

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR- ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR - ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة

Faculté: Sciences de l'ingénierat
Département: Electrotechnique

Année : 2018/2019

THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat 3^{ème} Cycle

Intitulé

Stockage de l'énergie par batterie d'une installation photovoltaïque appliquée à un pompage solaire

Option : Énergies Renouvelable & Stockage de L'Énergie

Par : NECAIBIA Salah

Directrice de Thèse : KELAIAIA Mounia Samira MCA Université Badji-Mokhtar Annaba

Co-directeur de Thèse : LABAR Hocine Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Devant le Jury :

Président: OMEIRI Amar Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Examineurs : LABAR Hocine Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

OUARI Ahmed Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

RAHMANI Lazhar Professeur Université Ferhat-Abbas Sétif

CASTRONUOVO Edgardo D. Professeur Université Carlos III Madrid

ملخص

أدت انبعاثات غازات الاحتباس الحراري والتحديات المالية المرتبطة بمصادر الطاقة التقليدية إلى زيادة الاهتمام العالمي باستهلاك الطاقة المتجددة ، خاصة في المناطق الريفية والنائية ، وتعتبر الطاقة الشمسية أحد مصادر الطاقة المتجددة الأكثر فائدة ، لأنها أقل تلوثًا وصيانة ، مصدر وفير و مجاني ، متاح في جميع البلدان. ومع ذلك ، هناك حاجة إلى عملية تحكم فعالة تعتمد على وحدات التحكم الطاقة القسوى لأنظمة الضخ الكهروضوئية لاستخراج الطاقة القسوى التي توفرها الوحدات الكهروضوئية.

نظام الضخ الكهروضوئي هو تطبيق يستخدم على نطاق واسع في المنطقة المعزولة لضمان توفير المياه من أجل تلبية احتياجات الري والشرب ، ويشمل هذا النظام ثلاثة أجزاء رئيسية ؛ وحدة الكهروضوئية ، محول مستمر مع تتبع النقطة القسوى للطاقة ، محرك مستمر ومضخة الطرد المركزي. واقترحت هذه الرسالة تطبيق طريقتين معدلتين طريقة التشويش والمراقبة و طريقة السلوك التصاعدي التي يمكن أن تخفف من العيوب الرئيسية المرتبطة عادة بالطرق التقليدية ، مثل دقتها في تتبع الطاقة القسوى. يتم عرض النتائج التجريبية لمحول مستمر و الذي يتم التحكم فيه بواسطة ميكروكوتترولر منخفض التكلفة للتحقق من صحة التحليل والتحقق من أداء التحكم المقترح. تظهر نتائج المناهج المقترحة كفاءات أعلى ووقت تقارب أقصر من الطرق التقليدية حتى في الظروف السريعة لتغير الإشعاع الشمسي.

الكلمات المفتاحية - تخزين الطاقة الشمسية - لوحة ضوئية - تتبع النقطة القسوى لطاقة - محول مستمر - نظام ضخ

شمسي.

Abstract

Greenhouse gas emissions and financial challenges related to conventional energy sources have increased global interest in the consumption of renewable energy, especially in rural and remote areas, solar energy is considered one of the most useful renewable energy sources, because it is less polluted and maintenance, overabundant and free source, available in all countries. However, a reliable and efficient adaptation approach based on MPPT controllers is required for PV pumping systems to extract the maximum power delivered by PV modules.

PV pumping system is widely used application in the isolated area to ensure the supply of water in order to meet irrigation and drinking needs, this system includes by three main parts; The PV module, DC/DC boost convert with MPPT, and the DC motor and a centrifugal pump. This thesis suggested an implementation of modified methods P&O and IncCond that can mitigate the main drawbacks commonly related to their conventional methods, such as its reliability and accuracy in tracking the maximum power. Experimental results for a DC/DC boost converter controlled with a low cost microcontroller PIC16877A are presented to validate the analysis and verify the performance of the proposed MPPT control. The results of the proposed approaches show higher MPPT efficiencies and shorter convergence times than the conventional approaches even in rapidly changing conditions of solar radiation.

Keywords : Solar Energy Storage - Photovoltaic Panel - MPPT - DC-DC Converter - Solar Pumping System.

Résumé

Les émissions de gaz à effet de serre et les défis financiers liés aux sources des énergies conventionnelles ont augmenté l'intérêt mondial pour la consommation des énergies renouvelables, en particulier dans les zones rurales et isolées, l'énergie solaire étant considérée comme l'une des sources des énergies renouvelables les plus utiles, source surabondante et gratuite, disponible dans tous les pays. Cependant, une approche d'adaptation fiable et efficace basée sur les contrôleurs MPPT est nécessaire pour que les systèmes de pompage PV extraient la puissance maximale délivrée par les modules PV.

Les système de pompage PV est une application largement utilisée dans la zone isolée pour assurer l'approvisionnement en eau afin de répondre aux besoins d'irrigation et de boire, ce système comprend trois parties principales ; Le module PV, le convertisseur DC / DC boost avec MPPT, le moteur DC et une pompe centrifuge. Cette thèse a proposée une mise en œuvre des méthode modifié P&O et IncCond qui peuvent atténuer les principaux inconvénients couramment liés à leur méthodes conventionnelles, telles que sa fiabilité et sa précision dans le suivi de la puissance maximale. Des résultats expérimentaux pour un convertisseur élévateur DC/DC commandé avec un microcontrôleur à faible coût PIC16877A sont présentés pour valider l'analyse et vérifier les performances de contrôle MPPT proposé. Les résultats des méthodes proposées montrent des efficacités MPPT plus élevées et des temps de convergence plus courts que les méthodes classiques, même dans des conditions de rayonnement solaire en évolution rapide.

Mots clés : Stockage de l'Énergie Solaire - Panneau Photovoltaïque – MPPT – Convertisseur DC-DC - Système de Pompage Solaire.

Remerciements

Je tiens à exprimer mes profonds remerciements à ma directrice de recherche, maître de conférence classe A à *l'Université Badji-Mokhtar Annaba*, Madame **KELAIAIA Mounia Samira** et à mon co-directeur de recherche, professeur à *l'Université Badji-Mokhtar Annaba*, Monsieur **LABAR Hocine** pour l'aide qu'ils m'ont apportée pour leur patience et leurs encouragements. Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail **OMEIRI Amar**, professeur à l'université Badji-Mokhtar Annaba pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse, **OUARI Ahmed** professeur à *l'Université Badji-Mokhtar Annaba*, **RAHMANI Lazhar**, professeur à *l'Université Ferhat-Abbas Sétif*, et **CASTRONUOVO Edgardo D.**, professeur à *l'Université Carlos III Madrid* pour avoir accepté d'être les examinateurs de la thèse, pour l'intérêt qu'ils y ont porté, et pour les différentes remarques constructives dont ils ont fait preuve dans leur rapport.

Je voudrais également remercier tout le personnel de département d'électrotechnique, les enseignants, le personnel administratif mes collègues sans exception. En particulier mes collègues **DJELAILIA Okba** et **MERAD Faycel** pour leurs suggestions utiles. ;

Un grand merci à mon frère **NECAIBIA Ammar** pour toute son aide et son soutien financier pendant mes recherches.

Enfin, un merci spécial à mes parents du fond de mon cœur. Ils ont été une source inestimable de force et de soutien. Je voudrais aussi adresser mes derniers mots de gratitude à ma famille qui m'a toujours aidé à atteindre mes objectifs.

Table des matières

	Page
Liste des figures	viii
Liste des tableaux	xiii
Liste des symboles	xiv
<hr/>	
Introduction Générale	1
1 Introduction Aux Systèmes Photovoltaïques	4
1.1 Introduction	5
1.2 L'effet photovoltaïque	6
1.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	7
1.4 Modélisation du panneau PV	8
1.5 Caractéristiques du panneau photovoltaïque	10
1.6 Générateur photovoltaïque	13
1.6.1 Association des panneaux photovoltaïques en série	14
1.6.2 Association des panneaux photovoltaïques en parallèle	15
1.7 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque	16
1.7.1 Protection lors d'un regroupement série des générateurs PV	16
1.7.2 Protection lors d'une regroupement parallèle des générateurs PV	17
1.8 Couplage direct	18
1.9 Poursuite du point de puissance maximale (MPPT)	19

1.10	Conclusion	20
2	Stratégies de la Commande MPPT	21
2.1	Introduction	22
2.2	Étage d'Adaptation	23
2.3	Les techniques de recherche du point de puissance maximale . .	28
2.3.1	La méthode perturber et observer	28
2.3.2	La méthode incrémentale de la conductance	30
2.4	Développement d'un système de contrôle MPPT PV basé sur le microcontrôleur	32
2.5	Les méthodes MPPT adaptative pour les systèmes PV	32
2.6	Optimisation des méthodes MPPT adaptative pour les systèmes PV	33
2.7	Résultats de la simulation	37
2.8	Résultats expérimentaux	44
2.9	Conclusion	51
3	Stockage de L'Énergie Solaire	52
3.1	Introduction	53
3.2	Rôle de la technologie de stockage d'énergie	54
3.3	Technologies des batteries	55
3.3.1	Batteries au plomb	56
3.3.2	Batteries au lithium	57
3.3.3	Batteries au nickel	60
3.4	Comparaison techno-économique des batteries	62
3.5	Modèle de batterie	64
3.6	Contrôleur de charge	65
3.7	Types de contrôleur de charge	66
3.7.1	Chargeur à modulation de largeur d'impulsion	67
3.7.1.a	Chargeur série	67
3.7.1.b	Chargeur parallèle	68
3.7.2	Chargeur à suivi de point de puissance maximum	68
3.8	Comparaison entre le chargeur MPPT et PWM	70

3.9	Conception d'un chargeur MPPT	73
3.10	Résultats expérimentaux	75
3.11	Conclusion	78
4	Système de Pompage Solaire	79
4.1	Introduction	80
4.2	Système de pompage PV basés sur le moteur à courant continu	81
4.3	Les Principaux types de pompes	82
4.3.1	Les Pompes centrifuges	82
4.3.1.a	Les éléments essentiels d'une pompe centrifuge	83
4.3.1.b	Courbes caractéristiques d'une pompe centrifuge	84
4.3.2	Les Pompes volumétriques	85
4.4	Les différents types de moteurs utilisés dans les applications de pompage	86
4.5	Les moteurs à courant continu	86
4.5.1	Moteur à excitation séparée	87
4.5.2	Moteur à excitation shunt	88
4.5.3	Moteur à excitation série.	90
4.6	Le système de pompage solaire	92
4.7	Résultats de simulation	93
4.8	Conclusion	98
	Conclusion Générale	100
	Perspectives	102
	Revue Internationale	103
	Communications Internationales	104
	Bibliographie	105

Liste des figures

1.1	Structure d'une cellule PV.	7
1.2	Circuit équivalent d'une cellule PV.	9
1.3	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).	10
1.4	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV pour différent éclairement.	12
1.5	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV pour différent température.	12
1.6	Modèle de circuit de panneau PV.	13
1.7	Module PV constitué par N_s cellules séries et N_p colonnes parallèles (A) Structure d'un panneau PV, (B) panneau PV.	14
1.8	Caractéristique $I - V$ résultante de la mise en série des panneaux PV identiques.	14
1.9	Caractéristique $P - V$ résultante de la mise en série des panneaux PV identiques.	15
1.10	Caractéristique $I - V$ résultante de la mise en parallèle des panneaux PV identiques.	15
1.11	Caractéristique $P - V$ résultante de la mise en parallèle des panneaux PV identiques.	15
1.12	Association de deux générateurs PV en parallèles avec les diodes de protections.	16
1.13	L'effet des diodes by-pass sur la caractéristique du générateur PV.	18

1.14	Couplage direct entre un panneau PV et une charge.	18
1.15	L'intersection de la caractéristique $P - V$ du panneau PV et la caractéristique de la charge.	19
1.16	Système typique avec contrôleur MPPT.	20
2.1	Système PV avec la commande MPPT.	22
2.2	Caractéristique $P - V$ du module PV.	23
2.3	Convertisseur DC-DC boost.	24
2.4	Convertisseur DC-DC boost et son circuit de commande.	25
2.5	Les formes d'onde du convertisseur boost.	26
2.6	Le circuit équivalent Lorsque le MOSFET est fermé.	27
2.7	Le circuit équivalent Lorsque le MOSFET est ouvert.	27
2.8	L'organigramme de l'algorithme P&O.	29
2.9	L'organigramme de l'algorithme IncCond.	31
2.10	La Puissance PV et le pas adaptatif en fonction de la tension avec les zones de fonctionnement.	33
2.11	L'organigramme de l'algorithme P&O proposés.	35
2.12	L'organigramme de l'algorithme IncCond proposé.	36
2.13	L'ensemble du système PV sous le logiciel ISIS PROTEUS.	37
2.14	Convertisseur Boost sous le logiciel ISIS PROTEUS.	38
2.15	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P&O$ classique, b) Algorithme $P&O$ proposé.	39
2.16	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P&O$ classique, b) Algorithme $P&O$ proposé.	39
2.17	Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P&O$ classique, b) Algorithme $P&O$ proposé.	39
2.18	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	40
2.19	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	40
2.20	Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	40

2.21	la station météorologique de l'unité de recherche sur les énergies renouvelables dans le milieu saharien Adrar.	42
2.22	L'évolution de l'éclairement solaire de la journée choisi.	42
2.23	Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme <i>P&O</i> classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé. . .	43
2.24	Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	44
2.25	Le système global de test expérimental installé dans le laboratoire d'électrotechnique d'Annaba.	45
2.26	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme <i>P&O</i> classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé. . . .	45
2.27	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme <i>P&O</i> classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé	46
2.28	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	46
2.29	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	46
2.30	L'irradiation mesuré à partir de la station météorologique d'Adrar.	48
2.31	La température mesuré à partir de la station météorologique d'Adrar.	48
2.32	Le système global de test expérimental installé dans l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, Adrar, Algeria.	49
2.33	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme <i>P&O</i> classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé. . . .	49
2.34	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme <i>P&O</i> classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé. . . .	49
2.35	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	50
2.36	Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	50

3.1	Types de couplage entre un panneau PV et une batterie	54
3.2	Prix de la batterie lithium-ion.	59
3.3	Circuit équivalent de la batterie au plomb.	64
3.4	Les phases de chargement de la batterie au plomb.	66
3.5	Chargeur solaire série.	68
3.6	Chargeur solaire parallèles.	68
3.7	Convertisseur SEPIC.	69
3.8	le schéma de principe du chargeur MPPT.	73
3.9	Organigramme de la stratégie de contrôle pour le chargeur de batterie.	74
3.10	Convertisseur SEPIC.	76
3.11	Le système global de test expérimental installé dans l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, Adrar, Algeria.	76
3.12	Tension du panneau PV et tension de la batterie, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme <i>P&O</i> proposé.	77
3.13	Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.	77
4.1	Système de pompage d'eau photovoltaïque sans convertisseur MPPT.	81
4.2	Système de pompage d'eau photovoltaïque avec convertisseur MPPT.	82
4.3	Pompe centrifuge.	83
4.4	Les éléments essentiels d'une pompe centrifuge.	84
4.5	Variation de HMT en fonction du débit.	84
4.6	Variation du rendement en fonction du débit.	85
4.7	Pompe volumétrique.	86
4.8	Circuit équivalent de MCC à excitation séparée.	87
4.9	Circuit équivalent de MCC à excitation shunt.	89
4.10	Caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation shunt.	90
4.11	Circuit équivalent de MCC à excitation série.	90

4.12	Caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation série. . . .	91
4.13	Irrigation avec le pompage solaire dans les zones éloignées. . . .	92
4.14	Le système global d'un pompage solaire.	93
4.15	Le profile de l'irradiation solaire.	94
4.16	La puissance du panneau PV.	95
4.17	Le courant du panneau PV.	95
4.18	La tension du module PV.	95
4.19	Le courant de la pompe.	96
4.20	La tension de la pompe.	96
4.21	La puissance de la pompe.	96
4.22	Le couple de la pompe.	97
4.23	La vitesse de la pompe.	97
4.24	Le débit de la pompe.	97
4.25	Le courant de la batterie.	98
4.26	La tension de la batterie.	98
4.27	La puissance de la batterie.	98

Liste des tableaux

1.1	Les paramètres du panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).	10
2.1	Action de commande pour différents points de fonctionnement de la caractéristique $P - V$ du module PV.	23
2.2	Composants du convertisseur DC-DC Boost.	38
2.3	Comparaison entre la méthode conventional et proposé.	41
2.4	L'éclairement et la température de test.	47
3.1	Comparaison techno-économique des technologies de batteries. . .	63
3.2	Comparaison entre le chargeur MPPT et le chargeur PWM. . .	72
3.3	Composants du convertisseur DC-DC SEPIC.	75
4.1	Les paramètres du panneau PV dans les conditions STC.	94

Liste des symboles

A	Le facteur de non idéalité de la jonction.
C_e	Capacité d'entrée.
C_s	Capacité de sortie.
C_p	Capacité de couplage.
C	Le couple du moteur.
dI_{pv}	La dérivée de courant PV.
dP_{pv}	La dérivée de la puissance PV.
dV_{pv}	La dérivée de la tension PV.
$\frac{dI_L}{dt}$	La dérivée du courant de l'inductance.
D	Rapport cyclique .
D_d	Taux d'autodécharge de la batterie.
E	La force électromotrice.
F	Fréquence.
f_{sw}	Fréquence de commutation.
I_{mpp}	Le courant au point de puissance maximale.
I_{ph}	Photocourant.
I_{pv}	Le courant du module PV.
I_{sat}	Le courant de saturation.
I_{cc}	Courant de court-circuit du module PV.
I_{cel}	Courant délivré par une cellule PV.
I_s	Courant de sortie de convertisseur.
I_{bat}	Courant de la batterie.

I_a	Courant d'induit.
K	La constante de Boltzmann.
k_a	La constante de la machine MCC.
K_b	L'efficacité de charge et de décharge de la batterie.
L	L'inductance.
$m_{fd}I_f$	Flux magnétique.
N_p	Les nombre de cellules connectées en parallèle.
N_s	Les nombre de cellules connectées en série.
n_s	Le nombre de groupes de la série 2 V dans la batterie.
P_s	La puissance de sortie du convertisseur.
P_{mpp}	Puissance au point de puissance maximale.
P_{pv}	Puissance du module PV.
R_{charge}	La résistance de la batterie en mode charge.
R_a	La résistance d'induit.
$R_{décharge}$	La résistance de la batterie en mode décharge.
R_p	La résistance parallèle du panneau PV.
R_s	La résistance série du panneau PV.
r	La résistance de l'enroulement d'excitation..
T_{STC}	Température aux conditions de teste standard.
T	La température de la cellule en Kelvin.
V_{mpp}	La tension au point de puissance maximale.
V_{co}	La tension de circuit ouvert .
V_s	La tension de sortie de convertisseur.
V_{pv}	La tension du module PV.
V_{cel}	La tension délivrée par une cellule PV.
V_{bat}	La tension de la batterie.
V_e	La tension d'entrée de la batterie.
U	La tension d'alimentation du moteur .
q	La charge d'électron.
ϕ	Le flux.
ω	La vitesse angulaire.

Introduction Générale

La production de l'énergie électrique utilisant des combustibles fossiles a traditionnellement fourni des coûts adéquats, mais produit des gaz à effet de serre. En fait, la production de l'énergie fossile est responsable de 40% des émissions mondiales de CO_2 . L'énergie nucléaire, qui ne produit pas directement de dioxyde de carbone, souffre généralement d'une mauvaise acceptation en raison des risques importants et du stockage coûteux des déchets [1].

Dans ce contexte, les énergies renouvelables sont sélectionnées comme une solution à l'épuisement des combustibles fossiles. Pour les sites isolés, où le réseau n'est pas disponible, les énergies renouvelables offrent une excellente solution, étant donné que les sources d'énergie sont abondantes (rayonnement solaire et le vent). De plus, étant donné le soutien adéquat, les énergies renouvelables peuvent répondre à une grande partie de la demande croissante d'énergie conventionnelle à des prix inférieurs (au milieu du 21^{ème} siècle, les sources d'énergie renouvelables pourraient représenter trois cinquièmes du marché mondial de l'électricité). De plus, l'électricité peut être produite près du lieu de consommation et sans produire de gaz à effet de serre. Ainsi, des installations autonomes basées sur les énergies renouvelables sont utilisées pour différentes applications dans des sites isolés [2].

Pour les applications agricoles, l'utilisation des énergies renouvelables est une solution prometteuse, notamment pour les sites isolés. En fait, de nombreuses recherches ont étudié l'efficacité des énergies renouvelables dans l'agriculture

pour les pays en développement [3], comme dans le pays cible, l'Algérie. Les techniques agricoles modernes nécessitent une irrigation régulière ; en particulier dans les climats arides et semi-arides, pour lesquels, les agriculteurs utilisent généralement des pompes à eau à moteur diesel. Bien que cette solution a été efficace dans le passé, l'augmentation continue des prix du carburant et l'exigence que l'utilisateur soit présent sont les principaux inconvénients de ces installations. Ainsi les énergies renouvelables sont considérées comme une bonne solution pour les agriculteurs sans accès facile au carburant ou pour les sites isolés [4].

Différents algorithmes MPPT ont été proposés dans la littérature ; cependant, la plupart de ces algorithmes présentent certains inconvénients, tels que l'instabilité, l'oscillation de puissance à l'état stationnaire, etc ; les algorithmes qui répondent à ces défis souffrent de temps de convergence et l'augmentation du coût du système. Les principaux facteurs qu'un algorithme MPPT efficace devrait prendre en considération. La réponse dynamique : c'est la vitesse de suivi du point puissance maximale. Un algorithme avec une réponse dynamique rapide peut considérablement augmenter la puissance de sortie. La stabilité à l'état stationnaire : Une fois que le MPP est atteint, il est obligatoire de minimiser l'oscillation autour de ce point, ce qui réduit les pertes de puissance. Changement rapide des conditions climatiques : Dans le cas des variations rapide des conditions atmosphériques (par exemple, jours nuageux), les algorithmes MPPT peuvent être instables et perdent la direction vers le MPP. Simplicité : la simplicité des algorithmes MPPT est essentielle pour avoir un temps de réponse plus rapide tout en gardant l'implémentation de ces algorithmes dans un système à faible coût. Cette thèse se concentre sur la proposition d'un nouvel algorithme MPPT simple et efficace. Cet algorithme prend en compte tous les défis et les préoccupations qui sont présentés ci-dessus. En outre, des efforts considérables ont été axés sur l'implémentation de cet algorithme dans un microcontrôleur commercial. Ceci est une tentative pour commercialiser des systèmes PV efficace moins chère et favorisant ainsi l'utilisation de l'énergie PV à l'échelle nationale.

Les principaux objectifs de cette thèse peuvent être résumés comme suit : Proposer deux nouvelles techniques MPPT adaptatives basées sur les deux méthodes perturber et observer (P&O) et Incrément de la Conductance (IncCond); ces algorithmes proposés comprennent des nouveaux tests pour mieux adapter la taille du pas d'incrément. En outre, cet algorithme peut être implémenté dans un microcontrôleur à faible coût. Réalisation du système PV dans le logiciel ISIS PROTEUS pour tester les deux algorithmes proposés et comparer ces réponses avec les algorithmes conventionnels. Implémentation du convertisseur Boost et le chargeur de batterie en utilisant un convertisseur SEPIC. Tout d'abord, dans cette thèse, nous présentons un état de l'art de l'énergie solaire. Dans le chapitre 2 nous présentons l'étape d'adaptation avec la commande MPPT pour les deux méthodes perturbation et observation et incrément de la Conductance, et aussi les deux techniques sont optimisées et implémenter dans d'un microcontrôleur PIC16f877A. Dans le chapitre 3 nous présentons les types des batteries pour le stockage de l'énergie solaire et le type de batterie le plus approprié pour stocker l'énergie PV. Le chapitre 4 sera dédié à l'étude du système de pompage solaire, enfin nous terminons par l'analyse des résultats et une conclusion.

1

Introduction Aux Systèmes Photovoltaïques

1.1 Introduction

Durant ces dernières années, Le problème de la crise énergétique est de plus en plus ressenti. Les gens sont très préoccupés par l'épuisement des énergies fossiles et les problèmes environnementaux causés par la production d'électricité conventionnelle. Des travaux de recherche significatifs sur les nouvelles sources d'énergie électrique sont en cours dans le monde entier. En conséquence, le coût des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie photovoltaïque (PV) diminue et leur performance s'améliore. Les principales applications des systèmes PV sont : chargeur de batterie, pompage de l'eau, les systèmes d'alimentation pour les maisons et les satellites [5].

