

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE RECHERCHESCIENTIFIQUE



Ecole Nationale
Polytechnique



Unité de Recherche Appliquée
en Energies Renouvelables

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Electronique

Thème

Simulation et réalisation d'un MPPT appliqué
à un système de pompage photovoltaïque

Etudié par :

Mr. Youcef DJADI.

Mr. Bayoub BABAAISSA.

Proposé par :

Mr .Y. BAKELLI (UEAER)

Dirigé par :

Mr .Y. BAKELLI (UEAER)

Mr. H. BOUSBIA-SALAH (ENP)

Année universitaire 2011/2012

Ecole Nationale Polytechnique, 10, AV. Hassen Badi, El-Harrach, Algérie

Remerciement

« Tout d'abord, nous remercions Dieu, le tout puissant de nous avoir accordé le savoir, le droit chemin, l'opportunité de poursuivre nos études et la force pour réaliser ce modeste travail ».

Nous tenons à exprimer tous nos vifs remerciements et nos profondes Gratitudes à nos promoteurs : " D. Yahia BAKELLI " et " D. Hicham BOUSBIA-SALAH " pour leurs disponibilités, aides et bonnes humeurs durant toutes les étapes de ce projet. Leurs dévouements, conseils scientifiques et suivis, nous ont permis de mener notre travail à terme. Notre sincère remerciement et notre profonde gratitude vont également au président et aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous accordent, en acceptant de juger notre travail.

Mes remerciements s'adressent ensuite à l'ensemble de l'équipe URAER (Unité de Recherche Appliquée de l'énergie Renouvelable).

Dédicaces

Je dédie ce mémoire, aux personnes qui me sont les plus chères:

A mes parents qui m'ont énormément soutenu dans les moments les plus difficiles, partagé mes joies et mes peines, qui se sont toujours sacrifiés à mes dépends.

A mes frères et à mes sœurs

A toute ma famille.

A toute la famille BABAAISSA.

A toute la famille BABEKER.

A mes amis et collègues.

A VOUS.

BAYOUB.



Dédicaces

Je dédie ce mémoire, aux personnes qui me sont les plus chères:

A mes parents qui m'ont énormément soutenu dans les moments les plus difficiles, partagé mes joies et mes peines, qui se sont toujours sacrifiés à mes dépends.

A ma femme

A mes frères et à mes sœurs

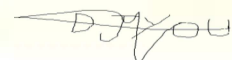
A toute ma famille.

A toute la famille DJADI.

A mes amis et collègues.

A VOUS.

YOUCEF.



Sommaire

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralité sur le système de pompage photovoltaïque

1. Introduction	4
2. Générateur photovoltaïque	4
2.1. L'énergie solaire photovoltaïque	4
2.2. Historique	5
2.3. L'Effet photovoltaïque.....	6
2.4. La cellule photovoltaïque ou la photopile.....	7
2.5. Les caractéristiques d'une photopile	8
2.5.1. La tension en circuit ouvert.....	8
2.5.2. Le courant de court-circuit.....	8
2.5.3. La puissance :	8
2.5.4. Le rendement :.....	8
2.5.5. Caractéristique courant-tension :.....	9
2.5.6. Caractéristique puissance-tension.	9
2.6. Les paramètres d'une cellule photovoltaïque	10
2.6.1. Influence de la résistance série	10
2.6.2. Influence de la résistance shunt.....	11
2.6.3. Influence de la température.....	11
2.6.4. Influence de l'ensoleillement.....	11
2.7. Association de cellules photovoltaïques	12
2.7.1. En série.....	12
2.7.2. En parallèle	13
3. Convertisseurs DC/DC et DC/AC.....	14
3.1. Convertisseur DC-DC (hacheur)	14
3.1.1. Hacheur survolteur (Boost).....	14
3.1.2. Principe de fonctionnement	14
3.1.3. Commande de l'hacheur.....	16
3.2. Convertisseur DC-AC (onduleur).....	16
3.2.1. Définition	16
3.2.2. La commande des onduleurs.....	17

3.2.3. Techniques MLI triphasé	17
4. Etude des pompes.....	20
4.1. Classification des pompes	20
4.2. Moteurs pour les systèmes de pompage photovoltaïque.....	22
4.3. Caractéristiques d'une pompe	22
4.3.1. Equations caractéristiques.....	23
4.3.2. Puissance de la pompe.....	24
4.3.3. Le rendement :.....	25
5. Conclusion :.....	25

Chapitre II : Commande de Poursuite du point de puissance maximale

1. Introduction	27
2. Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque.....	28
3. Méthodes à contre réaction de tension	28
3.1. Méthode à tension de référence fixe.....	29
3.2. méthode à tension de référence en fonction de V_{oc}	29
3.3. Méthode à Tension de référence externe (Cellule pilote).....	31
4. Méthodes à contre réaction de courant.....	32
4.1. Méthode à courant de référence en fonction du courant I_{sc}	32
4.2. Méthode à courant de référence externe (Cellule pilote).....	33
5. Méthodes à contre réaction de puissance	33
5.1. Algorithme 'perturbation et observation'	33
5.1.1. Algorithme 'perturbation et observation' simple	33
5.1.2. L'algorithme amélioré de P&O	35
5.1.3. Algorithme 'incrémental conductance'	36
6. Méthode de poursuite analogique.....	39
7. Méthode à oscillation forcée :	40
8. Conclusion.....	41

Chapitre III : simulation de la chaine de pompage photovoltaïque

1. Introduction	43
2. Description globale du système pompage solaire	43
3. Le panneau solaire.....	44

3.1. Modélisation.....	44
3.2. Simulation	45
3.3. Résultat.....	46
3.4. Générateur photovoltaïque	48
4. Hacheur	49
5. La commande MLI (PWM).....	50
6. La commande MPPT.....	52
7. Modélisation de groupe moteur-pompe	53
7.1. Puissance et intensité.....	55
8. Étude comparative entre le système couplé direct et avec MPPT.....	57
8.1. Couplage direct	57
8.2. Avec technique d'optimisation	57
8.3. Résultat de simulation.....	58
9. Conclusion.....	62

Chapitre IV : réalisation de la commande MPPT Numérique

1. Introduction	64
2. Numérisation de la commande MPPT	64
3. MPPT Numérique avec MLI interne.....	68
4. Description et fonctionnement du microcontrôleur.....	68
5. Choix du Microcontrôleur (PIC)	69
6. Le Programme en C.....	71
6.1. Caractéristique du signal MLI.....	74
6.2. Détail du programme	75
7. Résultat de simulation	79
8. Résultats expérimentaux	81
9. Le prototype	83
10. Conclusion.....	83

Conclusion générale.....	85
--------------------------	----

Références Bibliographiques.

Annexe I.

Annexe II.

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur le système de pompage photovoltaïque

Figure I.1 : Couplage direct d'un système de pompage photovoltaïque.....	4
Figure I. 2 : L'effet photovoltaïque.....	7
Figure I.3 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV	7
Figure I.4 : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	9
Figure I.5 : Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque.	10
Figure I.6 : Courbes I(V) d'un panneau sous diverses températures.....	11
Figure I.7 : Courbes P(V) d'un panneau sous diverses températures.....	11
Figure I.8 : Courbes I(V) d'un panneau sous divers éclairements.....	12
Figure I.9 : Courbes P(V) d'un panneau sous divers éclairements.....	12
Figure I.10 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellules identiques	13
Figure I.11 : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de N_p cellules identiques.....	13
Figure I.12 : Schéma de fonctionnement de l'hacheur.....	14
Figure I.13 : Schéma de l'onduleur demi-pont	17
Figure I.14 : Schéma synoptique de la loi de modulation triangulo-sinusoïdale pour un montage triphasé.....	18
Figure I.15 : Onduleur MLI triphasé avec filtre de sortie	18
Figure I.16 : Algorithme de commande	20
Figure I.17 : Pompe submersible centrifuge à étages multiples	22
Figure I.18 : Courbe de rendement d'une pompe centrifuge en fonction de débit	25

chapitre II : Commande de Poursuite du point de puissance maximale

Figure II.1 : Le contrôleur MPPT.....	27
Figure II.2 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.....	28
Figure II.3 : Intervalles de variation de la tension et du courant de fonctionnement optimal pour des ensoleillements et des températures variables.....	29
Figure II.4 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence en fonction de tension à circuit ouvert du panneau.....	30
Figure II.5 : La tension V_{mp} on fonction de la tension V_{oc} pour différentes températures et ensoleillements.....	31
Figure II.6 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec cellule pilote	31
Figure II.7 : Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}	32

Figure II.8 : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.....	34
Figure II.9 : Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la poursuite du PPM.	35
Figure II.10 : Signe de dP/dV pour différentes zones de fonctionnement.....	37
Figure II.11 : Organigramme de l'algorithme incrémental conductance.....	38
Figure II.12 : Modulation de la largeur d'impulsion PWM par un mécanisme analogique de la poursuite du point de puissance maximale	39
Figure II.14 : La phase du signal de puissance en fonction de la position du MPP.....	41

Chapitre III : simulation de la chaine de pompage photovoltaïque

Figure III.1 : Schéma synoptique pour la simulation du système photovoltaïque.....	43
Figure III.2 : Circuit équivalent d'une cellule solaire.....	44
Figure III.3 : Schéma bloc d'un panneau solaire.....	45
Figure III.4 : Schéma fonctionnel d'un panneau solaire.....	45
Figure III.5 : Caractéristique courant-tension pour différentes	46
Figure III.6 : Caractéristique puissance-tension pour différentes température.....	46
Figure III. 7 : Caractéristique courant-tension pour différentes valeurs du rayonnement.....	47
Figure III.8 : Caractéristique puissance-tension pour différentes valeurs du rayonnement	47
Figure III.9 : Modèle du générateur photovoltaïque.....	48
Figure III.10 : Modèle synoptique du générateur photovoltaïque.....	48
Figure III.11 : Schéma de fonctionnement d'un hacheur survolteur	49
Figure III.12 : Modèle équationnel d'un hacheur survolteur.....	50
Figure III.13 : Modèle circuit d'un hacheur survolteur.....	50
Figure III. 14 Génération d'un signal carré à la sortie du comparateur.....	51
Figure III.15 : Modèle Simulink de la commande MLI.....	51
Figure III.16 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P & O)	52
Figure III.17 : Modèle Simulink de l'algorithme P&O.....	53
Figure III.18 : Caractéristique P(Q) de la pompe émergée SP5A- 8).....	53
Figure III.19 : Caractéristiques du système de pompage PV pour différents techniques	58
Figure III.20 : Variation d'éclairement et température pour demi-journée.....	59
Figure III.21 : Puissances générées pour un système couplé direct et avec MPPT.....	59
Figure : III.22 : Les débits pour un système couplé direct et avec MPPT	60

Chapitre IV : réalisation de la commande MPPT Numérique

Figure IV-1 : La commande MPPT semi-numérique.	65
Figure IV.2 : Diagramme de fonctionnement de la MPPT numérique.....	65
Figure IV.3 : Schéma bloc de l’algorithme MPPT semi-numérique.	66
Figure IV.4 : Circuit électrique de la commande MPPT semi-numérique.	67
Figure IV.5 : La commande MPPT semi-numérique.....	67
Figure IV.6 : La commande MPPT entièrement numérique.....	68
Figure IV.7 : Schéma synoptique des modules utilisés dans le microcontrôleur	68
Figure IV.8 : Schéma bloc de l’algorithme MPPT numérique avec fonction MLI.	69
Figure IV.9 : MPLAB IDE.	70
Figure IV.10 : Bloc diagramme de la MLI.	71
Figure IV.11: Signal MLI (PWM).	71
Figure IV.12: Circuit électrique de la commande MPPT numérique.	79
Figure IV.13: Les signaux V_{pv} et I_{pv} simulés et le signal généré ALPHA	79
Figure IV.14: Signal MLI initialisé.....	80
Figure IV.15: Signal MLI généré dans le cas la dérivé est positive.	80
Figure IV.16: Signal MLI généré dans le cas la dérivé est négative.	81
Figure IV.17: Photo de la commande manuelle numérique expérimentée au laboratoire.....	81
Figure IV.18: Signaux expérimentaux de : a) V_{pv} . b) I_{pv}	82
Figure IV.19: Signal ALPHA expérimental, généré par le PIC.....	82
Figure IV.20: MPPT numérique.	83

Liste des tableaux

Table II.1 : Table de vérité de l’algorithme ‘perturbation et observation amélioré.....	36
Table III.1 : Puissances générées pour les deux configurations du système.	60
Table III.2 : Débit générées pour les deux configurations du système.....	61
Table IV.1: Caractéristiques les plus importantes du PIC18F2550.....	70
Table IV.1:Registre T2CON et Pré-division d’horloge.	75

Nomenclature

AC: alternative Current	P _m : Puissance maximale
C: Condensateur	P _n : Puissance nominale du moteur de la pompe en KW
d: Rapport cyclique	PPM : Point de Puissance Maximum
DC: Direct Current	PV : Photovoltaïque
GPV: Générateur Photovoltaïque	PWM : Pulse Width Modulation
I _{cc} : Courant de court-circuit	q : Constante de charge élémentaire d'électron
I _m : Courant du moteur en régime nominal	S : Surface du radiateur en cm
I _n : Intensité nominale donnée en A	T : Température
I _{ph} : Photo-courant	T _{off} : Temps d'ouverture de K
I _{sat} : Courant de saturation	T _{on} : Temps de fermeture de K
k: Constante de Boltzmann	U : Tension en Volt
K: Interrupteur électronique	V _{co} : Tension en circuit ouvert
K ₀ : Coefficient température de courant de court-circuit.	V _m : Tension du moteur en régime nominal
L : Inductance	W : Energie dans l'inductance
R _s : Résistance série.	η : Rendement
R _{sh} : Résistance shunt.	μC : Microcontrôleur
M: Rapport de conversion	Φ: Flux de l'éclairement.
m: Facteur d'idéalité de la diode.	ρ: Rendement du moteur
MPPT: Maximum Power Point Tracking	
P&O: Perturbation and Observation	
PIC: Program Interface Controller	

Introduction générale

Depuis la généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a pas cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Cet intérêt s'est accru face à l'épuisement inéluctable des énergies fossiles, à leur impact sur l'environnement et aux déchets qu'ils engendrent.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien.
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil.
- Elle ne nécessite aucun combustible.
- Elle est silencieuse et non polluante respectueuse de l'environnement.
- Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage photovoltaïque.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Le système de pompage PV est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

Dans la plupart des systèmes photovoltaïques, le moteur électrique associé à un convertisseur statique est directement couplé au générateur photovoltaïque sans stockage d'énergie (sans batterie).

Deux types de systèmes peuvent être utilisés, le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe motopompe, le deuxième est composé d'un générateur PV couplé à une motopompe CC ou AC à travers un convertisseur DC/DC fonctionnant en **MPPT** (Maximum Power Point Tracking) pour la machine continue, et toujours un convertisseur DC/DC fonctionnant en MPPT couplé à un convertisseur DC/AC pour la machine alternative.

Due au coût élevé du générateur photovoltaïque et à la désadaptation existante entre les caractéristiques I-V du générateur et de la charge, une grande importance est donnée à leur conception et à leur utilisation optimale qui permettent un fonctionnement fiable et économique.

L'étude effectuée est axée et orientée vers l'optimisation de la puissance du générateur PV, et sur l'incorporation d'un convertisseur DC/DC commandé par un algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT).

Cette étude concerne la modélisation, et la simulation du système de pompage photovoltaïque comportant un générateur PV, un convertisseur et un groupe motopompe.

La modélisation des différents éléments d'un système photovoltaïque est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, de commande ou de simulation.

Le document présenté est rédigé en quatre chapitres principaux résumés dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre, on va faire une description générale d'un système photovoltaïque de pompage, et le principe de fonctionnement de chacun de ces éléments qui le constituent.

Le deuxième chapitre est consacré à la synthèse des différents MPPT qui font l'objet de cette étude.

Une présentation des résultats des performances des composants de la chaîne de conversion photovoltaïque (panneaux solaires, hacheur, MPPT,) obtenue sous l'environnement de simulation (MATLAB/SIMULINK) et une comparaison de système avec MPPT en termes d'énergie totale produite et de volume total d'eau pompée par jour par rapport au système sans MPPT est effectué dans le troisième chapitre,

Enfin dans le dernier chapitre, nous présenterons les différentes étapes de la réalisation de la commande MPPT numérique et on terminera par une conclusion générale.

Chapitre I : Généralités sur le système de
pompage photovoltaïque

1. Introduction

Généralement un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur, un sous-système de pompage (moteur et pompe), la tuyauterie et accessoires et enfin un réservoir d'eau. Pour les systèmes de pompage photovoltaïque qui fonctionnent au fil du soleil, le stockage de l'eau dans les réservoirs est la solution la plus adaptée par rapport au stockage électrochimique en l'occurrence les batteries. Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie photovoltaïque est utilisé pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation.

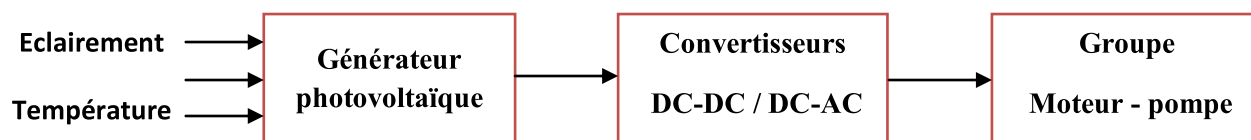


Figure I.1 : Couplage direct d'un système de pompage photovoltaïque

Les conditions de couplage seront $V_m \leq V_{oc}$ et $I_m \leq I_{cc}$.

V_m et I_m représentent respectivement la tension et le courant du moteur en régime nominal, V_{oc} et I_{cc} représentent respectivement la tension et le courant du générateur photovoltaïque à vide et en court-circuit.

2. Générateur photovoltaïque

2.1. L'énergie Solaire Photovoltaïque

L'électricité est une des formes d'énergie les plus versatiles et qui s'adapte au mieux à chaque nécessité. Son utilisation est si étendue, qu'aujourd'hui on pourrait difficilement concevoir une société techniquement avancée qui n'en fasse pas usage. Des milliers d'appareils sont destinés pour fonctionner grâce à l'énergie électrique, soit sous forme de courant continu de faible tension, soit à partir d'un courant alternatif de tension plus élevée. Il est très intéressant de produire de l'électricité avec une source d'énergie sûre et non polluante, comme l'énergie solaire.

Il existe deux méthodes pour pouvoir convertir l'énergie solaire en électricité, selon qu'on utilise l'énergie cinétique comme forme intermédiaire du procès de conversion :

- Systèmes de conversion thermodynamique.
- Systèmes directs, fondés sur les interactions physiques entre les photons de la radiation incidente et les électrons du matériau, l'effet photovoltaïque.

2.2. Historique :

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

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

Aussi, des expériences ont été faites avec des cellules composées de deux couches: une de sulfure de cadmium (CdS) et une autre de sulfure de cuivre (Cu₂S). Ces cellules présentent l'avantage d'utiliser très peu de matière active et permettent un processus de fabrication plus simple. Cependant, leur faible rendement ne permet pas de les utiliser à l'échelle industrielle.

Ces cellules ont été commercialisées des cellules de silicium fin des années 70. En 1999, elles occupaient 12% du marché [22].

Plus tard, apparurent les matériaux poly-cristallins, de fabrication plus économique, mais présentant encore de faibles rendements.

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

Les premières applications pratiques de l'électricité photovoltaïque se firent dans les véhicules spatiaux, permettant l'alimentation des équipements de commande, de mesure, ou de retransmission de données. Ensuite, la production industrielle de premiers panneaux ayant

des applications terrestres domestiques a débuté. Bien qu'au début des années 80 ces panneaux n'aient pas été suffisamment compétitifs pour la production à grande échelle, ils ont tout de même permis l'électrification de logements isolés.

Les recherches pour faire des produits plus efficaces et économiques continuent à bon rythme même s'il existe peu d'entreprise au niveau mondial ayant la capacité de supporter des coûts élevés de recherche[1].

2.3. L'effet photovoltaïque

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

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

Un dopant approprié pour le silicium est le bore. La structure créée s'appelle un semi-conducteur de type P (positif). Un autre dopant possible pour le silicium est le phosphore. Le semi-conducteur est dit de type N (négatif).

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

Le matériau semi-conducteur ne stocke donc pas d'énergie électrique mais la génère, en transformant l'énergie incidente. La physique quantique prédit un rendement théorique pour la cellule de silicium de 26 %, mais les cellules commerciales obtenues de manière industrielle ne montent pas au-dessus de 17%. Ces valeurs, impliquant une limitation sur la puissance électrique pouvant être obtenue, montrent que seulement une petite partie de l'énergie solaire peut générer de l'électricité[2].

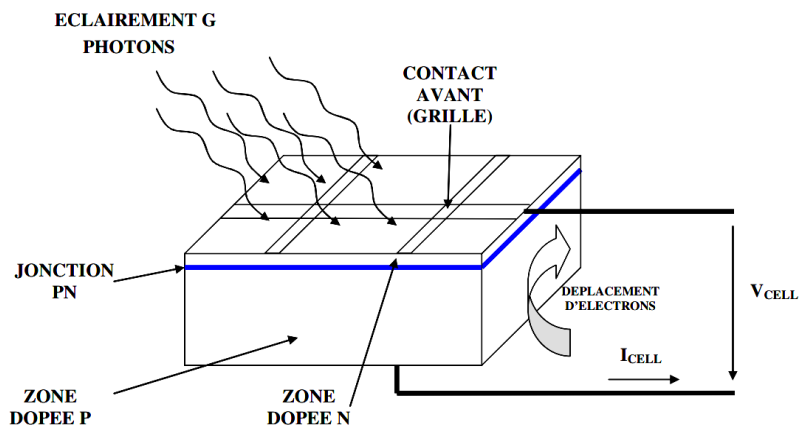


Figure I. 2 : L'Effet photovoltaïque

2.4. La Cellule Photovoltaïque ou la photopile

Une cellule photovoltaïque est constituée par un matériau semi-conducteur de type P-N. La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu'à 100 cm^2 ou plus. Sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.

Les cellules se branchent en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être repris par la suivante. Le but est d'avoir une différence de potentiel normalement entre 6 et 24 V.

Chaque cellule peut être modélisée par le schéma électrique équivalent :

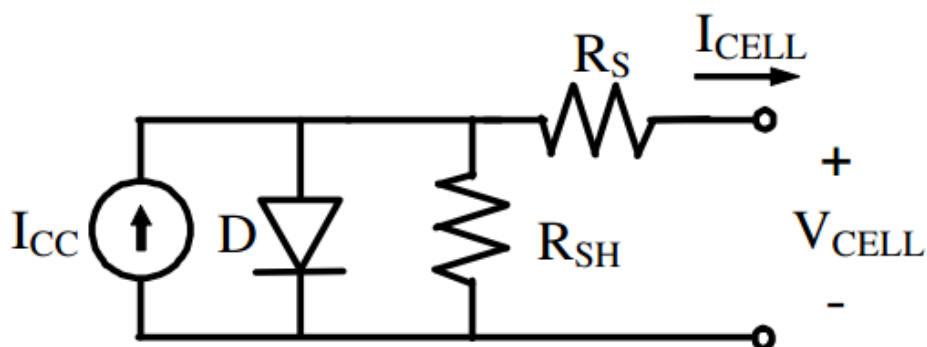


Figure I.3 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

Les résistances R_S et R_{SH} permettent de tenir en compte des pertes liées aux défauts de fabrication. R_S représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que R_{SH} caractérise les courants de fuite dus à diode et aux effets de bord de la jonction[2].

2.5. Les caractéristiques d'une photopile :

2.5.1. La tension en circuit ouvert :

Si l'on place une photopile sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur à ses bornes, celle-ci va produire une tension continue d'environ 0,6 V, appelée tension en circuit ouvert V_{CO} (elle varie légèrement avec la technologie et l'éclairement).

Cette valeur correspond à la tension de coupure d'une diode, ce qui confirme le fait que l'on puisse assimiler une cellule solaire à une jonction P-N.

2.5.2. Le courant de court-circuit.

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une photopile en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit, le photocourant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en œuvre. Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande.

2.5.3. La puissance :

Le but recherché par tout utilisateur de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. La figure I.4 représente la caractéristique courant-tension d'une photopile sous illumination ainsi qu'une courbe théorique de puissance constante (puissance = tension \times intensité).

Pour l'éclairement considéré, le point P_m représente le point où la puissance de la photopile est maximale. Ce point, dit puissance maximale, est associé à une tension optimale V_m et à une intensité optimale I_m . C'est cette puissance par la suite qui sera toujours recherché par notre régulateur (MPPT).

Par ailleurs, lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (définition du rendement ci-dessous), on parle alors de puissance crête, mesurée en Watts-crête (W_c).

2.5.4. Le rendement :

Le rendement énergétique est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module. Soit S la surface du

module et E l'éclairement en W/m^2 , ce rendement a pour formule :

$$\eta = \frac{P_m}{E \times S}$$

Il est généralement évalué dans des conditions de référence: sous un ensoleillement de $1000W/m^2$, à la température de $25\text{ }^\circ\text{C}$ et sous un spectre AM 1,5(Air Masse). Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour Standard Test Conditions.

2.5.5. Caractéristique courant-tension :

La caractéristique courant-tension, illustrée dans la figure (I.4), décrit le comportement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairement et température de cellule).

La caractéristique I-V de la cellule solaire passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit: I_{CC}
- La tension de circuit ouvert: V_{CO}
- La puissance maximale: P_m

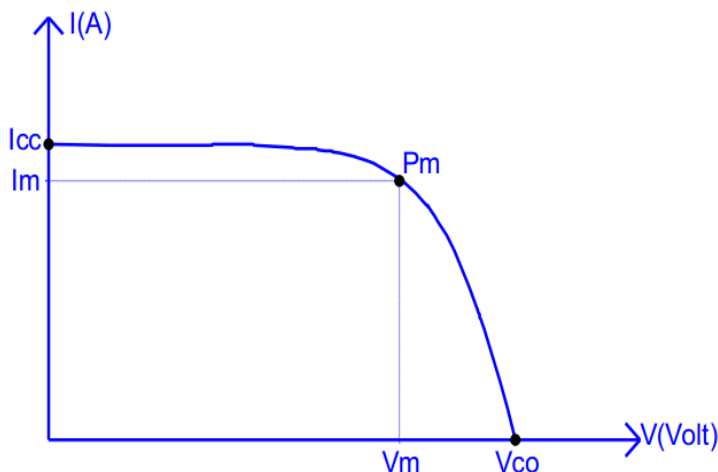


Figure I.4 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.

2.5.6. Caractéristique puissance-tension.

Cette caractéristique est illustrée dans la figure (I.6), elle décrit le comportement en puissance de la photopile dans des conditions météorologiques données.

La caractéristique puissance-tension passe par un point important :

La puissance maximale P_m .

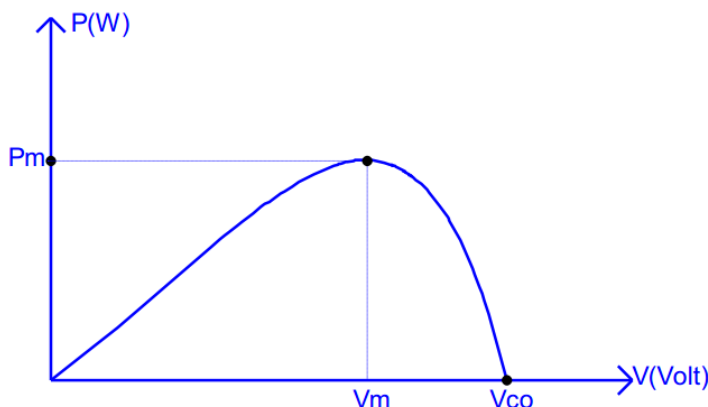


Figure I.5 : Caractéristique P-V d'une cellule photovoltaïque.

2.6. Les paramètres d'une cellule photovoltaïque

Cinq paramètres influent sur le comportement électrique d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque. Ces paramètres sont:

- La résistance série R_s .
- La résistance shunt R_{sh} .
- Le courant de saturation I_{sat} .
- Le flux d'éclairement Φ .
- La température T .

Pour un éclairement Φ égal à 1kW/m^2 , ces paramètres peuvent être considérés comme indépendants, excepté le courant de saturation I_{sat} qui dépend directement de la température T de la cellule.

2.6.1. Influence de la résistance série :

D'une valeur généralement très faible, la résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert. Lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court-circuit. La valeur de la résistance série est fonction de la résistivité du matériau semi-conducteur, des résistances de contact des électrodes et de la résistance de la grille collectrice[3].

2.6.2. Influence de la résistance shunt

Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photo-courant, outre le courant de la diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. La résistance shunt est en général très élevée. Si elle diminue on remarque une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit sur la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque.

Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la cellule. En effet, une cellule photovoltaïque dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous un faible éclairement[3].

2.6.3. Influence de la température :

Les graphes suivants représentent les caractéristiques P(V) et I(V) respectivement d'un panneau photovoltaïque pour un ensoleillement constant ($S=1000\text{W/m}^2$) et une température variable.

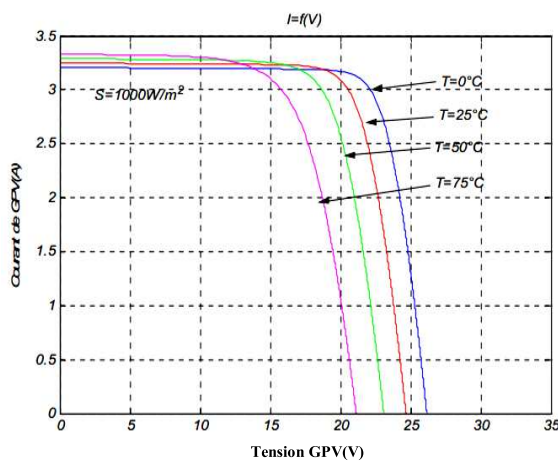


Figure I.6 : Courbes I(V) d'un panneau à diverses températures.

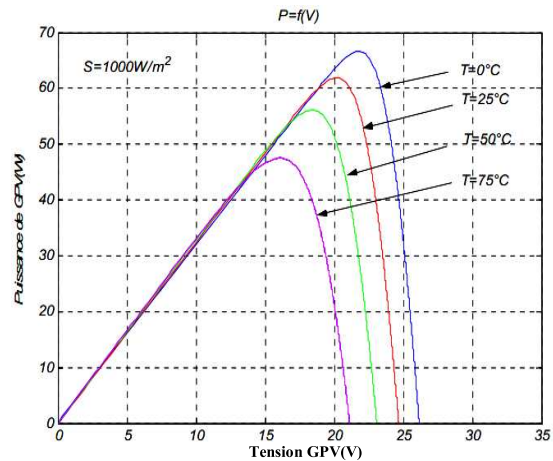


Figure I.7 : Courbes P(V) d'un panneau à diverses températures

D'après ces graphes on voit que le courant du panneau est presque constant, par contre la variation de la température est inversement proportionnel par rapport à la tension du panneau[4].

