer le suivi du MPP. Pour cela, une étude de simulation a été effectuée afin d'obtenir la position des points maximum des caractéristiques du GPV pour la configuration de la figure IV.3.a, qui consiste à faire des variations brusques de l'éclairement de l'ombrage, c'est-à-dire, des fluctuations rapides de G . Les résultats des simulations des effets des conditions d'ombrage partiel sur les caractéristiques de MPP sans commande MPPT sont présentés au tableau V.1.

Tableau V.1: Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration de la figure IV.3.a.

G(W/m ²)	Pm1(W)	Pm2(W)	Pm3(W)
50	1707	3099	2587
100	1707	3208	2886
200	1707	3426	3488
300	1707	3645	4093
400	1707	3865	4698
500	1707	4086	5300
600	1707	4307	5896
700	1707	4530	6480
800	1707	4725	7045
900	-----	-----	7570
1000	-----	-----	7997

V.2.1. Résultats de simulation avec la commande MPPT classique :

En introduisant le commande classique dans le processus de recherche du MPP global, et à partir du tableau V.2., l'algorithme 'P&O' n'arrive pas à différencier le point maximum global (GP) des points maximums locaux pour les faibles éclaircissements d'ombrage à savoir 50 et 100 W/m² pour la configuration de la figure IV.3.a. Le vrai point maximum global n'est pas correctement suivi, l'algorithme MPPT est donc piégé à l'un des sommets locaux, avec pour conséquence des pertes de puissance significatives. Dans ce cas étudié les pertes de puissance valent 16.52% pour G=50W/m² et 10.28% pour G=100 W/m². Les pertes sont considérables pour ces faibles valeurs d'éclairement d'ombrage (≤ 100 w/m²) pour laquelle le MPPT n'arrive pas à traquer le point maximum global.

Le tableau V.3 montre que pour un changement brusque de l'éclairement d'ombrage de 1000 à 50 et 100 W/m², la commande MPPT converge vers les valeurs 2587 W/m² et 2878 W/m² et non pas vers les MPP globaux qui sont respectivement 3099 W/m² et 3208 W/m². L'algorithme 'P&O' classique n'a pas la capacité nécessaire pour différencier entre le pic local et le pic global pour les faibles valeurs d'irradiation.

La figure V.2, montre que pour une variation brusque du niveau d'irradiation de l'ombrage G de 1000 à 100 W/m², par exemple, la valeur MPP traquée par l'algorithme 'P&O' converge vers 2886 W et non vers le MPP global qui est 3208 W. L'algorithme 'P&O' n'est pas en mesure de différencier le pic global pour les faibles valeurs d'irradiation.

Tableau V.2. Valeur du MPP traquée avec la commande 'P&O' pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration C_1 .

Configuration C_1		
Changement de $G(W/m^2)$	Puissance traquée (W)	Puissance maximale (W)
1000	7995	7997
1000 à 50	2587	3099
1000 à 100	2878	3208
100 à 800	7042	7045
800 à 200	3488	3488

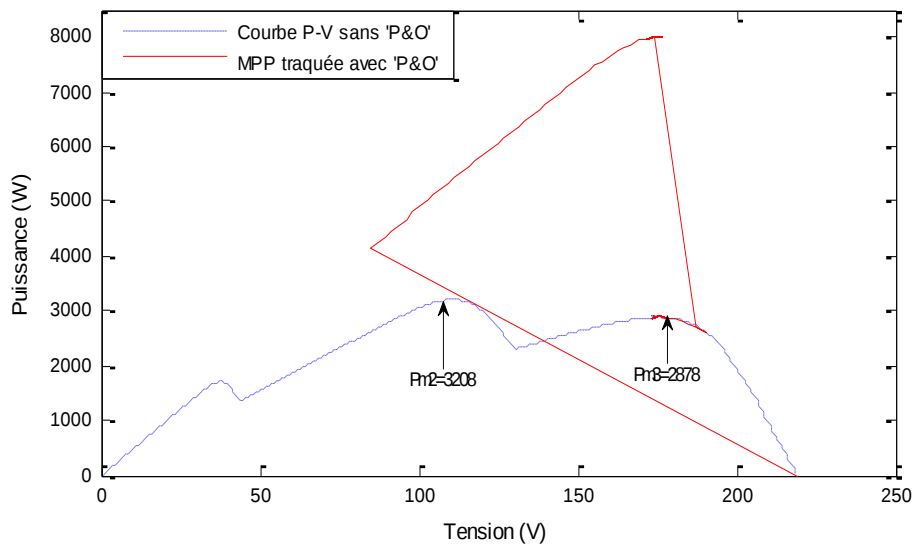


Figure V.2. Courbe P-V avec et sans commande MPPT pour une variation brusque de G de 1000 à 100 W/m^2

V.3. Adaptation du 'P&O' pour suivre le MPP global du GPV en présence d'ombrage partiel:

Dans cette section, nous allons proposer une adaptation de l'algorithme 'P&O' afin de lui donner la possibilité de suivre le MPP global d'un générateur PV partiellement ombragé.

Lorsque le générateur photovoltaïque est sous irradiation uniforme, le MPP unique de la caractéristique P - V peut être facilement suivi par l'algorithme 'P&O'. Si l'ombrage partiel se produit, la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque va baisser de façon significative et plusieurs pics locaux et un seul pic global se manifestent dans la caractéristique P - V .

V.3.1. Description de la méthode proposée :

Avec la présence de plusieurs pics, l'algorithme 'P&O', ne peut plus suivre le MPP global à moins que le point de fonctionnement à cet instant ne soit sur la colline du MPP global. Notre proposition est d'ajouter un algorithme secondaire à l'algorithme 'P&O' afin de déplacer le point de fonctionnement vers un point sur la colline du MPP global. Le sous-algorithme proposé, qui est exécuté chaque fois qu'une chute de puissance significative est observée, effectue un balayage rapide tout au long de l'intervalle de tension afin de rechercher le point de fonctionnement délivrant la puissance maximale. Lorsque ce point est atteint, l'algorithme 'P&O' pourrait être utilisé pour suivre avec succès le MPP global.

L'algorithme de recherche que nous proposons d'utiliser est exécuté pour un temps très court seulement quand une baisse de puissance significative est observée. Dans notre étude, la chute de puissance est interprétée comme un problème d'ombrage partiel, mais ce n'est pas la seule interprétation de la chute de puissance.

Néanmoins, notre proposition peut être utilisée pour suivre le MPP global à n'importe quel défaut du générateur photovoltaïque se produit qui peut provoquer la chute de puissance.

La figure V.3, donne l'organigramme de l'algorithme 'P&O' modifié proposé pour le suivi MPP global. Dans cet algorithme, l'apparition d'ombrage partiel est interprétée par une variation de puissance de $\pm 100\text{W}$. La solution que nous proposons pour résoudre le problème de suivi MPP global est de faire une recherche à l'aide du rapport D tout en mémorisant la valeur maximale de la puissance obtenue dans le processus. Cela permettra de détecter le véritable MPP global.

