

UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA_1

Faculté de Technologie

Département d'Electronique

THESE DE DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : Electronique

***Contribution à la commande MPPT temps réel
sur FPGA***

Par

Khadidja SAIDI

Devant le jury composé de :

Mr. BRADAI Rafik	Maitre de conférences. A	USDB_1	Président
Mr. KENDIL Djamel	Professeur	ENS Kouba	Examineur
Mr. CHOUDER Aissa	Professeur	UMB M'Sila	Examineur
Mr. BOUNEKHLA M'hamed	Professeur	USDB_1	Directeur de thèse

Blida, 2022

*** ملخص ***

يظل تحسين الطاقة في سلسلة التحويل الكهروضوئية موضوعًا للدراسة. يعتبر الحد الأقصى لنتبع نقطة الطاقة القصوى هو الحل الأنسب لضمان استخراج الطاقة القصوى التي يمكن أن يوفرها المولد الكهروضوئي.

إن خوارزمية التدبب و الملاحظة هي أداة تعقب معروفة ؛ تظهر دورًا مهمًا وحاسمًا في تطوير الأنظمة الكهروضوئية .

في هذه الرسالة ، نقدم طريقة جديدة محسنة .
تمت مقارنة أداء الخوارزمية الجديدة بالتقنيات التقليدية والخوارزمية الحالية فأظهرت النتائج بوضوح كفاءة الخوارزمية المحسنة التي ساهمت في زيادة سرعة التتبع عند الوصول إلى نقطة الطاقة القصوى ، وخاصة عند التغير السريع للظروف الجوية

Abstract

The optimization of energy in a photovoltaic conversion chain remains a topic of study. The maximum power point tracking (MPPT) is considered the most appropriate solution to ensure the extraction of the maximum power which a photovoltaic generator can provide. Perturb and observe (PO) algorithm is the well-known MPPT tracker; it shows an important and decisive role in the development of photovoltaic (PV) systems. In This thesis we introduce a new improved adjustable step size PO (MVS_PO) MPPT method. The performances of the new algorithm are compared to the conventional PO MPPT techniques and to the existing adjustable step size PO (VS_PO) MPPT algorithm. The results clearly show the efficiency of the improved algorithm which contributed to the increase of the tracking speed with negligible fluctuations when the MPP is reached, and especially in rapid variation of insolation.

Résumé

L'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion photovoltaïque reste un sujet d'étude. Le suivi du point de puissance maximale (MPPT) est considéré comme la solution la plus appropriée pour assurer l'extraction de la puissance maximale que peut fournir un générateur photovoltaïque. L'algorithme Perturb and Observe (PO) est un suiveur MPPT bien connu ; il montre un rôle important et décisif dans le développement des systèmes photovoltaïques (PV). Dans cette thèse, nous présentons une nouvelle version de la méthode MPPT PO avec pas variable (MVS_PO). Les performances du nouvel algorithme sont comparées aux techniques MPPT PO conventionnelles et à l'algorithme MPPT PO à pas variable existant (VS_PO). Les résultats montrent clairement l'efficacité de l'algorithme amélioré qui a contribué à l'augmentation de la vitesse de suivi avec des fluctuations négligeables lorsque le MPP est atteint, et surtout en variation rapide d'ensoleillement.

Remerciements

Je remercie **ALLAH ‘ Âaza Wa Djel ’** de m’ avoir donné le courage, la patience, la santé et la volonté d’ arriver à la fin de ce projet.

Je tiens à remercier tous particulièrement et avant tout **MES PARENTS** dont Je suis heureuse d’ avoir pu lire de la joie et de la fierté dans leur regard.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **BOUNEKHLA M’hamed**, professeur à l’ université SAAD DAHLEB de Blida_1 et directeur de cette thèse pour le soutien qu’ il a bien voulu m’ accorder tout au long de mon travail et surtout sa confiance en moi ainsi que pour ses encouragements incessants.

Je remercie aussi Monsieur **BRADAI Rafik**, maitre de conférences à l’ université SAAD DAHLEB de Blida_1 pour l’ honneur qu’ il m’ a fait de bien vouloir accepter de présider ce jury.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **KENDIL Djamel**, professeur à l’ école normale supérieure ENS de kouba qui m’ a fait l’ honneur d’ accepter d’ examiner et d’ évaluer mon travail

Je suis très honoré que Monsieur **CHOUDER Aissa**, professeur à l’ UMB de M’ Sila a accepté de participer à l’ examen de ce travail, qu’ il trouve ici l’ expression de ma profonde gratitude.

Grand merci à Monsieur **M.MAAMOUNE** , maitre de conférences à l’ université SAAD DAHLEB de Blida_1 de m’ avoir bénéficié de ces connaissances pluridisciplinaires ainsi que pour l’ aide précieuse qu’ il m’ a apporté.

Mes remerciements vont en particulier à toute **MES AMIES**, pour leur soutien et encouragements.

Liste des abréviations

PV : Photovoltaïque.
GPV : Générateur photovoltaïque.
PPM : Point de puissance maximale.
MPPT: Maximum Power Point Tracking.
PO: Perturbation et observation.
DC : Courant Continu.
P_{max} : Puissance maximale (W).
I_{mp} : Courant de point de Puissance maximale (A).
I_{pv} : Courant délivré par une cellule photovoltaïque (A).
V_{pv} : Tension PV.
P_{pv} : Puissance PV.
I_{ph} : Photo-courant (A).
h: Constant de Planck (6,62 10⁻³⁴ j.s) .
I₀ : Le courant de saturation inverse de la diode.
I_{cc} : Courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module solaire (A).
V_{co} : La tension du circuit ouvert (V) .
λ : La longueur d'onde (m) .
R_p ou **R_{sh}** : Résistances parallèle shunt. (Ω)
R_s : Résistance série (Ω).
N_p : Nombre de modules connectés en parallèle.
N_s : Nombre de modules connectés en série
FF : Facteur de forme
E : Eclairement (W/m²).
T_c : Température de jonction (°K).
G : L'éclairement de référence (1000 W/m²).
T_{ref}: La température de référence (298 °K).
n ou **a** : Facture de non idéalité de la jonction.
V_{opt} : Tension optimale (V).
I_{opt} : Courant optimum (A).
K : coefficient de Boltzman (1.38.10⁻²³ J / K)
η_{PV}: Rendement de module PV.
η_{conv} : Rendement du convertisseur.
η_{MPPT} : Rendement d'une commande MPPT.
η_{TOTAL}: Rendement de la chaîne de conversion.
q : Charge d'électron (1.602*10⁻¹⁹ C).
i_L : Le courant dans l'inducteur.
C : Condensateur.
D : Le rapport cyclique du convertisseur.
ΔI : variation de courant.
ΔV : variation de la tension.
ΔD : variation du rapport cyclique.
XSG: Xilinx system generator.
FPGA: Field programmable gate array.

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1: Représentation de la masse d'air	7
Figure I.2 : Variation spectrale du rayonnement solaire	8
Figure I.3 : Principe de la conversion PV	9
Figure I.4: Cellules mono-cristallines	10
Figure I.5: Cellules poly-cristallines	10
Figure I.6 : Cellules amorphes	10
Figure I.7: Caractéristiques $I=(V)$ sous obscurité et sous éclairement d'une cellule PV	11
Figure I.8 : Circuit équivalent simple de la cellule PV	11
Figure I.9 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode	12
Figure I.10 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes	12
Figure I.11 : Caractéristique $(I-V)$ et $(P-V)$ d'une cellule PV	13
Figure I.12: Représentation du facteur de forme	14
Figure I.13 : Caractéristique $I(V)$ pour une association cellulaire en série	15
Figure I.14 : Caractéristique $I(V)$ pour une association cellulaire en parallèle	15
Figure I.15 : Protection par diode by-pass	16
Figure I.16 : Effet des diodes by pass sur la caractéristique $I (V)$	17
Figure I.17 : Protection par diode anti-retour	18
Figure I.18 : L'utilité du module solarex MSX-60 de Psim	19
Figure I.19 : Modèle du système PV sous PSIM	20
Figure I.20 : Caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ du module solarex MSX-60	20
Figure I.21 : Modèle de l'équation (I.10) sous Psim	21
Figure I.22 : Les courbes $I(V)$ et $P(V)$ pour différentes valeurs d'irradiation	21
Figure I.23 : Modèle de l'équation (I.11) sous Psim	21
Figure I.24 : Les courbes $I(V)$ et $P(V)$ pour différentes valeurs de température	22
Figure I.25 : combinaison parallèle de deux modules MSX-60	23
Figure I.26 : Caractéristiques du block issu de deux modules MSX-60 liés en parallèle	24
Figure I.27 : Courbes des puissances, courants, tensions de sorties des deux modules MSX-60 liés en parallèle	24
Figure I.28 : Liaison série de deux modules MSX-60	25
Figure I.29 : Caractéristiques du block issu de deux modules MSX-60 liés en série	25
Figure I.30 : Courbes des puissances, courants, tensions de sorties des deux modules MSX-60 liés en série	26
Figure I.31 : Montage du module PV connecté directement avec la charge sous PSIM	26
Figure I.32 : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe	27
Figure I.33 : Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation	28
Figure I.34 : Principe d'un système solaire autonome	28
Figure I.35 : Schéma d'une installation PV connectée au réseau	29
Figure I.36 : Principe d'un système autonome hybride	30
Figure I.37 : Chaîne de conversion PV	30

Chapitre II

Figure II.1 : Convertisseurs DC-DC	33
Figure II.2 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost	34
Figure II.3 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost avec interrupteur fermé	35
Figure II.4 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost avec interrupteur ouvert	35

Figure II.5 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck	36
Figure II.6 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck avec interrupteur fermé	36
Figure II.7 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck avec interrupteur ouvert	37
Figure II.8: Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost	37
Figure II.9 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost avec Interrupteur fermé	38
Figure II.10 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost avec Interrupteur Ouvert	38
Figure II.11: Schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique	39
Figure II.12: Variation de la puissance maximale en fonction de l'ensoleillement, la charge et la température	40
Figure II.13 : Classification des méthodes MPPT	41
Figure II.14: Organigramme de l'algorithme FCO	42
Figure II.15: Organigramme de l'algorithme FCC	43
Figure II.16 : Différentes positions de la méthode PO	44
Figure II.17 : Organigramme de la méthode PO traditionnelle	45
Figure II.18: Changement rapide de la température dans le cas de la MPPT avec PO	45
Figure II.19: Principe de la MPPT avec la méthode IC	46
Figure II.20: Organigramme de la méthode MPPT par IC	47
Figure II.21 : Exemple de commande MPPT floue	49
Figure II.22: principe des réseaux de neurones	50
Figure II.23: Stratégie de déplacement d'une particule	50

Chapitre III

Figure III.1 : Modèle de la commande MPPT FS_PO dans Psim	59
Figure III.2: La manière de suivre le PPM en utilisant un pas fixe et variable	60
Figure III.3: Organigramme de l'algorithme VS_PO	61
Figure III.4: Modèle de la commande MPPT VS_PO dans PSIM	61
Figure III.5 : Organigramme de l'algorithme MVS_PO	62
Figure III.6 : Modèle de la commande MPPT MVS_PO MPPT dans Psim	63
Figure III.7 : Montage du module PV relié directement à la charge	64
Figure III.8 : Courbes de la puissance soutirée de la charge et de la puissance maximale	64
Figure III.9 : Montage du module PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC de type Boost commandé par le bloc MPPT SIL	65
Figure III.10 : Montage du module PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC de type Buck commandé par le bloc MPPT SIL	65
Figure III.11: Puissance maximale du GPV (Pmax) et de la charge (Pout) dans le cas d'un CS boost dans les conditions standard (1000 W/m ² , 25°C)	66
Figure III.12: Puissance maximale du GPV (Pmax) et de la charge (Pout) dans le cas d'un CS buck dans les conditions standard (1000 W/m ² , 25°C)	66
Figure III.13: Niveaux d'irradiation solaire (en bleu) ; Courant Photovoltaïque (en rouge); Tension photovoltaïque (en vert foncé) ; Puissance photovoltaïque (en noir)	67
Figure III.14: Comparaison entre la puissance de sortie d'un panneau photovoltaïque (en rouge) et la puissance de sortie du système PV lorsque nous avons utilisé l'algorithme MPPT FS_PO avec un grand incrément de taille de pas (en bleu)	68
Figure III.15: Comparaison entre la puissance de sortie d'un panneau photovoltaïque (en rouge) et la puissance de sortie du système PV lorsque nous avons utilisé l'algorithme MPPT FS_PO avec un petit incrément de taille de pas (en bleu)	68
Figure III.16: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme MPPT FS-PO et de l'algorithme MPPT VS_PO	69
Figure III.17: Zoom sur la figure III.16 montrant le temps de réponse	70
Figure III.18: Zoom sur la figure III.16 montrant la divergence du suivi MPP lors d'un changement brutal de l'irradiation de 200 à 1200 W/m ²	70

Figure III.19: Zoom sur la figure III.16 montrant la négligence des oscillations pour la méthode VS_PO surtout lorsque le PPM est atteint	71
Figure III.20: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme FS-PO MPPT avec l'algorithme MVS_PO MPPT	71
Figure III.21: Zoom sur la figure III.20 montrant le temps de réponse	72
Figure III.22: Zoom a et b sur la figure III.20 pour des instants différents $a \rightarrow t=0.02s$ et $b \rightarrow t=0.05s$ montrant la négligence des oscillations pour la nouvelle méthode surtout lorsque le PPM est atteint	73
Figure III.23: Zoom sur la figure III.20 montrant la divergence du suivi MPP pour la méthode FS_VS lors d'un changement brutal de l'irradiation de 1000 à 200 W/m ²	73
Figure III.24: Zoom sur la figure III.20 montrant la divergence du suivi MPP pour la méthode FS_VS lors d'un changement brutal de l'irradiation de 200 à 1200 W/m ²	74
Figure III.25: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme VS_PO MPPT avec la puissance de sortie à l'aide de l'algorithme MVS_PO MPPT	74
Figure III.26: Zoom sur la figure III.25 montrant le temps de réponse	75
Figure III.27: Zoom sur la figure III.25 montrant la négligence des oscillations pour la nouvelle méthode surtout lorsque le PPM est atteint	75
Figure III.28: Différentes valeurs de température utilisées dans notre simulation	76
Figure III.29: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme FS-PO MPPT et de l'algorithme VS_PO MPPT pour différentes valeurs de température	76
Figure III.30: Zoom sur la première partie de la figure précédente	77
Figure III.31: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme FS-PO MPPT avec la puissance de sortie à l'aide de l'algorithme MVS_PO MPPT pour différentes valeurs de température	77
Figure III.32: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme VS_PO MPPT avec la puissance de sortie à l'aide de l'algorithme MVS_PO MPPT pour différentes valeurs de température	78
Figure III.33: Zoom sur la figure III.32 montrant la divergence du suivi MPP à 0,03s pour l'algorithme VS_PO	78
Figure III.34: Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide des algorithmes MPPT FS-PO, VS_PO et MVS_PO MPPT pour différentes valeurs de température	79
Figure III.35: Zoom sur la figure III.34 à l'instant $t=0.04s$	79
Figure III.36: Zoom sur la figure III.34 pour les deux changements brutaux $t=0.03s$ et $t=0.06$	80
Figure III.37: Zoom sur la figure III.34 à $t=0.03s$	80

Chapitre IV

Figure IV.1 : Modèle d'un système photovoltaïque sous simulink/matlab	84
Figure IV.2 : Modèle du convertisseur DC/DC de type buck sous simulink/matlab	85
Figure IV.3 : Modèle du module PV sous simulink/matlab	85
Figure IV.4 : Modèle de la commande MPPT FS_PO sous simulink/matlab	86
Figure IV.5 : Modèle de la commande MPPT VS_PO sous simulink/matlab	86
Figure IV.6 : Modèle de la commande MPPT MVS_PO sous simulink/matlab	87
Figure IV.7 : Modèle de la commande MPPT FS_PO sous XSG	88
Figure IV.8 : Modèle de la commande MPPT VS_PO sous XSG	89
Figure IV.9 : Modèle de la commande MPPT MVS_PO sous XSG	90
Figure IV.10 : Conditions météorologiques uniformes	91
Figure IV.11 : Courbes de suivi du PPM pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques standards	91
Figure IV.12 : Conditions météorologiques variables (Température variable)	92
Figure IV.13 : Courbes de suivi du MPP pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques variables (Température variable)	92
Figure IV.14 : Conditions météorologiques variables (insolation variable)	93

Figure IV.15 : Courbes de suivi du PPM pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques variables (Insolation variable)	93
Figure IV.16 : Conditions météorologiques aléatoires	94
Figure IV.17 : Courbes P(V) pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques aléatoires (Température et insolation variables)	94
Figure IV.18 : Architecture générale du circuit FPGA	95
Figure IV.19 : Structure d'un CLB de SPARTAN	96
Figure IV.20 : Structure d'un IOB de SPARTAN	97
Figure IV.21 : De la conception par le XSG à l'implémentation sur FPGA par l'ISE	97
Figure IV.22 : Schéma RTL du contrôleur MPPT MVS_PO	98
Figure IV.23 : Schéma du placement et routage du contrôleur MPPT MVS_PO	99

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Spécifications du module PV Solarex MSX-60	18
Tableau I.2 : Paramètres extraits du module Solarex MSX-60	19

Chapitre II

Tableau II.1 : Complexité de chaque type de convertisseur DC/DC	34
Tableau II.2 : Différentes positions et directions possibles pendant le processus de PO	44
Tableau II.3 : Paramètres utilisés pour la comparaison des algorithmes MPP	51
Tableau II.4 : Comparaison des algorithmes MPP	51
Tableau II.5 : Avantages et inconvénients des différents algorithmes MPPT	52

Chapitre III

Tableau III.1 : Comparaison des méthodes PO MPPT	82
---	----

Table des matières

Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Liste des figures,	
Liste des tableaux	
Table des matières	
Introduction générale	2

Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction	6
I.2 Rayonnement solaire	6
I.2.1 Masse d'Air	7
I.2.2 Spectre solaire	7
I.3 La conversion photovoltaïque	9
I.3.1 Effet photovoltaïque et principe de la conversion PV	10
I.3.2 Type de cellule photovoltaïque	10
I.3.3 Modélisation électrique d'une cellule PV	10
I.3.4 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	13
I.3.4.1 Les caractéristiques I(V) et P(V)	13
I.3.4.2 Facteur de forme	13
I.3.4.3 Le rendement	14
I.4 Le Module Photovoltaïque	14
I.4.1 Association en série	15
I.4.2 Association en parallèle	15
I.4.3 Protection du module	15
I.4.3.1 Les diodes de by-pass	16
I.4.3.2 Diode anti-retour	17
I.4.4 Modélisation du module BP MSX60	18
I.4.5 Effets de variation de l'irradiation solaire	21
I.4.6 Effet de la variation de la température	21
I.4.7 Combinaison parallèle/série des modules MSX-60	22
I.4.7.1 Combinaison de deux modules MSX-60 en parallèle	22
I.4.7.1 Combinaison de deux modules MSX-60 en série	24
I.5 Adaptation du générateur photovoltaïque à la charge	25
I.5.1 Connexion directe source-charge	25
I.5.2 Connexion via un étage d'adaptation	26
I.6 Types de systèmes photovoltaïques	27
I.6.1 Système isolé ou autonome	27
I.6.2 Système raccordé au réseau	27
I.6.3 Système hybride	29
I.7 Rendement de la chaîne de conversion	29
I.8 Avantages et Inconvénients de l'Énergie Photovoltaïque	31
I.9 Conclusion	31

Chapitre II : Adaptateur GPV/ charge et Techniques de recherche du point de puissance maximale MPPT

II.1	Introduction	33
II.2	Convertisseur continu-continu (DC-DC)	33
II.2.1	Convertisseur survolteur (Boost converter)	34
II.2.2	Convertisseur dévolteur (Buck converter)	36
II.2.3	Convertisseur dévolteur survolteur (Buck-Boost converter)	36
II.3	La commande MPPT	39
II.3.1	Principe de la commande MPPT	39
II.3.2	Classification des méthodes de recherche du PPM	40
II.3.2.1	Algorithmes basés sur les propriétés électriques du GPV	42
II.3.2.1.1	Tension en circuit ouvert	42
II.3.2.1.2	Courant de court circuit	42
II.3.2.1.3	Autres méthodes	43
a)	MPPT à base de cellule pilote	43
II.3.2.2	Algorithmes basés sur La caractéristique P(I) du GPV	43
II.3.2.2.1	La méthode Perturbation et observation (PO ou P&O)	43
II.3.2.2.2	La méthode Conductance Incrémentale (IC ou INC)	46
II.3.2.2.3	Autres méthodes	48
a)	Algorithme de la capacité parasite (CP)	48
b)	MPPT à balayage périodique de la caractéristique I(V)	48
II.3.2.3	Algorithmes basés sur l'Intelligence artificielle	49
II.3.2.3.1	Logique floue	49
II.3.2.3.2	Réseaux de neurones	49
II.3.2.3.3	Autres méthodes	50
a)	PSO MPPT	50
II.3.2.4	Les algorithmes MPPT optimisés (hybrides et améliorées)	51
II.3.3	Comparaison entre différents algorithmes MPPT	51
II.3.4	Avantages et inconvénients des différents algorithmes MPPT	53
II.4	Conclusion	56

Chapitre III : Développement d'un nouvel algorithme MPPT

III.1	Introduction	58
III.2	Algorithme MPPT à pas Variable (VS_PO) MPPT	58
III.2.1	MPPT VS_PO Corrigeant le 1 ^{er} inconvénient du MPPT FS_PO	58
III.2.2	MPPT VS_PO Corrigeant le 2 ^{ème} inconvénient du MPPT FS_PO	59
III.3	Algorithme MPPT à pas variable amélioré (MVS_PO)	62
III.4	Simulation du système PV	63
III.4.1	Simulation du système PV en connexion direct	63
III.4.2	Résultats de simulation en connexion direct	64
III.4.3	Simulation du système PV en connexion via un étage d'adaptation	64
III.4.3.1	Simulation du système PV avec convertisseurs DC/DC de types boost et buck	65
III.4.3.2	Résultats de simulation en présence d'étage d'adaptation	66
III.4.3.3	Influence du pas de perturbation de l'algorithme traditionnel sur la réponse du système PV	66
III.4.3.4	Résultats de simulation de l'ancienne méthode (FS_PO) pour différentes valeurs d'irradiation à température constante (25°C)	67
III.4.3.5	Comparaison de la puissance de sortie du système PV pour différentes méthodes MPPT	69
a)	Comparaison entre l'algorithme traditionnel FS_PO et l'algorithme VS_PO	

Existant.	69
b) Comparaison entre l'algorithme traditionnel FS_PO et le nouvel algorithme	71
c) Comparaison entre l'algorithme VS_PO et le nouvel algorithme	74
III.4.3.6 Résultats de simulation du système PV pour différentes valeurs de température	75
a) Comparaison entre l'algorithme FS_PO et l'algorithme VS_PO	76
b) Comparaison entre l'algorithme FS_PO et le nouvel algorithme	76
c) Comparaison entre l'algorithme VS_PO et le nouvel algorithme	78
d) Comparaison entre les trois algorithmes	79
III.4.4 Discussion des résultats	81
III.4.4.1 La poursuite du PPM	81
III.4.4 .2 Temps de réponse	81
III.4.4 .3 Dépassement	81
III.5 Conclusion	82

Chapitre IV : Simulation de la commande MPPT sous Xilinx System Generator (XSG) et implémentation sur circuit FPGA

IV.1 Introduction	84
IV.2 Modélisation du système PV	84
IV.2.1 Modèle du convertisseur DC/DC	84
IV.2.2 Modèle du Module PV	85
IV.2.3 Modélisation de la commande MPPT	85
IV.2.3.1 Modèle de la commande MPPT sous simulink/matlab	86
IV.2 .3.1.1 Cas de la commande MPPT_PO à pas fixe (FS_PO)	86
IV.2.3.1.2 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable (VS_PO)	86
IV.2.3.1.3 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable modifié (MVS_PO)	87
IV.2.3.2 Modèle de la commande MPPT sous XSG	87
IV.2.3.1 Quantification des signaux d'entrée/sortie	87
IV.2 .3.2.1 Cas de la commande MPPT_PO à pas fixe (FS_PO)	88
IV.2.3.2.2 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable (VS_PO)	89
IV.2.3.2.3 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable modifié (MVS_PO)	90
IV.3 Simulation du système PV	92
IV.4 Implémentation dans le circuit FPGA	95
IV.4.1 Logiciel de programmation	95
IV.4.2 Architecture des circuits FPGA de Xilinx	95
IV.4.2.1 Architecture générale	95
IV.4/2.2 Choix du circuit FPGA	96
IV.4.2.3 Structure des CLB SPARTAN	96
IV.4.2.4 Structure des IOB SPARTAN	96
IV.4.3 Etapes d'implémentation	97
IV.5 Conclusion	99
Conclusion générale	100
Référence bibliographiques	103

Introduction générale

Aujourd'hui, notre monde est confronté à une crise énergétique. Comme nous le savons, la plupart des énergies actuellement utilisées sont fournies par les combustibles fossiles tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole ou l'énergie nucléaire. Des études et prévisions récentes nous alertent que l'utilisation massive de ces ressources conduira certainement à l'épuisement total de ces réserves. De plus, tout le monde est convaincu du danger de ces types d'énergie sur l'environnement. Afin de résoudre ces problèmes, l'accent est mis sur les sources d'énergie renouvelables comme l'énergie photovoltaïque (PV) qui est d'une grande importance à cet égard car elle est propre, inépuisable et largement disponible [1].

La source d'énergie solaire photovoltaïque est la transformation à l'aide d'un capteur spécifique du rayonnement solaire en énergie électrique connue sous le nom d'effet photovoltaïque. Le capteur spécifique est appelé cellule photovoltaïque. La cellule photovoltaïque élémentaire génère une très faible puissance. Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées pour créer un module. La construction d'un générateur photovoltaïque (GPV) haute tension nécessite une connexion en série des cellules PV, alors que la connexion de ces cellules en parallèle augmente l'intensité du courant. Un câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir un GPV avec les caractéristiques souhaitées.

Les caractéristiques de courant en fonction de la tension $I(V)$ de la source photovoltaïque ne sont pas linéaires et ont une production maximale de puissance de sortie en un point spécifique appelé point de puissance maximale (PPM), où l'efficacité du système photovoltaïque est à son maximum [2]. Par conséquent, pour améliorer l'efficacité de sortie du système PV, il est très important de le faire fonctionner à proximité du PPM. À cette fin, plusieurs méthodes de suivi du PPM ont été suggérées et discutées dans la littérature [3]. Ces méthodes diffèrent selon les oscillations autour du PPM lorsqu'il est atteint, la complexité de l'algorithme, la vitesse de convergence et le coût. Elles sont généralement divisées en deux catégories, la première comprenant les techniques classiques [4] et la seconde catégorie contenant les méthodes basées sur le soft computing [5].

Pour les méthodes conventionnelles, les méthodes actuellement appliquées sont Hill Climbing (HC) [6], Perturb and Observe (PO) [7], [8], [9] et la conductance incrémentielle (IC) [10], [8] qui, dans un état normal, c'est-à-dire des conditions atmosphériques uniformes, sont capables de suivre le PPM de manière assez efficace et de montrer une vitesse de convergence acceptable. Mais malgré ces avantages, ces méthodes présentent une grave faiblesse qui est l'oscillation constante autour du PPM. Ce comportement oscillatoire entraîne une perte de puissance importante. Par exemple, la technique PO est généralement la plus utilisée en raison de son coût qui est très faible et de sa simplicité de mise en œuvre, mais malheureusement, avec cette technique classique, il est impossible de satisfaire en même temps une réponse dynamique rapide avec une bonne précision, cela est dû au fait que l'algorithme utilise un pas de perturbation de taille fixe. Lorsque cet incrément est important, l'oscillation autour du point de puissance maximale augmentera pendant l'état d'équilibre provoquant une perte de puissance, et si la taille de ce pas est trop faible, le suivi du PPM n'est pas rapide [11]. La méthode IC est normalement proposée pour corriger les inconvénients de la méthode PO. Ainsi, les oscillations en régime permanent peuvent être facilement éliminées. Son principe est fondé comme suit : les pentes de la courbe de puissance de sortie en fonction de la tension d'un générateur photovoltaïque sont supérieures à zéro à gauche du PPM, inférieures à zéro à droite du PPM et égales à zéro au PPM [12]. En revanche, la valeur nulle de la pente de la courbe puissance-tension est rarement atteinte en raison de l'imprécision de la mesure.

Pour les techniques MPPT basées sur le soft computing (SC), nous pouvons citer celles qui sont le plus souvent utilisées, telles que les méthodes de logique floue [13], [14], les méthodes bio-inspirées comme la technique des réseaux de neurones artificiels (ANN) [15], [16] et les méthodes d'intelligence en essaim comme Ant Colony Optimization (ACO) [17] et Particle Swarm Optimization (PSO) [18]. Indépendamment de leur flexibilité, ces algorithmes SC sont plus difficiles et plus lents que les méthodes conventionnelles. À titre d'illustration, les techniques de réseaux de neurones artificiels (ANN) donnent de bons résultats pour des conditions météorologiques changeant de manière aléatoire [16]. Il est clair que l'augmentation du nombre de couches cachées entraîne une augmentation de la précision des résultats, mais malheureusement le temps de calcul devient trop long sans oublier la complexité accrue de l'implémentation matérielle. La technique d'intelligence en essaim la plus couramment utilisée pour le développement du contrôleur MPPT est l'optimisation de la colonisation des fourmis (ACO) [17], elle est caractérisée par une bonne précision, mais compte tenu de la complexité de l'algorithme, l'implantation matérielle est trop difficile à réaliser.

L'objectif de cette thèse est la contribution à l'amélioration de l'algorithme Perturber et observé (PO), vu sa simplicité et surtout son coût d'implémentation qui est très faible comparant aux autres algorithmes. Pour cela nous avons proposé une nouvelle version de la méthode PO qui augmente l'efficacité et la précision des anciennes méthodes MPPT déjà existantes en diminuant les oscillations au tour du PPM lorsqu'il est atteint et augmentant la vitesse de suivi du PPM surtout après son implémentation sur circuit FPGA.

Dans le chapitre 1, nous présentons les bases indispensables à la compréhension de l'énergie solaire, le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (effet photovoltaïque), la modélisation de cette dernière, ainsi que les principales propriétés d'un générateur photovoltaïque et ses caractéristiques. Nous rappelons la notion de rendement permettant d'évaluer les performances énergétiques d'une chaîne de conversion PV, ainsi que les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.

Dans le chapitre 2, nous allons décrire l'étage d'adaptation, en rappelant le principe de base des convertisseurs DC/DC et en donnant un intérêt particulier à leurs système de contrôle en mettant l'accent sur la notion de poursuite du point de puissance maximale (PPM). Nous y décrivons les principales méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) présentes dans la littérature. Nous y expliquons l'idée de base de chaque méthode pour mieux comprendre leurs différences.

Ensuite dans le chapitre 3 nous allons faire la description détaillée de la méthode MPPT proposée, qui est une nouvelle version de l'algorithme célèbre perturber et observer PO avec la particularité donnée au pas de perturbation qui devient un pas réglable. nous donnerons ainsi le modèle du système PV contrôlé par les algorithmes PO conventionnels (à pas fixe et variable) et par la nouvelle version proposée de l'algorithme PO, et cela en faisant appel au logiciel Psim, qui est un outil de modélisation complet dont il donne la possibilité d'implémenter aisément les algorithmes à l'aide des blocs SIL (software in the loop). Les résultats de simulation ainsi que l'évaluation des performances de l'algorithme proposé sont représenté dans ce chapitre par L'élaboration d'une étude comparative sous différentes conditions atmosphériques pour les trois algorithmes PO, et cela nous a permis de valider nos propos en ce qui concerne l'efficacité de la nouvelle version de la méthode MPPT proposée ainsi que l'intérêt d'introduire ce concept dans le suivi du PPM.

Le chapitre 4 est consacré à l'implémentation de la nouvelle version de l'algorithme PO dans un circuit programmable FPGA, pour cela nous allons faire une modélisation sous l'environnement Xilinx System Generator pour simuler le suivi du PPM et générer le code HDL, ce dernier sera implémenté sur le circuit FPGA par le biais du logiciel ISE de Xilinx.

Enfin, la thèse se terminera par une conclusion générale qui récapitulera le plus qu'a apporté l'algorithme proposé ainsi que les principales perspectives.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction

Le Soleil est l'étoile du Système solaire. Dans la classification astronomique, c'est une étoile d'une masse d'environ $1,989 1 \times 10^{30}$ kg, composée d'hydrogène (75 % de la masse ou 92 % du volume) et d'hélium (25 % de la masse ou 8 % du volume). Les atomes d'hydrogène sont transformés en hélium par une réaction de fusion thermonucléaire massive. La masse est alors transformée en énergie selon la fameuse formule d'Einstein, $E = mc^2$. Cette réaction maintient la surface du Soleil à une température approximative de 5800 K.

L'énergie du soleil est transmise sous forme de rayonnement dans l'espace de manière uniforme et dans toutes les directions. Lorsque l'énergie voyage 150 millions de kilomètres du soleil vers la Terre, sa densité extraterrestre totale diminue à 1367 W/m^2 . Cette valeur est connue sous le nom de constante solaire [22, 23]. En une heure, la terre reçoit suffisamment d'énergie du soleil ($1,2 \times 10^{17}$ Watts) pour combler ses besoins pour presque une année. Ce qui fait du soleil une source d'énergie inépuisable.

L'énergie solaire photovoltaïque est obtenue en convertissant une partie de l'énergie du rayonnement solaire en électricité. Cette opération se fait par le biais d'installations photovoltaïques.

Le prix de l'énergie photovoltaïque n'est pas compétitif par rapport à l'énergie provenant de sources conventionnelles, mais les soucis environnementaux et la préparation post-pétrolière ont contribué à sa promotion ces dernières années. Afin de réduire les coûts d'investissement, la recherche s'est intensifiée dans ce domaine, ce qui participera à la baisse du prix de production d'énergie à partir d'une source photovoltaïque.

Le but de ce premier chapitre est de présenter les notions de base de la chaîne photovoltaïque. Ainsi nous présentons le principe de la création d'énergie électrique grâce à l'énergie solaire, On va présenter aussi l'élément de base du système PV qui est la cellule PV, puis l'architecture du panneau et enfin le rendement de la chaîne PV

I.2. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil. Des réactions nucléaires se produisent dans le noyau solaire, libérant une grande quantité d'énergie. Cette dernière se rend sur terre à travers les ondes électromagnétiques. [24, 25]

Les théories actuelles présentent le rayonnement solaire comme une émission de flux de particules appelées photons qui atteignent la terre avec différentes longueurs d'ondes. La quantité d'énergie transportée par un photon de longueur d'onde λ est :

$$E \text{ [J]} = h\nu = h \cdot c/\lambda \quad \text{I.1}$$

Avec,

- h : constante de Planck [J.s]
- λ : longueur d'onde [m].
- ν : fréquence [Hz].
- c : vitesse de la lumière [m/s].

I.2.1. Masse d'Air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus son rayonnement va subir plus de transformations. On appelle masse d'air ou air mass en anglais le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu. A l'aide des points O, A et M et l'angle θ représentés à la figure I.1, on écrit la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère [26, 27]:

$$OM = \frac{OA}{\sin\theta} \quad \text{I.2}$$

Donc l'air mass

$$AM = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin\theta} \quad \text{I.3}$$

Dans l'expression AMx, x désigne ce rapport $\frac{OM}{OA}$ on définit :

- AM1: Position du soleil au zénith (au niveau de la mer);
- AM2 : si le soleil est à 30° ;
- Si le soleil est à 48° on est à AM1,5.

Et par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère.

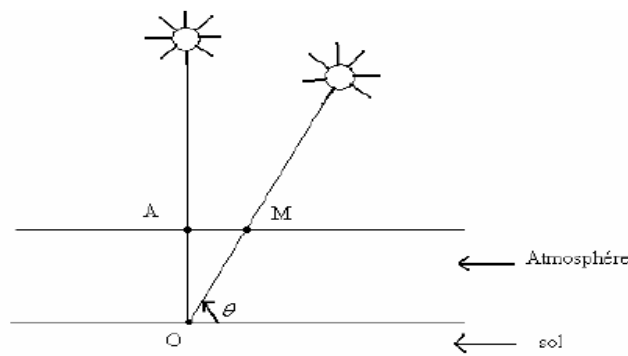


Figure I.1: Représentation du masse d'air

I.2.2. Spectre solaire

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm . La figure I.2 montre la variation spectrale du rayonnement solaire. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9% dans la bande ultraviolet ($<0,4 \mu\text{m}$)
- 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$)
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du

Soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2\text{kW/m}^2$ (1200W/m^2) [28, 29]

Le soleil émet un rayonnement à large spectre (assez proche de celui d'un corps noir à 5250°C^2), qui inclut le domaine visible. Le graphe ci-dessous représente le spectre d'irradiance solaire en fonction de la longueur d'onde au sommet de l'atmosphère (AM0) et au niveau de la mer (AM1,5).[22, 28, 29]

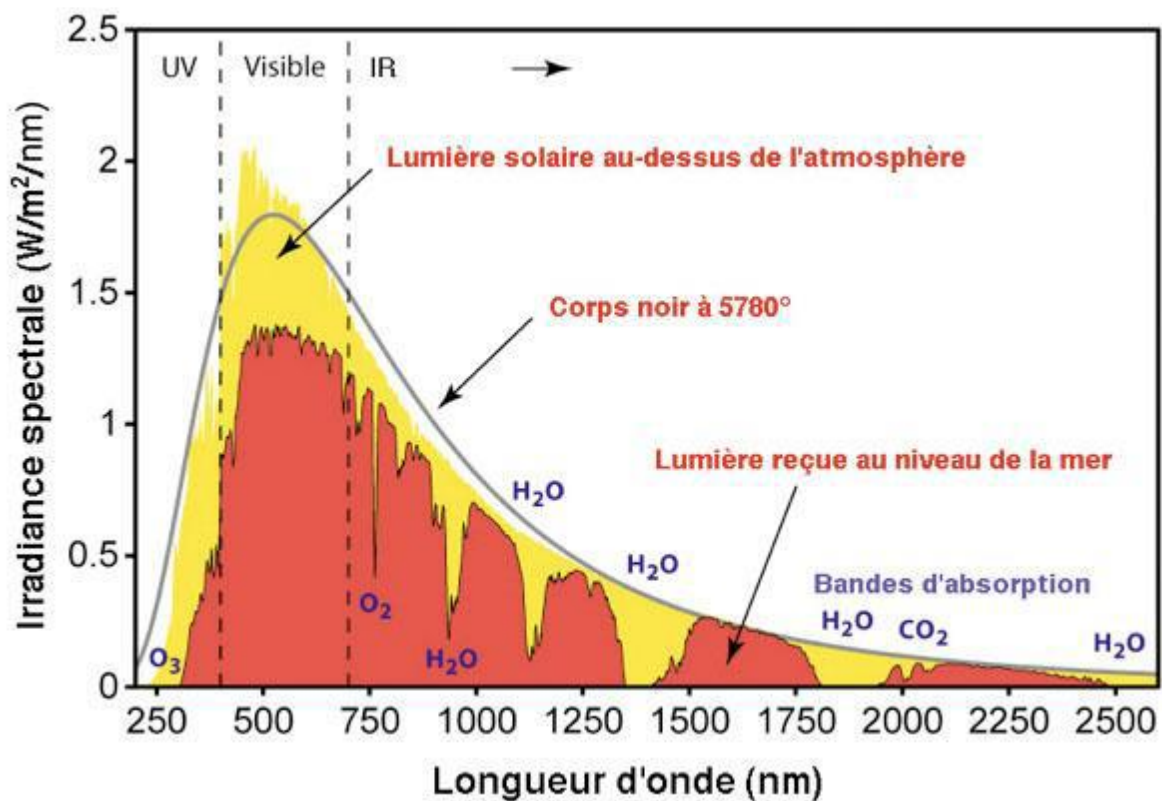


Figure I.2 : Variation spectrale du rayonnement solaire

En première approximation, le soleil peut être considéré comme un corps noir, qui absorbe complètement les radiations électromagnétiques de toutes énergies et émet en retour des radiations électromagnétiques également de toutes énergies. L'intensité de ces radiations est définie par la loi de Planck et dépend uniquement de la température et de la longueur d'onde. Grâce à la loi de Planck et connaissant la température du soleil, un spectre solaire peut être tracé, comme présenté sur la figure I.2. Le soleil émet des photons pour toutes les longueurs d'onde mais principalement dans le visible, l'intensité maximum de ce spectre se trouvant à une longueur d'onde de $\lambda_{\text{max}} = 500 \text{ nm}$. Il émet donc aussi des photons dans l'ultraviolet et dans l'infrarouge. Le spectre solaire mesuré à l'extérieur de l'atmosphère terrestre confirme en partie l'approximation d'un rayonnement de corps noir (en jaune sur la figure I.2). Or, il est différent de celui à la surface de la terre (en rouge sur le spectre). Ceci est dû à plusieurs phénomènes : l'atmosphère réfléchit certains des rayons lumineux provenant du soleil, et certaines molécules comme l'ozone (O_3), l'eau (H_2O) ou l'oxygène (O_2) absorbent des radiations de différentes longueurs d'onde comme présenté sur le spectre en figure I.2. Un autre élément important à prendre en compte pour connaître l'allure du spectre solaire à la surface de la terre est la position du soleil. En effet selon sa position, les photons ne vont pas

traverser la même distance et donc auront plus ou moins de chance d'être absorbés par l'atmosphère, modifiant ainsi le spectre solaire [28-31, 32].

I.3 la conversion photovoltaïque

I.3.1 Effet photovoltaïque et principe de la conversion PV

L'effet photovoltaïque est la transformation de l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers un capteur constitué de matériaux sensible à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV. Cette dernière est constituée, en général, de deux couches de silicium, une couche dopée p (généralement par adjonction d'atomes de bore contenant moins d'électrons que le silicium donc cette couche sera appauvrie en électrons) et une couche plus mince, dopée n (avec des atomes de phosphore contenant plus d'électrons que le silicium et donc, sera enrichie en électrons). Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [33, 34]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule [35, 36, 37], voir la figure I.3.

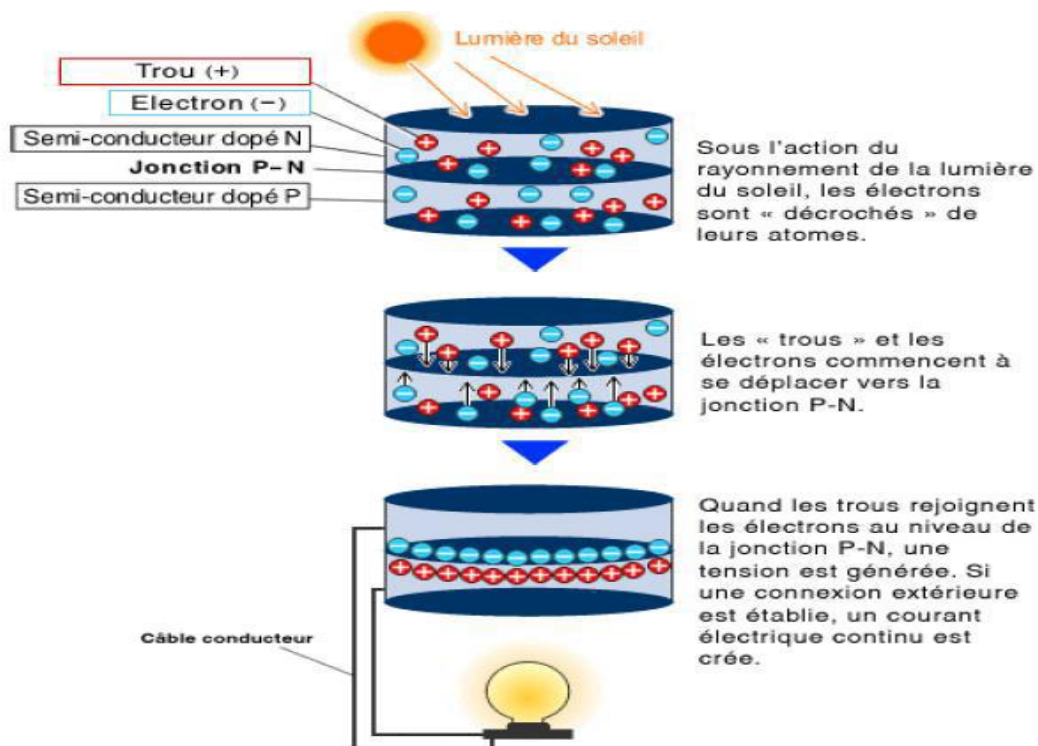


Figure I.3 : principe de la conversion PV

I.3.2. Type de cellule photovoltaïque

I.3.2.1. Les cellules mono-cristallines

On appelle cellule monocristalline une cellule issue d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Ce genre de cellule est rond, parfois presque carré, et possède une couleur uniforme. Les panneaux à cellules monocristallines (figure I.4) offrent un rendement de 14 à 18%. Leur méthode de production restant complexe et coûteuse (il faut beaucoup d'énergie pour obtenir du cristal de silicium pur), ces panneaux sont donc chers. [34-38]

I.3.2.2. Les cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines (figure I.5) sont issues d'un bloc de silicium cristallisé en cristaux multiples. Elles ont souvent un aspect rectangulaire. Les panneaux solaires à cellules poly-cristallines ont un rendement plus faible que ceux à cellules monocristallines (de 11 à 15%). Leur coût de production étant moins élevé, elles offrent le meilleur rapport qualité/prix. [34-38]

I.3.3.3. Les cellules amorphes

Les cellules photovoltaïques amorphes (figure I.6) sont produites à partir d'un « gaz de silicium », qui est projeté sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Cette technique permet d'utiliser des couches très minces de silicium. Les cellules photovoltaïques amorphes sont moins coûteuses à produire que les précédentes, mais leur rendement n'est que de 7 à 9%. [38]



Figure I.4: cellule mono-cristallines **Figure I.5:** cellule poly-cristallines **Figure I.6 :** cellule amorphes

I.3.3 Modélisation électrique d'une cellule PV

La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à celle d'une diode. Sous éclairage, la caractéristique se translate vers le bas, d'une valeur égale à celle du photocourant I_{ph} (voir figure I.7) [38, 39, 40, 41, 42]

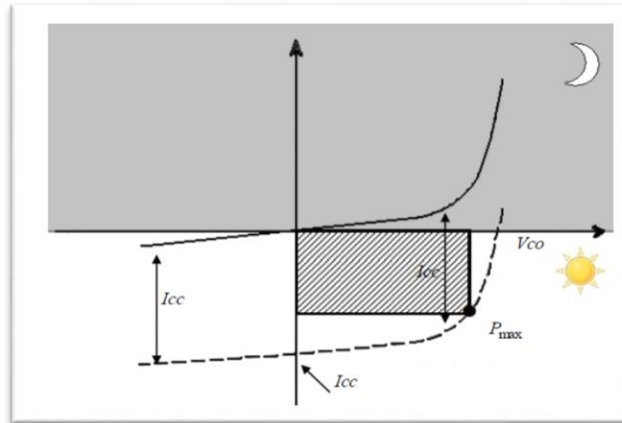


Figure I.7: Caractéristiques I=(V) sous obscurité et sous éclairage d’une cellule photovoltaïque.