2.6.4. Influence de l'ensoleillement :

Les graphes suivants représentent les caractéristiques P(V) et I(V) respectivement d'un

panneau photovoltaïque pour une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$) et un ensoleillement variable.

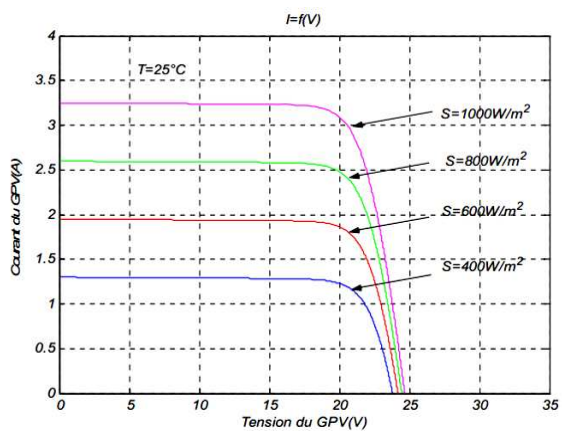


Figure I.8 : Courbes I(V) d'une cellule sous divers éclairagements.

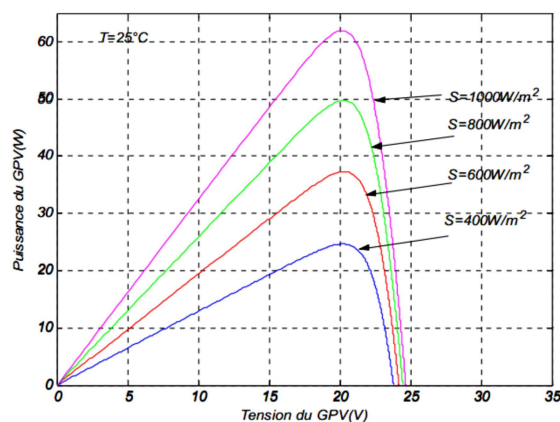


Figure I.9 : Courbes P(V) d'un panneau sous divers éclairagements.

D'une part, on peut remarquer que les points de fonctionnement à puissance maximale se déplacent peu et se situent autour d'une valeur d'environ 21V.

D'autre part, on peut aussi remarquer que le courant est directement proportionnel au rayonnement solaire. Par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage. Enfin, il est important de noter que, lorsque l'éclairement est plus faible que 100 W/m^2 , la tension du panneau varie à son tour. Elle baisse avec l'éclairement (variation logarithmique). Seules les photopiles au silicium amorphe permettent un fonctionnement dans ces conditions, grâce à une tension encore assez élevée. C'est pour cette raison que le silicium amorphe peut être utilisé sous éclairage artificiel, contrairement au silicium cristallin. Ceci va beaucoup contribuer dans notre choix de cellules[4].

2.7. Association de Cellules Photovoltaïques :

2.7.1. En Série :

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné[2].

La figure I.10 montre la caractéristique résultante (I_{SCC} , V_{SCO}) obtenue en associant en

série (indice s) N_s cellules identiques (I_{CC}, V_{CO}) :

$$I_{sc} = I_{cc} \text{ et } V_{sco} = N_s V_{co}$$

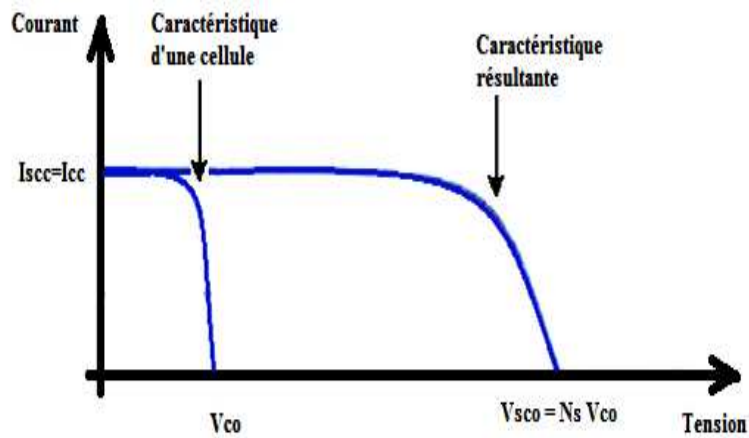


Figure I.10 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellules identiques

2.7.2. En Parallèle :

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée[2]. La figure I.11 montre la caractéristique résultante (I_{pcc}, V_{pco}) obtenue en associant en parallèle (indice p) N_p cellules identiques (I_{CC}, V_{CO}):

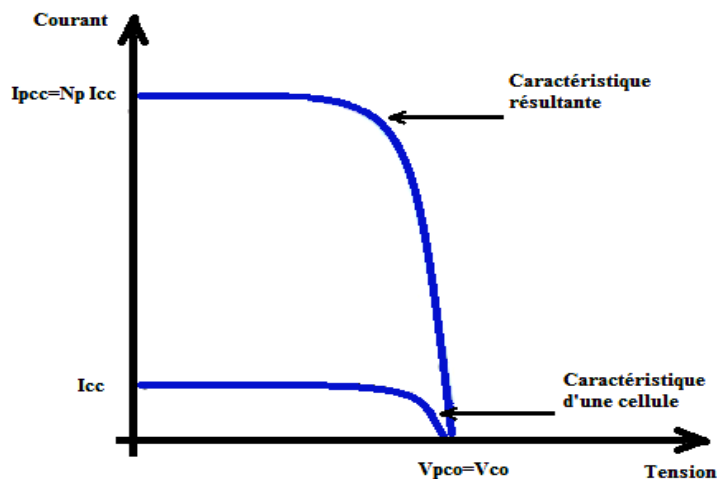


Figure I.11 : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de N_p cellules identiques.

3. 3. Convertisseurs DC/DC et DC/AC

3.1. Convertisseur DC-DC (hacheur)

Le hacheur est un convertisseur continu-continu mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs commandés et qui permet de modifier la valeur de la tension d'une source de tension continue avec un rendement élevé. Le rapport cyclique se fait à une fréquence très élevée ce qui a pour conséquence de créer une tension moyenne. Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit dévolteur. Dans le cas contraire, il est dit survolteur. Il existe des hacheurs capables de travailler des deux manières (Boost-Buck).

Dans notre cas on s'intéresse qu'au hacheur survolteur.

3.1.1. Hacheur survolteur (Boost)

On utilise un convertisseur boost lorsqu'on désire augmenter la tension disponible d'une source continue. Les systèmes alimentés par un générateur photovoltaïque utilisent souvent plusieurs modules en série afin de disposer d'un niveau de tension suffisamment élevé. Un convertisseur boost permet d'augmenter la tension fournie par la module photovoltaïque et ainsi diminuer le nombre de modules nécessaires pour atteindre le niveau de tension désiré[5].

3.1.2. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement d'un convertisseur survolteur (Boost) peut être divisé en deux phases distinctes

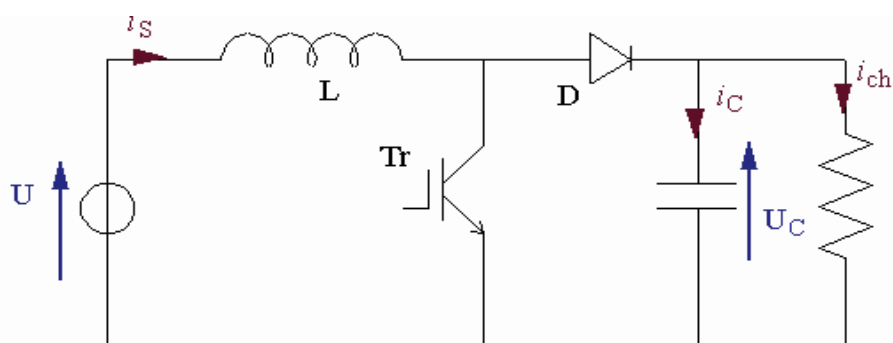


Figure I.12 : Schéma de fonctionnement de l'hacheur.

- Une phase d'accumulation d'énergie : lorsque le Mosfet est fermé (état passant), cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique. La diode D est alors bloquée la charge est alors déconnectée de l'alimentation.

• Lorsque le Mosfet est ouvert, l'inductance se trouve alors en série avec le générateur et sa f.é.m. s'additionne à celle du générateur (effet survolteur). Le courant traversant l'inductance traverse ensuite la diode D, le condensateur C et la charge R. Il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la capacité.

Quand un convertisseur Boost travaille en mode de conduction continue, le courant

I_L traversant l'inductance ne s'annule jamais.

La tension de sortie est calculée de la façon suivante (en considérant les composants comme parfaits) durant l'état passant, le thyristor est fermé, entraînant l'augmentation du courant suivant la relation :

$$V_i = L \frac{di_L}{dt} \quad (I.2)$$

A la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté de $\Delta I_{L\ on}$

$$\Delta I_{L\ on} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \frac{V_i \cdot \alpha \cdot T}{L} \quad (I.3)$$

α étant le rapport cyclique. Il représente la durée de la période T pendant laquelle le Mosfet conduit. α est compris entre 0 et 1.

Pendant l'état bloqué, le Mosfet est ouvert, le courant traversant l'inductance circule à travers la charge. Si on considère une chute de tension nulle aux bornes de la diode et que le condensateur suffisamment grand pour garder sa tension constante, l'évolution de I_L est :

$$V_i - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (I.4)$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état bloqué est :

$$\Delta I_{L\ off} = \int_0^{(1-\alpha)T} dI_L = \frac{(V_i - V_o)(1-\alpha)T}{L} \quad (I.5)$$

Si on considère que le convertisseur a atteint son régime permanent, la quantité d'énergie stockée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. En particulier, l'énergie stockée dans l'inductance est donnée par :

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I_L^2 \quad (I.6)$$

En conséquence, le courant traversant l'inductance est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui peut s'écrire de la façon suivante :

$$\Delta I_{L\ on} + \Delta I_{L\ off} = 0 \quad (I.7)$$

Après calcul on détermine que :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (I.8)$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée, qu'elle augmente avec α , et que théoriquement elle peut être infinie lorsque α

se rapproche de 1. C'est pour cela que l'on parle de survolteur. En supposant que le rapport $\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-\alpha} = m$ est un transformateur[5].

3.1.3. Commande du hacheur

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs point de puissance maximale (PPM)(Maximum Power Point) correspondant à la tension nominale de la charge.

Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit pour effectuer le transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieurs, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée.

Cette Etage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge dispose d'une commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau photovoltaïque. L'algorithme de recherche (MPPT) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implémentation choisie et des performances recherchées .cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique α du convertisseur associé.

De nombreuses recherches sur les commandes (MPPT) ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche du (PPM) selon l'évaluation de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Les commandes (MPPT) développées, sont toutes basées sur une commande extrême de type perturber & observer (P&O).

3.2. Convertisseur DC-AC (onduleur) :

3.2.1. Définition :

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continu-alternatif par une séquence adéquate de commande des semi-conducteurs. L'onduleur est dit « autonome » si l'établissement et la connexion entre l'entrée et la sortie ne dépendent que de la commande des semi-conducteurs. Le schéma de principe d'un onduleur de tension monophasé est donné par la (figure I.13) [6]

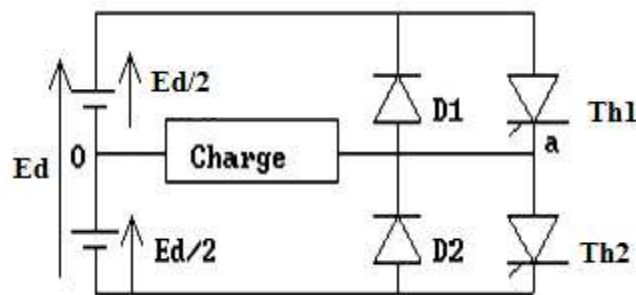


Figure I.13 : Schéma de l'onduleur demi-pont

3.2.2. La commande des onduleurs :

Pour commander un onduleur, la solution la plus largement employée consiste à utiliser les intersections d'une onde de référence ou modulante, généralement sinusoïdale, avec une onde de modulation ou porteuse, généralement triangulaire, d'où son appellation de « modulation sinus-triangle ou MLI engendrée ».

On peut également générer la séquence des signaux de commande des interruptions de façon à suivre au mieux le vecteur défini par les composants de Clarke du système de tensions qu'on veut produire : c'est la « modulation vectorielle ». Dans certaines applications, on calcule au préalable, sur la base d'un critère d'optimisation, les instants de commande, c'est la « modulation calculée ou MLI calculée ».

3.2.3. Techniques MLI triphasé :

On distingue principalement deux types de techniques MLI : la MLI 'engendrée' (triangulo-sinusoïdale) et la MLI 'programmée' (calculée).

3.2.3.1. Technique MLI engendrée (triangulo-sinusoïdale) :

La modulation dite triangulo-sinusoïdale, compare la tension de sortie recherchée, dite tension de référence ou tension modulatrice U_0 , à un signal triangulaire symétrique, appelé porteuse U_p . La fréquence de la porteuse U_p est multiple de celle de l'onde modulatrice U_0 (onde fondamentale).

La tension U_0 est inférieure ou égale à la tension U_p . Un comparateur change d'état à chaque intersection des deux signaux superposés U_p et U_0 (figure I. 14).

Ce changement d'état se traduit par la génération des impulsions de commutation aux deux redresseurs $Th1$ et $Th2$ de l'onduleur demi-pont monophasé. La tension de sortie V_{o1} ne peut avoir instantanément que deux valeurs : $+E/2$ ou $(-E/2)$. La tension V_{O1} prend la valeur $+E/2$

lorsque Th1 conduit (Th2 est alors bloqué) et prend la valeur $-E/2$ lorsque Th2 conduit (Th1 est alors bloqué). Le redresseur Th1 conduit lorsque la modulatrice U_0 est supérieure à la porteuse U_p . Le redresseur Th2 conduit lorsque la modulatrice U_0 est inférieure à la porteuse.

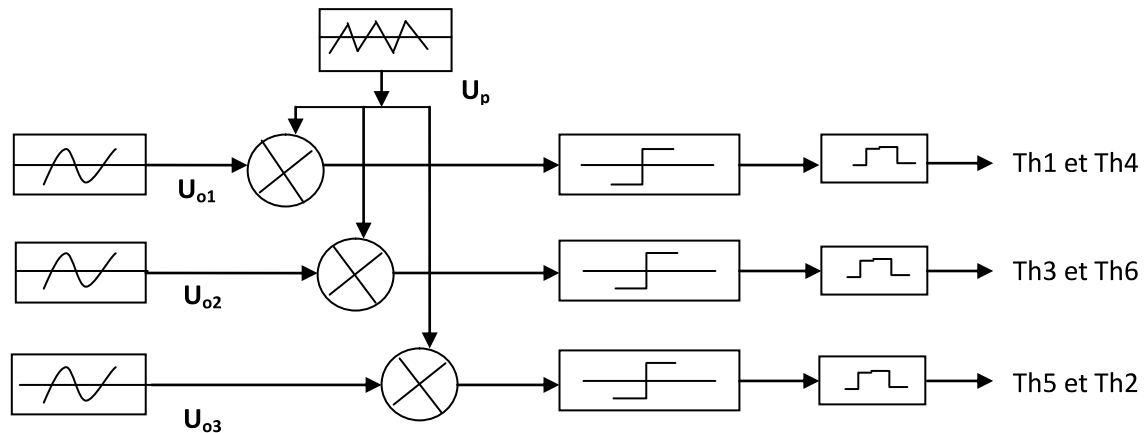


Figure I.14 : Schéma synoptique de la loi de modulation triangulo-sinusoïdale pour un montage triphasé.

3.2.3.2. MLI 'programmée' (calculée) :

Dans le cas d'onduleur triphasé MLI, des contrôleurs de courant tels que commande par hystérésis, commande prédictif (par exemple dead-beat) et la commande dans le référentiel synchrone par régulateur PI avec compensation peuvent être utilisés. Parmi eux, l'arrangement le plus répandu pour des performances élevées est la commande dans le référentiel synchrone d-q [5], où les deux axes d et q sont séparément commandés, on propose l'utilisation de ce dernier contrôleur vis à vis les performances citer précédemment.

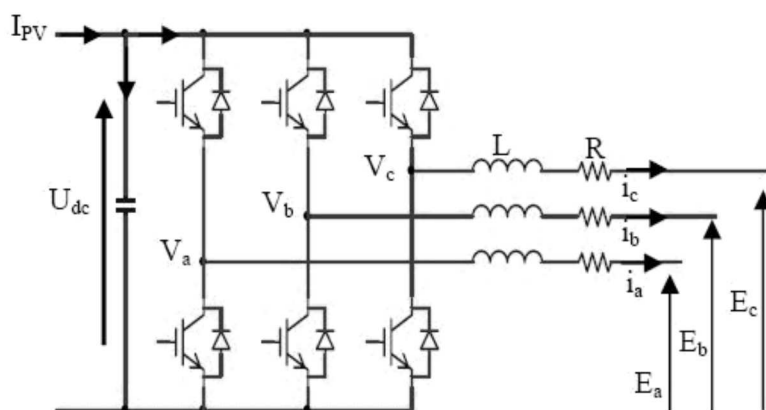


Figure I.15 : Onduleur MLI triphasé avec filtre de sortie .

La figure I.15 montre le modèle de cet onduleur, et la modélisation du système est comme suite:

$$\begin{aligned} V_a &= L \frac{di_a}{dt} + i_a R + E_a \\ V_b &= L \frac{di_b}{dt} + i_b R + E_b \\ V_c &= L \frac{di_c}{dt} + i_c R + E_c \end{aligned} \quad (I.9)$$

On suppose que la tension est équilibrée, la fréquence est ω et prenant la phase (a) comme référence. Les équations des courants dans le référentiel stationnaire d-q sont exprimés par :

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} \quad (I.10)$$

Par conséquent, l'équation d'état de l'onduleur MLI triphasé dans le référentiel stationnaire d-q est :

$$\begin{aligned} TE_{dq^s} &= LT \frac{di_{dq^s}}{dt} + i_{dq^s} RT + TV_{dq^s} \\ E_{dq^e} &= L \frac{di_{dq^e}}{dt} + \omega L \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} i_{dq^e} + Ri_{dq^e} + V_{dq^e} \end{aligned}$$

En utilisant l'expression matricielle (I.10), l'équation d'état dans le référentiel tournant d-q est la suivante :

$$L \frac{di_d}{dt} = -i_d R + V_d - E_d - \omega L i_q \quad \text{et} \quad L \frac{di_q}{dt} = -i_q R + V_q - E_q - \omega L i_d \quad (I.11)$$

Afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire, il est nécessaire que le courant de l'axe q devrait être régulier à zéro ($I_q^*=0$). L'algorithme de commande de l'onduleur MLI triphasé en utilisant la transformation $3\Phi / d-q$ est montré sur la figure I. 16[7].

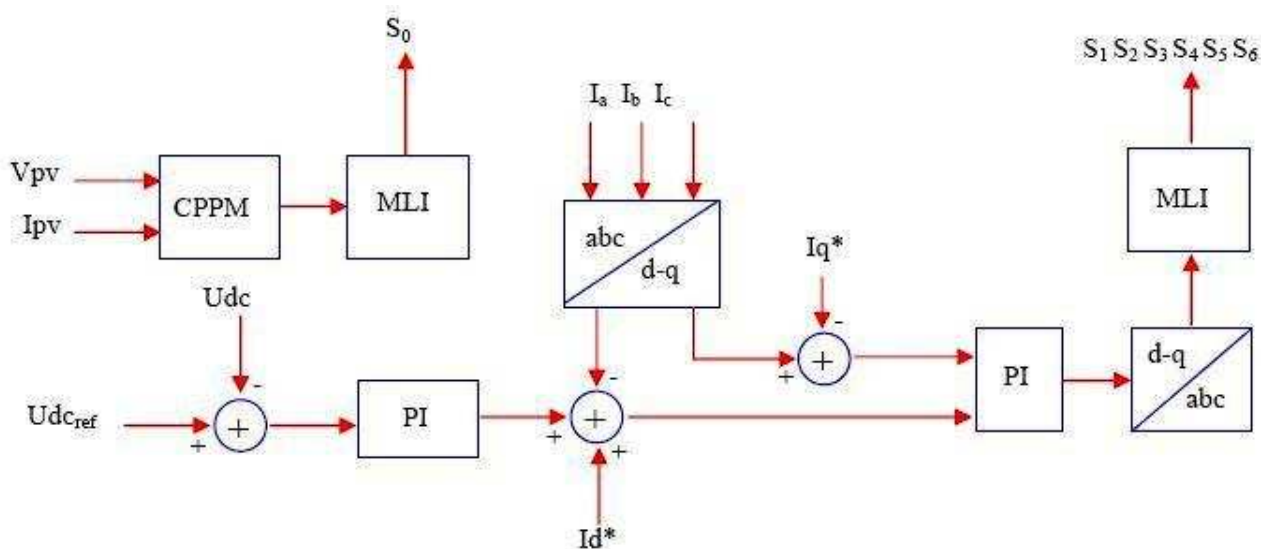


Figure I.16 : Synoptique de commande.

4. Etude des pompes

4.1. Classification des pompes

4.1.1. Pompes à refoulement:

- Elles sont immergées dans l'eau et leur moteur est soit immergé avec la pompe (pompe monobloc), ou en surface.
- La transmission de puissance se fait par arbre reliant la pompe au moteur.
- Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

4.1.2. Pompes à aspiration:

- La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 m (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres,
- Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à 6 ou 7 m

4.1.3. Pompes volumétriques:

Il existe plusieurs types : pompes à vis, pompes à palettes, pompes à piston, pompes, à diaphragme,...

- Elles transmettent l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.
- L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.
- Le débit et la puissance consommée sont proportionnels à la vitesse du moteur.
- Leur couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT.

Sont utilisées pour:

- Les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau.
- Comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, (pompes à main, pompes éoliennes multipales,...).Système d
- Elles doivent être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau.

4.1.4. Pompes centrifuges:

- La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes.
- L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.
- Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission
- Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée.
- Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.
- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante.

- De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples.
- Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.[8]

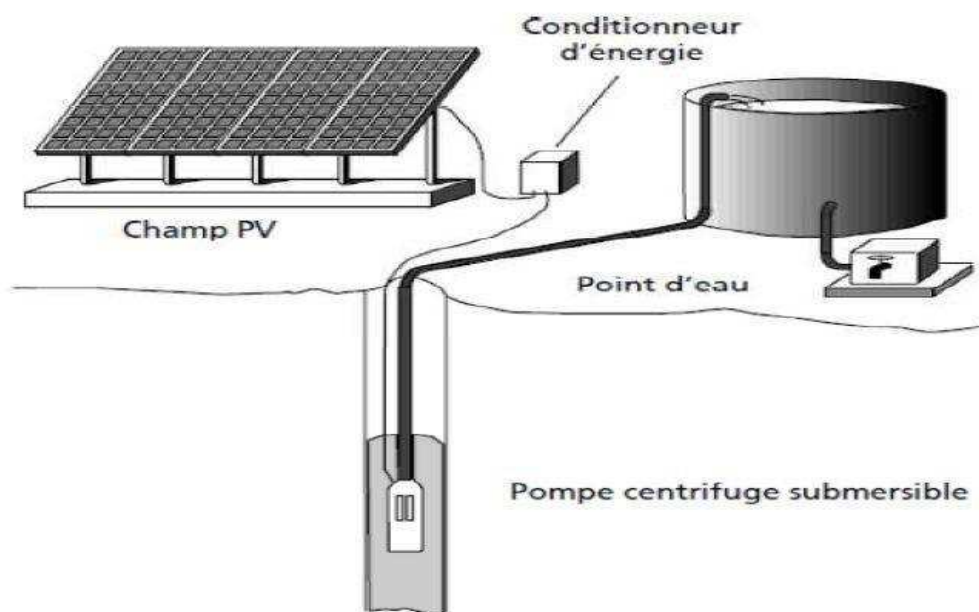


Figure I.17 : Pompe submersible centrifuge à étages multiples.

4.2. Moteurs pour les systèmes de pompage photovoltaïque

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique.

- Il peut être à courant continu ou alternatif.
- Les moteurs AC nécessitent un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler plus intéressant, mais l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et surtout, moins coûteux.
- Les moteurs alternatifs pour le pompage solaire est habituellement de type asynchrone, triphasé et à rotor en court-circuit (rotor à cage).
- Ils tournent autour de deux paliers lubrifiés par le liquide de refroidissement dont est rempli le moteur.

- Le stator est noyé dans une résine, ce qui assure une bonne tenue mécanique, une bonne dispersion calorifique et une étanchéité parfaite de ce type de moteur.
- Ils sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35 °C.
- Ils doivent nécessairement être alimentés par un onduleur qui convertira le courant continu des modules PV en courant alternatif.
- Pour les moteurs bipolaires à un courant triphasé, la vitesse de rotation, dite vitesse de synchronisme, est de 2900 à 3 000 T/mn (fréquence de 50 à 60 Hz).
- Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 %.
- Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80 % sur une plage de fonctionnement relativement importante [9].

4.3. Caractéristiques d'une pompe

La courbe principale qui caractérise une pompe centrifuge et qui exprime ses performances et, pour une vitesse de rotation donnée est la courbe débit-hauteur ou $H=f(Q)$, elle exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client, les courbes $H(Q)$ maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue. Dans cette application, la charge de moteur est une pompe immergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction du débit Q .

En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur. Le point de fonctionnement de la pompe est donné par l'intersection de la courbe des pertes de charge avec la courbe de la hauteur d'élévation de l'eau ; l'adaptation électromécanique optimale de la pompe au moteur est donnée par l'intersection des courbes $C=f(n)$ du moteur et de la pompe [8].

4.3.1. Equations caractéristiques :

D'une façon générale, les constructeurs de pompes ne donnent pas les paramètres physiques de la pompe. Seule la caractéristique de performance $H=f(Q)$ est donnée par le constructeur. Ainsi, connaissant les valeurs de vitesse, hauteur de charge et débit de référence, il est possible de déterminer celles du système à l'aide des formules empiriques suivantes :

$$H = k_0 \Omega^2 - k_1 \Omega Q - k_2 Q^2$$

k_0, k_1, k_2 : des constants propres de la pompe donnée par le constructeur.

Ω Vitesse (rad/sec), H Hauteur (mètre), Q Débit (litre/min)

La caractéristique du réseau hydraulique est exprimée par la formule suivante :

$$h = h_0 + K_h Q^2$$

h_0 : La hauteur statique

K_h Constante de la canalisation tenant compte des pertes de charges laminaires et singulières

La hauteur manométrique totale d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et du refoulement.

La HMT est déterminée à partir de la hauteur géométrique et de la perte de charge maximale.

«Eckstein et Al-Ibrahim ». Ont développé une analyse théorique détaillée pour déterminer les caractéristiques du moteur et de la pompe en utilisant les relations de similitude.

$$Q = f(n) \quad \text{ou} \quad \frac{Q}{Q_{\text{ref}}} = \frac{n}{n_{\text{ref}}}$$

$$H = f(n^2) \quad \text{ou} \quad \frac{H}{H_{\text{ref}}} = \left(\frac{n}{n_{\text{ref}}}\right)^2$$

$$P = f(n^3) \quad \text{ou} \quad \frac{P}{P_{\text{ref}}} = \left(\frac{n}{n_{\text{ref}}}\right)^3$$

$n_{\text{ref}}, Q_{\text{ref}}, P_{\text{ref}}, H_{\text{ref}}$ Valeurs de référence respectivement de la vitesse, le débit, la puissance et la hauteur[8].

4.3.2. Puissance de la pompe

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit [10]:

$$P_H = 9.81 \rho Q H$$

L'autre expression à considérer est celle de la puissance absorbée par une pompe, c'est à dire la puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, qui est exprimée par la relation :

$$P_H = 9.81 \rho Q H \frac{1}{\eta_p} \quad \text{Où } \eta_p \text{ Le rendement de la pompe.}$$

Avec ρ La masse volumique de l'eau, $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$

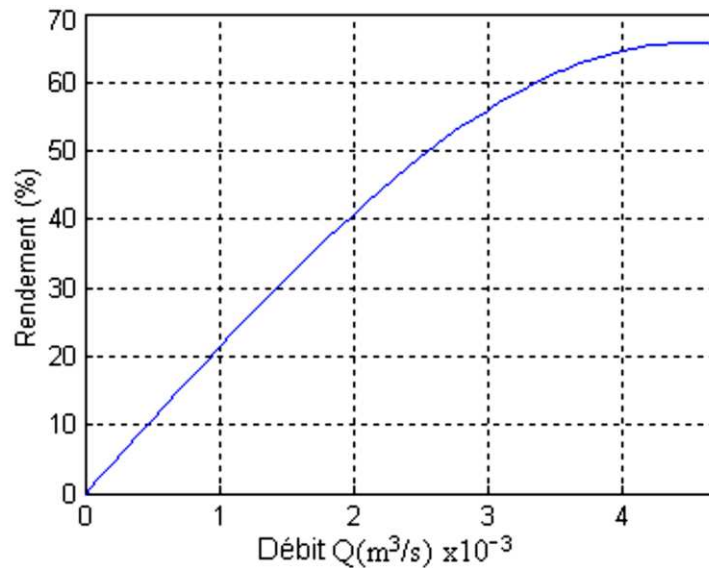


Figure I.18 : Courbe de rendement d'une pompe centrifuge en fonction de débit[10]

4.3.3. Le rendement :

Pour les groupes électropompes, les fabricants donnent généralement la courbe de rendement global, pour tracer la courbe de rendement hydraulique on utilise la formule [10]:

Le rendement global de système

a - Couplage direct :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{générateur}} * \eta_{\text{hydraulique}}$$

Avec
$$\eta_{\text{générateur}} = \frac{P_{\text{mp}}}{GS}$$

P_{mp} Puissance délivrée par le générateur W

G l'éclairement en W/m^2

S la surface des panneaux en m^2

b - Couplage avec un convertisseur :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{générateur}} * \eta_{\text{hydraulique}} * \eta_{\text{convertisseur}}$$

Avec
$$\eta_{\text{convertisseur}} = \frac{P_o}{P_{\text{mp}}}$$

5. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons donné les généralités sur les composants constituant le système de pompage ainsi que leur principe de fonctionnement, le chapitre suivant sera consacré à l'étude des différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale (PPM).

Chapitre II : Commande de Poursuite du
point de puissance maximale

1. Introduction

Le coût élevé du générateur photovoltaïque nous impose une utilisation optimale et rationnelle de ce dernier pour aboutir à un fonctionnement économique et rentable.

Comme on a vu dans le chapitre I, La puissance maximale qui correspond au point de fonctionnement optimal est déterminée pour différentes ensoleillements, ainsi que pour différentes variations de la température.