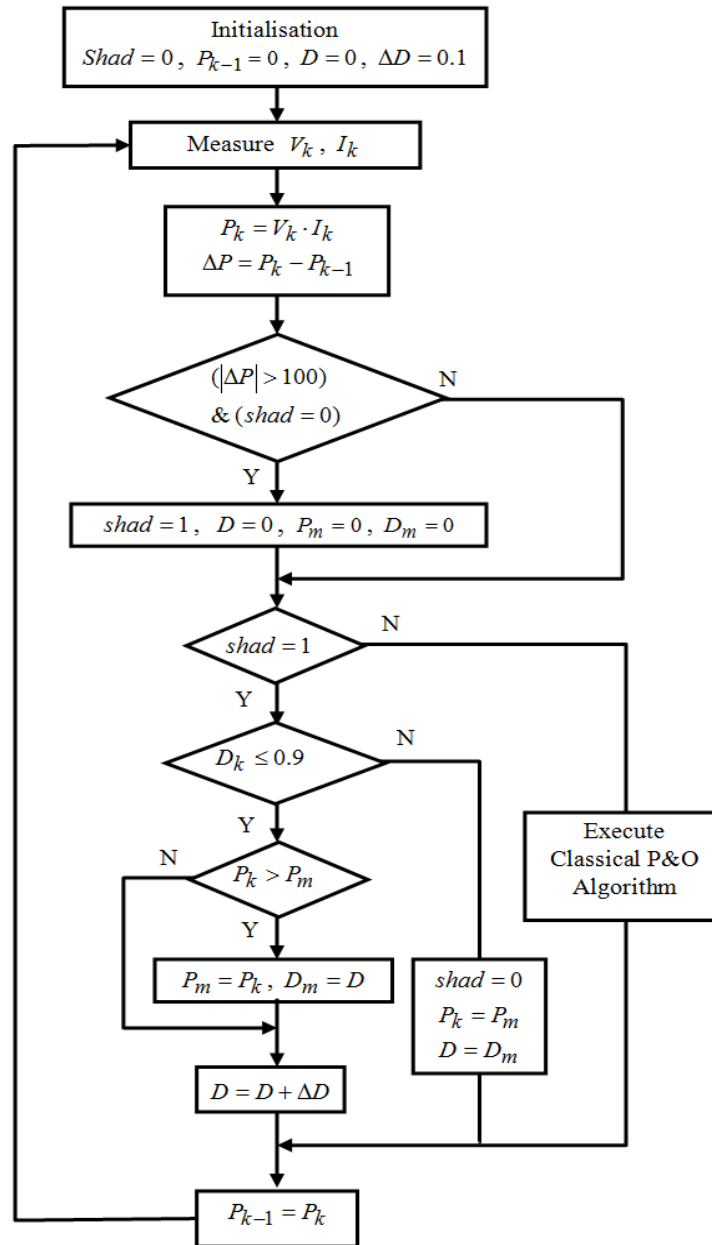


Figure.V.3. Organigramme de l'algorithme 'P&O' modifié

Le programme de l'algorithme 'P&O' modifié envisage les étapes suivantes :

- Utiliser une variable logique *shad* qui prend la valeur 1 en cas de détection d'ombrage (diminution brusque de la puissance).
- En cas d'absence d'ombrage (*shad*=0), le MPPT fonctionne avec le programme 'P&O' classique.
- En cas de présence d'ombrage (*shad*=1), un programme de recherche du rapport cyclique proche du MPP global est lancé. Il affecte au rapport cyclique *D* les valeurs allant de 0 à 0.9 avec un pas de 0.1, puis sauvegarde la valeur qui donne la plus grande puissance dans la

variable D_{PM} . Ceci nous permet par conséquent d'être projeté vers le point de fonctionnement au voisinage du MPP global.

- Quand D_{PM} est trouvé, la variable *shad* est réinitialisée à 0 et D_{PM} est affectée à D afin de relancer l'algorithme 'P&O' classique avec un point de fonctionnement initial au voisinage du MPP global.

Un programme Matlab a été développé afin de simuler la mise en œuvre de la méthode MPPT proposée pour contrôler le système solaire photovoltaïque de la figure V.1 sous ombrage partiel.

Pour tester notre algorithme MPPT modifié, la recherche de MPP global a été simulée à l'aide d'un générateur photovoltaïque (10x10). Au début, le générateur photovoltaïque est d'abord sous éclairage uniforme, avant que la configuration d'ombrage de la figure IV.3.a, se manifeste à $t = 2$ s avec un niveau d'ombrage de $G = 100\text{W/m}^2$.

V.3.2. Résultats de simulation :

Lorsque l'ombre se produit, la puissance générée se déplace le long de la caractéristique P - V du générateur photovoltaïque partiellement ombragé pendant une période de recherche de portée inférieure à 0,1 s avant qu'elle ne s'installe au MPP global, à savoir: $P = 3208\text{ W}$, figure V.4.

Les figures V.4 et V.5 montrent les résultats de simulation.

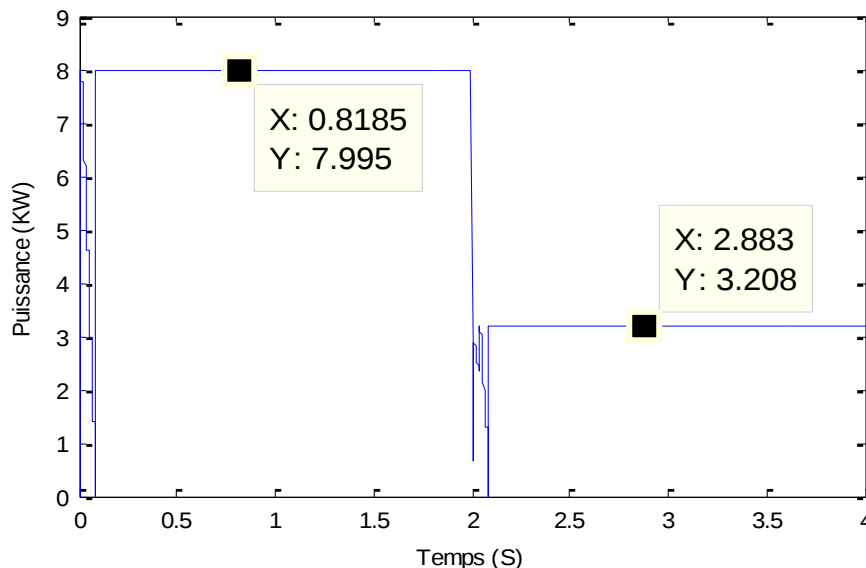


Figure V.4. Courbe $P(t)$ avec variation de G de la configuration de la figure C_1 .