Il existe plusieurs modèles de la littérature utilisés pour décrire le fonctionnement des cellules PV, à savoir :

I.3.3.1 Cas d’une cellule PV idéale

Le modèle idéal d’une cellule est représenté dans la figure 1 par une source de courant en parallèle avec une diode. L’avantage majeur de ce modèle est le nombre limité des paramètres qui peuvent être facilement trouvés dans les data-sheets des constructeurs. [39-43].

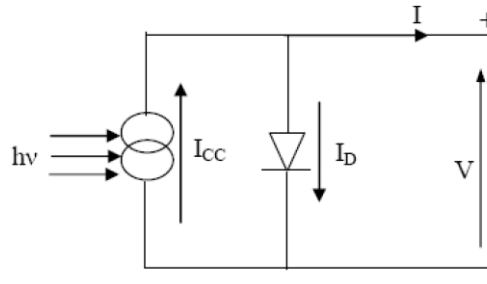


Figure I.8 : Circuit équivalent de la cellule PV idéale

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation 1.

$$I = I_{cc} - I_0 \left[\exp \left(q \left(\frac{V}{kT} \right) \right) - 1 \right] \tag{I.4}$$

I.3.3.2 Cas d’une cellule réelle

Deux modèles sont principalement utilisés: le modèle à une diode (figure I.9) et le modèle à deux diodes (figure I.10) [39-43].

a) Modèle à une diode

Pour tenir compte des effets dissipatifs, deux résistances ont été introduites au modèle idéal : la résistance série et la résistance parallèle (shunt). La résistance série est principalement due à la résistance en volume du semi-conducteur, aux contacts métalliques et interconnexions, au transport des porteurs à travers la couche diffusante, et aux résistances de contact avec les

contacts métalliques des électrodes. La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction [39-45].

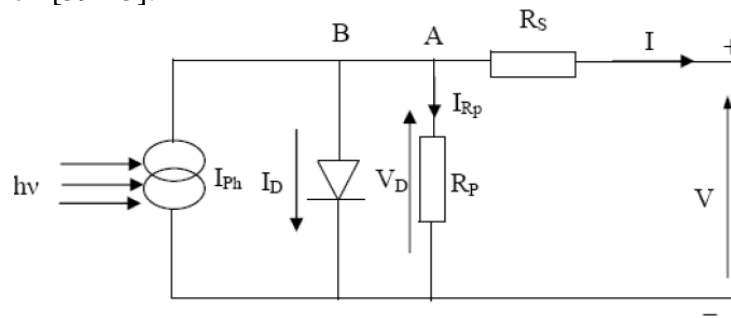


Figure I.9: Schéma équivalent d'une cellule PV réelle.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation I.5.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(q \left(\frac{V + R_s I}{akT} \right) \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad \text{I.5}$$

Où :

I : Courant fourni par la cellule [A]

V : Tension à la borne de la cellule [V]

I_{cc} ou I_{ph} : Photocourant [A], proportionnel à l'irradiance, avec correction selon T

I_0 : Courant de saturation de la diode [A], dépendant de la température [°C]

R_s : Résistance série [ohm].

R_p : Résistance shunt (ou parallèle) [ohm].

q : Charge de l'électron = $1,602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb

k : Constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K

a : Facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2.

T : Température effective de la cellule [Kelvin].

b) Modèle à deux diodes

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction P-N. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau [46]. Le schéma de la cellule photovoltaïque est représenté dans la figure I.10

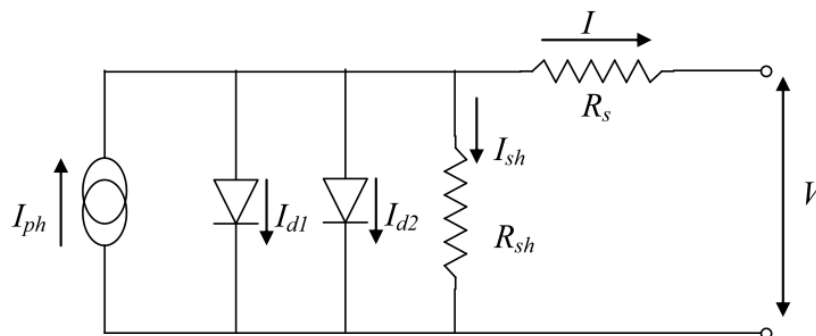


Figure I.10 : Schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(q \left(\frac{V + R_S I}{a_1 k T} \right) \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(q \left(\frac{V + R_S I}{a_2 k T} \right) \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_S}{R_p} \quad \text{I.6}$$

1.3.4 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

1.3.4.1 Les caractéristiques I(V) et P(V)

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par :

- ✓ Une courbe courant-tension I(V)
- ✓ Une courbe puissance-tension P(V)

Trois grandeurs physiques définissent ces deux courbes:

- La tension à vide (V_{oc}) : représente la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.
- Le courant court-circuit (I_{cc}) : représente le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.
- Le point de puissance maximale (PPM) : il est obtenu pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (appelés aussi V_{mpp} , I_{mpp}).

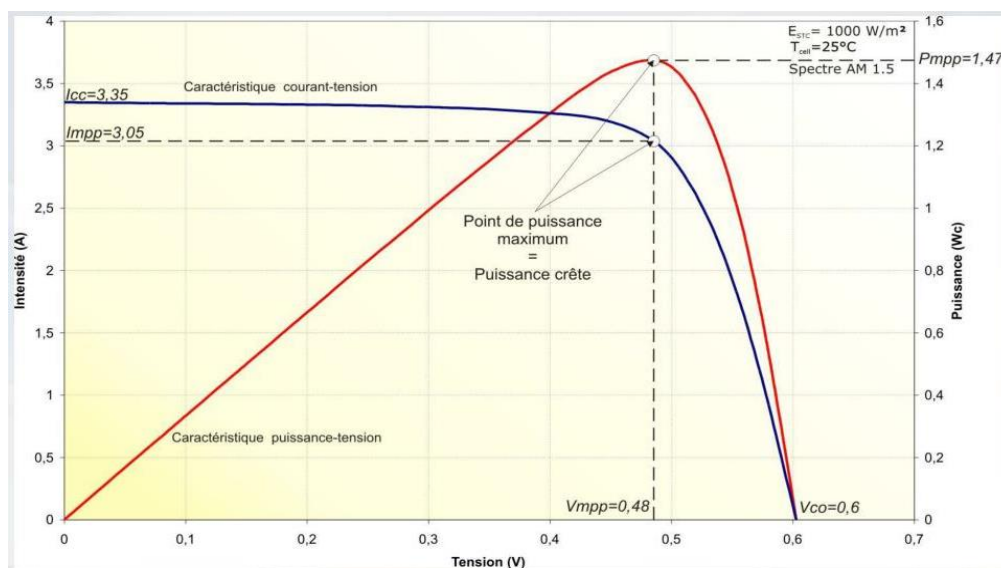


Figure I.11 : caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule PV

1.3.4.2 Facteur de forme

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage (appelé aussi facteur de forme) ou fill factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{sc} \cdot V_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le

sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [36]. Il est défini par la relation suivante [47]:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad I.7$$

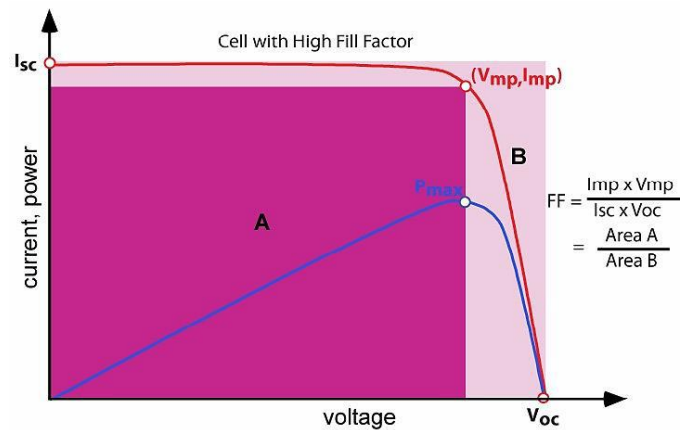


Figure I.12: Représentation du facteur de forme

Il faut noter que pour une cellule PV, le facteur de forme varie au cours de sa vie, son étude permet de voir comment se fait son vieillissement ainsi que sa stabilisation en début de fonctionnement, il est aussi utilisé dans la comparaison des différentes technologies en fonction des conditions et des durées d'exposition. [47]

1.3.4.3 Le rendement :

Le rendement, des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente, P_{in} (W/cm²) [48]

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{sc} \cdot V_{co}}{P_{in}} \cdot FF \quad I.8$$

I.4 Le Module Photovoltaïque

Dans les conditions standardisées de test, la puissance maximale pour une cellule Si (silicium) de 100 cm² (10 sur 10) tourne aux alentours de 1,25 Watt. Cette cellule constitue donc un générateur de très faible puissance, insuffisant pour les applications électriques courantes. Les modules sont donc réalisés par association, en série et/ou en parallèle, de cellules élémentaires. La connexion en série augmente la tension pour un même courant alors que la connexion en parallèle augmente le courant pour une tension identique. Pour que l'électricité générée soit utilisable pour nos applications électriques, il est donc nécessaire d'associer entre elles un grand nombre de cellules.

Les modules (généralement présentés sous forme de panneaux) sont constitués d'un certain nombre de cellules élémentaires placées en série afin de rendre la tension à la sortie utilisable.

Ces modules sont ensuite associés en réseau (série-parallèle) de façon à obtenir les tensions/courants désirés. [49, 50]

I.4.1 Association en série

Par une association en série, les cellules sont traversées par le même courant et la tension résultante correspond à la somme des tensions générées par chacune des cellules.

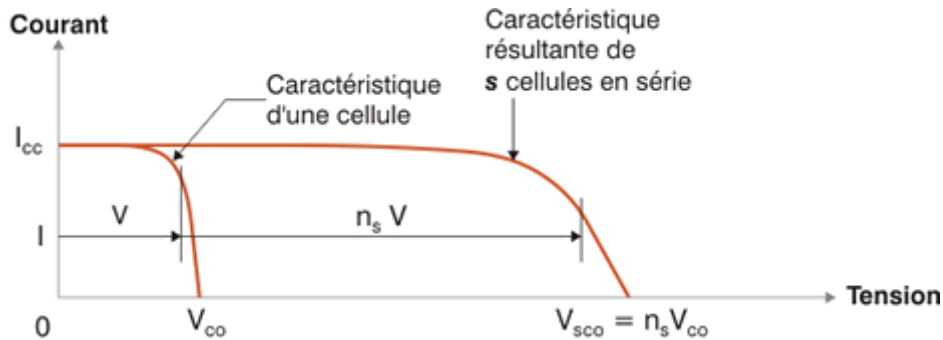


Figure I.13 : caractéristique I(V) pour une association cellulaire en série

I.4.2 Association en parallèle

Par une association en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chacune des cellules.

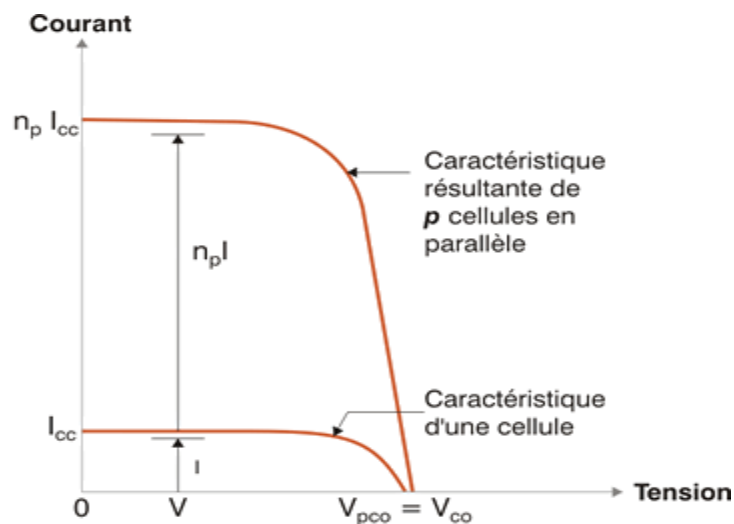


Figure I.14 : caractéristique I(V) pour une association cellulaire en parallèle

Les caractéristiques globales d'une installation se déduisent donc d'une combinaison des caractéristiques des constituants (n_s cellules associées en série avec n_p cellules associées en parallèle ($n_s * n_p$)).

I.4.3 protection du module

I.4.3.1 Les diodes de by-pass

Les cellules étant montées en série dans un module photovoltaïque, une ou plusieurs cellules à l'ombre subissent une surchauffe qui peut entraîner leur destruction.

En effet, une cellule "masquée" voit l'intensité qui la traverse diminuer. De ce fait, elle bloque la circulation de l'intensité "normale" produite par les autres modules. La tension aux bornes de cette cellule "masquée" augmente, d'où apparition d'une surchauffe. C'est l'effet d'autopolarisation inverse. Une telle cellule est appelée "**Hot spot**".

Les diodes bypass servent alors à protéger les cellules à l'ombre en dérivant l'intensité "normale" pour l'empêcher de passer dans la cellule "masquée". Un panneau solaire dispose d'une à trois diodes bypass, en fonction de son nombre de cellules (en moyenne 36 cellules pour 3 diodes bypass). [51]

Il arrive fréquemment que les cellules élémentaires qui composent le module ne présentent pas toutes la même courbe caractéristique au même moment. Les raisons peuvent être multiples : variété inévitable de fabrication, défaillance, différence d'éclairement ou de température (dus par exemple à un ombrage non uniforme du module, un encrassement,...).

Sous certaines conditions, la cellule la plus faible peut alors se comporter comme une cellule réceptrice, dissipant la puissance générée par la cellule la plus forte. Celle-ci peut même être détruite si la contrainte ou la température devient trop importante.

Pour éviter ce phénomène, on place des diodes de by-pass (empêchant tout courant ou tension inverses). Celles-ci sont placées en série lorsque les cellules sont connectées en parallèle et en parallèle lorsque les cellules sont connectées en série. Les modules aujourd'hui commercialisés comprennent généralement des diodes de protection situées en parallèle des différents strings qui le composent. [52]

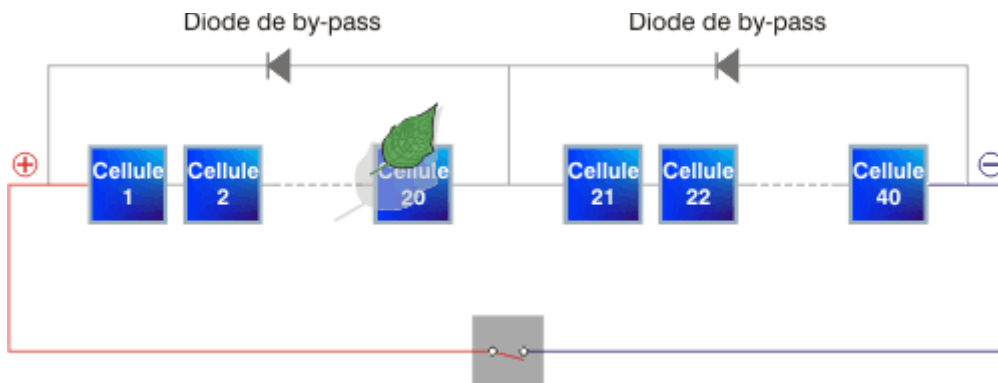


Figure I.15 : Protection par diode by-pass

L'utilisation de ces by-pass induit néanmoins des perturbations de la courbe caractéristique, modifiant le point de puissance maximal du module.

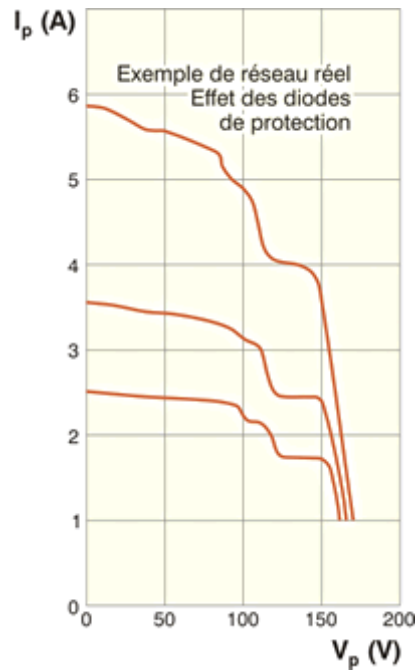


Figure I.16 : Effet des diodes by-pass sur la caractéristique I (V)

Pour ne pas induire inutilement ces pertes, il est donc très important que ces diodes de by-pass soient utilisées et placées en cohérence avec les ombres générées par l'environnement du module. [51, 52]

I.4.3.2 Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ PV, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production. Les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance [50]. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string, figure I.17.

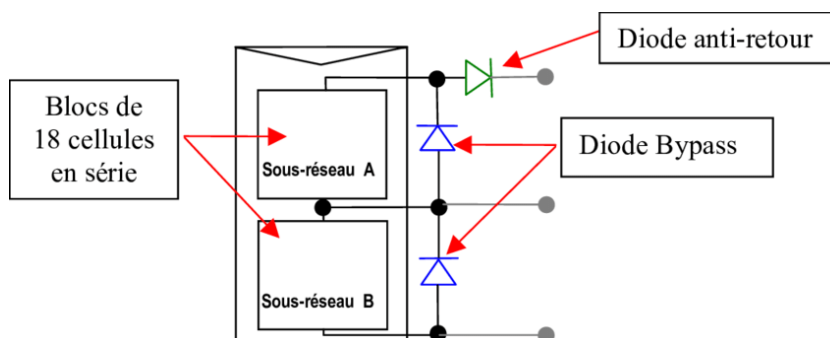


Figure I.17 : Protection par diode anti-retour

I.4.4 Modélisation du module BP MSX-60

Les caractéristiques du module photovoltaïque BP MSX-60 dans les conditions atmosphériques uniformes (STC) sont représentées dans le tableau suivant:

Puissance maximale, P_{max}	60W
Tension de P_{max} , V_{mp}	17.1V
Courant de P_{max} , I_{mp}	3.5A
Courant de court-circuit, I_{sc}	3.8A
Tension de circuit-ouvert, V_{co}	21.1V
Coefficient de température en circuit-ouvert V_{oc} , K_v	-80mV/°C
Coefficient de température en court-circuit I_{sc} , K_i	2.4mA/°C
Nombre de cellules	36

Tableau I.1 : Spécifications du module PV Solarex MSX-60

Ce module est modélisé par les équations suivantes [53, 54, 55] :

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{aKT N_s} - 1 \right) - \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad \text{I.9}$$

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_i(T - 298.15)) \frac{G}{1000} \quad \text{I.10}$$

$$I_o = \frac{I_{sc} + K_i(T - 298.15)}{\exp \left(\frac{q(V_{oc} + K_v(T - 298.15))}{aKT N_s} \right) - 1} \quad \text{I.11}$$

I_{ph} , I_o , N_s , V , I , T , a , G , R_s , et R_{sh} désignent respectivement, le photo-courant, le courant de saturation inverse de la diode, le nombre des cellules en série, la tension aux bornes du module, le courant du module, la température ambiante en K, le facteur d'idéalité, l'irradiation solaire en w/m², les résistances série et shunt (parallèle) du module.

Puisque les cellules sont connectées en série alors :

$$I_{ph} = I_{ph_{cellule}} ; I_o = I_{o_{cellule}} ; V = V_{cellule} * N_s ; R_s = R_{s_{cellule}} * N_s \text{ et } R_{sh} = R_{sh_{cellule}} * N_s.$$

En utilisant l'utilité fournie par Psim, nous avons pu extraire les paramètres du module présentés sur le tableau I.2 ainsi que les caractéristiques I(V) et P(V) et cela dans le but de les comparer avec les caractéristiques obtenues par le modèle donné par [53] :

R_s	$0.008 * 36 \Omega$
R_{sh}	$1000 * 36 \Omega$
A	1.2
$I_{0,n}$	$2.160e-08 A$

Tableau I.2 : Paramètres extraits du module Solarex MSX-60

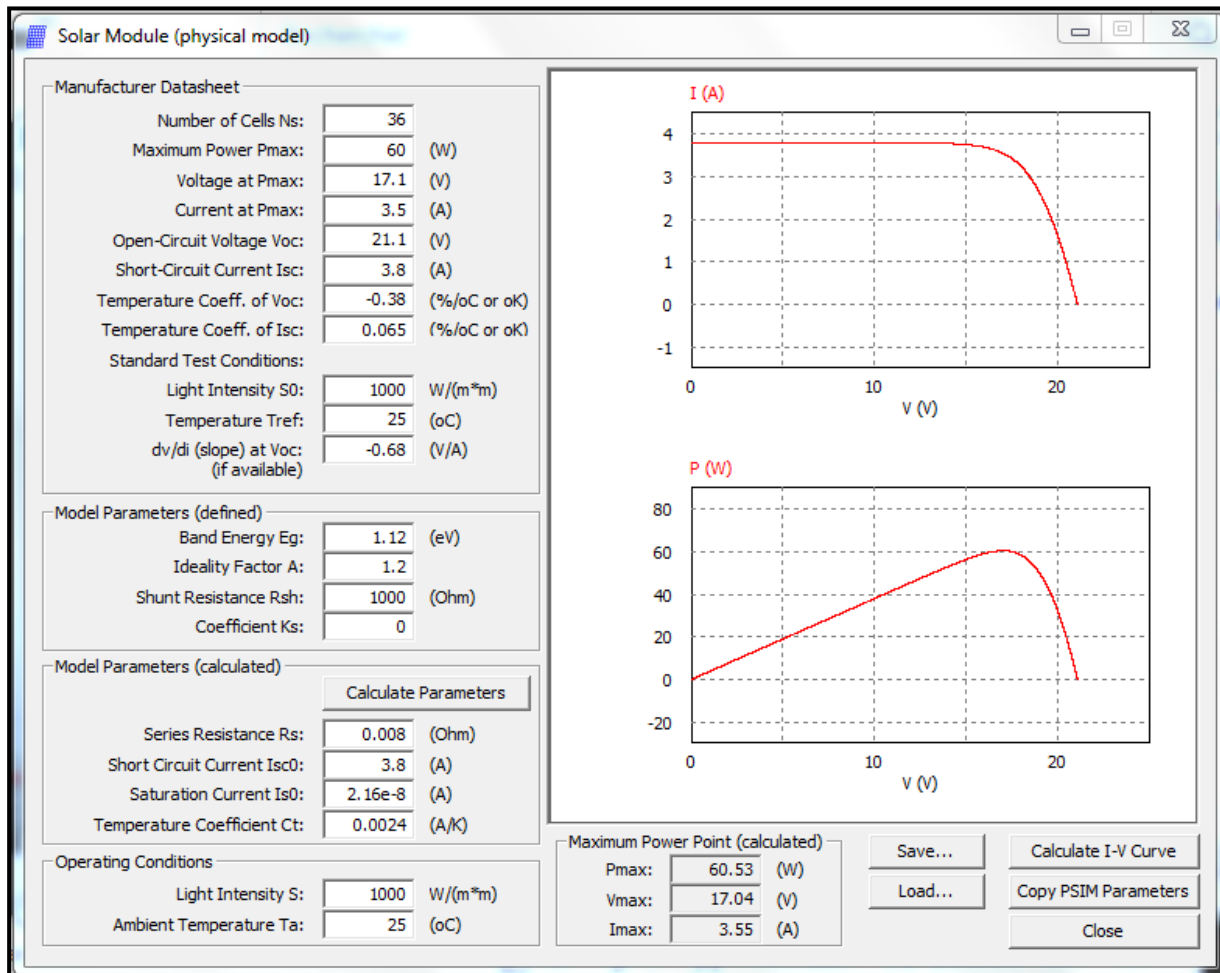


Figure I.18 : L'utilité du module solarex MSX-60 de Psim

La figure I.19 représente le modèle développé dans le logiciel Psim en se basant sur les équations (I.9), (I.10) et (I.11):

En comparant les courbes de la figure I.20 obtenues par la modélisation aux courbes de l'utilité fournie par Psim (figure I.18), la puissance maximale obtenue est de 60.53W, donc les résultats sont identiques.

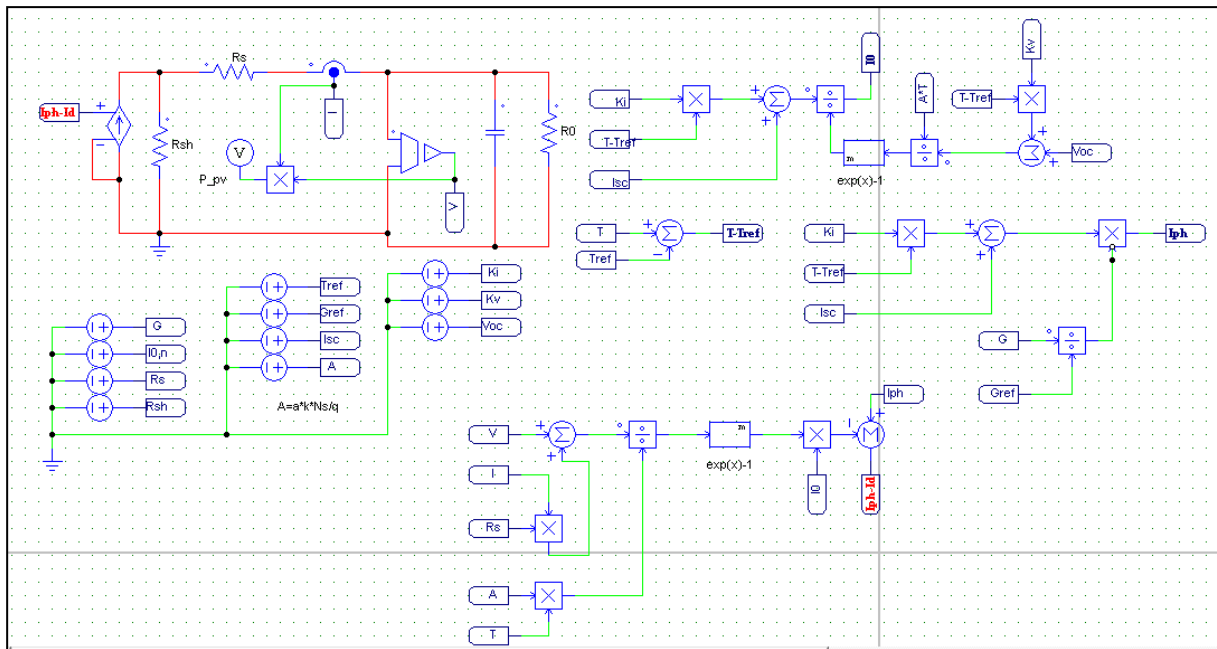


Figure I.19 : Modèle du système PV sous Psim

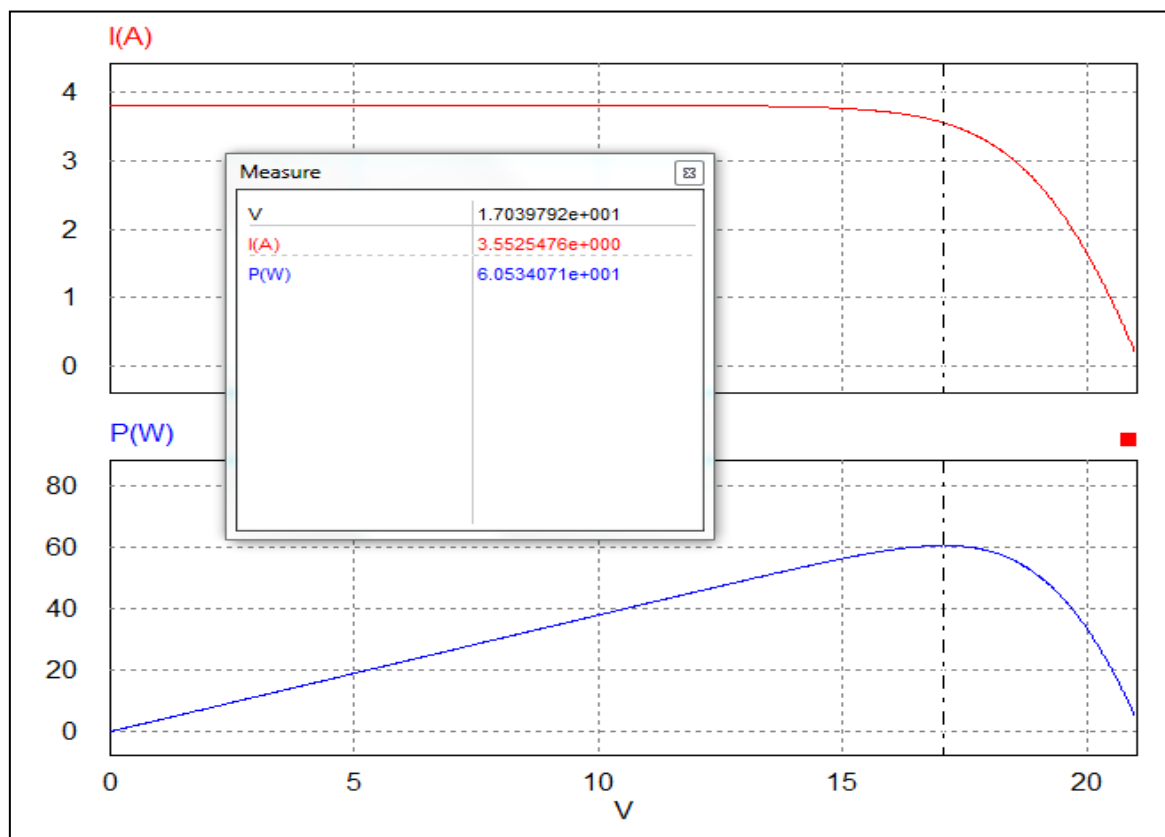


Figure I.20 : Caractéristiques I(V) et P(V) du module solarex MSX-60

I.4.5 Effets de variation de l'irradiation solaire

En se basant sur l'équation (I.10), le modèle de la figure I.21 est obtenu. Les résultats de simulation du modèle de la figure I.19 pour différentes valeurs d'irradiation solaire sont représentés dans la figure I.22.

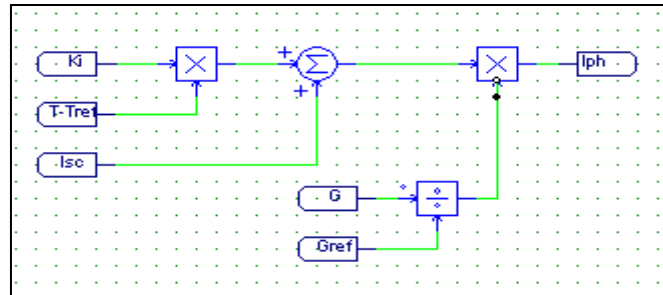


Figure I.21 : Modèle de l'équation (I.10) sous Psim

Comme nous pouvons le constater à partir de la figure I.22, le courant PV dépend fortement de l'irradiation solaire.

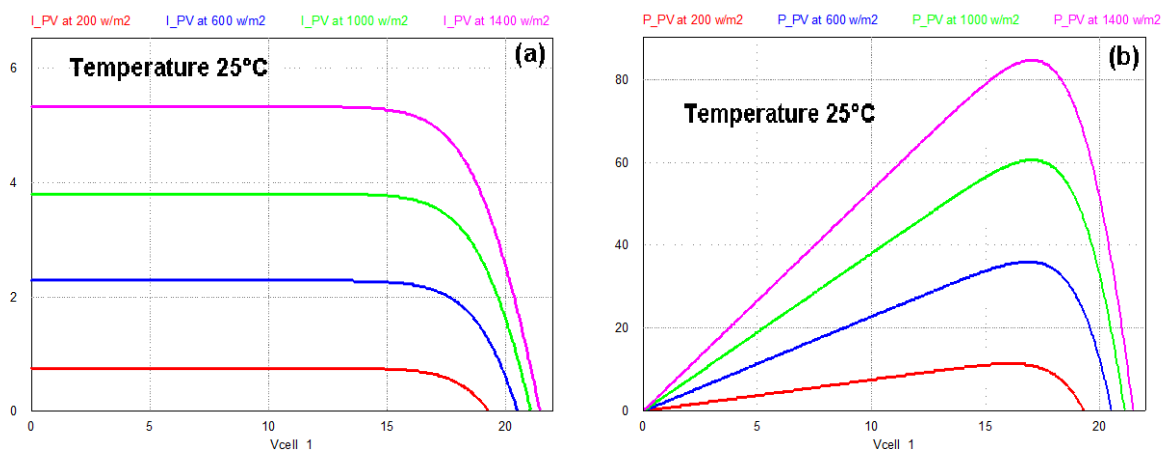


Figure I.22 : Les courbes I(V) et P(V) pour différentes valeurs d'irradiation

I.4.6 Effet de la variation de la température

En se basant sur l'équation (I.11), le modèle de la figure I.23 est obtenu. Les résultats de simulation du modèle de la figure I.19 pour différentes valeurs de température sont représentés dans la figure I.24.

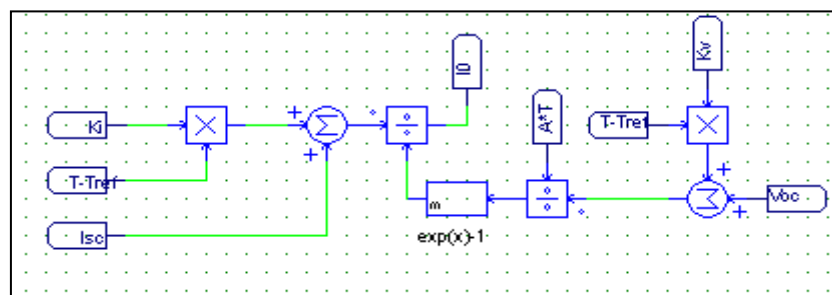


Figure I.23 : Modèle de l'équation (I.11) sous Psim

En général, pour un rayonnement solaire donné, lorsque la température augmente, la tension en circuit ouvert V_{oc} baisse, tandis que le courant de court-circuit augmente légèrement. Ce comportement est validé et représenté dans la figure I.24.

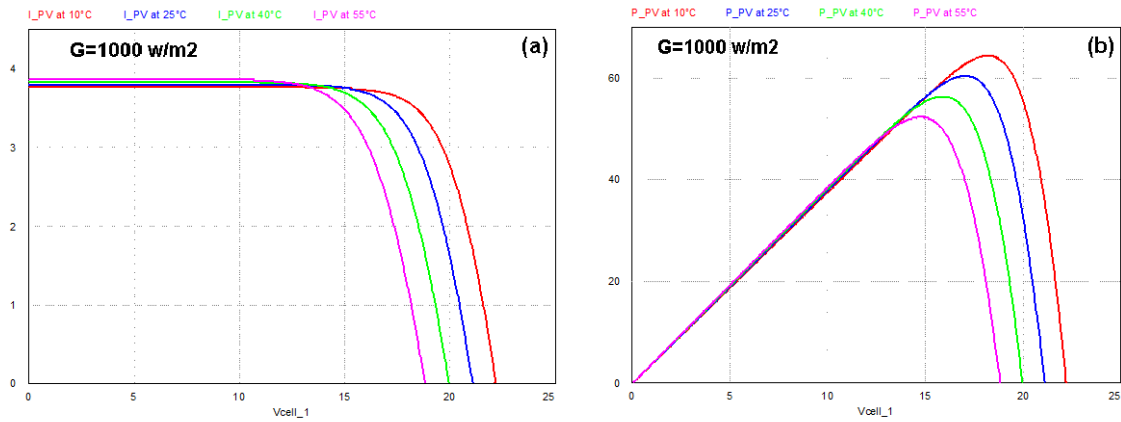


Figure I.24 : Les courbes I(V) et P(V) pour différentes valeurs de température

1.4.7 Combinaison parallèle / série du module MSX-60

1.4.7.1 Combinaison de deux modules MSX-60 en parallèle :

La combinaison de deux modules MSX-60 en parallèle est représentée dans la figure qui suit :

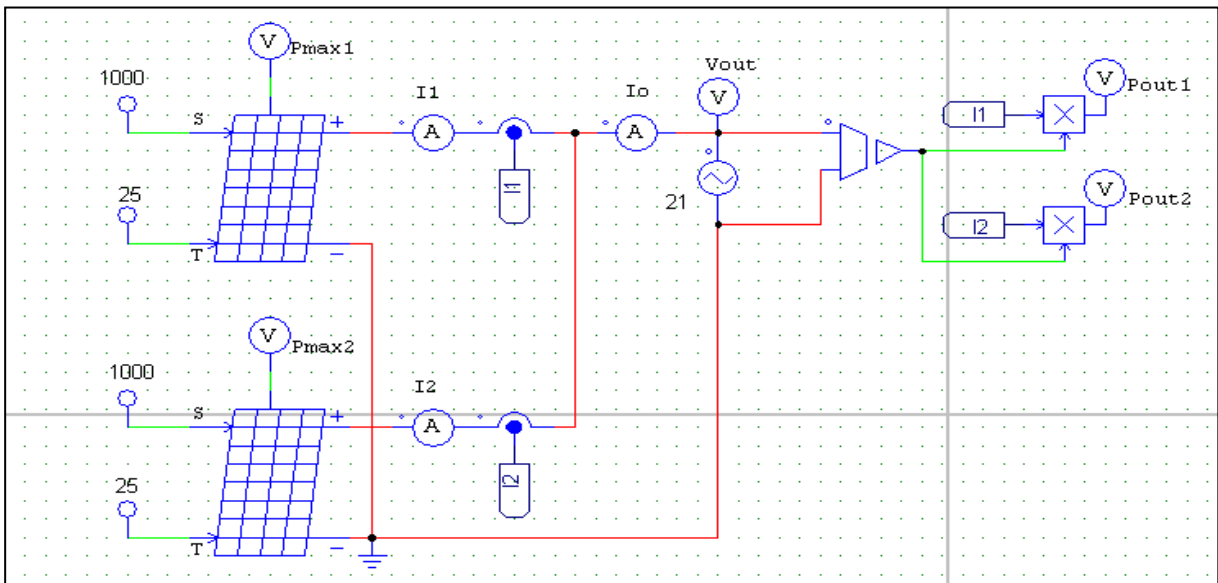


Figure I.25 : combinaison parallèle de deux modules MSX-60

La représentation en un seul bloc (voir figure I.26) des deux modules MSX-60 combinés en parallèle peut être réalisée en modifiant les paramètres du module MSX-60 de la manière suivante :

- R_s/N_p
- $R_{sh}*N_p$
- $I_{sc0}*N_p$

$Ct \cdot Np$

Avec Np est le nombre de modules MSX-60 liés en parallèle. (dans notre cas $Np = 2$)

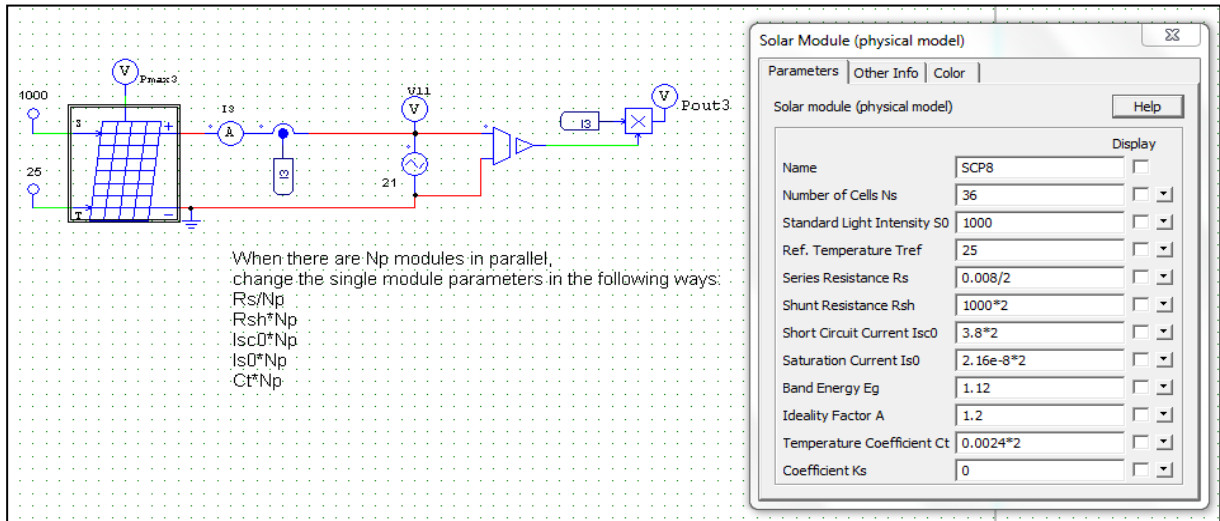


Figure I.26 : Caractéristiques du bloc issu de deux modules MSX-60 liés en parallèle

Les courbes de simulation représentant les puissances, les courants et les tensions des deux modules liés en parallèle sont représentées dans la figure I.27 qui illustre l'augmentation de la puissance de sortie P_{out3} suite à l'augmentation du courant de sortie I_3 (I_o) qui est la somme des deux courants modulaires I_1 et I_2 .

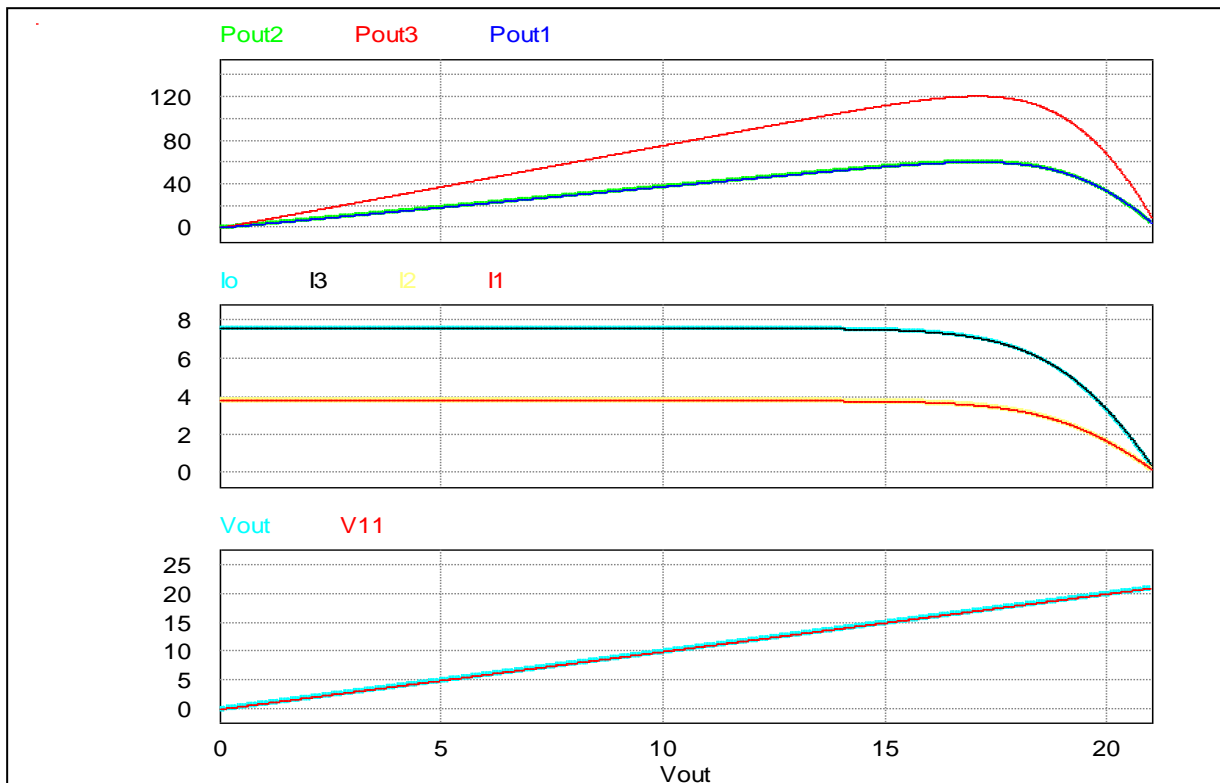


Figure I.27 : Courbes des puissances, courants, tensions de sorties des deux modules MSX-60 liés en parallèle

1.4.7.2 Combinaison de deux modules MSX-60 en série :

La liaison de deux modules MSX-60 en série est représentée dans la figure I.28

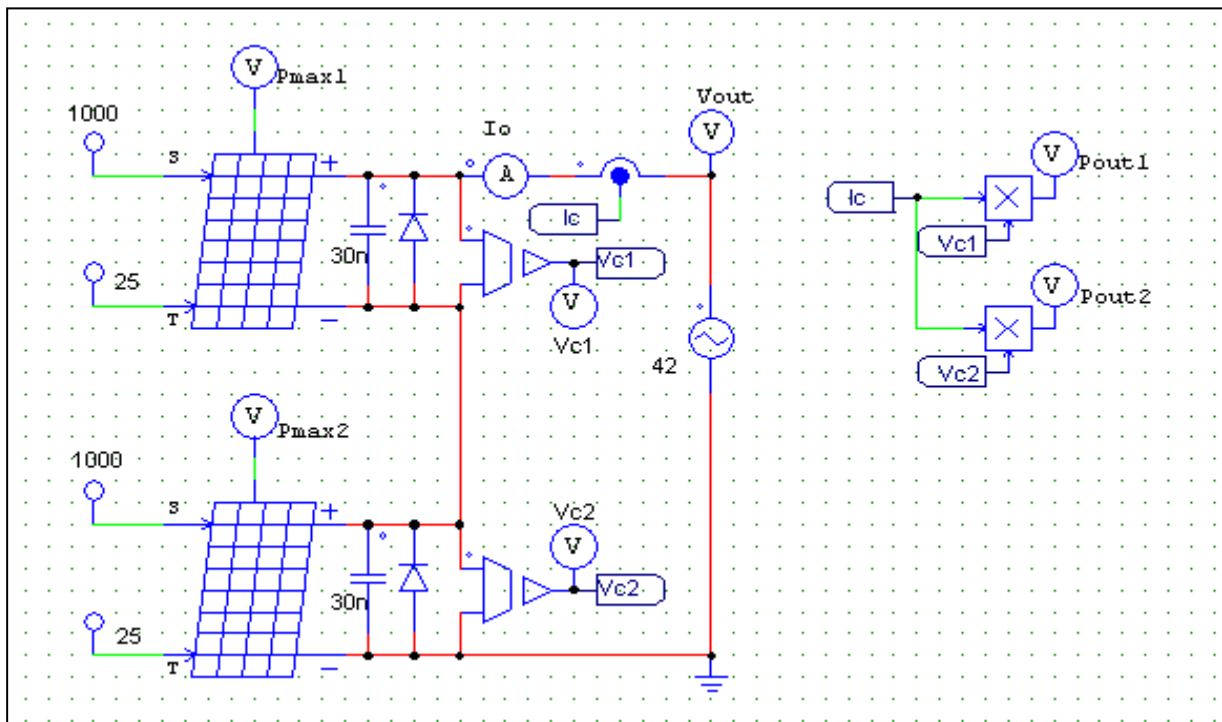


Figure I.28 : Liaison série de deux modules MSX-60

La représentation en un seul bloc (voir figure I.29) des deux modules MSX-60 combinés en série peut être réalisée en modifiant les paramètres du module MSX-60 de la manière suivante :

$N_s * 2$

When there are N modules in series, change the single module parameter in the following way:
 $N_s * N$

Solar module (physical model)		Display
Name	SCP8	<input type="checkbox"/>
Number of Cells Ns	36*2	<input type="checkbox"/>
Standard Light Intensity S0	1000	<input type="checkbox"/>
Ref. Temperature Tref	25	<input type="checkbox"/>
Series Resistance Rs	0.008	<input type="checkbox"/>
Shunt Resistance Rsh	1000	<input type="checkbox"/>
Short Circuit Current Isc0	3.8	<input type="checkbox"/>
Saturation Current Is0	2.16e-8	<input type="checkbox"/>
Band Energy Eg	1.12	<input type="checkbox"/>
Ideality Factor A	1.2	<input type="checkbox"/>
Temperature Coefficient Ct	0.0024	<input type="checkbox"/>
Coefficient Ks	0	<input type="checkbox"/>

Figure I.29 : Caractéristiques du bloc issu de deux modules MSX-60 liés en série

Les courbes de simulation représentant les puissances, les tensions et les courants sont représentés dans la figure I.30 qui illustre l'augmentation de la puissance de sortie Pout3 suite à l'augmentation de la tension de sortie V3 (Vout) qui est la somme des deux tensions modulaires Vc1 et Vc2.