Les circuits de base des hacheurs sont illustrés dans le chapitre précédent. On utilise des convertisseurs de type DC/DC dans la partie contrôle du système photovoltaïque car ils sont faciles à être contrôlés par leurs rapport cyclique en utilisant un signal MLI, ces convertisseurs (Hacheurs : buck, boost et buck-boost) sont utilisés comme des MPPT par la régulation de la tension de sortie du système photovoltaïque. A partir de cette règle et selon le type de contrôleur (le contrôle du rapport cyclique), on peut raisonner sur différentes méthodes, afin d'extraire le maximum de puissance d'un panneau solaire.

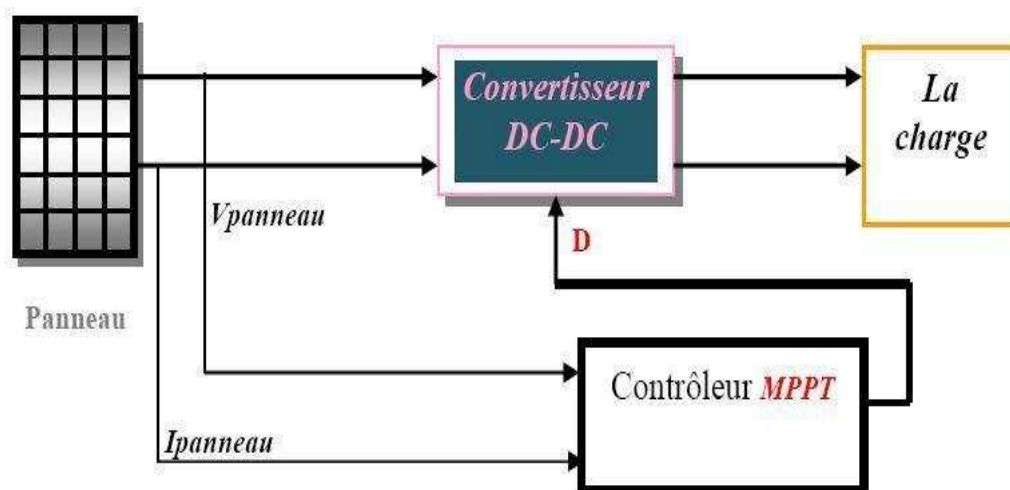


Figure II.1 : Le contrôleur MPPT.

Certains des concepts sont très robustes et simples, tandis que d'autres approches exigent des dispositifs de logique très sophistiqués tels que des microprocesseurs combinés avec des circuits de puissance, de convertisseurs de commutation. Le but de ce chapitre est l'étude des différents mécanismes de la poursuite pour l'extraction de la puissance maximale pour différentes conditions de fonctionnement, où on trouve dans la littérature plusieurs variétés de machinismes et d'approches, de méthodes analogiques simple mais moins efficaces jusqu'à des méthodes nettement plus efficaces qui utilisent des logiques sophistiquées comme les microcontrôleurs[11].

2. Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque

Dans cette méthode, le MPP du panneau solaire est déterminé par une série de mesures ou théoriquement dans les conditions normales de fonctionnement. Ensuite on fait l'extraction des valeurs de courant et de tension correspondantes à cette puissance, on pourra après fixer la valeur de la charge correspondante à ces valeurs.

L'avantage de cette méthode est qu'elle est très simple. Car aucun circuit additionnel n'est employé, et la perte de puissance entre le panneau et les batteries est réduite aux pertes dans les conducteurs. L'inconvénient qui est un défaut de ce système est qu'il ne prend en compte aucun changement d'insolation ou de température qui provoquent bien sur le changement du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale (V_{mp} et I_{mp}), les angles d'incidence sur les panneaux sont négligés. Les effets comme le vieillissement des cellules photovoltaïques ou d'une surface poussiéreuse du panneau peuvent également causer une variation du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale. Par conséquent, une méthode plus sophistiquée pour l'adaptation panneau-charge doit être trouvée si on veut avoir un rendement de puissance plus élevé.

3. Méthodes à contre réaction de tension

Dans ce cas on se repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la PWM de commande afin d'annuler cette erreur. La figure II.2 présente le schéma synoptique de cette méthode[4].

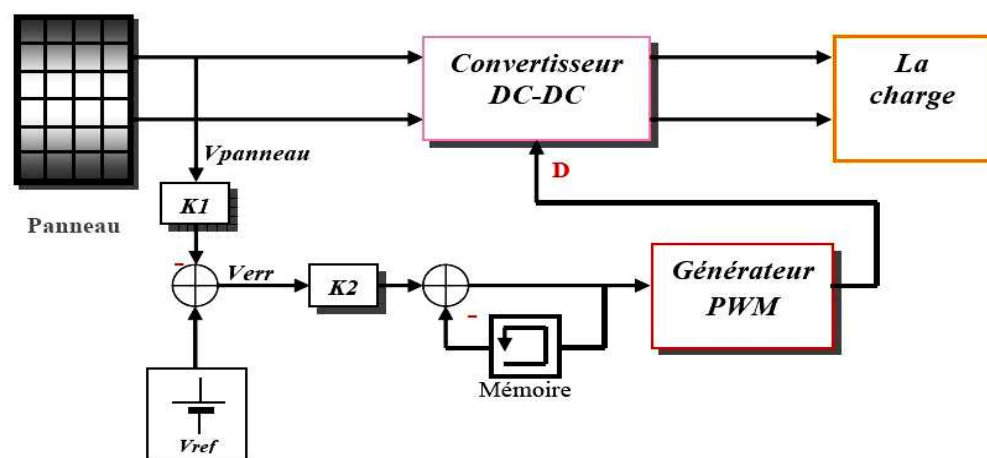


Figure II. 2 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.

On a trois types de méthodes selon la nature de la tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) :

3.1.Méthode à tension de référence fixe

A cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures au long des périodes de l'année. Dans cette méthode la tension de référence est prédéfinie (Figure II.3). Elle correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales (Figure II.3) relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température.

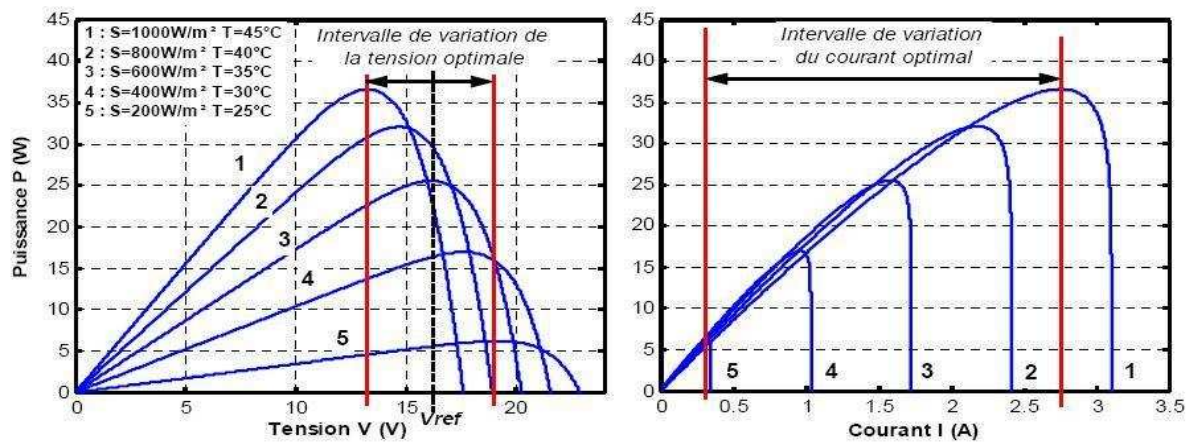


Figure II.3 : Intervalles de variation de la tension et du courant de fonctionnement optimal pour des ensoleillements et des températures variables.

Afin de générer le maximum de puissance on fait varier simplement les différents facteurs de pondération lors de la mise au point.

3.2.Méthode à tension de référence en fonction de V_{oc}

Pour un ensoleillement et une température donnés la tension qui correspond à la puissance maximale du panneau est exprimée comme une fonction linéaire de la tension en circuit ouvert du panneau.

En négligeant la résistance série de la cellule, l'expression de la puissance de sortie du panneau P_{est} :

$$P = I * V = (I_{SC} - I_0(\exp\left(\frac{eV}{aKT}\right) - 1))V \quad (II.1)$$

La dérivée de la puissance par rapport à V donne :

$$\frac{dP}{dV} = (I_{SC} - I_0 \left[1 + \frac{eV}{KT} \right] \exp\left(\frac{eV}{KT}\right)) \quad (II.2)$$

La puissance est maximale lorsque la dérivée de P est nulle pour une tension optimale V_{mp} on remplace le courant de court-circuit en fonction de la tension de circuit ouvert :

$$V_{oc} = \frac{KT}{e} \ln\left(1 + \frac{I_{SC}}{I_0}\right) \quad (II.3)$$

On obtient :

$$\frac{e}{KT} V_{mp} + \ln\left(1 + \frac{e}{KT} V_{mp}\right) = \frac{e}{KT} V_{oc} \quad (II.4)$$

La fonction $V_{mp} = f(V_{oc})$ est pratiquement linéaire et elle est de la forme $V_{mp} = kV_{oc} + a$. Pour cela la tension en circuit ouvert du panneau est prélevée régulièrement par le débranchement du panneau pour une courte durée pour ajuster la tension de référence précédente par une certaine proportionnalité généralement égale à 0.77 (figure II.4). En exploitant cette propriété, on peut traquer en permanence le point de puissance maximale[4].

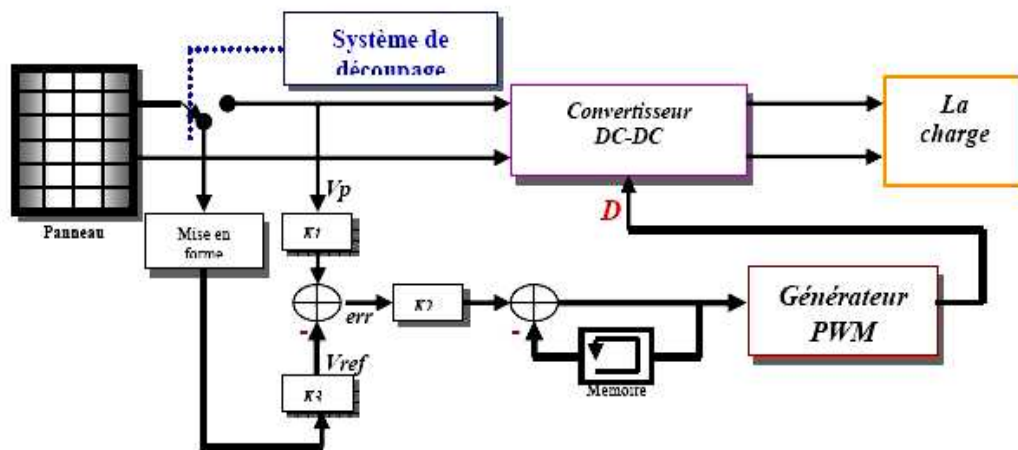


Figure II.4 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence en fonction de tension à circuit ouvert du panneau.

L'avantage est que la commande de la tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque prend en considération l'insolation et la température, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface de cellules. L'inconvénient c'est que l'ajustement de la tension de référence à 77% de la tension à vide du panneau est toujours une fraction fixe, cette méthode ne peut pas être considérée comme un vrai moyen de poursuite de MPP. L'exactitude de l'ajustement de la tension de fonctionnement à la tension maximum V_{mp} de puissance dépend du choix de cette fraction comparée au vrai rapport V_{mp}/V_{oc} . un autre défaut est que l'interruption du fonctionnement du système avec une certaine fréquence engendre des pertes qui sont estimées par Sullivan et Powers à 0,05% de la puissance maximale disponible.

3.3. Méthode à Tension de référence externe (Cellule pilote)

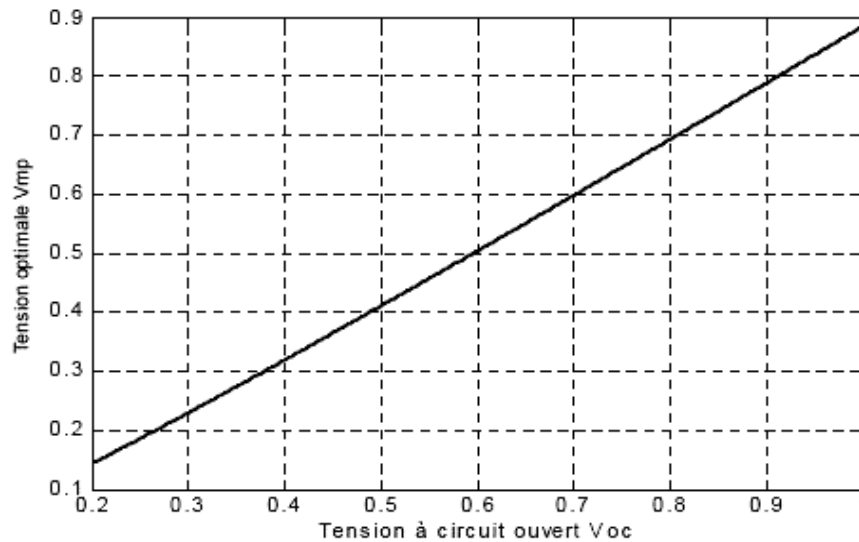


Figure II.5 : La tension V_{mp} en fonction de la tension V_{oc} pour différentes températures et ensoleillements

Pour éviter les problèmes de la méthode précédente (méthode à tension de référence en fonction de V_{oc}), une cellule pilote est ajoutée au panneau solaire (C'est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée).

La tension à circuit ouvert de cette cellule mesurée continuellement va nous donner une information implicite de la tension en circuit ouvert de l'ensemble des panneaux solaires, en multipliant cette tension avec le nombre de cellules en série. Cette méthode évite l'interruption du système mais il y a des inconvénients car la cellule pilote utilisée comme référence pour le comportement de la rangée n'est pas facile à mettre en application. La superficie qui est très limitée, l'emplacement de la cellule, font que la cellule pilote ne soit pas toujours fidèle à ce qu'est ressentie par le panneau [11].

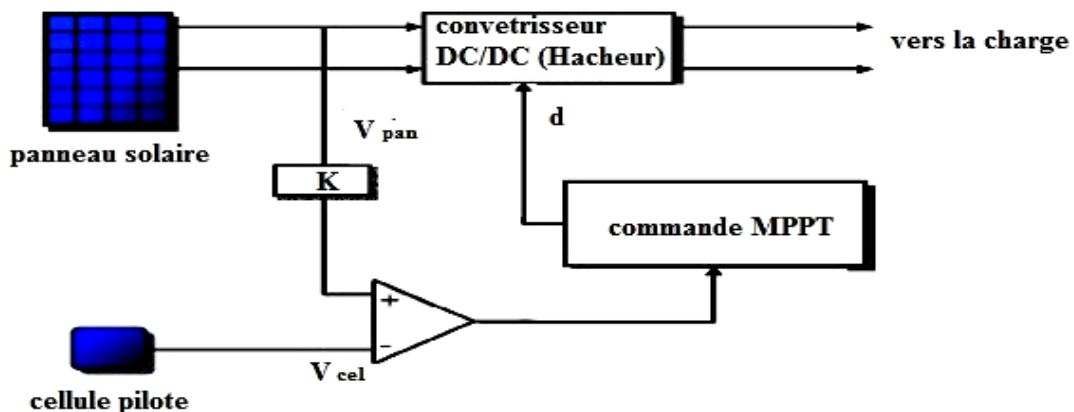


Figure II.6 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec cellule pilote

Pour limiter cette inconvénient on place une cellule pilote individuelle pour chaque petit groupe de panneaux puis estimer le facteur pour le fonctionnement optimum. Et comme les méthodes précédentes, cette méthode utilise un facteur fixe pour estimer la tension V_{mp} à partir de la tension V_{oc} ce qui donne que le MPP (*Maximum Power Point*) n'est pas traqué parfaitement.

4. Méthodes à contre réaction de courant

Par analogie avec les méthodes de contre réaction de tension on a le schéma suivant[4] :

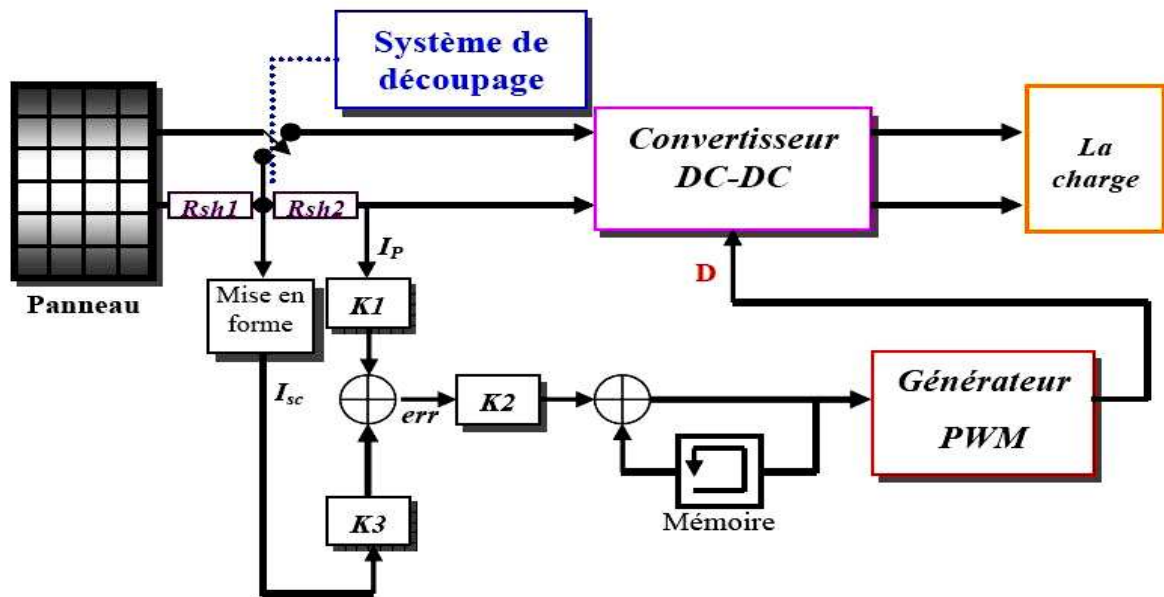


Figure II.7 : Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}

4.1. Méthode à courant de référence en fonction du courant I_{sc}

Le courant de court-circuit du panneau solaire (I_{sc}) permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau. Le courant optimal est proportionnel au courant de court-circuit, cette proportionnalité est presque constante en fonction des conditions d'ensoleillement et de température. La fonction $I_{mp} = f(I_{sc})$ est pratiquement linéaire et elle est de forme $I_{mp} = k I_{sc}$.

Mais généralement cette méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant.

4.2. Méthode à courant de référence externe (Cellule pilote)

Dans cette méthode l'utilisation d'une cellule pilote comme source d'information decourant de court-circuit de l'ensemble des panneaux est impossible par le fait que court-circuiter en permanence cette cellule cause un échauffement supplémentaire qui va fausser l'information générée par cette cellule et mener à sa destruction rapide.

5. Méthodes à contre réaction de puissance

Les méthodes à contre réaction de puissance se basent sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau afin que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. La puissance extraite du panneau est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du panneau et la multiplication de ces deux grandeurs $P=V.I$.

5.1. Algorithme 'perturbation et observation'

5.1.1. Algorithme 'perturbation et observation' simple

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La figure III.8 donne l'organigramme de cet algorithme.

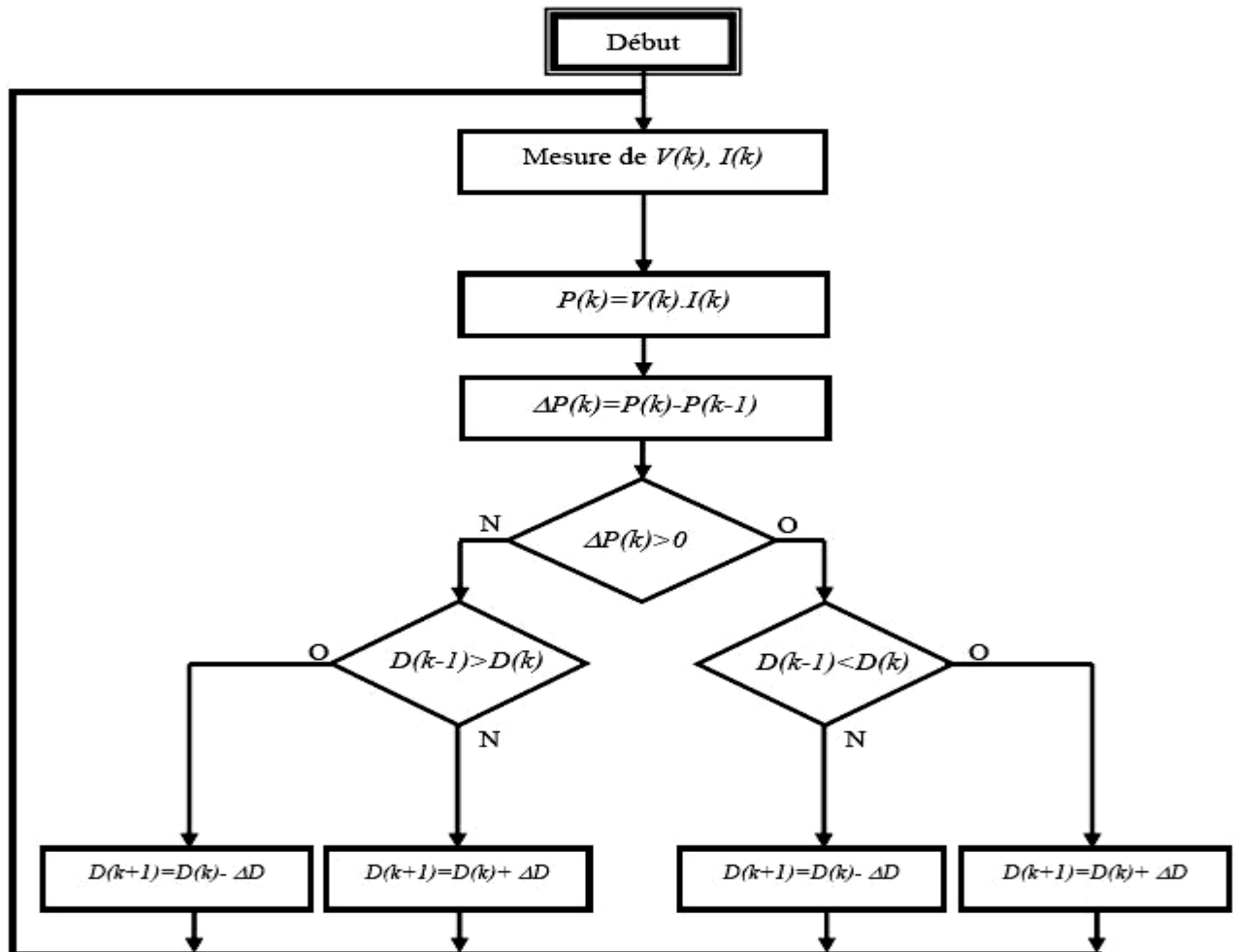


Figure II.8 : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.

La figure II.8 montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle. Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle du MPPT. Dès que le MPP est atteint, V oscillera autour de la tension idéale V_{mp} de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation simple.

- Si la largeur du pas est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou lentement changeantes.
- Si la largeur du pas est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.

La valeur pour la largeur idéale du pas ΔD dépend du système, elle doit être déterminée expérimentalement. Un inconvénient de la méthode P&O[5].

Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite on aura une augmentation de la puissance du panneau, l'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continue dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce qui l'éloigne du vrai point de puissance maximale. Ce processus continue jusqu'à la stabilité de l'ensoleillement où il revient au vrai point de puissance maximale. Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains des conditions de fonctionnement et des pertes de puissance (figure II.9).

Ces changements atmosphériques sont souvent produits dans les véhicules solaires par le passage dans l'ombre des végétations et des bâtiments ainsi que le changement de l'angle d'incidence pour des véhicules en mouvement[4].

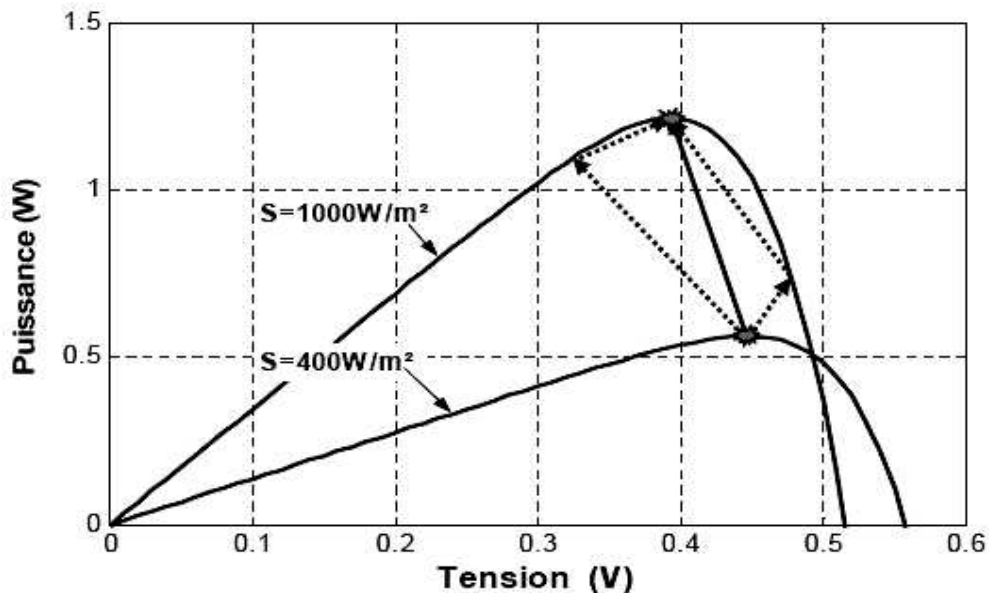


Figure II.9 : Effet d'une augmentation soudaine de l'ensoleillement sur la poursuite du PPM

5.1.2. L'algorithme amélioré de P&O

Pour remédier à l'inconvénient de la méthode « P&O simple » une version améliorée de l'algorithme P&O est proposée, où on introduit une nouvelle condition à la branche *Oui* de condition $\Delta P(k) > 0$. Si $\Delta P(k)$ est positif dans les deux cycles de perturbation précédents ou si la direction de perturbation était dans la même direction dans les deux cycles précédents, alors la prochaine perturbation sera inversée par rapport à la précédente sans prise en compte de la direction de variation de la puissance.

Le tableau 1 donne la table de vérité des seize possibilités qui existent avec comme entrée $\Delta P(k)$, $\Delta P(k-1)$, $\Delta V_{ref}(k)$, $\Delta V_{ref}(k-1)$, et comme sortie le sens de perturbation de la prochaine

tension de référence $\Delta V_{ref}(k+1)$. Comme le montre la figure II.10 le cas précédent se produit deux fois, lorsqu'on a une augmentation de la puissance du panneau sur deux perturbations de même sens, c'est à dire que le système est dévié du vrai point MPP, dans ce cas une nouvelle condition est introduite[5].

$\Delta V_{ref}(k-1)$	$\Delta P(k-1)$	$\Delta V_{ref}(k)$	$\Delta P(k)$	Etat de système	$\Delta V_{ref}(k+1)$
-	-	-	-	Invalide	+
-	-	-	+	Invalide	+
-	-	+	-	Diminution de S	-
-	-	+	+	$V_p < V_{mp}$	+
-	+	-	-	$V_p \approx V_{mp}$	+
-	+	-	+	Nouvelle condition	+
-	+	+	-	$V_p > V_{mp}$	-
-	+	+	+	Augmentation de S	-
+	-	-	-	Diminution de S	+
+	-	-	+	$V_p > V_{mp}$	-
+	-	+	-	Invalide	-
+	-	+	+	Invalide	-
+	+	-	-	$V_p < V_{mp}$	+
+	+	-	+	Augmentation de S	+
+	+	+	-	$V_p \approx V_{mp}$	-
+	+	+	+	Nouvelle condition	-

Table II.1 : Table de vérité de l'algorithme 'perturbation et observation amélioré'.

S : L'ensoleillement, V_p : Tension de fonctionnement, V_{mp} : Tension de la puissance maximale.

5.1.3. Algorithme 'incrémental conductance'

Dans cet algorithme on calcul la dérivé de la puissance de sortie du panneau. Cette dérivée dV/dP est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche et négative à droite du point MPP.

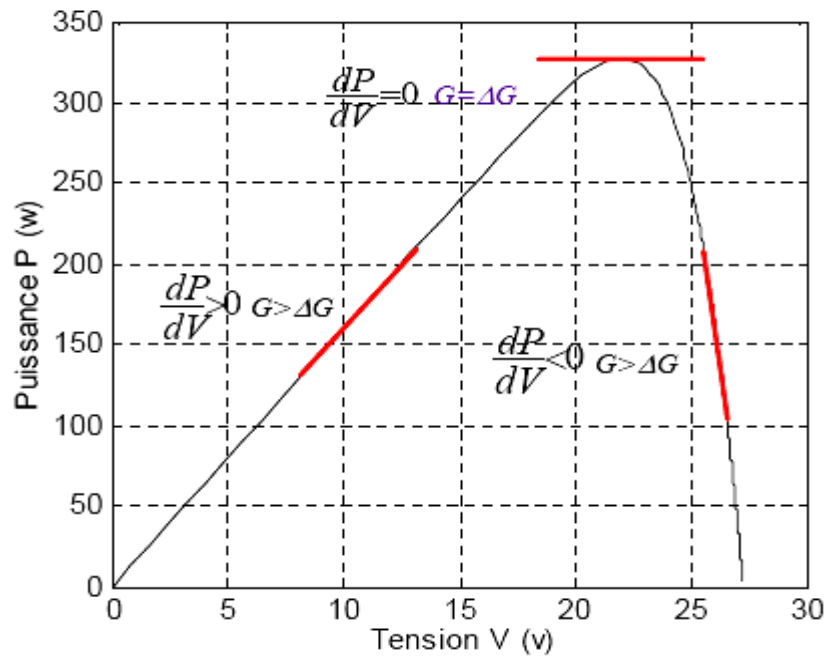


Figure II.10 : Signe de dP/dV pour différentes zones de fonctionnement

La puissance du panneau solaire est donnée par : $P = V * I$ (II.5)

La dérive partielle dV / dP est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (II.6)$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (II.7)$$

On définit la conductance de la source $G = I / V$ et l'incrémentale conductance $\Delta G = dI / dV$.

Puisque la tension V du panneau est toujours positive, la relation précédente explique que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source G égale l'incrémentale conductance ΔG de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance G est supérieure à l'incrémentale conductance ΔG et vice-versa, comme suit [11] :

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} > 0 & \quad si \quad \frac{I}{V} > - \frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} = 0 & \quad si \quad \frac{I}{V} = - \frac{dI}{dV} \\ \frac{dP}{dV} < 0 & \quad si \quad \frac{I}{V} < - \frac{dI}{dV} \end{aligned}$$

Pour éviter que la différentielle dV de la tension du panneau ne devienne nulle, lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de

fonctionnement, ce qui conduirait à une division par zéro, l'algorithme fait un test de dV . S'il est nul il teste si le $dI=0$ si c'est le cas alors le PPM est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de dI pour déterminer la position du PPM et ajuster la tension de référence correspondante. La figure III.12 donne l'organigramme de cet algorithme.