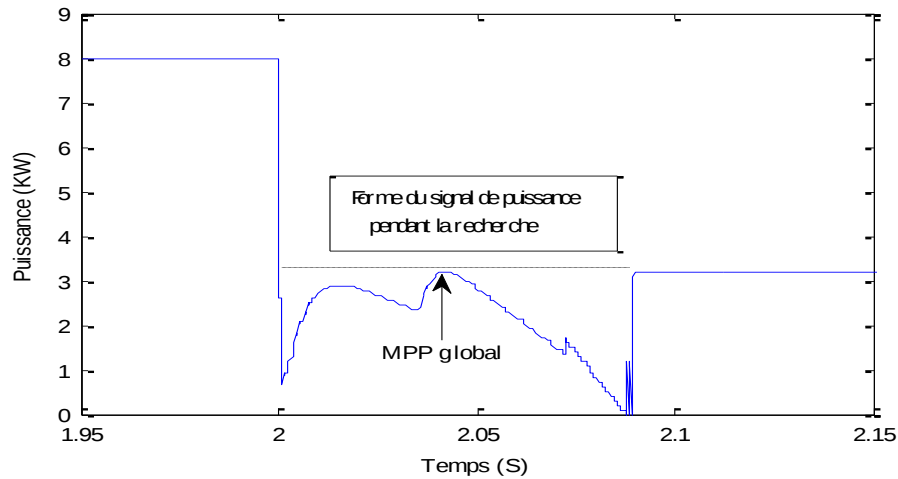


Figure V.5. Zoom sur $P(t)$ au voisinage de $t= 2s$.

V.3.2.1.Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement brusque :

Pour renforcer ce résultat et le comparer à celui de l'algorithme 'P&O' classique, un ensemble de simulations utilisant les algorithmes 'P&O' modifié et classique respectivement a été réalisé sur un générateur photovoltaïque (10x10) qui commence par (a), une irradiation uniforme avant d'être soumise à (b), une configuration d'ombrage léger à $t = 1s$ suivie par (c), une configuration d'ombrage moyen à $t = 2s$ et enfin par (d), une configuration d'ombrage sévère à $t = 3s$, et ceci pour la même répartition de trois groupes $G_1 = 4, G_2=3$ et $G_3 = 3$ comme le montre la figure V.6.

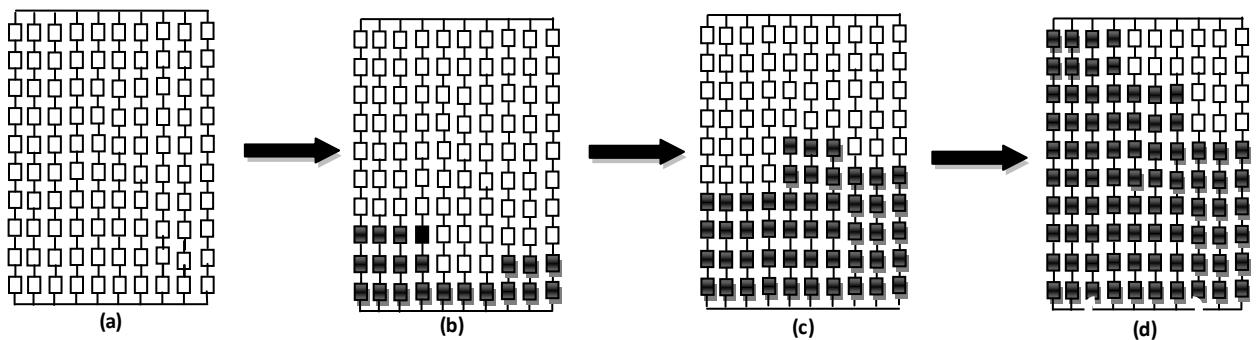


Figure V.6. Différentes configurations avec:

(a) irradiation uniforme, (b) ombrage léger, (c) ombrage moyen, (d) ombrage sévère

Ces quatre différentes configurations proposées nous permettent de savoir si l'algorithme modifié a la capacité de suivre le MPP global pour de faibles niveaux d'irradiation. 0

Les figures V.7 et V.8, donnent les résultats de simulation pour un niveau d'irradiation $G=100 \text{ W/m}^2$ et 150 W/m^2 respectivement.

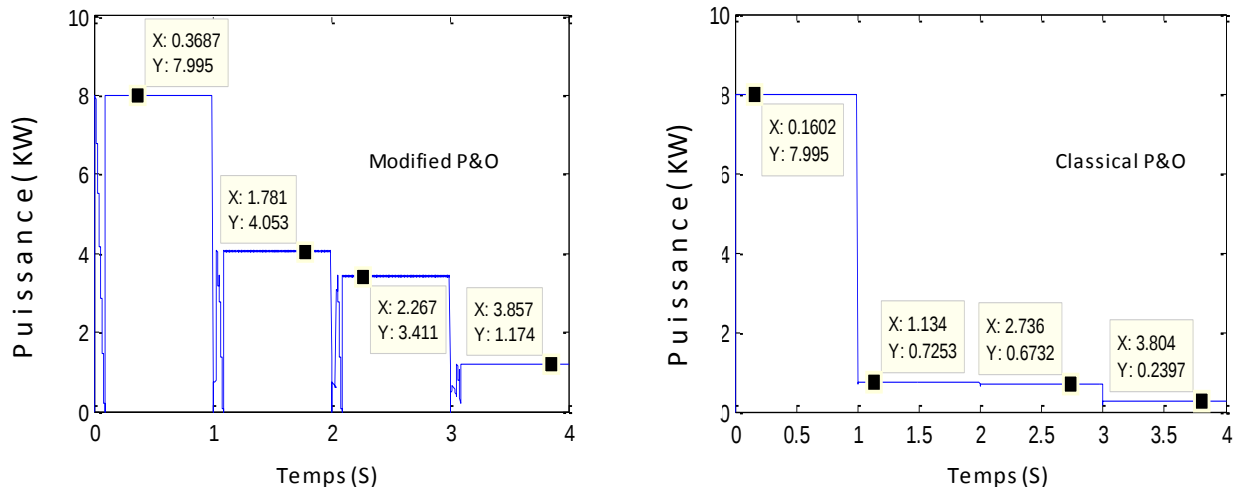


Figure V.7. Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6 avec $G=100\text{W/m}^2$.