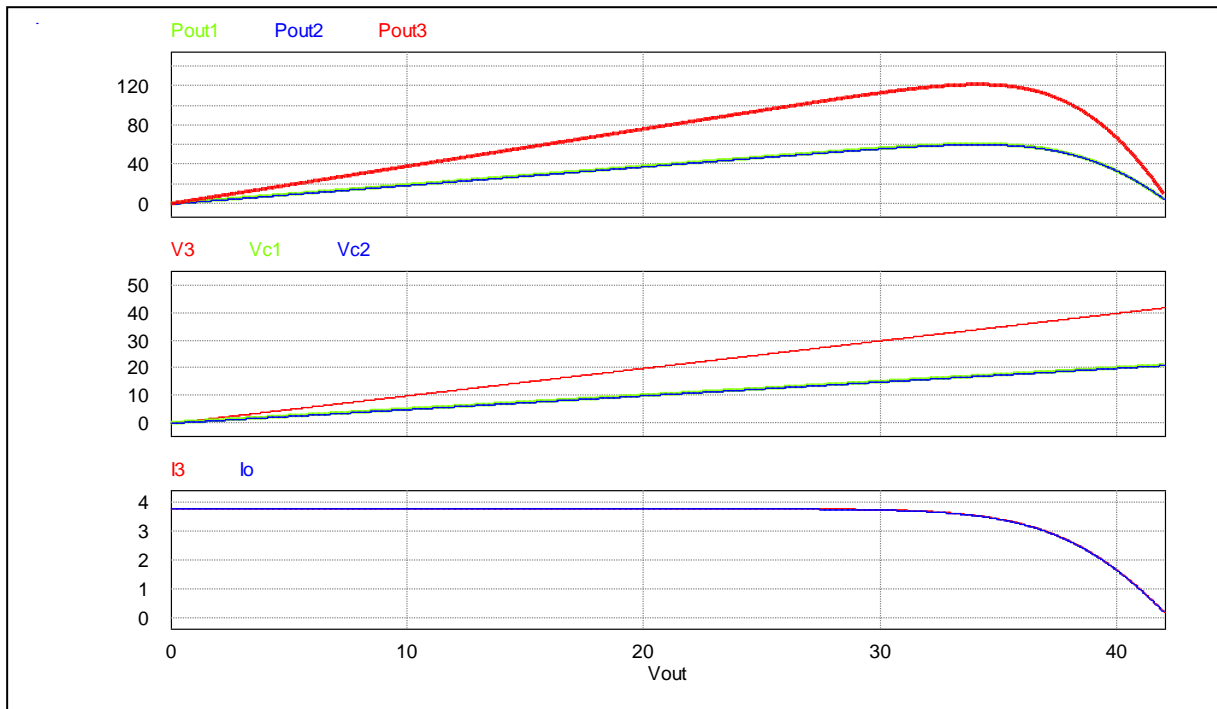


Figure I.30 : Courbes des puissances, courants, tensions de sorties des deux modules MSX-60 liés en série

I.5 Adaptation du générateur photovoltaïque à la charge

I.5.1 Connexion directe source-charge

La figure I.31 représente un module connecté directement à une charge,

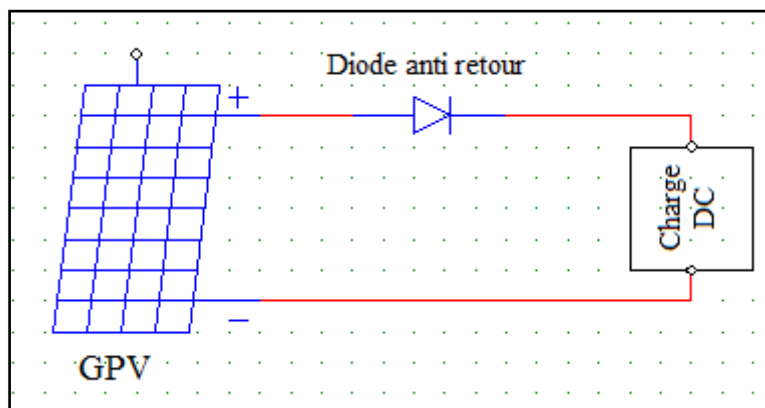


Figure I.31 : Montage du module PV connecté directement avec la charge sous PSIM

La connexion directe du panneau solaire photovoltaïque à une charge est le principe de fonctionnement le moins cher et le plus répandu. Le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté, il résulte de l'intersection entre la caractéristique $I(V)$ du GPV et la caractéristique $I(V)$ de la 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 GPV vers la charge n'est pas donc garanti, comme l'illustre la figure (I.32) [56-58]

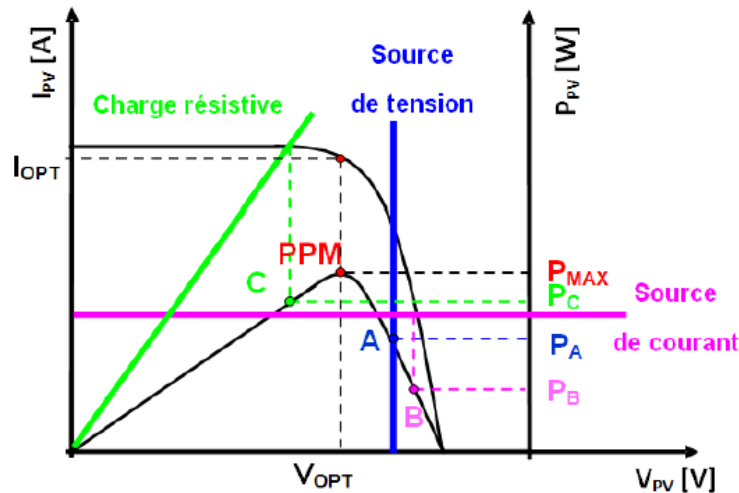


Figure I.32 : points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe

D'après la figure I.32, trois types de charges peuvent être connectées directement à un GPV :

- une charge de type source de tension continue,
- une charge de type source de courant continu,
- une charge purement résistive.

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 GPV 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 récepteur fonctionnant en courant continu. [50, 57]

I.5.2 Connexion via un étage d'adaptation

Pour remédier aux problèmes de la connexion directe vu précédemment, et 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'insérer un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge comme décrit dans la figure (I.33).

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 [59].

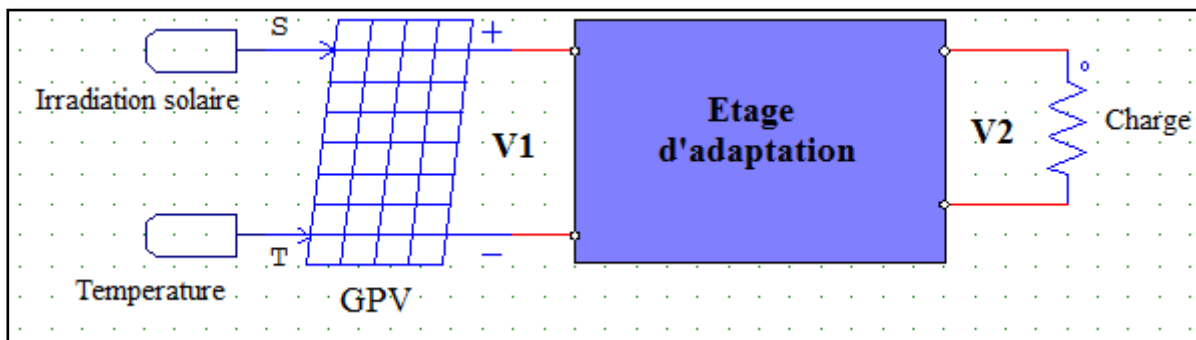


Figure I.33 : Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation

L'étage d'adaptation le plus souvent adopté est constitué d'un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge. A ce convertisseur est associée une loi de commande lui permettant d'extraire la puissance maximale du GPV à tout instant. Nommée MPPT pour *Maximum Power Point Tracker*, elle effectue en permanence une recherche du PPM (point de puissance maximale) en modifiant l'impédance d'entrée du convertisseur. Dans le chapitre suivant, nous allons expliquer la fonction de poursuite du point de puissance maximale et présentons les principales techniques utilisées.

I.6 Types de systèmes photovoltaïques

Il y a principalement deux types d'installations : autonomes et reliées au réseau public, avec une version hybride qui s'appuie sur l'autonomie en la combinant à d'autres technologies.

I.6.1 Système isolé ou autonome

Un système photovoltaïque isolé (figure I.34) alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Il est surtout populaire pour les habitations éloignées du service public pour lesquelles le raccordement au réseau serait trop onéreux : les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne. 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. [60, 61]

I.6.2 Système raccordé au réseau

Par système photovoltaïque connecté au réseau, on entend un système couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Ce type de système offre beaucoup de facilité pour le producteur/consommateur puisque c'est le réseau qui est chargé de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Dans le cas de systèmes connectés au réseau, il est impératif de convertir le courant continu produit par le système photovoltaïque en un courant alternatif synchronisé avec le réseau. Pour effectuer cette conversion, on utilise un onduleur (figure I.35). Ce dernier possède également une fonction de découplage du réseau qui empêche d'injecter du courant sur le réseau lorsque celui-ci n'est pas en fonctionnement et une fonction de protection contre les surtensions.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires :

Un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation.

Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation). [60-63]

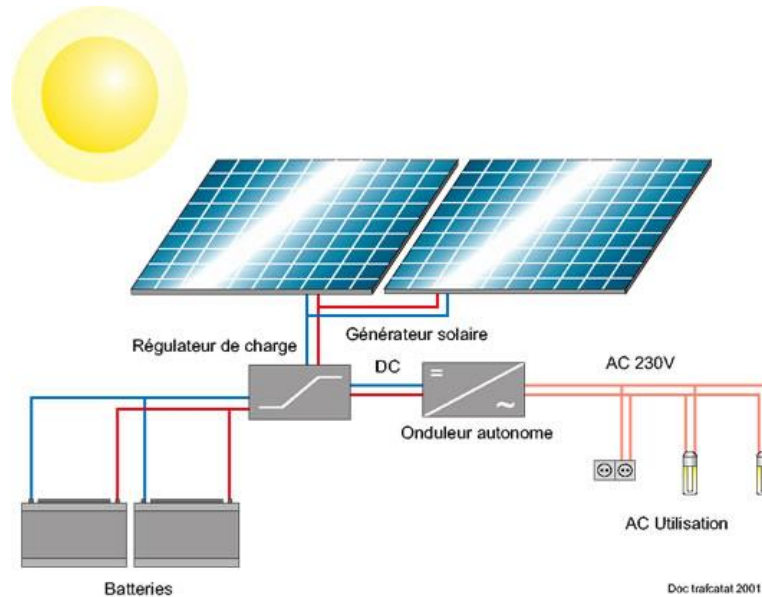


Figure I.34 : principe d'un système solaire autonome

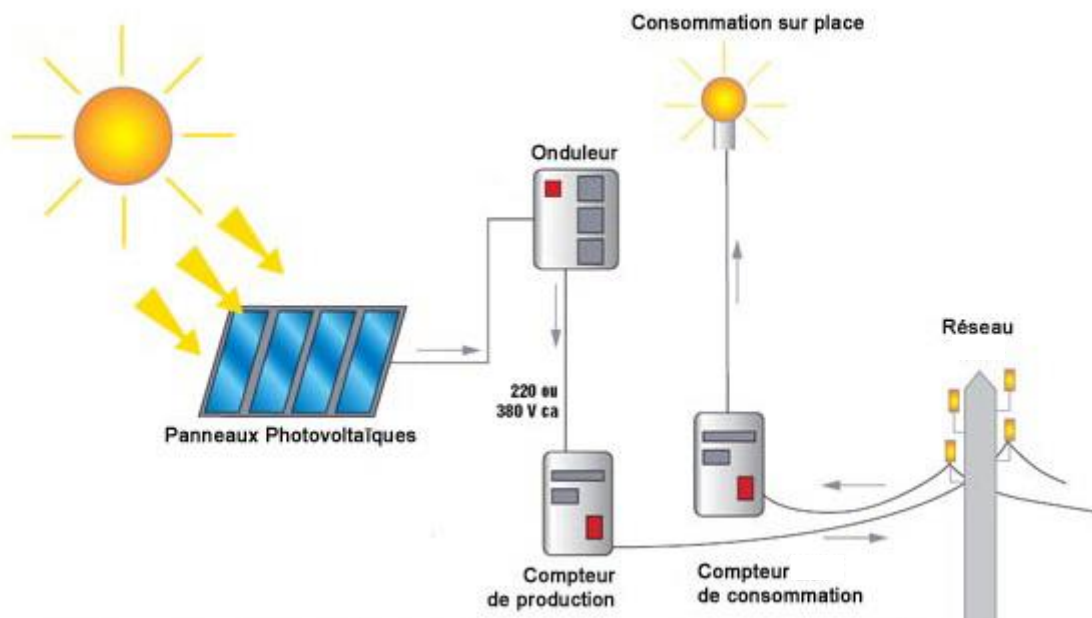


Figure I.35 : Schéma d'une installation PV connectée au réseau

I.6.3 Système hybride

Il s'agit de systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes tels une installation éolienne ou un générateur diesel en plus du générateur photovoltaïque. Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne couvre pas toute l'énergie requise. Les systèmes hybrides sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois (figure I.36). Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année. [61-64]

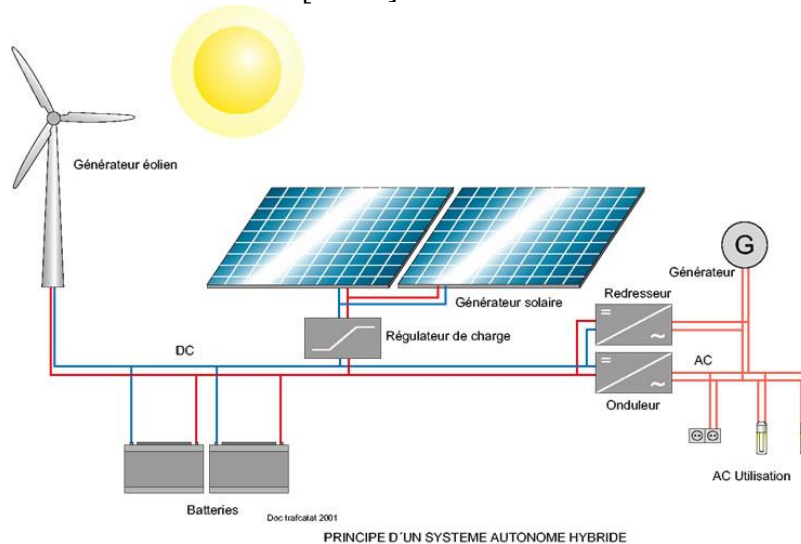


Figure I.36 : principe d'un système autonome hybride

I.7 Rendement de la chaîne de conversion

Une chaîne de conversion (figure I.37) est optimale (dans l'idéal) si la puissance maximale pouvant être générée à un instant donné par le GPV est entièrement transférée à la charge sans aucune perte. Pour s'approcher de cet idéal, il est nécessaire de localiser avec précision les origines des pertes et de les dissocier. Dans ce contexte, différentes définitions de rendement proposées par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. [50, 65, 66]

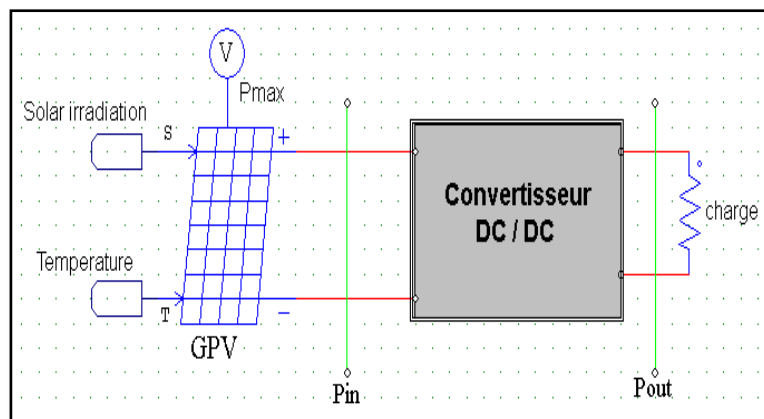


Figure I.37 : chaîne de conversion PV

I.7.1 Rendement d'un module photovoltaïque.

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

L'irradiance G (W/m^2) représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface. Ce qui donne pour un panneau d'une surface A_{eff} (m^2) représentant uniquement la partie active du panneau effectuant la conversion, une puissance totale nommée $G.A$. Le rendement maximum de la conversion de l'énergie des photons en quantité d'électrons extraits d'un panneau solaire est alors noté η_{PV} et est défini selon l'équation I.13 :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX}}{GA_{eff}} \quad \text{I.13}$$

où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV.

I.7.2 Rendement d'une commande MPPT

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

La puissance P_{in} effectivement délivrée par le GPV dépend de la commande utilisée au niveau du convertisseur (MPPT, asservissement de tension, connexion directe, ...). Le rendement du point de fonctionnement qui en découle et que nous noterons η_{MPPT} , permet de mesurer l'efficacité de la commande qui a en charge le contrôle du convertisseur de puissance. En résumé cela donne le pourcentage de pertes de puissance d'un module PV par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire [50].

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \quad \text{I.14}$$

I.7.3 Rendement d'un étage de conversion

Le rendement d'un convertisseur de puissance est obtenu en divisant la puissance fournie à la sortie du bloc d'adaptation par la puissance présente à son entrée. Cette définition est donnée par l'équation I.15 :

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad \text{I.15}$$

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

I.7.4 Rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque complète

Pour effectuer une synthèse des différents critères présentés ci-dessus, nous définissons un rendement total de la chaîne de conversion noté η_{TOTAL} comme le produit des trois rendements précédemment définis. [50, 65, 66]

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}}{GA_{eff}} \cdot \frac{P_{in}}{P_{MAX}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{PV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{conv} \quad \text{I.16}$$

I.8 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

En tant que source d'énergie électrique, un système photovoltaïque offre des avantages et présente des inconvénients.

I.8.1 Avantages du PV

- Le panneau solaire photovoltaïque contribue à la réduction des émissions de CO₂, à la réduction des rejets polluants et à la préservation des ressources naturelles.
- Le panneau solaire photovoltaïque contribue à l'évolution des consciences vers la préservation de la nature.
- Les panneaux solaires photovoltaïques sont recyclables.
- La valeur d'une maison augmentée grâce à la mise en place d'une installation photovoltaïque.
- L'autoconsommation énergétique en fort développement depuis ces dernières années.
- Les systèmes de panneaux solaires photovoltaïques simples et rapides à installer.
- Aucune obligation maintenant d'intégrer les panneaux solaires au bâti (possibilité d'installer les panneaux au dessus du toit) => plus facile à installer et surtout plus économique et sans risque d'infiltration de l'eau...
- Des installations de panneaux solaires photovoltaïques robustes et nécessitant très peu de maintenance (peu de mouvement => peu d'usure).
- Pas de combustion => peu d'usure thermique des composants.
- Des systèmes fiables et stables (résistance aux intempéries, aux rayonnements UV et aux variations de température).
- Des systèmes intelligents et des progrès techniques impressionnant pour l'autoconsommation énergétique.

I.8.2 Inconvénients du PV

- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles et de l'ordre de 23.4 %
- Dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.
- Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.
- La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1 % par an.

I.9 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de rappeler des généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que les notions de base de la conversion photovoltaïque et toutes les notions associées jusqu'aux rendements, aussi nous avons à la fin cité quelques avantages et inconvénients des installations PV. Ce qui va nous permettre par la suite de définir correctement et précisément notre travail dans ce vaste domaine.

Chapitre II

Adaptateur GPV/Charge et techniques de recherche du PPM

II.1 Introduction

Comme nous l'avons déjà cité dans le chapitre précédent, la puissance délivrée par un GPV dépend fortement de plusieurs paramètres (niveau d'ensoleillement, la température des cellules...etc) et pour que ce générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est d'introduire un convertisseur DC/DC muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir.

Dans ce chapitre nous allons rappeler le principe de fonctionnement des convertisseurs DC/DC les plus utilisés dans les installations PV en mettant l'accent sur leur commande par les algorithmes de poursuite du point de puissance maximale MPPT qui est le but de ce travail.

II.2 Convertisseur continu-continu (DC-DC)

Le hacheur, ou convertisseur continu - continu, est un dispositif de l'électronique de puissance mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs électroniques commandés, ce qui permet de modifier la valeur de la tension (moyenne) d'une source de tension continue avec un rendement élevé.

Le découpage se fait à une fréquence élevée afin de pouvoir filtrer facilement le signal de sortie.

On définit le rapport cyclique D comme le rapport de temps t_1 où l'interrupteur est passant sur la période T :

$$D = \frac{t_1}{T}$$

Ces convertisseurs DC-DC sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante.

La figure II.1 montre la représentation d'un convertisseur DC/DC, qui peut être utilisé comme interface entre la source et la charge. [67, 68]

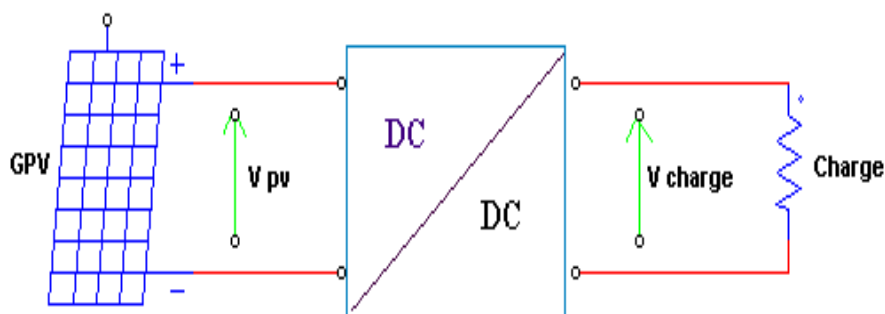


Figure II.1 convertisseur DC-DC

L'utilisation des convertisseurs DC-DC permet le contrôle de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Les circuits des hacheurs se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur, habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT fonctionnant en mode (bloqué/saturé). Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est égal à zéro d'où une dissipation de puissance nulle. Si le dispositif

est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque nulle et par conséquent la puissance perdue sera très faible [68, 69].

Il y a différents types de convertisseurs DC-DC. Le tableau suivant donne une idée sur la complexité de chaque type de convertisseur.

Type	Fonction	Interrupteur	Diode	Transformateur	Complexité
Buck	Abaisseur	1	1	Non	Faible
Boost	Élévateur	1	1	Non	Faible
Buck-Boost	Abaisseur/ Elévateur	1	1	Non	Faible
Flyback	Abaisseur/ Elévateur	1	1	Oui	Moyen
Half Forward	Abaisseur/ Elévateur	1	1	Oui	Moyen
Push Pull	Abaisseur/ Elévateur	2	2	Oui	Forte
Half Bridge	Abaisseur/ Elévateur	2	2	Oui	Forte
Full Bridge	Abaisseur/ Elévateur	4	4	Oui	Très Forte

Tableau II.1 : Complexité de chaque type de convertisseur DC/DC

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont :

- Les convertisseurs de type BOOST (élévateurs) dans lesquels $V_{out} > V_{in}$;
- Les convertisseurs de type BUCK (abaisseurs) dans lesquels $V_{out} < V_{in}$;
- Les convertisseurs de type BUCK-BOOST qui peuvent fonctionner en Buck ou en Boost en fonction du rapport cyclique D.

Ces types de convertisseurs ne sont constitués que par des éléments réactifs (selfs et capacités) qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un rendement élevé [70.]

II.2.1 Convertisseur survolteur (Boost converter)

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle (hacheur élévateur), est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge. C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). La structure de base du convertisseur survolteur est représentée sur la figure II.2 [71].

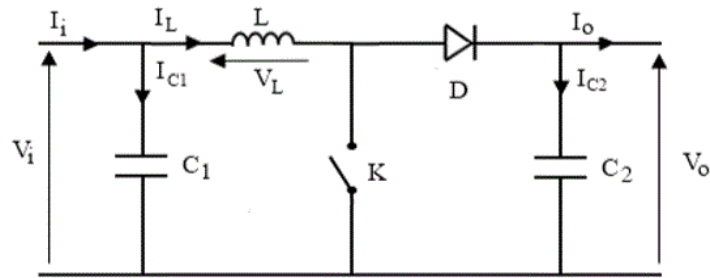


Figure II.2 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Boost.

❖ **Modèle mathématique équivalent :**

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. Celui de la figure II.3, représente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé

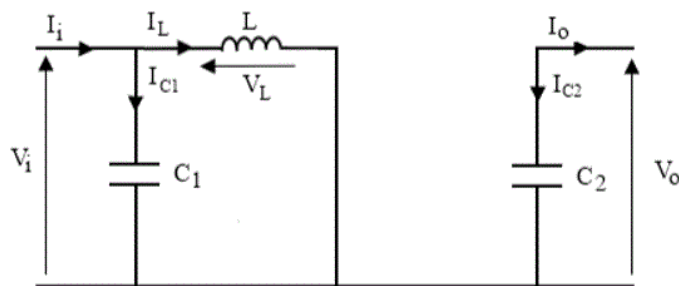


Figure II.3 : Schéma électrique d'un hacheur Boost avec interrupteur fermé.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent donne :

$$I_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{II.1}$$

$$I_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{II.2}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \tag{II.3}$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent est le suivant (figure. II.4) :

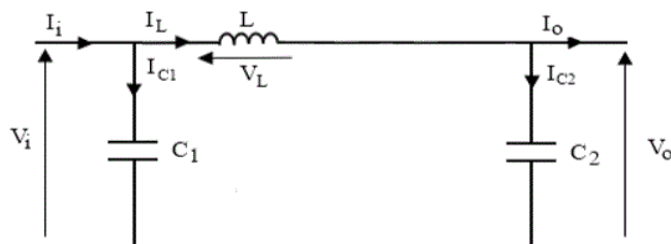


Figure II.4 : Schéma électrique d'un hacheur boost avec interrupteur ouvert.

Les équations suivantes sont déduites de la figure II.4 :

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad \text{II.4}$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L - I_o(t) \quad \text{II.5}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad \text{II.6}$$

II.2.2 Convertisseur dévolteur (Buck converter)

Un convertisseur Buck, ou hacheur série (Le convertisseur abaisseur), est un appareil qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge.

La structure de base du convertisseur abaisseur est représentée sur la figure II.5 [71-73].

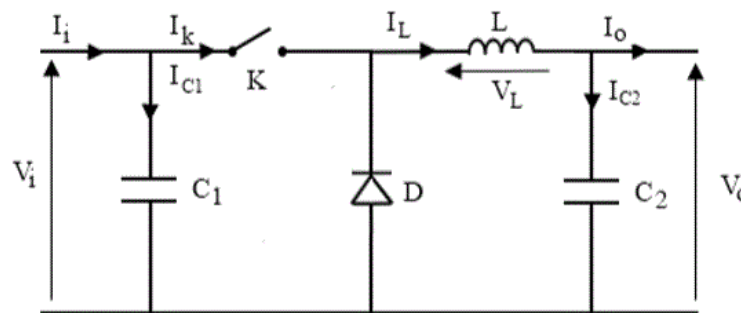


Figure II.5 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck

❖ Modèle mathématique équivalent :

La figure II.6 montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure II.7 représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert.

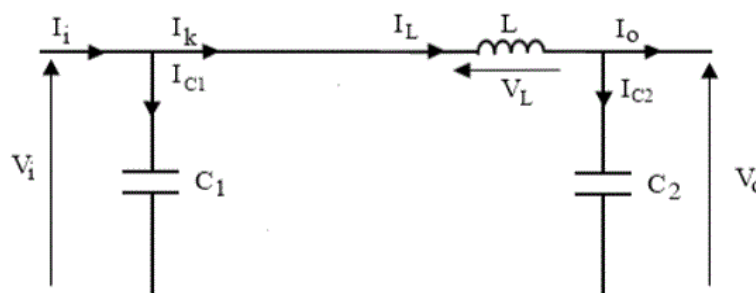


Figure II.6 : Schéma électrique d'un hacheur buck avec interrupteur fermé.

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad \text{II.7}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad \text{II.8}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad \text{II.9}$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent est le suivant (figure. II.7) :

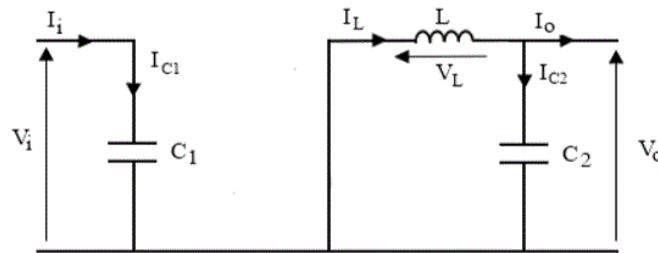


Figure II.7 : Schéma électrique d'un hacheur buck avec interrupteur ouvert.

Les équations suivantes sont déduites de la figure II.7 :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad \text{II.10}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad \text{II.11}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_o(t) \quad \text{II.12}$$

II.2.3 Convertisseur dévolteur survolteur (Buck-Boost convertter)

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue plus faible (Buck) ou de plus grande valeur (Boost). Un inconvénient de ce convertisseur est que son interrupteur ne possède pas de borne reliée au zéro, compliquant ainsi sa commande [71,72].

La structure de base du convertisseur élévateur abaisseur est représentée sur la figure II.8.

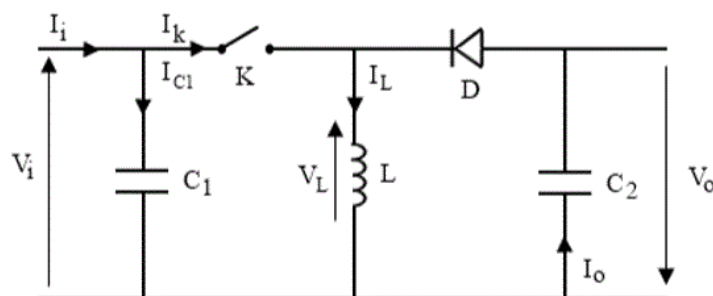


Figure II.8: Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost

❖ **Modèle mathématique équivalent :**

Lorsque l'interrupteur K est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure II.9.

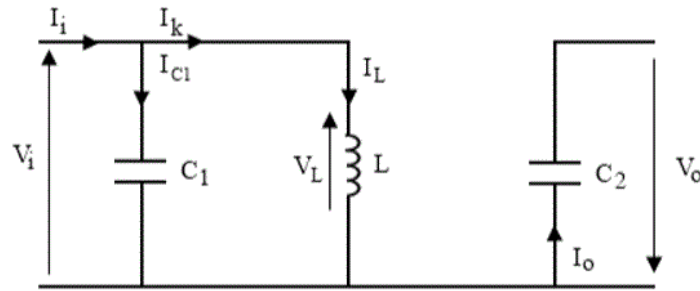


Figure II.9 : Schéma électrique d'un hacheur buck-boost avec interrupteur fermé.

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit, on obtiendra les équations suivantes :

$$I_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad \text{II.13}$$

$$I_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad \text{II.14}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \quad \text{II.15}$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert le circuit équivalent apparaît à la figure II.10 :

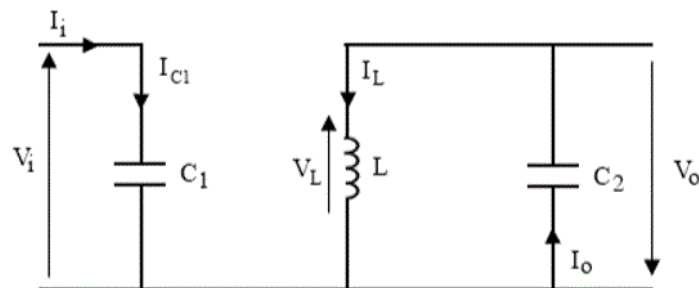


Figure II.10 : Schéma électrique d'un hacheur buck-boost avec interrupteur ouvert.

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$I_{C_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad \text{II.16}$$

$$I_{C_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_o(t) - I_L(t) \quad \text{II.17}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_o(t) \quad \text{II.18}$$

II.3 La commande MPPT

II.3.1 Principe de la commande MPPT

La poursuite du point de puissance maximale se résume à la commande du rapport cyclique d'un convertisseur DC-DC.

La figure II.11 représente le schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (CS), pour tirer le maximum de puissance que le GPV peut fournir [8].

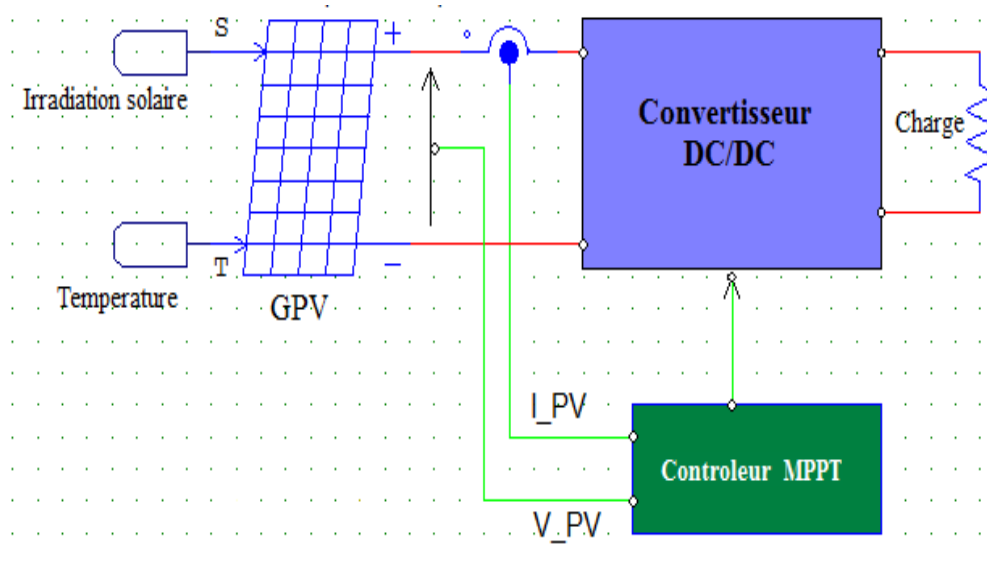


Figure II.11: Schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM. Il consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure II.12 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM1 vers un nouveau point P1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM2. Pour une variation de charge (cas b), on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. Le dernier cas de variation de point de fonctionnement peut se produire suite aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV [66].

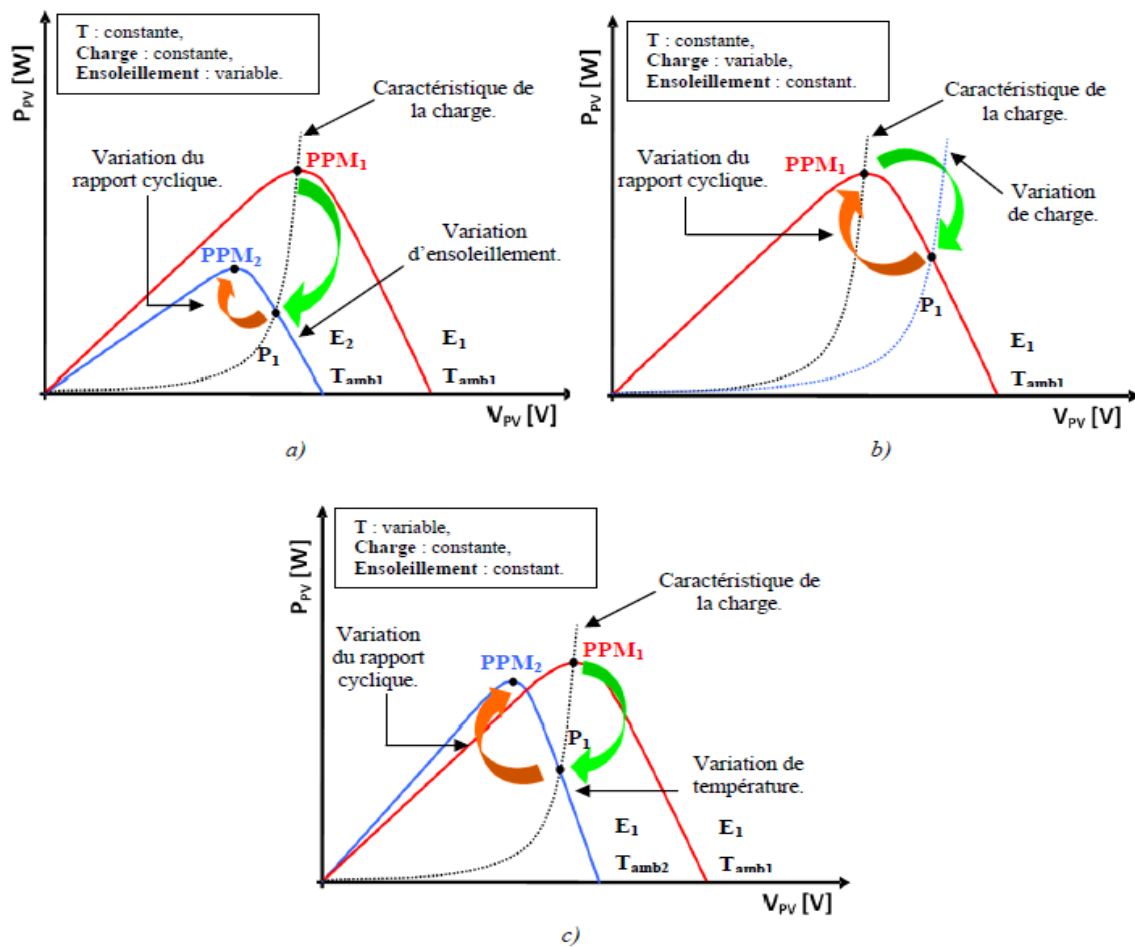


Figure II.12: Variation de la puissance maximale en fonction de (a) l'ensoleillement (b) la charge (c) la température.

II.3.2 Classification des méthodes de recherche du PPM

Chaque année de nombreuses publications présentant de nouvelles idées d'algorithmes qui peuvent être classés de différentes manières. Dans ce travail, nous présentons une classification basée sur le principe de fonctionnement de l'algorithme MPPT utilisé. Ainsi, nous pouvons distinguer quatre grandes familles d'algorithmes comme illustré par la figure II.13:

- Les algorithmes basés sur les propriétés des caractéristiques électriques du générateur PV;
- Les algorithmes se basant sur La caractéristique $P(V)$ du GPV ;
- Les algorithmes faisant appel à l'intelligence artificielle ;
- Et enfin, dans la dernière famille, nous classons les algorithmes optimisés par soit des modifications apportées à des algorithmes qui existent déjà ou par combinaison de deux idées d'algorithmes.

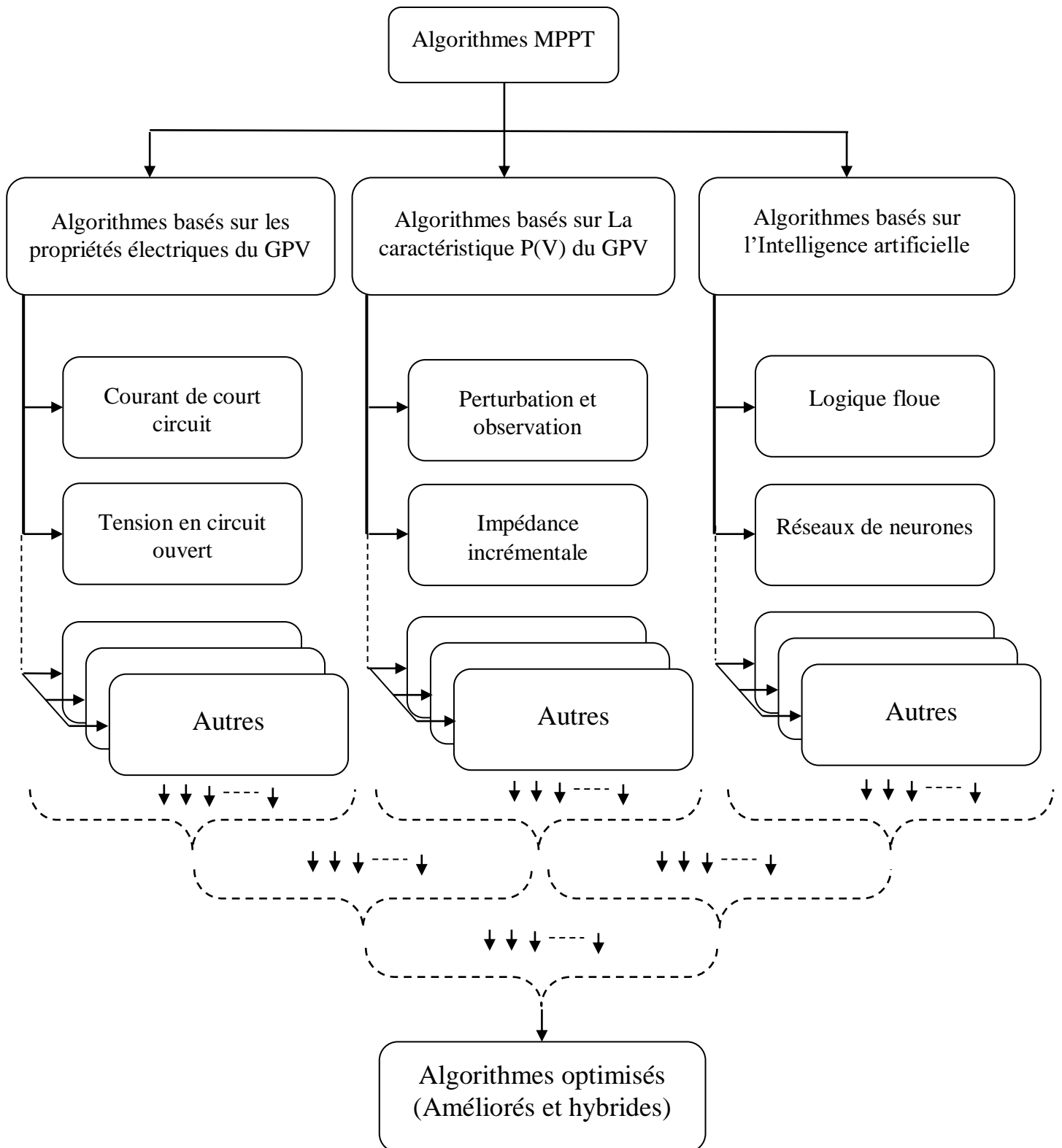


Figure II.13 : Classification des méthodes MPPT.

II.3.2.1 Algorithmes basés sur les propriétés électriques du GPV

II.3.2.1.1 Tension en circuit ouvert

Cette méthode utilise une relation approximativement linéaire entre la tension V_{mpp} et la tension en circuit ouvert V_{oc} , qui varie en fonction de l'éclairement et la température. (Figure II.14)

$$V_{mpp} \approx k. V_{oc} \quad \text{II.19}$$

Avec : $0,71 \leq k \leq 0,78$.