Les principaux avantages des systèmes photovoltaïques c'est qu'ils sont propres : robustes et nécessitant très peu de maintenance. L'énergie solaire est capable de satisfaire les besoins énergétiques des zones rurales isolées. Cela correspond parfaitement à la décentralisation de la production d'électricité pour les petites communautés largement dispersées. Deux configurations de charge différentes sont actuellement utilisées pour les systèmes PV. L'une est les systèmes à couplage direct qui sont simples, mais ne fonctionnent pas au point de fonctionnement de puissance maximale du panneau PV en raison de la variation continue du rayonnement solaire. L'autre utilise un étage d'adaptation entre le module PV et la charge avec la commande de poursuite de point de puissance maximale (MPPT) pour maintenir le module PV production de puissance maximale. Ce dernier est la configuration la plus efficace, mais elle nécessite des améliorations pour diminuer les erreurs de poursuite de point de puissance maximale (MPP). De nombreuses méthodes pour suivre le MPP ont été développées et implémentées. Ces méthodes varient en fonction de leur complexité, des capteurs nécessaires, de convergence du temps, du coût et de l'efficacité [6].

Les recherches récentes ont été concentrées sur des nouvelles méthodes telles que la logique floue et les réseaux neuronaux pour obtenir un pas d'incrément variable. Ces techniques nécessitent plus de capteurs ce qui rend le système plus cher. Pour cette raison, ces techniques ont des difficultés dans l'implémentation

et ils ne conviennent pas aux systèmes PV moins chère [7].

Dans cette thèse, les deux méthodes MPPT Perturbation et Observation (P&O) et l'Incrémentation de la Conductance (IncCond) sont utilisées en raison de leurs simplicités de mise en œuvre. Sous un changement rapide de l'irradiation solaire, la performance de ces techniques se dégrade. L'objectif de ce travail est de concevoir une technique MPPT à faible coût et plus efficace. Une modification de ces algorithmes est proposée pour atténuer les réponses inexactes.

1.2 L'effet photovoltaïque

En 1839, Le physicien français Edmund Becquerel à découvert que lorsqu'un certains matériaux semi-conducteurs exposé à la lumière convertissent directement l'énergie lumineuse en électricité sans aucun processus intermédiaire. Cette conversion d'énergie est appelée « effet photovoltaïque ». L'effet photovoltaïque se produit dans les cellules solaires. Ces cellules solaires sont composées de deux types de semi-conducteurs un type P et un type N qui sont réunis pour créer une jonction $P - N$. Dans la collection de ces deux types de jonctions un champ électrique se formé dans la région de la jonction lorsque les électrons se déplacent vers le côté positif P et les trous se déplacent vers le côté négatif N . Ce champ électrique provoque des particules chargées négativement qui se déplacent dans une direction et des particules chargées positivement dans l'autre sens. La lumière est composée de photons, qui sont simplement de petits faisceaux de rayonnement électromagnétique ou d'énergie. Ces photons peuvent être absorbés par une cellule photovoltaïque et les transfère vers un atome du matériau semi-conducteur dans la jonction $P - N$. Plus précisément, l'énergie est transférée aux électrons dans le matériau. Cela conduit les électrons à passer à un état d'énergie plus élevé connu sous le nom bande de conduction. Cela laisse derrière eux un « trou » dans la bande de valence. Lorsqu'ils ne sont pas excités, les électrons maintiennent le matériau semi-conducteur ensemble en formant des liaisons avec les atomes environnants, et ils ne peuvent donc pas se déplacer. Cependant, dans leur état excité dans la bande de conduction, ces électrons sont

libres de se déplacer dans le matériau. En raison du champ électrique qui existe à la suite de la jonction $P - N$, les électrons et les trous se déplacent dans la direction opposée comme prévu. Une fois que l'électron se déplace, il y a un « trou » qui reste. Ce trou peut également se déplacer, mais dans la direction opposée. Ce processus qui crée un courant dans la cellule [8] [9]. La structure de la cellule est illustrée dans la Figure.1.1.

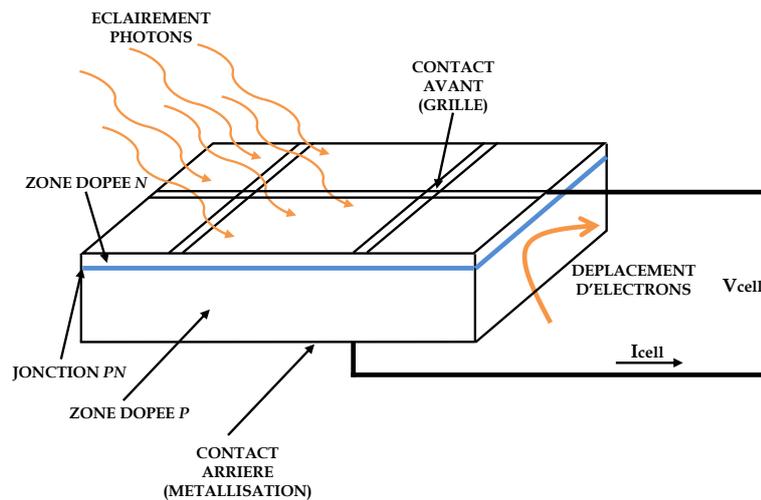


FIGURE 1.1 – Structure d'une cellule PV.

1.3 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Deux électrodes sont utilisées sur la plaquette : l'électrode avant permettant le passage de rayonnement solaire, se dépose sur la surface supérieure, et l'électrode arrière couvre complètement la face arrière. Pour augmenter la quantité de lumière absorbée, une couche mince de revêtement anti-réfléchissant couvre la cellule PV. Lorsque la cellule PV est soumise à une irradiation, l'effet PV ne se produit que si l'énergie photonique est supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite du semi-conducteur. L'énergie gagnée par les photons génère des paires électron-trou dans les différentes zones de la cellule (zone N , zone P et la jonction). Les photons ayant une énergie inférieure à $1,12 \text{ eV}$ ne seront pas

absorbés. De nombreuses paires électron-trou atteignent la jonction $P - N$, et un champ électrique est créé. La séparation de ces paires a alors lieu [10] :

- Dans une couche de type N ou P , des porteurs minoritaires (trous) dans la couche de type N , des électrons dans la couche de type P seront diffusés par l'effet de gradient de concentration. Ils seront ensuite accélérés dans des zones opposées de leur région d'origine par le champ électrique régnant sur la jonction. Ce mouvement donne lieu à un photocourant qui est proportionnelle à l'intensité lumineuse (rayonnement solaire), la température de la cellule, et le processus de fabrication. Sous l'effet de la séparation de charge, la jonction est polarisée dans le sens direct et la barrière de tension est abaissée. La valeur de cette tension dépend du matériau et de la structure de jonction ; elle est égale à $0,6 V$ pour le silicium.
- Dans les jonctions $P - N$, où les paires de trous d'électron photo-générées sont séparées par le champ électrique, ce qui force ensuite les électrons à se déplacer vers la couche de type N et les trous vers la couche de type P . Les électrodes collectent ces particules et en connectant les électrodes à une charge électrique externe, un courant continu (CC) est établi.

1.4 Modélisation du panneau PV

Le système PV se compose de plusieurs éléments, y compris le panneau PV, qui est considéré l'élément le plus important dans ce système. Le panneau PV est constitué de cellules solaires qui peuvent transformer l'irradiation solaire en énergie électrique. En général, la cellule solaire produit une tension comprise entre 0.5 et 0.8 volts, selon la technologie des semi-conducteurs et le matériau utilisé. Une cellule solaire typique se compose d'une jonction $P - N$ formée dans un matériau semi-conducteur est similaire à une diode. Le module PV peut se

modéliser à partir de l'Equation suivante 1.1 [11][12] :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left\{ e \left[\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{N_s A K T} \right] - 1 \right\} - N_p \frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{R_p N_s} \quad (1.1)$$

Où :

I_{sat} : le courant de saturation,

K : la constante de Boltzmann,

T : la température de la cellule en Kelvin,

q : la charge de l'électron,

A : le facteur de non idéalité de la jonction,

I_{pv} : le courant fourni par le panneau PV,

V_{pv} : la tension fourni par le panneau PV,

I_{cc} : le courant de court-circuit du panneau PV dépendant de l'éclairement et la température,

R_p : la résistance parallèle caractérisant les courants de fuite de la jonction,

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions,

N_s : nombre de cellules connectées en série,

N_p : nombre de cellules connectées en parallèle.

Le modèle de circuit équivalent de la cellule PV est représenté dans la Figure.1.2

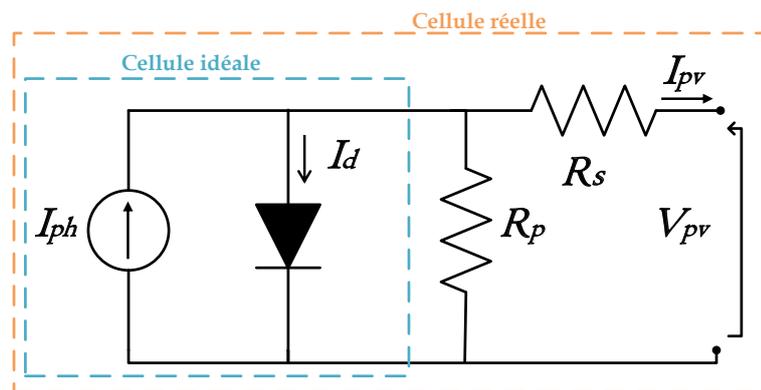


FIGURE 1.2 – Circuit équivalent d'une cellule PV.

1.5 Caractéristiques du panneau photovoltaïque

Les caractéristiques électriques du panneau PV (ISOFOTON IS-75/12) sont fournies par le fabricant dans des conditions de fonctionnement normalisées, définies dans le monde entier comme des conditions de teste standard (STC). Ces conditions sont définies par la température cellulaire $T_{STC} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, l'éclairement $E_{STC} = 1000\text{ W/m}^2$. Le Tableau.1.1 montre les principaux points de la caractéristique courant en fonction de la tension dans les conditions (STC). Les caractéristiques électriques du panneau PV dans des conditions uniformes (STC) sont tracées dans la Figure.1.3. Les paramètres du panneau PV sont répertoriés dans le Tableau.1.1.

Les paramètres	Description	Valeur
Puissance maximale	P_{mpp}	75 [W]
Tension maximale	V_{mpp}	17.3 [V]
Current maximale	I_{mpp}	4.34 [A]
Tension de circuit ouvert	V_{co}	21.6 [V]
Courant de court-circuit	I_{cc}	4.67 [A]

TABLEAU 1.1 – Les paramètres du panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).

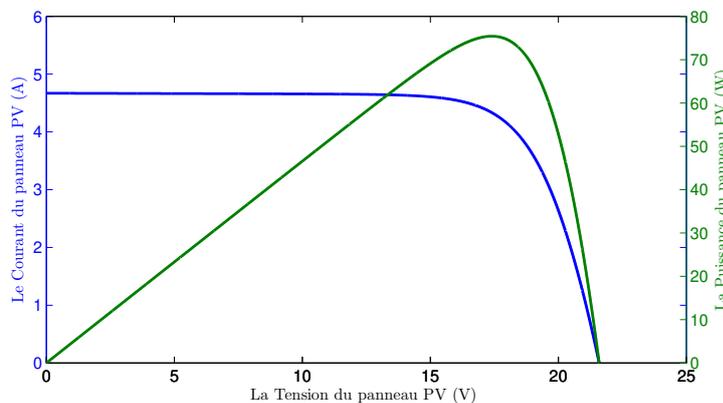


FIGURE 1.3 – Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).

Les caractéristiques électriques du panneau PV représenté dans la Figure.1.3 présentent trois points particuliers :

- Le point de court circuit (CC), caractérisé par une tension nulle aux bornes du module PV et par un courant de court circuit I_{cc} .

- Le point de circuit ouvert (CO), caractérisé par un courant nulle aux bornes du module PV et par une tension de circuit ouvert V_{co} .
- Le point de puissance maximum (MPP), à laquelle la puissance $P_{mpp} = V_{mpp} \times I_{mpp}$ est le maximum que le panneau PV peut fournir dans les conditions de fonctionnement temporaires.

Les caractéristiques électriques du panneau PV sont généralement représentées par la courbe de courant par rapport à la tension $I - V$ et la puissance par rapport à la tension $P - V$ pour différentes conditions atmosphérique. D'après la Figure.1.4 et la Figure.1.5, il est évident que les caractéristiques du module PV ne sont pas linéaires et changent avec le changement de la température ambiante et le niveau d'irradiation solaire. Il est également connu que la caractéristique de la puissance du panneau PV a un seul point de puissance maximum (MPP) sous différentes conditions atmosphérique. Les caractéristiques $I - V$ et $P - V$ illustré dans la Figure.1.4 sous différent niveaux d'éclairement et une température fixe (25 °C) . On peut voir que le courant de court circuit I_{cc} augmente quasi linéairement avec l'éclairement et que la tension V_{co} augmente légèrement. La Figure.1.5 présente Les deux caractéristiques du module PV sous différentes température et un éclairement fixe (1000 W/m^2) . On peut voir que la tension de circuit ouvert V_{co} diminue fortement avec la température, mais a un effet presque négligeable sur le courant de court circuit I_{cc} . La tension de circuit ouvert diminue avec une augmentation de la température d'environ 0,5%/°C au-dessus de 25 °C.

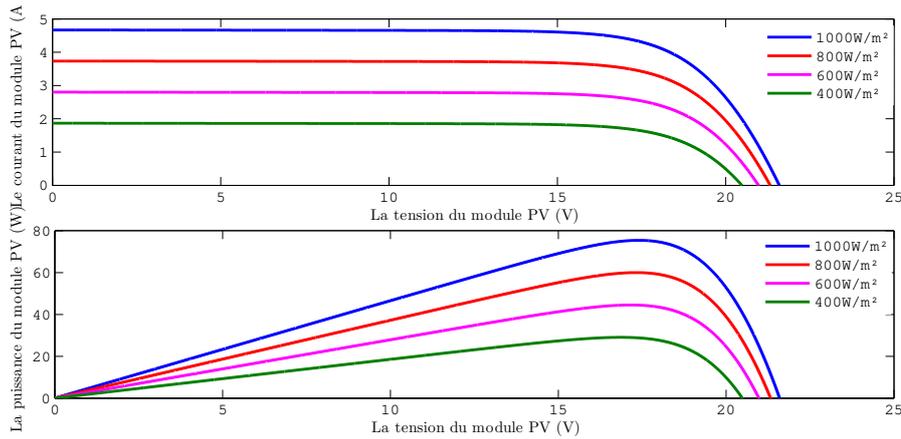


FIGURE 1.4 – Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV pour différent éclairement.

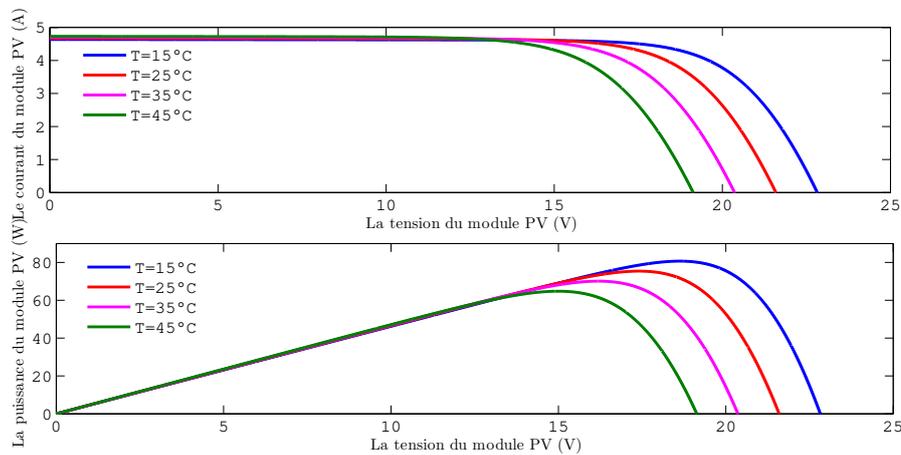


FIGURE 1.5 – Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un panneau PV pour différent température.

La variation d'irradiation a deux effets sur les caractéristiques électriques par rapport à la température. La tension de circuit ouvert du panneau PV est presque indépendante de l'irradiation : dans la littérature, il est indiqué que cette dépendance est logarithmique. Au contraire, le courant de court-circuit dépend linéairement avec l'éclairement. Il convient de noter que la température change généralement assez lentement, de sorte que la valeur de la température est souvent considérée comme une constante par rapport à la variation de l'éclairement [13][14]. Cette dernière est considérée comme le facteur principal de perturbation, en raison de son imprévisibilité : ses effets seront largement discutés dans cette thèse.

1.6 Générateur photovoltaïque

Pour atteindre les niveaux de tension et de courant souhaités, les cellules solaires sont connectées en série et en parallèle pour former un panneau PV comme représenté sur la Figure. 1.6.

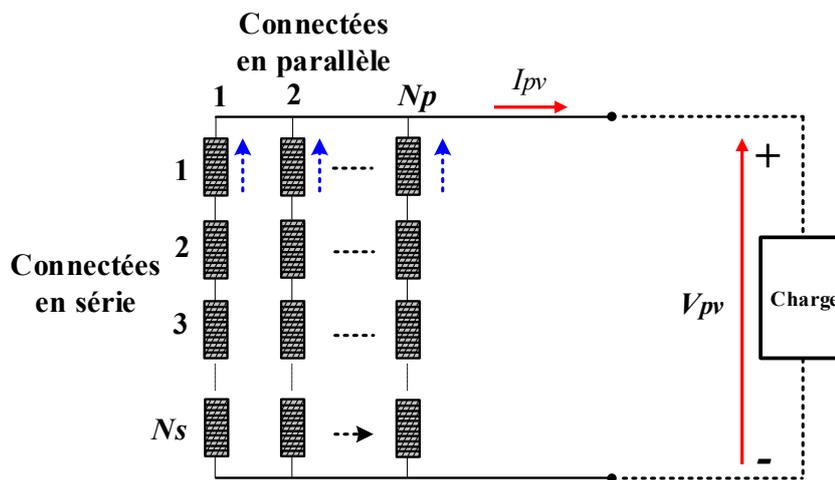


FIGURE 1.6 – Modèle de circuit de panneau PV.

Le générateur PV est constitué de plusieurs nombre de module PV associé en série et en parallèle. Le type de l'association dépend de la valeur de la tension et du courant aux quels ils répondent aux exigences d'entrée du système [15]. L'association en série permet d'augmenter la tension du générateur PV, tandis que la mise en parallèle permet d'augmenter le courant. La connexion série/parallèle des modules PV est donc utilisée pour obtenir un générateur PV aux paramètres souhaités [16].

En regroupant N_s cellules en série et N_p colonnes de cellules en parallèle (Figure.1.7A), on obtient un panneau PV (Figure.1.7B). La tension Equation 1.2 et le courant Equation 1.3 délivré par le panneau PV sont en fonctions des caractéristiques d'une cellule PV :

$$V_{pv} = N_s \times V_{cel} \quad (1.2)$$

$$I_{pv} = N_p \times I_{cel} \quad (1.3)$$

La puissance délivré par le panneau PV est donnée par l'Equation 1.4 :

$$P_{pv} = (N_s \times N_p) \times V_{cel} \times I_{cel} \quad (1.4)$$

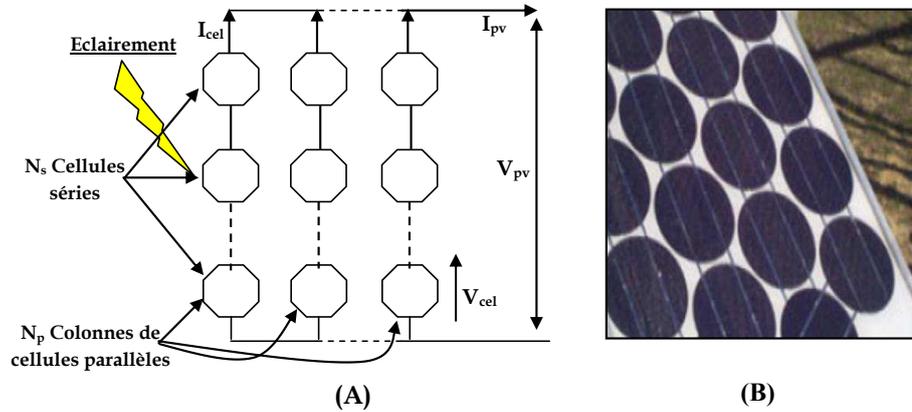


FIGURE 1.7 – Module PV constitué par N_s cellules séries et N_p colonnes parallèles

(A) Structure d'un panneau PV, (B) panneau PV.

1.6.1 Association des panneaux photovoltaïques en série

Le groupement de plusieurs panneaux en série permet d'augmenter la tension, la tension résultante c'est la somme des tensions délivrées par chaque panneau mais le courant traversé par les panneaux est le même. Les Figure.1.8 Figure.1.9 présentent les caractéristiques résultantes obtenues par la connexion en série des panneaux identiques.

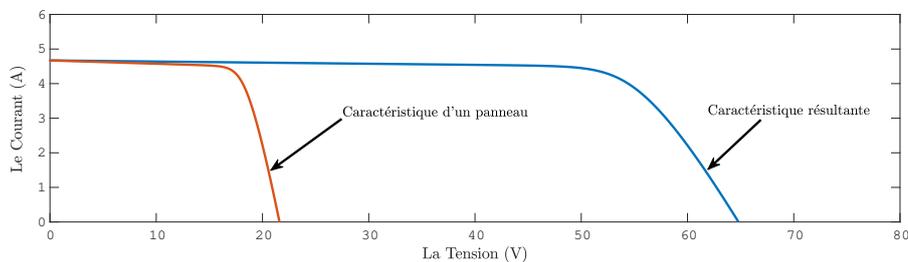


FIGURE 1.8 – Caractéristique $I - V$ résultante de la mise en série des panneaux PV identiques.

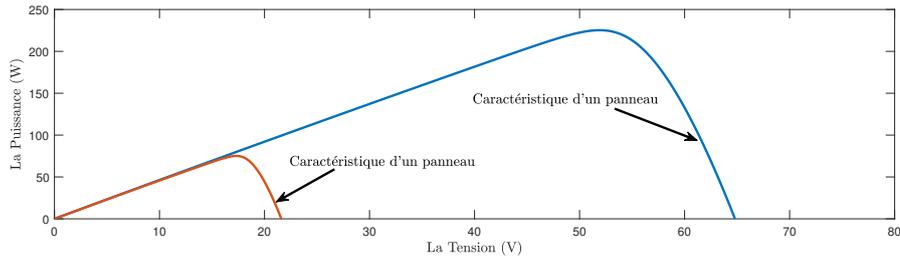


FIGURE 1.9 – Caractéristique $P - V$ résultante de la mise en série des panneaux PV identiques.

1.6.2 Association des panneaux photovoltaïques en parallèle

Le groupement de plusieurs panneaux en parallèle permet d’augmenter le courant, le courant résultant c’est la somme des courants délivrés par chaque panneau mais les panneaux sont soumis à la même tension . Les Figure.1.10 et Figure.1.11 présentent les caractéristiques résultantes obtenue par la connexion en parallèle des panneaux identiques.

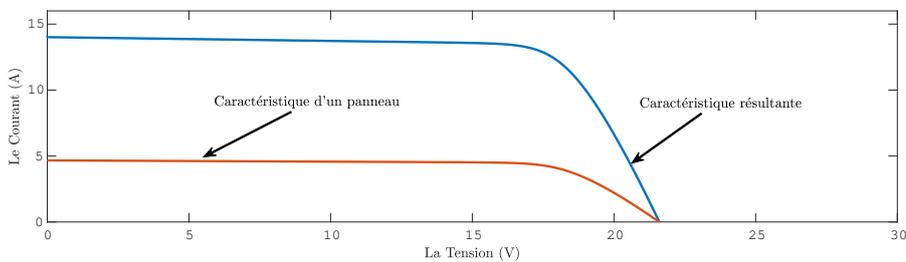


FIGURE 1.10 – Caractéristique $I - V$ résultante de la mise en parallèle des panneaux PV identiques.

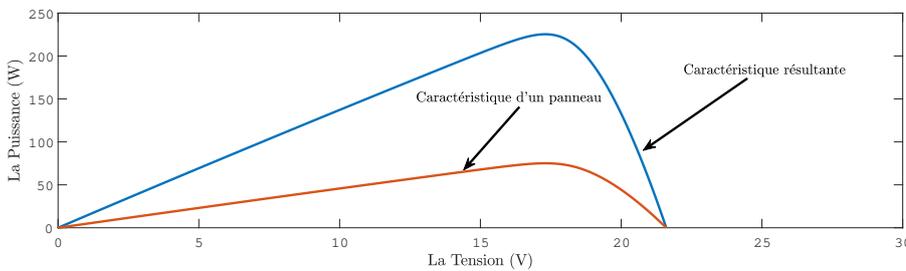


FIGURE 1.11 – Caractéristique $P - V$ résultante de la mise en parallèle des panneaux PV identiques.