L'avantage de cet algorithme est qu'il n'oscille pas autour du MPP, à cause du test de $dI=0$. L'algorithme se stabilise une fois le PPM atteint et le signe de dI donne la vraie direction à emprunter pour le tracking du PPM une fois le système stable, ce qui conduit à une réponse rapide du système pour des changements brusques des conditions atmosphériques. Mais à cause de l'approximation des dérivées dV et dI et l'utilisation d'un pas d'action constant, la condition $-dI/dV=I/V$ est rarement vraie ce qui conduit à des oscillations autour du PPM. Pour remédier à ce problème une erreur marginale ε est ajoutée aux conditions du MPP, c'est à dire que le MPP est atteint si $I/V \leq \varepsilon + dI/dV$, la valeur de ε est limitée entre le problème de non fonctionnement dans le MPP exact et le problème de l'amplitude des oscillations[4]

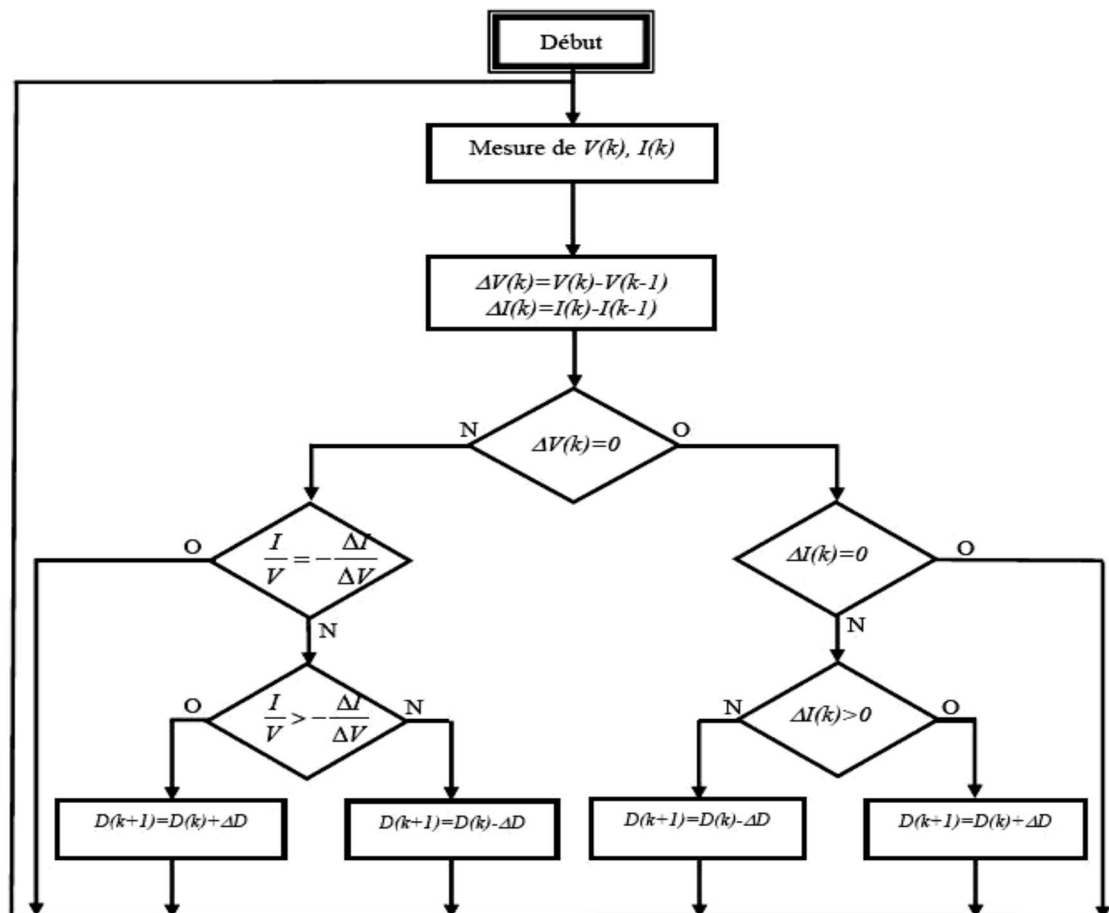


Figure II.11 : Organigramme de l'algorithme incrémental conductance.

6. Méthode de poursuite analogique

Cette méthode utilise directement la tension et le courant du panneau pour le contrôle du MPP. L'image de la puissance du panneau est obtenue par la multiplication des grandeurs précédentes. Pour déduire le sens de variation de la puissance, deux filtres RC de constantes de temps différentes créent un retard différent pour les deux branches P1, P2, en association avec un comparateur de tension. Ces deux signaux génèrent un signal qui représente la dérivée dP/dt .

Lorsque la puissance diminue la sortie du comparateur est négative, dans le cas contraire elle est positive. Ces créneaux attaquent une bascule JK où sa sortie bascule pour chaque front montant ou descendant du comparateur, la sortie de la bascule est intégrée par un circuit RC passe bas pour générer une tension continue qui sert comme tension de référence pour la génération de la PWM, (Figure II.13)[4].

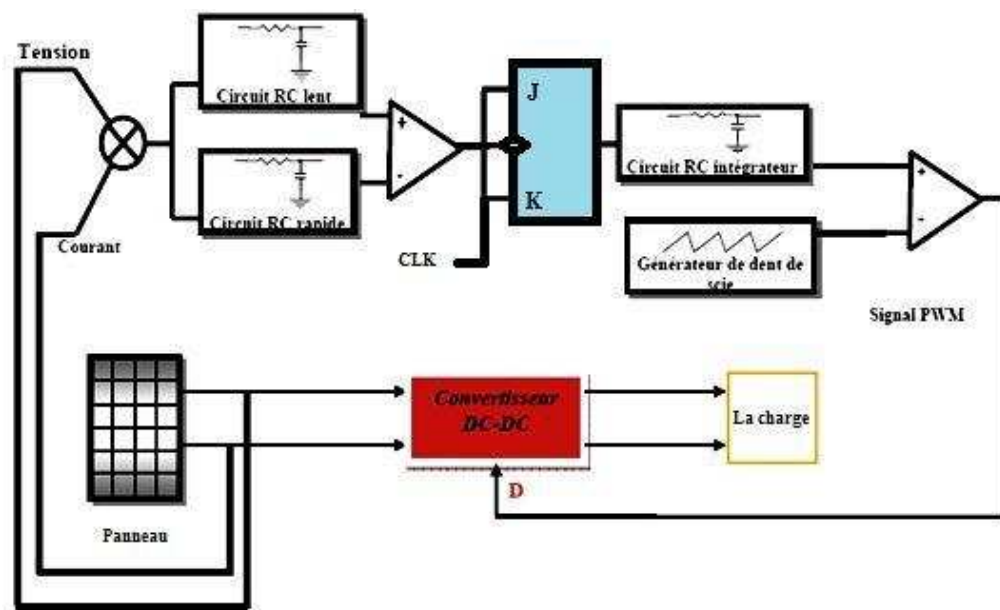


Figure II.12: Modulation de la largeur d'impulsion PWM par un mécanisme analogique de la poursuite du point de puissance maximale

Lorsqu'on a une augmentation rapide de l'ensoleillement le mécanisme de tracking est incapable de déterminer la cause de l'augmentation de la puissance si elle est causée par le

déplacement du point de fonctionnement ou par des variations des conditions de fonctionnement.

Cela cause la déviation du MPP ce qui engendre des pertes de puissance. Autre inconvénient, lorsqu'on a des changements rapides d'ensoleillement ou des parasites dans le courant, la bascule change d'état incorrectement et le point de fonctionnement s'éloigne de plus en plus du MPP jusqu'à ce que la sortie de la bascule se fixe à un niveau bas et le rapport cyclique D se fixe à zéro. Alors le système se bloque jusqu'à un nouveau redémarrage. Pour remédier à ce problème, les concepteurs proposent un contrôle du courant de sortie du panneau. S'il y a un arrêt du mécanisme de tracking, le courant du panneau se fixe dans une valeur très basse ou très haute selon le type du convertisseur (Boost ou Buck). Dans ce cas on force la bascule à changer d'état pour que le point de fonctionnement s'éloigne des limites. L'avantage de cette technique réside dans sa simplicité d'implémentation et son bas prix.

7. Méthode à oscillation forcée :

Dans les méthodes précédentes la dérivée de la puissance du panneau est utilisée pour déterminer la position du MPP avec différentes manières de traitements. A cause de l'approximation de la dérivée par des différences d'échantillons voisins, le MPP n'est jamais atteint et le point de fonctionnement oscille autour. Cette oscillation est nommée Auto-Oscillation. La méthode proposée dans ce paragraphe est un mécanisme de tracking à oscillation forcée. En injectant un faible signal sinusoïdal d'une centaine de Hertz dans la tension du panneau avec une simple addition, cela implique que la puissance de sortie du panneau a une composante sinusoïdale, de phase et d'amplitude en fonction de la position du point de fonctionnement par rapport au point MPP.

Si le point de fonctionnement est à gauche du point de puissance maximale le signal porté par la puissance est en phase avec le signal injecté. Si le point de fonctionnement est à droite par rapport au point MPP le signal de puissance est en opposition de phase par rapport au signal de référence injecté. Si le point de fonctionnement se trouve exactement sur le point MPP la fréquence du signal de puissance est le double de celle du signal de référence, (figure II.14).

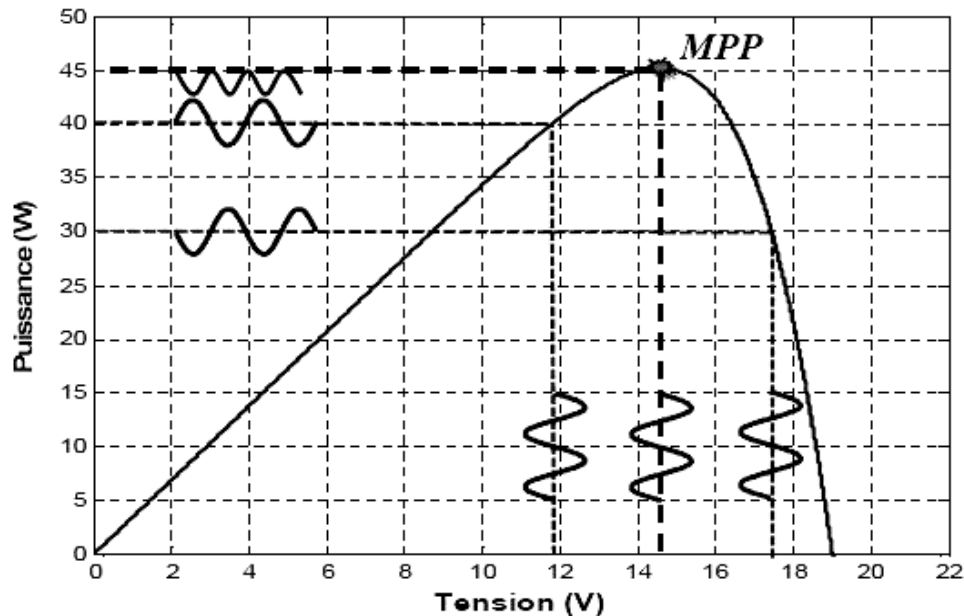


Figure II.13: La phase du signal de puissance en fonction de la position du MPP

La détection de phase est réalisée par une boucle *PLL* (*Phase Locked Loop*) qui génère une tension d'erreur proportionnelle à la position du point de fonctionnement par rapport au point MPP.

L'avantage de cette technique est que la tension d'erreur intégrée de sortie du détecteur de phase fournit en permanence la position du point de fonctionnement et elle converge lentement vers zéro lorsque le point de fonctionnement approche du point de puissance maximale, ainsi en évitant que le point de fonctionnement oscille autour du MPP, la seule oscillation est causée par le signal injecté. L'inconvénient de cette technique réside dans la difficulté de synchroniser le détecteur PLL lorsqu'on atteint le point MPP où l'amplitude du signal devient très faible par rapport à la composante continue, en plus du bruit de découpage du convertisseur DC-DC. Le détecteur sera incapable de maintenir une valeur stable à sa sortie[5].

8. Conclusion

On a vu plusieurs méthodes de poursuites MPPT, chacune avec ses avantages et ses inconvénients, le choix doit se faire en sachant pour quelles applications elle est destinée, mais nous pouvons dire pour une application où l'on veut avoir un bon rendement avec un coût proportionnellement réduit on choisira la méthode à contre réaction de puissance (P&O amélioré).

Chapitre III : Simulation de la chaine de pompage photovoltaïque

1. Introduction

Les logiciels de simulations sont des outils puissants qui testent et évaluent l'exécution théorique des systèmes. Les conditions d'exécution du dispositif à tester peuvent être facilement contrôlables.

La simulation nous permet de passer de la conception du système théorique à la réalisation pratique avec plus d'assurance car les changements lors de la conception peuvent être faits facilement dans un système simulé, ceci nous permet d'expérimenter un ensemble large de variations et de choisir enfin la solution optimale.

Dans ce chapitre, on commence par modéliser le système de pompage solaire et simuler avec l'outil de simulation Simulink inclus dans le logiciel Matlab.

2. Description globale du système de pompage solaire

La figure suivante montre le schéma fonctionnel sous Simulink du système de pompage solaire, ce dernier se compose des éléments suivants :

- Le générateur photovoltaïque.
- Le hacheur et la commande MLI.
- le contrôleur MPPT.
- Le groupe moteur-pompe.

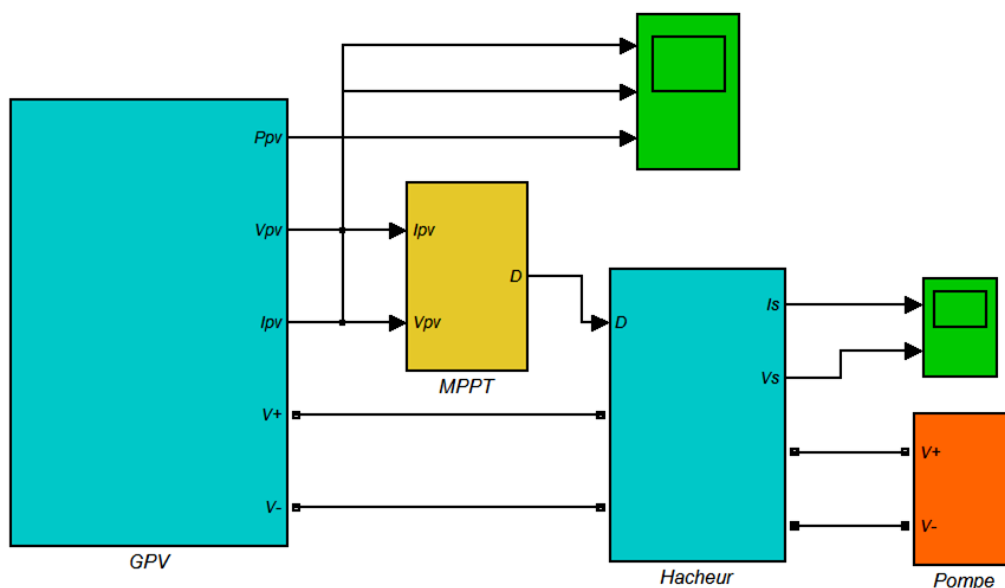


Figure III.1 : Schéma synoptique pour la simulation du système photovoltaïque

Nous allons fournir dans ce qui suit une description sommaire de chaque bloc composant ce système.

3. Le panneau solaire

Pour trouver le modèle d'une cellule, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

3.1. Modélisation

Le circuit équivalent d'un module photovoltaïque peut être schématisé comme suit :

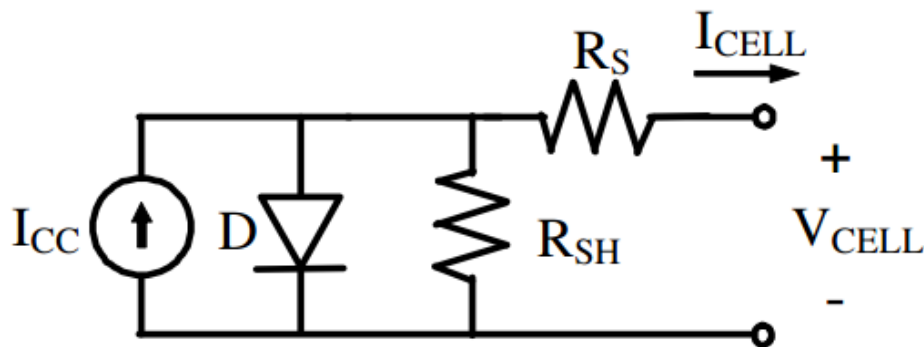


Figure III.2 : Circuit équivalent d'une cellule solaire

Les équations suivantes montrent le modèle mathématique d'un module photovoltaïque[12],[13]et[14] :

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{q(V + IR_s)}{mkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}};$$

$$I_{ph} = I_{ph_ref} \frac{G}{G_{ref}} + K_0 (T - T_{ref});$$

$$K_0 = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{(T_2 - T_1)};$$

$$I_s = I_{s_ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{qE_G}{mk} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right)};$$

I_{ph} : Photo-Courant.

I_s : Courant de Saturation.

R_s : Résistance Série.

R_{sh} : Résistance Shunt.

m : Facteur d'idéalité de la diode.

V_{oc} : Tension en circuit ouvert.

I_{sc} : Courant de court-circuit.

K_0 : Coefficient température de courant de court-circuit.

Avec: $E_G = 1.1 \text{ e.V}$, $k = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$ et $q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$

3.2.Simulation

Les figures montrent les schémas bloc et fonctionnel d'un panneau solaire sous Simulink,

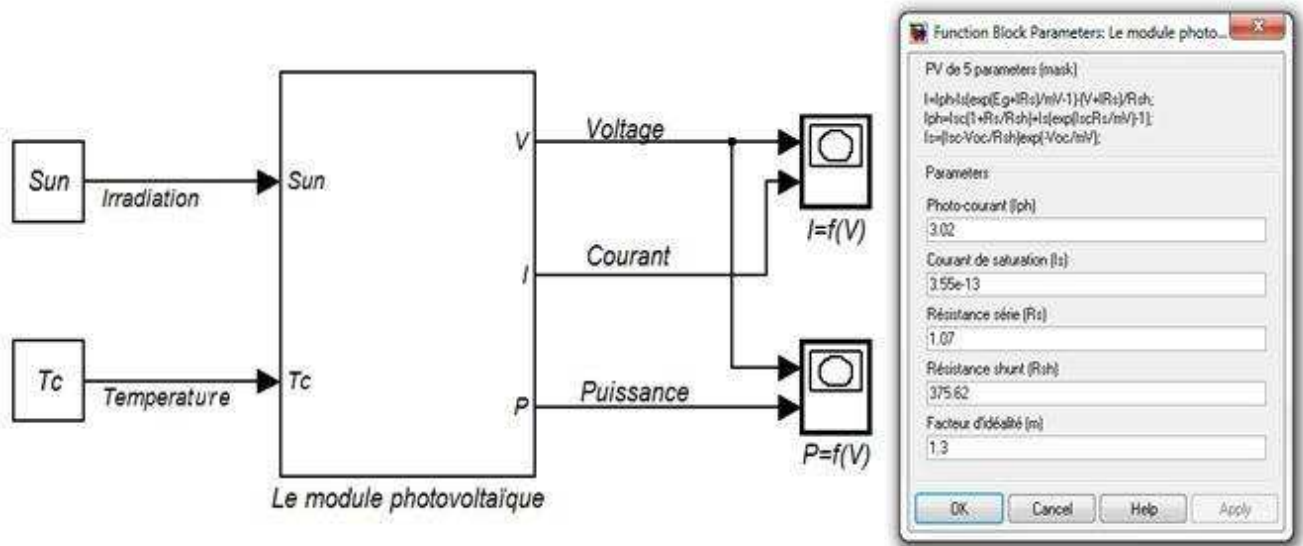


Figure III.3 : Schéma bloc d'un panneau solaire

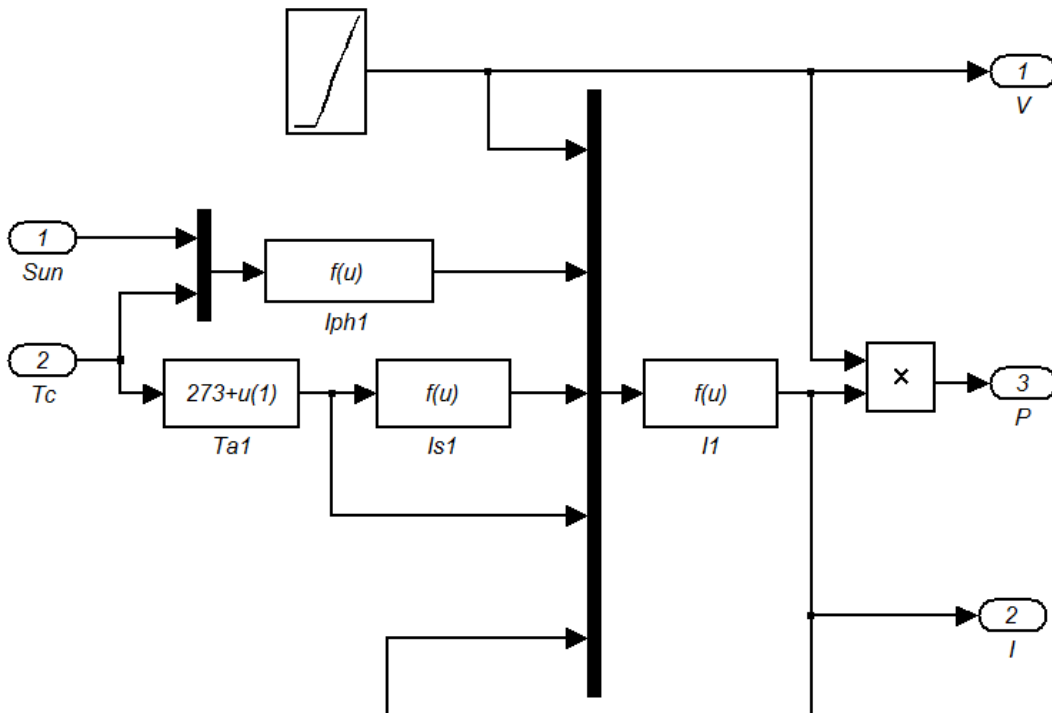


Figure III.4 : Schéma fonctionnel d'un panneau solaire

Le bloc de simulation est comme suit :

1. Entrées : les valeurs de température et d'ensoleillement : en changeant ces valeurs on peut évaluer la réaction du système contre différents changements des conditions atmosphériques.
2. Sorties : le courant, la tension et la puissance du panneau.

3.3. Résultat

3.3.1. Influence de la température

Nous présentons ci-dessous les caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque pour un niveau d'ensoleillement $G_{\text{ref}} = 1000\text{W/m}^2$ et pour différentes températures :

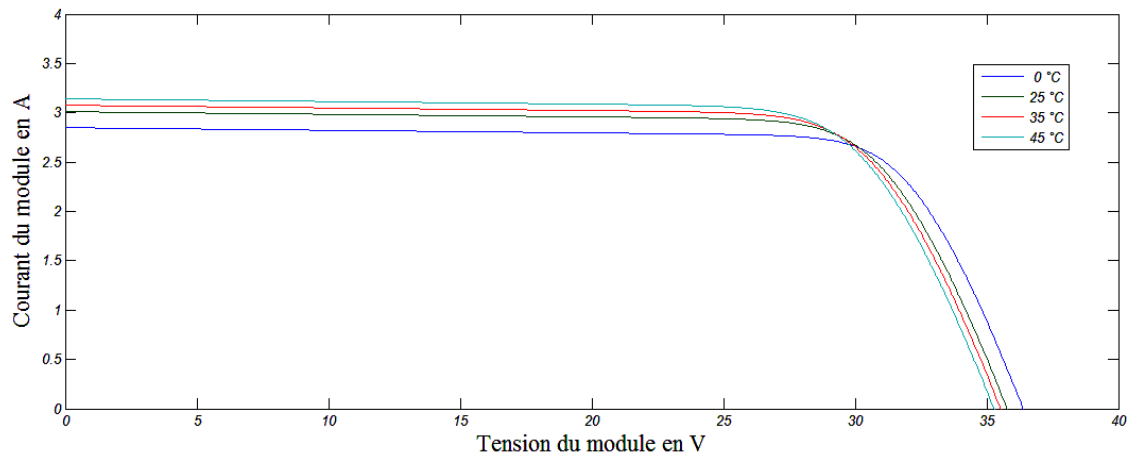


Figure III.5 : Caractéristique courant-tension pour différentes températures

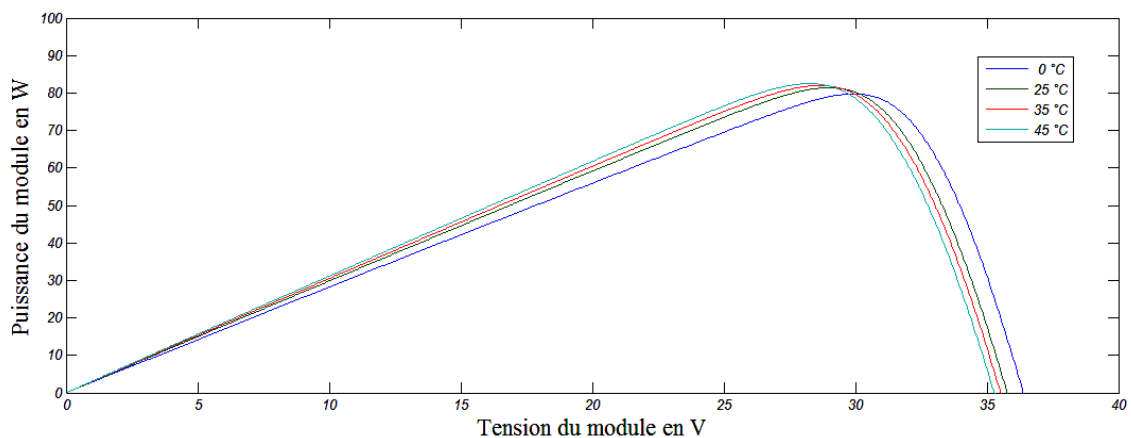


Figure III.6 : Caractéristique puissance-tension pour différentes températures

L'expérience montre que la tension de circuit ouvert d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule, le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule.

3.3.2. Influence du rayonnement

Nous avons fait varier le niveau d'éclairement G pour une température constante

$T_{\text{ref}} = 25^\circ\text{C}$ et tracer les caractéristiques I-V et P-V associées :

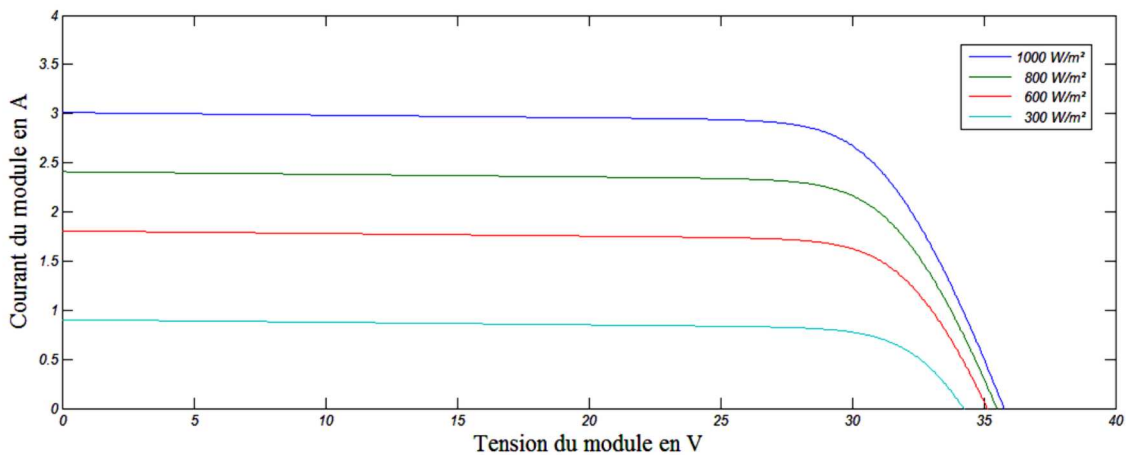


Figure III.7 : Caractéristique courant-tension pour différentes valeurs du rayonnement

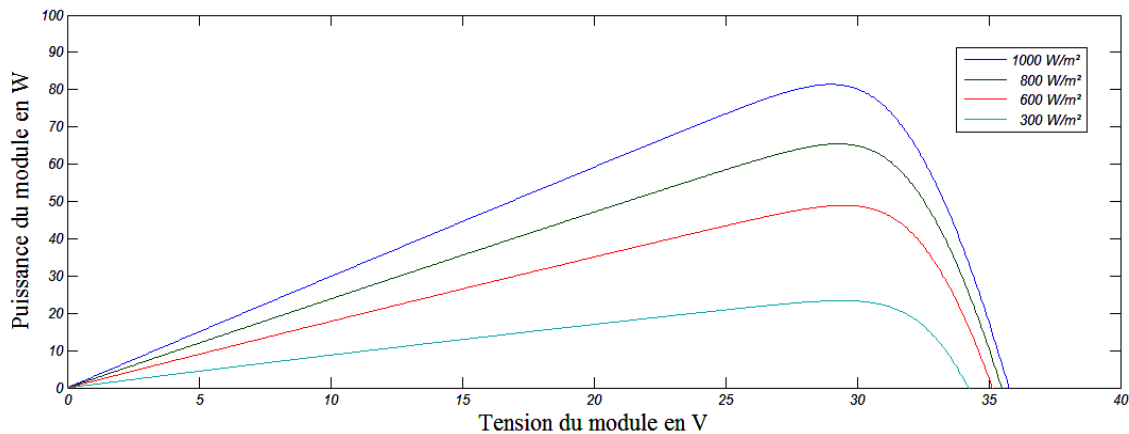


Figure III.8 : Caractéristique puissance-tension pour différentes valeurs du rayonnement

Les figures montrent que le courant de court-circuit et la puissance augmentent linéairement avec d'éclairement et que la tension de circuit subit une légère variation.

3.4. Générateur photovoltaïque :

La puissance délivrée par une cellule ne suffit pas pour alimenter une pompe. Il va falloir interconnecter plusieurs cellules en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque et atteindre la puissance désirée.

A leur tour, l'interconnexion de modules entre eux en série et en parallèle, pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque (GPV).

Si on pose N_s , le nombre de modules connectés en série dans une branche et N_p , le nombre de branches connectées en parallèle.