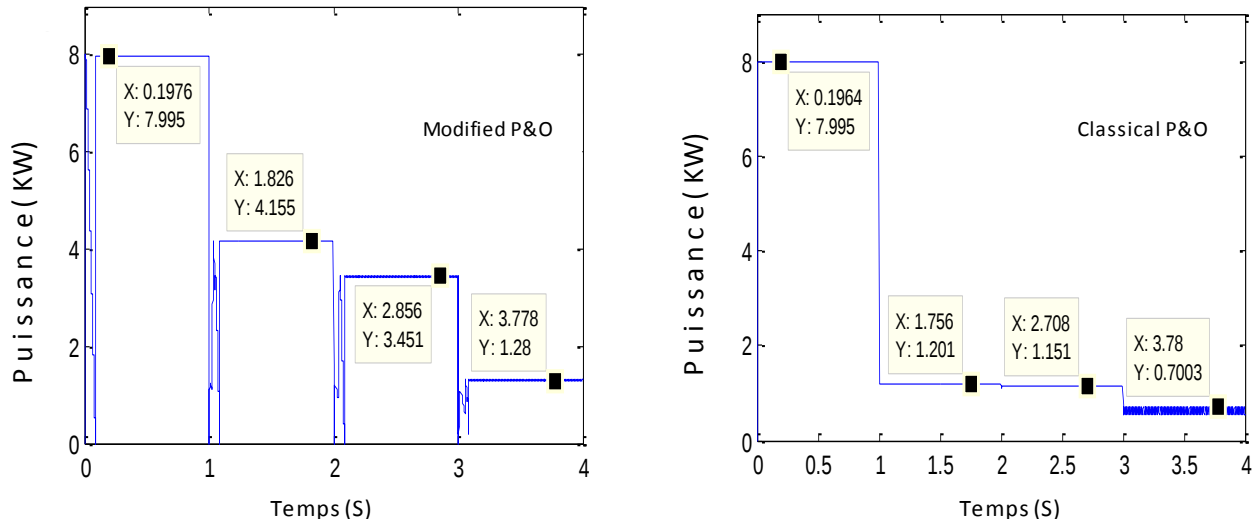


Figure V.8. Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6 avec $G=150\text{W/m}^2$.

On peut dire à partir de ces figures que l'algorithme 'P&O' modifié permet au générateur photovoltaïque de générer la puissance maximale globale pour toute configuration d'ombrage et tout niveau d'irradiation.

Le tableau V.3 donne une comparaison entre l'algorithme 'P&O' classique et modifié pour chaque configuration d'ombrage et pour $G = 100\text{ W/m}^2$ et 150 W/m^2 .

Tableau V.3. Puissance générée en utilisant les algorithmes 'P&O' modifié et classique des configurations ombragées de la figure V.6. pour $G=100$ et 150 W/m^2 . $G = 100 \text{ W/m}^2$

		Configuration			
		(a)	(b)	(c)	(d)
Puissance Générée par le GPV(W)	P&O Classique	7995	725	673	240
	P&O Modifié	7995	4053	3411	1174
Gain en Puissance (%)		0.0	459	407	389

 $G= 150 \text{ W/m}^2$

		Configuration			
		(a)	(b)	(c)	(d)
Puissance Générée par le GPV(W)	P&O Classique	7995	1201	1151	700
	P&O Modifié	7995	4155	3451	1280
Gain en Puissance (%)		0.0	247	200	83

V.3.2.2.Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement graduel :

Un ensemble de simulations utilisant les algorithmes 'P&O' modifié et classique respectivement a été réalisé sur un générateur photovoltaïque (10x10) avec les variations des configurations de la figure V.6 avec deux irradiances 100 et 150 W/m^2 . Dans ces simulations la variation de l'ombrage est graduelle comme le montre la figure V.9 :