1.7 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

Pour augmenter la durée de vie d'une installation PV, elle nécessite une protection électrique contre les pannes destructrices liées au regroupement des modules. Deux types de protections sont utilisés [17] comme illustré dans la Figure.1.12.

- protection contre les courants négatifs lors de regroupement en série des panneaux PV (diode anti-retour)
- protection contre les points chauds lors de regroupement en parallèle des panneaux PV (diode by-pass).

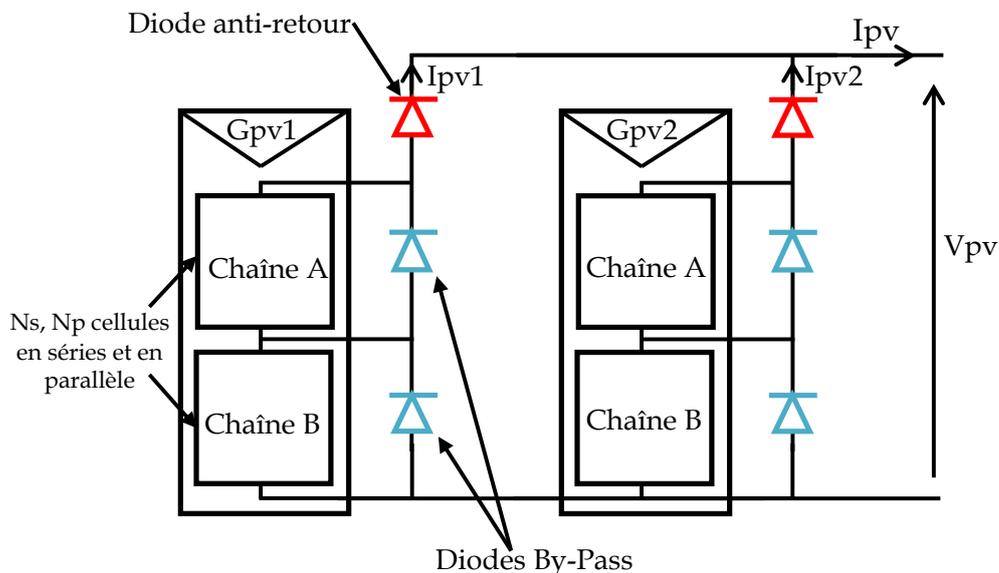


FIGURE 1.12 – Association de deux générateurs PV en parallèles avec les diodes de protections.

1.7.1 Protection lors d'un regroupement série des générateurs PV

Les deux diodes colorées en rouge sont des "diodes anti-retour" connecté en série avec chaque Générateur PV (GPV). Les diodes anti-retour sont différentes des diodes By-Pass, mais dans la plupart des cas, les deux diodes sont physiquement identiques. Cependant, ils sont installés différemment et ont un but différent.

Ces diodes anti-retour assurent que le courant ne circule que dans un seul sens. Le rôle de ces diodes est d'éviter que le courant généré par les autres GPV connectés en parallèle ne s'écoule pas à travers un autre GPV plus faible (ombré) [18].

1.7.2 Protection lors d'un regroupement parallèle des générateurs PV

Les diodes colorées en bleu ci-dessus sont des "diodes By-Pass" connectées en antiparallèle avec chaque module solaire pour fournir un chemin moins résistant. Les diodes By-Pass sont ajoutées à n'importe quel GPV. La fonction de ces diodes est d'éliminer les phénomènes de points chauds qui peuvent endommager les modules PV et même provoquer un incendie si le rayonnement solaire n'est pas uniforme [19]. Cette configuration élimine la création de points chauds et permet aux modules PV de fonctionner avec une grande fiabilité tout au long de leur vie. Ces diodes affectent la caractéristique $P - V$ du module PV comme illustré sur la Figure.1.13. Les diodes By-Pass doivent être en mesure pour supporter le courant de court-circuit en toute sécurité. Deux types des diodes By-Pass sont disponibles : la diode de silicium à jonction $P - N$ et la diode à barrière de Schottky. La diode à barrière de Schottky a une chute de tension directe plus inférieure d'environ 0,4 volts par rapport à la diode de silicium à jonction $P - N$ d'environ 0,7 volts. Sa chute de tension permet une économie dans chaque branche de générateur PV, donc le GPV serait plus efficace en raison de la faible dissipation d'énergie dans la diode [20][21].

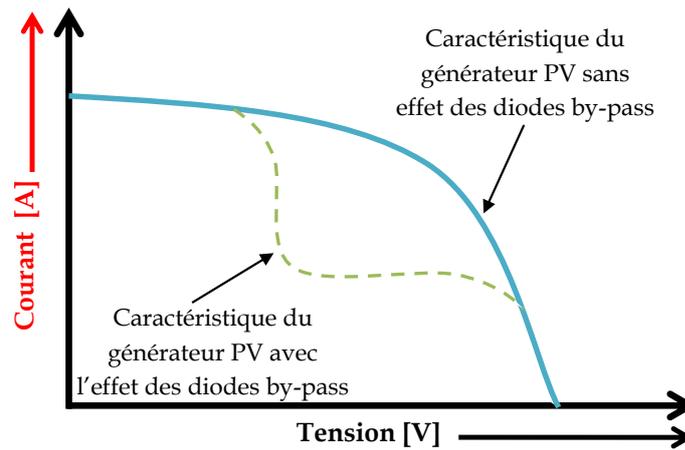


FIGURE 1.13 – L'effet des diodes by-pass sur la caractéristique du générateur PV.

1.8 Couplage direct

Lorsqu'un panneau PV est directement couplé à une charge comme présenté dans la Figure.1.14,

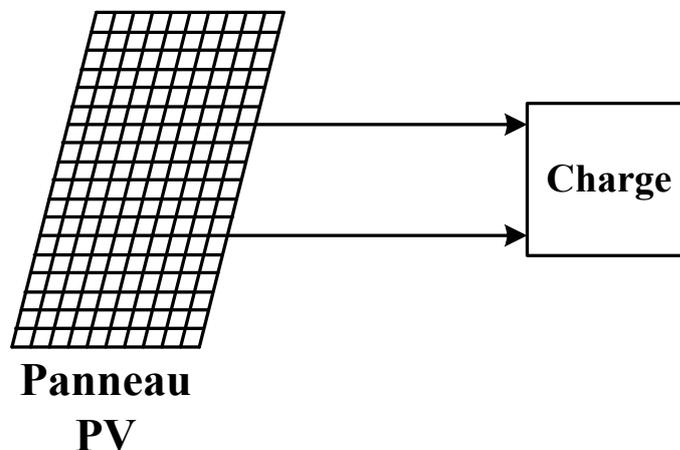


FIGURE 1.14 – Couplage direct entre un panneau PV et une charge.

Le point de fonctionnement de panneau PV sera l'intersection de la caractéristique $P - V$ du module PV et la caractéristique de charge comme illustré dans la Figure.1.15. L'impédance de la charge impose le point de fonctionnement sur le module PV. Pour éviter ce problème, une étage d'adaptation entre le module

PV et la charge avec sa commande MPPT est obligatoire pour maintenir le système à fonctionner dans le MPP [22][23].

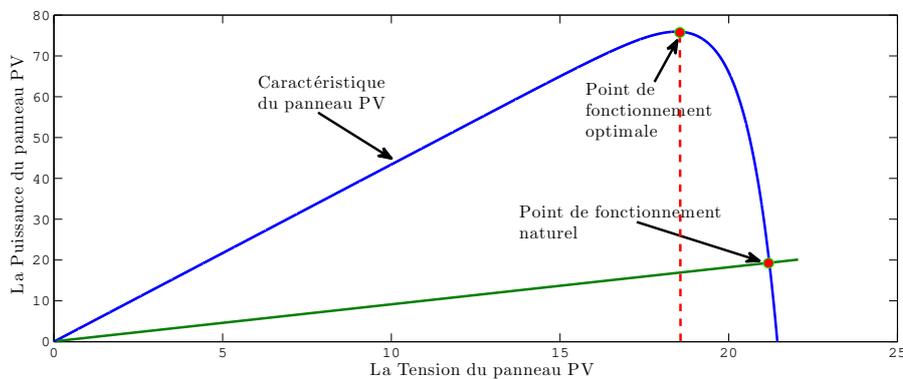


FIGURE 1.15 – L'intersection de la caractéristique $P - V$ du panneau PV et la caractéristique de la charge.

1.9 Poursuite du point de puissance maximale (MPPT)

Comme mentionné précédemment, la puissance de sortie du système PV dépend de la température et de l'éclairement. Donc, il est nécessaire de suivre en permanence le point de puissance maximum (MPP) du système en utilisant un contrôleur MPPT appliqué au convertisseur DC-DC. Cela se fait en modifiant en permanence le rapport cycle de ce convertisseur [24]. Plusieurs méthodes ont été proposées pour extraire la puissance maximale du module PV. Toutes ces méthodes de suivi ont leurs propres avantages et inconvénients mais les principaux caractères techniques de ces méthodes peuvent être résumés en trois points : la vitesse de suivi, la précision de suivi et la stabilité. Le système de commande de base de contrôleurs MPPT est présenté dans la Figure.1.16. Les techniques MPPT proposées dans la littérature sont utilisées dans la plupart des produits commerciaux qui mesurent généralement le courant et la tension du module PV. La détection directe de la température et de l'éclairement est normalement évitée, car leur mesure nécessite des dispositifs coûteux qui doivent être placés dans tout le GPV. Le contrôleur MPPT peut être réalisé en fonction de différentes méthodes et algorithmes. Les méthodes les plus utilisées sont connues sous le

nom perturber et observer (P&O) et Incrément de la Conductance (IncCond). La méthode P&O est largement utilisée dans les produits commerciaux et constitue la base des algorithmes les plus sophistiqués proposés dans la littérature. La méthode IncCond peut être considérée comme une version améliorée de la méthode P&O. Ces techniques peuvent extraire plus de 97% de la puissance du panneau PV lorsqu'elles sont correctement optimisées [25][26].

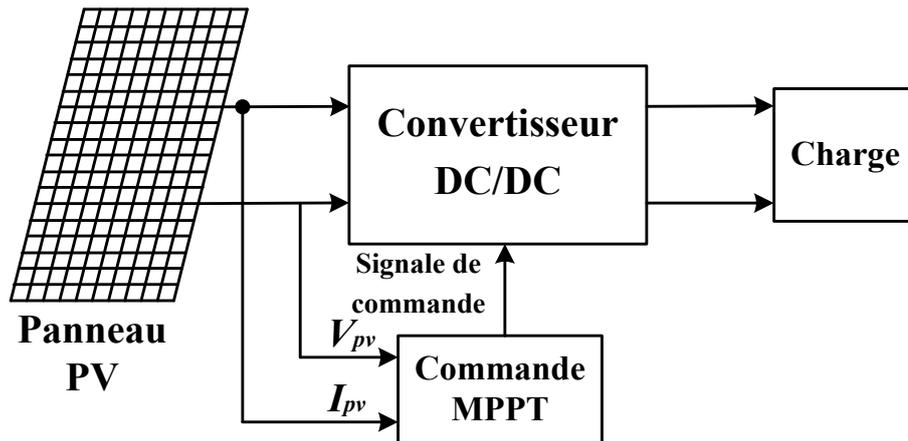


FIGURE 1.16 – Système typique avec contrôleur MPPT.

1.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du panneau PV utilisant le circuit équivalent. La courbe caractéristique $I - V$ du panneau PV est non linéaire et la quantité de puissance extraite varie considérablement en fonction de la température et du rayonnement. La puissance produite par le panneau photovoltaïque est directement proportionnelle à l'irradiation et inversement proportionnelle à la température.

Pour chaque valeur de rayonnement et de température, nous avons un point de fonctionnement maximum. Ce MPP est suivi sur une base permanente pour un rayonnement et une température donnés. cet MPP fera l'objet du prochain chapitre.

2

Stratégies de la Commande MPPT

2.1 Introduction

L'énergie photovoltaïque a un intérêt avéré dans les applications électrique, car il est considéré comme une ressource énergétique inépuisable et largement disponible. Par conséquent, pour maximiser l'efficacité du système d'énergie solaire, il est nécessaire de suivre la puissance maximale du générateur photovoltaïque. Le GPV a un point de fonctionnement optimal qui peut fournir la puissance maximale à la charge. Ce point est appelé le point de puissance maximale (MPP). Le lieu de ce point a une variation non linéaire avec le rayonnement solaire et la température de la cellule. Ainsi, afin de faire fonctionner le GPV à sa MPP, le système PV doit contenir un dispositif de commande MPPT [27], comme illustré dans la Figure.2.1.

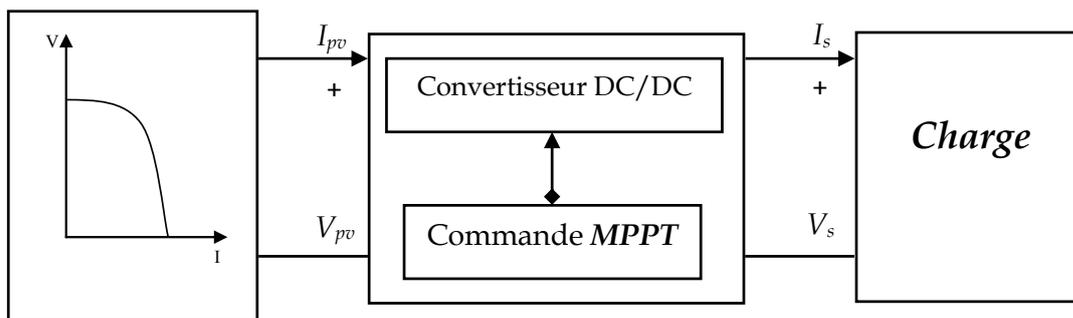
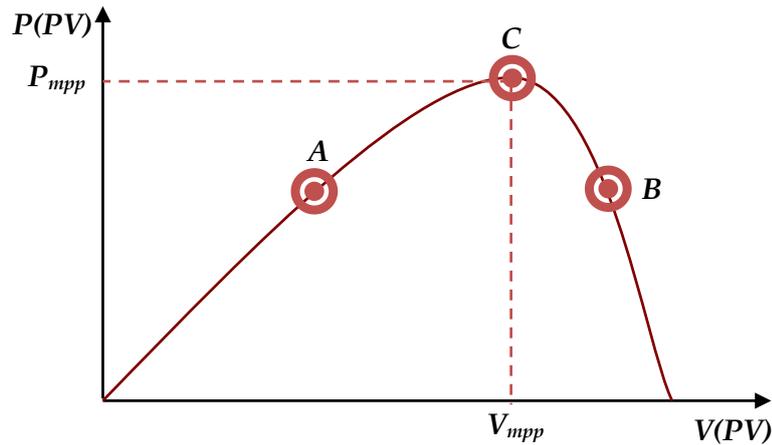


FIGURE 2.1 – Système PV avec la commande MPPT.

Le MPP est obtenu lorsque la dérivée de la puissance du module PV sur la dérivée de la tension du module PV est nulle. Fondamentalement, pour atteindre ce point, la tension du GPV est régulée de sorte qu'elle augmente lorsque la pente dP_{pv}/dV_{pv} est positive et diminue lorsque la pente dP_{pv}/dV_{pv} est négative comme illustré dans la Figure.2.2 et comme indiqué dans le Tableau.2.1.

FIGURE 2.2 – Caractéristique $P - V$ du module PV.

Point de Fonctionnement	dV_{pv}	dP_{pv}	dP_{pv}/dV_{pv}	Action de commande
A	> 0	> 0	> 0	Augmenter V_{pv}
	< 0	< 0	> 0	Augmenter V_{pv}
B	> 0	< 0	< 0	Diminuer V_{pv}
	< 0	> 0	< 0	Diminuer V_{pv}
C	> 0	> 0	0	Aucun changement
	< 0	< 0	0	Aucun changement

TABLEAU 2.1 – Action de commande pour différents points de fonctionnement de la caractéristique $P - V$ du module PV.

Les algorithmes P&O et IncCond sont largement utilisés dans les systèmes PV pratiques en raison de leur simplicité et ne nécessitent pas d'étude ou de modélisation préalable des caractéristiques de la source [28]. Ces algorithmes fonctionnent bien lorsque l'irradiation solaire change lentement, ils présentent un comportement erratique pour une évolution rapide de l'éclairement ce qui donne un suivi lent ou incorrecte de MPP [29][30].

2.2 Étage d'Adaptation

Les systèmes PV sont presque toujours associés aux convertisseurs de puissance [31][32][33]. Même dans le cas d'une connexion directe entre un module PV et une batterie, une diode anti-retour est nécessaire. Principalement, les convertisseurs DC-DC sont nécessaires pour adapter le niveau de la tension à utilisation planifiée et sont les plus utilisés dans les systèmes PV [34][35], car ils ont une structure

simple qui permet facilement de changer l'impédance liée entre le panneau PV et la charge en changeant le rapport cyclique [36][37]. Le convertisseur DC-DC survolteur est présenté dans la Figure.2.3. Ce convertisseur a été implémenté dans un PCB (Figure.2.4).

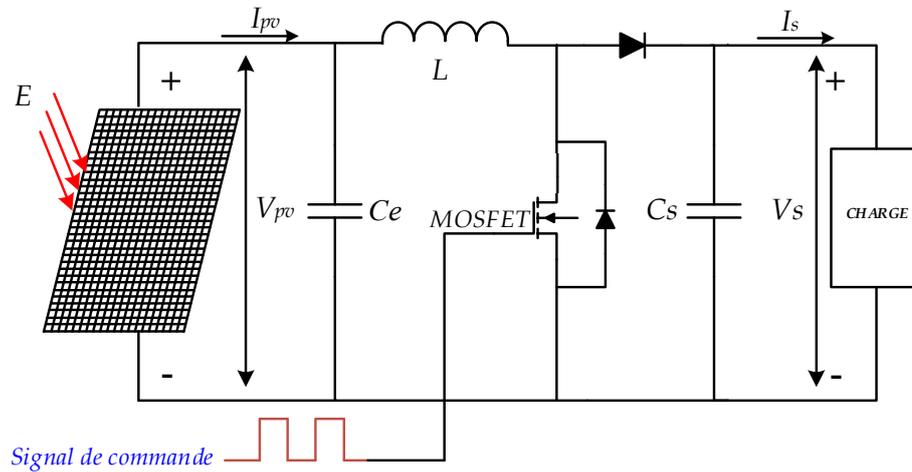


FIGURE 2.3 – Convertisseur DC-DC boost.

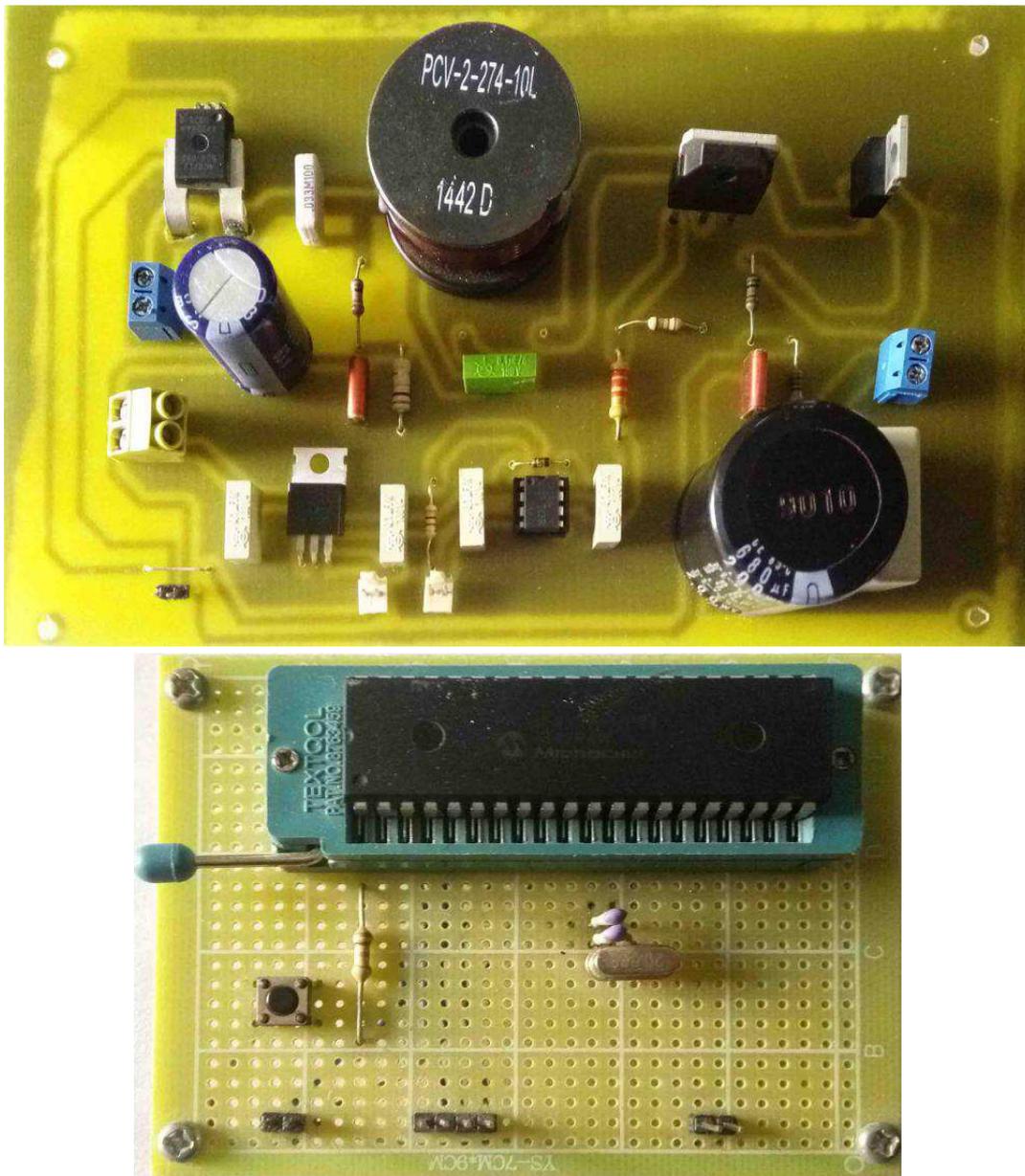


FIGURE 2.4 – Convertisseur DC-DC boost et son circuit de commande.

Le dispositif de commutation utilisé dans ce convertisseur est un MOSFET ; il est plus rapide que l'IGBT, donc moins de pertes de puissance aux hautes fréquences. Les expressions mathématiques du convertisseur Boost sont [38][39][40].

$$V_s = V_{pv} \times \frac{1}{1 - D} \quad (2.1)$$

Lorsque la conversion de puissance est parfaite, la puissance d'entrée est égale à la puissance de sortie.

$$P_{pv} = P_s \quad (2.2)$$

$$V_{pv} \times I_{pv} = V_s \times I_s \quad (2.3)$$

En substituant Equation (2.1) dans Equation (2.3)

$$I_s = I_{pv} \times (1 - D) \quad (2.4)$$

Où $D = \frac{T_{on}}{T}$ et $T = \frac{1}{F}$

Où V_{pv} et I_{pv} sont respectivement la tension et le courant du panneau PV, V_s et I_s sont la tension et le courant de sortie du convertisseur survolteur et D le rapport cyclique. Les formes d'onde du convertisseur boost sont représentées dans la Figure.2.5.

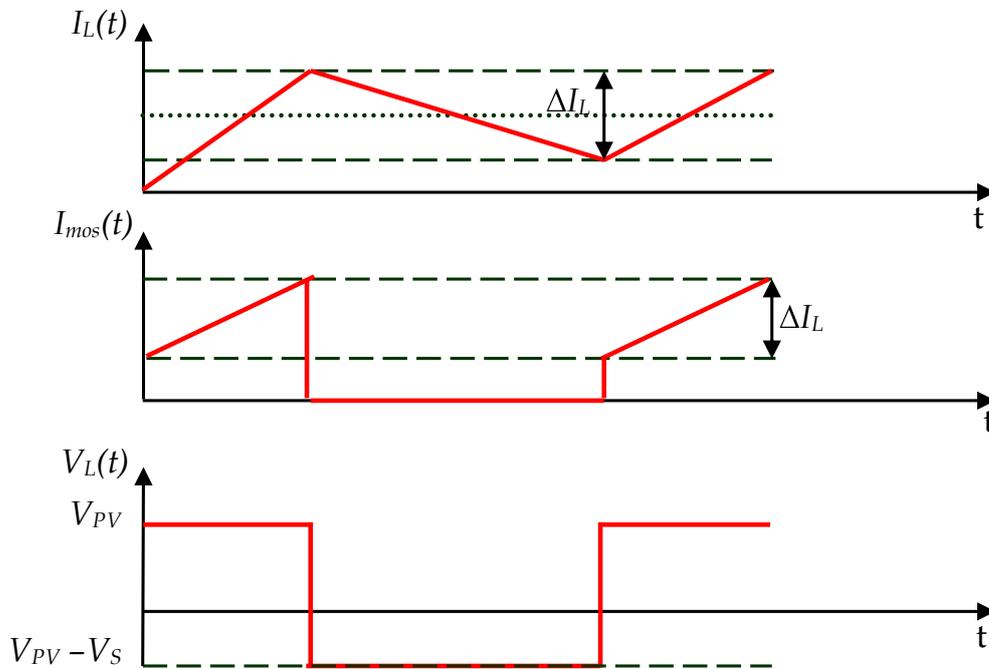


FIGURE 2.5 – Les formes d'onde du convertisseur boost.