Où k est une constante dépendante des caractéristiques du générateur photovoltaïque, elle doit être déterminé à l'avance en déterminant la V_{mpp} et les V_{oc} pour différents niveaux d'irradiation et températures.

Une fois la constante de proportionnalité k est déterminée, la tension V_{mpp} peut être déterminée périodiquement par la mesure de V_{oc} . Pour mesurer les V_{oc} le convertisseur de puissance doit être arrêté momentanément pour chaque mesure d'où la perte de puissance [74, 75].

II.3.2.1.2 Courant de court circuit

Tout comme dans la méthode de la fraction de tension en circuit ouvert, il y a une relation sous différentes conditions atmosphériques, entre le courant de court-circuit I_{sc} et le courant de PPM (I_{MPP}):

$$I_{mpp} \approx k. I_{sc} \quad \text{II.20}$$

Avec : $0,78 \leq k \leq 0,92$.

Mesurer le courant de court-circuit pendant le fonctionnement du système est un problème. Il nécessite l'ajout d'un commutateur supplémentaire pour le convertisseur de puissance pour court-circuiter périodiquement le générateur PV et mesurer le I_{sc} . [75, 76, 77]

Cette méthode présente presque les mêmes problèmes rencontrés par la fraction de la tension en circuit ouvert. (Figure II.15)

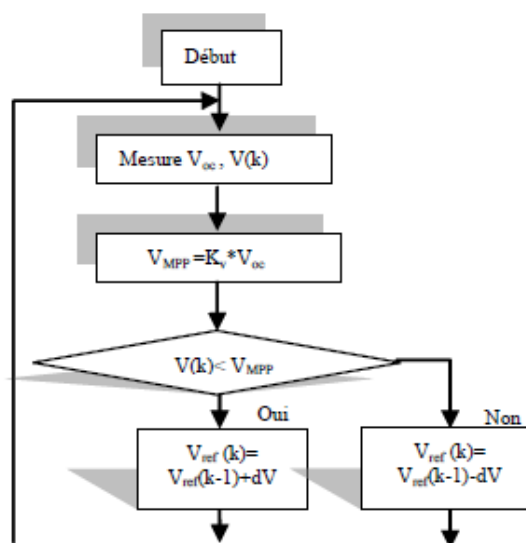


Figure II.14: Organigramme de l'algorithme FCO

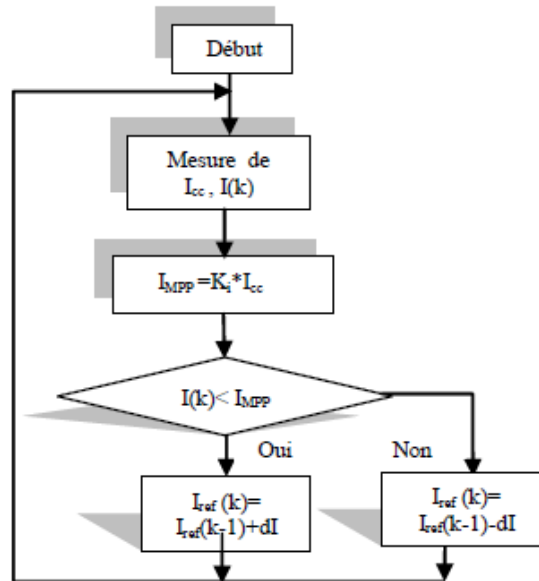


Figure II.15: Organigramme de l'algorithme FCC

II.3.2.1.3 Autres méthodes

a) MPPT à base de cellule pilote

Dans l'algorithme MPPT utilisant une cellule pilote, les deux méthodes précédemment citées peuvent être utilisées sans nécessiter l'isolation et la déconnexion fréquente du GPV. Les mesures de tension en circuit ouvert ou de courant de court-circuit sont effectuées sur une petite cellule solaire, appelée cellule pilote, qui a les mêmes caractéristiques que les cellules dans le plus grand panneau solaire et par conséquent limiter les pertes d'énergie qu'elles occasionnent. En effet, Les mesures de la cellule pilote peuvent être utilisées par le MPPT pour faire fonctionner le GPV principal à son PPM, éliminant ainsi la perte de puissance PV pendant la mesure V_{oc} ou I_{sc} . Cependant, deux problèmes majeurs se manifestent pour cette méthode MPPT, le premier concerne la précision de la valeur des constantes de proportionnalité (le problème de l'absence d'une valeur k constante est toujours présent) sur laquelle repose la détermination de la tension ou du courant au PPM, quant au deuxième problème, il concerne la nécessité de calibrer la cellule pilote pour que ses paramètres puissent approcher au mieux ceux du GPV quelle représente, ce qui génère un surcout pour toute l'installation PV [78].

II.3.2.2 Algorithmes basés sur La caractéristique P(I) du GPV

II.3.2.2.1 La méthode Perturbation et observation (PO ou P&O)

Le principe de la technique de perturbation et d'observation repose sur le calcul de la puissance de sortie du module photovoltaïque. L'algorithme lit les valeurs de tension et de courant à la sortie du module PV. Après cela, la valeur de la puissance est calculée. L'amplitude de la puissance et de la tension de sortie instantanées sont stockées. Ensuite, l'amplitude du courant et la tension sont mesurées à l'instant suivant et la puissance est à

nouveau recalculée à partir de ces nouvelles valeurs. Après avoir obtenu les valeurs de puissance, la décision de perturbation peut être prise. [79, 80]

Lorsque l'amplitude de la puissance augmente, la perturbation doit rester dans la même direction au cycle suivant, sinon la direction de la perturbation sera inversée. Ainsi, l'algorithme MPPT s'exécute périodiquement et compare entre la valeur actuelle de la puissance et la valeur précédente afin de définir la variation (incrément ou décrétement) de la tension ou du courant du panneau solaire en cas de contrôle indirect ou de la variation du rapport cyclique en commande directe (selon la stratégie de commande).

Lorsque le MPP est atteint, le système PV fluctue autour de celui-ci [81, 82]. Au total, trois positions et deux directions sont concernées. La figure II.16 et le tableau II.2 montrent et décrivent les positions et directions possibles pendant le processus de perturbation et d'observation, ainsi que l'action requise dans chaque cas pour obtenir la puissance maximale [79], [83].

Position	Variations	action
1	0	Pas d'action
2	+dP/+dV	Augmenter V
3	+dP/-dV	Diminuer V
4	-dP/-dV	Augmenter V
5	-dP/+dV	Diminuer V

Tableau II.2 : Différentes positions et directions possibles pendant le processus de PO

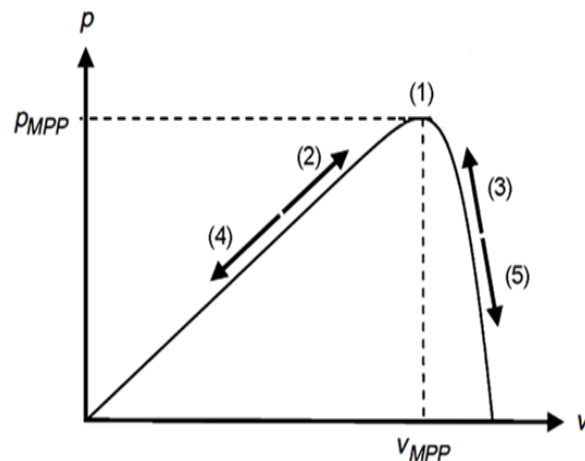


Figure II.16 : Différentes positions de la méthode PO

L'organigramme de l'algorithme MPPT traditionnel également appelé algorithme MPPT à pas fixe (FS_PO) est illustré à la figure II.17

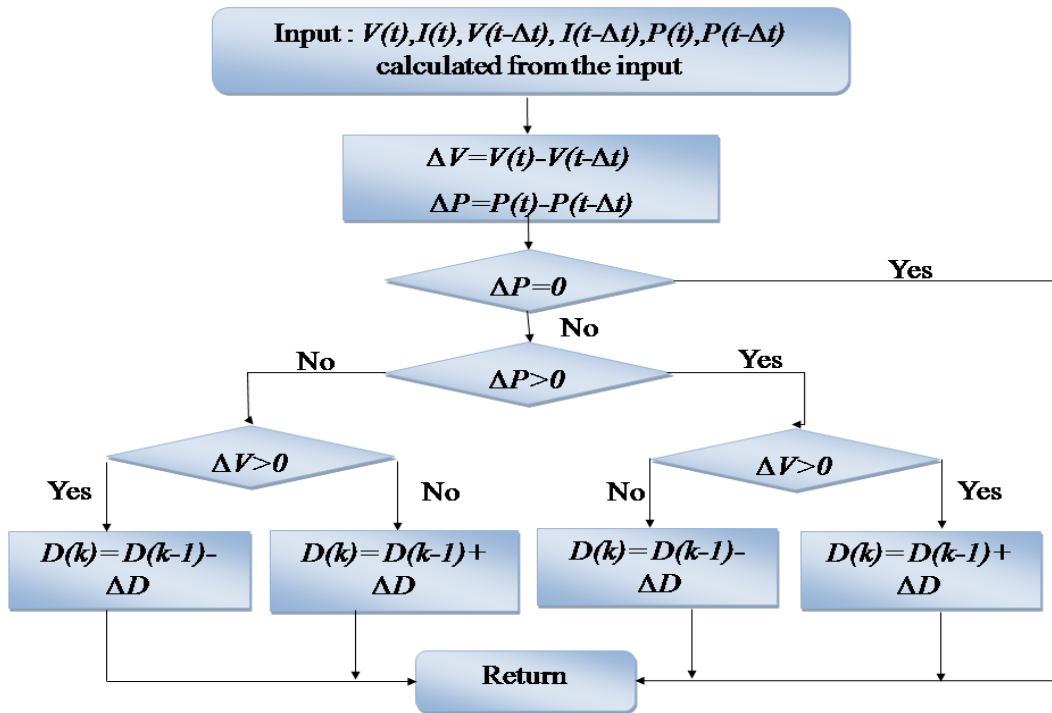


Figure II.17 : Organigramme de la méthode PO traditionnelle

Cette méthode présente un inconvénient est que lors d'un changement rapide de lumière, la recherche du point de puissance sera perturbée par l'ensoleillement et non pas par l'algorithme. Cela peut amener l'algorithme à diverger, par conséquent prendre du temps pour revenir dans le bon sens et plus de temps pour atteindre le PPM. [80-84]

La Figure II.18 illustre ce problème. Supposons qu'on est au point A en allant vers la droite dans le bon sens de recherche ($dV > 0$), si l'on suppose que l'ensoleillement ne change pas (ou change lentement) la prochaine puissance mesurée au point B et supérieure ($dP > 0$) donc on augmente V ce qui nous rapproche du PPM. Mais si un changement brusque de lumière se produit (diminution dans notre exemple) on passe au point C et la puissance dans ce cas est plus faible ($dV > 0$ et $dP < 0$) donc la tension sera diminuée et par conséquent on s'éloigne du PPM.

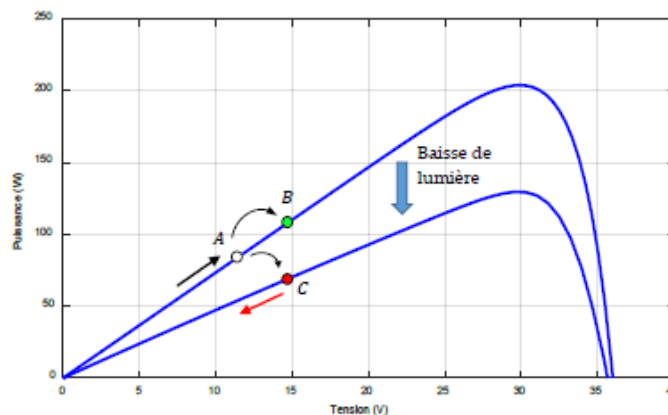


Figure II.18: Changement rapide de l'ensoleillement dans le cas de la MPPT avec PO.

Le problème dans ce cas est qu'on surveille la variation de la puissance dans la courbe P(V) pour savoir si l'on est à gauche ou à droite du PPM, ce problème est réglé avec la méthode de la Conductance Incrémentale « Incremental Conductance » (IC) et ceci par la surveillance de la pente de cette courbe (prendre en compte la variation du courant) ce qui donne réellement la position du point de recherche par rapport au PPM, cette méthode sera détaillée au paragraphe suivant.

Un autre problème avec cette méthode est le pas de perturbation de la tension, pour une valeur de pas très petite le suivi du MPP est lent, mais les oscillations autour de ce dernier sont faibles, alors que lorsque ce pas est grand, le suivi est très rapide mais malheureusement les oscillations sont importantes. [79-84]

II.3.2.2 La méthode Conductance Incrémentale (IC ou INC)

Cette méthode vient remédier au problème de la divergence de la PO dans le cas d'un changement rapide de l'ensoleillement, elle est basée sur la détermination du signe de la dérivée de la puissance (la pente) qui ne change pas au changement de l'ensoleillement (Figure II.19).

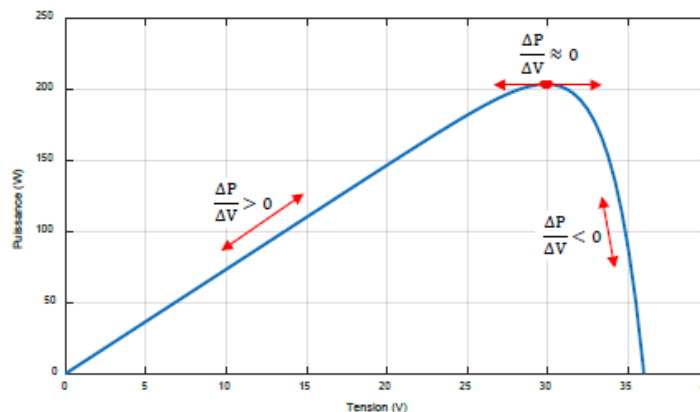


Figure II.19: Principe de la MPPT avec la méthode IC

La variation de la puissance en fonction de la tension est donnée par :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{\Delta(I.V)}{\Delta V} = I \cdot \frac{\Delta V}{\Delta V} + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad \text{II.21}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad \text{II.22}$$

On peut remarquer que la vérification du signe de la pente revient à comparer la conductance (I/V) et son incrément ($\Delta I/\Delta V$) :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} > 0 \Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \rightarrow \text{A gauche du PPM (Pente positive)} \rightarrow \text{augmenter } V \quad \text{II.23}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} < 0 \Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \rightarrow \text{A droite du PPM} \rightarrow \text{diminuer } V \quad \text{II.24}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} \approx 0 \Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} \approx -\frac{I}{V} \rightarrow \text{A voisinage du PPM} \quad \text{II.25}$$

Ceci est traduit par l'organigramme donné par la Figure II.20, le dernier cas est théorique car pratiquement on n'obtient pas la valeur 0 ce qui laisse la méthode osciller autour du PPM, l'amplitude de ces oscillations peut diminuer si le pas d'augmentation (ou diminution) de la tension est très petit mais ceci rend la recherche du PPM plus lente. Beaucoup de travaux ont été consacrés à utiliser un pas variable de perturbation de la tension [85-89] pour diminuer des oscillations de la puissance au voisinage du PPM.

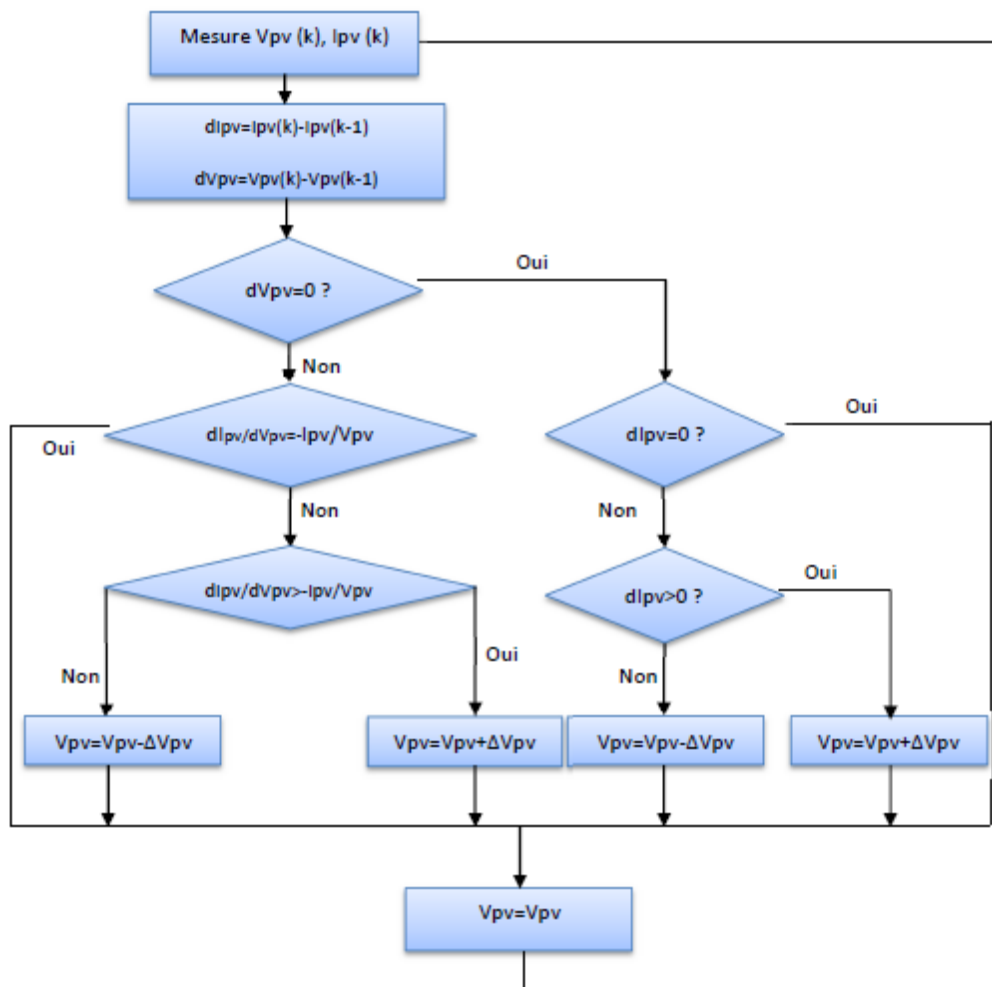


Figure II.20: Organigramme de la méthode MPPT par IC

Cette méthode continue de poursuivre le PPM dans le bon sens même sous une variation rapide de l'ensoleillement mais le problème est toujours l'oscillation de la puissance autour du PPM, en plus cette méthode peut converger vers un optimum local ($dP/dV=0$) dans le cas d'un ombrage partiel (plusieurs optimums)

II.3.2.2.3 Autres méthodes

a) Algorithme de la capacité parasite (CP) :

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de la conductance incrémentale (IC) sauf que l'effet de la capacité parasite (CP) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions P-N des cellules photovoltaïques est inclus. En ajoutant cette capacité à notre modèle PV, le nouveau modèle devient comme suit :

$$I = I_{cc} - I_0 \left[\exp \left(q \left(\frac{V+R_S I}{akT} \right) \right) - 1 \right] - \frac{V+I R_S}{R_p} + C_p \frac{dV}{dt} = F(V) + C_p \frac{dV}{dt} \quad \text{II.26}$$

L'équation (II.26) montre deux composantes de (I) : une est une fonction de la tension, $F(V)$, la seconde est relatif au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incrémentale de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $dF(V)/dV$ et la conductibilité instantanée peut être définie comme le rapport $F(V)/V$. Le PPM est obtenu quand $dP/dV=0$. En multipliant l'équation (II.26) par la tension V du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au PPM sera obtenue et peut être exprimé selon l'équation suivante :

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad \text{II.27}$$

Les trois termes de l'équation (II.27) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur. On notera que si (C_p) est égale à zéro, l'équation (II.27) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme de conductibilité incrémentale. Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. [90,50].

b) MPPT à balayage périodique de la caractéristique I(V)

Cette technique MPPT propose d'effectuer un balayage périodique de la caractéristique de sortie du GPV afin de déterminer l'emplacement exact du PPM. Ainsi, la tension de fonctionnement sera choisie égale à celle du MPPT détecté et y sera maintenue égale jusqu'au prochain balayage [91,92]. Il est évident que cela constitue un inconvénient majeur, du fait que le GPV sera fréquemment déconnecté pour effectuer les mesures nécessaires. Aussi, le PPM peut changer de position entre deux balayages successifs sans que l'algorithme n'y tienne compte [50].

II.3.2.3 Algorithmes basés sur l'Intelligence artificielle

II.3.2.3.1 Algorithmes basés sur la logique floue

Les commandes MPPT floues proposées dans plusieurs travaux [93-97] sont basées, comme tout contrôle flou, sur les trois étapes suivantes : la fuzzification, le raisonnement flou et la défuzzification.

La première chose à faire, avant d'entamer ces trois grandes étapes, est de choisir les variables d'entrées et de sorties du bloc de commande. Dans la plupart des travaux sur les commandes MPPT floues apparus dans la littérature, les variables d'entrées sont l'erreur E de dP/dV et la variation de cet erreur ΔE . La variable de sortie n'est autre que la variation du rapport cyclique du convertisseur comme l'expliquent [95] et [96]. Les trois étapes de la construction d'une commande MPPT floue sont présentées et expliquées dans [94]. La Figure II.21 illustre un exemple d'une telle commande :

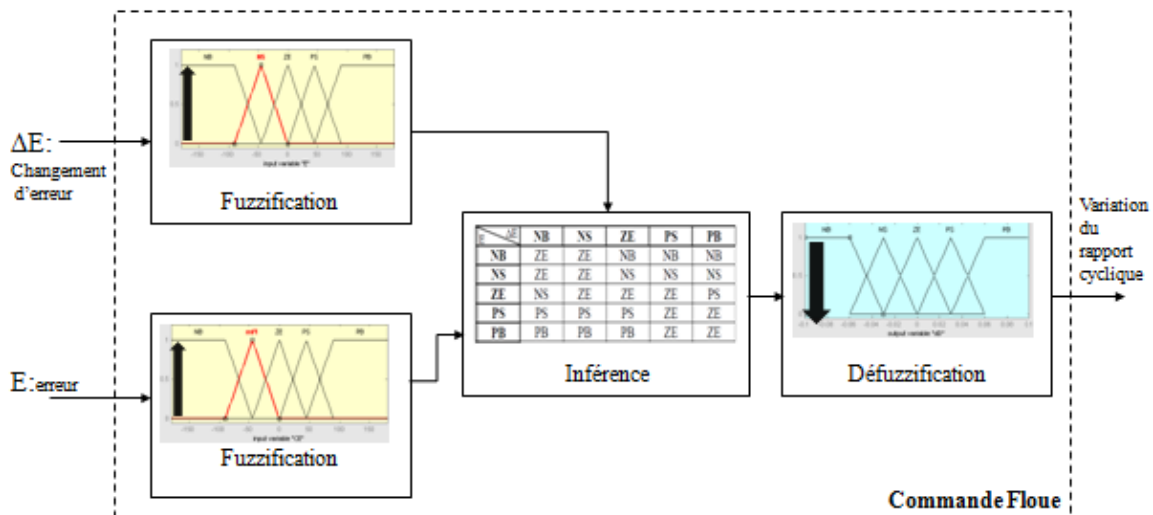


Figure II.21 : Exemple de commande MPPT floue

II.3.2.3.2 Algorithmes basés sur les réseaux de neurones

Comme toute commande MPPT, les commandes basées sur des réseaux de neurones artificiels permettent de trouver un rapport cyclique (variable de sortie) adéquat, pour garantir un fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque [93], [98]. Comme l'illustre la Figure II.22, le rapport cyclique adéquat est calculé à l'aide d'un réseau de neurones, après apprentissage supervisé et en fonction des entrées V_{pv} et I_{pv} . La construction d'une commande MPPT neuronale comporte les étapes suivantes :

- ➔ Définition des variables d'entrées et de sorties du réseau de neurones ;
- ➔ Choix de la structure du modèle, de l'architecture du réseau :
 - Le nombre de couches cachées ;
 - Le nombre de neurones dans chaque couche ;
 - L'architecture du réseau (multicouche, multi perceptrons) ;
 - La définition de la fonction d'activation de chaque neurone (fonction seuil, fonction sigmoïde, ...)
- ➔ Apprentissage par un algorithme qui consiste à modifier les paramètres du réseau (les poids des arcs).

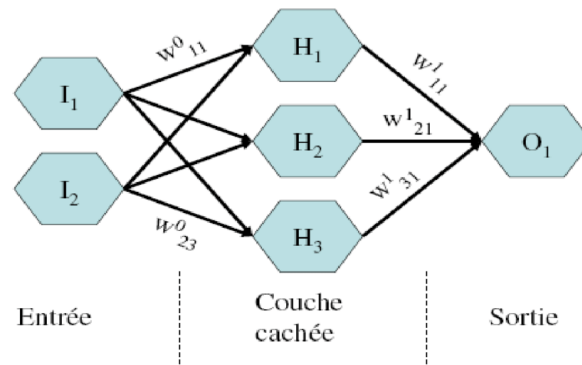


Figure II.22: principe des réseaux de neurones

II.3.2.3.3 Autres méthodes

a) PSO MPPT

Pour démontrer l'application de l'algorithme PSO pour la poursuite du PPM, un vecteur de rapport cyclique avec N_p particules doit être déterminé. L'algorithme transmet plusieurs rapports cycliques D_i ($i=1,2,3,4,\dots,N_p$) au convertisseur de puissance. La valeur du rapport cyclique est approximativement une constante après l'itération suivante et, par conséquent, le point de fonctionnement sera maintenu. [99-103]. La méthode PSO est efficace pour des conditions d'irradiance non uniformes mais sa convergence dépend de la place initiale des agents. La stratégie de déplacement d'une particule est illustrée dans la Figure II.23

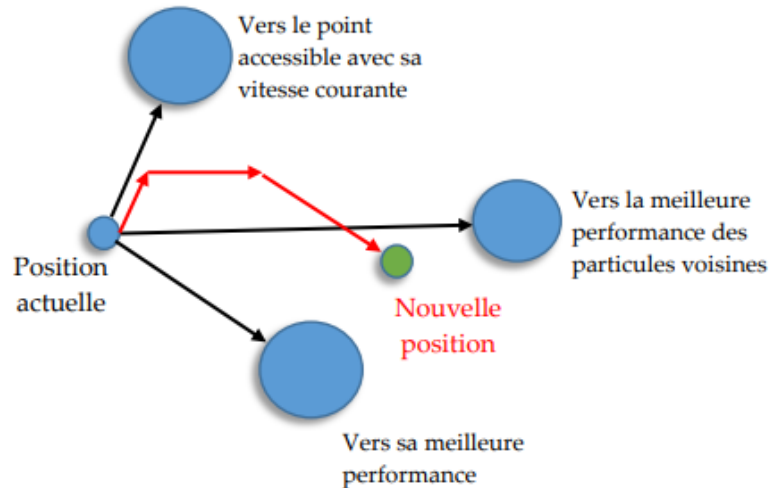


Figure II.23 : Stratégie de déplacement d'une particule.

b) Les algorithmes MPPT optimisés (hybrides et améliorés)

Nombreux sont les algorithmes combinant deux ou plusieurs idées de poursuite de MPPT parmi celles précédemment citées. Ainsi, dans [104], la méthode de la tension à circuit ouvert est combinée à la méthode Perturbation et Observation, ou encore à la méthode à Conductance incrémentielle dans [105], tandis qu'elle a été utilisée avec un algorithme neuronal dans [106]. Plusieurs chercheurs [79] ont utilisé la Logique Floue (FL) pour optimiser le pas de perturbation de la méthode PO alors que d'autres [103] ont utilisé la

méthode des Réseaux de Neurones Artificiels (ANN). On peut citer aussi la combinaison de la méthode PO avec la méthode d'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO) [107], Alors que d'autre chercheur ont contribué à l'amélioration des algorithmes traditionnels par la mise en œuvre de version amélioré telque La méthode PO modifiée [7,11,80-83] et la méthode IC Modifié [12,87,88,108,109].

II.3.3 Comparaison entre différents algorithmes MPPT

Afin de faire une comparaison entre les différents algorithmes MPPT cités ci-dessus plusieurs paramètres sont prisent en considération et résumé dans le tableau II.3

Paramètres	définitions
Dépendance / Indépendance du GPV	Les méthodes peuvent être appliquées à n'importe quel panneau PV avec ou sans la connaissance de sa configuration et des paramètres de ce dernier.
Types de circuits	Analogique ou numérique
Oscillations	Y a-t-il une oscillation autour du MPP ou non
Réglage périodique	Déconnecter périodiquement la charge du PV, cela entraîne une perte de transfert de puissance à chaque mesure.
Vitesse de convergence	C'est le temps nécessaire pour atteindre MPP
Complexité d'implémentation	Décrit la complexité ou non de la mise en œuvre la méthode
Capteurs	Cela dépend du nombre de variables considérées

Tableau II.3 : Paramètres utilisés pour la comparaison des algorithmes MPP

Le tableau suivant (tableau II.4) résume les principales spécifications des différents algorithmes MPPT précédemment étudiés. Nous avons évalué et comparé ces algorithmes en termes de connaissance technique des paramètres du panneau PV, complexité et rapidité.

Méthodes		Dépendance / Indépendance de GPV	Réglage périodique	Vitesse de convergence	Complexité d'implémentation	capteurs	Types de circuits	Coût	Références bibliographiques
basées sur les propriétés électriques du GPV	Courant de court circuit	Oui	Oui	Moyenne	Moyenne	Courant	Analogique Numérique	-	[110] [111] [112] [113]
	Tension en circuit ouvert	Oui	Oui	Moyenne	Moyenne	Tension	Analogique / Numérique	-	[110] [111] [112] [113]
	MPPT à base de cellule pilote	Oui	Oui	Moyenne	Basse	Courant Et Tension	Analogique Nnumérique	-	[114]
basées sur la caractéristique P(I) du GPV	Perturbation et observation	Non	Non	Variable	Basse	Courant Et Tension	Analogique / Numérique	--	[115] [110] [111]
	Impédance incrémentale	Non	Non	Variable	Moyenne	Courant Et Tension	Numérique	+	[116] [117] [118] [110] [111]
	Capacité parasite	Non	Non	Variable	Moyenne	Courant Et Tension	Analogique	+	[119] [120] [121]
	MPPT à balayage périodique de la caractéristique I-V	Oui	Oui	Lente	Moyenne	Courant Et Tension	Analogique / Numérique	+	[122]
basées sur l'Intelligence artificielle	Logique Floue	Oui	Oui	Rapide	Haute	Variable	Numérique	+++	[122] [111]
	Réseaux de neurones	Oui	Oui	Rapide	Haute	Variable	Numérique	+++ +	[122] [111]

		PSO	Non	Non	Rapide	Moyenne	Courant	Numérique	++	[123]
optimisés	améliorés	PO modifié	Non	Non	Rapide	Moyenne	Courant Et Tension	Numérique	- +	[124]
		IC modifié	Non	Non	Moyenne	Haute	Courant Et Tension	Numérique	+ -	[125]
	hybrides	IC + PSO	Non	Non	Rapide	Haute	Courant Et Tension	Numérique	++	[123], [128]
		PO+ ANN	Non	Non	Rapide	Moyenne	Courant Et Tension	Numérique	+	[126] [111] [127]
		PO+ LF	Non	Non	Rapide	Moyenne	Courant Et Tension	Numérique	+	[79]

Tableau II.4 : Comparaison des algorithmes MPP

II.3.4 Avantages et inconvénients des différents algorithmes MPPT

Après étude et analyse des différentes méthodes, les inconvénients et les avantages de chaque algorithme sont résumés dans le tableau II.5

Algorithmes MPPT		Avantages	Inconvénients
basées sur les propriétés électriques du GPV	Courant de court circuit	<ul style="list-style-type: none"> - Très simples et très robustes - Besoin uniquement d'un seul capteur. - Elles sont faciles à mettre en œuvre. - Un peu moins coûteuses comparé aux autres méthodes. 	<ul style="list-style-type: none"> - La précision de cette commande est faible - De plus, à chaque fois qu'une mesure de courant est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée.

	Tension en circuit ouvert	<ul style="list-style-type: none"> - Très simples et très robustes - Besoin uniquement d'un seul capteur. - Faciles à mettre en œuvre et -un peu moins coûteuses comparé aux autres méthodes. 	<ul style="list-style-type: none"> - La précision de ces commandes est faible. - De plus, à chaque fois qu'une mesure de tension est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée.
	MPPT à base de cellule pilote	<ul style="list-style-type: none"> - Les deux méthodes précédemment citées peuvent être utilisées sans nécessiter l'isolation et la déconnexion fréquentes du champ PV et par conséquent limiter les pertes d'énergie qu'elles occasionnent. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calibrer la cellule pilote pour que ses paramètres puissent approcher au mieux ceux du GPV quelle représente, ce qui génère un surcout pour toute l'installation PV
basées sur la caractéristique P(I) du GPV	Perturbation et observation	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité de son raisonnement, sa facilité d'implémentation et surtout à son faible coût 	<ul style="list-style-type: none"> - Les oscillations que présente l'algorithme de recherche autour du PPM une fois ce dernier atteint. - Lors d'un changement considérable et rapide dans les conditions de travail, l'algorithme peut perdre le sens d'orientation de la recherche et fait déplacer le point de fonctionnement loin du PPM au lieu de s'en approcher
	Impédance incrémentale	<ul style="list-style-type: none"> - L'algorithme IC est plus rapide que PO et il présente un comportement plus stable une fois le MPP atteint. 	<ul style="list-style-type: none"> - Il est supposé ne pas osciller autour du MPP quant il l'atteint, Mais à cause des imprécisions de la mesure, la condition ($dP/dV \rightarrow 0$) est rarement détectée ce qui engendre des oscillations
	Capacité parasite	<ul style="list-style-type: none"> - Même avantages que IC 	<ul style="list-style-type: none"> - L'implémentation pratique de cette MPPT est complexe.

	<p>MPPT à balayage périodique de la caractéristique I-V</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité de son raisonnement 	<ul style="list-style-type: none"> -Le GPV est fréquemment déconnecté pour effectuer les mesures nécessaires ce qui entraîne une perte de puissance. - Le PPM peut changer de position entre deux balayages successifs sans que l’algorithme n’y tienne compte.
basées sur l’Intelligence artificielle	<p>Logique Floue</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cette commande peut présenter de meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM - Elle permet d’éliminer les oscillations autour du PPM. 	<ul style="list-style-type: none"> - Complexes et nécessite des microcontrôleurs performants en termes de temps de calcul et de mémoire. - La précision dépend de la taille de la table de vérité utilisée. -Elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur -Un surcoût.
	<p>Réseaux de neurones</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Présente de meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM - Elle permet d’éliminer les oscillations autour du PPM. 	<ul style="list-style-type: none"> - Commande fastidieuse en entretien et en maintenance à cause de l’étape d’apprentissage qui doit être révisée régulièrement. - Complexe et nécessite des microcontrôleurs performants en termes de temps de calcul et de mémoire. - Entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur -Un surcoût.
	<p>PSO</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Convergence très rapide vers le MPP 	<ul style="list-style-type: none"> - Algorithme très complexe

optimisés	améliorés	PO modifié	- Diminution des oscillations autour du point de puissance maximale une fois ce dernier est atteint et augmentation de la vitesse de convergence	- Suite aux changements effectués il y a eu augmentation de la complexité d'implémentation.
		IC modifié	- Vitesse devient plus au moins stable	- Le circuit devient plus complexe d'où l'augmentation de la complexité d'implémentation. - Augmentation du coût
	hybrides	IC + PSO	- Augmentation de la vitesse de convergence	- Augmentation du coût. - Augmentation de la complexité de l'algorithme.
		PO + ANN	- Augmentation de la vitesse de convergence	- Augmentation du cout. - Augmentation de la complexité de l'algorithme.
		PO + LF	- Augmentation de la vitesse de convergence	- Augmentation du cout. - Augmentation de la complexité de l'algorithme.

Tableau II.5 : Avantages et inconvénients des différents algorithmes MPPT

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'adaptation de puissance entre la source et la charge pour profiter mieux de la puissance délivrée par le GPV. Pour cela, nous avons rappelé le principe de trois types de convertisseur DC/DC, à savoir : le convertisseur boost, buck et boost-buck. Dans la deuxième partie Un intérêt particulier a été porté, à la commande de ces convertisseurs par les algorithmes de poursuite du point de puissance maximale. Ainsi, nous avons présenté le principe de la MPPT qui consiste à faire varier le rapport cyclique du convertisseur pour varier et déplacer le point de fonctionnement du générateur PV afin de le rapprocher le plus possible du point de puissance maximale et de le maintenir autour de ce point.

Nous avons présenté aussi une classification et une étude des différentes méthodes MPPT existantes dans la littérature ce qui permettent l'assimilation et la compréhension de leurs idées proposées.

Chapitre III

Développement d'un nouvel algorithme MPPT

III.1 Introduction

Dans le chapitre 2, nous avons présenté l'étage d'adaptation ainsi que le système de contrôle de ce dernier dont nous avons pu comprendre le principe de fonctionnement des différentes méthodes MPPT existantes dans la littérature.

Le choix d'une méthode de poursuite du point de puissance maximale repose sur quelques critères qui permettent de juger son efficacité par rapport aux autres méthodes. Parmi ces critères nous citons : la simplicité de la poursuite, la robustesse et le coût de son implémentation.

L'algorithme Perturbe et Observe (PO) est le suiveur MPPT le plus célèbre; il présente jusqu'au jour d'aujourd'hui un rôle important et décisif dans le développement des méthodes MPPT. Presque tous les algorithmes développés sont comparés à l'algorithme PO, vu sa stabilité, sa simplicité et son coût qui est bas comparant au autre techniques, c'est pourquoi nous avons pensé à l'amélioration de cet algorithme

Nous présentons dans ce présent chapitre, une nouvelle version de l'algorithme PO avec un pas de perturbation réglable, en anglais : « Improved or Modified variable step size PO, (MVS_PO) ». Pour achever cet objectif nous avons choisi d'utiliser le logiciel PSIM, qui est un outil de modélisation complet qui donne la possibilité d'implémenter aisément les algorithmes. La puissance de sortie du système PV muni du nouvel algorithme est comparée à celle des techniques PO conventionnelles et à l'algorithme PO à pas variable existant (VS_PO) et cela pour différentes valeurs de températures et d'irradiations solaires.

III.2 Algorithme MPPT à pas variable (VS_PO)

Les inconvénients de l'algorithme traditionnel MPPT_PO également appelé algorithme MPPT à pas de perturbation fixe (FS_PO) dont sont modèle est implémenté dans le logiciel PSIM et représenté dans la figure III.1 sont :

- 1) Pour les petits pas de perturbations, le suivi est lent, mais les oscillations autour du PPM sont faibles, alors que lorsque les pas sont grands le suivi est très rapide au détriment des grandes oscillations.
- 2) Echoue de la méthode pour des changements atmosphériques brutaux

III.2.1 MPPT VS_PO Corrigeant le 1^{er} inconvénient du MPPT FS_PO

Pour résoudre les problèmes de la méthode traditionnelle utilisant un pas de perturbation fixe (grand ou petit), il est crucial de contrôler le système photovoltaïque selon une performance appropriée. À cette fin, divers algorithmes MPPT à pas variable sont donnés et développés dans la littérature [130]. Le principe de ces algorithmes est que lorsque le point de fonctionnement est éloigné du PPM, l'algorithme augmente la taille du pas, ce qui amène à un suivi rapide du PPM, alors que lorsque le point de fonctionnement est proche du PPM, le pas devient trop faible, par conséquent, l'oscillation devient très faible autour du PPM, ce qui contribuera à augmenter l'efficacité du système PV. La Figure III.2 illustre comment suivre le PPM en utilisant un pas fixe et variable, et la Figure III.3 montre l'organigramme de l'algorithme MPPT à pas variable (VS_PO).

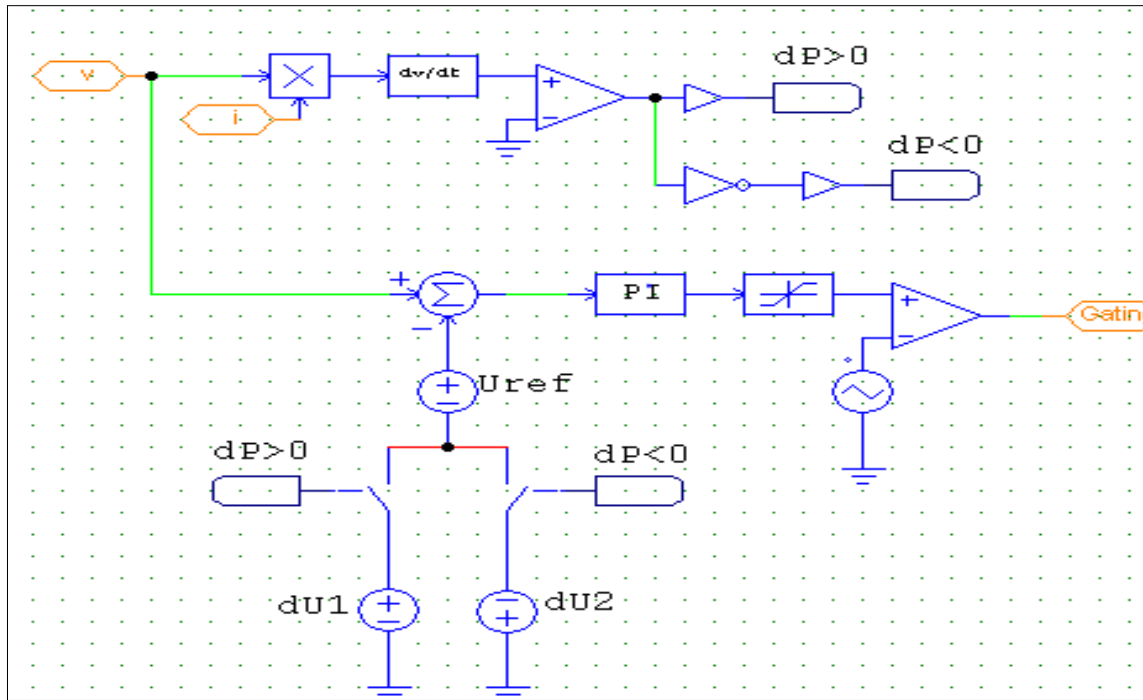


Figure III.1 : Modèle de la commande MPPT FS_PO dans Psim

La taille du pas variable adoptée pour réduire ce problème est représentée dans l'équation suivante :

$$Step = N \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad \text{III.1}$$

Où:

N est le facteur d'échelle défini dans la conception pour réguler la taille du pas. Ainsi, pour augmenter la convergence de cet algorithme, la taille du pas doit satisfaire l'inégalité suivante :

$$N \left| \frac{dP}{dV} \right| < \Delta D_{max} \quad \text{III.2}$$

Où:

ΔD_{max} est le plus grand pas de perturbation du rapport cyclique autorisé pour l'algorithme FS_PO. Le facteur d'échelle N peut être obtenu comme suit :

$$N < \Delta D_{max} / \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad \text{III.3}$$

III.2.2 MPPT VS_PO Corrigant le 2^{ème} inconvénient du MPPT FS_PO

L'équation III.3 fournit des indications pour déterminer la portée du facteur d'échelle N . Lorsque cette équation ne peut pas être satisfaite, la taille du pas prend la valeur maximale du pas fixe ΔD_{max} défini précédemment. Ainsi, malheureusement, la taille du pas de cette méthode ne peut garantir le maintien du système en mode taille variable surtout lorsque l'irradiation solaire est rapidement modifiée. De plus,

l'équation III.2 montre que le dP/dV est constamment comparé à une constante ($\Delta D_{max}/N$ est constant). Il n'est alors pas possible de trouver un facteur d'échelle approprié (N) et un limiteur à grand pas (ΔD_{max}) qui répondent aux exigences du système MPPT sous des changements d'irradiation élevés. Mais, si la grandeur ($\Delta D_{max}/N$) monte et descend, lorsque le niveau de rayonnement du soleil change, les problèmes mentionnés ci-dessus disparaîtront [131].

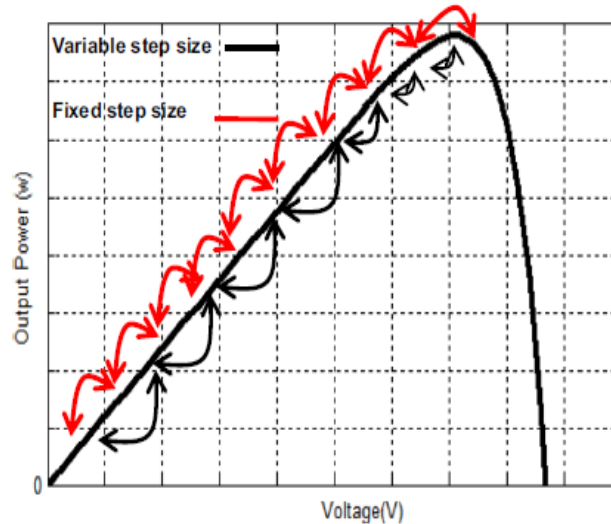


Figure III.2: La manière de suivre le PPM en utilisant un pas fixe et variable

La solution donnée est que puisque la variation du niveau d'irradiation du soleil est fortement liée au courant de sortie du générateur photovoltaïque, ce courant doit être introduit dans le pas comme suit :

$$Step = \frac{N'}{I} \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad \text{III.4}$$

N' est le nouveau facteur d'échelle.

Le modèle de la commande MPPT VS_PO implémenté dans PSIM est représenté dans la figure III.4.

On peut noter que si le niveau d'irradiation solaire augmente, le courant augmente, et le pas de l'équation III.4 diminue malgré que le MPPT s'éloigne et vice versa. Cette remarque permet de conclure qu'il y a un manque dans cette équation.