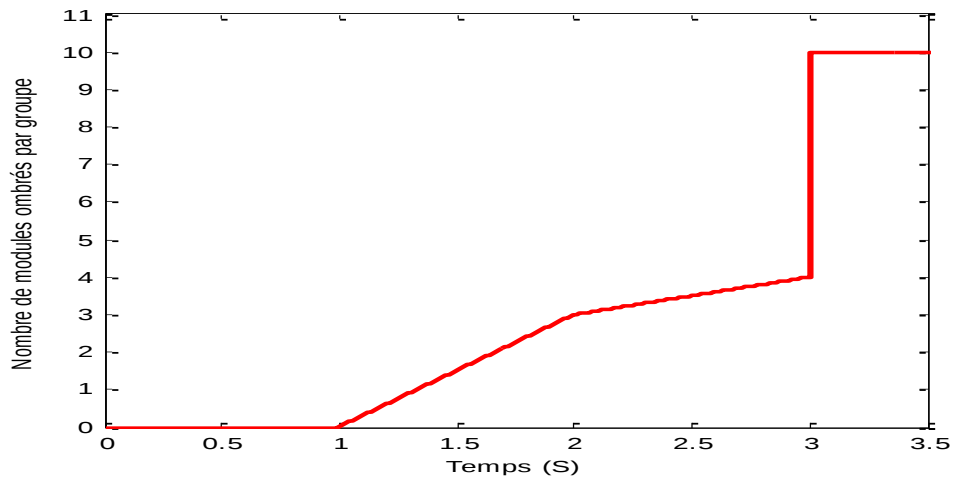


Figure V.9. Variation graduelle de l'ombrage

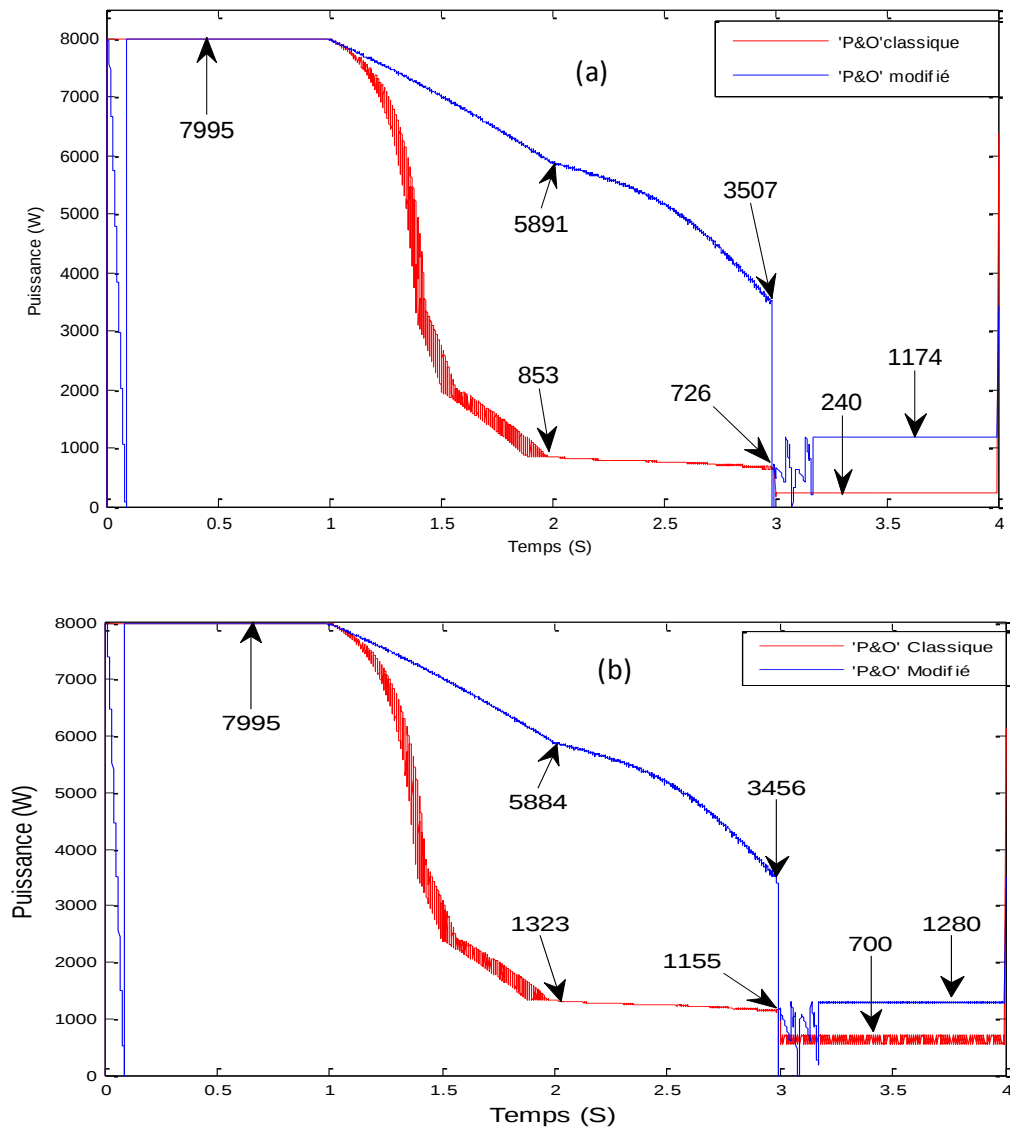


Figure V.10. Puissances générées avec les algorithmes 'P&O' modifié et classique pour les configurations de la figure V.6 avec : (a) $G=100$ et (b) 150 W/m^2 .

Tableau V.4. Puissance générée en utilisant les algorithmes 'P&O' modifié et classique des configurations ombragées de la figure V.6. pour $G=100$ et 150 W/m^2 .

$G= 100 \text{ W/m}^2$

		Configuration			
		(a)	(b)	(c)	(d)
Puissance Générée par le GPV(W)	P&O Classique	7995	853	726	240
	P&O Modifié	7995	5891	3507	1174
Gain en Puissance (%)		0.0	590	383	389

$G= 150 \text{ W/m}^2$

		Configuration			
		(a)	(b)	(c)	(d)
Puissance Générée par le GPV(W)	P&O Classique	7995	1323	1155	696
	P&O Modifié	7995	5884	3456	1308
Gain en Puissance (%)		0.0	344	199	87

Les résultats de simulation des figures V.10 et V.11 et qui sont récapitulés dans le tableau V.4, montrent clairement que les puissances générées avec l'algorithme 'P&O' modifié pour les configurations de la figure V.6 avec $G=100 \text{ W/m}^2$ et $G= 150 \text{ W/m}^2$, figure V.12, sont supérieures pour une variation graduelle de l'ombrage par rapport à une variation brusque. Ceci nous amène à dire que l'algorithme 'P&O' modifié possède une meilleure sensibilité pour la recherche de la

puissance maximale pour la variation graduelle de la configuration d'ombrage lors du passage nuageux.

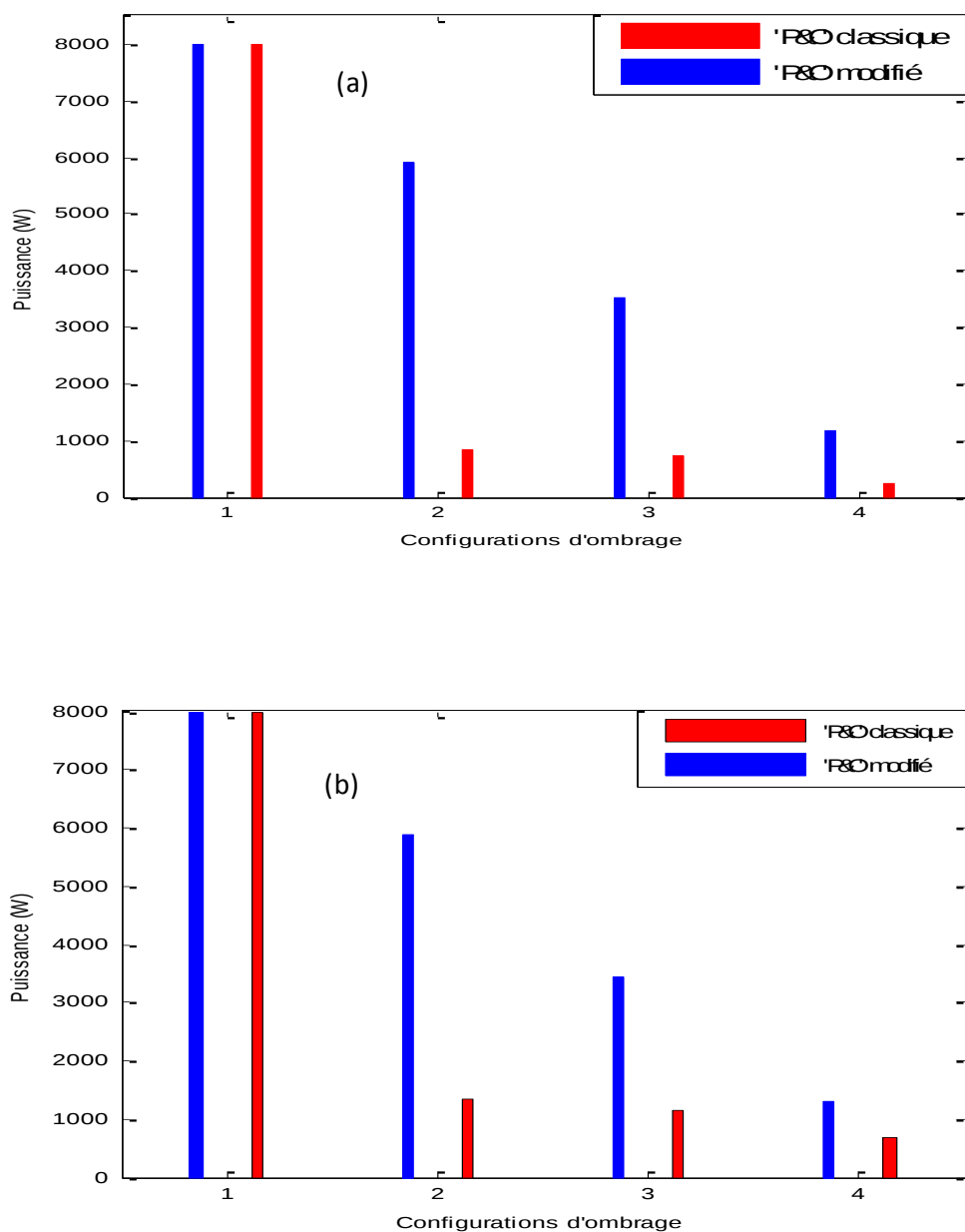


Figure V.11. Puissances générées avec les deux algorithmes 'P&O' classique et modifié pour une variation graduelle avec a) $G = 100 \text{ W/m}^2$ et b) $G = 150 \text{ W/m}^2$

V.4. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons effectué une étude de simulation de l'algorithme 'P&O' pour le suivi du point maximum de puissance appliquée à une partie ombragée du générateur photovoltaïque composé de 100 panneaux photovoltaïques (10x10).

Cette étude a montré l'incapacité de l'algorithme 'P&O' pour suivre le MPP global de la puissance générée par le générateur photovoltaïque pour le niveau d'irradiation d'ombrage faible, causant jusqu'à 16% de puissance pour un niveau d'irradiation d'ombrage de 50 W/m² .