Lorsque le MOSFET est fermé, la tension d'entrée passe à travers la bobine Equation (2.5), le circuit équivalent est présenté dans la Figure.2.6.

$$V_{pv} = \frac{L di_L}{dt} \tag{2.5}$$

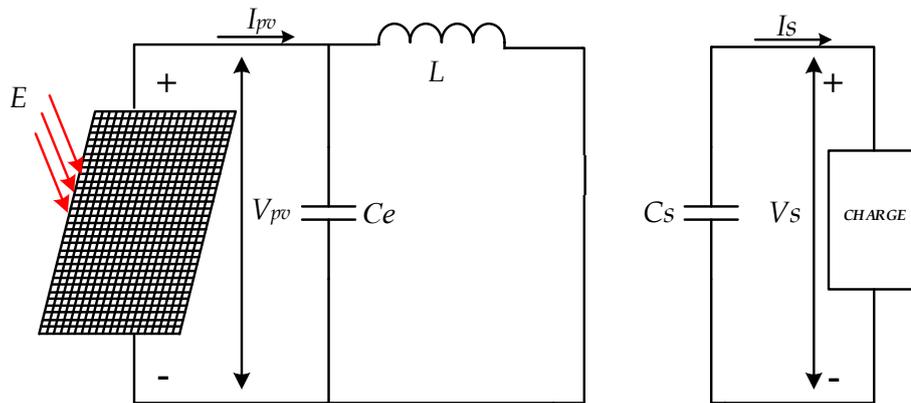


FIGURE 2.6 – Le circuit équivalent Lorsque le MOSFET est fermé.

Lorsque le MOSFET est ouvert, le circuit est fermé à travers la charge Equation (2.6), le circuit équivalent est présenté dans la Figure.(2.7).

$$V_{pv} - V_s = \frac{L di_L}{dt} \tag{2.6}$$

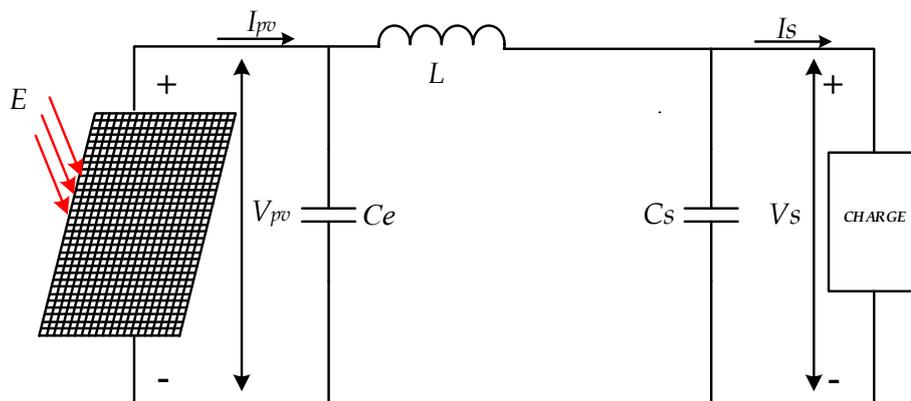


FIGURE 2.7 – Le circuit équivalent Lorsque le MOSFET est ouvert.

2.3 Les techniques de recherche du point de puissance maximale

La technique MPPT est utilisée pour suivre le point de fonctionnement optimal du module PV, qui dépend à la fois des conditions météorologiques et de la variation de la charge [41]. Son principe repose sur la variation automatique du rapport cyclique afin de maximiser la puissance PV fournie. Différentes méthodes sont développées : Les méthodes indirectes, telles que les méthodes de tension de circuit ouvert fractionnaire et de courant de court-circuit fractionnaire qui se concentrent sur des concepts mathématiques qui ne peuvent pas suivre avec précision le MPP dans toutes les conditions météorologiques. Les produits commerciaux sont généralement équipés d'appareils basés sur la méthode P&O MPPT [42][43]. Le convertisseur Boost est le circuit principal d'adaptation d'impédance entre la charge et le panneau PV. Pour maximiser la puissance fournie, La puissance de sortie de ce convertisseur est contrôlée par sa tension de sortie. Sachant que, la tension du convertisseur de sortie est en relation avec le rapport cyclique qui est calculé pour que la tension soit maximisée .

2.3.1 La méthode perturber et observer

La méthode P&O est largement utilisée par les chercheurs [44][45]. En effet, elle est simple à mettre en œuvre par rapport aux autres méthodes ; cependant, elle nécessite encore des améliorations pour atteindre les avantages des autres méthodes [46][47][48]. Elle est souvent utilisée dans les systèmes PV commercial en raison de sa simplicité d'implémentation [49][50]. La méthode P&O est basée sur le concept suivant : Le point de fonctionnement du panneau PV est perturbé périodiquement en changeant la tension aux bornes de la source PV et après chaque perturbation, l'algorithme de contrôle compare les valeurs de la puissance du module PV avant et après la perturbation [51][52]. D'autre part, cette technique mesure pour chaque instant k le courant $I_{pv}(k)$ et la tension $V_{pv}(k)$ du panneau PV et calcule la puissance $P_{pv}(k)$ puis elle la compare avec

$P_{pv}(k-1)$, où $P_{pv}(k-1)$ calculé avec $I_{pv}(k-1)$ et $V_{pv}(k-1)$. l'algorithme continu à perturber le système et augmente la tension lorsque les variations de la puissance et la tension sont positives, sinon, les variations de la puissance et la tension sont négatives, dans ce cas l'algorithme perturbe le système dans la direction opposée [53][6]. L'organigramme de l'algorithme P&O conventionnel est présenté dans la Figure.2.8.

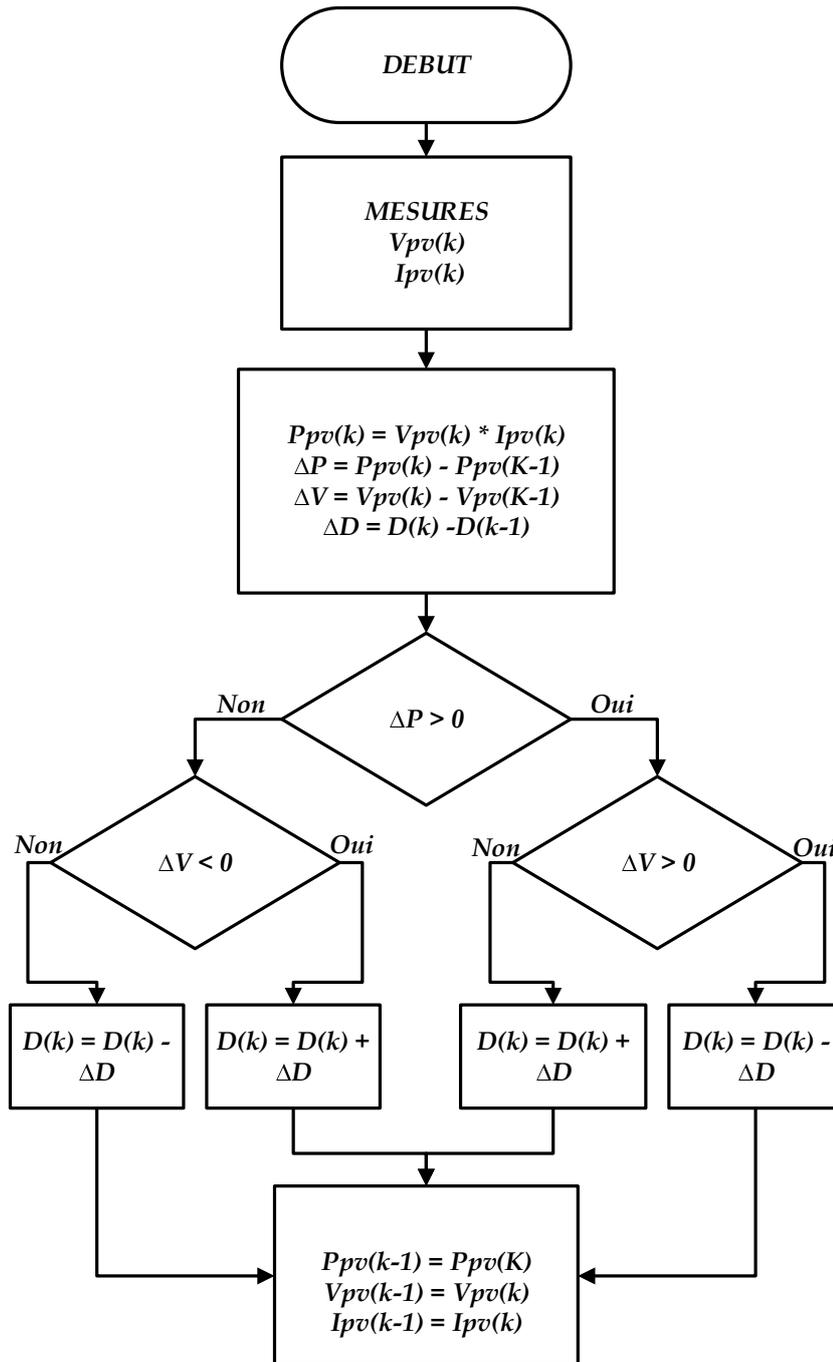


FIGURE 2.8 – L'organigramme de l'algorithme P&O.

2.3.2 La méthode incrémentale de la conductance

La méthode incrémentale de la conductance est basée directement sur les variations de la puissance [54][55][56]. Le courant et la tension du panneau PV sont utilisés pour calculer la conductance et la conductance incrémentale [57][58]. Son principe est de comparer la conductance (I_{pv}/V_{pv}) et la conductance incrémentale (dI_{pv}/dV_{pv}) et de décider quand augmenter ou diminuer la tension PV [59][60][61] pour atteindre le MPP où la dérivée de la puissance est égale à zéro comme indiqué dans l'Equation (2.7). L'organigramme de l'algorithme IncCond est présenté dans la Figure.2.9.

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (2.7)$$

Cette équation peut être réécrite comme suit :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \times V_{pv})}{dV_{pv}} = \frac{V_{pv} \times dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv} \times dV_{pv}}{dV_{pv}} \quad (2.8)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + I_{pv} \quad (2.9)$$

Ce qui implique que

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} = 0 \quad (2.10)$$

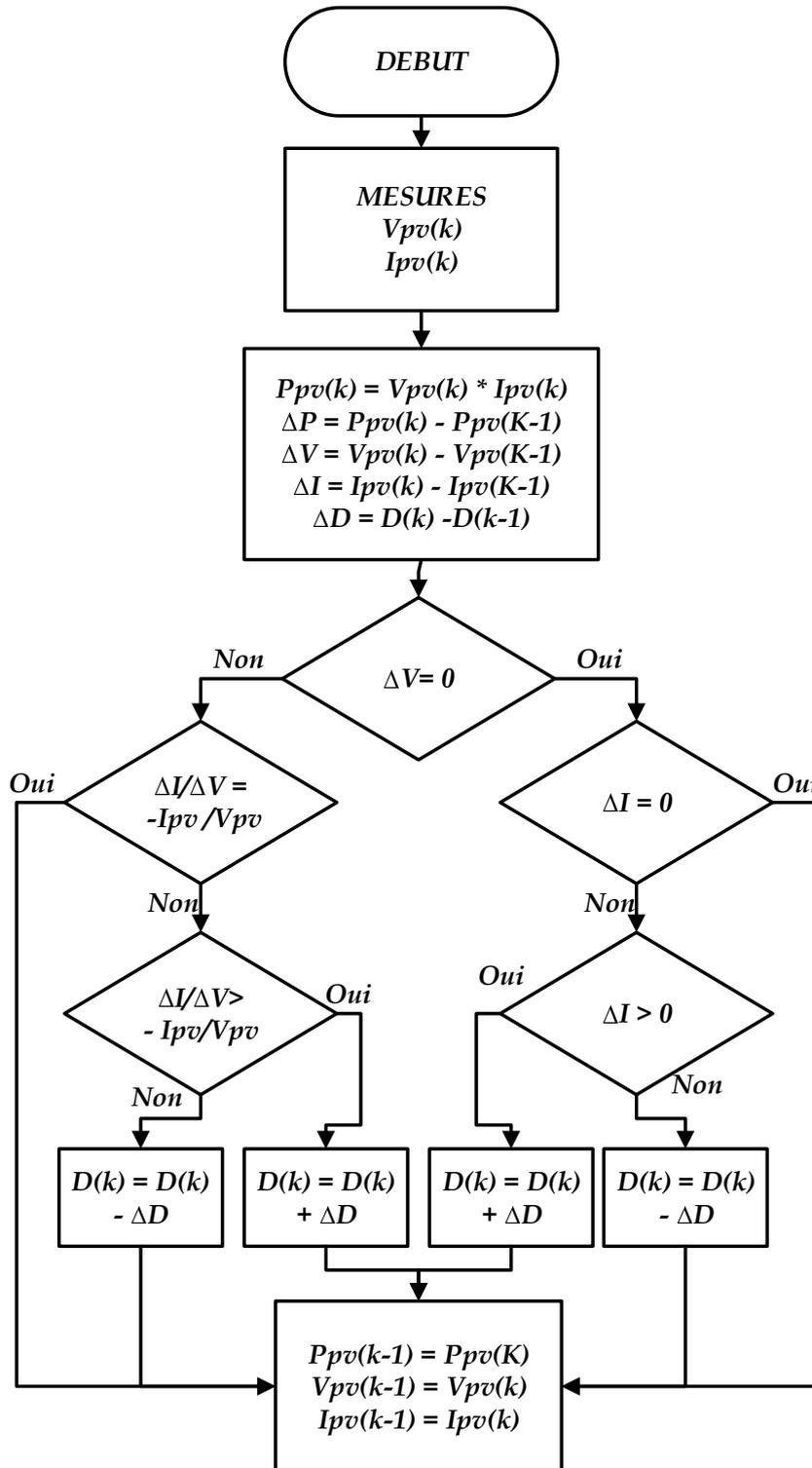


FIGURE 2.9 – L’organigramme de l’algorithme IncCond.

2.4 Développement d'un système de contrôle MPPT PV basé sur le microcontrôleur

Cette thèse présente une analyse complète d'un système MPPT basé sur le microcontrôleur PIC16F877A. Les deux algorithmes utilisés sont P&O et IncCond, et la variable de contrôle choisie c'est le rapport cyclique. Ce système MPPT est entièrement piloté par un microcontrôleur utilisant des modules ADC (Analog to Digital Converter) pour lire la tension et le courant du panneau PV et un module PWM (Pulse Width Modulation) pour contrôler le rapport cyclique du convertisseur. Le microcontrôleur détecte périodiquement la tension et le courant du panneau PV pour calculer la puissance $P(k)$ et la comparer avec la puissance $P(k - 1)$ mesurée pendant l'instant d'échantillonnage précédent. Enfin, si $P(k) < P(k - 1)$ (c'est-à-dire que la puissance diminue), le sens de perturbation du rapport cyclique est inversé par le module PWM.

2.5 Les méthodes MPPT adaptative pour les systèmes PV

Cette thèse propose un pas d'incrémentatation adaptative pour mettre à jour la variable de référence (rapport cyclique) des méthodes conventionnelles. Le pas d'incrémentatation adaptative est périodiquement actualisé proportionnellement avec la différence de puissance entre les deux derniers instants d'échantillonnage consécutifs. Cela conduit à un grand pas d'incrémentatation lorsque le point de fonctionnement est éloigné du point optimal et un petit pas d'incrémentatation lorsque le point de fonctionnement se trouve à proximité du point optimal. Cette approche assure une réponse dynamique plus rapide et un régime stationnaire plus stable

2.6 Optimisation des méthodes MPPT adaptative pour les systèmes PV

Les méthodes conventionnelles, ne peuvent pas suivre la puissance maximale avec précision, ce qui provoque des pertes d'énergie, donc pour améliorer ces méthodes certaines modifications ont été apportées. Les deux algorithmes proposés ; P&O et IncCond sont conçus pour minimiser le temps de convergence et augmenter la précision de suivi en éliminant les perturbations dans le régime permanent et en empêchant la perte de direction vers le MPP lors des variations rapides de l'éclairement solaire. L'Equation (2.11) est utilisée pour créer deux zones de fonctionnement, comme le montre la Figure.2.10.

$$\text{abs}\left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}\right) \leq Z \quad (2.11)$$

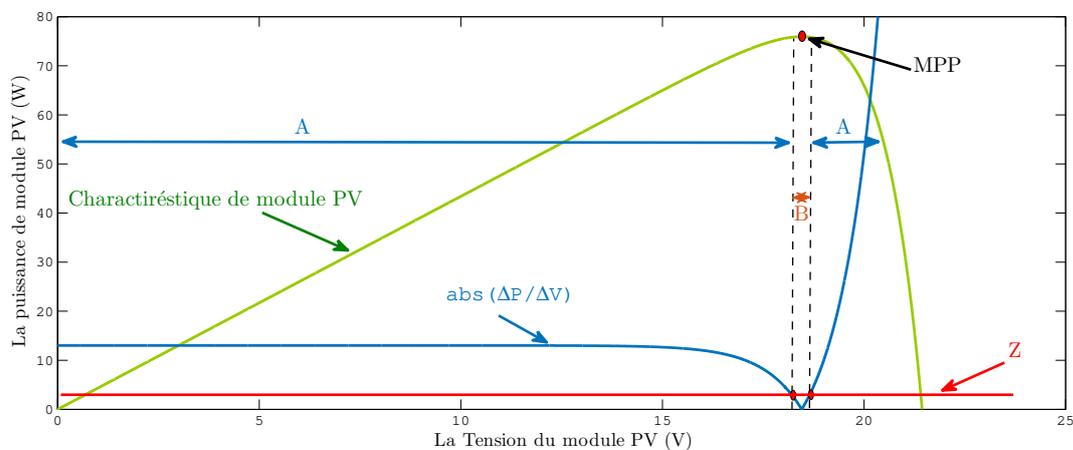


FIGURE 2.10 – La Puissance PV et le pas adaptatif en fonction de la tension avec les zones de fonctionnement.

Où Z est une petite valeur du pas d'incrément. Dans ces deux zones de fonctionnement **A** et **B**, le pas d'incrément est modifiée de petite valeur (**PP**) à grande valeur (**GP**) de manière adaptative. Dans la zone **A**, la condition de l'Equation (2.11) ne peut pas être vérifiée, dans ce cas le pas est fixé à **GP**. Dans la zone **B**, la condition de l'Equation (2.11) est satisfaite dans ce cas le pas est fixé à **PP**. En résumé, l'algorithm fixe le pas égale à **GP** lorsque le système

fonctionne dans la zone **A** et fixe le pas égale à **PP** lorsque le système fonctionne dans la zone **B**. Un autre test a été ajouté Equation 2.12 pour détecter s'il y a des variations au niveau de l'irradiation ou de la charge. Le programme vérifie continuellement ce test. Si cette condition n'est pas vérifiée, cela signifie qu'il y a changements dans la charge ou l'irradiation solaire, donc, l'algorithme fixe à nouveau le pas égal à **GP**. Si cette condition est vérifiée, donc aucune variation n'apparaît dans la charge ou l'irradiation solaire, le système continu à fonctionner autour de MPP avec un pas égal à **PP**. L'Equation (2.7) est rarement vérifier quand elle est égale à zéro, donc une petite tolérance de puissance est autorisée $e = 0,04$. L'organigramme de l'algorithme P&O et IncCond proposés sont présentés sur la Figure.2.11 et Figure.2.12 respectivement.

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} < e = 0.04 \quad (2.12)$$

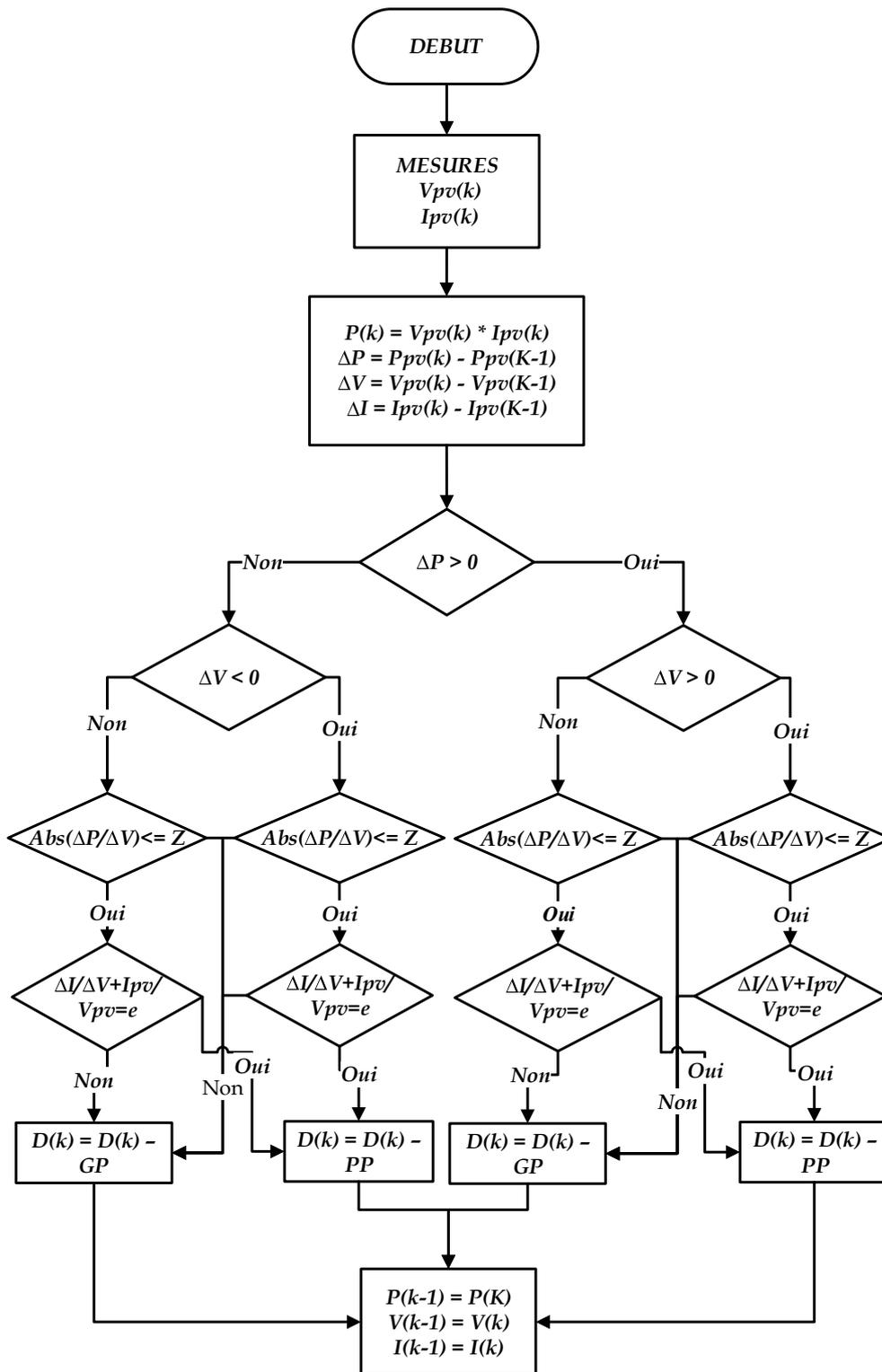


FIGURE 2.11 – L’organigramme de l’algorithme P&O proposés.

2.7 Résultats de la simulation

Le système proposé a été vérifié à l'aide de logiciel ISI PROTEUS. Le schéma du système MPPT global est représenté dans la Figure. 2.13. Le convertisseur Boost sous le logiciel ISIS PROTEUS est présenté dans la Figure.2.14 Le module PV qui a été étudié dans ce travail est ISOFOTON IS-75/12. Les méthodes conventionnelles proposées sont simulées dans diverses conditions de fonctionnement. L'objectif est de comparer ces méthodes MPPT précédemment mentionnées dans cette thèse. Ces contrôleurs ont été testés dans les mêmes conditions de fonctionnement.