Le schéma équivalent du générateur photovoltaïque devient :

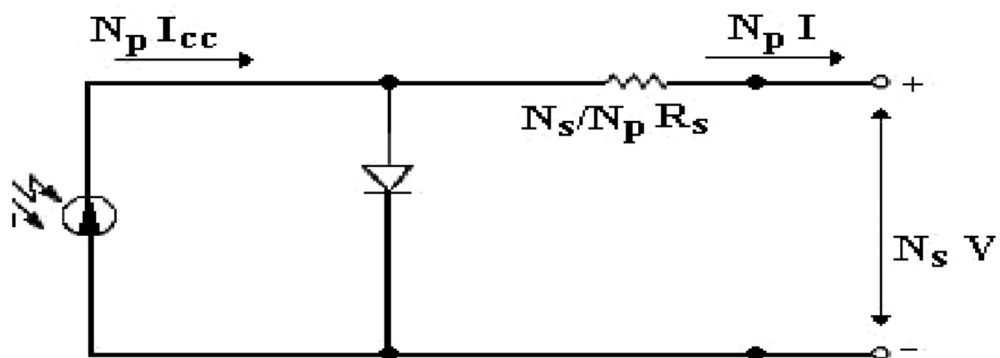


Figure III.8 : Modèle du générateur photovoltaïque

L'équation régissant ce modèle de générateur photovoltaïque est :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_s \left(e^{\frac{V_{pv} + \frac{N_s}{N_p} I_{pv} R_s}{mV_t}} - 1 \right) - \frac{\frac{N_p}{N_s} V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}$$

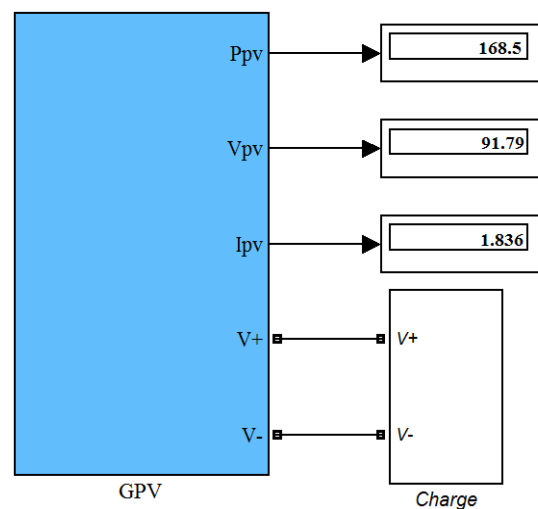


Figure III.9 : Modèle synoptique du générateur photovoltaïque

4. Hacheur

Les hacheurs présentent la partie essentielle dans le dispositif de commande d'un générateur photovoltaïque, ils sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse.

Le schéma de principe de l'hacheur survolteur est montré dans la figure au-dessous.

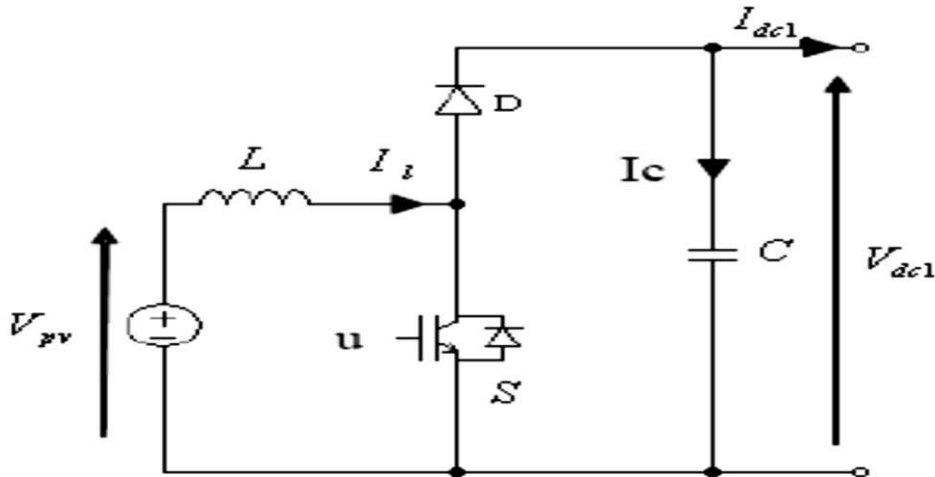


Figure III.10 : Schéma de fonctionnement d'un hacheur survolteur

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse des différentes séquences de fonctionnement que nous supposons de durées fixées par la commande u . Il apparaît deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur S , que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle;

- Lorsque S est fermé:

$$V_{pv} = L \frac{dI_l}{dt} \quad ; \quad 0 = C \frac{dV_{dc1}}{dt} + I_{dc1}$$

Lorsque S est ouvert:

$$V_{pv} = L \frac{dI_l}{dt} + V_{dc1} \quad ; \quad I = C \frac{dV_{dc1}}{dt} + I_{dc1}$$

En posant $u = 1$ lorsque l'interrupteur S est fermé et $u = 0$ pour S ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un système d'équations unique, que nous qualifions de modèle instantané. Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$V_{pv} = L \frac{dI_l}{dt} + V_{pv} (1 - u) ; \quad (1 - u) \cdot I_l = C \frac{dV}{dt} + I_{dc1}$$

A partir de l'équation précédente, nous établissons le modèle Simulink du hacheur survolteur donné par les figures suivantes :

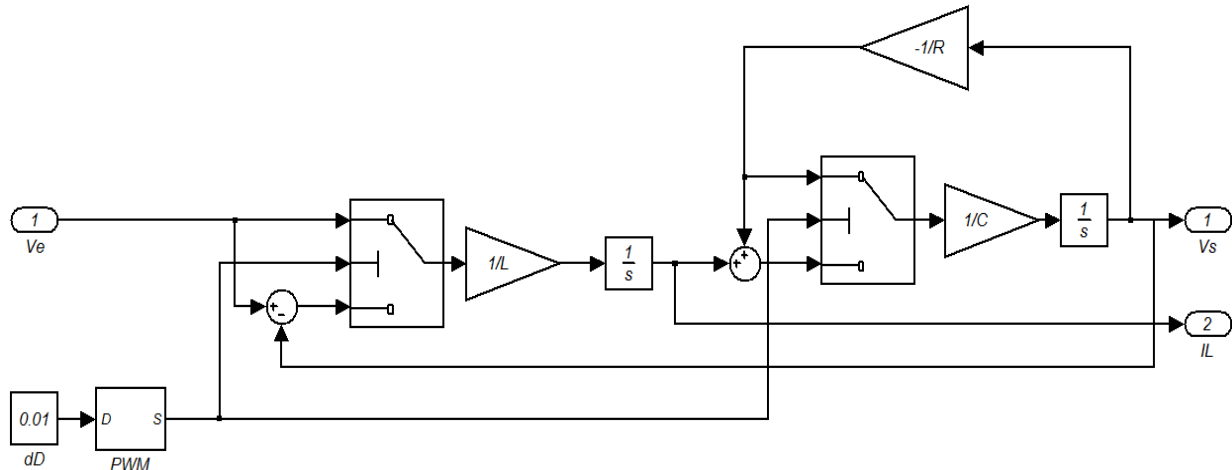


Figure III.12 : Modèle équationnel d'un hacheur survolteur

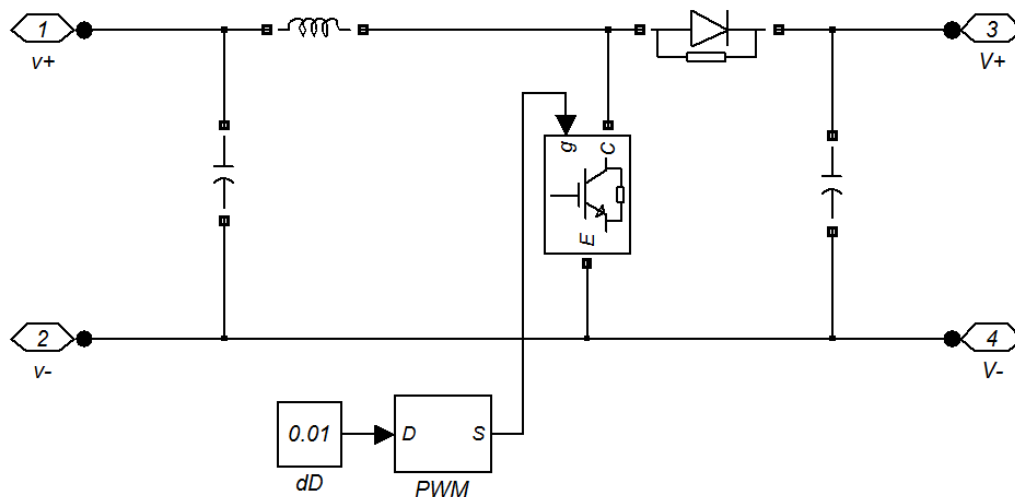


Figure III.13 : Modèle circuit d'un hacheur survolteur

5. La commande MLI(PWM) :

L'électronique de régulation et commande détermine, à partir des consignes imposées de l'extérieur et des mesures prélevées sur le générateur et la charge, la séquence de conduction et de blocage de l'interrupteur et élabore les signaux logiques nécessaires à sa commande en fonction du type de convertisseur utilisé.

Sous forme numérique ce type de commande est réalisé en fixant à l'aide de « timers » les intervalles de conduction des différents interrupteurs sur chaque période ou chaque demi-période de modulation, comme le montre la figure suivante.

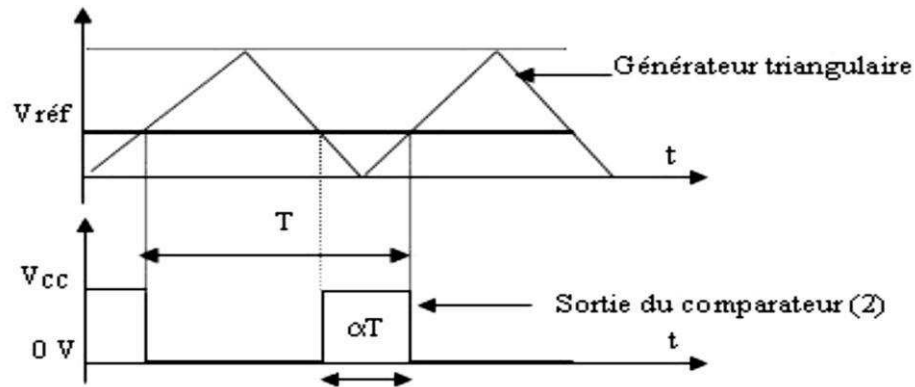


Figure III.14 Génération d'un signal carré à la sortie du comparateur

Le comparateur permet de générer à sa sortie une tension rectangulaire modulée en largeur (rapport cyclique variable: signal MLI). Ceci est le résultat de la comparaison entre le signal à la sortie de l'intégrateur (V_{ref}) et celui généré par un générateur triangulaire, ou en dent de scie, de fréquence fixée par le fonctionnement du convertisseur.

Lorsque la tension V_{ref} augmente (diminue), le rapport cyclique α augmente (diminue). Les variations de la tension V_{ref} induisent, pour un éclairage et une température donnés, le déplacement du point de fonctionnement sur la caractéristique puissance – tension.

Un driver est inséré entre la sortie du comparateur et le convertisseur DC-DC, et son rôle est de transmettre, sans déformation, le signal modulé en largeur à l'interrupteur (transistor Mosfet) commandant le convertisseur d'énergie.

Ceci nous permet de modéliser la commande MLI sous Simulink, de la manière suivante :

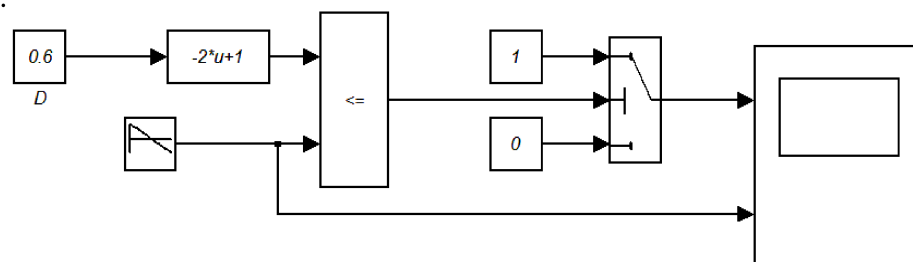


Figure III.15 : Modèle Simulink de la commande MLI

6. La commande MPPT :

Pour suivre le point de puissance maximale en s'affranchissant de la connaissance des paramètres qui modifient sa position, on doit recourir aux techniques d'asservissement, en utilisant la plus souple, celle de perturbation et observation (P&O). C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique.

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du générateur est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La figure suivante donne l'organigramme de cet algorithme.

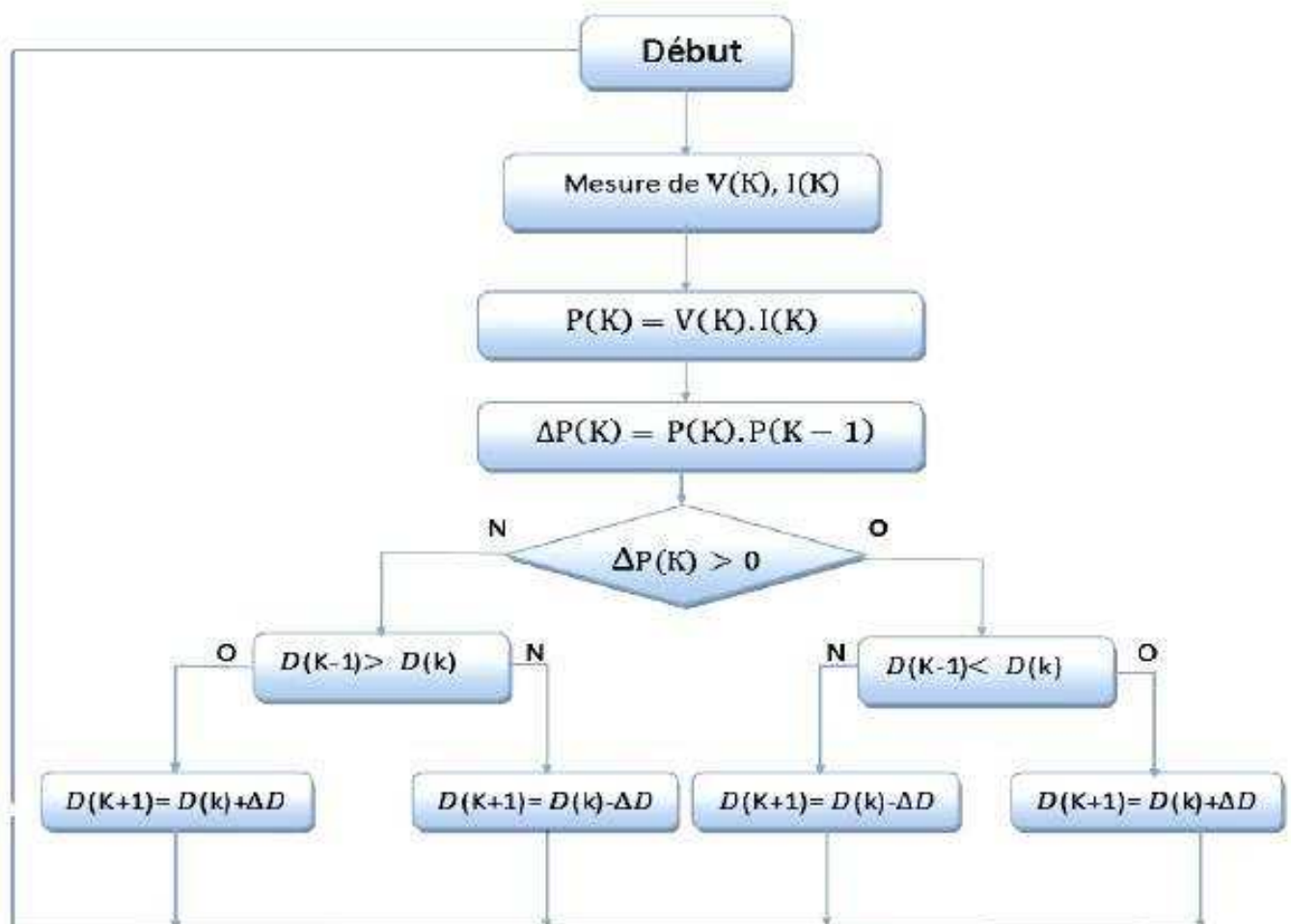


Figure III.16 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P & O).

Cette figure montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle, Son modèle Simulink est donné par la figure ci-dessous :

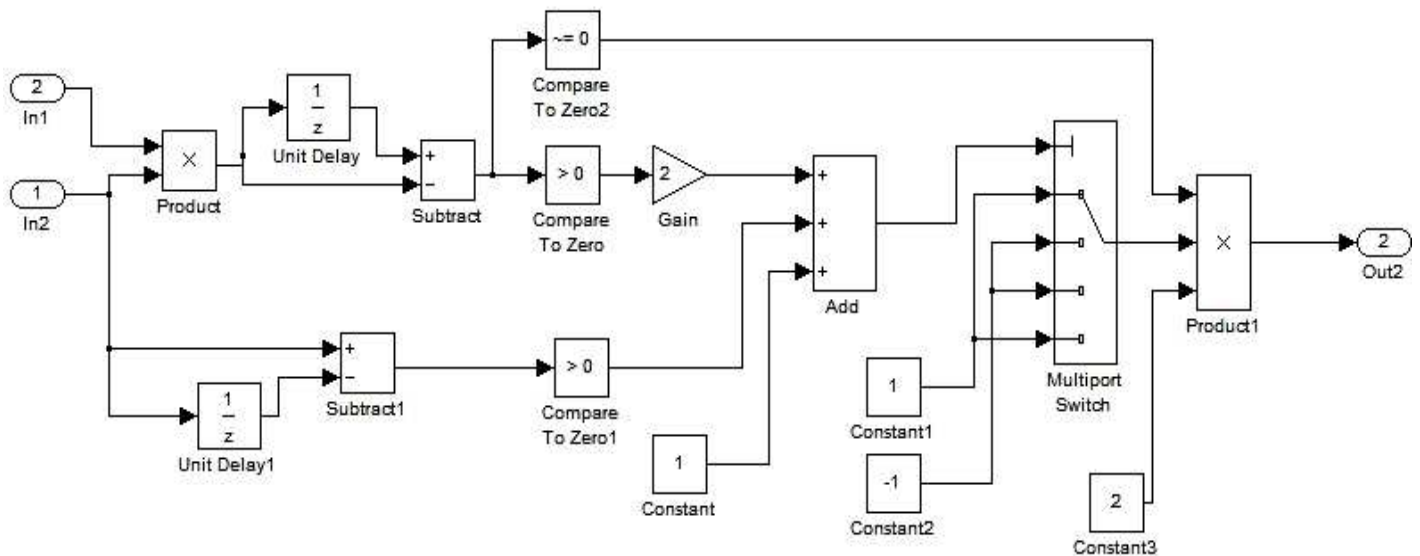


Figure III.17 : Modèle Simulink de l'algorithme P&O

7. Modélisation de groupe moteur-pompe

Nous avons établi un modèle pour l'électropompe reproduisant fidèlement la caractéristique $P(Q)$ pour une hauteur $h=33$ m qui est donné par le constructeur [15](pompe immergée Grundfos SP5A- 8) figure III.18

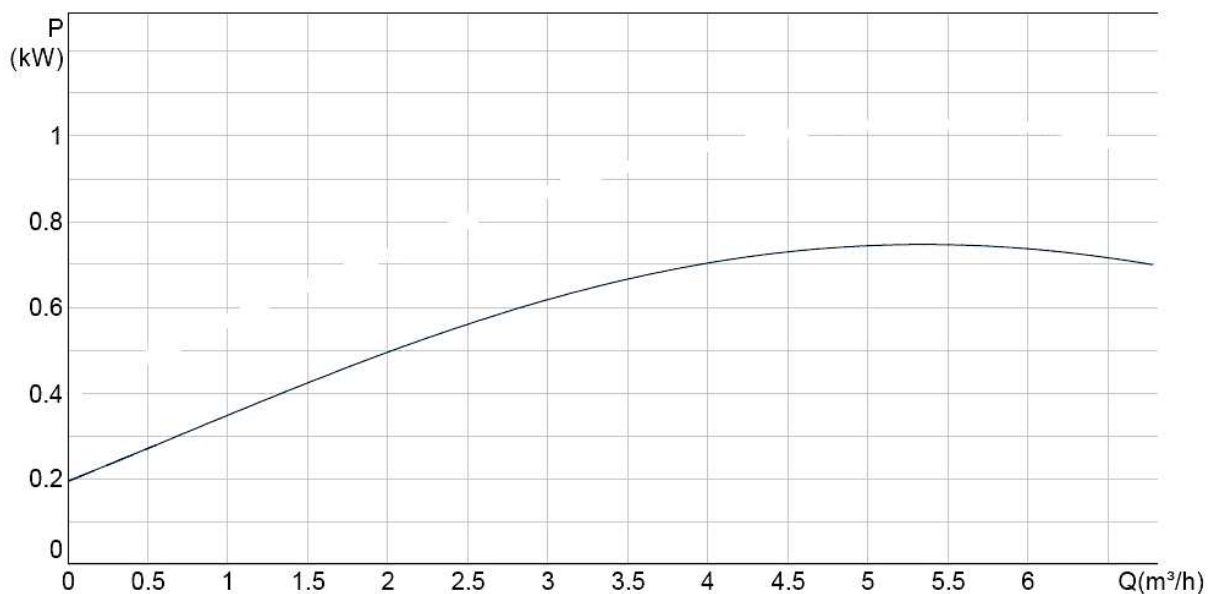


Figure III.18 : Caractéristique $P(Q)$ de la pompe immergée SP5A- 8 pour $h = 33$ m

Le modèle de l'électropompe, obtenu par approximation polynomiale d'ordre 3 reproduisant la caractéristique $P(Q)$.

La modélisation des caractéristiques de l'électropompe est basée sur l'expérimentation de plusieurs types de sous-systèmes de pompage. Ces caractéristiques peuvent être représentées que par l'énergie électrique (P) et le débit (Q) pour chaque hauteur (h) vue.

Les caractérisations du système de pompage sont fait suivant les cas:

- Débit: de 0 à 6 m³ / h.
- Hauteur totale: 0 à 40 m.
- La puissance maximale nominale du moteur: 0.75 kW.

La Puissance P et le débit Q caractéristiques de sous-système testé sont effectuées et tracées pour la hauteur $h= 33$ m.

L'analyse de cette courbe expérimentale nous permet de proposer un modèle mathématique simple.

Pour une hauteur donnée, le modèle mathématique proposé est [16]:

$$P(Q) = aQ^3 + bQ^2 + cQ + d$$

Où a , b , c et d sont des paramètres principaux de ce modèle.

Mais dans notre cas nous sommes intéressés à la caractéristique $Q(P)$ car l'entrée de notre système c'est la puissance et la sortie c'est le débit, donc le modèle choisi est de la forme:

$$Q(P) = a'P^3 + b'P^2 + c'P + d'$$

Pour cela, nous avons cherché les nouveaux paramètres a , b , c et d ; après des calculs sous Matlab, on a trouvé :

$$Q(P) = 65.1127P^3 - 77.0652P^2 + 34.9825 P - 4.5062$$

7.1. Puissance et intensité

Généralement, il est primordial d'évaluer la puissance absorbée par le moteur électrique de la pompe. Nous devons déterminer l'intensité et la puissance électrique consommée par le moteur de la pompe.

➤ *Notion de rendement*

Le rendement de groupe moteur-pompe est calculé par la relation suivante :

$$\eta_{\text{groupe}} = \eta_{\text{moteur}} * \eta_{\text{convertisseur}}$$

Dans notre cas le rendement de moteur égale à 0.85 qui donné par constructeur [15] et le rendement de l'onduleur est pris constant est égal 0.90

$$\eta_{\text{groupe}} = 0.85 * 0.90 = 0.76$$

➤ *Puissance électrique*

- La puissance apparente: $\mathbf{P = U \times I}$ en **kVA**; c'est la puissance utilisée pour désigner la taille du générateur.
- La puissance réelle: $\mathbf{P = U \times I \times \cos \varphi}$ en **kW** ; c'est la puissance qui sert au calcul de la consommation des moteurs. Elle tient compte du facteur de puissance $\cos \varphi$.

➤ *Intensité et tension*

Sur les plaques signalétiques des moteurs, sont notées 2 termes d'intensités:

- Intensité nominale I_n : c'est l'intensité en fonctionnement normal.
- Intensité de démarrage I_d : c'est l'intensité absorbée lors du démarrage du moteur, supérieure à I_n
- Intensité nominale absorbée par le moteur

$$\text{- en courant continu: } I = \frac{P_n \times 1000}{U \times \rho}$$

$$\text{- en courant alternatif monophasé: } I = \frac{P_n \times 1000}{U \times \rho \times \cos \varphi}$$

$$\text{- en courant alternatif triphasé: } I = \frac{P_n \times 1000}{U \times \sqrt{3} \times \rho \times \cos \varphi}$$

P_n : puissance nominale du moteur de la pompe en kW

U : tension en Volt

I_n : Intensité nominale donnée en A

ρ : Rendement du moteur

➤ **Calcul théorique de puissance (groupe moteur -pompe)**

Les caractéristiques de la pompe SP5A-8(pompe immergée triphasé)sont données par le constructeur[15]:

$$V_{\text{nominal}} = 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{nominal}} = 2.3 \text{ A}$$

$$\text{Cos } \varphi = 0.85$$

- Puissance consommée par le moteur de la pompe:

$$P(w) = U \times I \times \text{cos } \varphi = 380 \times 2.3 \times 0.85 = 0.75 \text{ kW}$$

- Puissance requise par le générateur en Volt-Ampère

$$P(\text{VA}) = U \times I = 380 \times 2.3 = 0.874 \text{ kVA}$$

La puissance du groupe requise, alimentant cette pompe d'après les calculs devrait être environ 900 VA. En fait 2 facteurs sont pris en compte dans le dimensionnement final :

- la fréquence du démarrage,
- le moteur est triphasé, et subit donc un couple au démarrage plus faible qu'un moteur monophasé.

La puissance du groupe sera la puissance consommée par le moteur de la pompe, majorée de 25 %.(on prend en compte les pertes dans le câblage et dans le convertisseur)

$$\mathbf{P \text{ groupe} = P \text{ pompe} + 25\%}$$

$$\text{Soit pour cet exemple, } P_{\text{groupe}} = 0.75 \text{ kW} + 25\% = 0.937 \text{ kW}$$

▪ ***Exemple d'une station de pompage***

Données : - HMT 33 m, $Q = 6 \text{ m}^3/\text{h}$.

On a choisi la pompe SP5A-8 pour ces paramètres, elle nous donne une puissance utile au moteur de $W_p = 750 \text{ W}$.

En équipant à titre d'exemple l'installation de modules photovoltaïque BP 380 (voir l'annexe) qui est un module de 80W, le nombre de modules solaires est de : $W_p/P_n = 937/80 = 12$ panneaux

Le générateur PV sera donc composé de 12 panneaux

8. Étude comparative entre le système couplé direct et avec MPPT

Les systèmes photovoltaïques, en particulier les systèmes de pompage d'eau, commencent à trouver de grandes applications. Dans ce sens, l'étude proposée concerne une comparaison entre couplage direct et la technique de poursuite de la puissance maximale (MPPT) proposée[17].

8.1. Couplage direct

Le point de fonctionnement du système est obtenu par l'intersection des caractéristiques I-V du générateur et celle du groupe moteur-pompe. Pour une demi-journée où l'éclairement est variable de la valeur minimale jusqu'à la valeur maximale (1000W/m^2). Il est montré ultérieurement que quelques points de fonctionnement ne correspondent pas aux puissances optimales admissibles. Dans le but de maximiser la quantité d'énergie débitée par le générateur, il faut forcer le système à fonctionner au maximum de la caractéristique P-V du générateur. Pour cette raison la technique d'optimisation a été appliquée.

8.2. Avec technique d'optimisation

L'amélioration du rendement du système de pompage PV nécessite la maximisation de la puissance du générateur PV. La technique d'optimisation est la technique de recherche de point de puissance maximal dit la vraie MPPT. Cette dernière force le système à fonctionner à sa puissance maximale, autrement dit à courant et tension optimaux. Cela est obtenu en intercalant un hacheur entre la source PV et la charge jouant le rôle d'un adaptateur d'impédance. Le contrôle rigoureux du rapport cyclique de ce dernier permettra d'achever cette tâche par un suivi continu de la puissance théoriquement fournie prise comme référence. La technique d'optimisation utilisée est la méthode Perturber & Observer décrite dans la section 5.1 du chapitre précédent.

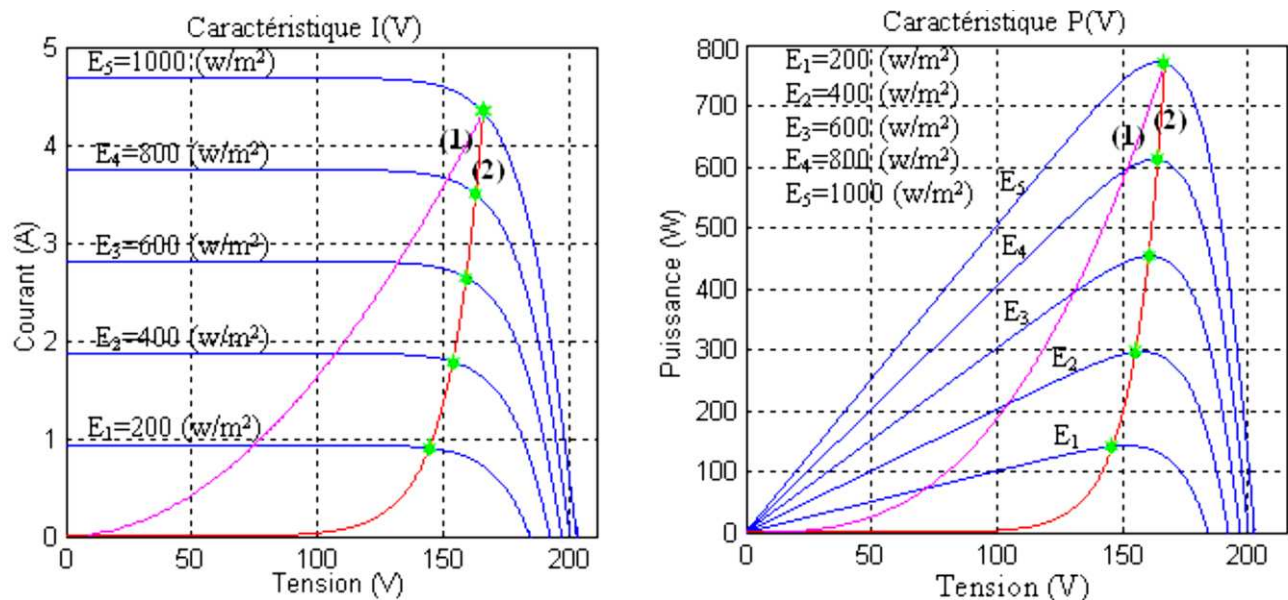


Figure III.19 : Caractéristiques du système de pompage PV pour différents techniques.