Nous avons ensuite proposé d'ajouter un algorithme d'adaptation à l'algorithme 'P&O' qui déplace le point de fonctionnement imposé par la configuration d'ombrage partiel à un point proche du MPP global afin d'être facilement suivi par l'algorithme 'P&O'. Le résultat de la simulation de l'algorithme MPPT modifié a montré une capacité parfaite de l'algorithme proposé pour suivre le MPP global pour toute configuration d'ombrage et n'importe quel niveau d'irradiation d'ombrage.

L'algorithme d'adaptation supplémentaire a entraîné une augmentation de la puissance générée par la matrice du générateur photovoltaïque qui peut aller jusqu'à environ 590% pour certaines configurations d'ombrage avec un niveau d'irradiation d'ombrage de 100W/m².

Enfin, ces résultats nous amènent à dire que la méthode d'adaptation 'P&O' proposée peut résoudre le problème de suivi du MPP global de l'algorithme 'P&O' classique.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les performances des panneaux photovoltaïques dans des conditions partiellement ombragées a été d'intérêt considérable. Cette thèse a étudié l'effet des conditions d'ombrage partiel sur la puissance photovoltaïque d'une configuration série parallèle face à aux obstacles qui perturbent le rendement énergétique, d'où la nécessité d'utilisation d'un algorithme de recherche performant pour extraire la puissance maximale en toutes circonstances. Le travail présenté dans cette thèse s'est focalisé sur l'optimisation de la production d'énergie électrique photovoltaïque avec moins de pertes possibles. Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque devient progressivement une source d'énergie à part entière, de plus en plus sollicitée pour produire de l'énergie électrique malgré les inconvénients rendant cette source d'énergie chère et peu fiable tout au long de la durée de vie du générateur.

Différents phénomènes ont été discutés en utilisant le modèle de simulation Matlab Simulink basé sur le modèle mathématique d'une cellule photovoltaïque à une diode. Le fonctionnement du modèle a été vérifié par simulation. De plus, une suite de valeurs d'éclairements et de températures a été utilisée pour montrer l'influence de ces valeurs sur le comportement du module photovoltaïque. Dans cette thèse trois algorithmes de recherche du MPP ont été utilisés, en l'occurrence les méthodes 'P&O', Inc.Cond et la logique floue pour traquer le point de puissance maximale d'un générateur photovoltaïque sous éclairage uniforme. Des tests de robustesse de ces trois commandes avec des changements brusques ont été discutés et analysés par simulation.

On a montré que les conditions d'ombrage partielles ont un effet majeur sur le fonctionnement des générateurs photovoltaïques. Généralement, il existe plusieurs MPP sur les caractéristiques électriques des générateurs photovoltaïques lorsqu'ils opèrent dans des conditions d'ombrage partielles. Une étude a été menée pour étudier le comportement d'un système photovoltaïque (10x10) série parallèle lorsqu'il est en présence d'ombrage partiel dues aux nuages. L'amplitude du pic global dépend de la configuration du générateur photovoltaïque et du niveau d'ombrage.

Les performances de la matrice pour fournir la puissance de sortie maximale ont été analysées et les résultats ont également été validés avec le modèle mis en œuvre dans Matlab.

Dans cette thèse, nous avons choisi l'algorithme 'P&O' pour choisir de suivre le point de puissance maximum global parmi les autres points existants sur la courbe de la caractéristique $P-V$ de trois configurations série-parallèle subissant des taux d'ombrage différents (léger, moyen et sévère).

La commande 'P&O' classique a montré son incapacité à traquer le point de puissance maximum global GMPP pour les faibles irradiances d'ombrage où il est piégé autour d'un maximum local. La simulation a montré des pertes considérables de puissance pour les faibles niveaux d'ombrage allant de 9.21% à 78.2%.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Notre contribution avait été d'apporter une solution dont l'objectif est de donner à la commande MPPT la capacité de différencier le MPP global des MPP locaux afin de lui permettre de poursuivre le point de puissance maximal global quelque soit les conditions d'ombrage partiel dont le GPV est soumis.

La constatation faite auparavant nous a mené à proposer une amélioration de l'algorithme 'P&O' afin de lui permettre une recherche efficace du MPP global. Nous avons ensuite proposé d'ajouter un sous algorithme d'adaptation à l'algorithme 'P&O' qui déplace le point de fonctionnement imposé par la configuration d'ombrage partiel à un point de fonctionnement proche du MPP global afin d'être facilement à traquer par l'algorithme 'P&O'. Les résultats de la simulation de l'algorithme MPPT utilisé sur un générateur photovoltaïque partiellement ombragé (10x10) a montré une capacité parfaite de l'algorithme proposé pour suivre le MPP global pour toute configuration d'ombrage et n'importe quel niveau d'irradiation d'ombrage.

L'algorithme d'adaptation supplémentaire a entraîné une augmentation de puissance de la matrice du générateur photovoltaïque jusqu'à environ 590% pour une certaine configuration d'ombrage et avec un niveau d'irradiation d'ombrage de 100 W/m^2 .

Enfin, ces résultats nous amènent à dire que la méthode d'adaptation 'P&O' proposée peut résoudre le problème d'incapacité de suivi du MPP global de l'algorithme 'P&O' classique.

En analysant les caractéristiques de MPP, il serait possible de proposer des travaux de recherche qui permettent la localisation des valeurs correspondantes du rapport cyclique appropriées pour les différents pics possibles d'une configuration d'ombrage et par conséquent avoir une idée sur la vraie position du rapport cyclique dans son intervalle de recherche $[0 \ 1]$.

Comme il serait intéressant de développer un nouvel algorithme en utilisant par exemple des méthodes d'optimisations telles que l'optimisation par l'algorithme génétique ou l'optimisation par l'algorithme essais particules (Particules Swarm Optimization).

Annexe 1 : Caractéristiques du module PV Suntech STP080 12/B6 monocristallin

Tension à circuit ouvert	Voc (V)	21.9
Tension optimale	Vm (V)	17.5
Courant de court-circuit	Isc (A)	4.95
Courant optimal	Im (A)	4.57
Puissance maximale	Pm (W)	80
Coefficient de température de Isc	K _I	0.020 %/K
Coefficient de température de Vco	K _V	-0.34 %/K
Résistance série à Tstc	Rs (Ω)	0.0102
Résistance parallèle à Tstc	Rp (Ω)	4.6278