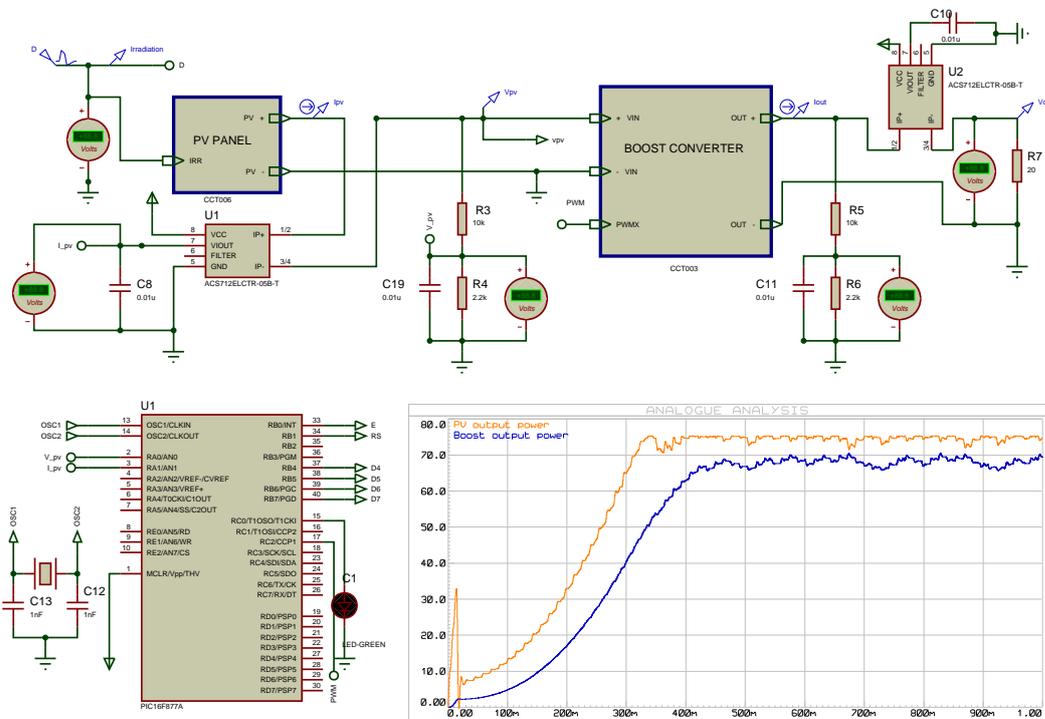


FIGURE 2.13 – L'ensemble du système PV sous le logiciel ISIS PROTEUS.

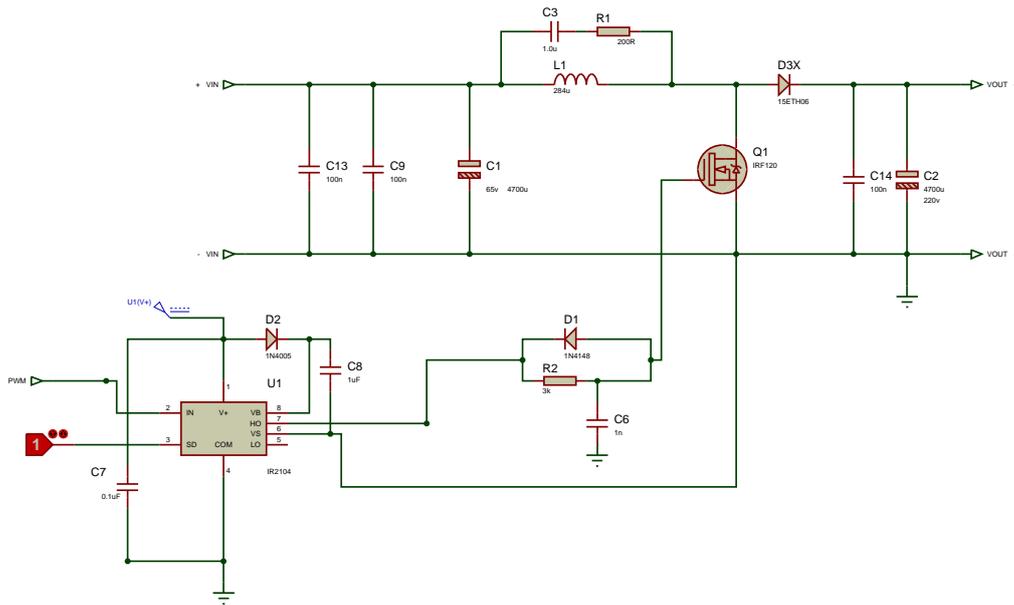


FIGURE 2.14 – Convertisseur Boost sous le logiciel ISIS PROTEUS.

Les composants du convertisseur boost sont représentés dans le Tableau.2.2 :

Paramètres	Variable	Valeur
Capacité d'entrée	C_e	$2200 \mu\text{F}$
Capacité de sortie	C_s	$2200 \mu\text{F}$
Inductance	L	$274 \mu\text{H}$
Fréquence de commutation	f_{SW}	10 kHz

TABLEAU 2.2 – Composants du convertisseur DC-DC Boost.

Les techniques de contrôle conventionnel et adaptatif sont simulées dans l'environnement ISIS PROTUES. Les méthodes classiques sont présentées ci-dessus à partir de la Figure. 2.15.a à 2.20.a. Alors que les méthodes proposées sont présentées à partir de la Figure. 2.15.b à 2.20.b. Ces derniers sont obtenus dans les condition STC (la température est fixée à $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et l'irradiation est fixée à $1000 \text{ W}/\text{m}^2$). Comme mentionné dans le Tableau.1.1, la puissance maximale du panneau PV est de 75 W dans les STC. La puissance maximale a été obtenue

dans la simulation par les techniques proposées sous les mêmes conditions climatique est de $74.55 W$ et $74,61 W$ comme le montre la Figure. 2.17.b et la Figure. 2.20.b respectivement.

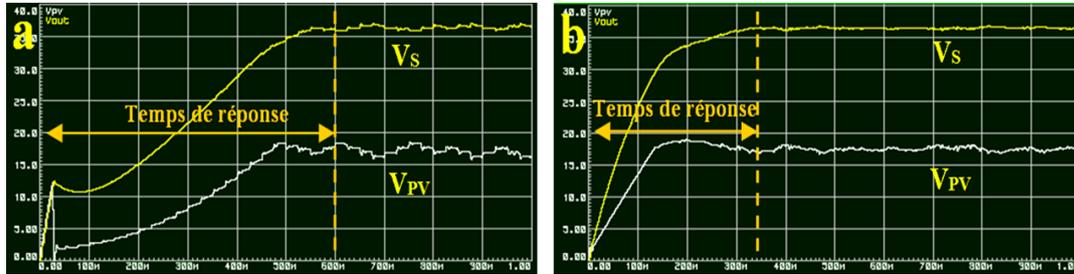


FIGURE 2.15 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

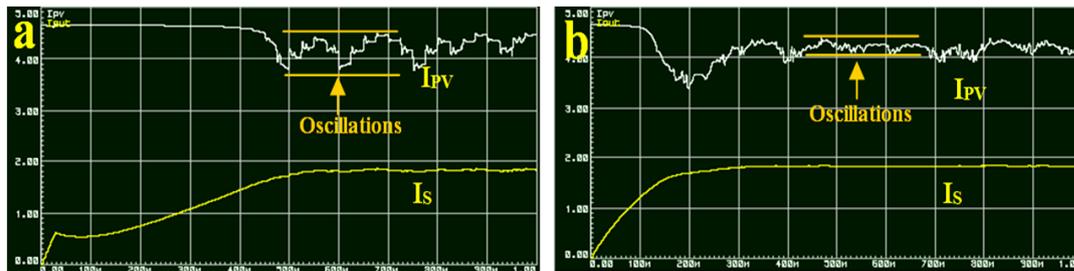


FIGURE 2.16 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

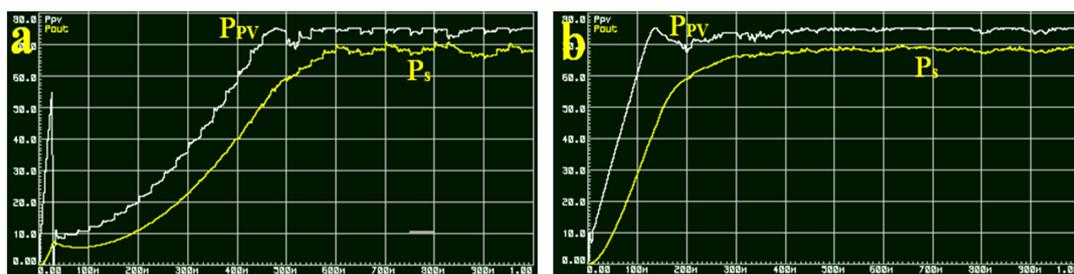


FIGURE 2.17 – Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

D'après la Figure. 2.15 et la Figure. 2.18, on remarque que le temps de convergence vers le MPP des méthodes proposées est plus rapide que les méthodes classiques. D'autre part, l'amplitude d'ondulation des techniques proposées autour de MPP est fortement réduite par rapport aux algorithmes classiques

comme le montre la Figure. 2.16 et la Figure. 2.19. En analysant la Figure. 2.17 et la Figure. 2.20, on peut confirmer une fois de plus l'efficacité des techniques proposées dans les deux termes, la stabilité et la convergence rapide vers la PPM. Après ces interprétations, on peut dire que les méthodes proposées répondent rapidement et efficacement.

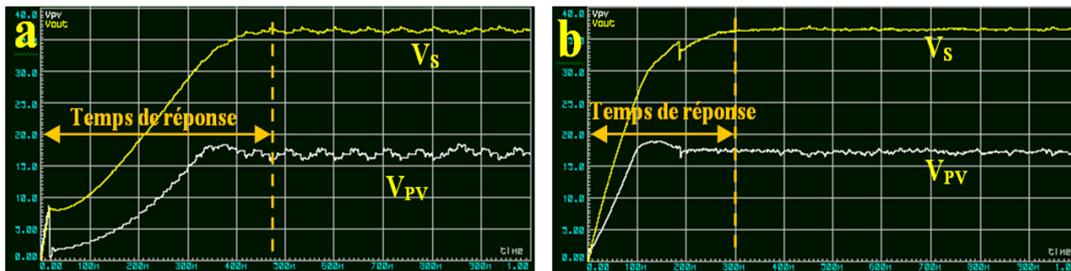


FIGURE 2.18 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

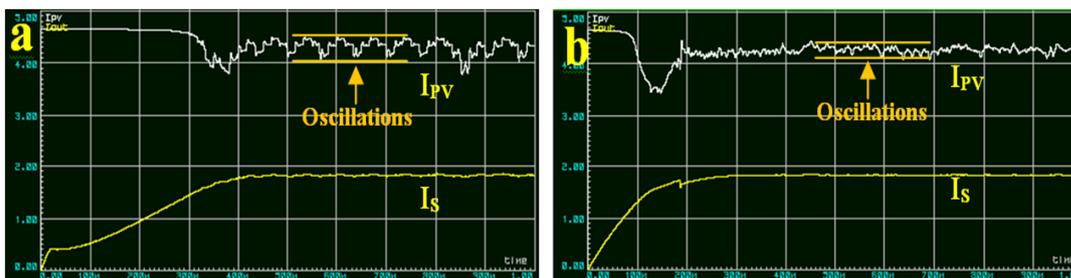


FIGURE 2.19 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

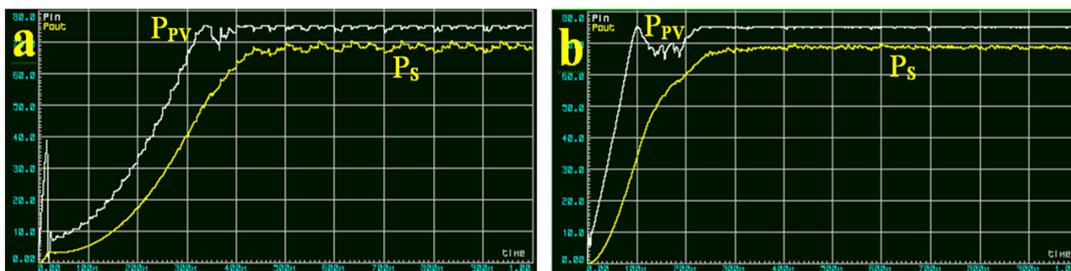


FIGURE 2.20 – Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

La méthode proposée a une temps de convergence plus rapide par rapport à la méthode conventional (Tableau.2.3), offre moins des fluctuations autour du point de puissance maximale et permet une meilleur conversion de l'énergie solaire.

	Méthode conventional	Méthode proposé
RT (s)	0.6	0.34
DVmppt (V)	2.5	0.8
DVchopper (V)	1	0.5
DImppt (A)	0.8	0.35
DIchopper (A)	0.2	0.1
DPmppt (W)	3	1.5
DPchopper (W)	3	1.5

TABLEAU 2.3 – Comparaison entre la méthode conventional et proposé.

Les simulations présentées ci-dessous ont été obtenu en utilisant les mesures enregistrées à la station météorologique de l'Unité de recherche sur les énergies renouvelables en milieu saharien (URER-MS) (Figure. 2.21) Adrar en 2011.



FIGURE 2.21 – la station météorologique de l'unité de recherche sur les énergies renouvelables dans le milieu saharien Adrar.

Sur la Figure. 2.22, on présente l'évolution des données d'irradiation de 6h00 à 18h00 de la journée choisi.

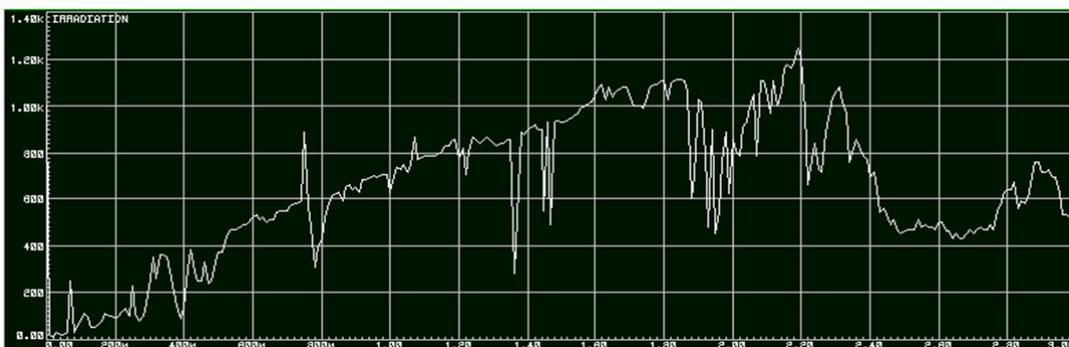


FIGURE 2.22 – L'évolution de l'éclairement solaire de la journée choisi.

Afin de tester les techniques proposées dans des conditions réelles, le convertisseur conçu est appliqué pour alimenter une charge fixe dans la ville d'Arar (Algérie). Contrairement à les algorithmes conventionnels qui ne peuvent pas suivre correctement le MPP à faible irradiation comme le montre la Figure. 2.23.a et la Figure. 2.24.a. Les techniques proposées peuvent correctement suivre le MPP dans tous les niveaux de rayonnement solaire comme le montre la Figure. 2.23.b et la Figure. 2.24.b. D'autre part, les techniques adaptatives ont un suivi parfait de le MPP et ils peuvent alimenter la charge même à faible irradiation. Pour conclure, les méthodes proposées sont capable de rendre le système fonctionnel avec moins d'erreur autour du MPP.

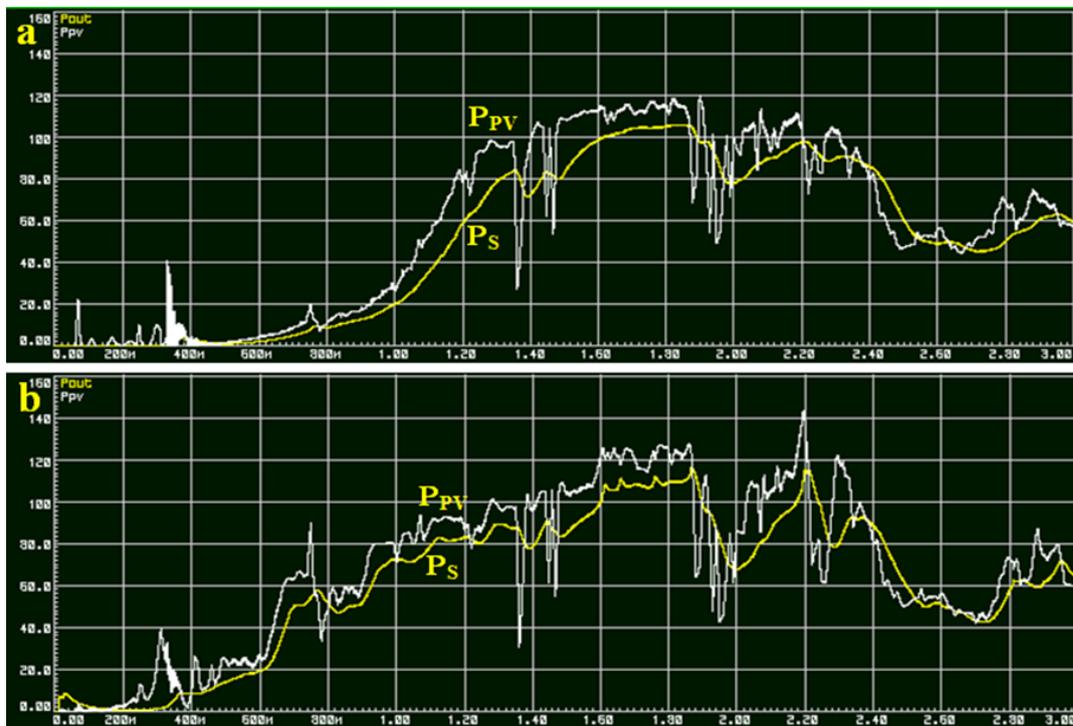


FIGURE 2.23 – Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

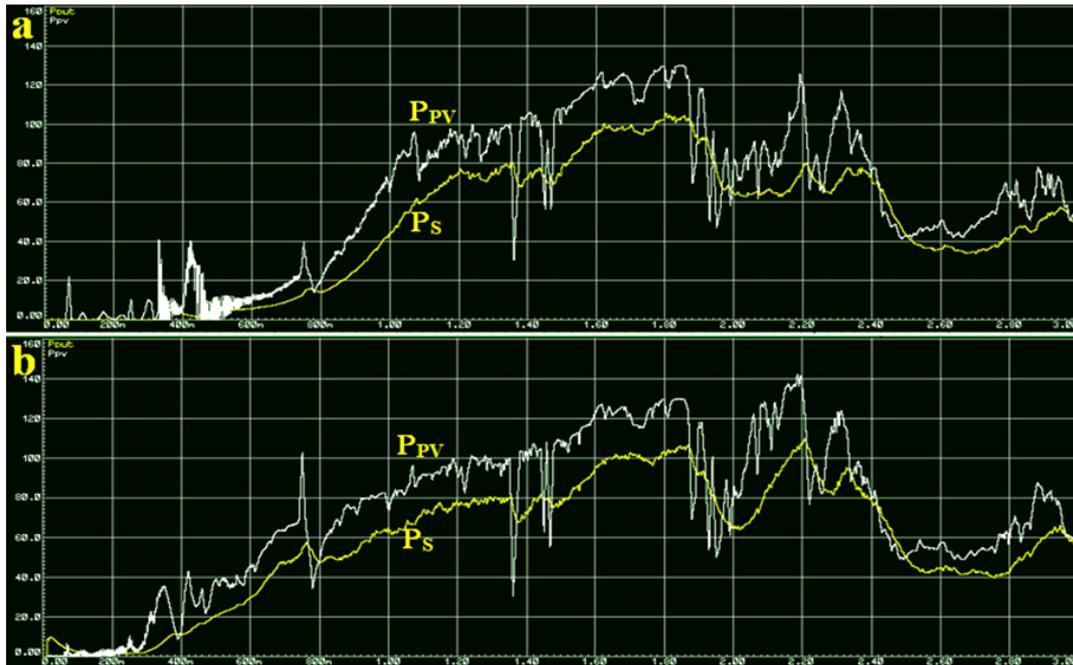


FIGURE 2.24 – Puissance du panneau PV et puissance de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

2.8 Résultats expérimentaux

Le système PV global se compose d'un panneau PV (Figure. 2.25), convertisseur Boost, microcontrôleur PIC16F877A et de la charge. Le convertisseur Boost est commandé par le rapport cyclique de sorte que le point de fonctionnement du module PV progresse vers le MPP. Le contrôleur PIC16F877A est programmé avec les algorithmes classiques et proposés. Le courant et la tension du panneau PV sont mesurés respectivement à l'aide de l'ACS712 (capteur de courant) et du diviseur de tension.

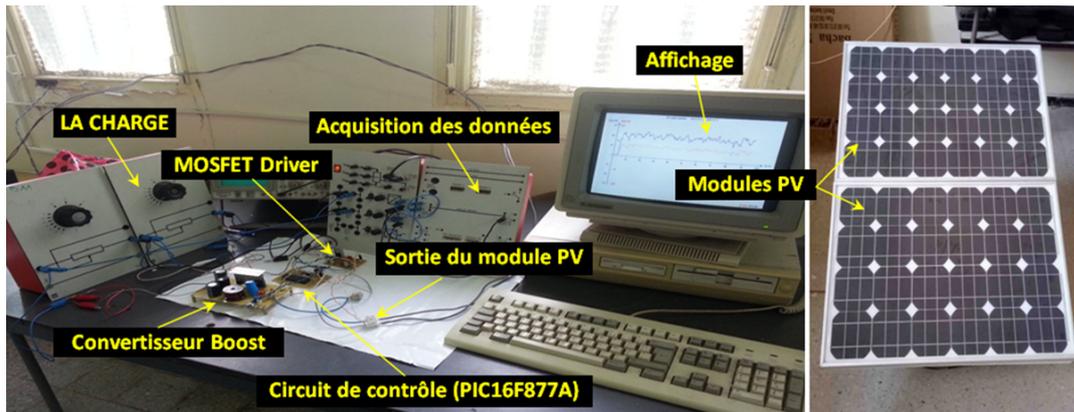


FIGURE 2.25 – Le système global de test expérimental installé dans le laboratoire d'électrotechnique d'Annaba.

Les résultats présentés ci dessous ont été obtenus dans le laboratoire d'électrotechnique d'Annaba.