(a) Caractéristiques I-V (b) Caractéristiques P-V

La figure III.19 représente les caractéristiques I-V du générateur PV et de la charge pour le couplage direct et avec MPPT. Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT, où le moteur est alimenté par des tensions plus proches aux valeurs nominales. L'effet de la technique MPPT par rapport au couplage direct est très clair pour les faibles valeurs de l'éclairement. La tension d'alimentation est augmentée d'une valeur aussi faible que 60V pour le couplage direct, à une valeur de 148V par suite de l'optimisation. Cette augmentation est accompagnée d'un accroissement de la puissance générée.

8.3.Résultat de simulation

Dans notre cas, on a pris les données (éclairement, température) pendant la journée 15 juin 2008 dans le site de l'URAER de Ghardaïa : latitude $32^{\circ} 28'$ Nord longitude $3^{\circ} 40'$ Est inclinaison du générateur 32°

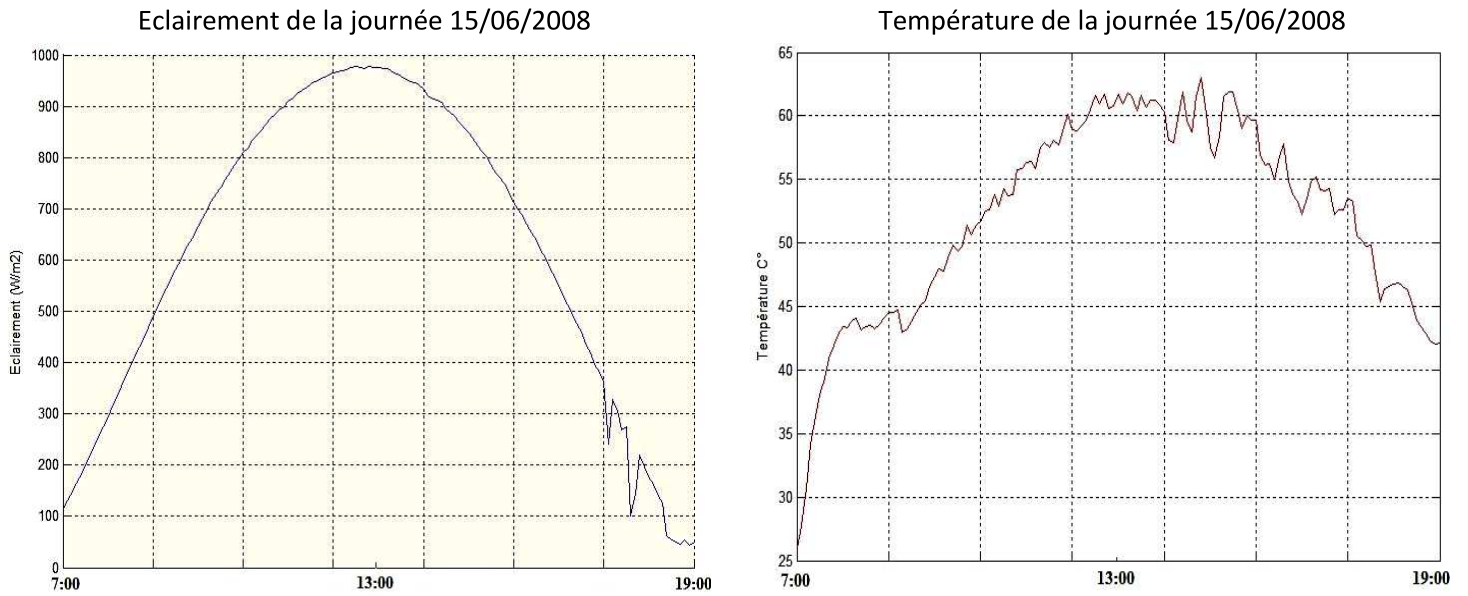


Figure III.20 : Variation d'éclairement et température pour la demi-journée

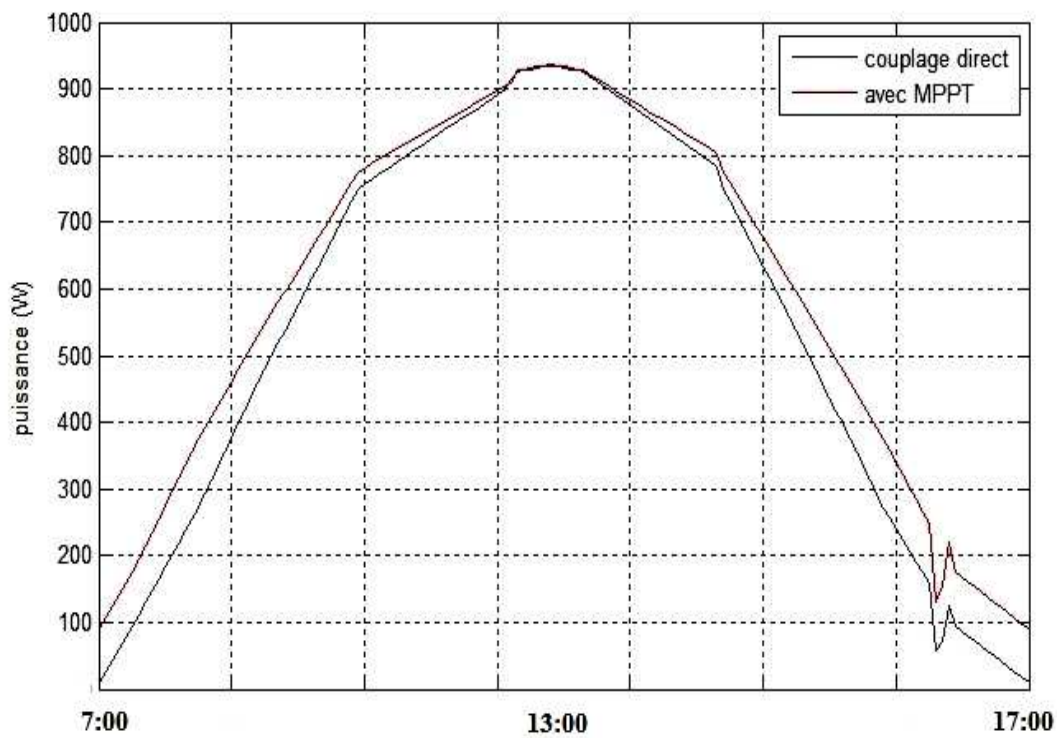


Figure : III.21 : Puissances générées par un système couplé direct et avec MPPT

La figure III.21 représente la puissance générée par le générateur photovoltaïque tel que, pour un système couplé direct et d'autre optimisé par la technique MPPT.

Comme le rendement calculé est défini par le rapport entre la puissance obtenue à la sortie du convertisseur CC-CC et la puissance maximale disponible. Le rendement est supérieur pour la technique MPPT, que le couplage direct.

Le tableau ci-dessous résume les valeurs des puissances débitées pour différents cas.

		Eclairement $E(\text{W}/\text{m}^2)$	200	400	600	800	1000
Puissance (W)	Couplage direct		94	272	500	750	935
	Avec MPPT		175	375	563	775	937

Tableau III.1. Puissances générées pour les deux configurations du système

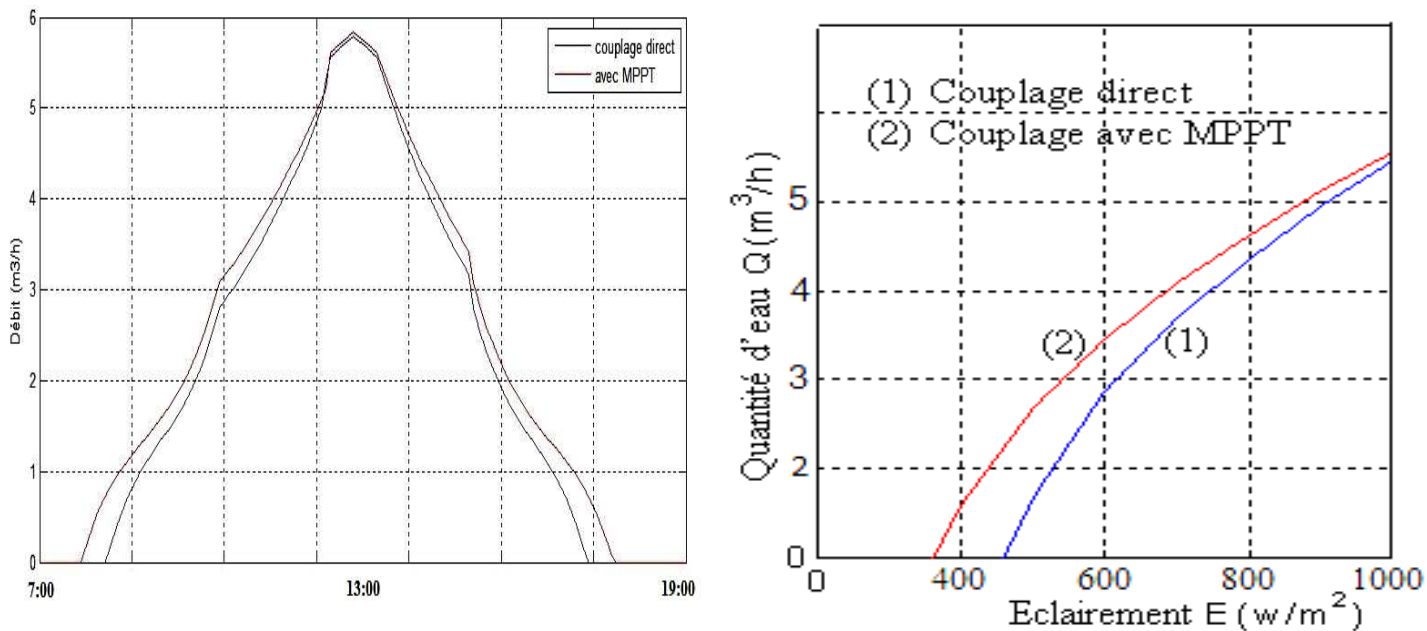


Figure : III.22 : les débits pour un système couplé en direct et avec MPPT

La figure III.24 représente les allures des débits, en couplage direct et avec la technique d'MPPT en fonction de l'éclairement. Dans le cas du couplage direct le système ne commence à délivrer de l'eau qu'à un éclairement de $440 \text{ W}/\text{m}^2$, par conséquent la maximisation de la puissance force la pompe à fournir de l'eau à partir de $380 \text{ W}/\text{m}^2$.

un cumule journalier estimé à 28.6 et 25.5 respectivement pour les configurations avec et sans MPPT. La quantité d'eau gagnée pendant une demi-journée est de 3.1 m^3 avec un gain de 12 %.

Le tableau résume les valeurs des puissances débitées pour ces cas

Eclaircement E(W/m ²)		200	400	600	800	1000
Débit (m ³ /h)	Couplage direct	0	0	2.9	4.4	5.4
	Avec MPPT	0	1	3.5	4.8	5.5

Tableau III.2. Débit d'eau pompée pour les 2 configurations du système

9. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation de l'ensemble composé de : générateur photovoltaïque, hacheur, commande MPPT et le groupe moteur-pompe est présentée. Les modèles SIMULINK sont construits sur la base des modèles mathématiques.

La simulation du système de pompage photovoltaïque nous a permis de vérifier le bon fondement des relations et des modèles mathématiques de chaque partie de ce système. Ainsi nous avons pu faire simuler les modules solaires, avoir leurs caractéristiques et voire la performance de la commande MPPT, qui force le système PV à travailler autour de sa puissance maximale.

Le couplage direct est la connexion la plus simple, la technique de MPPT représente un cas de fonctionnement idéal du système PV, devant la complexité des systèmes de recherche de point de puissance maximale que peuvent existés, la technique étudiée dans ce travail, à savoir « Perturber & Observer », reste toujours simple et commode pour une réalisation pratique et donne des puissances proches aux puissances idéales. Les résultats de simulation montrent que cette technique mérite d'être vue plus profondément et concrétiser par une implémentation pratique, objet du prochain chapitre.

Chapitre IV : Réalisation de la commande
MPPT Numérique

1. Introduction

Un nombre important de systèmes de contrôle MPPT ont été élaborés depuis des années, en commençant par des techniques simples comme la tension ou le courant. Actuellement, des commandes MPPT analogiques, semi-numérique et numériques sont proposées. Dans le cas des commandes MPPT analogiques, se pose le problème de la divergence et de l'encombrement des composants électroniques utilisés. Dans le cas des commandes MPPT numériques, plusieurs algorithmes ont été utilisés dans la littérature, et nous avons amélioré la méthode perturbation et observation (P&O) traditionnelle qui présente des problèmes de précisions sur la régulation autour du PPM (point de puissance maximale).

L'implémentation analogique de cette commande présente quelques inconvénients:

- Coût élevé de la commande MPPT analogique.
- Niveau d'encombrement élevé de composants utilisés.
- Consommation de la commande.
- Difficulté de la maintenance et la mise à jour du circuit.

Dans ce chapitre, nous décrivons la structure la commande MPPT numérique implantée dans un microcontrôleur. Celui-ci commande l'interrupteur de puissance du convertisseur DC-DC. Ceci permettra de s'assurer d'une part du bon fonctionnement du convertisseur DC-DC et d'autre part de la recherche du point de puissance maximale via l'algorithme de contrôle choisi.

2. Numérisation de la commande MPPT

Les premiers travaux d'optimisation de cette commande sont orientés sur la numérisation d'une partie de la commande pour, dans un premier temps, obtenir une commande flexible et d'autre part arriver à un système de contrôle moins coûteux. Le diagramme de la Figure IV-1 représente la loi de commande MPPT avec une partie de la commande numérisée. Les travaux de recherches menés ont abouti à la numérisation de l'acquisition des mesures de tension et de courant du GPV et de l'algorithme de contrôle MPPT[18].

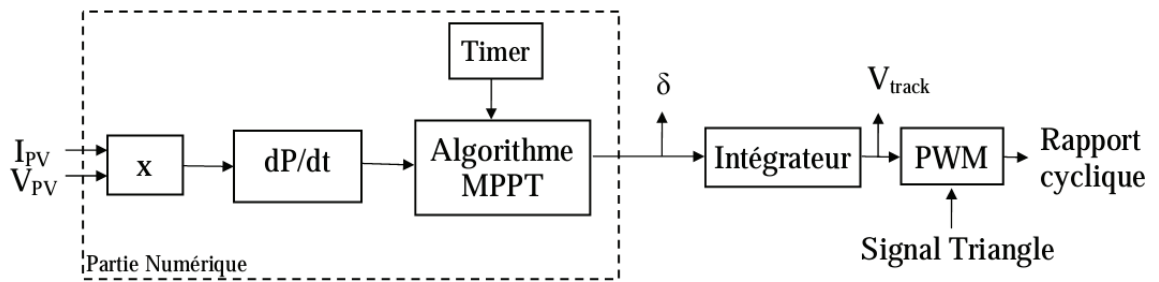


Figure IV-1: La commande MPPT Semi-Numérique.

Le principe de fonctionnement reste le même que pour la version analogique. Les acquisitions du courant et de la tension du GPV s'effectuent de façon séquentielle via un convertisseur Analogique-Numérique (CAN). La puissance est alors calculée en multipliant le courant et la tension de manière hardware. Pour obtenir une mesure plus précise de la puissance, on effectue cette opération à huit reprises pour en retirer une puissance moyenne.

Ce principe nous permet ainsi de filtrer les bruits et les parasites susceptibles de venir perturber les mesures. A partir de cette mesure de puissance on peut déterminer le signe de sa dérivée par rapport au temps. Ensuite, l'algorithme vient déterminer dans quel cas de configuration nous nous trouvons avant de prendre une décision de changement de sens de poursuite du PPM, Figure IV-2[18].

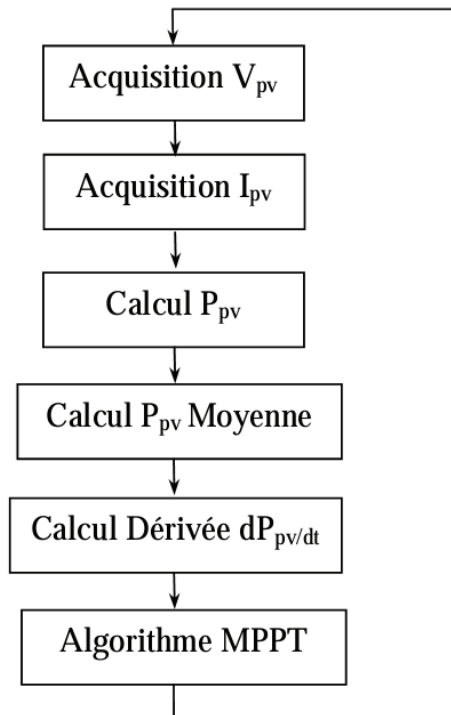


Figure IV.2: Diagramme de fonctionnement de la MPPT Numérique.

Le diagramme de la Figure IV.3 représente le principe de l’algorithme numérique de recherche de PPM. En récupérant la dérivée de puissance par rapport au temps, on peut déterminer où se trouve le système. Si la dérivée est positive et si la variable δ (qui détermine le sens de poursuite du PPM) est au niveau haut (=1), alors cette dernière reste inchangée, le signe positif de la dérivée indiquant que le système s’approche du PPM.

A l’inverse, si la dérivée est négative, on peut en conclure que nous avons dépassé le PPM. Dans ce cas, nous testons la variable H correspondant à une autorisation de changement de sens de recherche. La variable H passe à 1 dès lors qu’un délai (pré-chargé dans un Timer) est écoulé depuis le dernier changement de sens de recherche. Ainsi, le sens de recherche s’inverse en changeant la valeur de δ et seulement si la variable H vaut 1. De cette manière, le point de fonctionnement du GPV peut osciller en permanence autour du PPM.

En résumé, la commande MPPT effectue un suivi permanent du PPM, nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du GPV. Elle permet de réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique et ainsi d’assurer l’adaptation entre le GPV et la charge, en faisant en sorte que le GPV fonctionne au mieux de ses capacités.

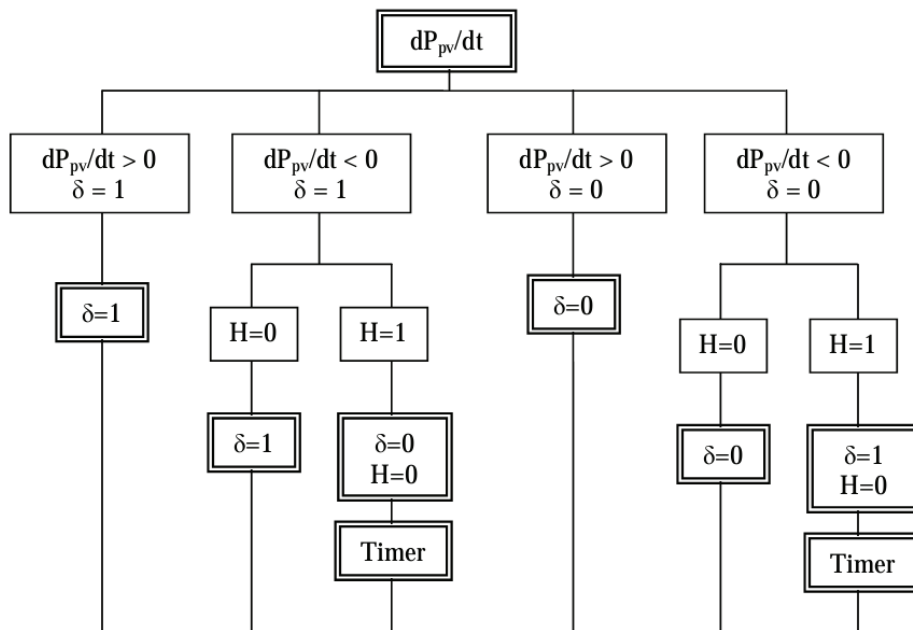


Figure IV.3: Schéma bloc de l’algorithme MPPT semi-numérique[18].

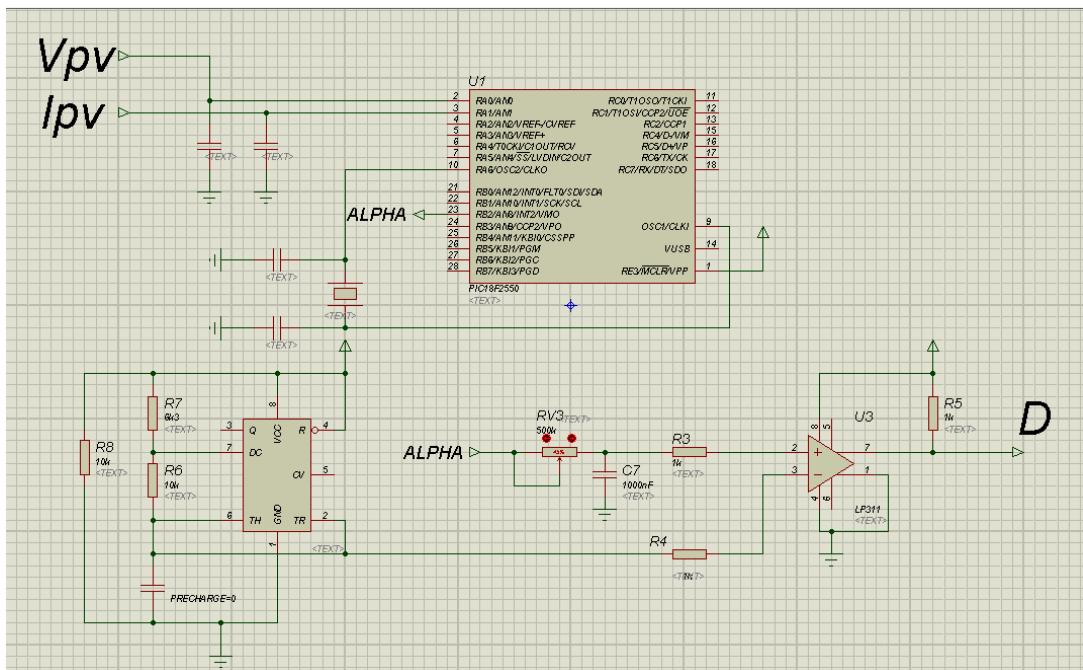


Figure IV.4: Circuit électrique de la commande MPPT semi-numérique.

On peut voir en Figure IV-4 le schéma électrique, développé sous Proteus-ISIS, d'une commande MPPT semi-numérique et insérée entre un GPV et une charge. Pour cela, un programme en langage C a donc été conçu et converti en format *.hex pour être intégré dans le logiciel de simulation.

Les premiers tests expérimentaux ont été réalisés à partir d'une commande MPPT semi-numérique dont leur schéma synoptique est présentée en Figure IV-5. La consommation de ce premier système de commande numérique a été évaluée lors de tests expérimentaux. Le passage au numérique a permis de réduire par 4 la consommation par rapport à la commande analogique.

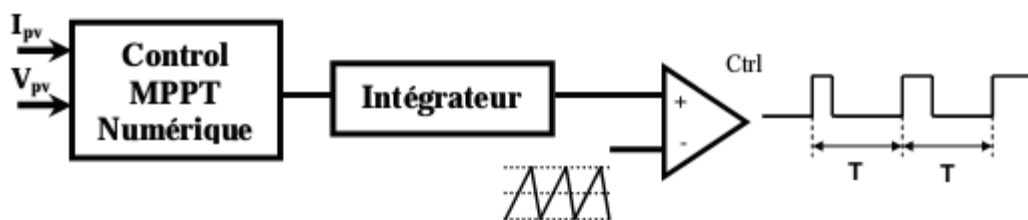


Figure IV.5: La commande MPPT Semi-Numérique.

Malgré les bonnes performances de la MPPT semi-numérique, sa consommation reste un frein à son développement. Donc il faut faire évoluer le système de contrôle MPPT dans deux directions. La première est de développer une commande MPPT totalement numérique, l'autre est de réduire au maximum la consommation de la commande en optimisant le circuit et les composants électroniques qui la composent dans le but de mieux

connaître comment réduire la consommation sans trop dégrader les performances de la commande.

3. MPPT Numérique avec MLI interne

Pour réduire le nombre de composants sur la carte de commande et donc potentiellement sa consommation, nous avons intégré dans un même microcontrôleur les fonctions MPPT et MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions), cette dernière étant réalisée actuellement en mode analogique. Cette solution semble intéressante également pour la réduction de l'encombrement de la carte de commande MPPT, induite par l'intégration de nouvelles fonctions numériques.

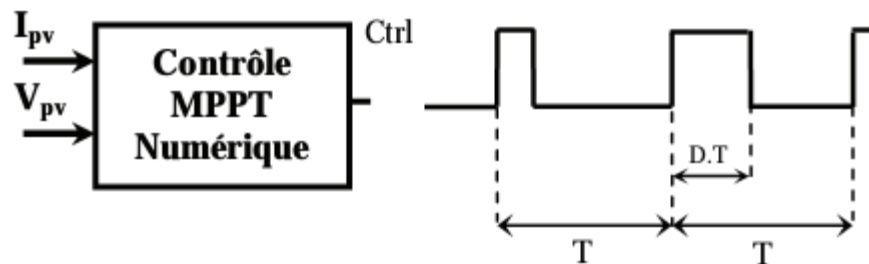


Figure IV.6: La commande MPPT entièrement Numérique.

4. Description et fonctionnement du microcontrôleur

Le schéma synoptique du microcontrôleur (PIC) qui est utilisé dans réalisation est représenté sur la figure IV.7 [19]. Les différents modules du PIC utilisés pour cette étude sont:

- Le module CAN, permettant la conversion de 8 entrées analogiques en numérique avec une résolution de 10 bits.
- Le module PWM, servant à générer un signal modulé en largeur d'impulsion (PWM), dont le rapport cyclique (α) est modifiable par le programme du PIC.

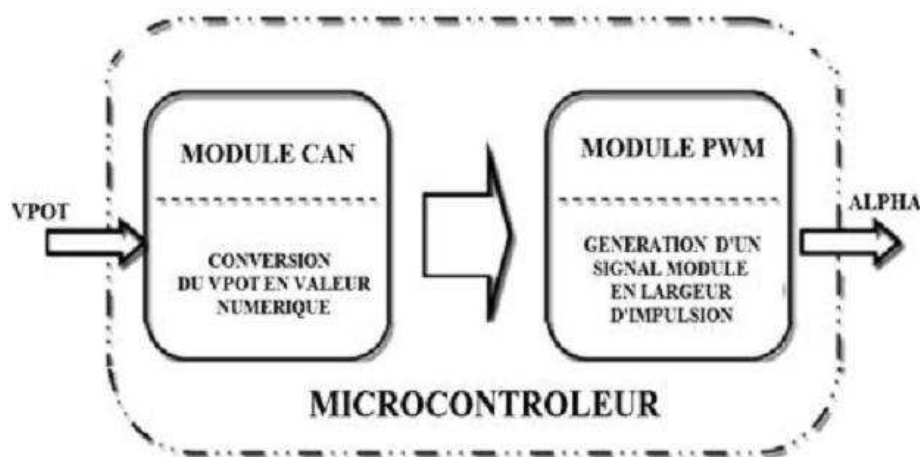


Figure IV.7: Schéma synoptique des modules utilisés dans le microcontrôleur

La fonction MLI (ou PWM en anglais) permet de générer directement un signal logique, à fréquence fixe dont le rapport cyclique peut être contrôlé numériquement. L'algorithme de contrôle MPPT n'est donc pas si différent du précédent, voir figure IV.8. Nous avons juste intégré la fonction MLI dans le programme. On vient d'abord initialiser la fréquence du signal de sortie MLI et, la variable D détermine le rapport cyclique exact du signal de contrôle. En agissant donc directement sur la valeur de cette variable, on va faire évoluer notre système pour qu'il oscille autour du PPM.

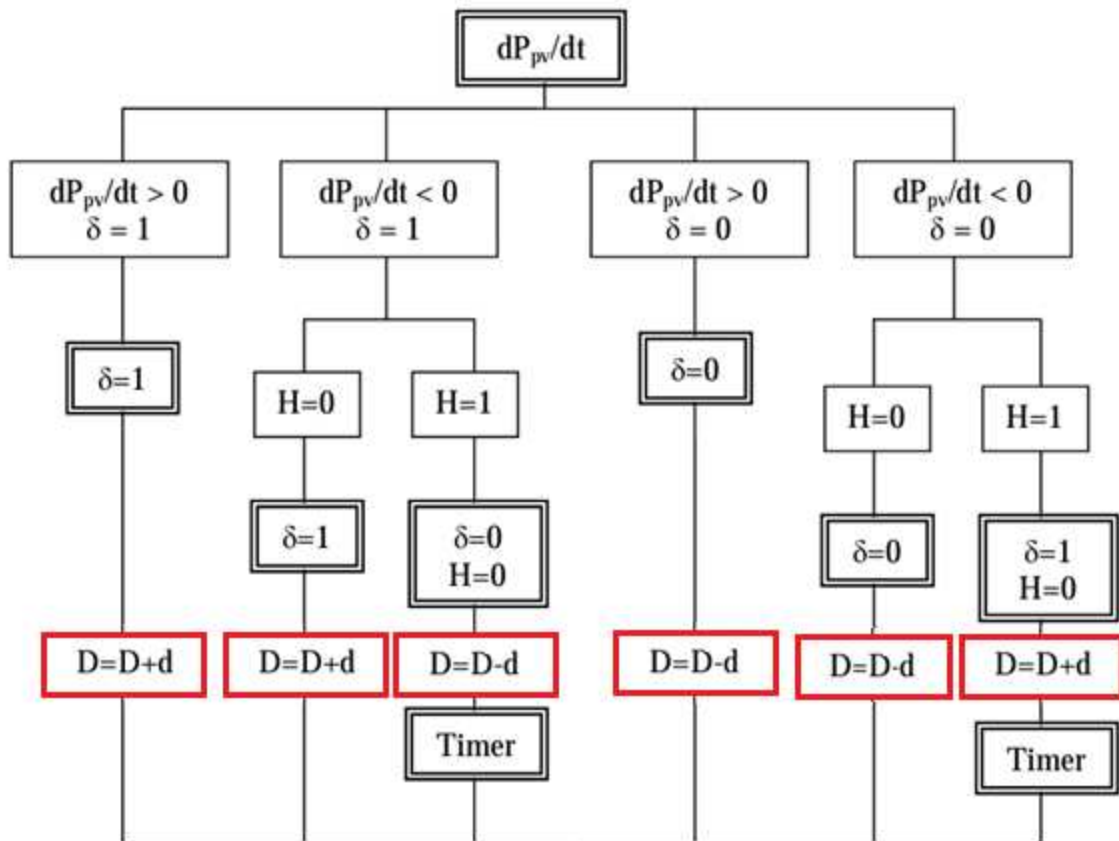


Figure IV.8: Schéma bloc de l'algorithme MPPT numérique avec fonction MLI.