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] International Energy Agency, 'Renewable in Global Energy Supply,' in An IEA Fact Sheet, 2007, p.8.
- [2] Renewable and Sustainable Energy, 1997-2015.
- [3] J. Twidell and T. Weir, 'Energy and Sustainable Development,' in Renewable Energy Resources, Third Edition ; New York, Routledge, 2015, pp. 4-9].
- [4] Jean-Marc Cottier, 'Générateurs photovoltaïques : principes de base, technique de montage et injection dans le réseau, Programme d'action PACER, 1992, Genève Jean Graf.
- [5] Claude.A,Jacques.V, 'Les énergies renouvelables, état des lieux et perspectives ' Edition TECHNIP,Paris 2011.
- [6] Chambolle.T, Meaux.F, 'Rapport sur les nouvelles technologies de l'énergie ', Paris 2004.
- [7] F.E.T. Technologies, 'Le photovoltaïque,' 1921, pp. 1-10.
- [8] Cedric.C, 'Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque', Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse 2008.
- [9] C. Lerouge, et al,'Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis 2006.
- [10] Emery.K, Burdick.J, Caiyem.Y, Dunlavy.D, Field.H, Kroposki.B, Moriarty.T, Ottoson.L, Rummel.S, Strand.T, Wanlass.M.W, 'Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems Photovoltaic Specialists', Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 - 1278.
- [11] L. Protin et S. Astier, 'Convertisseurs Photovoltaïques ', Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique, D3-360, pp. 1 - 18.
- [12] Zaouk.D, Zaatar.Y, Khoury.A, Llinares.C, Charles.J.-P, Bechara.J, Ajaka.M, 'Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure ', Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95.
- [13] Petibon.S,' Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ' Université Toulouse III - Paul Sabatier, 20 janvier 2009.
- [14] www.Martin-Bucher.de, Stuttgart/Germany.
- [15] <http://blog.solorea.com/enjeux-recyclage-panneaux-solaires>
- [16] <http://blog.alma-solarshop.fr/panneaux-solaires-quel-impact-ecologique/>
- [17] Observatoire des Energies Renouvelables, 'La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde ', Quinzième Inventaire Edition 2013.
- [18] Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [19] www.uneca-an.org.

Bibliographie

- [20] Berrached.L, ‘ Etude prospective sur la demande énergétique finale pour l’Algérie à l’horizon 2030 ‘, Magister, 2012.
- [21] <http://www.energy.gov.dz>
- [22] <http://www.sonelgaz.dz/Media/upload/newsletter>, n°13, consacrée au programme national des énergies Renouvelables
- [23] R.A. Mastromauro, M.Liserre and A. Dell’Aquila, ‘ Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control ‘, IEEE Trans. Ind. Inform., vol.8, no.2, pp. 241-254, 2010.
- [24] <http://fr.tutiempo.net/climat/ws-605360.html>
- [25] PV Potential Estimation Utility (PVGIS) - solarec - Europa.eu
- [30] <http://tpe-panneaux-solaires-.e-monsite.com/pages/ii-le-rendement-d-un-panneau-solaire-photovoltaique.html>
- [31] Alonso, C., ‘ Contribution à l’optimisation, la gestion et le traitement de l’énergie ‘, 2003, Université PAUL SABATIER – Toulouse III.
- [32] Muller.J.C, ‘ Electricité photovoltaïque ‘ Technique de l’ingénieur, article BE8578, Paris 01/2007.
- [33] A. Labouret, P. Cumunel, J-P Braun et B. Faraggi, ‘ Le livre des Cellules solaires : les bases de l’énergie photovoltaïque », (ETSF).
- [34] M.F.Shraif, ‘ optimisation et mesure de chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque en énergie électrique ‘. Thèse de doctorat de l’université Paul Sabatier de Toulouse, Rapport de LAAS N°02569 -2002.
- [35] C. Cabal, ‘ Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque ‘, thèse doctorat, 2008.
- [36]] A. O. M. Yahya, A. O. Mahmoud, I. Youm, ‘ Etude et modélisation d’un générateur photovoltaïque ‘, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 473 – 483.
- [37] L. Protin, S. Astier, ‘ Convertisseurs photovoltaïques ‘, Technique de l’Ingénieur, Ref : D 3360, 1997.
- [38] A. Cid-Pastor, ‘Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique’, Thèse Université Paul Sabatier, Toulouse 2006.
- [39] <http://blog.solorea.com/cellule-photovoltaique>
- [40] Centro de Referencia para Energia Solar e Eolica Sergio de Salvo Brito – CRESESB: Energia Solar – Principios e Aplicacoes.
- [41] H. Patel, V. Agarwal, “Matlab-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics” IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 23, no. 1, pp 302-310,

Bibliographie

Mar 2008.

- [42] K.S. Parlak, H. Can , “A new MPPT method for PV array system under partially shaded conditions”, Conf. Rec. PEDG 2012, Aalborg, Denmark, pp. 437 – 441, June 2012.
- [43] Hernández, O.G.G.J.C., Jurado, F., “ Photovoltaic Devices under Partial Shading Conditions” (2012) International Review on Modelling and Simulations (IREMOS), 5 (1), pp. 414-425;
- [44] R.Ramaprabha, Dr.B.L.Mathur “Comparative Study of Series and Parallel configurations of Solar PV Array under Partial Shaded Conditions ” iremos Vol. 3. n. 6, pp. 1363-1371
- [45] M. Mostefai, A. Miloudi ,Y .Miloud, “ An Intelligent Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Systems Based on Neural Network ” International Review on Modelling and Simulations (I.RE.MO.S.), Vol. 6, N. 5 ISSN 1974-9821 October 2013.
- [46] Marcelo.G, Jonas.R, Ernesto.R, ‘Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays’, IEEE Transactions on power electronics, vol.24,no.5, May 2009.
- [47] Labouret,M. Viloz, ‘Energie Solaire Photovoltaïque’, 2ème édition, 2003-2005, pp. 67.85.
- [48] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger, C.W.M. Prieb, “Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis”, Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences, Vol. 24, no. 1, pp. 26-32, 2002.
- [49] R.Foster, M.Ghassemi, A.Cota, ‘Solar Energy, Renewable Energy and the Environnement’, 2010, pp.118-133.
- [50] Jenkins, P.P. and D.A. Scheiman, Low Intensity Low Temperature (LILT) measurement and coefficients on new photovoltaic structures, in 25th PVSC. 1996, IEEE: Washington D.C.
- [51] S. Bastide, ‘Conversion Photovoltaïque’, Institut des chimies et des matériaux Paris-Est, UMR 7181.
- [52] K. H. Hussein and I. Muta, “Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” Proc. Inst. Electr. Eng. Gener., Transmiss. Distrib., vol. 142, no. 1, pp. 59–64, Jan. 1995.
- [53] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, “Development of a microcontroller-based photovoltaic maximum power point tracking control system,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 16, no. 1, pp. 46–54, Jan. 2001.
- [54] S. Jain and V. Agarwal, “A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaics systems,” IEEE Power Electron. Lett., vol. 2, no. 1, pp. 16–19, Mar. 2004.
- [55] A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, and F. Ronchi, “New approach to photovoltaic