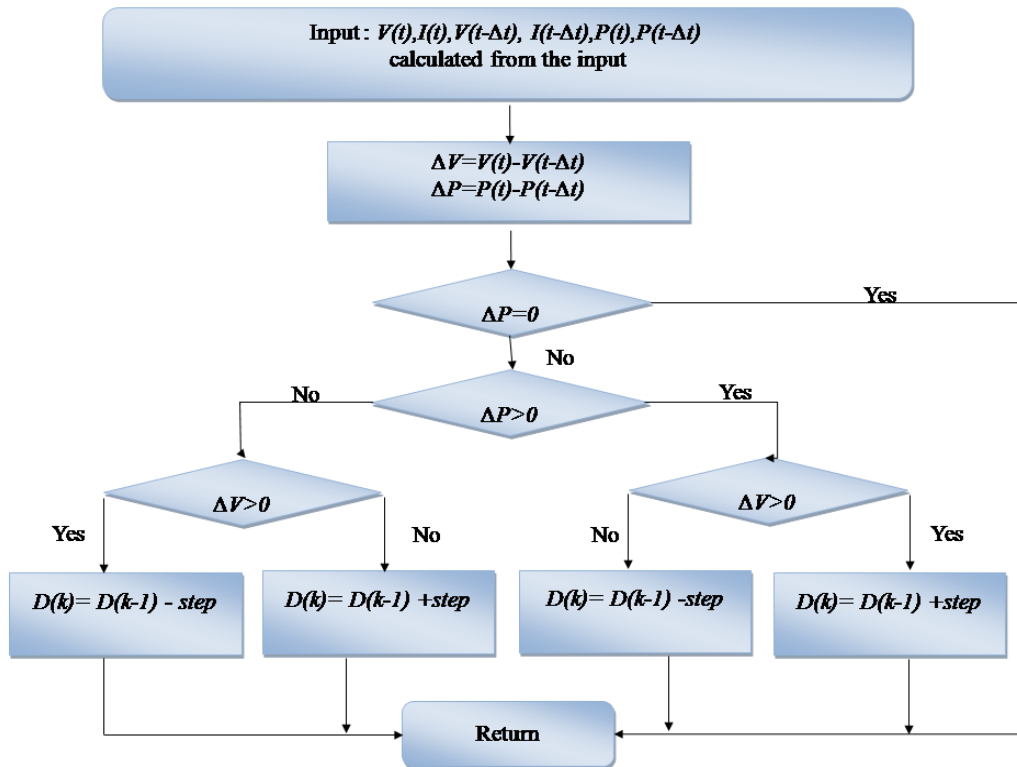


Figure III.3: Organigramme de l'algorithme VS_PO MPPT.

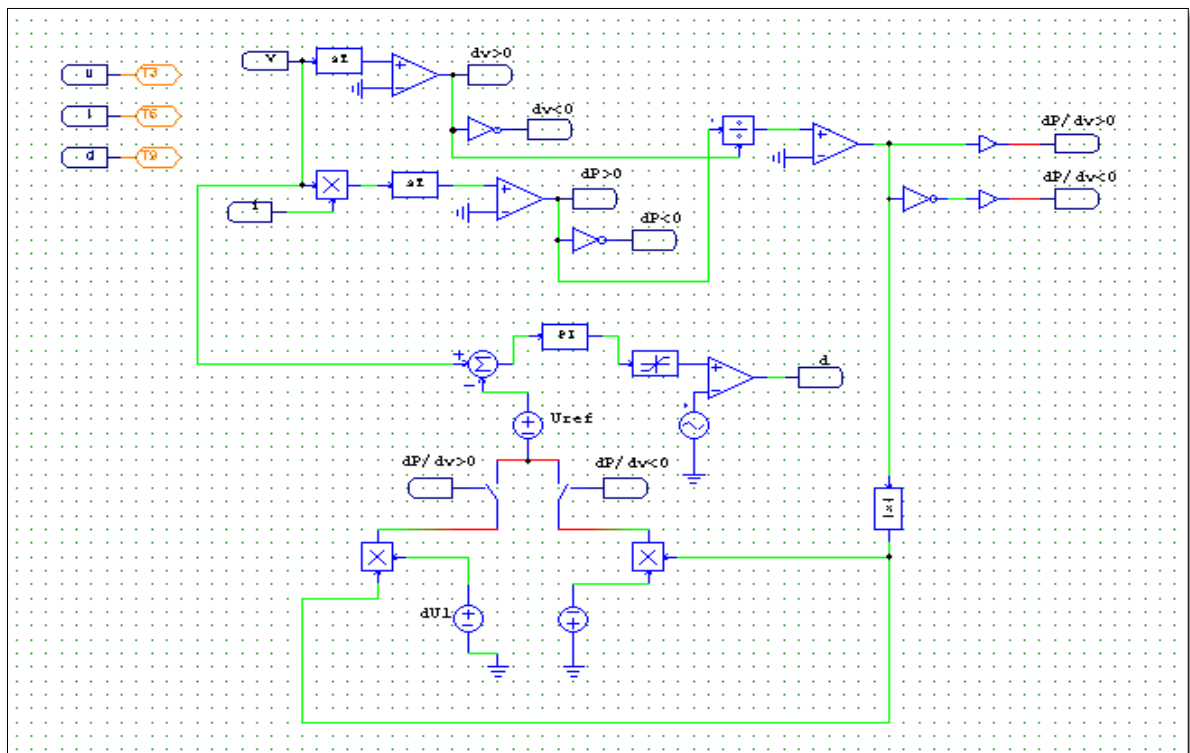


Figure III.4: Modèle de la commande MPPT VS_PO MPPT dans PSIM

III.3 Algorithme MPPT à pas variable amélioré (MVS_PO)

Pour surmonter le problème mentionné ci-dessus, une version améliorée est proposée dans ce travail. Le nouvel algorithme utilise deux pas de tailles différentes et variables. Le nouvel algorithme mesure la variation de courant (ΔI) pour déterminer lequel de ces deux pas (*step1* ou *step2*) est utilisé pour suivre le PPM. Ainsi, lorsque ΔI augmente, c'est une conséquence de l'augmentation du niveau d'irradiation solaire qui augmente le courant. En conséquence, la taille du pas doit augmenter. Pour ce faire, III.4 est multiplié par un coefficient de normalisation (A_1) supérieur à 1, mais si le niveau d'irradiation solaire diminue, le courant diminue, entraînant une réduction de ΔI et donc l'équation III.4 est multipliée par un nouveau coefficient (A_2) inférieur à 1. Les équations III.5 et III.6 montrent ces deux pas proposés et la figure III.5 montre l'organigramme de l'algorithme PO MPPT amélioré.

$$Step1 = \left(\frac{N'}{I} \left| \frac{dP}{dV} \right| \right) A_1 \tag{III.5}$$

$$Step2 = \left(\frac{N'}{I} \left| \frac{dP}{dV} \right| \right) A_2 \tag{III.6}$$

Avec $A_2 < 1 < A_1$

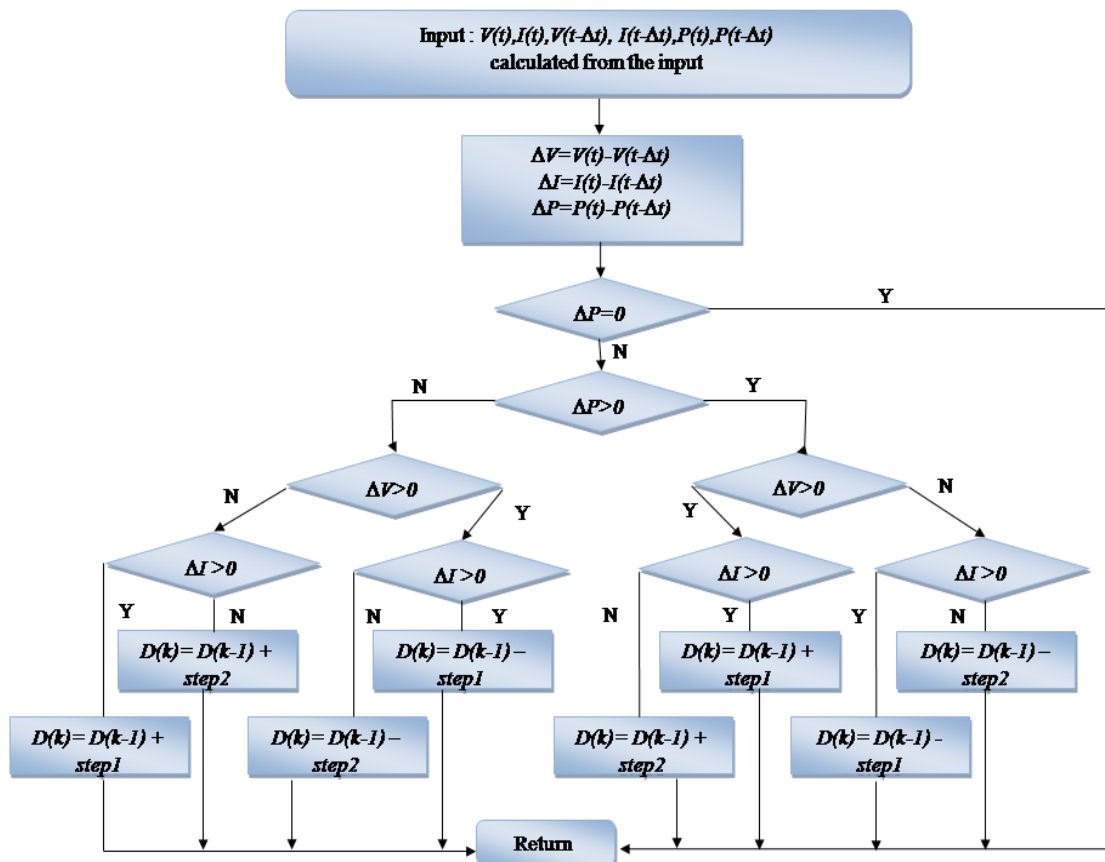


Figure III.5 : Organigramme de l'algorithme MVS_PO

Le Modèle de la commande MPPT MVS_PO MPPT implémenté dans PSIM est représenté dans la figure III.6

Cet algorithme PO MPPT à pas variable modifié améliore la vitesse de réponse dynamique et stabilise la précision.

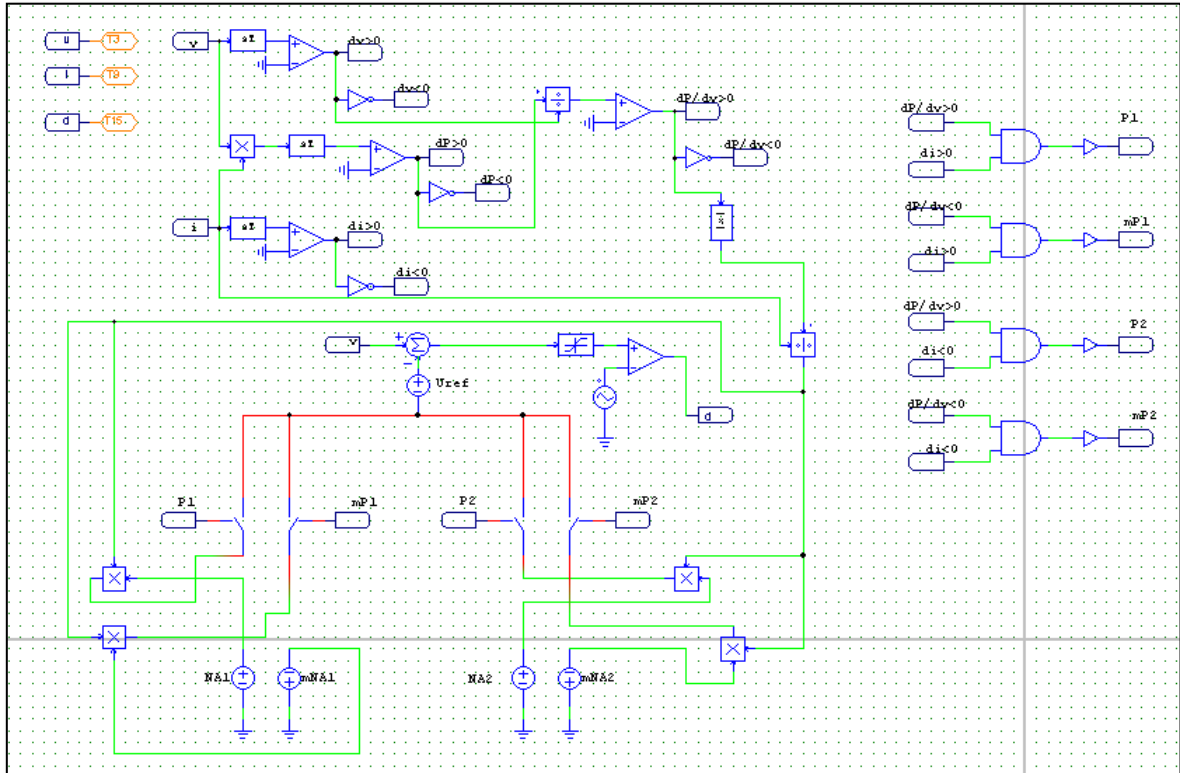


Figure III.6 : Modèle de la commande MPPT MVS_PO MPPT dans PSIM

III.4 Simulation du système PV

Dans le but de tester l'efficacité et les performances de la méthode proposée une simulation est réalisée par l'utilisation du logiciel PSIM.

III.4.1 Simulation du système PV en connexion direct

Nous avons commencé par la simulation du système PV en connexion directe avec charge (figure III.7) dans les conditions atmosphériques standards (1000 w/m^2 et 25°C).

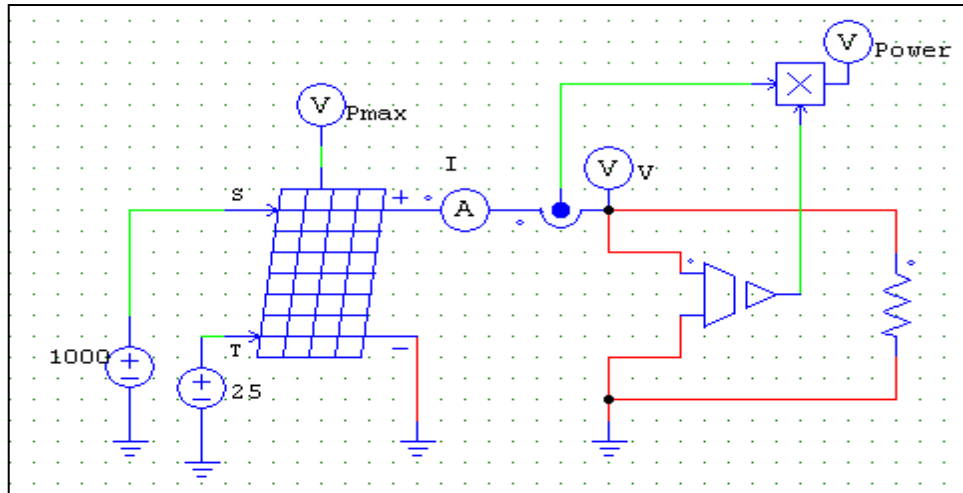


Figure III.7 : Montage du module PV relié directement à la charge

III.4.2 Résultats de simulation en connexion direct

Comme nous pouvons le constater sur la Figure III.8, pour une puissance disponible aux bornes du module de 60W, en rouge, et une charge résistive de 50Ω, cette dernière n'arrive à en extraire que 9W, en vert, dans des conditions d'ensoleillement et de température idéales.

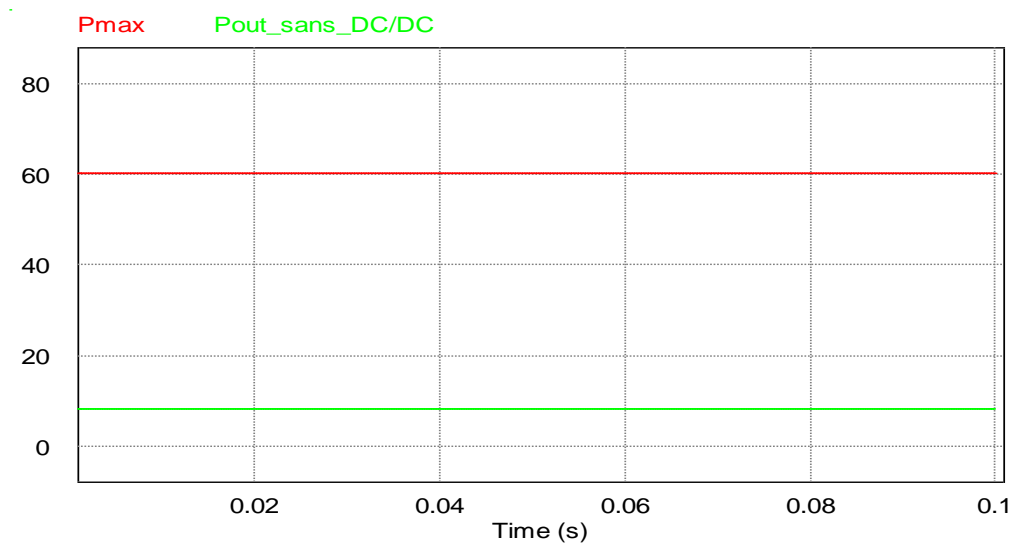


Figure III.8 : Courbes de la puissance soutirée de la charge et la puissance maximale

III.4.3 Simulation du système PV en connexion via un étage d'adaptation

Pour minimiser la perte de puissance, nous avons inséré, dans le montage, entre le module PV et la charge, un hacheur muni d'un système de commande MPPT, par conséquent, l'impédance est adaptée à la source.

III.4.3.1 Simulation du système PV avec convertisseurs DC/DC de types boost et buck

Le système PV est simulé via un étage d'adaptation à base de convertisseur DC/DC de type boost (figure III.9) et buck (figure III.10), tout deux muni de la commande MPPT traditionnelle pour montrer le rôle primordial du convertisseur.

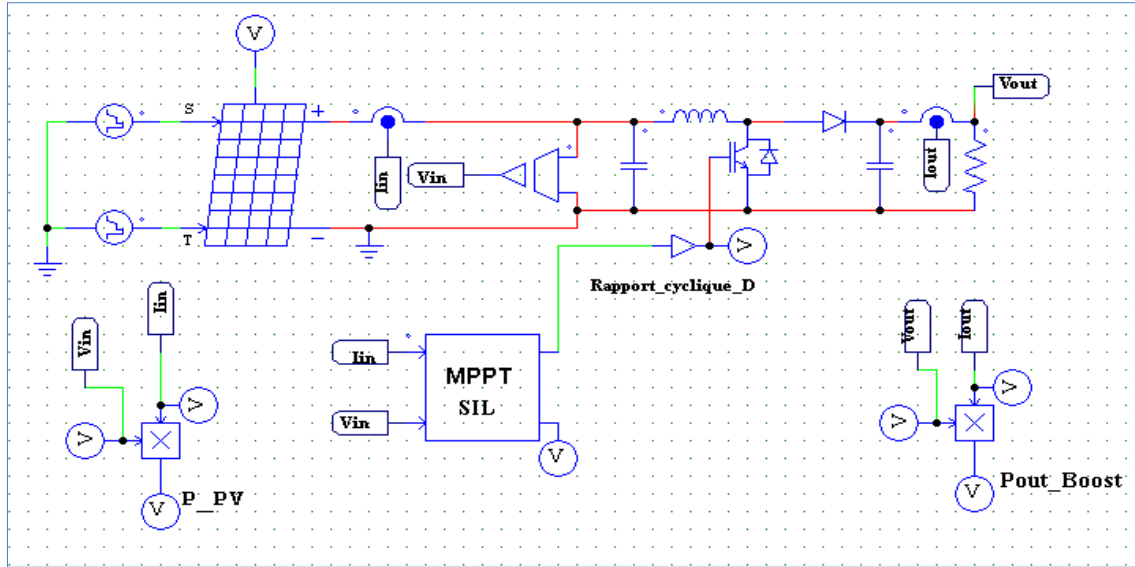


Figure III.9 : Montage du module PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC de type Boost commandé par le bloc MPPT SIL

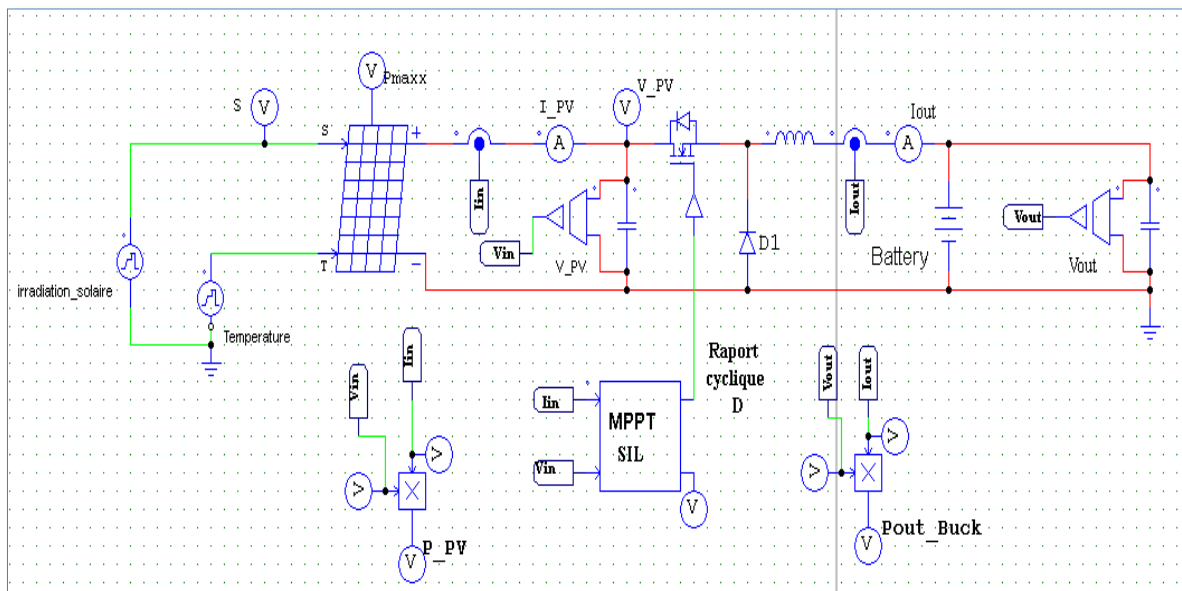


Figure III.10 : Montage du module PV relié à la charge à travers un convertisseur DC/DC de type Buck commandé par le bloc MPPT SIL

III.4.3.2 Résultats de simulation du système PV avec convertisseurs DC/DC de types boost et buck

Pour décidé sur quel type de CS nous utiliserons pour notre travail, nous avons introduit dans un premier temps un CS de type boost dans le système PV, et comme nous pouvons le voir sur la figure III.11, le système prend 13 ms pour qu'il puisse se stabiliser autour de la puissance maximale.

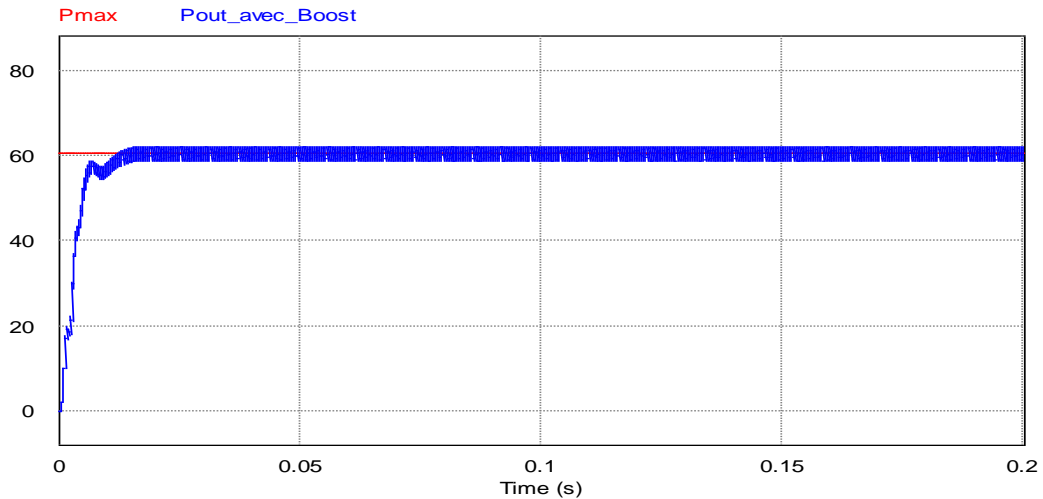


Figure III.11: Puissance maximale du GPV (P_{max}) et de la charge (P_{out}) dans le cas d'un CS boost et cela pour des conditions atmosphériques idéales (1000 W/m^2 et 25°C).

Ensuite nous avons simulé le système PV muni d'un CS de type buck. Nous pouvons voir sur la figure III.12 que le système prend 7 ms pour qu'il puisse se stabiliser autour de la puissance maximale.

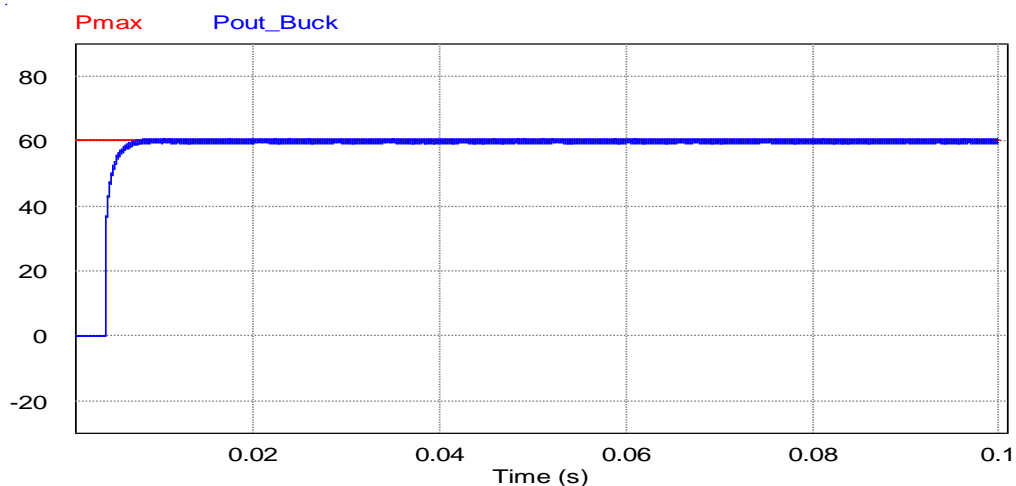


Figure III.12: Puissance maximale du GPV (P_{max}) et de la charge (P_{out}) dans le cas d'un CS buck et cela pour des conditions atmosphériques idéales (1000 W/m^2 et 25°C).

III.4.3.3 Influence du pas de perturbation de l'algorithme traditionnel sur la réponse du système PV

Nous avons commencé par une simulation de la puissance de sortie du système photovoltaïque en fonction du temps pour l'algorithme traditionnel PO PPMT (FS_PO) en utilisant simultanément un grand et un petit pas d'incrément.

III.4.3.4 Résultats de simulation de l'ancienne méthode (FS_PO) pour différentes valeurs d'irradiation à température constante (25°C)

Nous avons soumis le système PV à une variation de luminosité de 200 W/m² de 0 à 0.01 s, 500 W/m² de 0.01 à 0.02s, 1000 W/m² de 0.02 à 0.03s, puis à deux changements sévères de 1000 W/m² à 200 W/m² à l'instant 0.03s et de 200 à 1200 W/m² à l'instant 0.04s, ensuite de 1200 W/m² de 0.04 à 0.05 et enfin 500W/m² de 0.05 à 0.06s. La figure III.13 montre les différents niveaux d'irradiations solaires, le courant de sortie, la tension de sortie et la puissance de sortie du module PV Solarex MSX-60 utilisé dans notre travail.

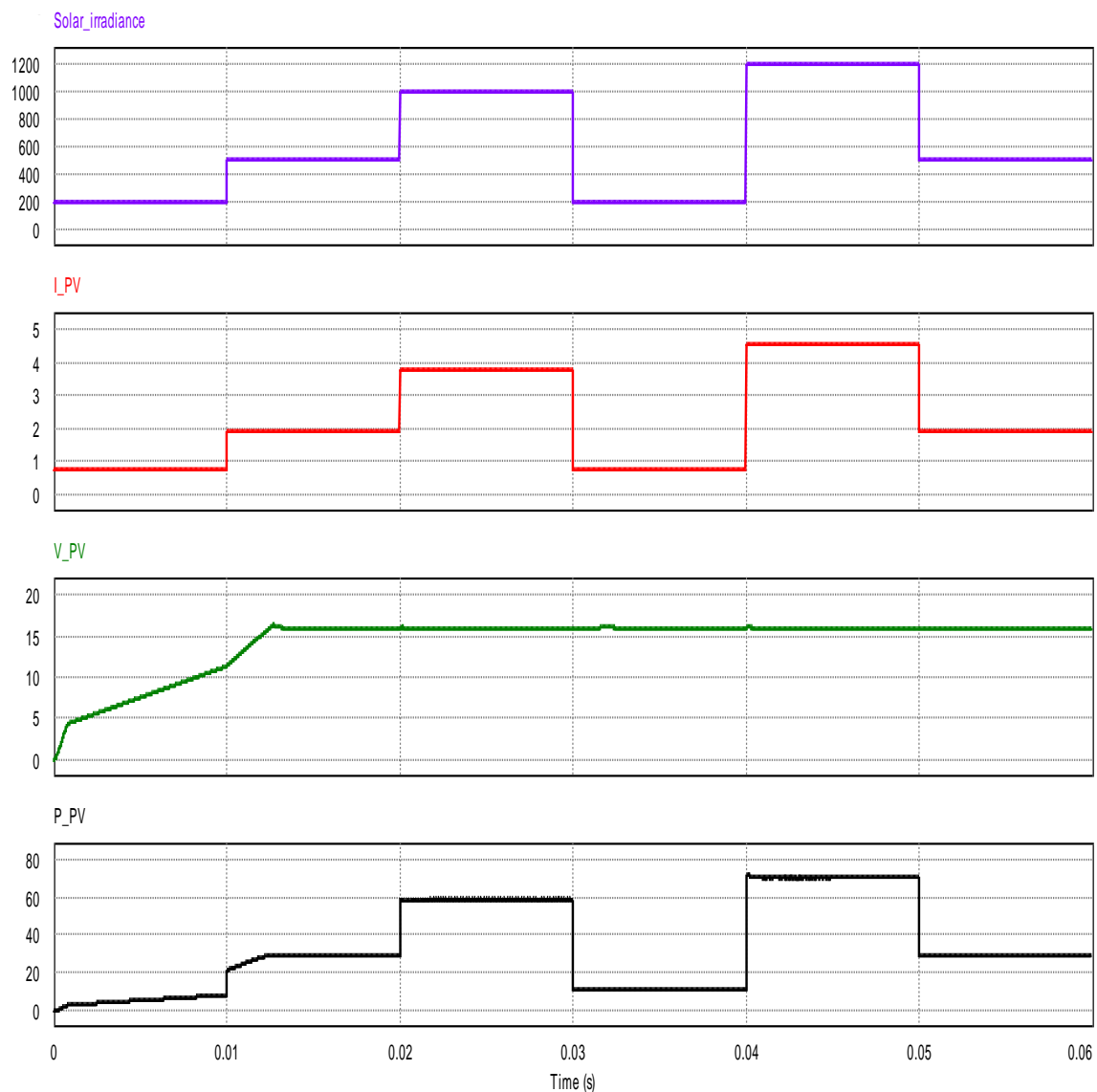


Figure III.13: Niveaux d'irradiations solaires (en bleu) ; Courant Photovoltaïque (en rouge); Tension photovoltaïque (en vert foncé) et Puissance photovoltaïque (en noir).

Les figures III.14 et III.15 illustrent la puissance de sortie du système photovoltaïque en fonction du temps pour l'algorithme traditionnel MPPT PO (FS_PO) en utilisant simultanément un grand et un petit pas d'incrément. Le grand pas utilisé dans cette simulation est $\Delta D_{max}=0,07$ et le petit est $\Delta D_{min}=0,001$. Comparé à l'algorithme MPPT avec un pas de petite valeur, l'algorithme MPPT avec une grande valeur de pas montre des oscillations trop élevées, alors que pour un petit pas, les oscillations autour du PPM sont négligeables.

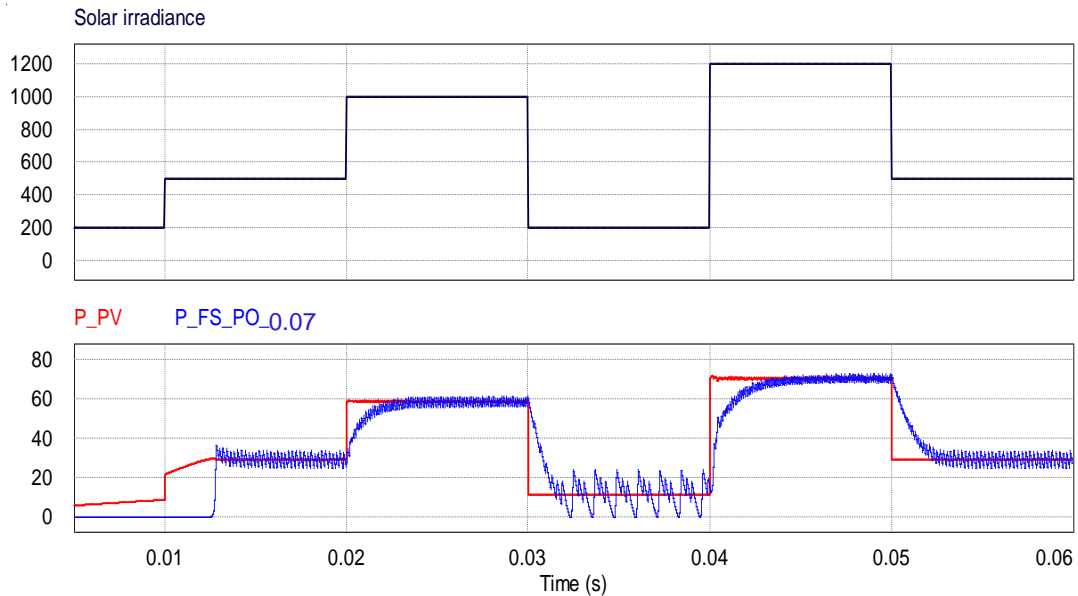


Figure III.14: Comparaison entre la puissance de sortie d'un panneau photovoltaïque (en rouge) et la puissance de sortie du système PV lorsque nous avons utilisé l'algorithme MPPT FS_PO avec un grand pas (en bleu) pour différentes valeurs d'irradiation

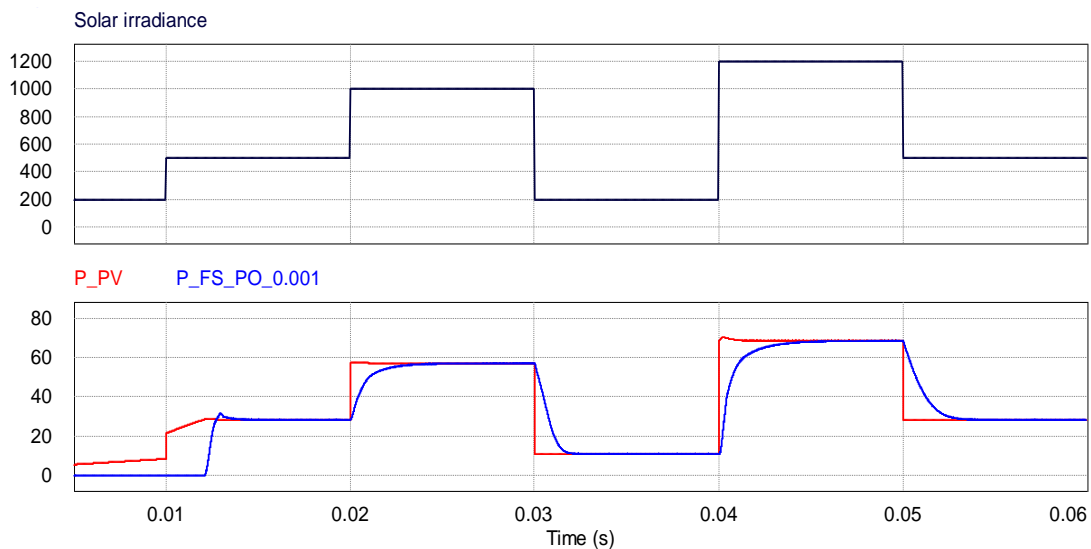


Figure III.15: Comparaison entre la puissance de sortie d'un panneau photovoltaïque (en rouge) et la puissance de sortie du système PV lorsque nous avons utilisé l'algorithme MPPT FS_PO avec un petit pas (en bleu) pour différentes valeurs d'irradiation

III.4.3.5 Comparaison de la puissance de sortie du système PV pour différentes méthodes MPPT

Pour prouver l'efficacité de la technique VS_MPPT PO proposée, une étude comparative par simulation a été réalisée entre :

- 1^{ère} comparaison : FS_PO traditionnel avec un petit pas et l'algorithme VS_PO existant;
- 2^{ème} comparaison : FS_PO traditionnel avec un petit pas et l'algorithme MVS_PO
- 3^{ème} comparaison : VS_PO existant avec l'algorithme MVS_PO.

a) Comparaison entre l'algorithme traditionnel FS_PO et l'algorithme VS_PO existant

Les résultats de la 1^{ère} comparaison pour différentes valeurs d'irradiation sont représentés dans les figures III.16, III.17, III.18 et III.19.

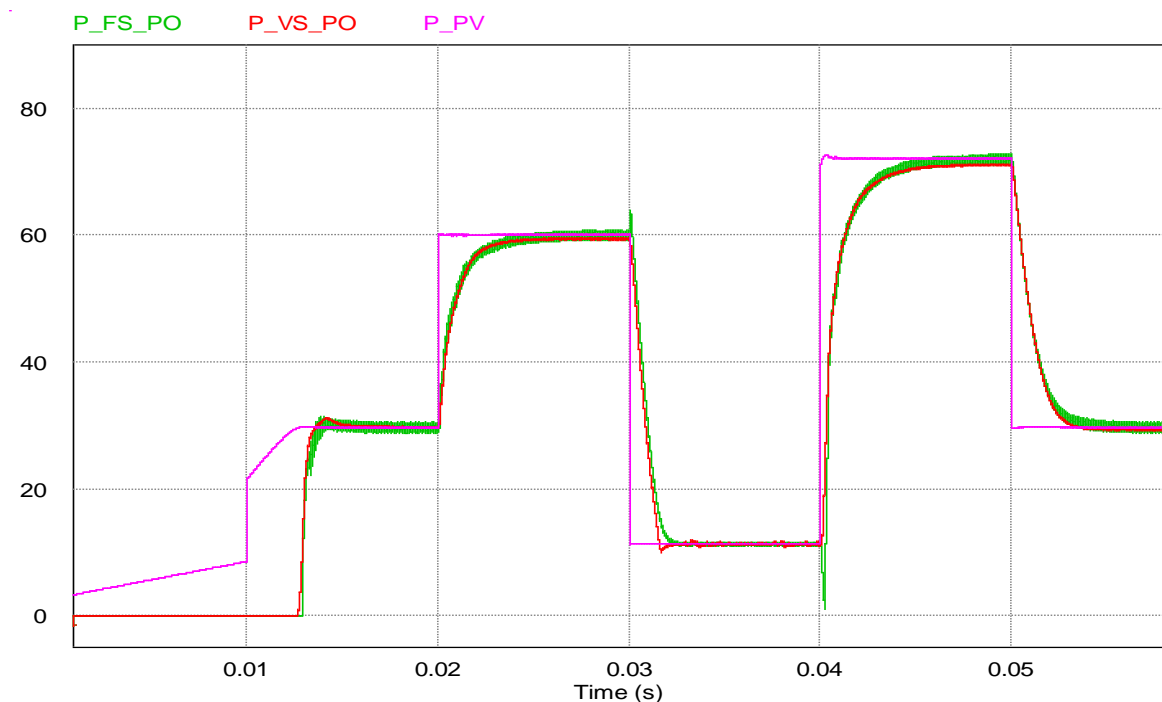


Figure III.16 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues en utilisant l'algorithme MPPT FS-PO et celle en utilisant l'algorithme MPPT VS_PO pour différentes valeurs d'irradiation.

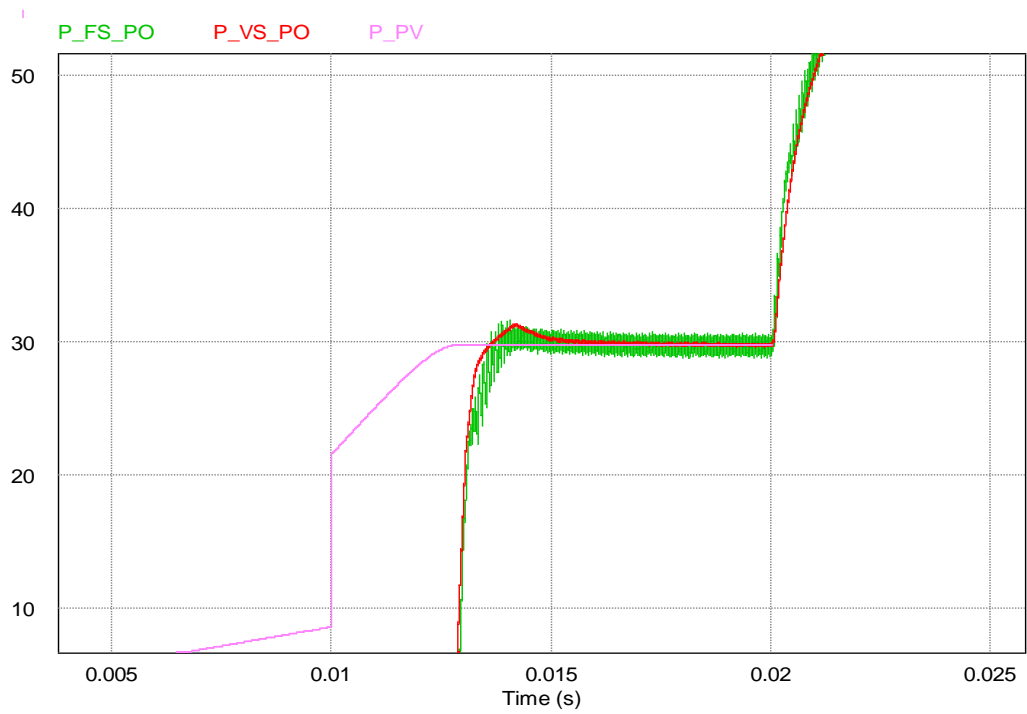


Figure III.17 : Zoom sur la figure III.16 montrant le temps de réponse

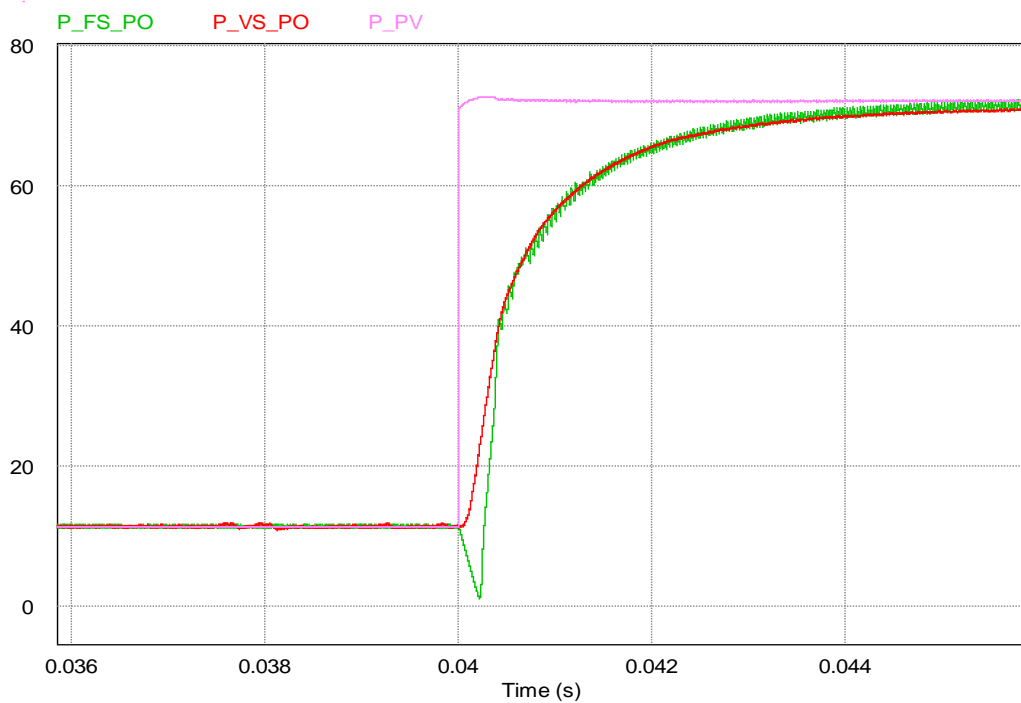


Figure III.18 : Zoom sur la figure III.16 montrant la divergence du suivi MPP pour la méthode FS_VS lors d'un changement brutal de l'irradiation de 200 à 1200 W/m²

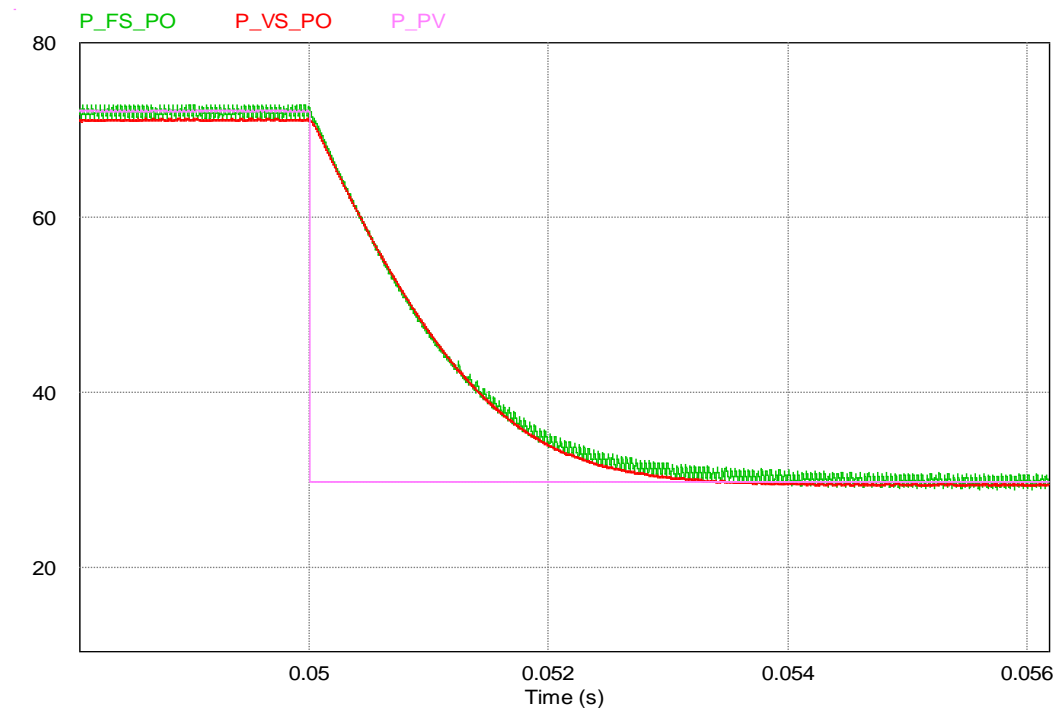


Figure III.19 : Zoom sur la figure III.16 montrant la négligence des oscillations pour la méthode VS_PO surtout lorsque le PPM est atteint

b) Comparaison entre l'algorithme traditionnel FS_PO et le nouvel algorithme

Les résultats de la 2^{ème} comparaison sont représentés dans les figures III.20 à III.24.