5. Choix du Microcontrôleur (PIC)

La mise en œuvre d'un système à microprocesseur ou microcontrôleur requiert généralement des outils bien précis. Sur le plan matériel, il est indispensable de disposer de programmeurs pour implanter les programmes dans la mémoire des microcontrôleurs. Du côté logiciel, il est nécessaire d'avoir une chaîne de compilation.

Les microcontrôleurs sont des circuits intégrés programmables. Ils regroupent, au sein d'une même puce, les différents éléments que l'on trouve habituellement dans l'unité centrale d'un ordinateur personnel. En particulier, ils contiennent une unité de calcul, différentes mémoires volatiles et non volatiles, ainsi qu'un ensemble «d'interfaces

internes» facilitant la communication avec le monde extérieur. Ils sont conçus pour être programmés par un ordinateur, puis placés dans un circuit électronique dans lequel ils effectuent un travail plus ou moins complexe. Après programmation, ils peuvent fonctionner indépendamment de tout ordinateur.

Le choix d'un PIC 18F2550 s'explique par le fait qu'il s'agit d'un microcontrôleur possédant une mémoire programme EEPROM, c'est à dire : programmable et effaçable électriquement. Ce qui lui confère une grande souplesse d'utilisation.

PIC 18F2550	
Operating Frequency	DC – 48 MHz
Program Memory (Bytes)	32768
Program Memory (Instructions)	16384
Data Memory (Bytes)	2048
Data EEPROM Memory (Bytes)	256
Interrupt Sources	19
I/O Ports	Ports A, B, C, (E)
Timers	4
Capture/Compare/PWM Modules	2
Enhanced Capture/ Compare/PWM Modules	0
Serial Communications	MSSP, Enhanced USART
Universal Serial Bus (USB) Module	1
Streaming Parallel Port (SPP)	NO
10-bit Analog-to-Digital Module	10 Input Channels
Comparators	2

Table IV.1: Caractéristiques les plus importantes du PIC18F2550[20].

Notre application n'a besoin que de deux entrées analogiques (I_{PV} et V_{PV}) et d'un signal de sortie (PWM).

Le PIC 18F2550 a trois ports (PORTA, PORTB et PORTC) ce qui est largement suffisant pour notre projet, ainsi que sa taille de mémoire.

Au début des acquisitions du courant et de la tension, nous mettons un port de sortie du PIC au niveau haut (5V), lorsque l'acquisition est terminée celui-ci repasse à l'état bas (0V). De cette manière nous pouvons mesurer le temps d'acquisition du courant et de la

tension qui est le même pour les deux magnitudes.

Une acquisition de tension ou de courant se fait toujours sur 10 bits. Une fois l'acquisition terminée, on choisit de prendre le résultat soit sur 8 bits ou sur 10 bits avec les registres (ADRESH et ADRESL), en résumé suivant le décalage à droite ou à gauche du résultat, on prend ou non les bits de poids faibles, donc le temps de conversion est toujours le même.

Pour le PIC18F2550 les périphériques ont deux modules de CCP (Capture / Comparateur / PWM). Chaque module contient un registre de 16 bits, qui peut fonctionner comme un capture, un comparateur ou PWM.

6. Le Programme en C

Un système de développement comporte en premier lieu un assembleur et parfois un ou des compilateurs adaptés au langage évolué que l'on souhaite utiliser pour programmer.

L'assembleur traduit les instructions écrites en utilisant les mnémoniques du langage machine en code binaire exécutable par le microcontrôleur.

Le compilateur quant à lui traduit les instructions écrites en langage évolué (BASIC, C, PASCAL) qui constituent aussi ce que nous appelons le listing ou code source, en code binaire exécutable par le microcontrôleur qui constitue le code objet.

Dans un système de développement bien conçu, les deux programmes, assembleur et compilateur, peuvent coexister et être utilisables l'un et l'autre sans difficulté. Ces deux programmes, assembleur et/ou compilateur doivent nécessairement fonctionner sur une machine appelée machine hôte. Cette machine peut être: un système spécifique du fabricant des microcontrôleurs, une station de travail, un calculateur ou un PC.

Pour développer des applications en assembleur, plusieurs programmes assembleur existent sur le marché. Cependant le choix, d'un tel logiciel, s'est porté sur l'outil *MPLAB IDE v8.85* mis à disposition gratuitement sur Internet par la société *Microchip*. Ce logiciel fonctionne sur PC, sous le système d'exploitation *Windows* de Microsoft.

La suite logicielle comprend tout ce qu'il faut pour assembler les programmes : éditeur de texte, assembleur, simulateur, éditeur de registres, etc. Il supporte aussi plusieurs émulateurs.

L'interface graphique de ce logiciel est représentée en Figure IV.9.

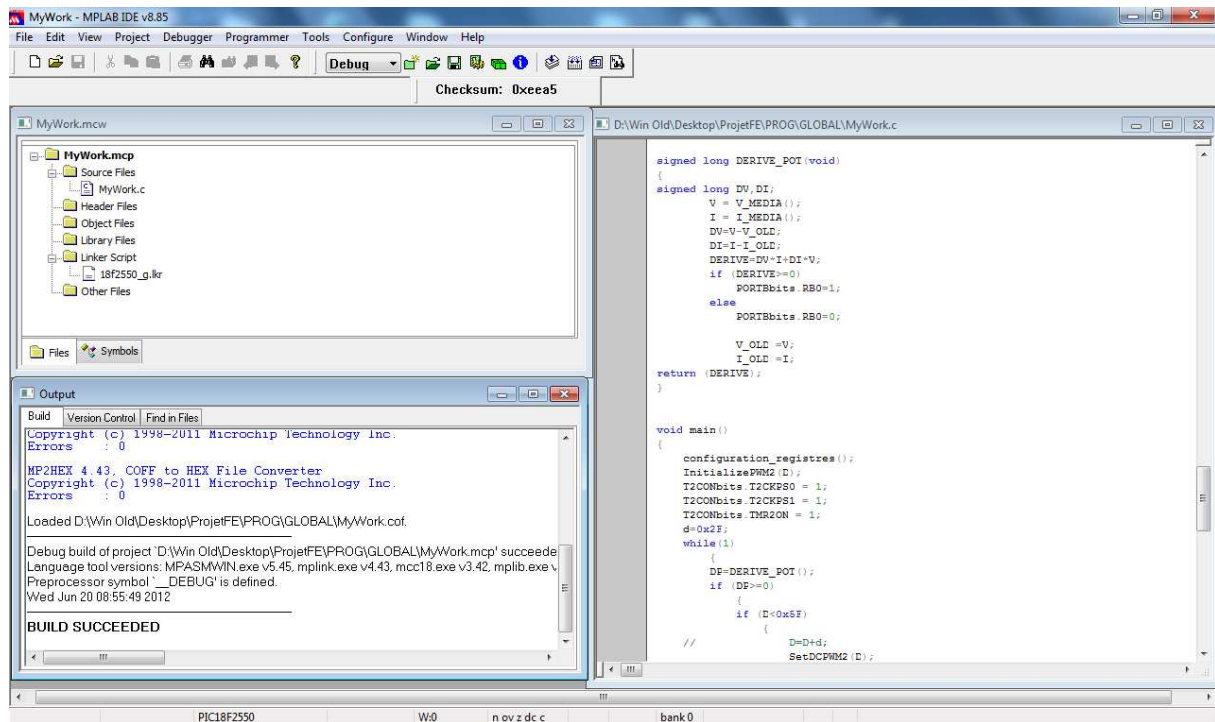


Figure IV.9: MPLAB IDE.

Le programme complet en C de la commande MPPT est inclus dans l'Annexe II de ce document.

Dans un premier temps nous devons configurer le CAN afin de capturer les valeurs de la tension et du courant du GPV. La tension de référence du CAN est de 5V, un capteur de courant et un pont diviseur de tension sont nécessaires du côté du convertisseur boost pour adapter les grandeurs du panneau solaire (V_{PV} et I_{PV}) à cette tension de référence.

De cette manière nous obtenons les équivalences suivantes sur les deux ports d'entrée.

La tension et le courant maximaux que peut fournir le panneau sont :

- V_{PV} 0 à 35V
- I_{PV} 0 à 5A

Capteur de tension : 0 \longrightarrow 5V ; CAN : 0 \longrightarrow 5V (PIN0)

Capteur de courant: 0 \longrightarrow 5A ; CAN : 0 \longrightarrow 5V (PIN1)

La tension est connectée sur le PORTA.RA0, configurée en entrée analogique du CAN (AN0), tandis que le courant est sur le PORTA.RA1 (AN1).

Pour chercher le point de puissance maximal, nous comparons un point de puissance (P2) mesuré à l'instant (t) avec un point de puissance (P1) mesuré à l'instant (t-1).

Si $P1 < P2$, la dérivée est positive, cela signifie que nous rapprochons du point de puissance maximal.

Si la dérivée de puissance est négative, cela veut dire que nous avons dépassé le point de puissance maximale.

Pour éviter de perdre le point de puissance maximal, lors de changements brutaux d'éclairement et lors des transitoires du convertisseur boost, l'algorithme de recherche inverse le sens de poursuite que si un certain temps s'est écoulé après le dernier changement. Ce temps est fixé à une valeur constante préalablement.

Si le signe de la dérivée de puissance est positif, le sens de poursuite reste inchangé.

Si les deux conditions timer 0 écoulé et dérivée négative sont réunis, le sens de poursuite est automatiquement inversé (paramètre alpha). Ce temps d'attente est effectué à l'aide du timer 0 qui génère une interruption lorsque celui-ci déborde modifiant ainsi la valeur de la variable H[2].

Pour calculer la dérivée de puissance, il faut sauvegarder le point de puissance mesuré à l'instant (t) en 64-bit ($P=V(8\text{-bit}) * I(8\text{-bit})$) tandis que le PIC ne supporte pas ses valeurs, donc comme une solution on calcule la dérivée par la relation:

$$\Delta P = \Delta V * I + \Delta I * V \quad (\text{IV.6})$$

Et par la suite on génère la MLI correspondante, si la dérivée est positive on augmente le rapport cyclique, et si la dérivée est négative on diminue le rapport cyclique. On obtient, dans ce mode, un signal de fréquence fixe et dont la durée de l'état haut peut être modulée (MLI = Modulation de largeur d'impulsion ou rapport cyclique variable).

Pour générer la MLI, on utilise la sortie : CCP1 (RC2) ou CCP2 (RC1).

Les broches du port C correspondant à CCP1 et CCP2 doivent être configurées en sortie grâce au registre de direction TRISC pour pouvoir générer un signal PWM.

La période est obtenue par comparaison sur 8 bits du timer2 et du registre de période PR2.

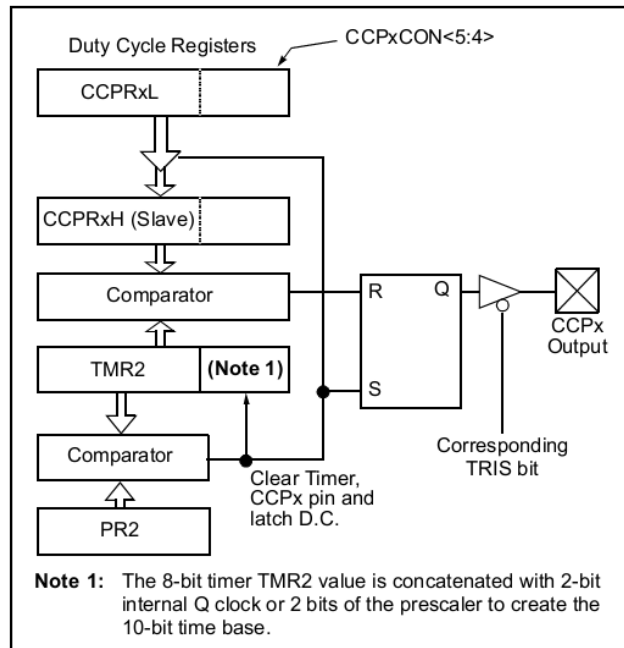


Figure IV.10: Bloc diagramme de la MLI[20]

Le rapport cyclique est obtenu par comparaison du timer2 avec le registre CCPRxL. La résolution sur le rapport cyclique peut être de 8 à 10 bits, car 2 bits supplémentaires du registre CCPxCON permettent de réaliser une comparaison sur 10 bits.

Ce mode PWM Utilise le Timer 2 ainsi que les registres CCPRxL et CCPxCON (x = 1 ou 2 selon la sortie considérée). Rem: Des registres CCPRxH sont utilisés (esclave de CCPRxL) mais ne sont pas accessibles par l'utilisateur.

Les bits 2 et 3 de mode du registre CPPxCON (x=1 ou 2) doivent être configurés à 1 pour être en mode PWM

6.1. Caractéristique du signal MLI

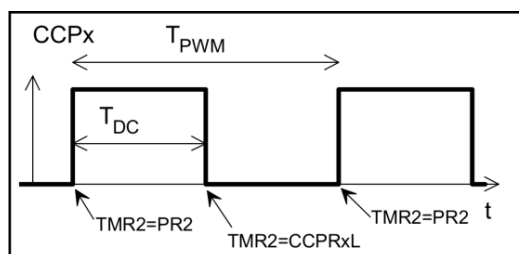


Figure IV.11: Signal MLI (PWM).

Période :

$$T_{PWM}=(PR2+1)*4*T_{CLK} \quad (IV.1)$$

PR2 : Valeur du registre de période du Timer 2 (8 bits).

T_{CLK} : période du signal d'horloge.

$$T_{CLK}=1/(K*F_{QUARTZ})$$

K : est le rapport du pré-diviseur du timer2, accessible dans le registre T2CON.

Bit 1 et 0 du registre T2CON		Prévision d'horloge
T2CKPS1	T2CKPS0	K
0	0	1
0	1	1/4
1	X	1/16

Table IV.1:Registre T2CON et Pré-division d'horloge.

Rapport cyclique :

$$T_D = (COMP*T_{CLK})/16 \quad (IV.2)$$

T_D : Durée de l'état haut du signal PWM.

COMP : Registre de comparaison 10 bits obtenu par la concaténation de CCPRxL (contient les 8 bits de poids forts) et des bits 5, 4 de CCPxCON (contient les 2 bits de poids faibles)[21].

6.2. Détail du programme

Nous décrivons par la suite le fonctionnement du programme présent dans l'Annexe II.

Dans un premier temps nous incluons les bibliothèques nécessaires pour le bon fonctionnement du programme :

- p18f1220.h (bibliothèque du PIC18F2550)
- stdio.h
- math.h
- pwm.h
- configuration du watch-dog comme inactif

Ensuite, nous déclarons toutes les variables globales. Ces variables sont toutes les variables qui sont actives pendant tout l'exécution du programme. Ensuite, nous devons capturer la tension et le courant du module PV pour effectuer le calcul de

dérive. Pour obtenir une bonne mesure nous effectuons plusieurs échantillons pour obtenir des valeurs moyennes de tension et de courant.

Pour la conversion du courant du module PV nous déclarons trois variables, dans ce cas de type local et connues seulement par le code de cette fonction (courant()). Ces variables sont: I_ECH, I_ECH_TOT, I_AJ. Nous effectuons un petit retard pour mieux acquérir le courant du module PV et effectuer la conversion A/N. Une fois acquis la valeur du courant, nous commençons à faire la conversion. La conversion consiste à convertir la valeur du courant à la tension de référence du PIC. Ceci nous le faisons en configurant le registre ADCON0 (registre de conversion) du PIC18F2550. Dans ce registre nous informons au PIC :

- Le canal sur lequel va se faire la conversion (bits 2, 3, 4)
- activation du convertisseur par le bit 0 (bit 0 = 1_ON, bit 0 = 0_OFF)
- état de la conversion (bit 1 = 1_en cours, bit 1 = 0_terminée)
- Tension de référence du PIC pour qu'il travaille entre 0 et 5 V (bits 6, 7)

Tout d'abord, nous configurons le registre pour initialiser la conversion avec la valeur 0x07.

Quand le registre prend par la valeur 0x05 cela signifie que la conversion est terminée. Les valeurs de conversion sont mémorisées automatiquement dans les registres ADRESH et ADRESL, reste maintenant à les récupérer en fonction du type de conversion à effectuer soit à 8 bits soit à 10 bits. Le résultat total de la conversion est enregistré dans la variable I_CONV où nous retrouvons les 10 bits de la conversion qui est le résultat renvoyé par la fonction courant () après son appel.

Une fois que nous avons la valeur convertie du courant du module PV, nous calculons la valeur moyenne du courant. Ceci nous le réalisons à l'aide de la fonction I_MEDIA () qui fait appel à la fonction courant() 8 fois (8 échantillons) et fait la moyenne entre eux et l'envoie par une variable appelée I_MEDIA_TOT. Nous pouvons effectuer aussi le calcul de cette valeur moyenne avec un nombre d'échantillons différents.

De façon identique à la conversion du courant nous effectuons la conversion de la tension du module PV. La seule différence est que la conversion s'effectue sur le canal 1. Ceci est effectué par la configuration du registre ADCON0 du PIC.

Une fois que nous avons les valeurs moyennes de la tension et du courant du module PV, nous calculons la valeur de la dérive de puissance en appliquant la relation (IV.6). Ceci nous le réalisons à l'aide de la fonction DERIVE_POT() qui fait appel

respectivement aux fonctions `V_MEDIA ()` et `I_MEDIA ()` et on calcule les dérivées de tension et de courant et puis on calcule la dérivée de puissance suivant la relation. Le résultat est enregistré dans la variable `ALPHA`

La variable `ALPHA` représente dans ce cas le signe de dérivé. Si la dérivée est positive nous mettons le bit `RB2` du port de sortie `B` à « 1 » et si elle est négative nous l'indiquons par une valeur à « 0 ».

A partir du signe de la dérivée (la variable `ALPHA`) nous pouvons générer la MLI d'une fréquence donnée et le rapport cyclique variable selon leur état. Ce dernier a été programmé dans le programme principal (`main()`).

Avant d'introduire le programme principal nous devons déclarer les instructions suivantes :

L'initialisation de la MLI à l'aide de la fonction `InitializePWM2()`, qui fait mettre le `RC1` comme sortie de MLI (`TRISCbits.TRISC1=0`), et génère la MLI avec une fréquence fixe (`OpenPWM2()`), et un rapport cyclique `D` (`SetDCPWM2()`) variable avec un pas (`d`) bien déterminé (dans le programme principal).

Le timer 0 génère une interruption quand il déborde. Avec cette interruption nous activons la variable `H` qui indique la fin du timer 0. Nous initialisons le drapeau d'interruption à 0 et nous arrêtons le timer 0.

Nous avons réalisé aussi une fonction (`configuration_registers ()`) pour la configuration de tous les registres du PIC en plus de la réalisation des fonctions suivantes :

- initialisation des registres de conversion `ADRESH` et `ADRESL` à « 0 »
- autorisation de l'interruption du timer 0
- configuration du PIC pour avoir les interruptions par front descendant (registre `INTCON2`)
- désactivation des interruptions externes (registre `INTCON3`)
- désactivation des timers 2 et 3 (registre `PIE1` et `PIR1`)
- configuration du niveau de priorité des interruptions (convertisseur, comparateur, timer 1 et 2) (registre `IPR1`)
- désactivation du flag de timer 3 (registre `PIR2`)
- Interdiction d'interruption du timer 3 (registre `PIE2`)
- configuration de la priorité des interruptions au niveau bas (erreur de l'oscillateur, mémoire `EEPROM`, détecteur niveau bas, timer 3) (registre `IPR2`)
- désactivation de la priorité de niveau des interruptions (registre `RCON`)

- Configuration du timer 0 avec une valeur de 6.5ms (registre T0CON=0x46). Cette valeur vient d'une échelle de temps appelée prescaler. Dans notre cas, comme nous souhaitons un retard τ de 6.5 ms, nous configurons le registre T0CON avec la valeur 0x46 que correspond à un prescaler de 128.
- Nous configurons les pins AN0 et AN1 comme des entrées analogiques qui seront la tension et le courant du module PV (registre ADCON=0x7C)
- Configuration du PIC pour obtenir le résultat de la conversion justifié à gauche (ADCON2=0x92)
- Configuration du port A du PIC comme sortie à l'exception des deux bits de poids faibles qui sont configurés comme entrées analogiques AN0 et AN1 dans le registre TRISA. De la même manière nous configurons tout le port B du PIC comme sortie.
- Configuration des broches du port C correspondant à CCP1 et CCP2 en sortie par une écriture dans le registre TRISC.
- Initialisation de CCPxCON = 0 (tous les modes sont sur arrêt: capture, comparaison et PWM). Et TMR2 = 0 (Pour démarrage final du Timer 2).
- Ecriture dans le registre PR2 afin d'établir la période (en choisissant déjà le rapport de prédivision d'horloge du Timer 2).
- Ecriture dans le registre CCPRxL afin d'établir le rapport cyclique initial (sur les 8 bits de poids forts).
- Ecriture dans le CCPxCON afin de configurer le mode PWM et d'établir le rapport cyclique initial (sur 10 bits) à l'aide des bits CPPxY et CPPxX (2 bits de poids faibles).
- Définition du rapport de prédivision d'horloge du Timer 2 et démarrage du Timer 2 par une écriture dans le registre T2CON.

A la fin, dans le programme principal nous faisons appel à la fonction configuration_registres () pour que le PIC travaille selon nos besoins. Et la fonction InitializePWM 2() pour génère la MLI et ensuite, on appelle la fonction DERIVE_POT() qui crée la variable ALPHA et modifie le rapport cyclique de MLI selon l'état de ce dernier, si elle est positive, $D = D + d$ (incrémentement) et si elle est négative, $D = D - d$ (décrémentement).

Le signe de la dérivée et génération de la MLI sont vérifiés en permanence au moyen d'une boucle while(1).

Une fois le programme de l'application écrit et assemblé ou compilé sur la machine

hôte, nous sommes en possession d'un binaire exécutable, qui va implanter dans le PIC à l'aide de un programmeur qui appelle *GRABADOR TODOPIC-USB summer 2005*, avec un logiciel intermédiaire (machine hôte- programmeur) appelle *Winpic800V3.59*

7. Résultat de simulation

Nous avons simulé le fonctionnement du PIC et celui du système de la figure IV.2 dans le progiciel de simulation de circuits électroniques et les dispositifs programmables 'Proteus ISIS'.

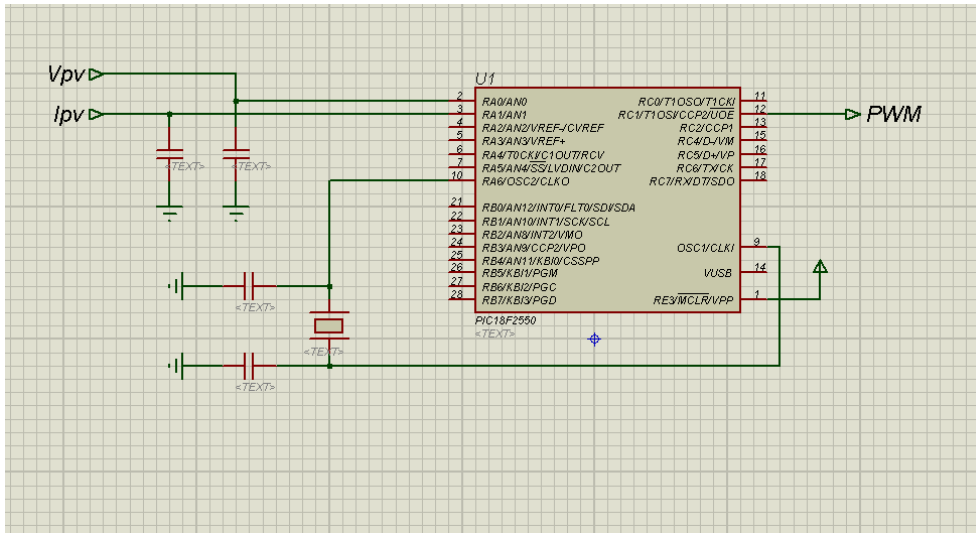


Figure IV.12: Circuit électrique de la commande MPPT numérique.

On prend 2 signaux différents, l'un est un signal sinusoïdal de fréquence (2 Hz) représente le signal d'entrée V_{pv} et l'autre est un signal rectangulaire de fréquence (3 Hz) représente le signal d'entrée I_{pv} , ce choix nous permet de simuler tous les cas possibles entre V_{pv} et I_{pv} d'un générateur photovoltaïque, et ensuite le résultat PWM est simulé comme la sortie.

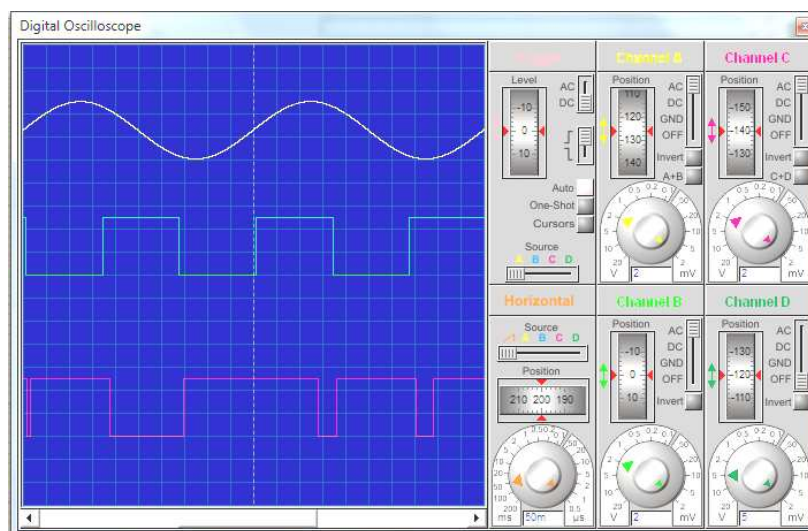


Figure IV.13: Les signaux V_{pv} et I_{pv} simulés et le signal généré ALPHA.

Le signal de canal A représenté le V_{pv} simulé, le signal de canal B représente le I_{pv} simulé, et le signal de canal C comme résultat c'est le signal ALPHA qui représente le signe de la dérivée de puissance.

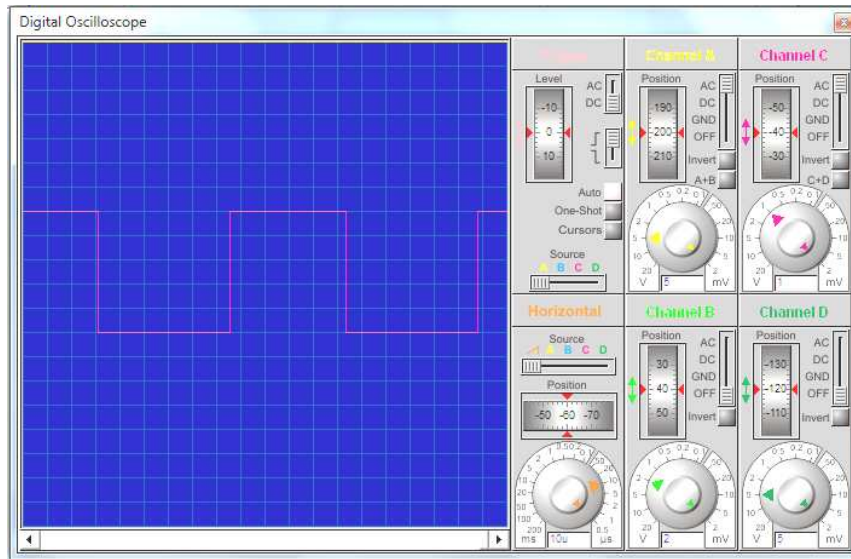


Figure IV.14: Signal MLI initialisé.

Après l'application des équations (IV.1) et (IV.2), La figure IV.14 représente l'initialisation et génération de la MLI, avec une fréquence fixe $f=10\text{kHz}$, et un rapport cyclique initial $D=50\%$.

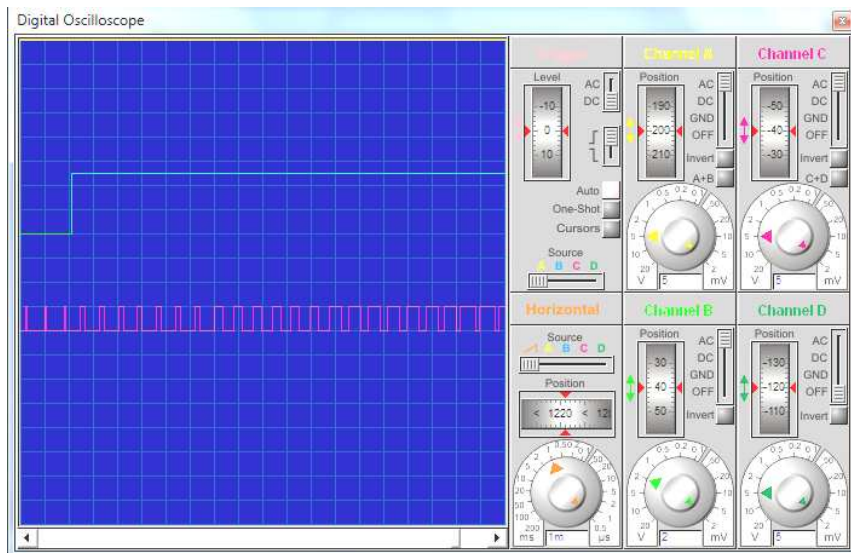


Figure IV.15: Signal MLI généré dans le cas où la dérive est positive.

La figure IV.15 montre l'augmentation du rapport cyclique quand le signal ALPHA est positif.

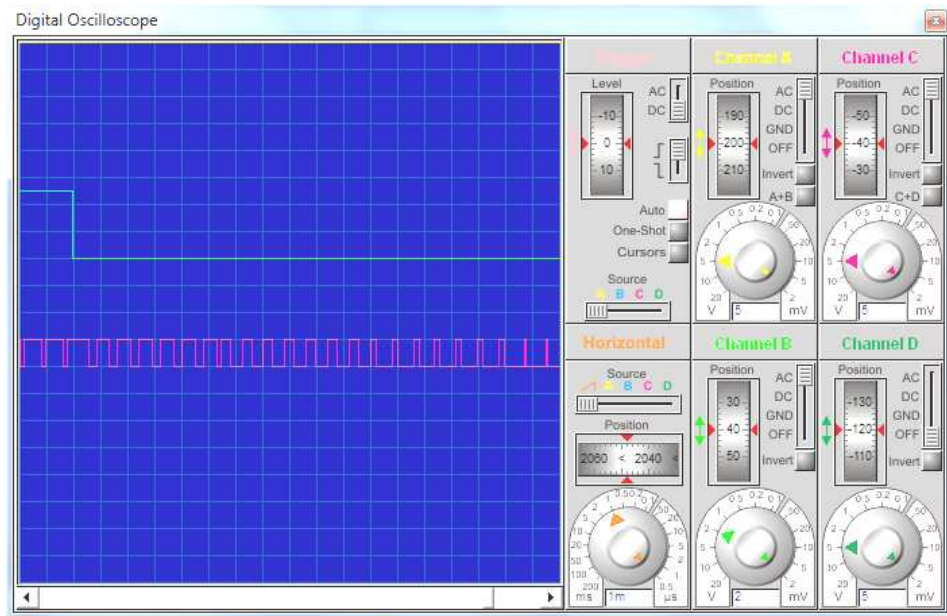


Figure IV.16: Signal MLI généré dans le cas la dérive est négative.