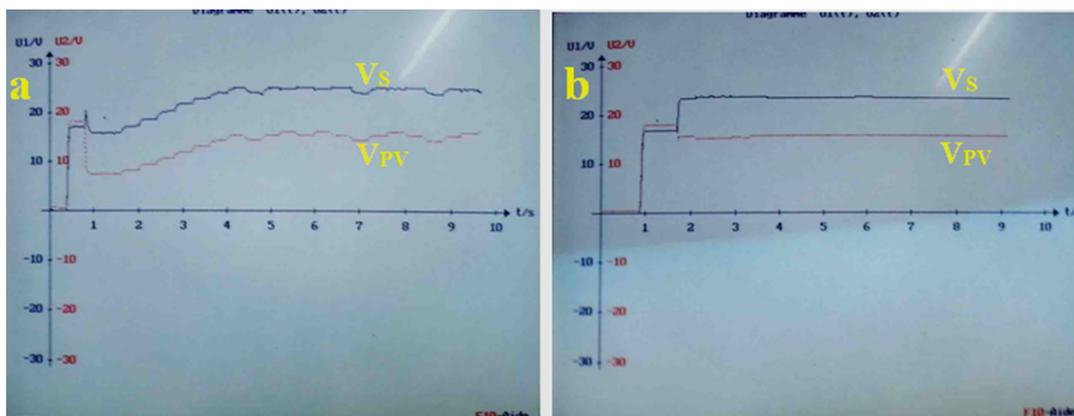


FIGURE 2.26 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

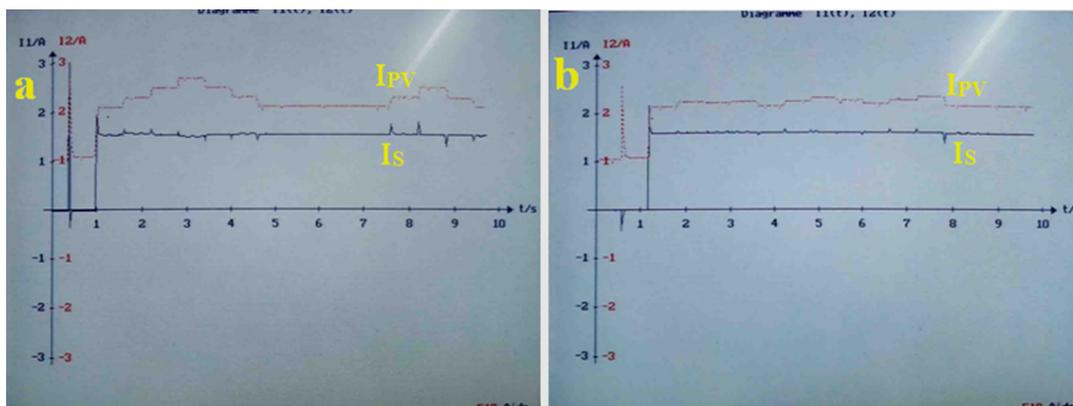


FIGURE 2.27 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme $P\&O$ classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé

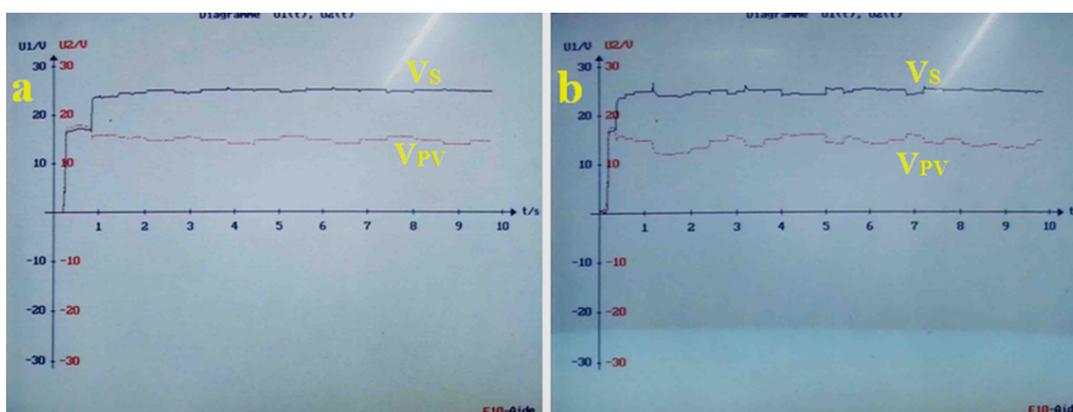


FIGURE 2.28 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

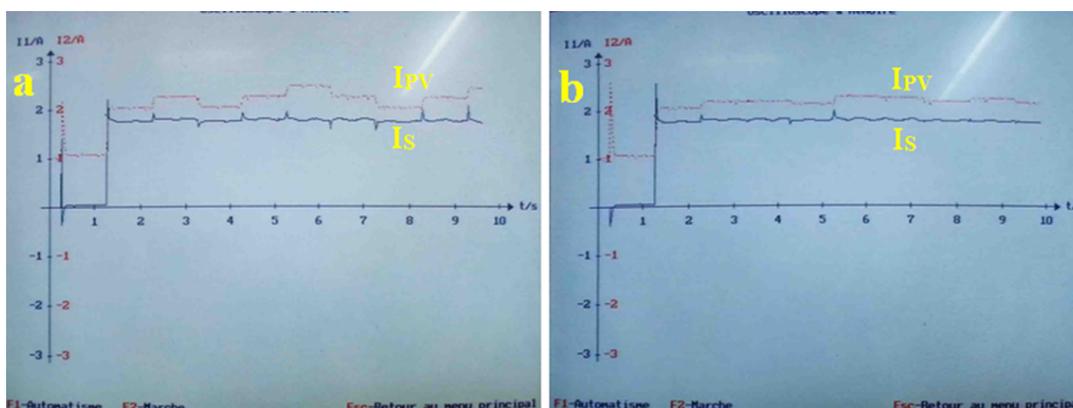


FIGURE 2.29 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

Les résultats expérimentaux ci-dessus comparent le comportement des techniques conventionnelles et des techniques suggérées. Les méthodes conventionnelles sont très lentes pour atteindre l'état stationnaire. Par contre, Les méthodes proposées accélèrent le temps de convergence qui rendent le système plus rapide. On peut voir sur la Figure. 2.26 et la Figure. 2.28 que les techniques proposées fonctionnent non seulement correctement, mais qu'elles peuvent également trouver rapidement le MPP et elles augmentent l'efficacité de poursuite du MPP pour assurer la bonne utilisation du système PV. Dans la Figure. 2.27 et la Figure. 2.29, les techniques proposées permettent moins d'ondulation de courant par rapport aux techniques conventionnelles. On peut confirmer une fois de plus l'efficacité de la technique proposée en termes de vitesse de poursuite du PPM.

Les résultats présentés ci dessous ont été obtenus le 22 décembre 2016. Dans les Figure.2.33, Figure.2.34, Figure.2.35 et Figure.2.36, l'irradiance et la température à cette localisation sont indiquées, ils ont été obtenues à partir de la station météorologique d'Adrar (Figure.2.30), (Figure.2.31). L'éclairement et la température sont Tableau.2.4 :

Le temps de test	L'éclairement	La température
10 h :28 min	405 W/m^2	11.61 °C
10 h :41 min	389 W/m^2	11.73 °C
10 h :52 min	437 W/m^2	11.82 °C
11 h :25 min	498.98 W/m^2	12.93 °C

TABLEAU 2.4 – L'éclairement et la température de test.

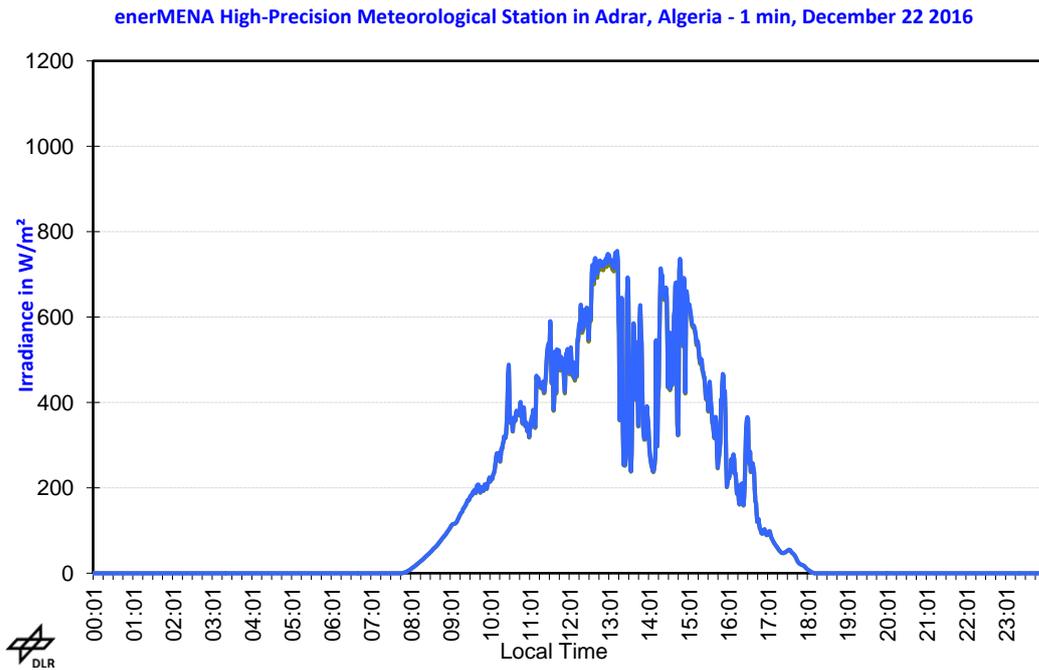


FIGURE 2.30 – L’irradiation mesuré à partir de la station météorologique d’Adrar.

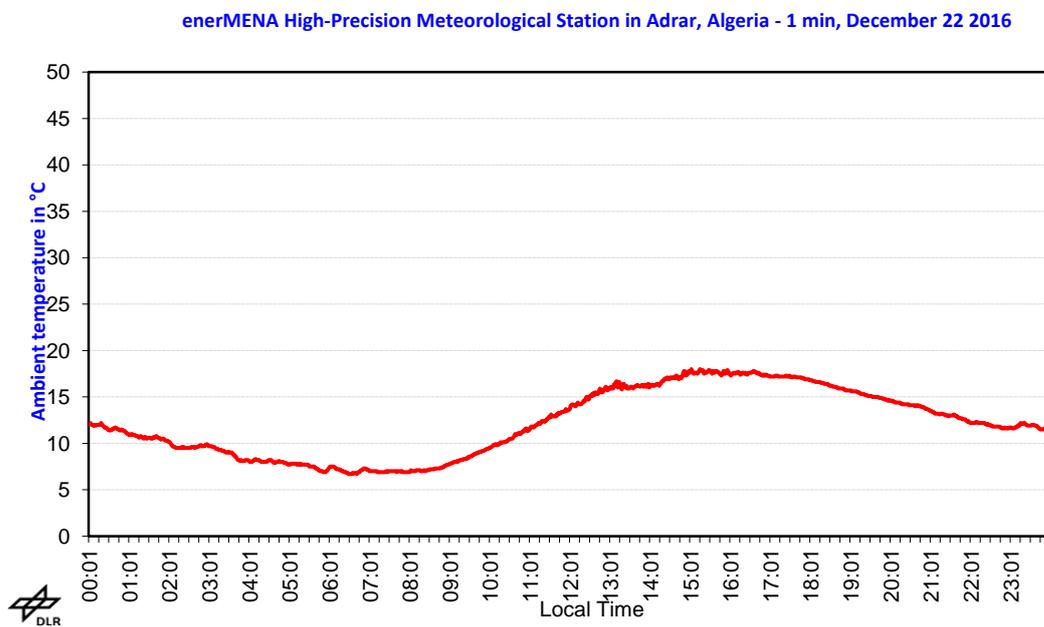


FIGURE 2.31 – La température mesuré à partir de la station météorologique d’Adrar.

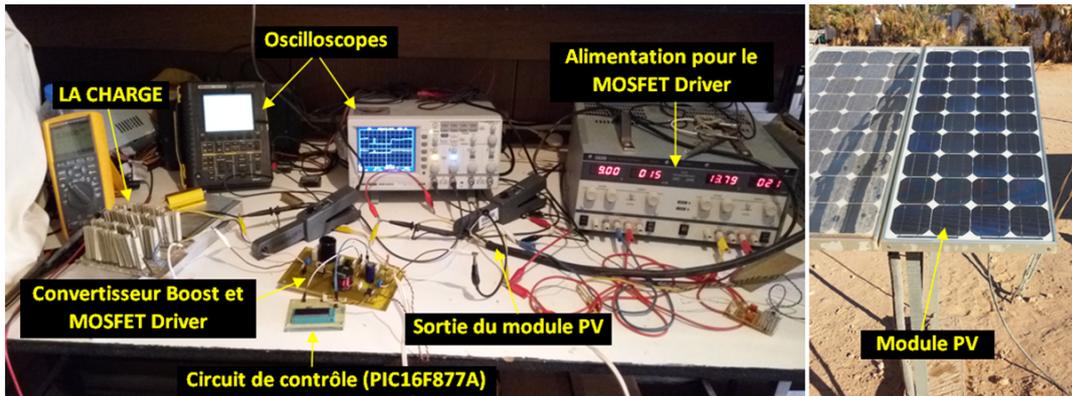


FIGURE 2.32 – Le système global de test expérimental installé dans l’unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, Adrar, Algeria.

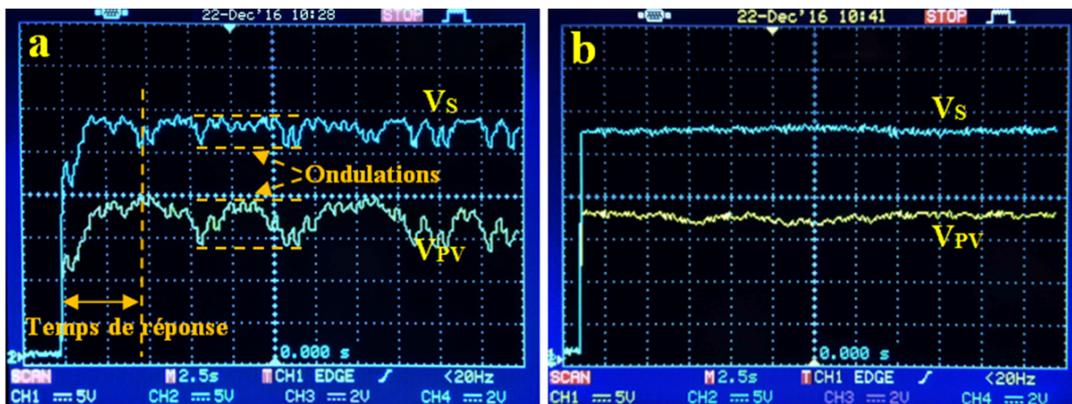


FIGURE 2.33 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme *P&O* classique, b) Algorithme *P&O* proposé.

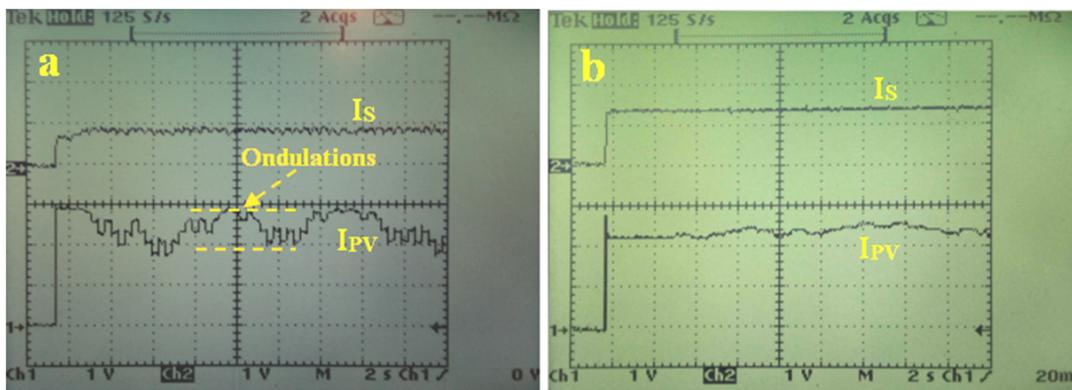


FIGURE 2.34 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme *P&O* classique, b) Algorithme *P&O* proposé.

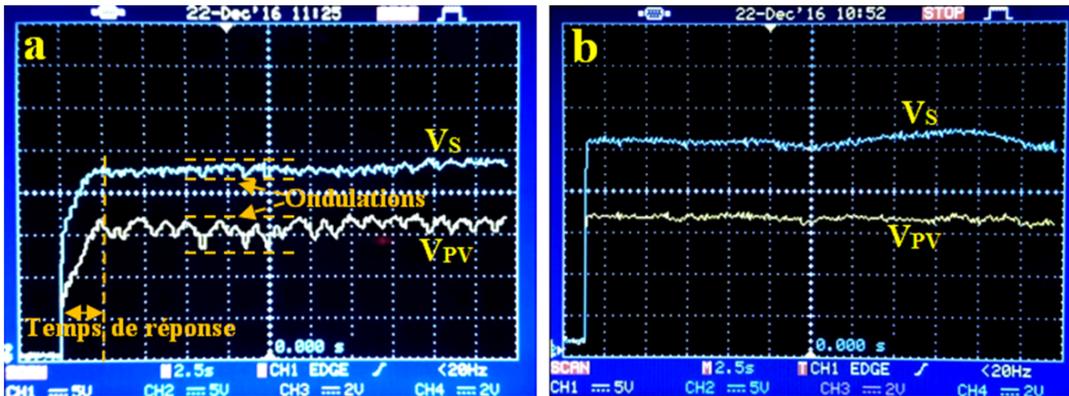


FIGURE 2.35 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

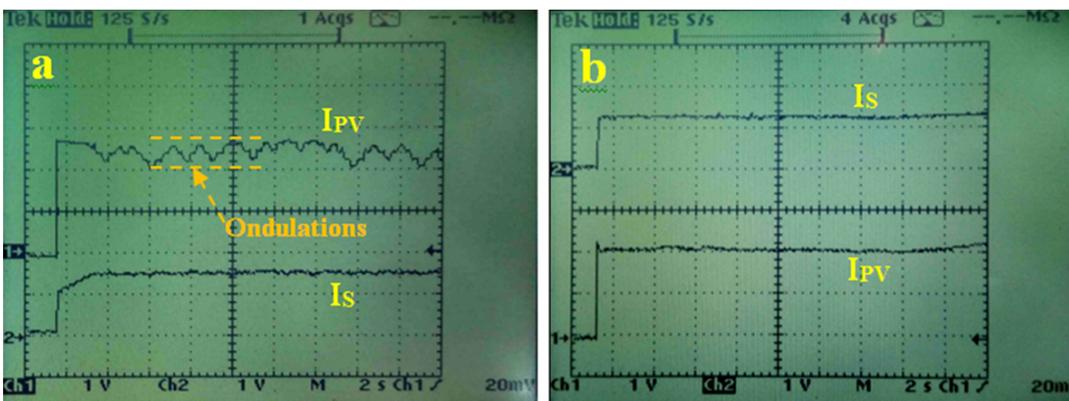


FIGURE 2.36 – Courant du panneau PV et courant de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

Une fois le test expérimental (Figure. 2.32) est prêt, les résultats de la simulation peuvent être validés. Les résultats expérimentaux montrent clairement que les objectifs attendus de cette thèse sont atteints. Les résultats révèlent l'efficacité des méthodes proposées, et montrent également la vitesse rapide de convergence vers le MPP et la réduction des ondulations. Ces améliorations sont visibles dans la qualité de la tension (Figure. 2.33) et Figure. 2.35. Dans la Figure. 2.34 et la Figure.2.36, les techniques adaptatives permettent moins d'ondulation de courant par rapport aux techniques conventionnelles. On observe que le temps de réponse des algorithmes conventionnels est trop lent par rapport aux méthodes adaptatives (Figure.2.33) et (Figure). 2.35. En conclusion, les méthodes modifiées

offrent plus de vitesse de convergence pour atteindre le MPP désiré, avec moins d'erreur autour de la puissance du panneau PV fourni.

2.9 Conclusion

Dans Ce chapitre, de nouvelles techniques MPPT ont été développées afin d'éliminer la plupart des inconvénients des méthodes conventionnelles. Les techniques proposées ont été utilisée pour suivre le MPP du module PV sous irradiation solaire réelle. Les résultats obtenus confirment que les algorithmes proposés permettent de trouver rapidement et précisément le MPP, en diminuant les pertes d'énergie, en augmentant l'efficacité du suivi sans augmenter le coût des composants du système et en améliorant la récupération d'énergie pour assurer le bon fonctionnement du système PV. De plus, les méthodes proposées peuvent être facilement mise en œuvre dans un microcontrôleur à faible coût. Le chapitre suivant présente les types des batteries pour le stockage de l'énergie solaire et le type de batterie le plus approprié pour stocker l'énergie PV.

3

Stockage de L'Énergie Solaire

3.1 Introduction

Depuis des décennies, les gens ont soutenu que l'électricité diffère de tous les autres produits parce qu'elle ne peut pas être stockée. Ceci est fondamentalement correct, mais les développements futurs ont la possibilité de supprimer cette limitation et de combiner le stockage avec d'autres technologies énergétiques, par exemple solaire pour créer un nouveau modèle d'énergie. Le système PV autonome se caractérise par une source l'énergie générée uniquement par les panneaux PV. Par conséquent, une batterie pour stocker l'énergie produite est nécessaire pour assurer l'alimentation électrique du système pendant la nuit ou pendant les périodes où le rayonnement solaire est faible. Les batteries au plomb acide sont le choix principal pour les systèmes PV autonomes, en raison de leur excellent rapport coût-efficacité et leur disponibilité dans le marché pour une large bande de puissance [62]. Dans le couplage direct entre le module PV et la batterie, une diode est généralement utilisée comme indiqué dans la Figure.3.1 (a) pour éviter le courant inverse de la batterie. Les avantages de ce couplage sont la simplicité et le faible coût. Les inconvénients de ce couplage sont : le panneau PV ne peut pas fournir du courant de charge lorsque la tension de sortie est supérieure à la tension de la batterie, le courant de charge diminue lorsque la différence de tension diminue à cause de l'augmentation de la tension de la batterie ou la diminution de la tension du module PV, le système ne fonctionne pas toujours de manière optimale pour convertir l'énergie solaire disponible en électricité. Pour améliorer la performance du système, un contrôleur MPPT est nécessaire entre le panneau PV et la batterie comme le montre la figure 1 (b). Le contrôleur est généralement un convertisseur DC-DC. Il devrait être un buck-boost pour prendre en compte les conditions où la tension du panneau PV est supérieure ou inférieure à la tension de la batterie. Dans un tel système, un algorithme de contrôle optimal peut être mis en œuvre pour convertir l'énergie solaire maximale disponible en électricité [63]. Ce chapitre présente la conception d'un chargeur de batterie solaire avec un contrôleur MPPT. L'objectifs du système proposé est de convertir l'énergie solaire en électricité autant que possible dans des conditions météorologiques variables.

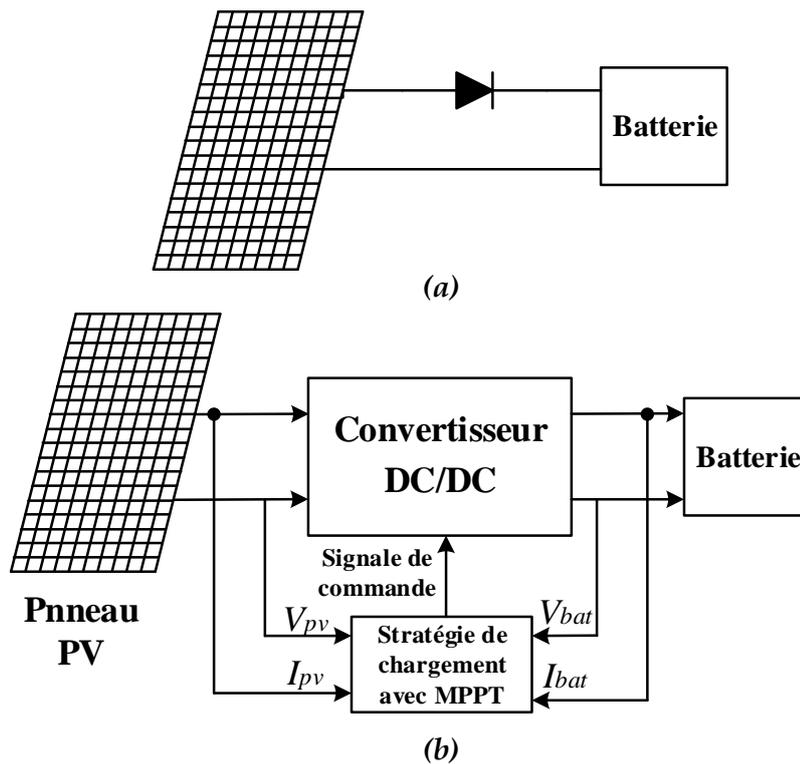


FIGURE 3.1 – Types de couplage entre un panneau PV et une batterie .

3.2 Rôle de la technologie de stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie et la gestion de la demande sont deux options qui peuvent être utilisées pour augmenter le niveau de pénétration de la production distribuée et connectée au réseau. Le fait est que la production d'énergie à partir de l'énergie solaire est rarement constante dans le temps et que la demande d'électricité n'est jamais constante. Ainsi, l'utilisation d'une technologie de stockage d'énergie dans un système de production d'énergie solaire est importante. Les technologies de stockage d'énergie permettent au secteur de la production d'atteindre le niveau de qualité de l'énergie ainsi que la cohérence nécessaire du côté de la demande. Le stockage d'énergie peut également offrir une alimentation d'urgence et des possibilités d'économies de pointe. Le stockage d'énergie est particulièrement important pour le système d'alimentation électrique décentralisé en donnant la

plus grande capacité de suivi de charge, ce qui est un facteur important de la gestion côté production [64].

3.3 Technologies des batteries

Cette section passe en revue les technologies de batterie possibles pour l'utilisation PV résidentielle. Chaque technologie de batterie peut être différenciée des autres par certains attributs tels que la capacité, la puissance nominale, le coût, la durée de vie, la durabilité du cycle, l'efficacité, le temps de réponse, la densité énergétique et l'autodécharge. La longévité du cycle (aussi appelée durée de vie du cycle) est une mesure du nombre de cycles complets (chargés de zéro à plein et de nouveau déchargés à zéro) les batteries peuvent durer.

Le stockage d'énergie de batterie utilisé dans le système PV résidentiel doit avoir certaines caractéristiques. La capacité et la puissance nominale dépendent de la consommation d'énergie et de la production. En raison du coût relativement élevé de l'installation et de l'électronique de puissance, il est préférable d'utiliser des batteries qui ont une longue durée de vie et une bonne durabilité du cycle. La batterie doit être efficace pour que l'énergie utilisée pour la charger ne soit pas perdue lorsque la batterie se décharge sous une charge. Le temps de réponse de la batterie doit être rapide (secondes à minutes) car la courbe de charge d'un client résidentiel peut être assez imprévisible. Cependant, il n'a pas besoin d'avoir un temps de réponse très rapide de l'ordre de quelques millisecondes.