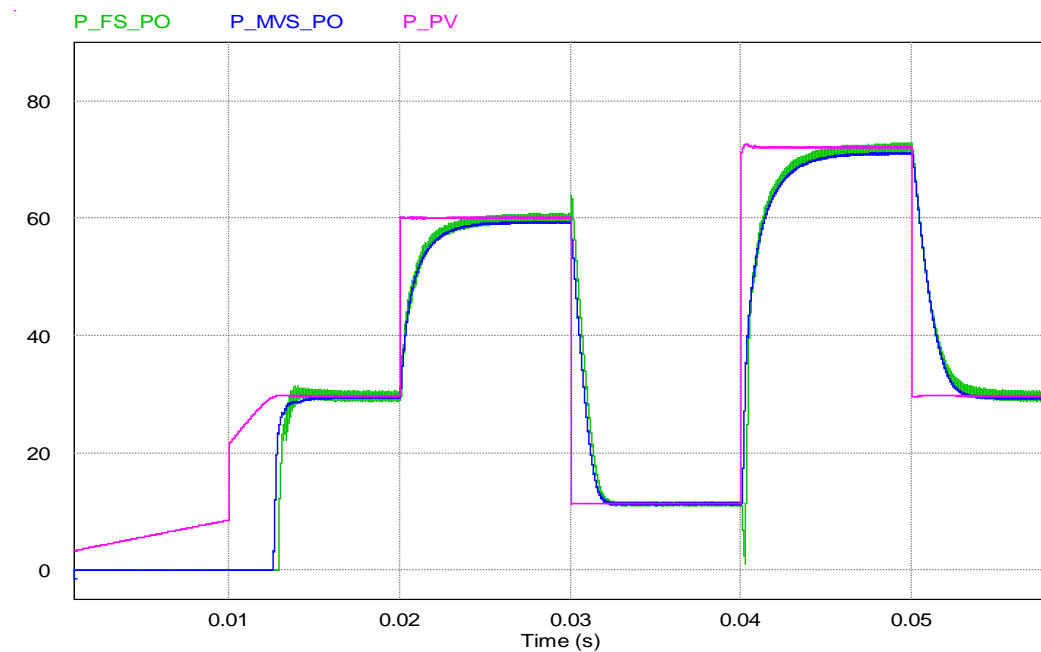


Figure III.20 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues en utilisant l'algorithme FS-MPPT PO et celle en utilisant l'algorithme MVS_MPPT PO pour différentes valeurs d'irradiation.

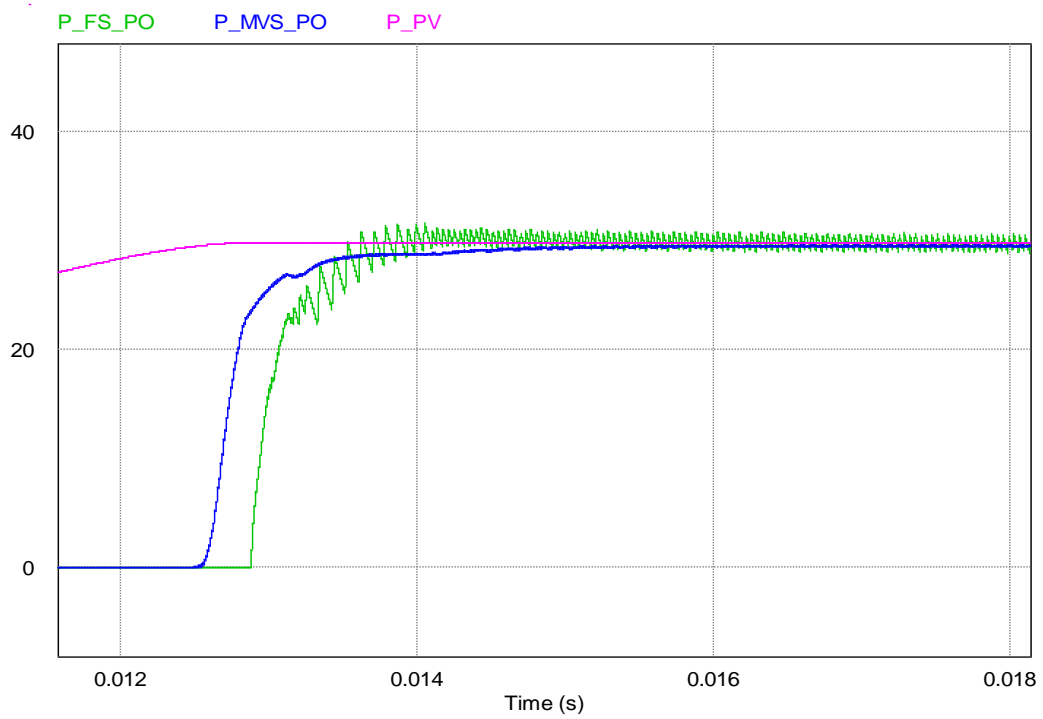
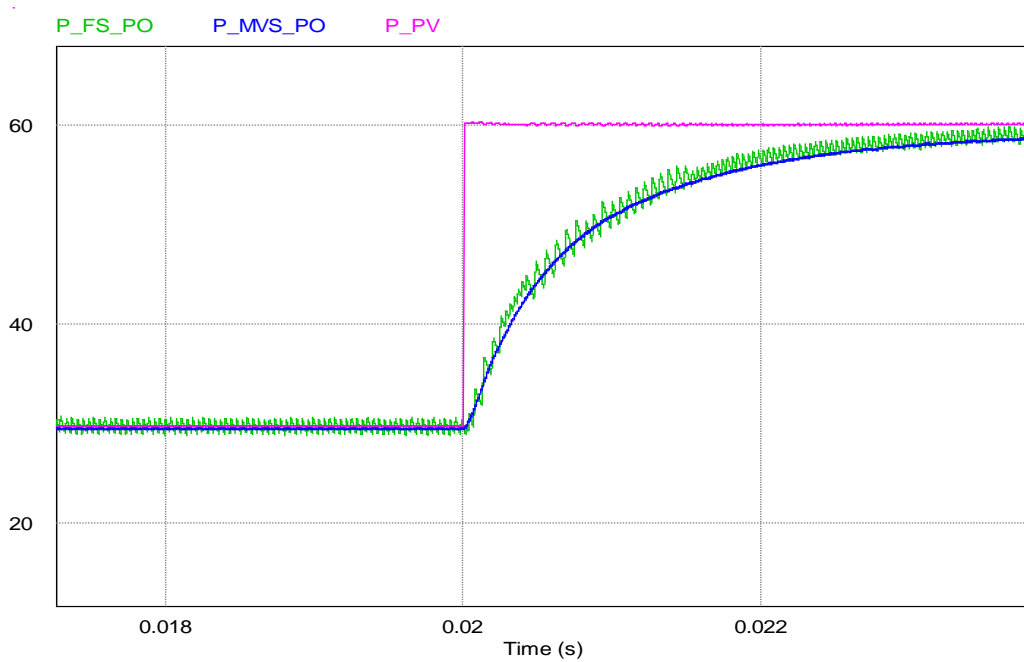
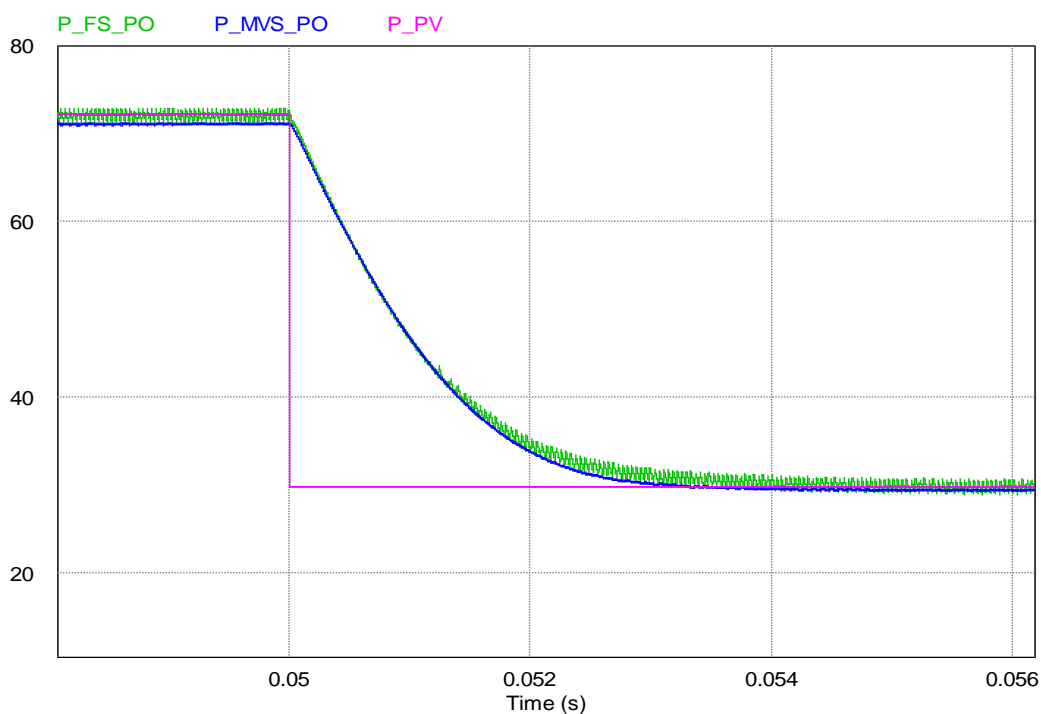


Figure III.21 : Zoom sur la figure III.20 montrant le temps de réponse



a



b

Figure III.22 : Zoom a et b sur la figure III.20 pour des instants différents a) $t=0.02s$ et b) $t=0.05s$ montrant la négligence des oscillations pour la nouvelle méthode surtout lorsque le PPM est atteint.

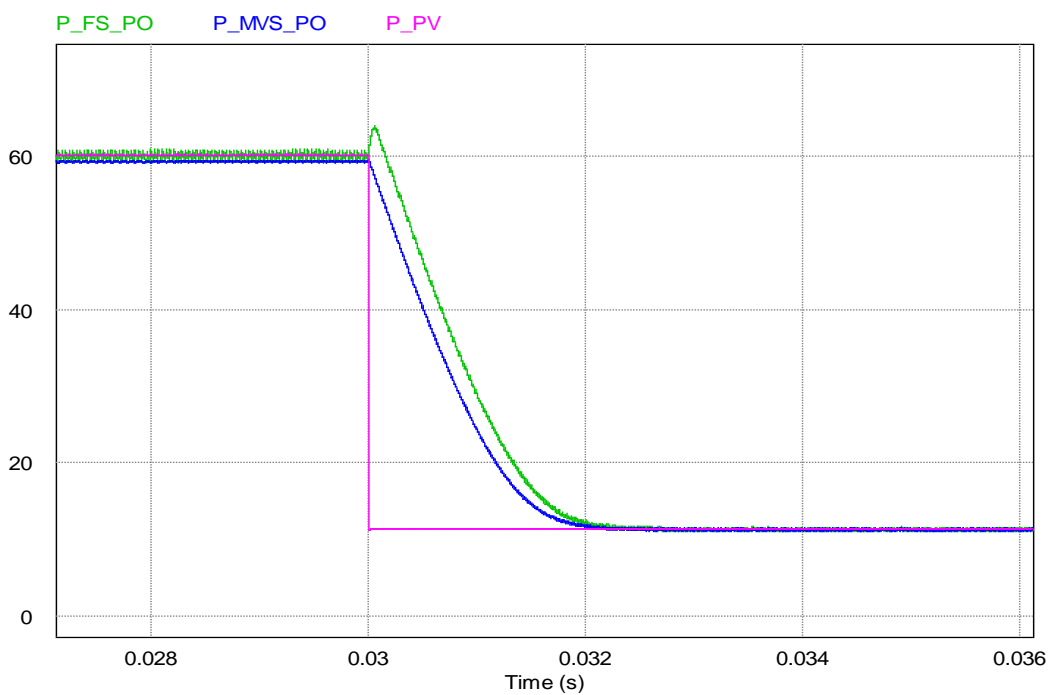


Figure III.23 : Zoom sur la figure III.20 montrant la divergence du suivi PPM PPM pour la méthode FS_PO lors d'un changement brutal de l'irradiation de 1000 à 200 W/m^2

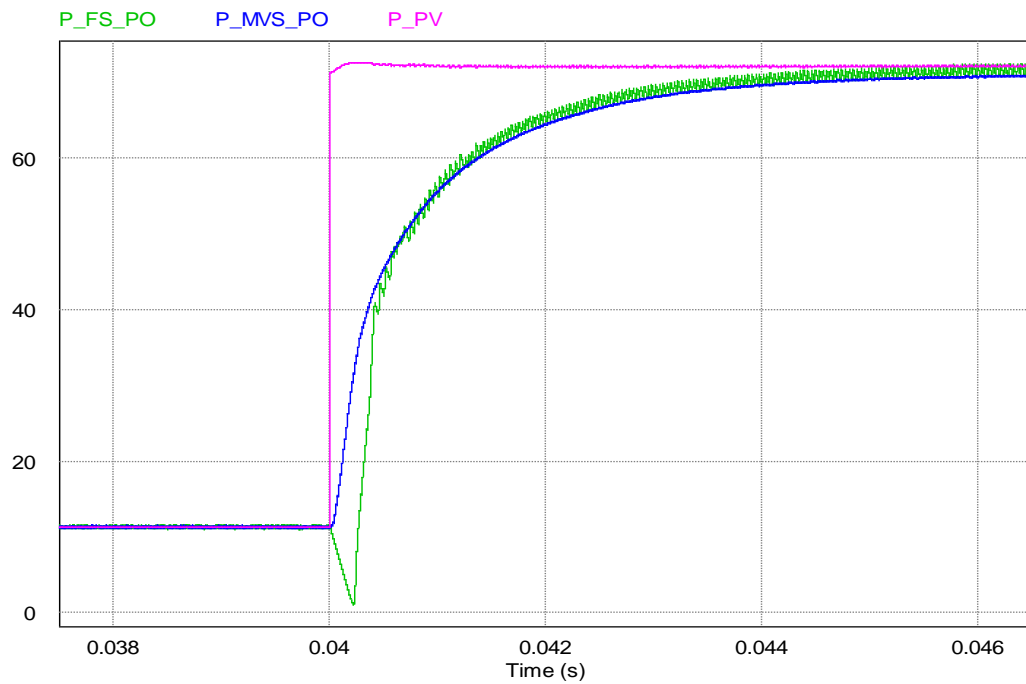


Figure III.24 : Zoom sur la figure III.20 montrant la divergence du suivi PPM PPM pour la méthode FS_PO lors d'un changement brutal de l'irradiation de 200 à 1200 W/m²

c) Comparaison entre l'algorithme VS_PO et le nouvel algorithme

Les résultats de la 3^{ème} comparaison sont représentés dans les figures III.25 à III.27.

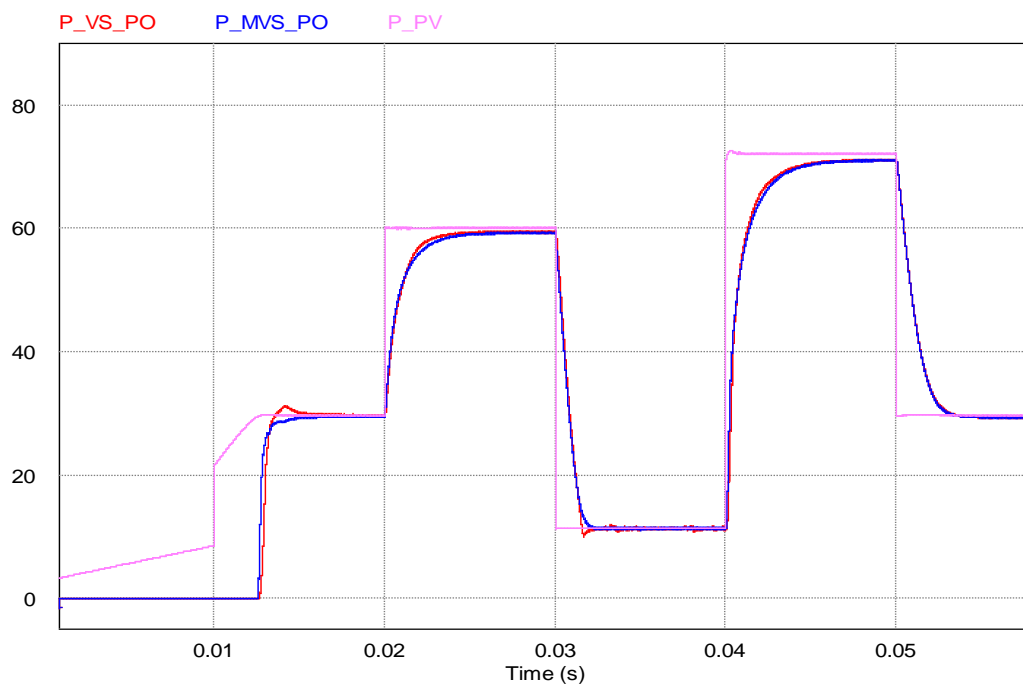


Figure III.25 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues en utilisant l'algorithme VS_MPPT PO avec la puissance de sortie en utilisant l'algorithme MVS_MPPT PO pour différentes valeurs d'irradiation.

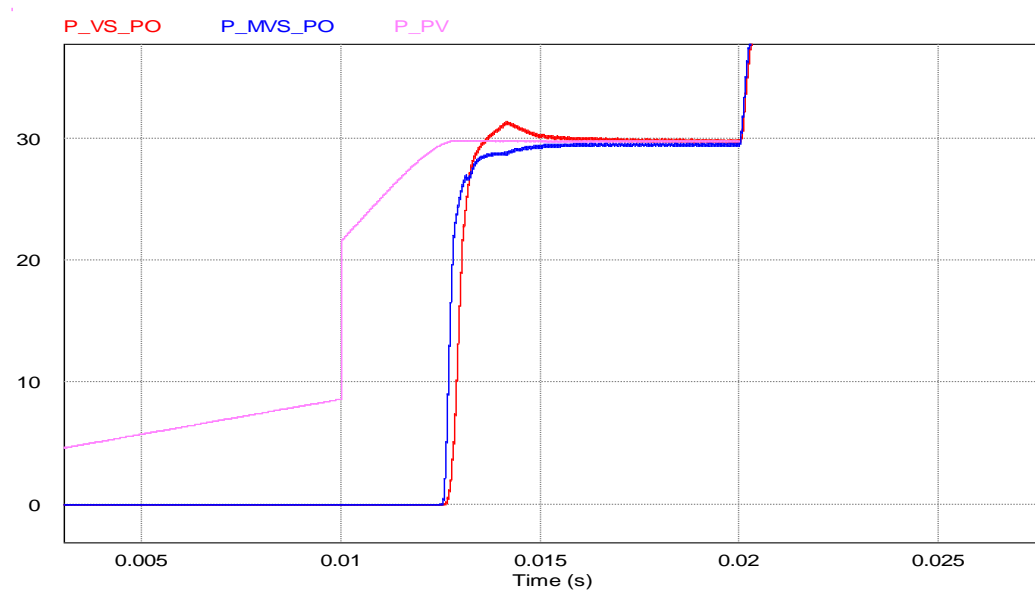


Figure III.26 : Zoom sur la figure III.25 montrant le temps de réponse

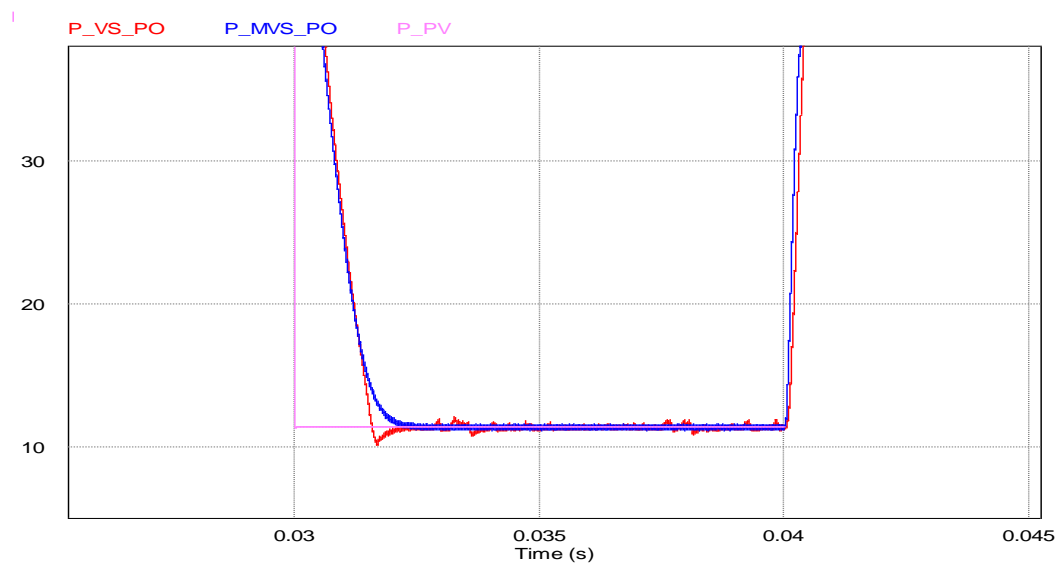


Figure III.27 : Zoom sur la figure III.25 montrant la négligence des oscillations pour la nouvelle méthode surtout lorsque le PPM est atteint

III.4.3.6 Résultats de simulation du système PV pour différentes valeurs de température

Nous avons soumis le système PV à une variation de température et cela comme suit :

- 25°C → de 0 à 0.03 s
- 50°C → de 0.03 à 0.06 s
- 10°C → de 0.06 à 0.12 s
- 50 °C → de 0.12 à 0.15 s

La figure III.28 montre les différentes valeurs de températures utilisées dans notre simulation.

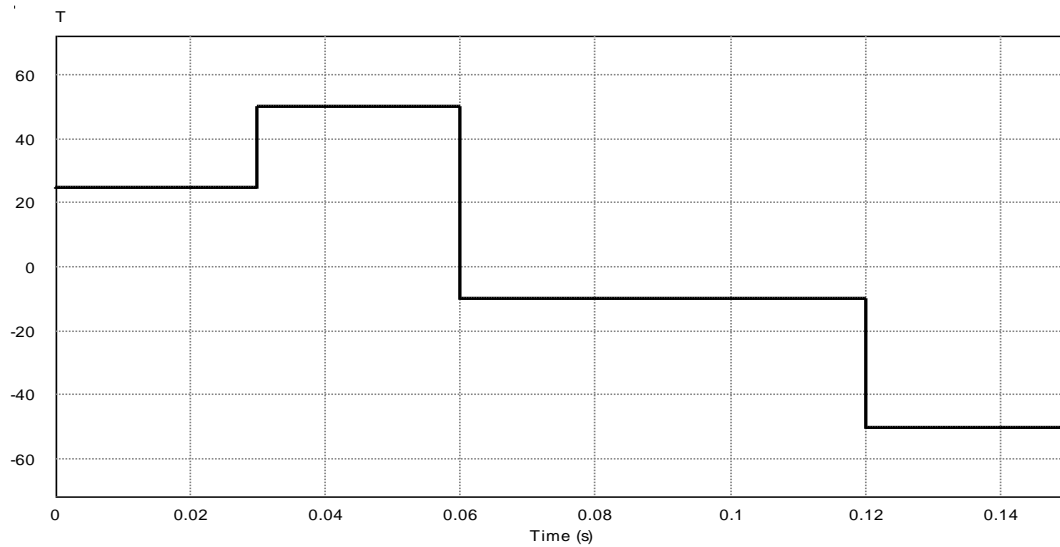


Figure III.28 : Différentes valeurs de température utilisées dans notre simulation

Pour prouver l'efficacité de la technique MPPT MVS_PO proposée, nous avons réalisé les trois types de comparaisons faites dans le cas de changement d'irradiation solaire.

a) Comparaison entre l'algorithme FS_PO et l'algorithme VS_PO

Les résultats de la 1^{ère} comparaison pour différentes valeurs de température sont représentés dans les figures III.29 et III.30

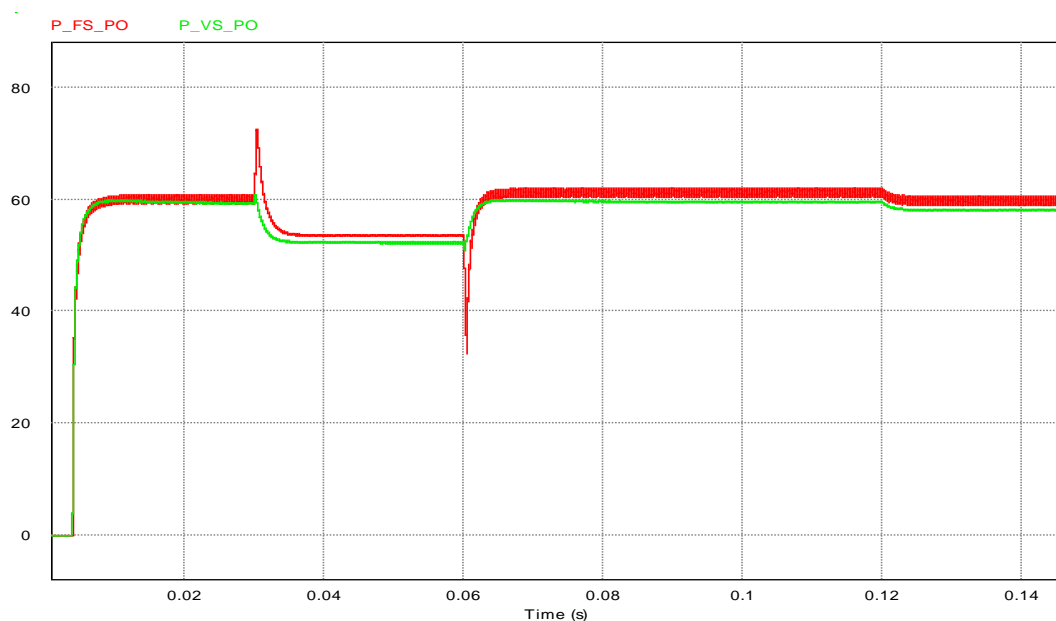


Figure III.29 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme MPPT FS_PO et celles utilisant l'algorithme MPPT VS_PO pour différentes valeurs de température

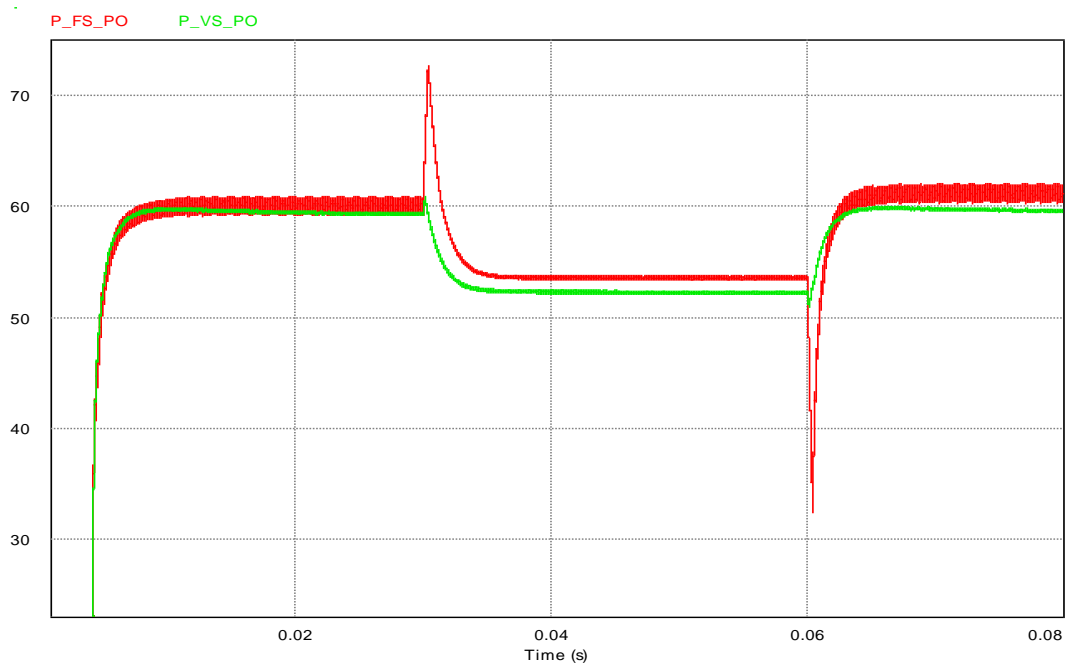


Figure III.30 : Zoom sur la première partie de la figure précédente

b) Comparaison entre l'algorithme FS_PO et le nouvel algorithme

Les résultats de la 2^{ème} comparaison pour différentes valeurs de température sont représentés dans la figure III.31

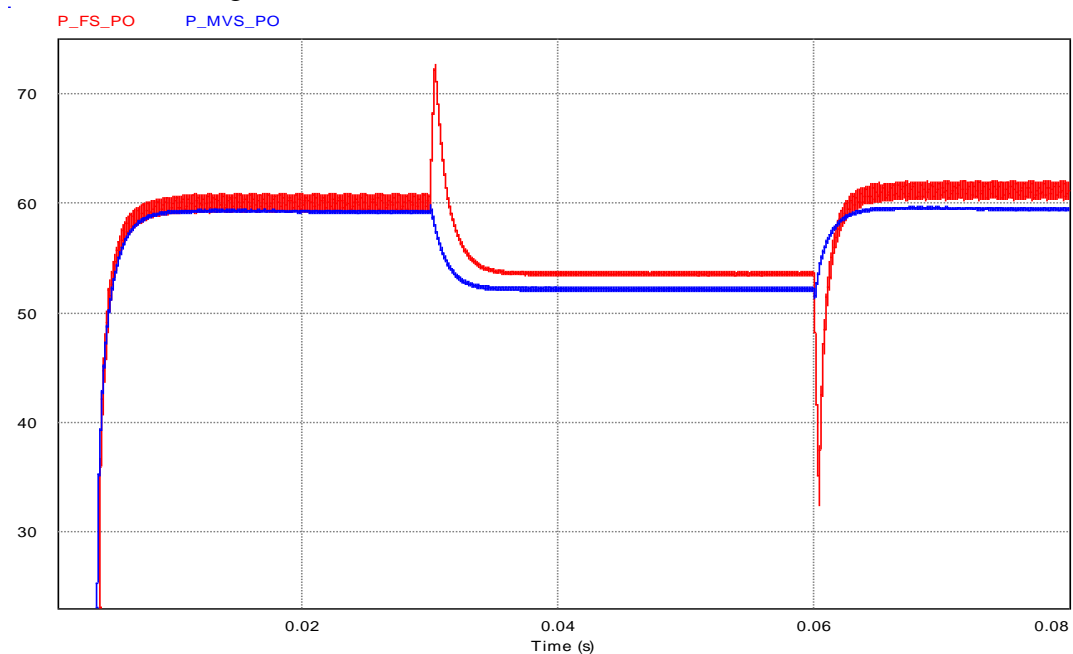


Figure III.31 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme MPPT FS_PO avec la puissance de sortie à l'aide de l'algorithme MPPT MVS_PO pour différentes valeurs de température

c) Comparaison entre l'algorithme VS_PO et le nouvel algorithme

Les résultats de la 3^{ème} comparaison pour différentes valeurs de température sont représentés dans les figures III.32 et III.33

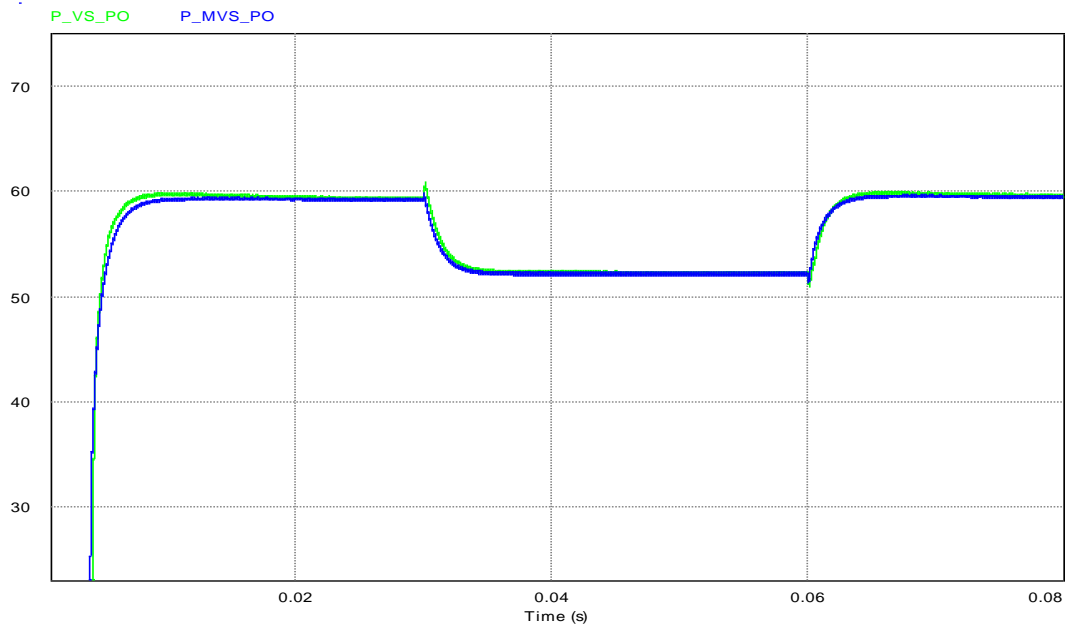


Figure III.32 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide de l'algorithme MPPT VS_PO avec la puissance de sortie à l'aide de l'algorithme MPPT MVS_PO pour différentes valeurs de température

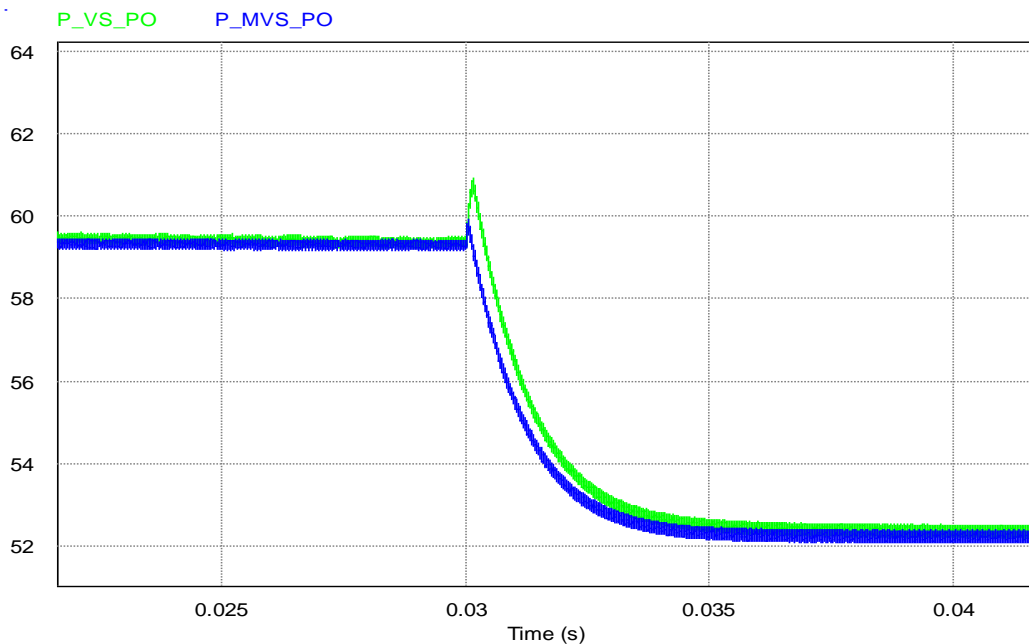


Figure III.33 : Zoom sur la figure III.32 montrant la divergence du suivi PPM pour la méthode VS_PO à 0.03s pour l'algorithme VS_PO

d) Comparaison entre les trois algorithmes

Les résultats de la comparaison des trois algorithmes pour différentes valeurs de température sont représentés dans les figures III.34 et III.35

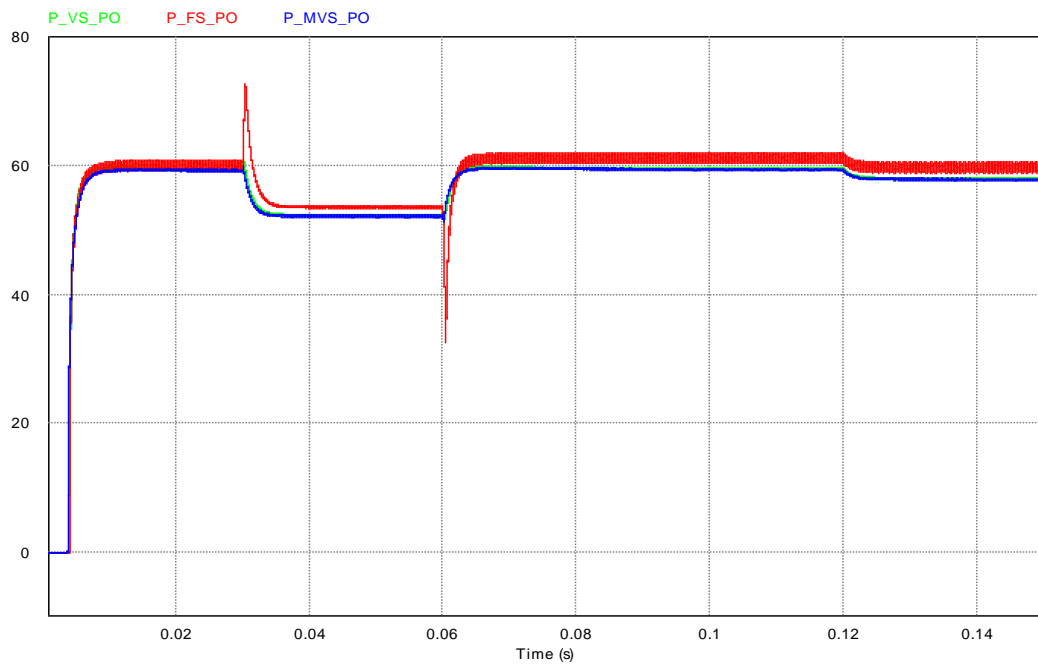


Figure III.34 : Comparaison entre les puissances de sortie obtenues à l'aide des algorithmes MPPT FS-PO, VS_PO et MVS_PO pour différentes valeurs de température.

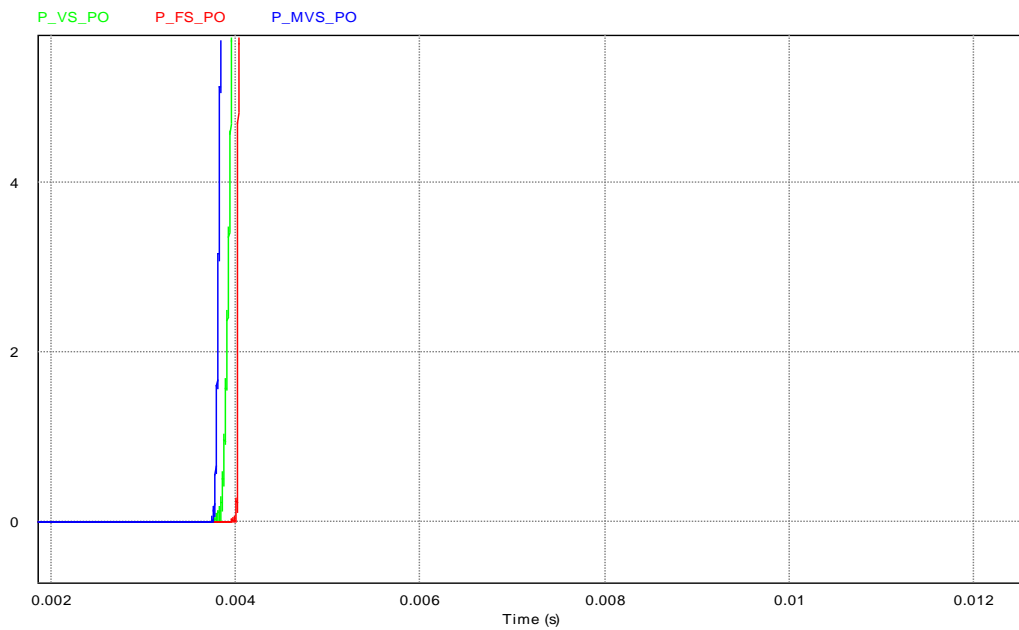


Figure III.35 : Zoom sur la figure III.34 à l'instant $t=0.04s$

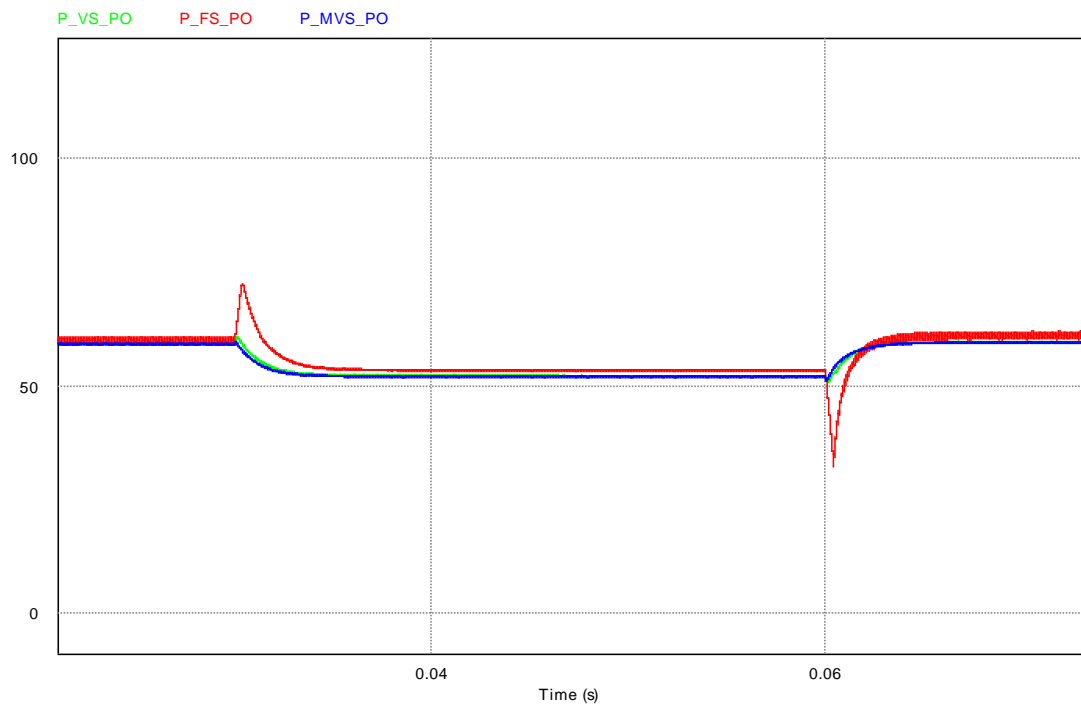


Figure III.36 :Zoom sur la figure III.34 entre deux changements brutales $t=0.03s$ et $t=0.06s$

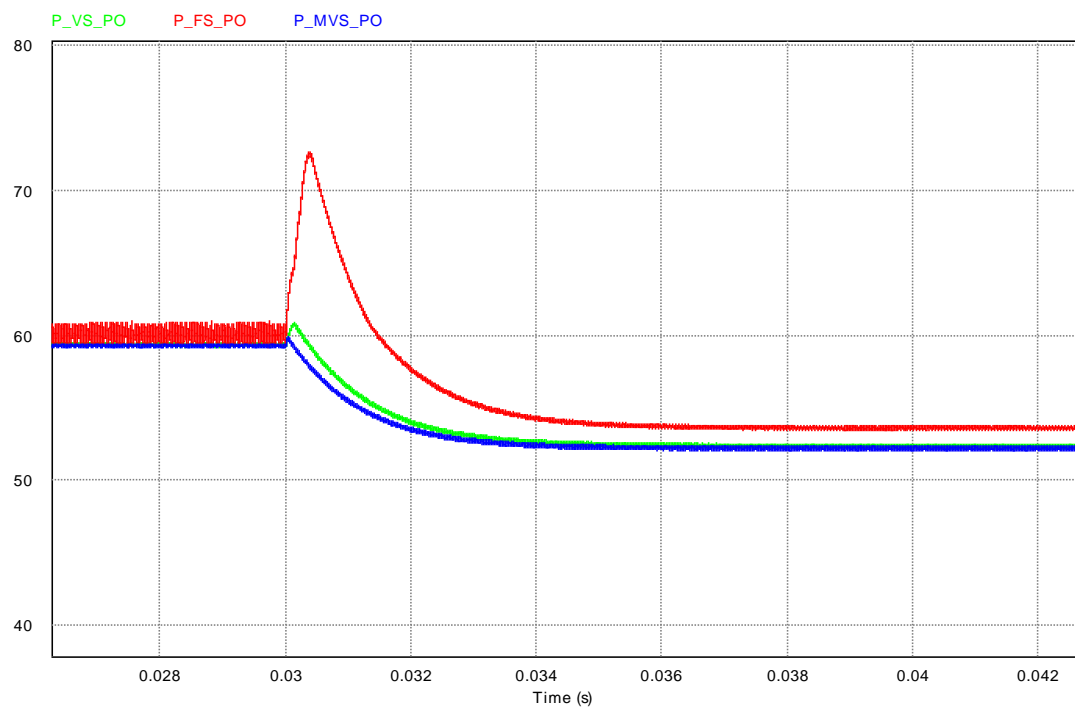


Figure III.37 : Zoom sur la figure III.34 à $t=0.03s$

III.4.4 Discussion des résultats

La méthode proposée montre plusieurs améliorations dans la précision du suivi, le temps de réponse et le dépassement.