Bibliographie

- arrays maximum power point tracking,” Conf. Rec. PESC’99, Charleston, South Carolina, pp. 632–637, June 1999.
- [56] T.-Y. Kim, H.-G. Ahn, S. K. Park, and Y.-K. Lee, “A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation,” in IEEE Int. Symp. Ind. Electron., pp. 1011–1014, 2001.
- [57] Liu X., and Lopes L.A.C. “An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays” Conf. Rec. PESC’04, Aachen, Germany, pp. 2005–2010, June 2004.
- [58] Liu C., Wu B., and Cheung R., “Advanced Algorithm for MPPT Control of Photovoltaic Systems,” Conf. Rec. of the first Canadian Solar Buildings Conference, Montreal, August 2004.
- [59] Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 20, no. 4, pp. 963–973, Jul. 2005.
- [60] W. Xiao, J. Lind, W. Dunford, and A Capel, “Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 4, August 2006.
- [61] Pastor.C, ‘Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques’, Thèse de doctorat, Université de Toulouse 2006.
- [62] Y. Chen and K. M. Smedley, ‘A cost-effective single-stage inverter with maximum power point tracking,’ IEEE Trans. Power Electron., vol. 19, no. 5, pp. 1289–1294, Sep. 2004.
- [63] E. I. rtiz-Rivera and F. Peng, ‘A novel method to estimate the maximum power for a photovoltaic inverter system,’ in Proc. 35th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf., 2004, pp. 2065–2069.
- [64] Singer, S., ‘Switching networks for realization of variable DC transformers coupled to rectangular arrays’ IEE Proceedings, Vol. 129 Pf G, No. 3, June 1982, pp 69-75.
- [65] Singer, S., ‘Canonical Approach to Energy Processing Network Synthesis’ IEEE Trans. On Circuits and Systems, Vol. 10, CAS-33, No. 8, August 1986 pp 767-774.
- [66] N.Mohan, W. P. Robbin, and T. Undeland, Power Electronics: Converters, Applications, and Design, 2nd Edition, New York, Wiley,1995.
- [67] Rakotomananandro Falinirina F, “Study of Photovoltaic System” M.S. thesis, Electrical Engineering and Computer Science, Ohio University, 2011.
- [68] https://fr.wikipedia.org/wiki/Convertisseur_Boost
- [69] T. Eram, P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point

Bibliographie

- tracking techniques”, IEEE Transactions On, Energy Conversion, Vol. 22, pp. 439-449, Jun. 2007.
- [70] D. P. Hohm, M. E. Ropp, “Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed”, IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2000 pp. 1699-1702, Sept. 2000.
- [71] P. Bhatnagar, R. K. Nema, « Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications », Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2013.
- [72] M. I. Hocein, S. A. Khan, M. Shafullah, M. J. Hossein, ‘ Design and Implementation of MPPT Controlled Grid Connected Photovoltaic System’, IEEE, 2011.
- [73] Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, “Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method”, IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [74] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaabjerg, “Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions”, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [75] M. Veerachary, T. Senjyuan and K. Uezato, “Feedforward Maximum Power Point Tracking of PV systems using fuzzy controller”, IEEE Transactions On Aerospace and Electronic Systems, Vol. 38, No. 3, pp. 969-981, Jul. 2002.
- [76] N. S. D’Souza, L. A. C. Lopes, X. Liu, “An intelligent maximum power point tracker using peak current control”, IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005, PESC’05, pp. 172-177, 2005.
- [77] B. Robyns, F. Berthureau, J.-P. Hautier et H. Buyse, « A fuzzy-logic based multimodel field orientation in an indirect field of an induction motor », IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 47, pp. 380-388, 2000.
- [78] Yahia. Miloud, “Etude de l’estimation de la résistance rotorique dans la commande vectorielle d’un moteur asynchrone en utilisant la logique floue”, Thèse de Doctorat, U.S.T. Oran, Algérie, Février 2006.
- [79] W. Xiao, N. Ozog, and W. G. Dunford, “Topology study of photovoltaic interface for maximum power point tracking,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 54, no. 3, pp. 1696–1704, Jun. 2007.
- [80] V. Quaschnig and R. Hanitsch, “Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells,” Solar Energy, vol. 56, no. 6, pp. 513–520, 1996.

Bibliographie

- [81] Anssi Mäki, 'Effects of Partial Shading Conditions on Maximum Power Points and Mismatch Losses in Silicon-Based Photovoltaic Power Generators' Thesis of Science in Technology, University of Technology, November, 1st 2013.
- [82] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz, and W. Herrmann, "Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 12, pp. 1986–1993, 2006.
- [83] E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Colak, "Development of suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells," *Solar Energy*, pp. 329–340, 2007.
- [84] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, "Effect of shading on series and parallel connected solar PV modules," *Journal of Modern Applied Science*, vol. 3, no. 10, pp. 32–41, 2009.
- [85] L. Gao, R. A. Dougal, S. Liu, and A. P. Iotova, "Parallel-connected solar PV system to address partial and rapidly fluctuating shadow conditions," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 5, pp. 1548–1556, 2009.
- [86] F. Belhachat et C. Larbes, « Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions », *Sol. Energy*, vol. 120, pp 399-418, oct. 2015.
- [87] P. Srinivasa Rao, G. Saravana Ilango, et C. Nagamani, « Maximum Power from PV Arrays Using a Fixed Configuration Under Different Shading Conditions », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, no 2, pp 679-686, mars 2014.
- [88] S. R. Potnuru, D. Pattabiraman, S. I. Ganesan, et N. Chilakapati, « Positioning of PV panels for reduction in line losses and mismatch losses in PV array », *Renew. Energy*, vol. 78, pp 264-275, juin 2015.
- [89] N.D. Kaushika and N.K. Gautam, *Energy Yield Simulations of Interconnected Solar PV Arrays*, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 18, No. 1, March 2003.
- [90] Y. J. Wang and P. C. Hsu, "Analysis of partially shaded PV modules using piecewise linear parallel branches model," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 60, pp. 783–789, 2009.
- [91] Y. J. Wang and P. C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *International Journal on Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069-3078, 2011.
- [92] S. Armstrong, W.G. Hurley, "A New Methodology to Optimise Solar Energy Extraction under Cloudy Conditions ", *International Journal of Renewable Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 780–787, April 2010.
- [93] A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans, "Partial shadowing of PV arrays with different system configurations: literature review and field test results", *Solar Energy*, 74, 217-233, 2003.

Bibliographie

- [94] M. Garcia, J. Maruri, L. Marroyo, E. Lorenzo, M. Perez, "Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations: observations at tracking PV plants", *Progress in Photovoltaics: res. Appl.*, 16, 529-536, 2008.
- [95] K. I. Hwu, W. C. Tu, and C. R. Wang, "Photovoltaic energy conversion system constructed by high step-up converter with hybrid maximum power point tracking," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, Article ID 275210, 9 pages, 2013.
- [96] M. Taherbaneh, A. H. Rezaie, H. Ghafoorifard, K. Rahimi, and M. B. Menhaj, "Maximizing output power of a solar panel via combination of sun tracking and maximum power point tracking by fuzzy controllers," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2010, Article ID 312580, 13 pages, 2010. View at Publisher.
- [97] A. K. Abdelsalam, A. M. Massoud, S. Ahmed, and P. N. Enjeti, "High-performance adaptive Perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 4, pp. 1010–1021, 2011.
- [98] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, and C. Rando, "A mathematical model to determine the electrical energy production in photovoltaic fields under mismatch effect," in *Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP '09)*, pp. 46–51, June 2009