La densité énergétique est également un facteur important, bien qu'elle soit moins importante pour un usage domestique que dans un véhicule électrique ou dans un appareil mobile. Si la densité d'énergie volumétrique est faible, le stockage de l'énergie de la batterie nécessiterait beaucoup d'espace, ce qui est très important dans un petit appartement urbain. La densité d'énergie de poids est également importante parce que le plancher de la résidence devra être capable de supporter ce poids. Les limites de température de la technologie de batterie choisie doivent également être prises en compte, en particulier si la batterie doit être installée dans un espace de stockage non chauffé en hiver. Si la densité

d'énergie est suffisamment élevée, les batteries de 2 *kWh* utilisées dans un système résidentiel pourront être plus petites qu'un four à micro-ondes. Même un grand système résidentiel n'aurait pas besoin de beaucoup plus d'espace qu'un petit réfrigérateur, si des batteries à forte densité d'énergie étaient utilisées.

Les sections suivantes passent en revue les trois technologies de batteries les plus couramment utilisées : les batteries au plomb, les batteries au lithium-ion et les batteries au nickel [64].

3.3.1 Batteries au plomb

Les batteries au plomb ont été les premières batteries rechargeables et ont été la technologie de batterie la plus utilisée. Il a été souvent prévu qu'ils seront remplacés par une autre technologie de batterie, mais la batterie au plomb a gardé sa popularité. En plus de nombreux autres paramètres plausibles, le principal avantage concurrentiel de la batterie plomb est son coût.

Comme pour les autres technologies de batterie, le fonctionnement de la batterie au plomb est basé sur une réaction chimique. elle utilise le dioxyde de plomb comme électrode positive et conduit comme électrode négative, et a de l'acide sulfurique comme électrolyte.

Les batteries au plomb peuvent être divisées en deux types, les batteries ouvertes et fermées. La première batterie ouverte a été développée en 1859 par Gaston Plante. Il existait encore 40 ans avant que les batteries au nickel commencent à les concurrencer. Les batteries au plomb ouvertes nécessitent une maintenance, ce qui signifie qu'il faut ajouter de l'eau à la batterie de temps en temps. Les batteries au plomb ouvertes ont été largement remplacées par des batteries fermées, principalement pour des raisons de sécurité. Néanmoins, les batteries au plomb ouvertes sont toujours les plus rentables, avec une densité énergétique plus élevée et une durée de vie plus longue. Elles peuvent donc toujours être utilisées dans des applications où il n'y a pas de risque de projection d'acide ou de fuite de gaz.

La première batterie au plomb fermée n'a été développée que dans les années 1970, 100 ans après l'invention de la première batterie au plomb. Les batteries au

plomb fermées sont devenues très populaires dans les années 1980. La principale différence entre les batteries au plomb ouvertes et fermées est qu'il n'y a pas d'électrolyte liquide dans les batteries fermées. Au lieu de cela, l'acide sulfurique est sous la forme d'un gel. Les réactions de décharge et de charge sont les mêmes que dans la batterie ouverte, mais il n'est pas nécessaire de faire l'appoint d'eau. Pour des raisons de sécurité, des soupapes de décharge à haute pression ont été ajoutées aux batteries.

L'un des inconvénients des batteries au plomb est qu'elles ont une très faible densité d'énergie, elles sont donc grandes. Un autre problème est que le plomb est très toxique pour les humains et les animaux, ils doivent donc être éliminés d'une manière respectueuse de l'environnement. Les batteries au plomb sont les plus appropriées pour les applications où une batterie robuste et économique est nécessaire, dont le poids et la taille ne sont pas un problème. Ils sont généralement utilisés dans les voitures, les autobus et les bateaux pour charger les batteries et certaines grandes machines industrielles, chaises roulantes, véhicules électriques, ainsi que pour l'éclairage de secours et les systèmes. Ils sont également déjà largement utilisés dans les installations PV hors réseau.

Les avantages des batteries au plomb comprennent leur coût relativement faible, la maturité de la technologie et leur gamme de températures de fonctionnement relativement large. Les principaux inconvénients sont la faible densité d'énergie et leur courte durée de vie [64].

3.3.2 Batteries au lithium

Le développement des batteries au lithium a commencé en 1912, mais les progrès ont été lents en raison de l'instabilité du lithium métallique. Près de 60 ans plus tard, lorsque les premières batteries au lithium ont commencé à apparaître sur le marché, elles n'étaient pas rechargeables. Ainsi, les problèmes de sécurité et l'instabilité du lithium métallique ont fait que les batteries au lithium n'étaient pas populaires au début. Une percée majeure s'est produite quand une batterie au lithium qui a utilisé des ions de lithium au lieu de lithium métallique a été développée. Sony a commercialisé les premières batteries lithium-ion en 1991,

depuis les batteries lithium-ion sont devenues de plus en plus populaires.

Le principe du fonctionnement de la batterie lithium-ion est le même que pour la batterie au plomb. Il y a une anode, une cathode et un électrolyte. Lorsque les électrodes de la batterie lithium-ion sont connectées à une charge, les ions lithium positifs dans l'anode se déplacent à travers l'électrolyte vers la cathode. En même temps, les électrons circulent à travers la charge de l'anode à la cathode. Lorsque la batterie est en charge, le flux d'électrons est inversé.

Les batteries au lithium-ion peuvent être fabriquées à partir d'une grande variété de matériaux, mais l'anode est usuellement en graphite. Le matériau utilisé dans la cathode varie, de sorte que les batteries lithium-ion sont généralement nommées en fonction de leur matériau de cathode, tels que les batteries lithium-phosphate de fer, lithium-oxyde de cobalt et lithium-manganèse. Toutes les différentes combinaisons de matériaux anodiques et cathodiques ont leurs propres caractéristiques. Par exemple, une batterie lithium-titane a une durée de vie plus longue et légèrement moins chère que les autres batteries au lithium, mais elle a une densité d'énergie plus faible. D'un autre côté, une batterie lithium-oxyde de cobalt est plus coûteuse et a une durée de vie plus courte, mais elle a une densité énergétique très élevée.

Les batteries au lithium ont une densité d'énergie relativement élevée en général ; environ 150 Wh/kg par rapport 25 Wh/kg pour la plupart des batteries au plomb. Les inconvénients des batteries au lithium sont leur coût et le danger de leur surchauffe, lorsqu'elles peuvent brûler instantanément avec une force destructrice.

En raison de leur légèreté, les batteries lithium-ion sont généralement utilisées dans les appareils mobiles, les téléphones, les ordinateurs portables, les tablettes, etc., ainsi que dans les petits outils et appareils portatifs. Ils sont de plus en plus utilisés dans les véhicules électriques, ainsi que dans les systèmes de stockage d'énergie à petite échelle. La recherche actuelle sur les batteries au lithium-ion vise à réduire les coûts et à les utiliser pour des applications encore plus importantes. Comme le montre la Figure. 3.2, le prix est passé de 857 dollars/kWh au début de la décennie [65].

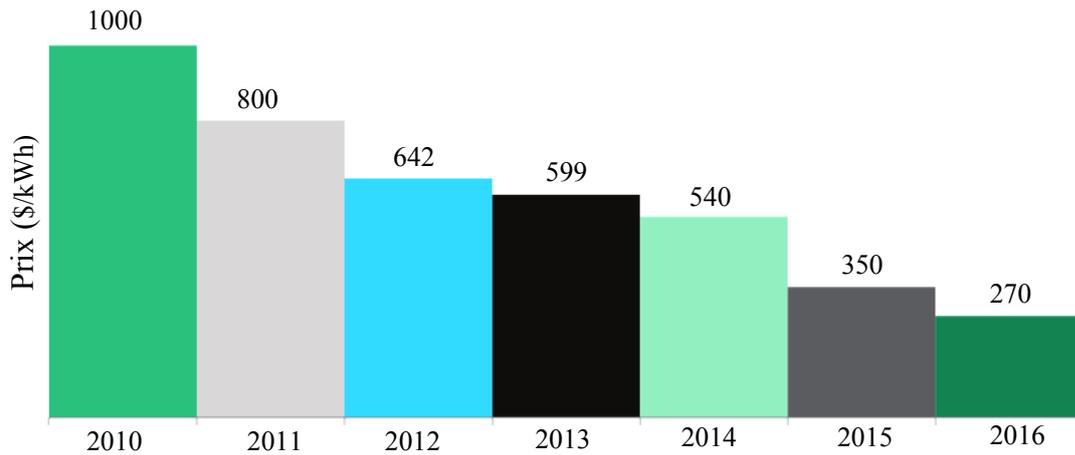


FIGURE 3.2 – Prix de la batterie lithium-ion.

Le variation de prix est d'environ 15%. Il a été motivé par des améliorations constantes dans la chimie des batteries, le traitement et la fabrication des pièces et des matériaux. Les consommateurs des batteries lithium-ion ont montré un taux de 22%. Toute autre chute du coût des batteries lithium-ion dépend au développement de telles batteries pour les véhicules électriques à l'échelle mondiale, le prix des batteries lithium-ion pourrait être de 130-180 *dollars/kWh* vers 2030. Les batteries au plomb et les autres types de batteries rechargeables plus anciennes peuvent être facilement configurées en connectant des cellules individuelles en série et en parallèle, puis en utilisant des commandes électroniques externes pour éviter les surcharges et les sous-charges. Cependant, les batteries lithium-ion plus grandes doivent être construites à partir d'unités relativement plus petites avec une protection électronique intégrée. Par conséquent, non seulement il existe différentes chimies des batteries à prendre en compte, mais également différents commandes électroniques, car les batteries avec la même chimie réalisée par deux fabricants différents peuvent avoir une commande électronique assez différente. Les principaux avantages des batteries lithium-ion sont leur forte densité énergétique, leur haute efficacité énergétique et leur longue durée de vie. D'autre part, elles sont chères, et leur tendance à exploser lorsqu'elles surchauffent. Néanmoins, les batteries au lithium-ion ont un large éventail de compositions chimiques différentes, de sorte que leurs caractéristiques peuvent varier considérablement [66].

3.3.3 Batteries au nickel

La première batterie au nickel a été développée en 1899 par Waldmar Jungner et il était immédiatement clair qu'elle présentait de nombreux avantages par rapport à la batterie au plomb. Le développement des batteries au nickel était initialement lent en raison de la disponibilité limitée du matériel et de son coût élevé. Les premières batteries au nickel fermées ont été fabriquées en 1947, après elles ont commencé à devenir plus populaires.

À partir de batteries au nickel, les batteries les plus connues sont les batteries au nickel-cadmium, les batteries au nickel fer et les batteries au nickel hydrure métallique. Ce dernier est le dernier type, mais le principe de fonctionnement est le même pour toutes ces différentes technologies. Toutes les batteries ont l'hydroxyde d'oxyde de nickel comme cathode et l'hydroxyde de potassium comme électrolyte. L'anode, cependant, pourrait être du cadmium, du fer ou de l'hydrure métallique.

Les batteries au nickel fer étaient très populaires au début des années 1990 en raison de leur longue durée de vie. Par exemple, elles étaient utilisées dans les véhicules électriques même à l'époque. Cependant, les batteries au nickel cadmium étaient beaucoup moins corrosives que les batteries en fer et avaient un taux d'autodécharge plus lent. Pour ces raisons, les batteries au nickel cadmium ont largement remplacé les batteries au nickel fer à la fin des années 1970. Les batteries au nickel fer sont donc tombées en panne. De nos jours, les batteries au nickel cadmium, ou les hydrures de nickel métal, sont utilisées plutôt que le nickel fer, car elles ont de meilleures performances.

Actuellement, le nickel métal hydrure est la batterie au nickel la plus couramment utilisée. Le développement de cette batterie a commencé en 1967, mais en raison des problèmes d'instabilité, elle n'a pas vraiment pénétré le marché avant les années 1980. Au cours des années 1980 et 1990, les ventes d'ordinateurs portables et de téléphones mobiles ont explosé, ce qui a également accéléré l'utilisation des batteries au nickel métal hydrure. Cependant, les batteries au lithium-ion se sont développées remarquablement au cours des deux dernières décennies, et elles ont largement remplacé par des batteries au nickel métal hydrure dans les

dispositifs mobiles à petite échelle.

Les batteries au nickel ont un inconvénient majeur par rapport aux autres batteries, qui est l'effet mémoire. En particulier pour les batteries au nickel cadmium, la capacité de la batterie diminue si les batteries ne sont pas complètement déchargées et rechargées. Il en est de même pour toutes les batteries au nickel, mais l'effet est particulièrement sensible dans les batteries au cadmium. Le problème peut être évité si la batterie est complètement déchargée de temps en temps avant qu'elle ne soit complètement rechargée, en outre, comme la technologie de batterie est développée, l'effet de mémoire a diminué.

De nos jours, les batteries au nickel sont principalement utilisées dans des applications où ni les batteries lithium-ion ni les batteries au plomb ne peuvent faire l'affaire. En termes de coût et de densité énergétique, les batteries au nickel se situent quelque part entre les batteries au lithium et les batteries au plomb.

Comme les batteries lithium-ion ont remplacé les batteries au nickel métal hydrure dans les téléphones et les ordinateurs portables, l'utilisation de ces deux derniers types a considérablement diminué. De nos jours, les batteries à hydrure métallique de nickel sont les plus couramment utilisées dans les voitures hybrides, où leurs caractéristiques de coût et de sécurité les rendent plus appropriées que les batteries au lithium-ion.

Le principal avantage concurrentiel des batteries au nickel est leur large plage de température. Aucune autre batterie ne fonctionnera aussi bien à des températures extrêmement basses (moins de $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$). Les batteries au nickel cadmium ont également la plus longue durée de vie à des températures extrêmement élevées.

Les batteries nickel n'ont pas des avantages évidents pour l'utilisation résidentielle par rapport aux autres batteries, mais les batteries au nickel peuvent être simplement compétitives. Les avantages de la batterie nickel cadmium sont sa longue durée de vie, son coût relativement faible, sa durabilité (installation dans des conditions difficiles), sa densité énergétique (supérieure à celle du plomb mais inférieure à celle du lithium) et sa fiabilité opérationnelle à température variable. Les batteries nickel hydrure métallique présentent l'avantage d'avoir une densité énergétique supérieure à celle des batteries au nickel cadmium et

elles sont plus respectueuses de l'environnement.

Dans l'ensemble, le principal problème de la batterie au nickel cadmium est la toxicité du cadmium. Aucun autre avantage de la batterie au nickel par rapport à la batterie au plomb ou au lithium, mais elle se situe quelque part entre les deux. Par conséquent, elle présente un certain nombre d'inconvénients en termes de stockage d'énergie mais aucun avantage [67].

3.4 Comparaison techno-économique des batteries

Le développement des batteries a toujours été motivé par la demande contemporaine. Actuellement, le développement de la batterie est mené par sa utilisation dans les voitures hybrides, des voitures électriques et des appareils mobiles, où une densité d'énergie élevée est nécessaire. Dans le stockage d'énergie par batterie résidentielle, la densité d'énergie élevée ne pourrait pas être l'aspect le plus important. D'un autre côté, si l'utilisateur n'a qu'un petit espace pour les batteries, la taille des batteries pourrait poser un problème. Le coût est évidemment l'un des principaux facteurs du stockage de l'énergie par batterie. Le coût doit être calculé en moyen sur la durée de vie de la batterie en années et en cycles, car plus la durée de vie d'une batterie est longue, plus son rapport coût-efficacité est élevé.

Les batteries n'ont pas été développées spécifiquement en termes d'utilisation dans les applications résidentielles, de sorte que toutes les différentes technologies de batteries peuvent avoir des applications pour le stockage de l'énergie par batterie. Tableau.3.1 présente une comparaison des facteurs techno-économiques des différents types de batteries ; les batteries au plomb, au nickel et batteries au lithium-ion.

L'effet mémoire des batteries au nickel peut être problématique lors de l'utilisation de stockage d'énergie en raison de la variation de cycles de charge et des courants de charge. Les batteries au nickel ont également un très faible rendement, et leurs

Batterie	Prix (\$/kWh)	Densité énergé- tique (kWh/m ³)	Durée de vie (années)	Durée de vie (cycles)	Autodécharge %/jour
Pb-acid	50-300	75	3-15	2000	01.-0.3
NiCd	200-1000	<200	15-20	1500	0.2-0.6
NiMH	240-1200	<350	5-10	3000-5000	0.4-1.2
Li-ion	200-1800	250-620	8-15	>4000	0.1-0.3

TABLEAU 3.1 – Comparaison techno-économique des technologies de batteries.

coûts sont beaucoup plus élevés que les batteries au plomb, bien qu'elles coûtent moins cher que les batteries au lithium-ion. Les batteries au nickel cadmium ont une bonne durée de vie au cours des années, mais une faible durée de vie du cycle. Les batteries au nickel hydrure métallique ont une bonne durée de vie en cycles, mais pas en années. Pour les raisons ci-dessus, les batteries au nickel sont exclues de la comparaison.

La batterie plomb a un grand avantage : son coût. La technologie de la batterie au plomb est très mature, de sorte que le coût des batteries a diminué au fil des décennies de recherche et de production. Le prix de la batterie au plomb est largement déterminé par le prix du plomb sur le marché. Les principaux inconvénients sont sa taille et sa densité d'énergie. La batterie au plomb a été incluse dans cette thèse en raison de son faible coût.

Les batteries au lithium-ion sont compétitives en termes de durée de vie générale en années et en cycles. La haute densité d'énergie des batteries au lithium-ion est peut-être leur plus grand avantage sur leurs concurrentes. Elles ont un très haut rendement, ce qui les rend relativement rentables. Actuellement, l'un des principaux inconvénients du lithium-ion est sa sécurité, car la presse a récemment publié des articles sur l'explosion des batteries au lithium-ion, ce qui soulève évidemment des préoccupations de la part du public. En outre, leurs coûts sont beaucoup plus élevés que les batteries au plomb. Pour cela, les batteries au lithium-ion sont exclues de la comparaison [68].

3.5 Modèle de batterie

Il y a différents types de batteries sur le marché tels que les batteries au nickel, les batteries au plomb et les batteries au lithium-ion. Comme ils sont peu coûteux et facilement disponibles sur le marché, les batteries au plomb sont principalement utilisées dans les applications PV. En outre, elles sont préférées en raison de leurs propriétés de faible autodécharge et peu d'entretien. Pour une batterie au plomb, il existe deux modes de fonctionnement : chargement et déchargement. Lorsque le courant qui circule de la source vers la batterie est positif/négatif, la batterie est en mode de charge/décharge. La Figure. 3.3 montre le modèle de circuit équivalent de la batterie au plomb pour les deux modes de fonctionnement [69].

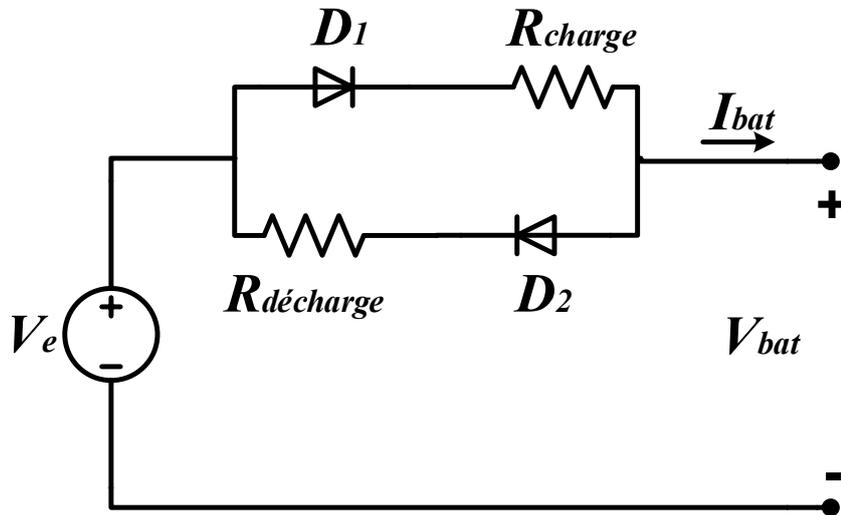


FIGURE 3.3 – Circuit équivalent de la batterie au plomb.

Dans la Figure. 3.3, V_e est la tension d'entrée, V_{bat} est la tension de la batterie, I_{bat} est le courant de la batterie, et R_{charge} et $R_{décharge}$ sont les résistances de charge et de décharge. Ainsi, l'équation principale du circuit équivalent devient.

$$V_{bat} = V_e + I_{bat} \times R_1 \quad (3.1)$$

Où R_1 représente les résistances R_{charge} et $R_{décharge}$ en selon le mode de fonctionnement. En mode charge, R_{charge} et V_e peuvent être écrits comme suit :

$$R_{charge} = \left(0.758 + \frac{0.139}{(1.06 - SOC(t)n_s)}\right) \frac{1}{SOC_m} \quad (3.2)$$

Où $SOC(t)$ est l'état de charge de la batterie à l'instant t, SOC_m est l'état de charge maximal de la batterie, et n_s est le nombre de groupes de la série 2V dans la batterie. Par exemple, si la tension de la batterie est de 12V alors n_s est 6. En mode décharge, les équations sont :

$$R_{décharge} = \left(0.19 + \frac{0.1037}{(SOC(t) - 0.14)n_s}\right) \frac{1}{SOC_m} \quad (3.3)$$

$$V_e = (1.986 + 0.124 \times SOC(t))n_s \quad (3.4)$$

Pour obtenir le $SOC(t)$ on utilise l'équation suivante :

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{1}{3600} \int_{t-1}^t \left(\frac{K_b V_e I_{bat}}{SOC_m} - SOC(t-1)D_d \right) dt \quad (3.5)$$

Où K_b est l'efficacité de charge et de décharge, et D_d est le taux d'autodécharge de la batterie.

3.6 Contrôleur de charge

Une batterie au plomb entièrement déchargée peut consommer une très grande quantité de courant de charge. En pratique, le courant de charge n'est pas limité par les propriétés d'une batterie, mais par le chargeur de batterie. Fondamentalement, nous avons utilisé trois étapes pour charger la batterie au plomb comme le montre la Figure. 3.4, la batterie que nous utilisons une batterie de 12 V et de 6 cellules et sa capacité 7 Ah. Ces étapes sont : Bulk, Absorption et Float.

L'étape Bulk est l'endroit où la batterie reçoit la plus grande partie de son énergie, ce qui représente environ 80% du cycle de recharge. Pendant cette phase, la batterie reçoit le courant le plus possible tout en gardant la température de la batterie sous $100F$. Un contrôleur à trois étapes ajoute une phase d'absorption (parfois appelée «étape d'égalisation»). Pendant cette phase, le contrôleur maintient la tension de charge entre $14.5 V$ et $14.9 V$, tout en diminuant l'ampérage de charge. Cela permet de conserver l'énergie stockée pendant l'étape Bulk. La phase Float est l'étape où la tension de charge est réduite entre $13,6 V$ et $13,8 V$ et maintenue constante, tandis que le courant est réduit moins que 1% de la capacité de la batterie. Ce mode peut être utilisé pour maintenir une batterie complètement chargée indéfiniment [70].

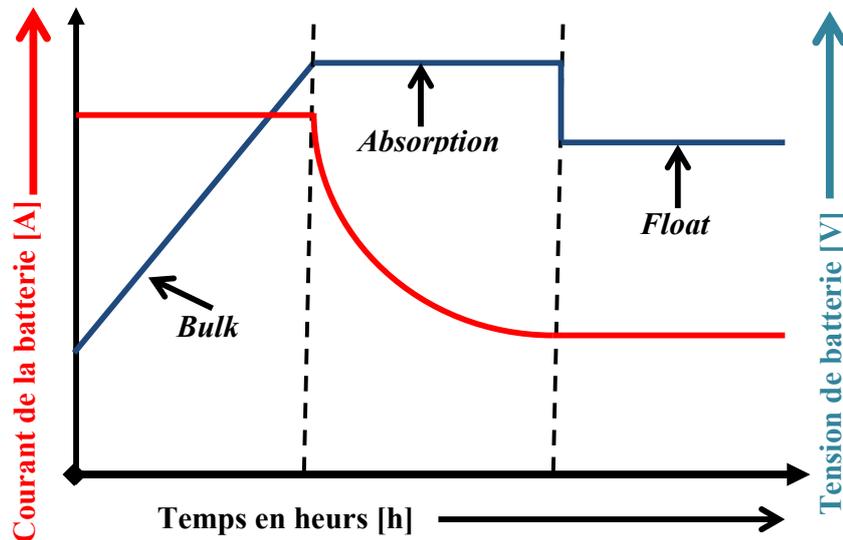


FIGURE 3.4 – Les phases de chargement de la batterie au plomb.