III.4.4.1 La poursuite du PPM

Les figures III.16, III.20, III.25 montrent le comportement du système photovoltaïque face à différentes variations de niveaux d'irradiation solaire (200, 500, 1000, 1200 watts/m²) pour les algorithmes FS_PO et VS_PO, FS_PO et MVS_PO ainsi que VS_PO et MVS_PO respectivement. On peut noter que l'algorithme MVS_PO présente une bonne précision par rapport aux deux autres algorithmes. Nous pouvons également noter que pour un changement d'irradiation sévère, la méthode améliorée montre un suivi plus précis par rapport aux algorithmes MPPT existant VS_PO et FS_PO. Nous pouvons noter la même chose dans le cas de changement de la température (Figures III.30 à III.32 et III.34)

III.4.4.2 Temps de réponse

Comme le montrent les figures III.17, III.21, III.26, et III.35, le temps de réponse du système PV utilisant l'algorithme MVS_PO est meilleur que celui utilisant l'algorithme FS_PO et l'algorithme VS_PO existant, en particulier pour les augmentations et diminutions soudaines de l'irradiation solaire ou de la température. Cela contribue à la réduction de la perte d'énergie.

III.4.4.3 Dépassement

Dans les figures III.18, III.23, III.24 et III.27, nous pouvons voir que les courbes de puissance des méthodes FS_PO et VS_PO montrent un dépassement lorsqu'il y a un changement sévère du rayonnement solaire (1000W/m² à 200W/m² et de 200W/m² à 1200W/m²), alors qu'il est moins important ou même négligeable dans le cas de l'algorithme MVS_PO.

Pour les figures III.29 et III.30, III.33 et III.34 ainsi que III.36 et III.37, nous pouvons noter qu'à l'instant 30 ms et 60 ms correspondant aux changements brutaux de la température, les dépassements sont énormes dans le cas de la méthode FS_PO et plus au moins important pour la méthode VS_PO comparant à la nouvelle méthode.

L'étude comparative entre les méthodes MPPT de type PO à savoir : de pas variable proposées, de pas variable existante et de pas fixe dans des conditions de fonctionnement similaires (d'irradiation solaire et de température) est résumée dans le tableau III.1.

Caractéristiques Méthodes	Suivi MPPT	Temps de réponse	Dépassement	Oscillation en régime permanent	Contrôle de la puissance extraite
FS_PO	Moyen	Lent	Oui	Oui	moyen
VS_PO	Bon	Moyen	Oui	Négligeable	Bon
MVS_PO	Excelent	Rapide	Non	Négligeable	Bon

Tableau III.1: Comparaison des différentes méthodes MPPT_PO

D'après les résultats de simulations obtenus on remarque que le nouvel algorithme MVS_PO donne de bons résultats par rapport aux autres types. Il a permis au système PV d'avoir une réponse plus rapide en comparaison avec les autres, de réduire les fluctuations en régime transitoire et de mieux poursuivre le point de puissance maximal avec les moindres pertes de puissance.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé d'apporter une contribution à l'optimisation de la commande MPPT par la proposition d'une nouvelle version de la méthode PO. L'idée principale de cette version est l'amélioration du pas de perturbation.

Pour montrer l'efficacité de cette idée nous avons modélisé les anciens ainsi que le nouvel algorithme puis nous avons procédé à des comparaisons entre ces algorithmes par simulation à l'aide du logiciel Psim.

Les résultats de simulations montrent que l'algorithme proposé (MVS_PO) est bien meilleur que les deux algorithmes FS_PO et VS_PO existants, cela est dû à l'optimisation de la vitesse de suivi, la diminution des oscillations quand le PPM est atteint ainsi que l'augmentation de la précision (pas de dépassement) surtout lorsque les conditions météorologiques changent de manière sévère.

CHAPITRE IV

**Simulation de la commande MPPT
sous Xilinx System Generator (XSG)
et implémentation sur circuit FPGA**

IV.1 Introduction

Ce chapitre est consacré en premier lieu à la Co-simulation d'un système photovoltaïque via l'utilisation de deux logiciels SIMULINK/matlab et Xilinx System Generator (XSG). De ce fait Simulink se charge de la partie analogique du système et XSG se charge de la partie numérique (partie commande).

La deuxième partie de ce chapitre est consacré à l'implémentation de la commande MPPT MVS_PO dans un circuit FPGA, pour cela nous allons faire appel aux logiciels XSG qui va générer un code HDL, et ISE de XILINX pour l'implémentation dans le circuit FPGA.

IV.2 Modélisation du système PV

Notre système PV est composé d'un générateur PV, un convertisseur DC/DC de type buck commandé par un contrôleur MPPT et d'une charge (dans notre cas nous avons utilisé une batterie). Le bloc signal builder se trouvant dans la bibliothèque de simulink modélise les conditions atmosphériques, il génère deux signaux représentant l'irradiation solaire et la température respectivement. La figure IV.1 Représente le modèle du système PV sous simulink/matlab.

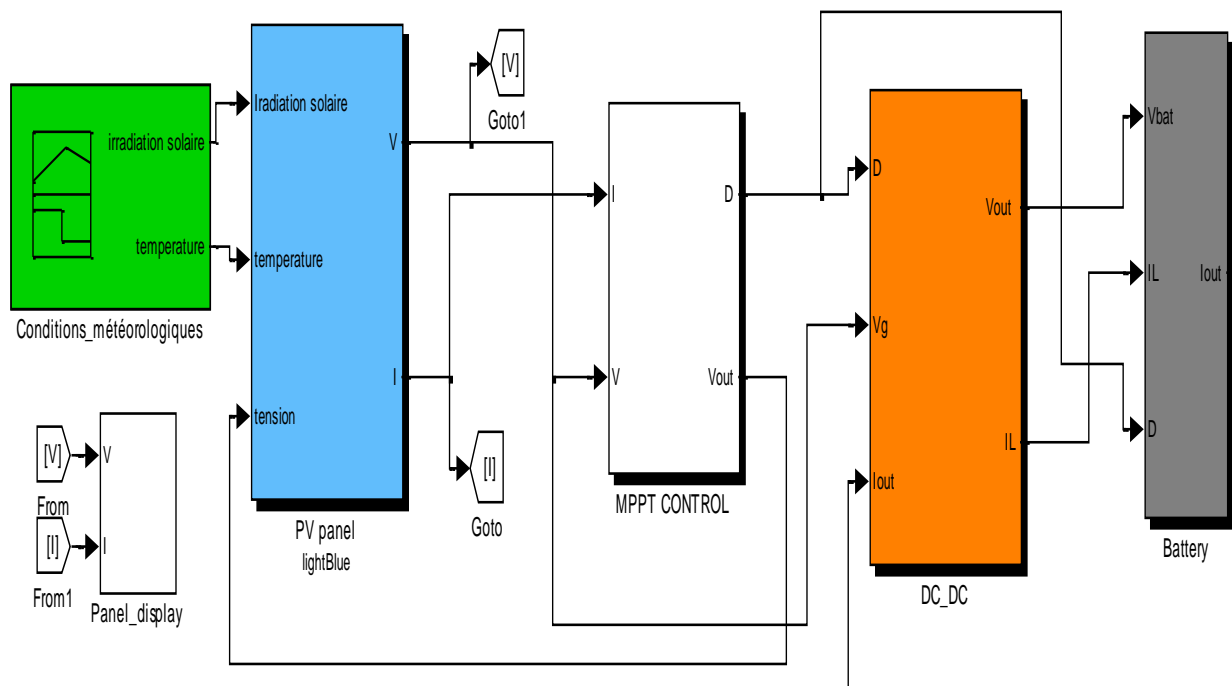


Figure IV.1 : Modèle d'un système photovoltaïque sous simulink/matlab

IV.2 .1 Modèle du convertisseur DC/DC

La modélisation du convertisseur DC/DC sous simulink/matlab été réalisée en utilisant les équations du hacheur buck cité dans le chapitre II (figure IV.2). Cet hacheur est utilisé pour adapter la charge (Batterie) au panneau PV.

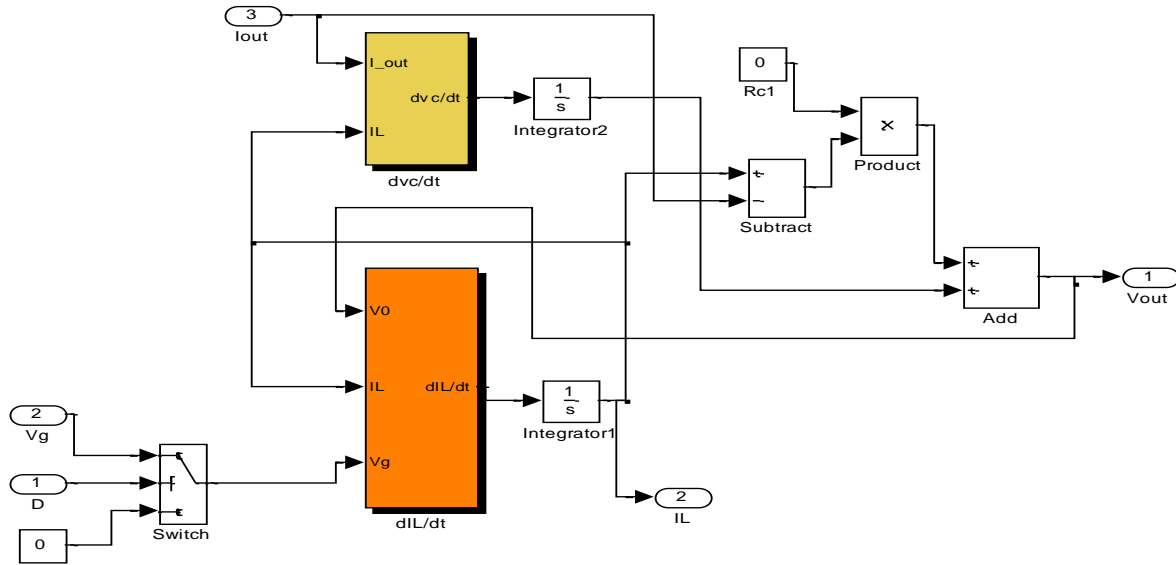


Figure IV.2 : Modèle du convertisseur DC/DC de type buck sous simulink/matlab

IV.2.2 Module PV

Le module PV est modélisé en exploitant la modélisation mathématique faite dans le chapitre I. Les valeurs caractéristiques I_{sc} , K_i , R_s , R_{sh} , N_s et I_s sont celles du module solairex MSX_60

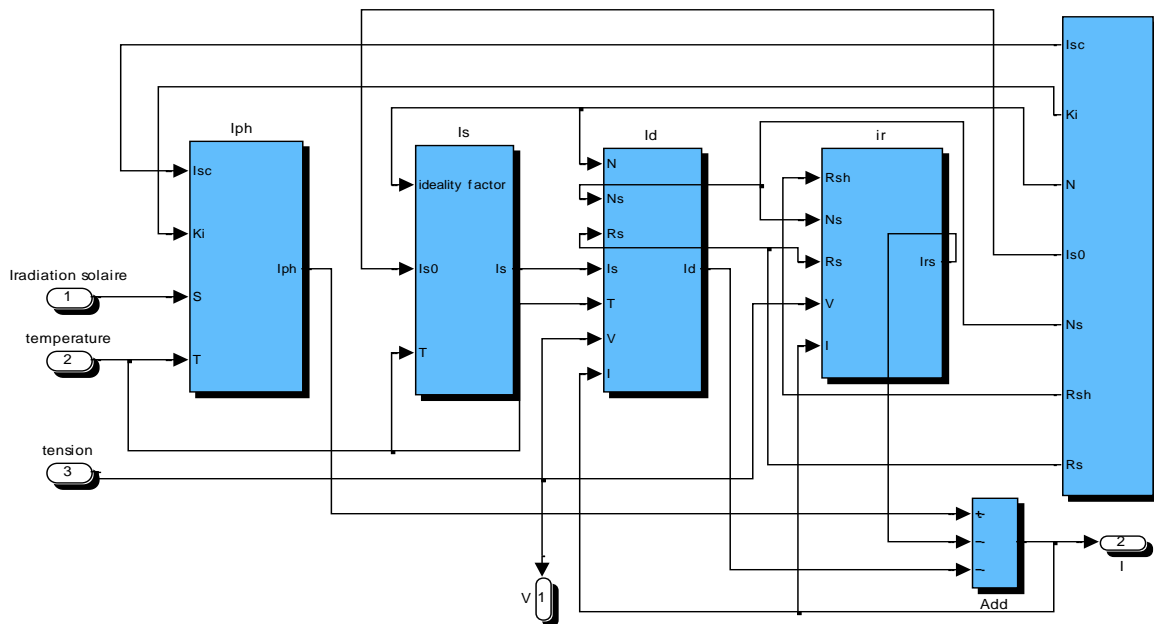


Figure IV.3 : Modèle du module PV sous simulink/matlab

IV.2.3 Modélisation de la commande MPPT

Le bloc de commande MPPT de type PO permet de trouver la tension V_{mpp} relative à la puissance maximale du module PV ensuite la génération du signal carré par le sous-circuit

MLI qui va commander le MOSFET du convertisseur. La modélisation de ce block est faite dans un premier lieu sous simulink /matlab ensuite sous XSG.

IV.2.3.1 Modèle de la commande MPPT sous simulink/matlab

IV.2.3.1.1 Cas de la commande MPPT_PO à pas fixe (FS_PO)

La commande MPPT FS_PO étudiée dans le chapitre II est modélisée sous l’environnement simulink de la manière suivante :

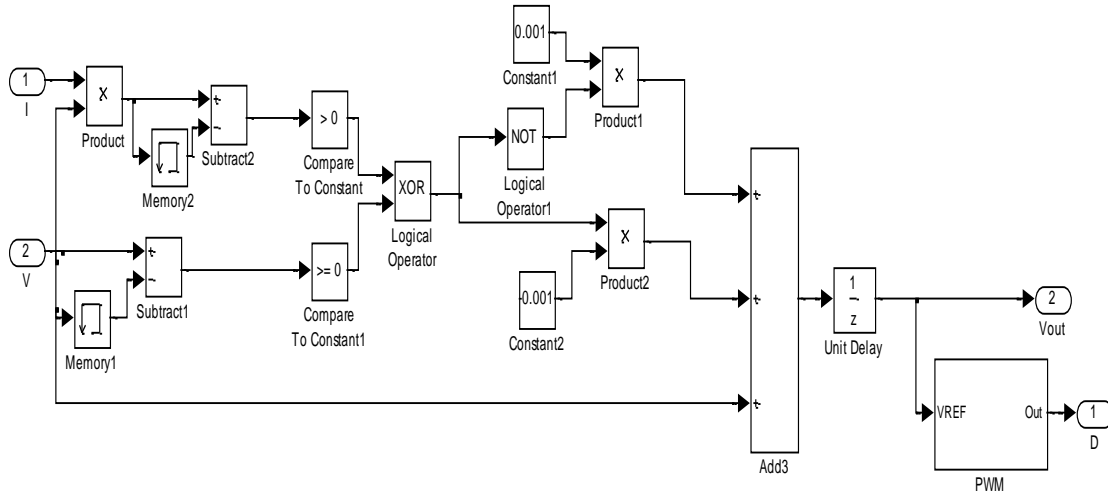


Figure IV.4 : Modèle de la commande MPPT FS_PO sous simulink/matlab

IV.2.3.1.2 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable (VS_PO)

La commande MPPT VS_PO étudiée dans le chapitre précédent est modélisée sous l’environnement simulink de la manière suivante

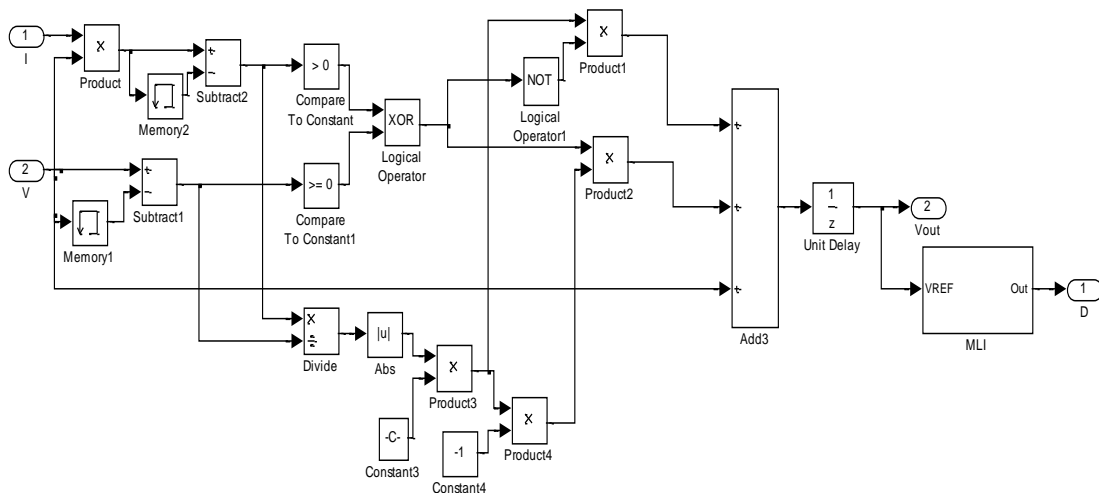


Figure IV.5 : Modèle de la commande MPPT VS_PO sous simulink/matlab

IV.2.3.1.3 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable modifié (MVS_PO)

La commande MPPT MVS_PO étudiée dans le chapitre précédent est modélisée sous l'environnement simulink de la manière suivante :

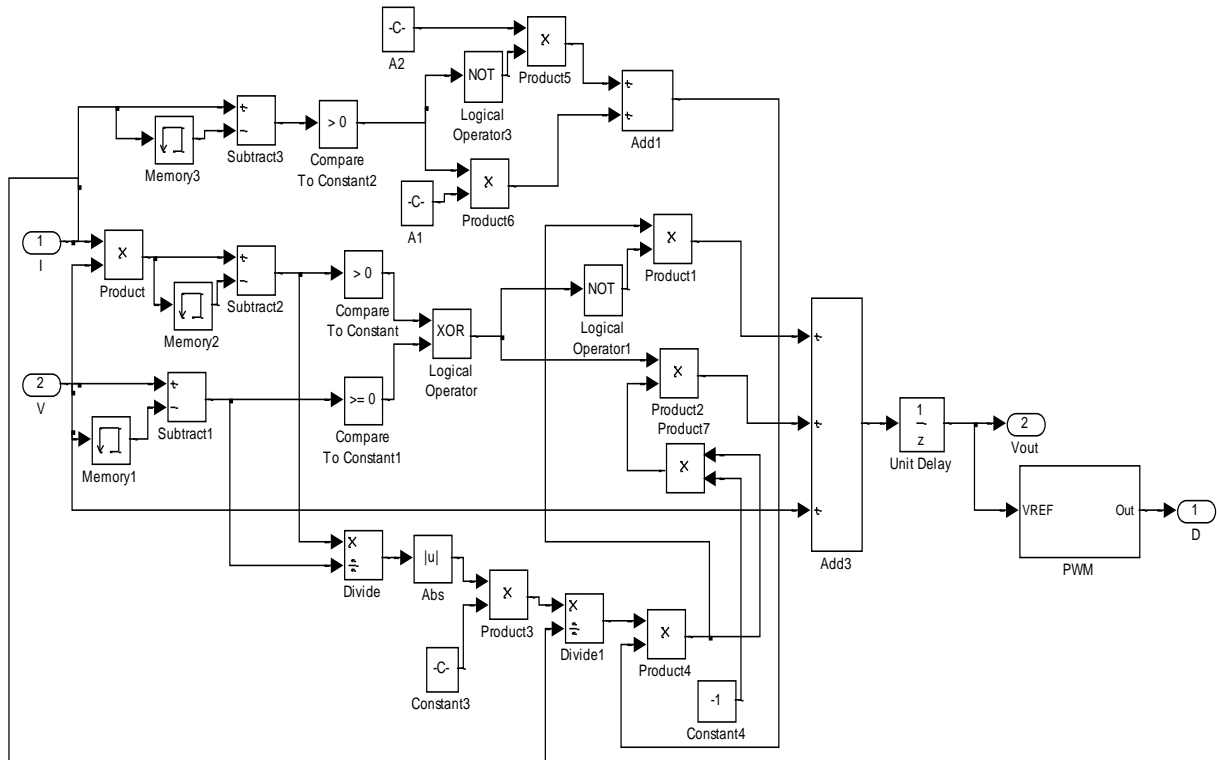


Figure IV.6 : Modèle de la commande MPPT MVS_PO sous simulink/matlab

IV.2.3.2 Modèle de la commande MPPT sous XSG

System Generator est un outil de design de DSP fourni par XILINX, il permet l'utilisation de l'environnement Simulink pour la programmation et la conception des applications sur circuits FPGA. Autrement dit, c'est une interface entre MATLAB / Simulink et ISE / XILINX qui permet la conception et la simulation des systèmes dans l'environnement graphique Simulink puis la génération automatique du code VHDL ou Verilog.

IV.2.3.2.1 Quantification des signaux d'entrée et de sortie

Les signaux sortants du module PV sont des signaux analogiques, par contre les signaux à l'intérieur de la carte FPGA sont des signaux numériques, pour cela une conversion analogique numérique à l'entrée de la carte FPGA et une autre numérique analogique à sa sortie sont nécessaires, elles sont assurées par les blocs gateway in et gateway out respectivement.

Le choix des valeurs des bits pour la quantification des signaux d'entrée (courants et tensions) et de sortie du système est très important car une mauvaise représentation binaire affecte directement le fonctionnement du circuit : avec un bit en plus on gaspille du temps et du matériel donc un coût élevé, et avec un bit moins, on risque de perdre l'information.

Pour représenter la valeur du courant nous avons la valeur : $I_{sc} = 3,8 \text{ A}$ il nous faut 13 bits ou plus pour la codé : 1 bit de signe, 2 bits pour la partie entière et 10 bits pour la partie décimale (pour atteindre les milliampères) et concernant la représentation de la tension nous avons la valeur maximale qui peut être générée par le module PV est $V_{oc} = 21.1 \text{ V}$. pour coder cette dernière il nous faut 16 bits : 1 bit de signe, 5 bits pour la partie entière et 10 bits pour la partie décimale.

IV.2.3.2.2 Cas de la commande MPPT_PO à pas fixe (FS_PO)

La commande MPPT FS_PO étudiée dans le chapitre II est modélisée sous l’environnement XSG de la manière suivante :

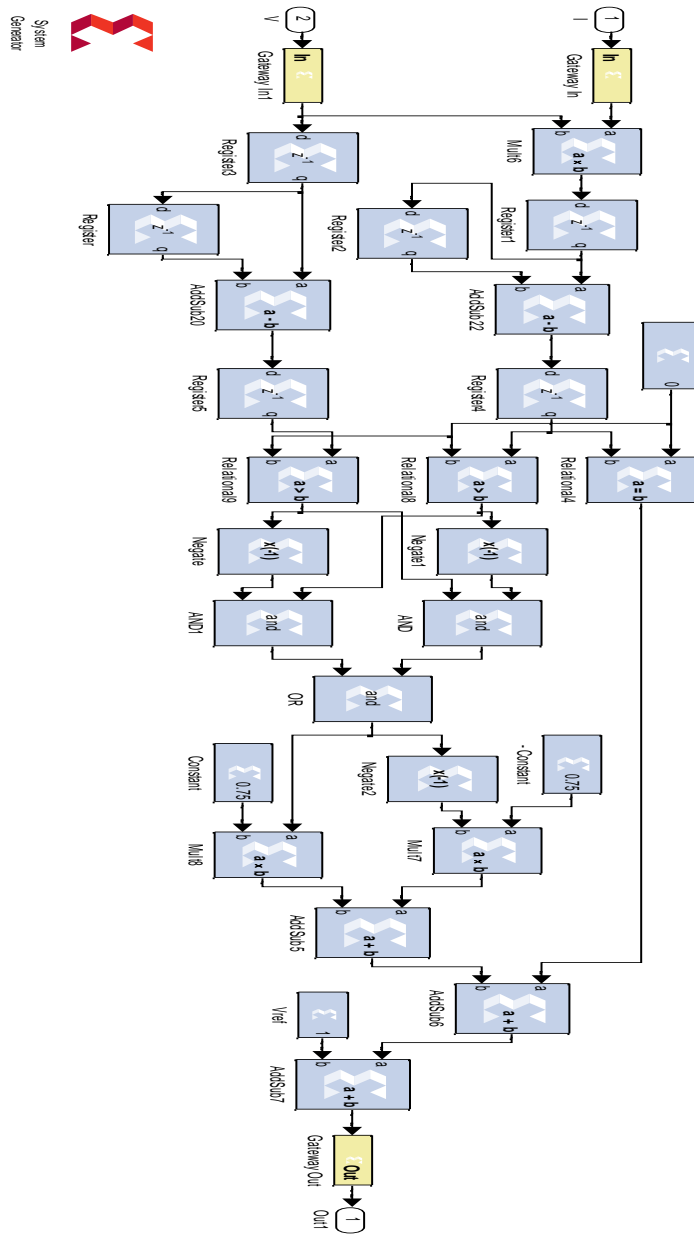


Figure IV.7 : Modèle de la commande MPPT FS_PO sous XSG

IV.2.3.2.3 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable (VS_PO)

La commande MPPT VS_PO étudiée dans le chapitre précédent est modélisée sous XSG de la manière suivante :

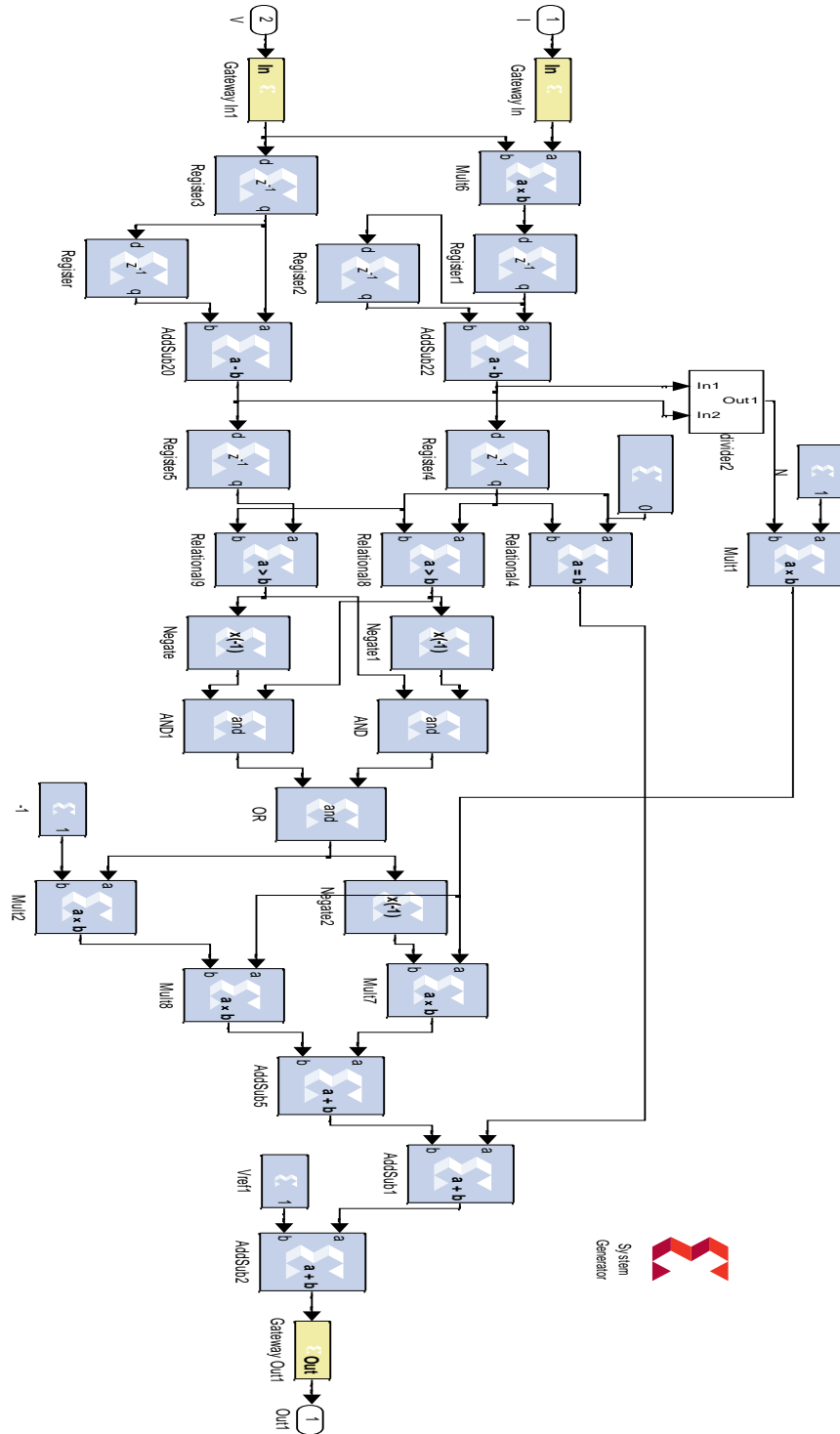


Figure IV.8 : Modèle de la commande MPPT VS_PO sous XSG

IV.2.3.2.4 Cas de la commande MPPT_PO à pas variable modifié (MVS_PO)

La commande MPPT MVS_PO étudiée dans le chapitre précédent est modélisée sous XSG de la manière suivante :

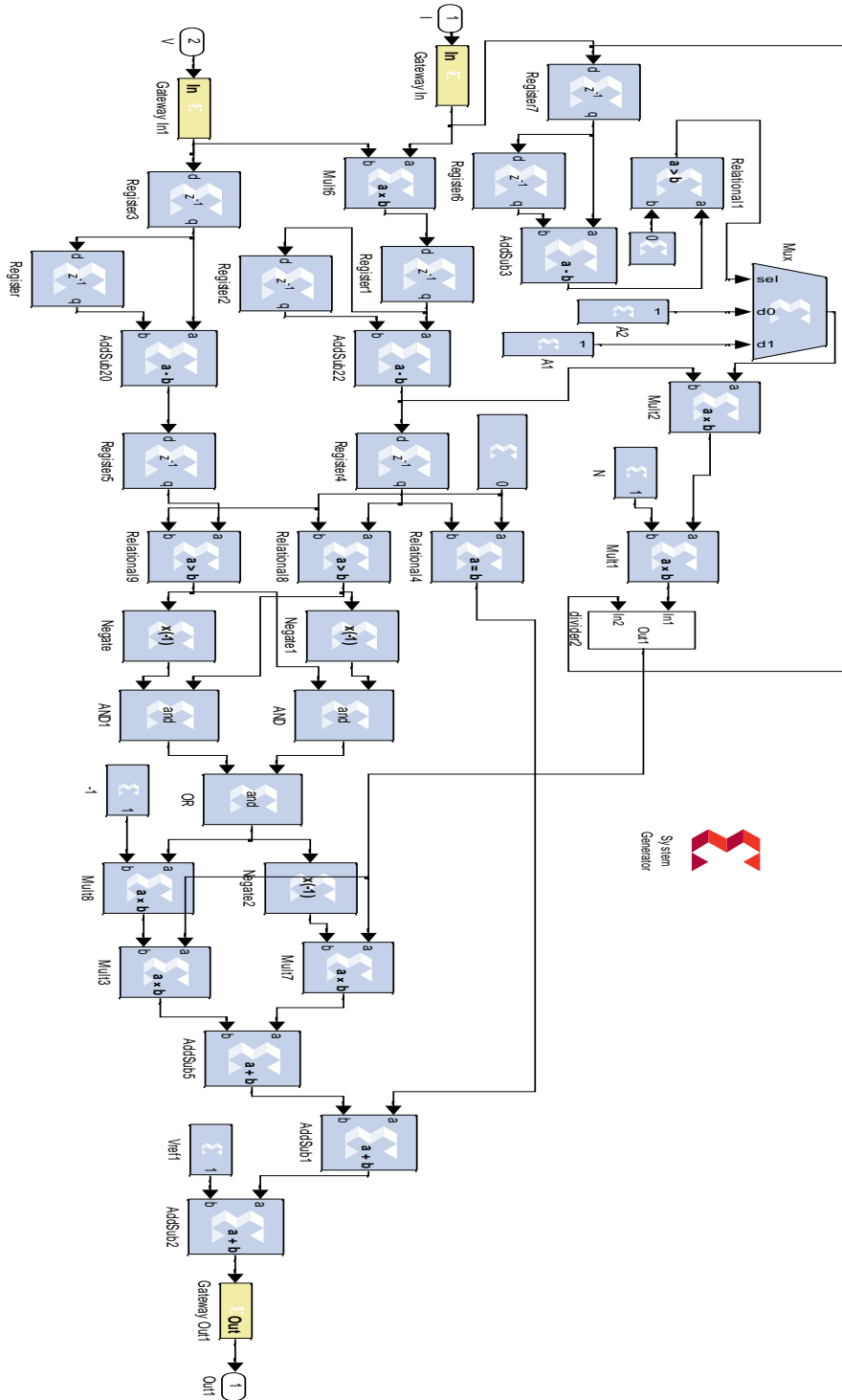


Figure IV.9 : Modèle de la commande MPPT FS_PO sous XSG

IV.3 Simulation du système PV

La simulation du système PV autonome, muni de l’algorithme PO sous des conditions météorologiques standards nous a donné la même allure du suivi PPM et cela pour les différentes techniques. Voir figure IV.10 et IV.11.

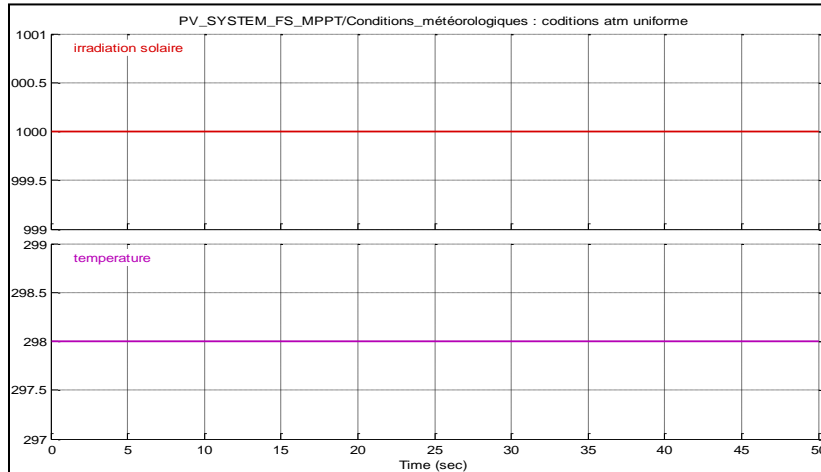


Figure IV.10 : Conditions météorologiques uniformes

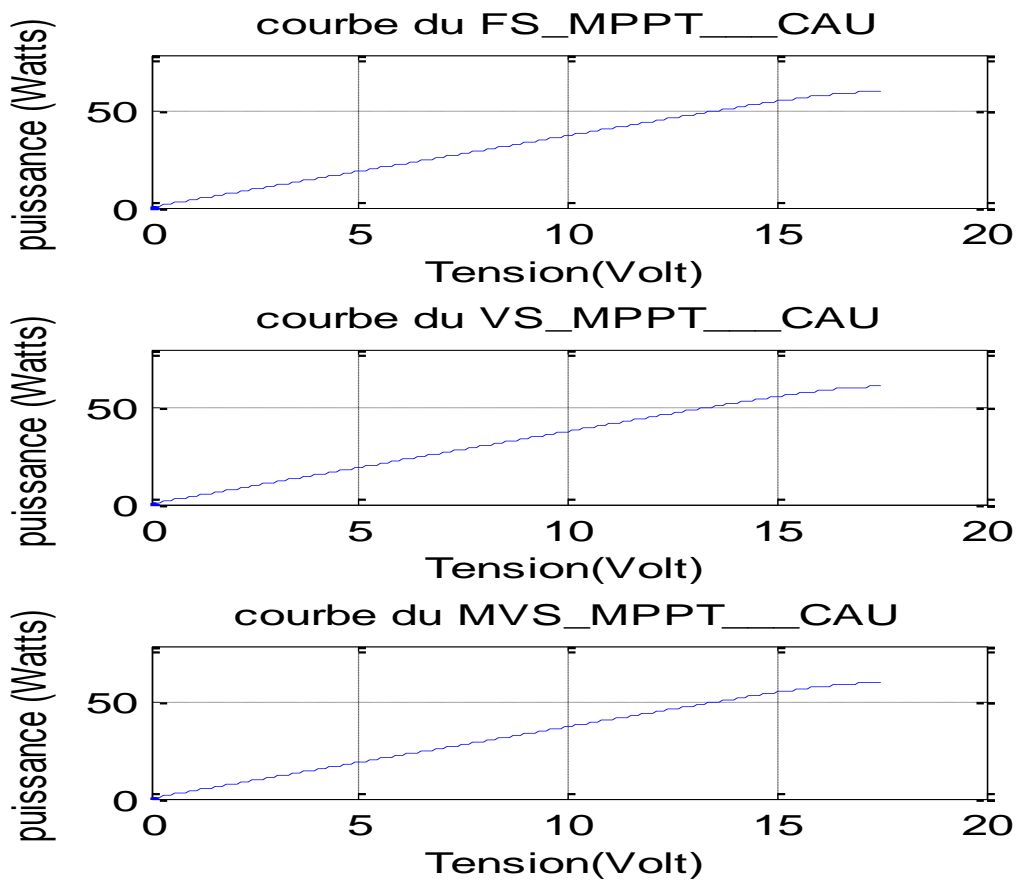


Figure IV.11 : Courbes de suivi du PPM pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques standards

La figure IV.13 montre le déroulement du processus de suivi du PPM sous des conditions météorologiques variables (température variable) représentées par la figure IV.12.

Nous remarquons que l’algorithme MVS_PO suit le PPM d’une manière précise par rapport aux deux autres algorithmes surtout pour des changements brutaux de température.

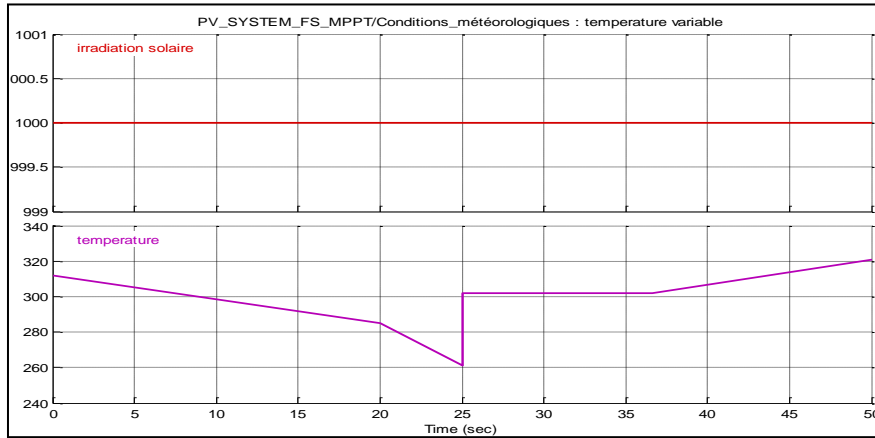


Figure IV.12 : Conditions météorologiques variables (Température variable)

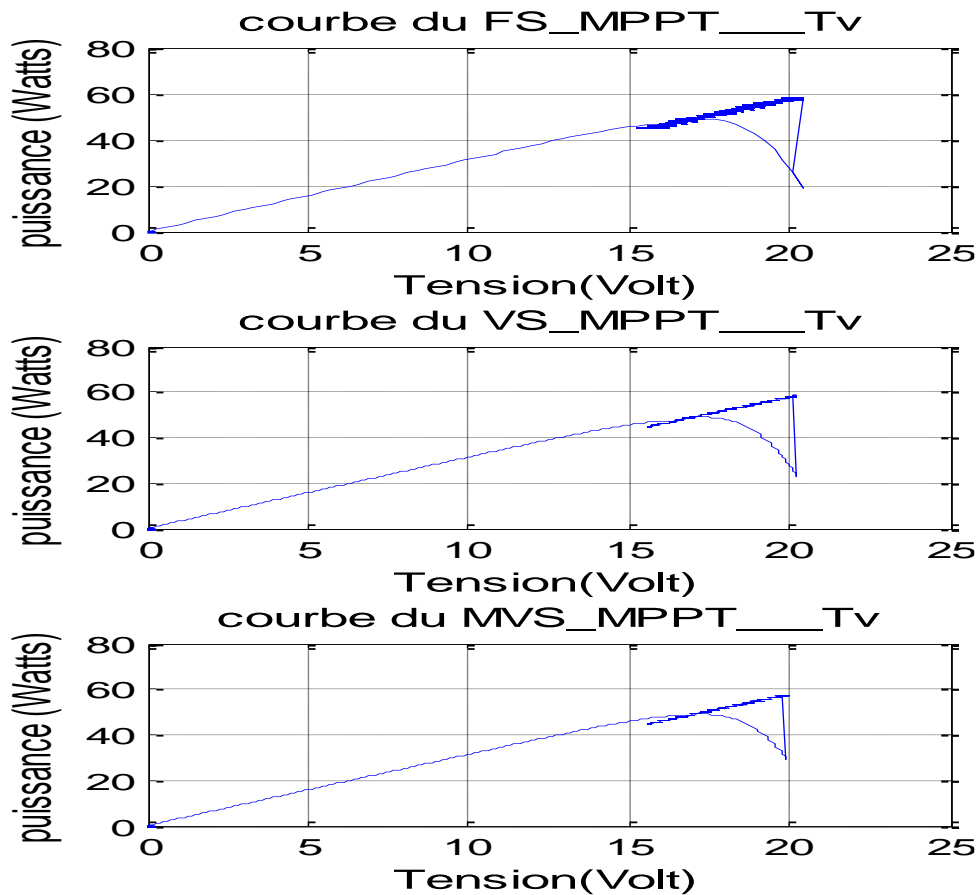


Figure IV.13 : Courbes de suivi du PPM pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques variables (Température variable)

La figure IV.15 montre le déroulement du processus de suivi du PPM sous des conditions météorologiques variables (Irradiation solaire variable) représentées par la figure IV.14.

Nous remarquons que l’algorithme MVS_PO suit le PPM d’une manière précise par rapport aux deux autres algorithmes.

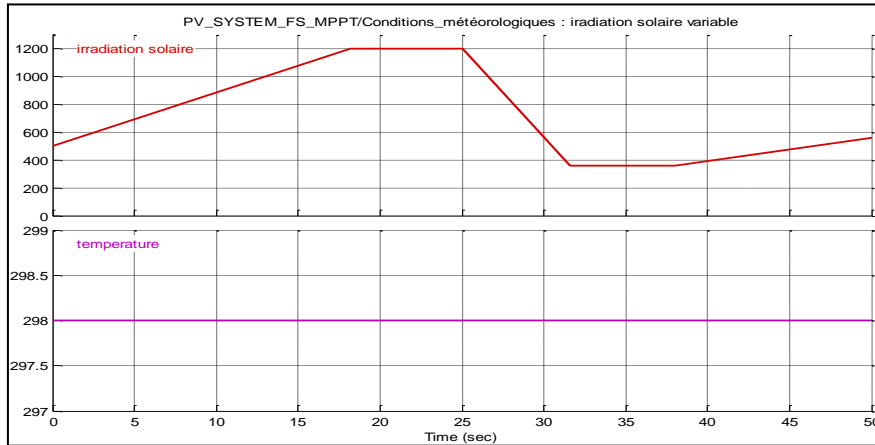


Figure IV.14 : Conditions météorologiques variables (insolation variable)

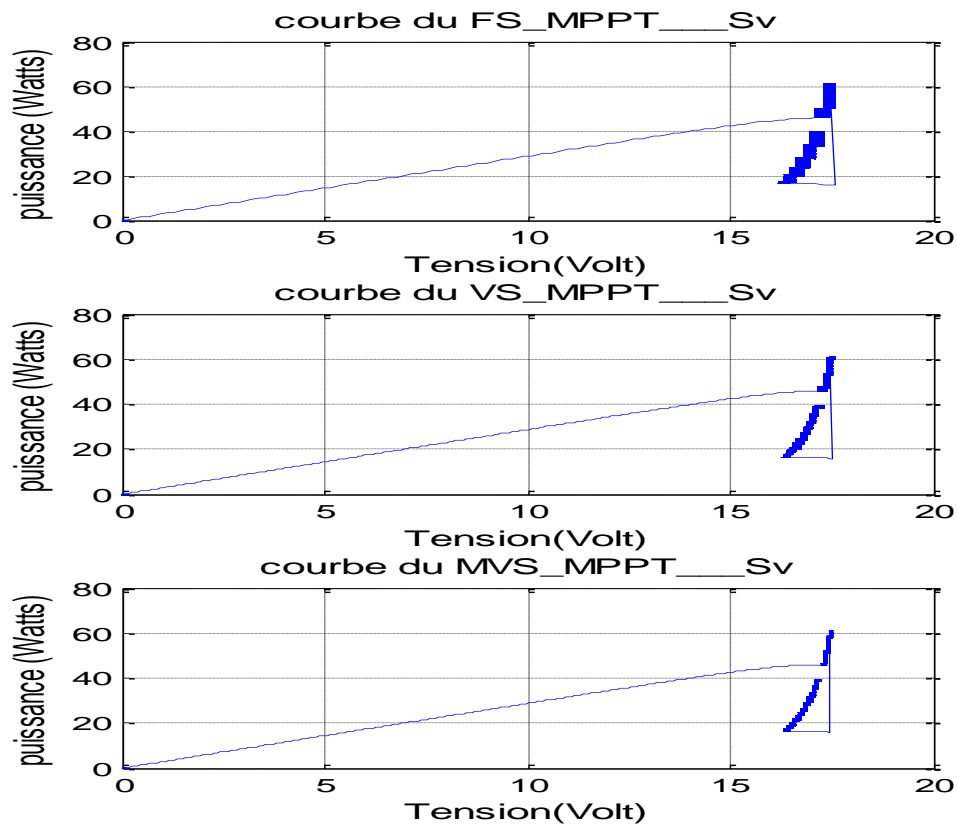


Figure IV.15 : Courbes de suivi du PPM pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques variables (Insolation variable)

La figure IV.17 montre le déroulement du processus de suivi de PPM sous des conditions météorologiques aléatoires (température et irradiation solaire variable) représentées par la figure IV.16.