La figure montre la diminution du rapport cyclique quand le signal ALPHA est négatif.

8. Résultats expérimentaux

Afin de valider les résultats de simulation et de monter la génération du signal ALPHA et de la MLI, nous avons réalisé le système et analysé le fonctionnement du PIC.

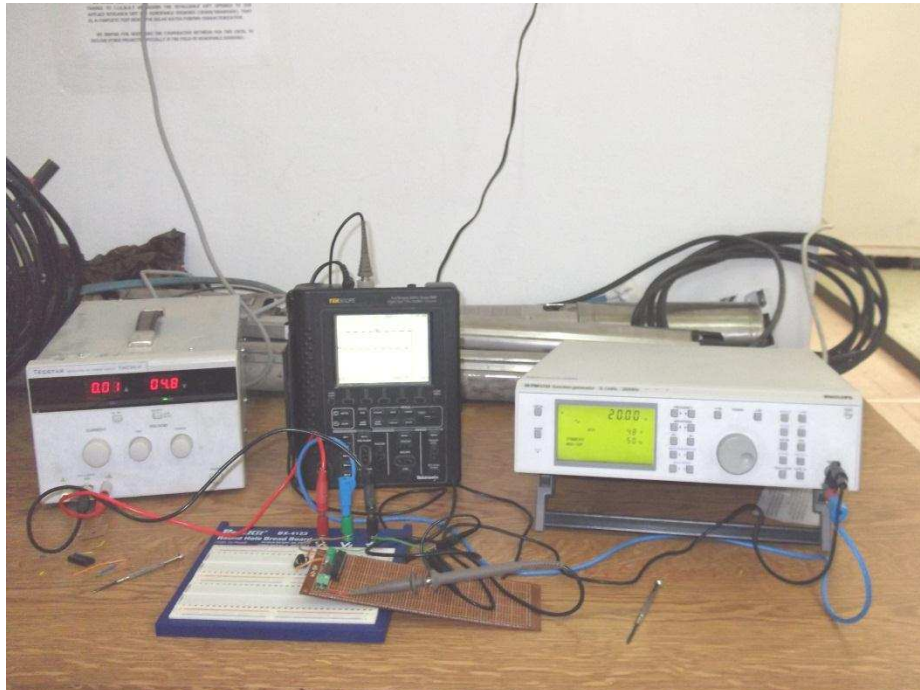


Figure IV.17: Photo de la commande manuelle numérique expérimentée au laboratoire.

Comme il est montré dans la simulation, on attaque le PIC par 2 signaux sinusoïdaux de $f=2$ Hz et rectangulaire de $f=3$ Hz.

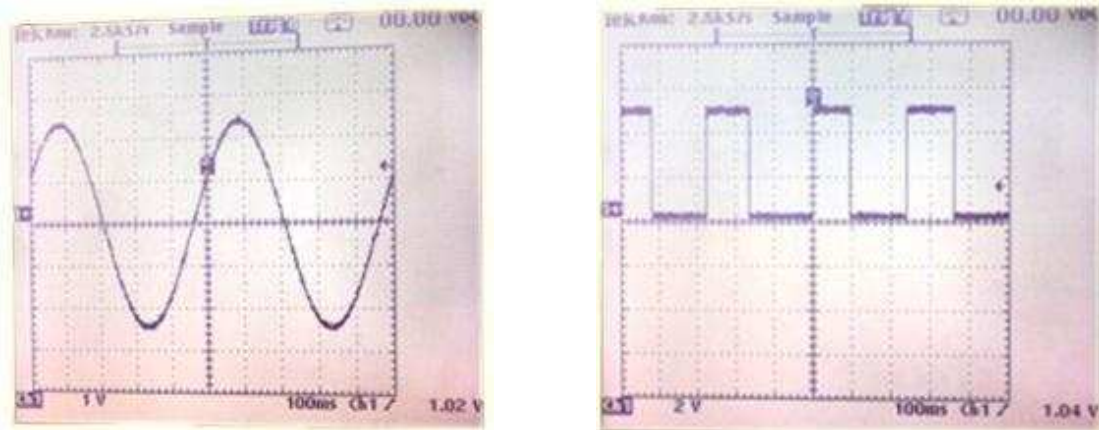


Figure IV.18: Signaux expérimentaux de : a) V_{pv} .b) I_{pv} .

La figure montre la réponse de PIC (Algorithme MPPT) et représente dans la génération du signal ALPHA dans tous les cas possibles de V_{pv} et I_{pv} ,

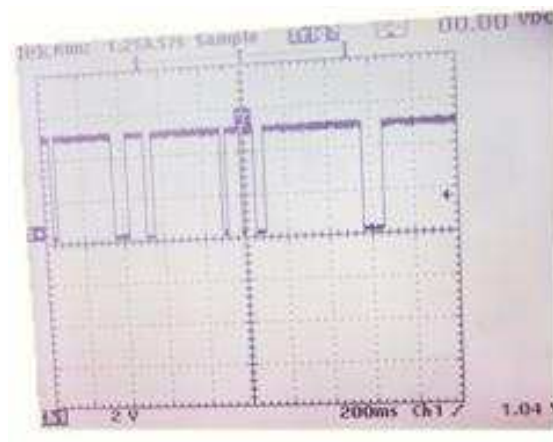


Figure IV.19: Signal ALPHA expérimental, généré par le PIC.

9. Le prototype :

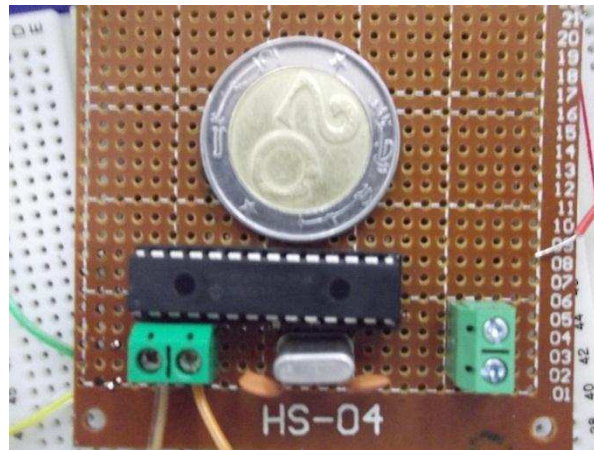


Figure IV.20: MPPT numérique.

La figure IV.20 montre la photographie du prototype final réalisé. Nous pouvons constater que la commande MPPT numérique a un nombre beaucoup plus petit de composants et occupe moins d'espace.

10. Conclusion :

Ce chapitre est consacré à l'intégration de l'algorithme de la commande MPPT dans un microcontrôleur (dans notre cas PIC 18F2550). La priorité était d'obtenir le même comportement que la commande analogique ou semi-numérique, plus l'intégration de MLI dans un même microcontrôleur.

Les résultats obtenus nous ont permis de conclure que notre algorithme implémenté au PIC assure un très bon accord entre l'expérience et la simulation (optimum).

Nous avons recherché à réduire la consommation de la commande MPPT du convertisseur de puissance. Pour cela, une étude systématique d'optimisation de la consommation de chaque composant constituant la commande MPPT a été nécessaire. La commande MPPT numérique a permis la réduction de cette consommation.



Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif de cette thèse était d'étudier et de réaliser un dispositif de poursuite de point de puissance maximale (MPPT) destiné à un système de pompage photovoltaïque, ces systèmes qui peuvent servir à l'alimentation en eau potable des habitations en régions éloignées ou bien pour l'irrigation des terres agricoles ou l'abreuvement des bétails.

A cet effet, nous avons de prime à bord, présenté des généralités sur les composants constituant un système de pompage photovoltaïque.

Comme il s'agissait de réaliser un MPPT, une étude des différents algorithmes de poursuite a été effectuée. Parmi ces algorithmes, l'algorithme 'Perturbation et Observation ' est considéré le plus utilisé qui traditionnellement présente des problèmes de précisions sur la régulation autour du PPM, pour cela une amélioration lui a été apporté par l'introduction de temps d'attente entre deux prises de mesures.

La modélisation des éléments constituant le système de pompage photovoltaïque, tels que le générateur photovoltaïque, le hacheur avec commande MPPT et le groupe électropompe, a été encore, présenté dans ce travail. Différents modèles ont été utilisés et leur association nous a permis, après simulation dans l'environnement Matlab / Simulink, d'évaluer et de comparer les performances de deux configurations à savoir : avec et sans MPPT.

Cette simulation de fonctionnement d'un système de pompage a été appliquée pour une journée d'été de l'année 2008, récoltée au niveau de l'Unité de recherche appliquée en Energies Renouvelable de Ghardaïa.

Les résultats trouvés montrent clairement l'intérêt d'introduire un tel système dans l'amélioration des performances, cette amélioration est traduite par un gain estimé à 12% par rapport à un système sans MPPT.

L'implantation de l'algorithme choisi dans un microcontrôleur nécessite tout d'abord un choix judicieux selon les performances demandées, de plus pour minimiser la consommation et réduire la taille du circuit de commande, on a choisi d'utiliser un microcontrôleur qui dispose d'une PWM intégrée.

Le choix est tombé sur le microcontrôleur de type PIC18F2550 qui possède tous les atouts pour satisfaire nos exigences.

Un schéma électrique a été développé sous Proteus-ISIS, de la commande MPPT numérique. Pour cela, un programme en langage C a donc été conçu et converti en format *.hex pour être intégré dans le logiciel de simulation.

Les résultats de simulation montrent les réponses de l'algorithme pour les entrées simulées des variations de V_{PV} et I_{PV} , il suit très exactement le comportement désiré et délivre les impulsions d'attaque de l'interrupteur de puissance.

L'implémentation du programme dans le PIC18F2550 a été réalisée via un programmeur universel (GRABADOR TODOPIC-USB summer 2005).

L'expérimentation du circuit réalisé a révélé que le programme implémenté réagit bien aux variations des deux entrées, néanmoins les impulsions de commande de l'interrupteur de puissance ne sont pas conformes à celles trouvées en simulation.

Références bibliographique

- [1] N. Abouchabana, “Etude d’une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT,” Ecole Doctorale: Energies renouvelables, Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [2] A. Learreta, “Réalisation de Commandes MPPT Numériques,” Rovira&Virgili, 2006.
- [3] M. Y. Lamoudi and F. N. E. Badji, “Conception et réalisation d’une carte de caractérisation pour panneaux solaires,” Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [4] K. Neche, “Aide à la mise au point d’un banc de test photovoltaïque,” Ecole Doctorale, Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [5] M. Birane, “Etude et simulation des systèmes photovoltaïques avec micro-convertisseurs,” Ecole Nationale Polytechnique, 2011.
- [6] A. Guellal, “Implémentation d’une technique MLI en temps réel sur un circuit FPGA,” Ecole Nationale Polytechnique, 2007.
- [7] R. Kadri and M. Mostefaï, “Modélisation linéaire et commande dans le référentiel synchrone d’un onduleur de tension pour générateur photovoltaïque connecté au réseau,” in *2IWH 2007*, no. October, pp. 27-29.
- [8] A. Meflah, “Modélisation et commande d’une chaîne de pompage photovoltaïque,” Abou BekrBelkaid - Tlemcen, 2011.
- [9] R. Mokni and N. Amaimia, “Installation et maintenance de systèmes de pompage photovoltaïquen.” p. 37, 2011.
- [10] B. Mehimmedetsi, “Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque,” Université Mentouri, Constantine, 2007.
- [11] S. Talbi and R. Riah, “Comparaison et Synthèse d’un Nouvel Algorithme MPPT Robuste pour une Chaîne de Production d’Energie Photovoltaïque,” Ecole Nationale Polytechnique, 2011.
- [12] F. M. González-longatt, “Model of Photovoltaic Module in Matlab™,” in *2DO CONGRESO IBEROAMERICANO DE ESTUDIANTES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN II CIBELEC*, 2005, pp. 1-5.
- [13] H.-liang Tsai, C.-siangTu, and Y.-jie Su, “Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB / SIMULINK,” pp. 0-5, 2008.
- [14] N. Pandiarajan, R. Ramaprabha, and R. Muthu, “Application of Circuit Model for Photovoltaic Energy Conversion System,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1-14, 2012.
- [15] www.ducouret.com. Grundfos, “Grundfos SP 5A-8.” pp. 1-5.

- [16] A. Hamidat and B. Benyoucef, "Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 933-942, May 2008.
- [17] A. Moussi and A. Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation," *Courrier du Savoir*, no. 01, pp. 73-79, 2001.
- [18] S.Petibon, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Toulouse III - Paul Sabatier, 2009.
- [19] M. F. Yaden, M. E. Ouariachi, T. Mrabti, K. Kassmi, B. Tidhaf, and E. C. K. Kassmi, "Conception et réalisation d ' un système photovoltaïque muni d ' une commande MPPT numérique," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 14, no. 1, pp. 171-186, 2011.
- [20] Microchip, "PIC18F2455/2550/4455/4550 Data Sheet," 2004.
- [21] J.L. Padiolleau and J. Cottet, "Mode PWM des PIC16F87X."
- [22] www.fr.ekopedia.org



ANNEXE

Module Photovoltaïque - 80 Watt

BP 380

4017E-2 02/04

Le BP 380 est un module photovoltaïque de 80W particulièrement abouti, utilisant des cellules multicristallines avec couche anti-reflet SiN. Ce module solaire est aussi bien adapté pour les applications connectées au réseau, telles que le petit résidentiel ou les toitures de grands bâtiments commerciaux, que pour les applications traditionnelles : les systèmes de télécommunication et d'électrification rurale. Le BP 380 offre un rapport qualité prix de premier ordre grâce à sa fiabilité, sa feuille arrière en Tedlar blanc et ses 36 cellules multicristallines à haut rendement.

Performance

Puissance nominale	80W
Rendement module	12.6%
Tension nominale	12V
Garantie	90% puissance de sortie garantie 12 ans. 80% puissance de sortie garantie 25 ans. Absence de défauts, matériaux et main d'œuvre, garantie 5 ans.

Configuration

BP 380S	Cadre Universel Clair avec des câbles de sortie et des connecteurs Multicontact (MC) polarisés.
BP 380L	Version laminée de BP 380S sans cadre
BP 380H	Cadre Universel Clair et boîte de dérivation robuste

Paramètres d'essai de qualification

Cyclage en température	-40°C à +85°C pour 200 cycles
Tenue chaleur humidité	humidité relative de 85% et de 85°C pour 1000h
Essai de charge statique avant et arrière (par exemple : vent)	2400 Pa
Essai de charge avant (par exemple: neige)	5400 Pa
Test impact grêle	25mm de diamètre avec une vitesse de 23m/s à une distance de 1m

Qualité et Sécurité

- Construit en usines certifiées ISO 9001 et ISO 14003
- Conforme aux directives de la Communauté européenne 89/33/EEC, 73/23/EEC, 93/68/EEC
- Certifié IEC 61215

Les mesures de puissance de module sont calibrés par ESTI sur la base des références radiométriques mondiales (Installation Solaire Européenne d'essai à Ispra, Italie)

Les modules avec cadre sont certifiés par TÜV Rhénanie à titre d'équipement de Classe II (IEC60364) de sûreté pour l'usage dans les systèmes jusqu'à 1000 VCC

Modules avec cadre testés par Underwriter's Laboratories pour la sécurité électrique et la tenue au feu (catégorie tenue au feu C)

Laminés testés par Underwriter's Laboratories pour la sécurité électrique et la tenue au feu (catégorie tenue au feu C)

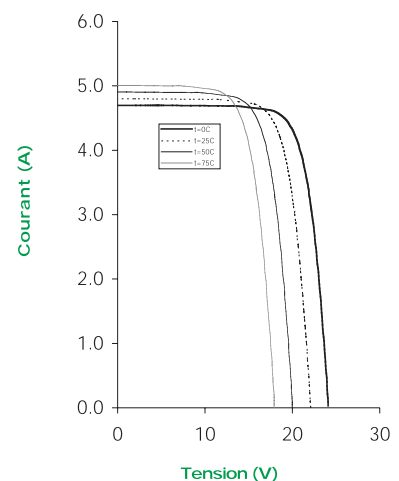


BP 380S échelle 1:14

Rendement(%)

9-11 | 11-12 | **12-13** | 13-14 | 14-15

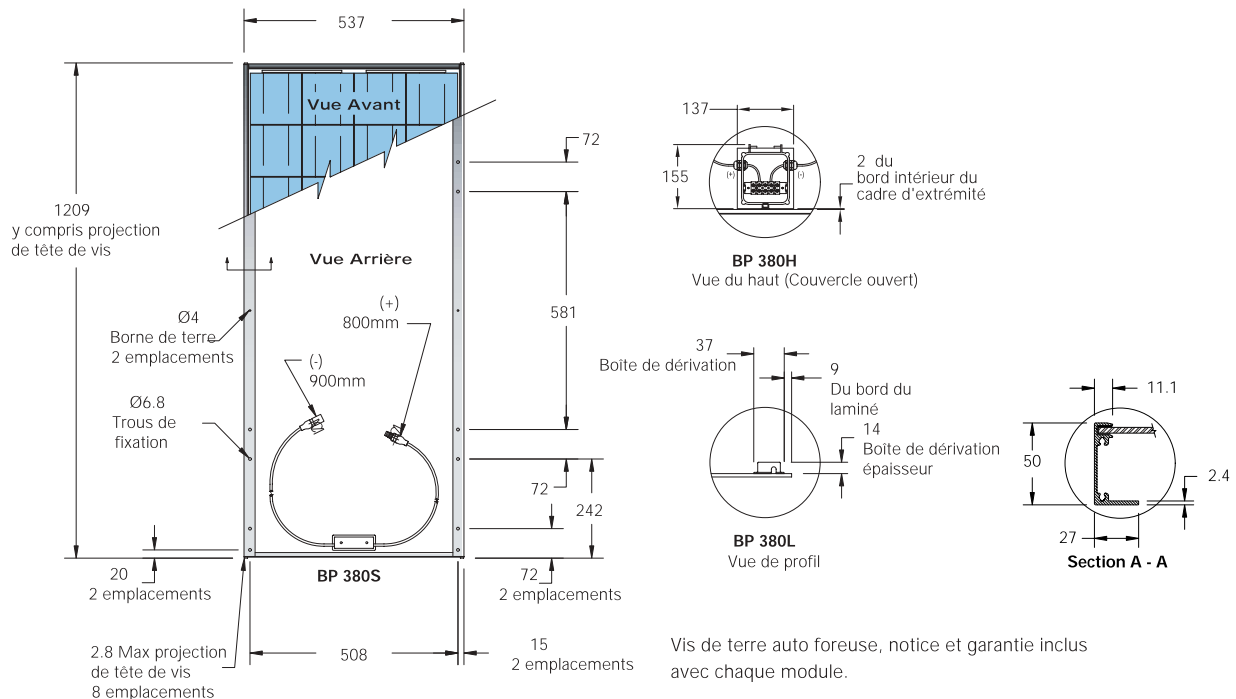
BP 380 Courbes IV



Module Photovoltaïque - 80 Watt BP 380

4017E-2 02/04

Plan du Module



Caractéristiques Électriques Typiques

BP 380

Puissance maxi (Pmax)	80W
Minimum garanti Pmax	76W
Tension à Pmax (Vmp)	17.6V
Courant à Pmax (Imp)	4.55A
Courant de court-circuit (Isc)	4.8A
Tension à circuit ouvert (Voc)	22.1V
Coefficient de température de Isc	(0.065±0.015)%/K
Coefficient de température de Voc	-(80±10)mV/K
Coefficient de température de la puissance	-(0.5±0.05)%/K
NOCT (Air 20°C; Ensoleillement 0.8kW/m ² ; vitesse de vent 1m/s)	47±2°C
Calibre maxi du fusible série	15A (BP 380S / BP 380L) / 20A (BP 380H)
Tension maxi du système	600V (régime nominal IEC 61215) 1000V (régime nominal TÜV Rheinland)

Conditions d'essai standard - irradiance de 1000W/m² à un spectre solaire AM1.5G et une température de 25°C.

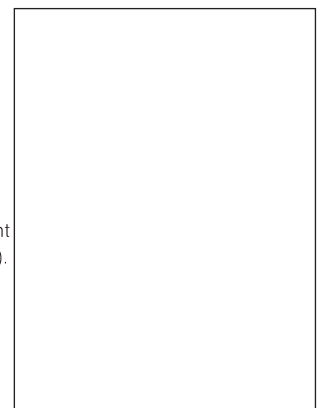
Caractéristiques mécaniques

BP 380S / BP 380H

BP 380L

Dimensions (mm) (Tolérances globales +/-3mm)	1209 x 537 x 50	1197 x 530 x 19
Poids (kg)	7.7	6.1
Cadre	Alliage d'aluminium anodisé clair type 6063T6. Cadre universel argent.	
Cellules solaires	36 cellules (125mm x 125mm) configurées géométriquement pour être branchées en série pour une matrice 4 x 9.	
Boîte de dérivation (BP 380H)	Boîte de dérivation IP54 avec bloc raccord de 6 bornes de fixation ; accepte PG 13.5, M20, 13mm conduit ou garniture de câble acceptant des câbles de diamètre de 6-12mm. Fils de 2.5-10mm ² (8 à 14 AWG).	
Câbles de sortie (BP 380S / BP 380L)	Câble RHW AWG# 12 (4mm ²) connecteurs multicontact étanches polarisés en CC: longueur asymétrique 900mm (-) et 800mm (+).	
Diodes	Deux diodes Schottky de dérivation 9A, 45V intégrées.	
Construction	Avant: verre trempé de 3mm à haute transmissivité. Arrière: Tedlar blanc; Agent d'encapsulation: EVA.	

Votre Distributeur BP Solar:



ANNEXE II :

Programme en C de la commande MPPT numérique pour le PIC 18F2550

```
#include <pic18f2550.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#include <pwm.h>
#pragma config WDT = OFF

// Variables globales
inti,H,j;
unsignedint m;
unsignedint V_CONV,V_MEDIA_TOT,I_CONV,I_MEDIA_TOT;
unsigned char s;
unsigned long V,V_OLD,V_TOT,I,I_OLD,I_TOT,d,D=0x1F;
signed long DP,DERIVE;

// Fonction d'initialisation de la MLI.
void InitializePWM2(unsigned long D)
{
    TRISCbits.TRISC1=0;
    OpenPWM2(0x55);
    SetDCPWM2(D);
}

// Fonction d'initialisation: Configurer tous les registres du PIC pour le bon fonctionnement
du système.
void configuration_registres (void)
{
    i=0;
    m=0;
    V=0;
    V_OLD=0;
    I=0;
    I_OLD=0;
    INTCONbits.TMR0IE=1;
    INTCONbits.GIEH=1;
    INTCONbits.TMR0IF=0;
    INTCON2=0x00;
    INTCON3=0x00;
    PIR1=0x00;
```

```

    PIE1=0x00;
    IPR1=0x00;
    PIR2=0x00;
    PIE2=0x00;
    IPR2=0x00;
    RCON=0x00;
    T0CON=0x46;
    ADRESH=0x00;
    ADRESL=0x00;
    ADCON1=0x0B;
    ADCON2=0x92;
    PORTA=0x00;
    TRISA=0x03;
    PORTB=0x00;
    TRISB=0x00;
    TRISC= 0xff;
    PORTC = 0X00;
    T2CONbits.T2CKPS0 = 1;
    T2CONbits.T2CKPS1 = 1;
    T2CONbits.TMR2ON = 1;
}

```

// Fonction d'interruption: timer0 génère une interruption à débordement. La variable M est l'entrée par un logiciel (dans notre cas sera de 6,5 ms).

```

void traiteIT(void);
#pragma code int0=0x08
void saut_sur_spIT(void)
{
    __asm
    goto traiteIT
    __endasm
}
#pragma code

#pragma interrupt traiteIT
void traiteIT(void)
{
    if (INTCONbits.TMR0IF)

```



```

{
INTCONbits.TMR0IF=0;
H=1;
T0CONbits.TMR0ON=0 ;
}
}

```

//Fonction de conversion de la tension: convertir la tension du panneau à la valeur de référence de la procédure PIC (5V).

```

unsignedint tension (void)
{
unsignedint  V_ECH=0,V_ECH_TOT=0,V_AJ=0;
    for (i=0;i<1;i++)
        {
        }
    ADCON0=0x01;
    for (i=0;i<10;i++)
        {
        }
    ADCON0=0x03;
    while (ADCON0!=0x01)
        {
            V_ECH=ADRESH;
            V_ECH_TOT=V_ECH<<8;
            V_AJ=ADRESL;
            V_CONV=V_ECH_TOT+V_AJ;
            return (V_CONV);
        }
}

```

//Fonction de conversion du courant: convertir l'intensité du panneau à la valeur de référence de la procédure PIC (5V).

```

unsignedint courant (void)
{
unsignedint  I_ECH=0,I_ECH_TOT=0,I_AJ=0;
    for (i=0;i<1;i++)
        {
            ADCON0=0x05;
            for (i=0;i<10;i++)
                {

```

```

    }
    ADCON0=0x07;
    while (ADCON0!=0x05)
    {
    }
    I_ECH=ADRESH;
        I_ECH_TOT=I_ECH<<8;
        I_AJ=ADRESL;
        I_CONV=I_ECH_TOT+I_AJ;
    return (I_CONV);
}

```

// Fonction de calcul de tension moyenne.

```

unsigned long V_MEDIA (void)
{
    unsigned long MES_V=0,CV=0;
    for (m=0;m<8;m++)
    {
        CV=tension();
        MES_V=MES_V+CV;
    }
    V_MEDIA_TOT=MES_V>>3;
    return (V_MEDIA_TOT);
}

```

// Fonction de calcul du courant moyen.

```

unsigned long I_MEDIA (void)
{
    unsigned long MES_I=0,CI=0;
    for (m=0;m<8;m++)
    {
        CI=courant();
        MES_I=MES_I+CI;    }
    I_MEDIA_TOT=MES_I>>3;
    return (I_MEDIA_TOT);
}

```

// Fonction de calcul de la dérive de potentiel.

```

signed long DERIVE_POT(void)
{
    signed long DV,DI;

```

```

V = V_MEDIA();
I = I_MEDIA();
DV=V-V_OLD;
DI=I-I_OLD;
DERIVE=DV*I+DI*V;
if ((DERIVE>=0)&&(PORTBbits.RB0==1))
    {
        PORTBbits.RB0=1;
    }
else if ((DERIVE<=0)&&(PORTBbits.RB0==1))
    {
        if (H==0)
            {
                PORTBbits.RB0=1;
            }
        else
            {
                PORTBbits.RB0=0;
                H=0;
                T0CONbits.TMR0ON=1;
            }
    }
else if ((DERIVE>=0)&&(PORTBbits.RB0==0))
    {
        PORTBbits.RB0=0;
    }
else if ((DERIVE<=0)&&(PORTBbits.RB0==0))
    {
        if (H==0)
            {
                PORTBbits.RB0=0;
            }
        else
            {
                PORTBbits.RB0=1;
                H=0;
                T0CONbits.TMR0ON=1;
            }
    }

```

```
    }
    V_OLD =V;
    I_OLD =I;
return (DERIVE);
}
```

// PROGRAMME PRINCIPAL //

```
void main()
{
    configuration_registres();
    InitializePWM2(D);
    d=0x0F;
    while(1)
    {
        DP=DERIVE_POT();
        if (DP>=0)
        {
            if (D<0x50)
            {
                D=D+d;
                SetDCPWM2(D);
            }
            else
            {
                D=D;
            }
        }
        else
        {
            if (D>0x01)
            {
                D=D-d;
                SetDCPWM2(D);
            }
            else
            {
                D=D;
            }
        }
    }
}
```

الملخص:

الهدف من هذا العمل هو دراسة و إنجاز معقب للاستطاعة العظمى (MPPT)، المعتمد على طريقة ردة الفعل و الموجهة للاستعمال في نظام الضخ الكهروضوئي، هذا النظام يتكون غالبا من مولد كهروضوئي، محول مستمر/ مستمر موجه عن طريق الإشارة MLI الناتجة من آلية المعقب و من مجموعة محرك - مضخة ثلاثية أطوار.

لدراسة شاملة و محوصلة، قمنا بنمذجة و محاكاة كل عنصر من عناصر النظام باستعمال برنامج SIMULINK التابع للبرنامج MATLAB.

و قمنا بدراسة مختلف تكنولوجيات المعقب للاستطاعة العظمى، و إنجازها بعد محاكاته و برمجة خوارزميته باستعمال مختلف البرامج المتخصصة في هذا المجال، و في الأخير قمنا بإدراج الخوارزمية المخصصة و المدروسة داخل المحكم

.PIC 18F2550

الكلمات المفتاحية: خوارزمية المعقب للاستطاعة العظمى، نظام الضخ الكهروضوئي، النمذجة، المحاكاة، إنجاز،

.PIC18F2550

Résumé :

Notre projet a pour objectif, l'étude et la réalisation de l'algorithme MPPT, avec la méthode Perturber & Observer, destinée à un système de pompage photovoltaïque. Ce système est constitué généralement d'un générateur photovoltaïque, d'un hacheur commandé par MLI via l'algorithme MPPT et d'un ensemble motopompe triphasée.

Pour une étude complète et synthétisée, on a modélisé et simulé chaque partie du système en utilisant le logiciel 'SIMULINK' de MATLAB.

Ensuite, on a étudié différentes versions du contrôleur MPPT (analogique, semi-numérique, numérique), et réalisé cette dernière, après la simulation du circuit et la programmation de l'algorithme correspondant par des logiciels conçus à cette tâche. Enfin, on a implémenté l'algorithme choisi dans un microcontrôleur de type PIC 18F2550.

Mots clés: Algorithme MPPT, système de pompage photovoltaïque, modélisation, simulation, réalisation, MPPT numérique, PIC 18F2550.

Abstract:

Our project aims, design and realization of a MPPT with "Disrupt & Observe" method, for a solar pumping system, this system generally consists of a photovoltaic generator, a chopper controlled by PWM via the MPPT algorithm and a three phase motor-pump set.

For a complete and synthesized study, we have modeled and simulated each part of the system using the simulation software 'SIMULINK' MATLAB.

Next, we studied different versions of the MPPT (Analog, semi-digital, digital), and realized the latter after the simulation circuit and programming of the corresponding algorithm by a software designed for this task. Finally, we have implemented the algorithm selected in the microcontroller type PIC 18F2550.

Keywords: Algorithm MPPT, solar pumping system, modeling, simulation, implementation, digital MPPT, PIC 18F2550.