Nous remarquons une divergence non négligeable dans le suivi PPM pour les deux algorithmes FS_PO et VS_PO surtout pour des changements météorologiques brutaux.

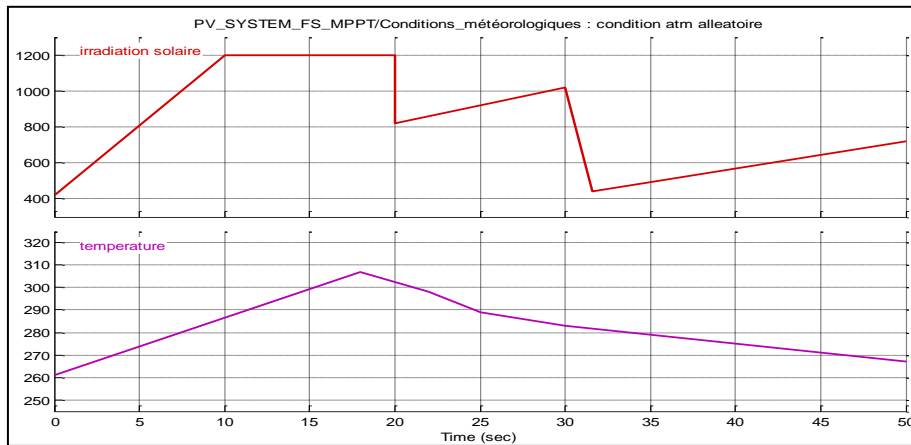


Figure IV.16 : Conditions météorologiques aléatoires

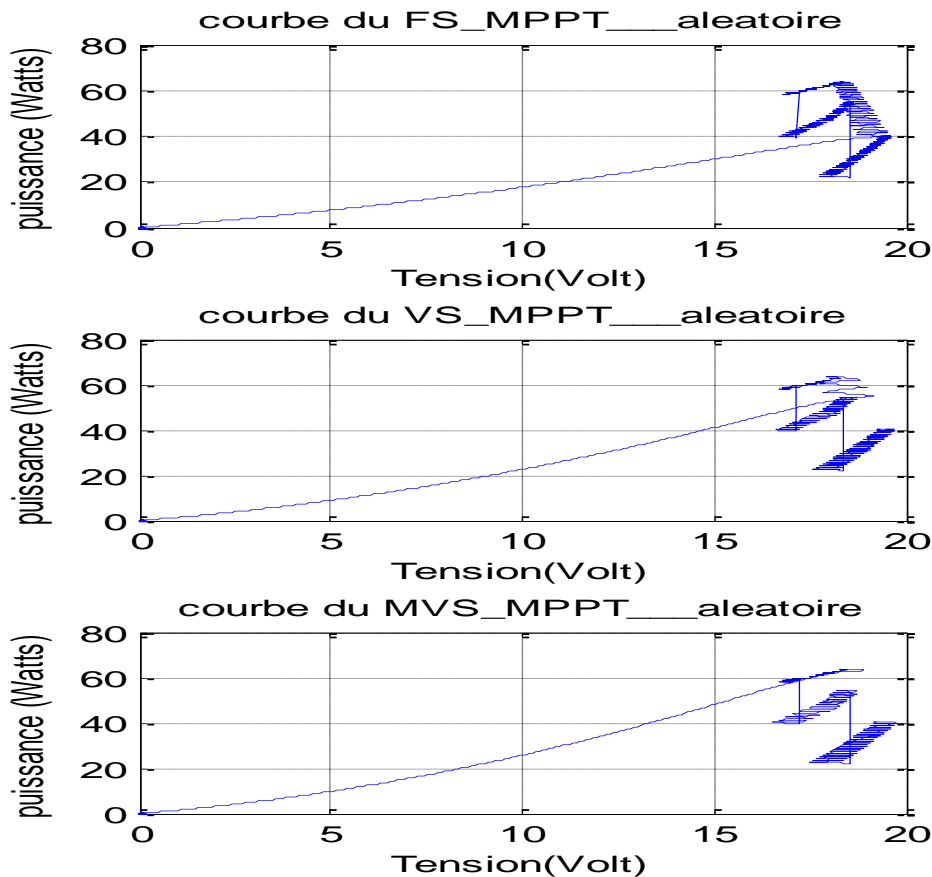


Figure IV.17 : Courbes P(V) pour les trois types de commande MPPT_PO dans les conditions atmosphériques aléatoires (Température et insolation variables)

IV.4 Implémentation dans le circuit FPGA

Le circuit FPGA est un dispositif logique programmable complexe de type circuit intégré numérique programmable, il offre la vitesse et la simplicité de conception. Il s'agit d'une matrice bidimensionnelle de cellules logiques programmables, reliées entre elles par un système de routage également programmable (figure IV.18), permettant ainsi d'effectuer n'importe quelle connexion d'une cellule à une autre. Chaque cellule est constituée le plus souvent d'une petite mémoire programmable, permettant ainsi de réaliser n'importe quelle fonction booléenne à plusieurs variables, ainsi que d'un registre permettant de stocker le résultat de la fonction booléenne, et donc de réaliser des étages de pipeline.[132]

IV.4.1 Logiciel de programmation

Le logiciel utilisé pour la programmation des circuits FPGA est le logiciel ISE de Xilinx Celui-ci permet de spécifier les configurations sous l'une et/ou l'autre des formes suivantes :

- ✓ Synthèse de circuits à partir d'une description en langage VHDL ou VERILOG.
- ✓ Dessin de schéma logique hiérarchique.
- ✓ Ou par diagramme d'état.

IV.4.2 Architecture des circuits FPGA de Xilinx

IV.4.2.1 Architecture générale

Un FPGA est un réseau (matrice) de blocs combinatoires et séquentiels CLB (*configurable logic blocs*). Les blocs d'entrée/sortie IOB (*input/output blocs*) sont associés aux broches du circuit. Ces CLB et IOB sont interconnectés entre eux par des dispositifs variés. (Figure IV.18) . [132]

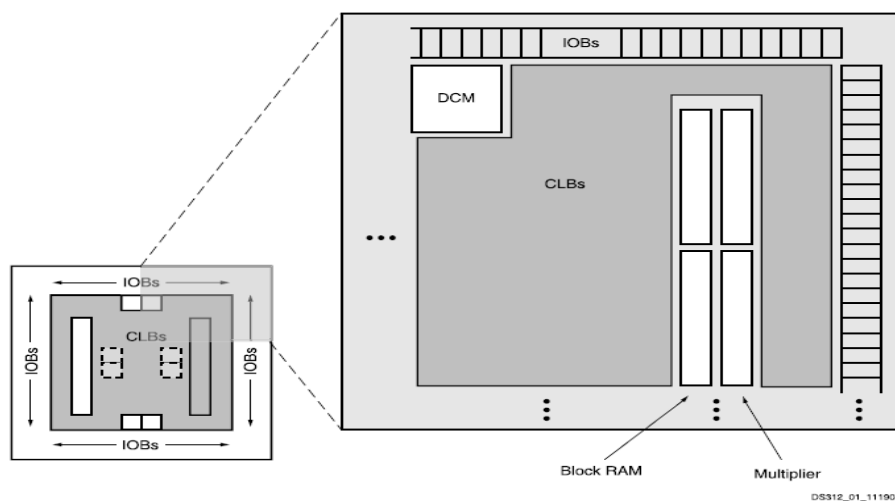


Figure IV.18 : Architecture générale du circuit FPGA

IV.4.2.2 Choix du circuit *FPGA*

Notre choix est porté sur les circuits *FPGA* de la famille SPARTAN et plus précisément sur le SPARTAN-3E pour les raisons suivantes :

- ✓ Largement suffisant pour notre application,
- ✓ Prix abordable.

IV.4.2.3 Structure des CLB SPARTAN

Les CLB de la famille SPARTAN sont constituées essentiellement des blocs suivants :

- ✓ Une table de transcodage combinatoire (LUT) pouvant implanter Deux cellules séquentielles (bascules D).
- ✓ Des multiplexeurs de configuration. [133]

La figure ci-dessous représente la structure des CLB de la famille SPARTAN

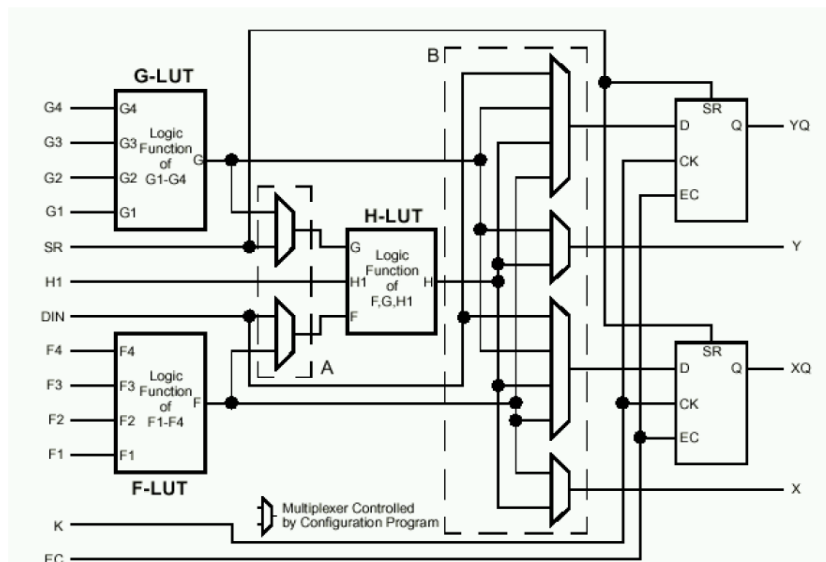


Figure IV.19 : Structure d'un CLB de SPARTAN

IV.4.2.4 Structure des IOB SPARTAN

Les IOB de la famille SPARTAN sont constituées essentiellement des blocs suivants :

- ✓ Ports d'entrée/sortie totalement programmables
- ✓ Seuil d'entrée TTL ou CMOS
- ✓ Slew-rate programmable
- ✓ Entrées et sorties directes ou mémorisées [133]

La figure ci-dessous représente la structure des IOB de la famille SPARTAN

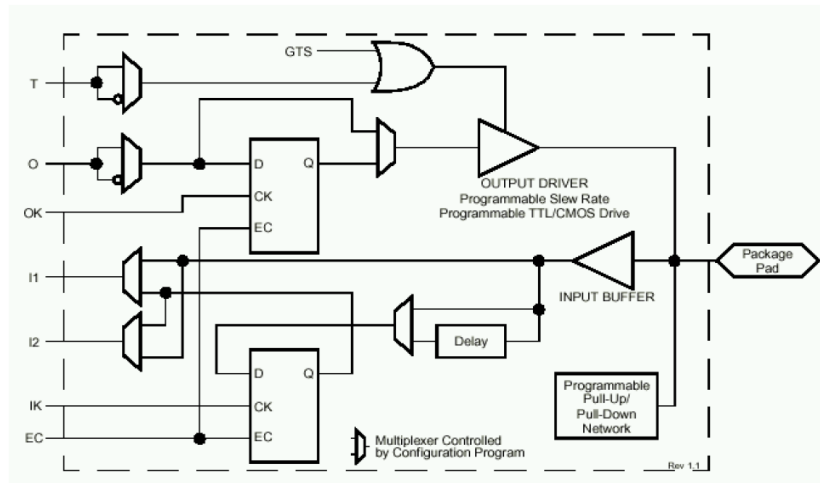


Figure IV-20 : Structure d'un IOB de SPARTAN

IV.4.3 Etapes d'implémentation

Une fois la conception terminée, les fichiers d'implémentation (en code HDL) peuvent être générés à l'aide du bouton 'Generate' disponible dans l'éditeur de propriétés du block System Generator. Ensuite vient le rôle du logiciel ISE de Xilinx ou va se dérouler le processus d'implémentation. Figure IV.21

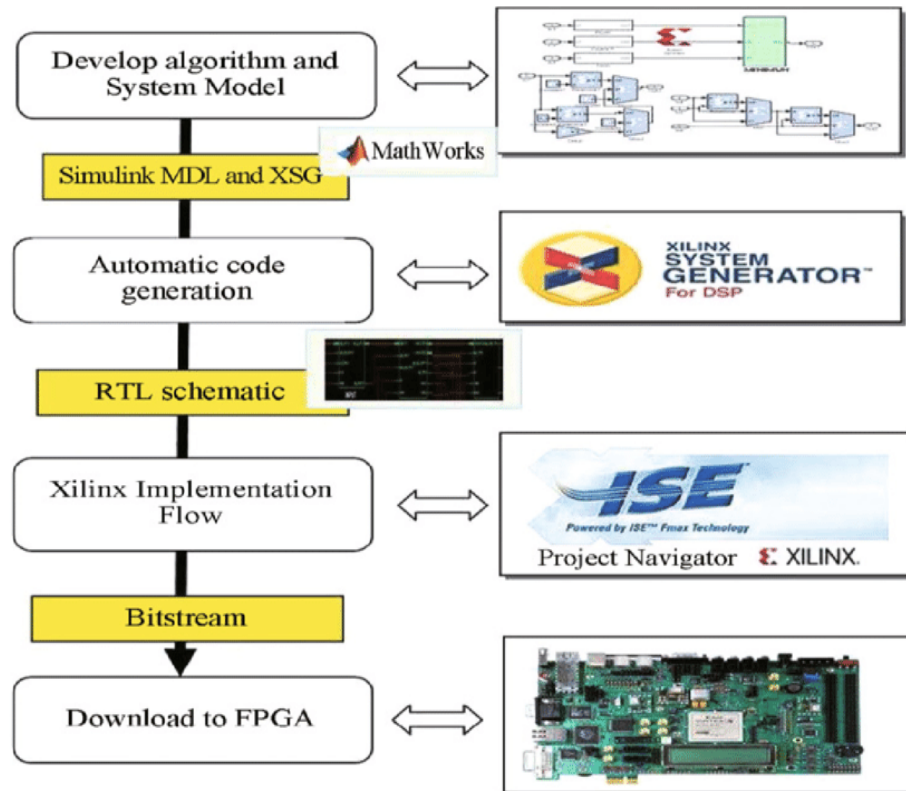


Figure IV.21 : De la conception par XSG à l'implémentation dans le circuit FPGA

L'implémentation logicielle passe par plusieurs étapes :

1. Avant tout nous devons faire une synthèse qui consiste à transformer les descriptions syntaxiques RTL (Register Transfer Language) en équations logiques puis à les réduire, et enfin les optimiser en fonction du composant FPGA ciblé. Figure IV.22

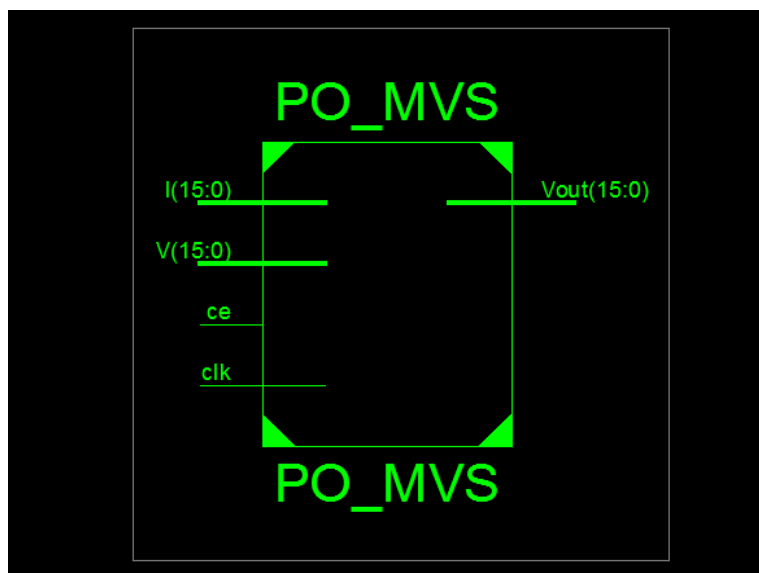


Figure IV.22 : Schéma RTL du contrôleur MPPT MVS_PO

2. Après la synthèse, vient l'étape du mapping qui consiste à transformer un programme écrit en HDL en un circuit électronique réalisé directement en exploitant les ressources du FPGA.
3. Le placement consiste à assigner aux CLBs logiques, issues de la phase du mapping, un emplacement physique qui vise l'optimisation de la distance entre les CLBs interconnectés. Le routage, par contre, consiste à établir les connexions entre les CLBs de la façon la plus optimale possible et ce en minimisant les distances qui les séparent. L'option « View/edit Routed Design (FPGA editor) », permet de visualiser le résultat du placement et du routage dans notre circuit FPGA (SPARTAN 3E) voir figure IV. 23.

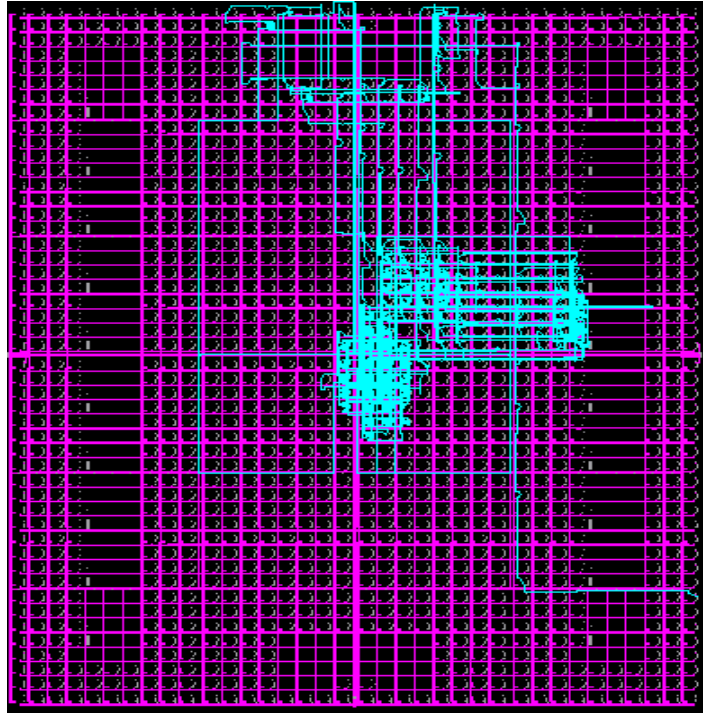


Figure IV.23 : Schéma du placement et routage du contrôleur MPPT MVS_PO

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une modélisation des trois types de contrôleur sous le logiciel simulink /matlab en premier lieu et sous Xilinx system generator en second lieu, puis nous avons simulé ces commandes ensuite une brève présentation des circuits programmables de type FPGA a été mise en jeu avant d'expliquer les différentes étapes d'implémentation qui ont confirmé l'efficacité du contrôleur PO proposé.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'un des problèmes les plus importants dans l'optimisation de l'énergie dans une chaîne de conversion PV. Il s'agit d'étudier, modéliser et de simuler un générateur photovoltaïque associé à un convertisseur DC-DC contrôlé par un algorithme MPPT. Pour cela nous avons commencé par une étude générale sur la conversion photovoltaïque, suivie de l'élaboration d'un modèle mathématique pour le panneau PV en se basant sur le modèle d'une seule diode. Cette modélisation a été ensuite appuyée par simulation sous Psim du panneau photovoltaïque de type Solarex MSX-60 qui fournit une puissance maximale de 60 W sous des conditions atmosphériques standards. Cette simulation nous a permis d'étudier l'effet du changement des conditions climatiques (ensoleillement et température) sur les caractéristiques électriques $I(V)$ et $P(V)$ du panneau.

Ensuite, nous avons donné un aperçu sur l'étage d'adaptation inséré entre la source PV et la charge dont un intérêt majeur a été donné aux algorithmes de contrôle des convertisseurs DC/DC, en abordant en premier lieu le problème de poursuite du point de puissance maximale dans les systèmes de conversion photovoltaïques puis nous avons établi une synthèse et une classification des différents algorithmes MPPT utilisés dans les systèmes PV. Le choix d'une méthode de poursuite du point de puissance maximale repose sur quelques critères qui permettent de juger son efficacité par rapport aux autres méthodes. Parmi ces critères nous citons : la précision de mesure, la simplicité de la poursuite, et le coût de son implémentation. Nous avons constaté que la méthode PO classique, est la méthode la plus simple, son implémentation n'est pas complexe, d'où son faible coût mais malheureusement elle est moins précise, lente en réponse et présente un problème d'oscillations autour du PPM dans des conditions atmosphériques variables. Dans le but de corriger les inconvénients de cette méthode et garder ces performances, nous avons en premier lieu simulé l'algorithme traditionnel PO (à pas fixe) afin de présenter les inconvénients de cette méthode conventionnelle. Nous avons repéré de fortes oscillations de puissance autour du MPP à l'état stable lors de l'utilisation d'un grand pas de perturbation. Par contre, le suivi est trop lent dans le cas de l'utilisation d'un petit pas. Ces résultats confirment la fragilité de l'algorithme de suivi du PPM et l'exigence de son amélioration. En deuxième lieu nous avons visé l'amélioration du pas d'incrément en intervenant dans la formule du pas qui doit être variable et sensible aux variations atmosphériques. Pour cela nous avons introduit dans l'algorithme deux pas d'incrément, tous deux variables.

Afin de vérifier l'efficacité de l'algorithme proposé, une comparaison, entre les techniques existantes (à pas fixe FS_PO et variable VS_PO) et notre version améliorée (MVS_PO MPPT), a été réalisée. Les résultats montrent que l'algorithme proposé (MVS_PO MPPT) est bien meilleur que les deux algorithmes FS_PO et VS_PO existants, cela est dû à l'optimisation du pas d'incrément. Nous pouvons noter aussi que cette amélioration a non seulement contribué à l'optimisation des performances en régime permanent, mais également à la vitesse de suivi et à la précision (pas de dépassement) surtout lorsque les conditions météorologiques changent de manière sévère et inattendue. En conséquence, l'efficacité du suivi PPM est améliorée et les pertes de puissance ont diminué.

Arrivant à la dernière partie de nos travaux qui est l'implémentation de la nouvelle version de l'algorithme amélioré dans un circuit programmable FPGA, nous avons commencé en premier lieu par la modélisation puis la Co-simulation du système photovoltaïque via l'utilisation de deux logiciels Simulink/matlab et Xilinx System Generator (XSG). Ensuite une brève présentation des circuits programmables de type FPGA a été mise en jeu avant

d'expliquer les différentes étapes d'implémentation qui ont confirmé l'efficacité du contrôleur PO proposé.

Pour une éventuelle continuité du présent travail, il est possible d'énumérer quelques perspectives :

- Amélioration de l'implémentation par optimisation des ressources FPGA ;
- Traiter le problème d'ombrage ;
- L'implantation de la commande proposée sur des sites réels.

Références bibliographiques

- [1] J. W. Tester, M. J. Drake, Driscoll, M. W. Golay, W. A. Peters, “Sustainable Energy”, 2nd ed, Cambridge.
- [2] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lázaro, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, *Solar Energy Mater.Sol. Cells*, Vol. 90, No. 11, pp. 1555–1578, 2006.
- [3] S. Bidyadhar, P. Raseswari, “A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems”, *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, Vol. 4, No. 1, pp. 89–98, 2013.
- [4] T. Eswam, P.L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques”, *IEEE Trans. Energy Convers*, Vol. 22, No. 2, pp. 439–449, 2007.
- [5] Z. Salam, J. Ahmed, B.S. Merugu, “The application of soft computing methods for MPPT of PV system: a technological and status review”, *Appl Energy*, Vol. 107, pp. 135–148, 2013.
- [6] X. Weidong, W. G. Dunford, “A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems”, *IEEE Power Electron Spec Conf*, Vol. 35, pp. 1957–196, 2004.
- [7] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method”, *Power Electron, IEEE Transaction*, Vol. 20, pp. 963–973, 2005.
- [8] S. Dorahaki, “A Survey on Maximum Power Point Tracking Methods in Photovoltaic Power Systems”, *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, Vol. 4, No. 3, pp. 169–175, 2015.
- [9] A. Abdulwahhab Abdulrazzaq, A. Hussein Ali, “Efficiency Performances of Two MPPT Algorithms for PV System With Different Solar Panels Irradiances”, *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, Vol. 9, No. 4, pp. 1755–1764, 2018.
- [10] C.H.Lin, C.H. Huang, Y.C. Du, J.L. Chen, “Maximum photovoltaic power tracking for the PV array using the fractional order incremental conductance method”, *Applied Energy*, Vol. 88, pp. 4840–4847, 2011.
- [11] M. Quamruzzaman, K. M. Rahman, “A Modified Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Technique for Single-Stage Grid-Connected Photovoltaic Inverter”, *WSEAS Transactions on power systems*, Vol. 9, pp. 111–118, 2014.
- [12] F. Liu, S. Duan, B. Liu, F. Y. Kang, “A variable step size INC MPPT method for PV systems”, *IEEE trans on Industrial Electronics*, Vol. 55, No. 7, pp. 2622–2628, 2008.
- [13] A. Saudi Samosir, H. Gusmedi, S. Purwiyanti, E. Komalasari, “Modeling and Simulation of Fuzzy Logic based Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV Application”, *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 8, No. 3, pp. 1315–1323, 2018.

- [14] D. M. Atia, H. T. El-madany, “VHDL Based Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Using Fuzzy Logic Control”, *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 7, No. 6, pp. 3454–3466, 2017.
- [15] S. Assahout, H. Elaissaoui, A. El Ougli, B. Tidhaf, H. Zrouri, “A Neural Network and Fuzzy Logic based MPPT Algorithm for Photovoltaic Pumping System”, *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, Vol. 9, No. 4, pp. 1823–1833, 2018.
- [16] M. Veerachary, N. Yadaiah, “ANN based peak power tracking for PV supplied DC motors”, *Solar Energy*, Vol. 69, pp. 343–350, 2000.
- [17] L.L. Jiang, D.L. Maskell, J.C. Patra, “A novel ant colony optimization-based maximum power point tracking for photovoltaic systems under partially shaded conditions”, *Energy Build*, Vol. 58, pp. 227–236, 2013.
- [18] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad, S. Mekhilef, “An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation”, *Power Electron, IEEE Trans*, Vol. 27, pp. 3627–3638, 2012.
- [19] L. Hwa, H. Shyh-Ching, H. Jia-Wei, L. Wen-Cheng, “A particle swarm optimization-based maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions”, *IEEE Trans. Energy Convers*, Vol. 27, pp. 1027–1035, 2012.
- [20] L. Piegari, R. Rizzo, “Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking”, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 4, No. 4, pp. 317–328, 2010.
- [21] W. Xiao, W.G. Dunford, “A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems”, *Proc. PESC*, pp. 1957–1963, 2004.
- [22] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Soleil>
- [23] Anne Labouret, Michel Villoz, "Energie Solaire Photovoltaïque (2^e édition)", Dunod, 2003
- [24] Antonio Luque and Steven Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [25] Tom Markvart & Luis Castaner, "Handbook of Photovoltaics : Fundamentals and Applications", ELSEVIER, 2003
- [26] José Miguel Navarro, « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible », Thèse de doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [27] Astier S. « Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule. » Techniques de l'ingénieur D3935 - 2008.

- [28] A.Luque, S.Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", 2003, John Wiley & Sons Ltd, the Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England
- [29] Razykov, T.M., "Photovoltaic solar electricity: state of the art and future prospects", Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2003. V. 1, 297 – 301, 2003.
- [30] Mazria, E., "Le guide de l'énergie solaire passive", Édition Parenthèses, 1981.
- [31] CABAL, C., "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", Thèse de doctorat, l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2009.
- [32] Claire VERRIER, « Fabrication et caractérisation avancée de cellules photovoltaïques à base de nanofils de ZnO », Thèse de doctorat, Université grenoble, 2016
- [33] Alain Ricaud « Photopiles solaires » de la physique de la conversion photovoltaïque aux Filières, matériaux et procédés, première édition ISBN 2-88074-326-5, 1997
- [34] Dang Minh Trung, « Elaboration de cellules solaires photovoltaïques a base de polymères conjugués, études des systèmes reticulables », Thèse de doctorat, Université Bordeaux1, 2009.
- [35] Corkish, R., "Solar Cells". University of New South Wales, Sydney, New South Wales, Australia, 2003.
- [36] Kosarian, A., Jelodarian, P, "Numerical evaluation and characterization of single junction solar cell based on thin-film a-Si:H/a-SiGe:H heterostructure", 19th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), 1- 6, , 2011.
- [37] Wang, F.F., Fahrenbruch, A.L., Bube, R.H., "Properties of metalsemiconductor and metal-insulator-semiconductor junctions on CdTe single crystals", The Twentieth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, V. 2, 1635 – 1640, 1988.
- [38] Nichiporuk Oleksiy, « Simulation fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités », Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005
- [39] A.Ortiz-Conde, Francisco J. G Sanchez, J. Muci, «New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I-V characteristics », Solar Energy Materials & Solar Cells , Vol. 90, pp . 352-361, 2006
- [40] K. Kety 1, K.A. Amou , « Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque: Cas du module polycristallin Ecoline LX-260P installé au dispensaire de Sévagan (Togo) », Revue des Energies Renouvelables Vol. 19 N°4, 633 – 645, 2016.
- [41] Das, U., Morrison, S., Centurioni, E., Madan, A., "Thin film silicon materials and solar cells grown by pulsed PECVD technique", Circuits, Devices and Systems, IEE Proceedings, V. 150, n° 4, 282- 286, 2003.

- [42] Zhao, J., Wang, A., Campbell, P., Green, M.A., “A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping”, IEEE Transactions on Electron Devices, V. 46, n° 10, 1978 – 1983, 1999.
- [43] Claire verrier , Fabrication et caractérisation avancée de cellules photovoltaïques à base de nanofils de zno, thèse de doctorat de la communauté université Grenoble alpes, 2017
- [44] Castor, C., “Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques”, Thèse de Doctorat, l’Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [45] Helali Kamelia, Modelisation d’une cellule photovoltaïque .Etude comparative, Thèse de doctorat Université de Tizi Ouzou, Algeria, 2012.
- [46] A. Ould mohamed yahia , étude et modalisation d’un générateur photovoltaïque, revue des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 2008 pp 473-483, 2008.
- [47] https://fr.wikipedia.org/wiki/Facteur_de_remplissage.
- [48] Nichapour OleKsiy, « simulation, fabrication et analyse de cellule photovoltaïque à contacte arrières interdigtés », Thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [49] Cid Pastor A. « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques.» Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2006.
- [50] Badia AMROUCHE , « Contribution au développement d’une nouvelle méthode MPPT basée sur les concepts de l’intelligence artificielle pour les systèmes photovoltaïques », thèse de doctorat, université de Blida, 2013
- [51] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, “Study of bypass diodes configuration on PVmodules”, Appl. Energy , 1632–1640, 2009.
- [52] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", Applied Energy , 1632-1640, 2009.
- [53] S. Motahhir, A. Ghzizal, A. Derouich, “Modélisation et commande d’un panneau photovoltaïque dans l’environnement PSIM ‘’, 2^{ème} Édition du congrès international de génie industriel et management des systèmes, 2015.
- [54] MBOUMBOUE Edouard, Donatien NJOMO, Mathematical Modeling and Digital Simulation of PV Solar Panel using MATLAB Software, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering , Volume 3, Issue 9, 2013
- [55] Krismadinata, Nasrudin Abd. Rahim , Hew Wooi Ping, Jeyraj Selvaraj, “Photovoltaic module modeling using simulink/matlab”, The 3rd International Conference on Sustainable Future for Human Security ,SUSTAIN, 2012
- [56] HADJI Sliman, « Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque », thèse de Doctorat en Sciences, Université Ferhat Abbas Sétif 1, 2018

- [57] M. Angel Cid Pastor, « conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, thèse de doctorat, 2006
- [58] F.Z. Zerhouni , M. Zegrar et A. Boudghene Stambouli, « Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge » ,Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°4, 585-595, 2009
- [59] Salim ABOUDA, « contribution a la commande des systemes photovoltaïques: application aux systemes de pompage », Thèse de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne et Université de Sfax, 2015
- [60] Labouret A., Cumunel P., Braun J.-P., Faraggi B, « Cellules solaires – Les bases de l'énergie photovoltaïque », Dunod, coll. ETSF, 2010
- [61] Systèmes solaires, hors-série Le Journal du photovoltaïque no 5, avril 2011
- [62] K. Kadda, Touati-Bergheul , M. Boudour , A. Hadj Arab et A. Malek. « Etude de faisabilité de l'insertion d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau de distribution de Ghardaïa ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 17 N°2, 309 – 322, 2014
- [63] Nedjma Aouchiche , « Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque », thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2020.
- [64] aziz amina, « Modélisation optimisation d'un système de production d'énergie photovoltaïque avec un système de stockage hybride », thèse de doctorat, Université badji mokhtar ANNABA , 2019
- [65] Amarou ayache Mohamed, « Contribution à l'optimisation d'une chaine de conversion d'énergie photovoltaïque », thèse de doctorat, université Constantine 1, 2014
- [66] Cabal Cédric, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2008.
- [67] ZAGHBA Layachi, « Etude et Commande Adaptative par les Techniques Intelligentes Des Systèmes Non linéaires Application aux Systèmes Photovoltaïques », Thèse de doctorat en science, 2017
- [69]. J. Bione, O.C. Vilela and N. Fraidenraich, «Comparison of the Performance of PV Water Pumping Systems Driven by Fixed, Tracking and V-Trough Generators», Solar Energy, Vol. 76, N°3, pp. 703 – 711, 2004.
- [70]. Document, «Export Bureau International», Manufacture Export Directory, Solar Azimuth Trackers.
- [68]. Rapport, « Analyse du gain de production des trackers», 2012, www.rti.fr.

- [71]. H.E.A. Ibrahim, Mahmoud Ibrahim, «Comparison between fuzzy and P&O control for MPPT for photovoltaic system using boost converter», Arab Academy for Science and Technology and marine transport, Cairo, Egypt, Journal of Energy Technologies and Policy, www.iiste.org, Vol.2, No.6, 2012.
- [72]. Jui-Liang, Ding-Tsair Su, Ying-Shing Shiao, «Research on MPPT and Single Gridconnected for photovoltaic system », WSEAS Transactions on Systems, Issue 10, vol .10 , 2008.
- [73]. I. Glasner, J.Appelbaum, «Advantage of boost VS buck topology for maximum power point tracker in photovoltaic systems».IEEE.1996.
- [74] Saravana Selvan*, Pratap Nair*, Umayal, ”A Review on Photo Voltaic MPPT Algorithms”, International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Vol. 6, No. 2, pp. 567~582, 2016
- [75] H. Abbes 1* , H. Abid 2† , K. Loukil 1, A. Toumi 2 et M. Abid , « Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 17 N°3, 435 – 445 , 2014
- [76] Noguchi, T., Togashi, S., “Short-Current Pulse Based Adaptive Maximum Power-Point Tracking for Photovoltaic Power Generation System”, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, V. 1, 157 – 162, 2000.
- [77] Noguchi, T., Togashi, S., Nakamoto, R., “Short-Current Pulse-Based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and- Converter Module System”, IEEE Transactions on industrial Electronics, V. 49, n°. 1, 2002.
- [78] Pongratananukul, N., “Anlysis and simulation tools for solar array power systems”, PhD thesis, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Central Florida Orlando, Florida, Spring Term 2005, 2005.
- [79] H.Othmani, H.chaouali, D.Mezghani , A.Mami , Optimisation de la Technique de Perturbation et Observation par la logique floue , International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET), 2015
- [80] Jung, Y., So, J., Yu, G., Choi, J, ” Improved perturbation and observation method (ip&O) of mppt control for photovoltaic power systems”, The Thirtyfirst IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1788 – 1791, 2005.
- [81] Amrouche, B., Belhamel, M., et Guessoum, A, « Optimisation de la commande perturbation et observation pour l’accélération de la recherche du point de puissance maximale », colloque national sur l’énergie solaire CNESOL, 2006.
- [82] Amrouche, B., Belhamel, M., et Guessoum, A, « Maximum power Point Tracking acceleration by using modified P&O method for photovoltaic systems », IIIème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l’Environnement, Tunisie, 2006.

- [83] D'Souza, N. S., Lopes, L. A.C., Liu, X., “Comparative study of variable size perturbation and observation maximum power point trackers for PV system”, *Electric Power Systems Research*, V. 80, n° 3, 296-305, 2010.
- [84] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., “Optimizing Duty-cycle Perturbation of P&O MPPT Technique”, *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, V. 3, 1939 – 1944, 2004.
- [85] Zou, Y., Yu, Y., Zhang, Y., Lu, J., “MPPT Control for PV Generation System Based on an Improved Incond Algorithm”, *Procedia Engineering*, V. 29, 105-109, 2012.
- [86] Hsieh, G. C., Chen, H. L., Chang, C. Y., “Energy management for interleaved PV stand-alone system with incremental conductance MPPT”, *10 IEEE Region Conference, TENCON* 1 – 6, 2009.
- [87] Fangrui, L., Shanxu, D., Fei, L., Bangyin, L., Yong, K., “A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 55, n° 7, 2622-2628, 2008.
- [88] Zhou, Y., Liu, F., Yin, J., Duan, S., “Study on Realizing MPPT by Improved Incremental Conductance Method with Variable Step-size”, *3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA*, 547 – 550, 2008.
- [89] Bangyin, L., Shanxu, D., Fei, L., Pengwei, X., “Analysis and Improvement of Maximum Power Point Tracking Algorithm Based on Incremental Conductance Method for Photovoltaic Array”, *7th IEEE International Conference on Power Electronics and Drive Systems, PEDS '07*, 637 – 641, 2007.
- [90] A. Bouden¹ et M. Marir Benabbas³, « Modélisation de système de pompage photovoltaïque », *Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER'13) Sousse, Tunisie*, 2013
- [91] Bekker, B. Beukes, H.J., “Finding an optimal PV panel maximum power point tracking method”, *7th AFRICON Conference in Africa*, V. 2, 1125- 1129, 2004.
- [92] Okada, G., Nakagawa, K. H. S., “Development of a high speed system measuring a maximum power point of PV modules”, *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, V. 2, 2262 – 2263, 2006.
- [93] Mohamed Aymen Sahnoun, « Contribution à la modélisation et au contrôle de trajectoire de Trackers photovoltaïques à haute concentration (HCPV) », thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2015
- [94] Chekireda.F, Larbesa.C, Rekiouab.D, Haddad.F. “Implementation of a MPPT fuzzy controller for photovoltaic systems on FPGA circuit”, *Energy Procedia* 6, Vols. 541–549, 2011.
- [95] Bernard.C, Sebrao.C, Laval.B, Vaudouer.C. « Panneau photovoltaïque et algorithme MPPT à base de logique floue », 2009.

- [96] Hatti.M. « Contrôleur flou pour la poursuite du point de puissance maximum d'un système photovoltaïque », CG'08. - 2008.
- [97] Cheikh, Aït.M.S, Larbes.C, Kebir.G.F, Tchoketch, Zerguerras.A. « Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme », Revue des Energies renouvelables, N° 3, Vol. 10, 2007.
- [98] Habibi.M, Yazdizadeh.A. “New MPPT Controller Design for PV Arrays Using Neural Networks”, Proceedings of the 6th International Symposium on Neural Networks: Advances in Neural Networks, 2009.
- [99] T. Logeswaran, A. SenthilKumar , “A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Systems under Uniform and Non-Uniform irradiances”, Energy Procedia, 228 – 235, 2014.
- [100] Kashif Ishaque, Zainal Salam, Muhammad Amjad, and Saad Mekhilef, “An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)–Based MPPT for PV with Reduced Steady-State Oscillation” IEEE transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 8, 2012
- [101] Masafumi Miyatake, Mummadi Veerachary, Nobuhiko Fujii, Hideyoshi Ko, “Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach” , IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems , Vol. 47, No. 1, 2011.
- [102] Yi-Hwa Liu, Shyh-Ching Huang, Jia-Wei Huang, and Wen-Cheng Liang , “A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 27, No. 4, 2012.
- [103]Mahmoud A. Younis , Tamer Khatib, Mushtaq Najeeb, A Mohd Ariffin , “An Improved Maximum Power Point Tracking Controller for PV Systems Using Artificial Neural Network” Przegląd Elektrotechniczny, 2012
- [104] Moradi, M. H., Reisi, A. R., “A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems”, Solar Energy, V. 85, 2965– 2976, 2011.
- [105] Lee, J. H., Bae, H., Cho, B. H., “Advanced Incremental Conductance MPPT Algorithm with a Variable Step Size”, 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, 603 – 607, 2006.
- [106] Amrouche, B., Belhamel, M., et Guessoum, A., „Optimisation de la commande perturbation et observation pour l'accélération de la recherche du point de puissance maximale“ , colloque national sur l'énergie solaire CNESOL, 2006.
- [107] K. L. Lian, J. H. Jhang, et I. S. Tian, « A Maximum Power Point Tracking Method Based on Perturb-and-Observe Combined With Particle Swarm Optimization », IEEE J. Photovolt., vol. 4, no 2, p. 626-633, mars 2014.
- [108] A.I. Behzad,A. Parviz, “ Improved variable step size incremental conductance mppt method with high convergence speed for pv systems”, Journal of Engineering Science and Technology, Vol. 11, No. 4, pp. 516 –528, 2016.

- [109] L. Chendi, C. Yuanrui, Z. Dongbao, L. Junfeng, Z. Jun “A High-Performance Adaptive Incremental Conductance MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems”, *energies*, Vol. 9, pp. 288–317, 2016.
- [110] Jusoh, A., Sutikno, T., Guan, T. K., & Mekhilef, ” A Review on favourable maximum power point tracking systems in solar energy application”. *Telkomnika*, 12(1), 6–22, 2014.
- [111] Kamarzaman, N., & Tan, C. W, ” A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 585–598, 2014.
- [112] Lee, J, “Advanced electrical and electronic engineering”. Berlin: Springer, 2011.
- [113] Kumari, J., & Babu, Ch, “Comparison of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system”. *International Journal of Advances in Engineering and Technology*, 1, 133–148, 2011.
- [114] Kumar, Ch., Dinesh, T., & Babu , “ Design and Modelling of PV System and Different MPPT Algorithms”. *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)*, 4, 4104–4112, 2013.
- [115] Sera, D., Kerekes, T., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. “Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions”, *Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006. EPE-PEMC, 1614–1619, 2006.
- [116] ESRAM, T., & Chapman, P, ” Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2), 439–449, 2007.
- [117] Yadav, A., Thirumaliah, S., & Haritha, G, “Comparison of MPPT algorithms for DC–DC converters based PV systems”. *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, 1, 18–23, 2012.
- [118] Rashid, M. H. (2011). *Power Electronic Handbook* (3rd ed.). USA: Butterworth-Heinemann
- [119] Zainudin, H., & Mekhilef, S, “Comparison study of maximum power point tracker techniques for PV systems,” ,*International middle east power systems conference (MEPCON’10)* (pp. 750–755). Egypt: Cairo University, 2010
- [120] Rekioua, D., & Matagne, E, “Optimization of photovoltaic power systems modelization, simulation and control”. London: Springer. Reported issued by National Instruments. (2009). *Maximum power point tracking*, 2012.
- [121] Hohm, D. P., & Ropp, M. E, ”Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms,” *Progress in Photovoltaic: Research and Application*, pp. 47–62, 2003.
- [122] Ali, A., Saied, M., Mostafa, M., & Moneim, T, “A survey of maximum PPT techniques of PV Systems. *Energytech*, 2012 IEEE, 2012.

- [123] Mandour, R., & Elamvazuthi, I, "Optimization of maximum power point tracking (MPPT) of photovoltaic system using artificial intelligence (AI) algorithms." *Journal of Emerging Trends in Computing and Information Sciences*, Vol. 4, No. 8, 2013.
- [124] Liu, C., Wu, B., & Cheung R, "Advanced Algorithm for MPPT Control of Photovoltaic System," , Canadian Solar Buildings Conference, Montreal, 2004.
- [125] Mastromauro, R., Liserre, M., & Aquila, A, "Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control". *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 8(2), 241–254, 2012.
- [126] Amrouche, B., Belhamel, M., & Guessoum, A, "Artificial intelligence based P&O MPPT method for photovoltaic systems," *Revue des Energies Renouvelables ICRES*, Vol. 7, pp. 11–16, 2007.
- [127] H. M. El-Helw, A. Magdy, et M. I. Marei, « A Hybrid Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Arrays », *IEEE Access*, vol. 5, p. 11900-11908, 2017.
- [128] Liu, Y., Chen, J., & Huang, J, "A review of maximum power point tracking techniques for use in partially shaded conditions". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 436–453, 2015.
- [129] (Timothy, 2004): Timothy, Ross.J. "Fuzzy Logic with Engineering Applications", second ed. John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [130] A.I. Behzad,A. Parviz, " Improved variable step size incremental conductance mppt method with high convergence speed for pv systems", *Journal of Engineering Science and Technology*, Vol. 11, No. 4, pp. 516 –528, 2016.
- [131] L. Chendi, C. Yuanrui, Z. Dongbao, L. Junfeng, Z. Jun "A High-Performance Adaptive Incremental Conductance MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems", *energies*, Vol. 9, pp. 288–317, 2016.
- [132] https://www.xilinx.com/support/documentation/data_sheets/ds312.pdf
- [133] <https://slidetodoc.com/les-fpga-field-programmable-gate-array-circuit-intgr/>