3.7 Types de contrôleur de charge

Les deux types de contrôleurs de charge les plus couramment utilisés dans les systèmes d'énergie solaire actuels sont la modulation de largeur d'impulsion (PWM) et le suivi de point de puissance maximum (MPPT).

3.7.1 Chargeur à modulation de largeur d'impulsion

Le contrôleur de charge à modulation de largeur d'impulsion (PWM) est le moyen le plus efficace pour obtenir une charge de batterie à tension constante en ajustant le rapport cyclique des commutateurs (MOSFET) [71]. Dans le régulateur de charge PWM, le courant provenant du panneau solaire diminue en fonction de l'état de la batterie et des besoins de recharge. Quand une tension de batterie atteint le point de consigne de régulation, l'algorithme PWM réduit lentement le courant de charge pour éviter le chauffage de la batterie ; Cependant, la charge continue de délivrer le maximum d'énergie à la batterie. La tension du module PV sera réduite à celle de la batterie [72].

Un contrôleur PWM n'est pas un convertisseur DC/DC. Le contrôleur PWM est un interrupteur qui connecte le panneau solaire à la batterie. Lorsque l'interrupteur est fermé, le panneau et la batterie seront presque à la même tension. En supposant une batterie déchargée, la tension de charge initiale sera d'environ 13 V, et en supposant une perte de tension de 0,5 V sur le câblage et le contrôleur, le panneau sera à 13,5 V. La tension augmentera lentement avec l'augmentation de l'état de charge de la batterie. Lorsque la tension d'absorption est atteinte, le contrôleur PWM commencera à déconnecter le panneau PV. Il existe deux types de chargeur PWM ; chargeur série et chargeur parallèle [73].

3.7.1.a Chargeur série

Le contrôleur série coupe le courant supplémentaire qui traverse les batteries lorsqu'elles sont pleines. Ce type de contrôleur dans la Figure. 3.5 fonctionne en série avec le module PV et la batterie. Il existe plusieurs variantes du contrôleur de type série, qui utilisent toutes un certain type d'élément de commande ou de régulation en série. Le relais ou l'interrupteur à semi-conducteurs ouvre le circuit entre le panneau PV et la batterie pour interrompre la charge, ou limite le courant d'une manière linéaire en série pour maintenir la tension de la batterie à une valeur élevée [74].

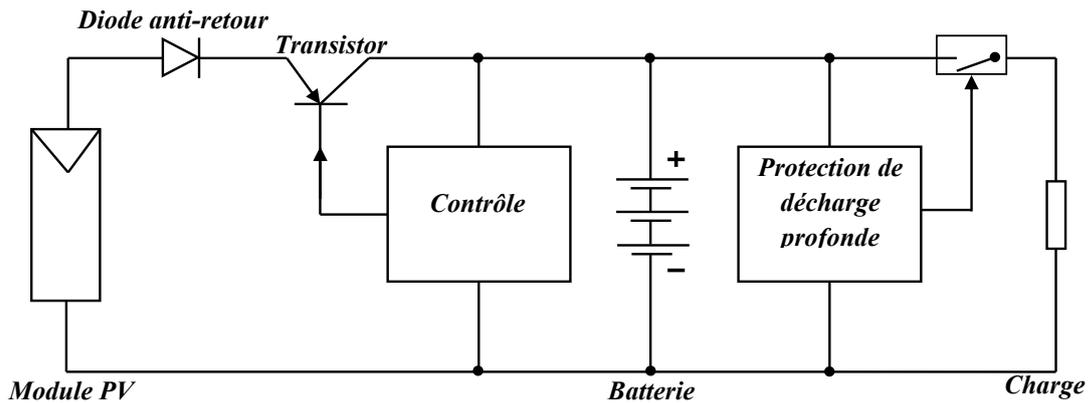


FIGURE 3.5 – Chargeur solaire série.

3.7.1.b Chargeur parallèle

Les contrôleurs parallèles (Figure. 3.6) (également appelés contrôleurs shunt), tout courant de module PV non nécessaire à la batterie est dérivé vers une charge auxiliaire, comme un chauffe-eau électrique, lorsque les batteries sont pleines. Tous les contrôleurs parallèles doivent avoir une diode de blocage en série entre la batterie et l'élément shunt pour éviter que la batterie ne court-circuite pas lorsque le panneau PV est en train de réguler. L'élément de régulation dans les contrôleurs shunt est typiquement un transistor de puissance ou MOSFET [74].

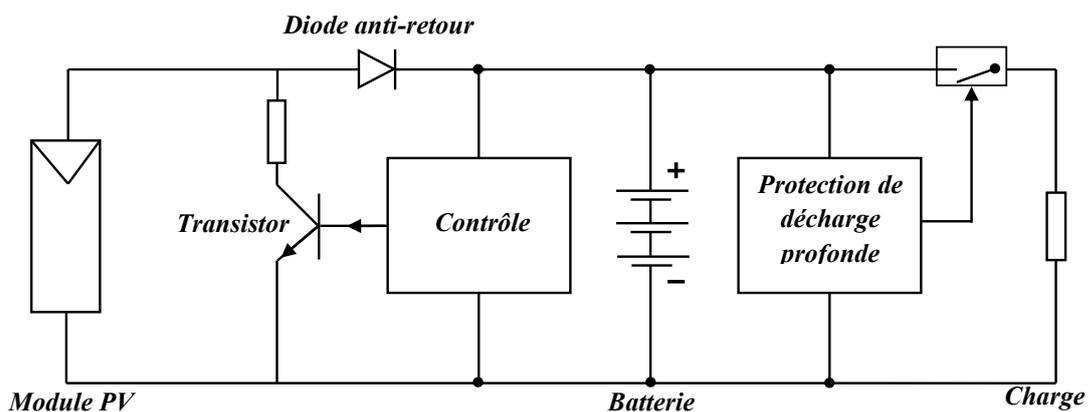


FIGURE 3.6 – Chargeur solaire parallèles.

3.7.2 Chargeur à suivi de point de puissance maximum

De nos jours, le contrôleur de charge solaire le plus avancé disponible est le chargeur MPPT. C'est plus sophistiqué et plus cher. Il a plusieurs avantages

sur le chargeur PWM. Il est 30 à 40% plus efficace à basse température [75]. Le chargeur MPPT est basé sur convertisseur DC/DC, dans notre cas on a utilisé le convertisseur SEPIC comme le montre la Figure. 3.7. Il fait passer la tension du panneau solaire plus élevée à la tension de charge de la batterie. Il ajustera sa tension d'entrée pour récolter la puissance maximale du panneau solaire, puis transformera cette puissance pour répondre aux exigences de tension variables de la batterie. Le contrôleur de charge MPPT est un convertisseur continu-continu qui peut transformer l'énergie d'une tension plus élevée en énergie à une tension inférieure. La quantité de puissance ne change pas, donc, si la tension de sortie est inférieure à la tension d'entrée, le courant de sortie sera plus élevé que le courant d'entrée, de sorte que le produit $P_{pv} = V_{pv} \times I_{pv}$ reste constant. Par conséquent, afin d'extraire le maximum d'un panneau PV, le contrôleur de charge devrait pouvoir choisir le point de fonctionnement optimal. Le panneau solaire n'utilise pas son point de puissance maximale dans les deux dernières phases de chargement [76][77][78][79].

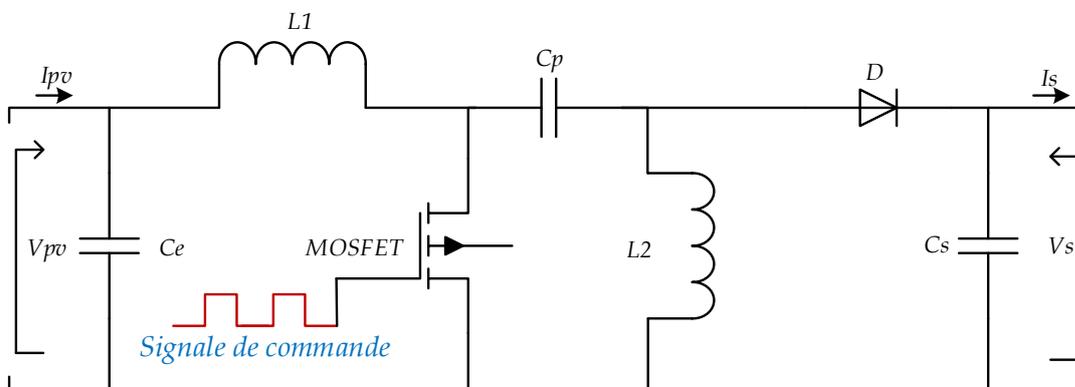


FIGURE 3.7 – Convertisseur SEPIC.

Le chargeur MPPT présente les avantages suivants :

- Efficacité de charge plus élevée.
- Plus longue vie de la batterie.
- Minimise le stress sur la batterie. Comparaison entre le
- Réduction de la surchauffe de la batterie.

3.8 Comparaison entre le chargeur MPPT et PWM

Le chargeur de batterie le plus basique surveille simplement la tension de la batterie et ouvre le circuit, arrêtant la charge, lorsque la tension de la batterie atteint un certain niveau. Les anciens contrôleurs de charge utilisaient un relais mécanique pour ouvrir ou fermer le circuit, arrêtant ou démarrant l'alimentation des batteries.

Les chargeurs de batterie les plus modernes utilisent la modulation de largeur d'impulsion (PWM) pour réduire lentement la quantité d'énergie appliquée aux batteries lorsque les batteries se rapprochent à leur pleine charge. Ce type de contrôleur permet aux batteries d'être complètement chargées avec moins de contraintes sur la batterie, ce qui prolonge la durée de vie de la batterie. Il peut également garder les batteries dans un état complètement chargé indéfiniment. Le plus récent et le meilleur type de chargeur solaire est appelé MPPT. Les contrôleurs MPPT sont fondamentalement capables de convertir l'excès de tension en ampérage. Cela a des avantages dans plusieurs domaines différents. La plupart des systèmes d'énergie solaire utilisent des batteries de 12 volts, comme vous trouvez dans les voitures. Les panneaux solaires peuvent fournir une tension plus élevée que celle requise par la batterie. En transformant essentiellement la tension excédentaire en ampères, la tension de charge peut être maintenue à un niveau optimal tandis que le temps requis pour charger complètement les batteries est réduit. Cela permet au système d'énergie solaire de fonctionner de manière optimale à tout moment.

Un autre domaine qui est amélioré par un contrôleur de charge MPPT est la perte de puissance. Une tension faible dans les fils entre les panneaux solaires et le contrôleur de charge entraîne une perte d'énergie plus élevée dans les fils qu'une tension plus élevée. Avec un chargeur PWM utilisé avec des batteries 12V, la tension du panneau PV délivrée au contrôleur de charge doit généralement être de 18 V. L'utilisation d'un contrôleur MPPT permet des tensions beaucoup plus élevées dans les câbles entre les panneaux et le contrôleur de charge solaire. Le

contrôleur MPPT convertit ensuite la surtension en ampères. En faisant passer une tension plus élevée dans les câbles des panneaux solaires au contrôleur de charge, la perte de puissance dans le câble est considérablement réduite. Lorsque vous utilisez des panneaux haute tension supérieures à 35 V pour charger une batterie de 12 V, la seule option de contrôleur est un contrôleur de charge MPPT.

La fonction finale des contrôleurs de charge solaire modernes empêche le courant inverse, lorsque les panneaux PV ne produisent pas de l'électricité, l'électricité des batteries peut effectivement s'inverser à travers le module PV. On peut charger les batteries en utilisant l'énergie solaire toute la journée ; Le contrôleur de charge peut détecter quand aucune énergie provient à partir des panneaux solaires et ouvrir le circuit, déconnecter les panneaux solaires et arrêter le courant inverse [80].

Chargeur solaires PWM	Chargeur solaires MPPT
Les Avantages	
<ul style="list-style-type: none"> • Les contrôleurs PWM sont construits sur une technologie éprouvée par le temps. Ils ont été utilisés pendant des années dans les systèmes solaires, et sont bien établis. • Ces contrôleurs sont peu coûteux. • Ces contrôleurs sont disponibles en plusieurs dimensions pour des applications différentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les chargeurs MPPT offrent une augmentation potentielle de l'efficacité de charge jusqu'à 30%. • Ces contrôleurs offrent également la possibilité d'avoir un panneau PV avec une tension d'entrée plus élevée que la batterie. • Le chargeur MPPT est le seul moyen de réguler le générateur solaire pour le chargement de la batterie. • Le chargeur MPPT offre une grande flexibilité pour le développement du système. • Les garanties des chargeurs MPPT sont plus longues que les chargeurs PWM.
Les Inconvénients	
<ul style="list-style-type: none"> • La tension nominale d'entrée solaire doit correspondre à la tension nominale de la batterie. • Ne peut pas être utilisé avec des modules PV à haute tension. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les chargeurs MPPT sont plus chers, parfois deux fois plus chers qu'un chargeur PWM

TABLEAU 3.2 – Comparaison entre le chargeur MPPT et le chargeur PWM.

3.9 Conception d'un chargeur MPPT

En utilisant une technique de tension ascendante, le contrôleur peut charger la batterie jusqu'à ce qu'elle atteigne $13,8\text{ V}$. Notez que la valeur du courant dépend de la différence de potentiel entre la source et la charge. Cette technique est appelée charge flottante et elle est utilisée pour fournir à la batterie une quantité proportionnelle de courant et de tension en fonction de son état de charge. La Figure. 3.8 représente le schéma de principe du système. La tension désirée et le courant maximum autorisé sont déterminés. Le système lit le courant et la tension réels et les compare à ceux qui sont désirés en se basant sur l'algorithme de chargement (Figure. 3.9).

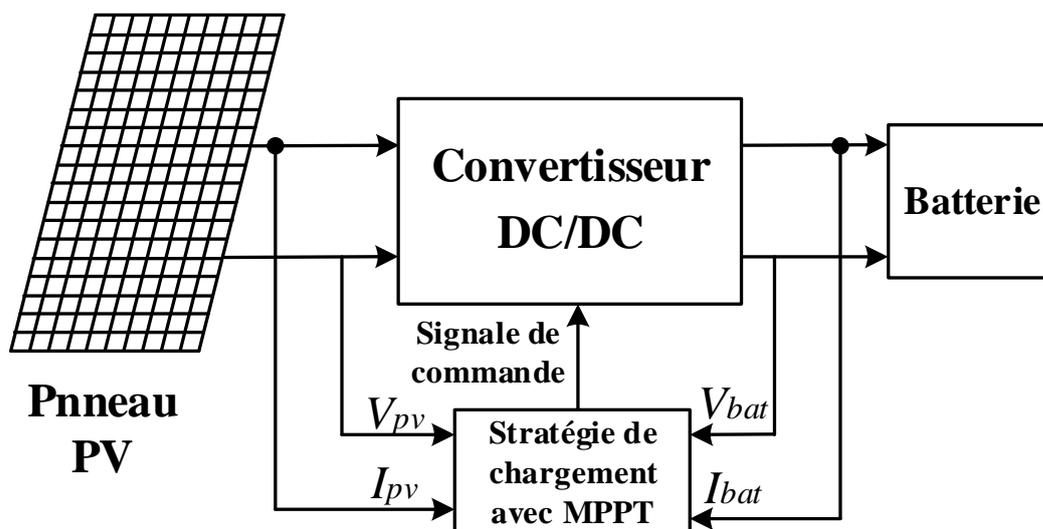


FIGURE 3.8 – le schéma de principe du chargeur MPPT.

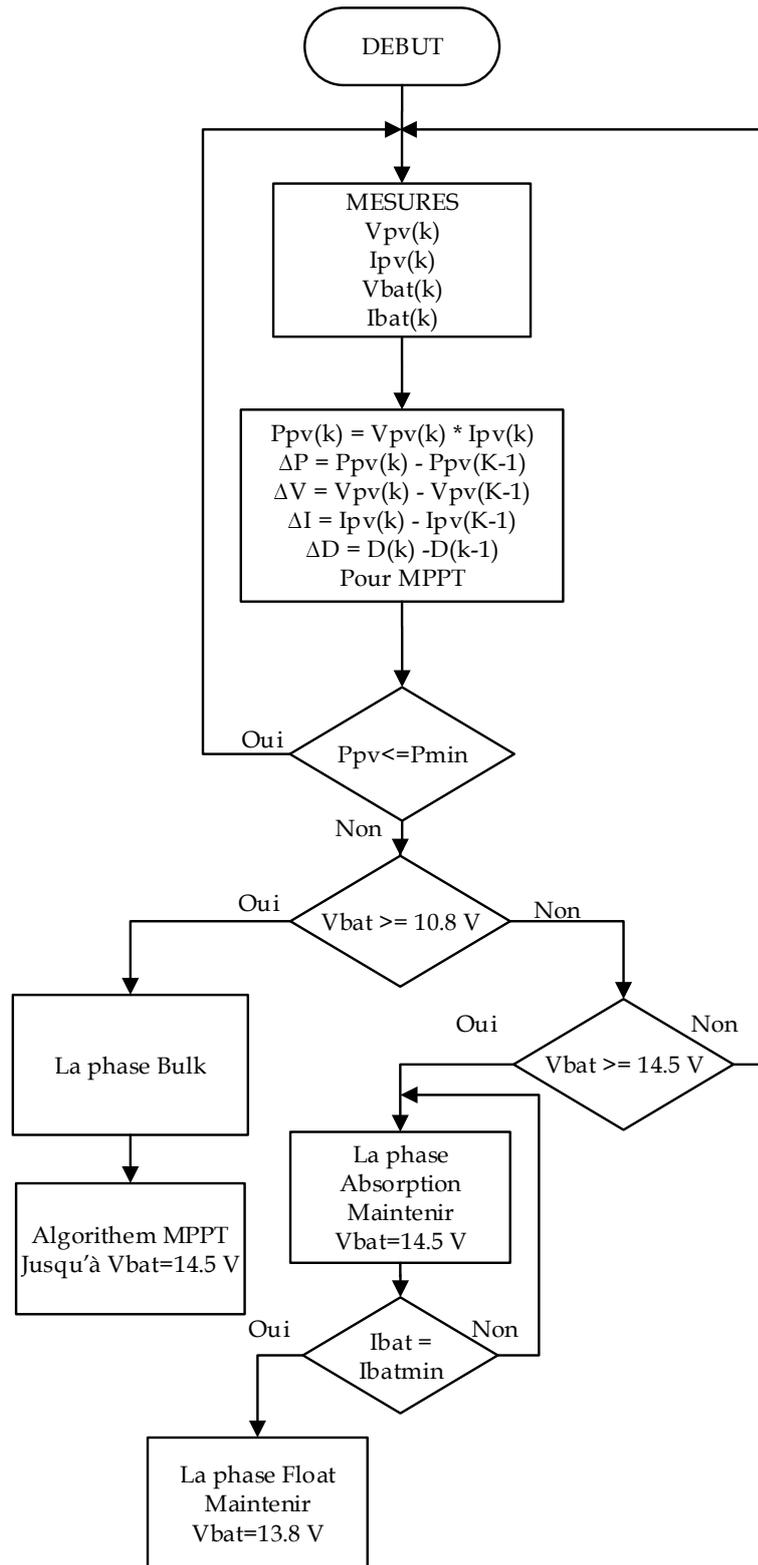


FIGURE 3.9 – Organigramme de la stratégie de contrôle pour le chargeur de batterie.

En fait, le rôle du microcontrôleur est de lire le courant réel de la batterie et de le comparer au courant maximum autorisé. Si le courant de consommation de

batterie élevée, le signal du rapport cycle PWM diminue. Si ce n'est pas le cas, la tension de la batterie est lue et comparée à la tension désirée. La tension désirée est limitée à $13,8V$ dans notre cas expérimental. Si la tension de la batterie est inférieure à la tension désirée, le rapport cycle est augmenté en augmentant la tension aux bornes de la batterie. Lorsque la tension réelle de la batterie dépasse la limite souhaitée, le rapport cycle diminue. En outre, une égalisation entre les tensions désirées et les tensions réelles maintient à une erreur égale zéro. Par conséquent, le rapport cycle conserve son ancienne valeur [81].

3.10 Résultats expérimentaux

Le chargeur Solaire MPPT se compose d'un panneau PV, convertisseur SEPIC, microcontrôleur PIC16F877A et la batterie. Le convertisseur SEPIC (Figure. 3.10) est commandé par le rapport cyclique, les composants du convertisseur SEPIC sont dans le Tableau.3.3. Le microcontrôleur PIC16F877A est programmé avec l'algorithme classique proposé. Le courant et la tension du module PV et la batterie sont mesurés respectivement à l'aide de l'ACS712 (capteur de courant) et du diviseur de tension.

Paramètres	Variable	Valeur
Capacité d'entrée	C_e	$2200 \mu F$
Capacité de sortie	C_s	$2200 \mu F$
Inductance	$L_1=L_2$	$184 \mu H$
Capacité de couplage	C_P	$1000 \mu F$
Fréquence de commutation	f_{SW}	$10 kHz$

TABLEAU 3.3 – Composants du convertisseur DC-DC SEPIC.

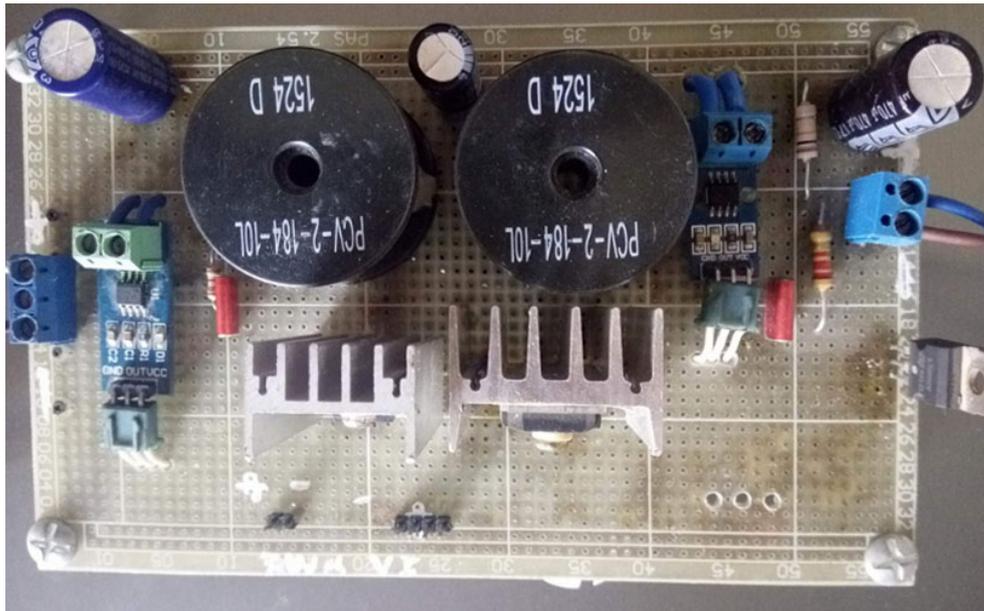


FIGURE 3.10 – Convertisseur SEPIC.

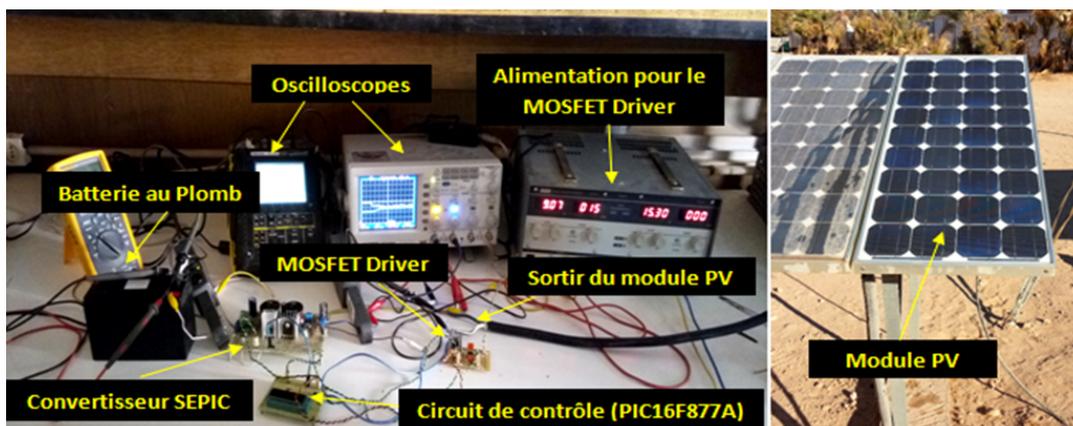


FIGURE 3.11 – Le système global de test expérimental installé dans l'unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien, Adrar, Algeria.

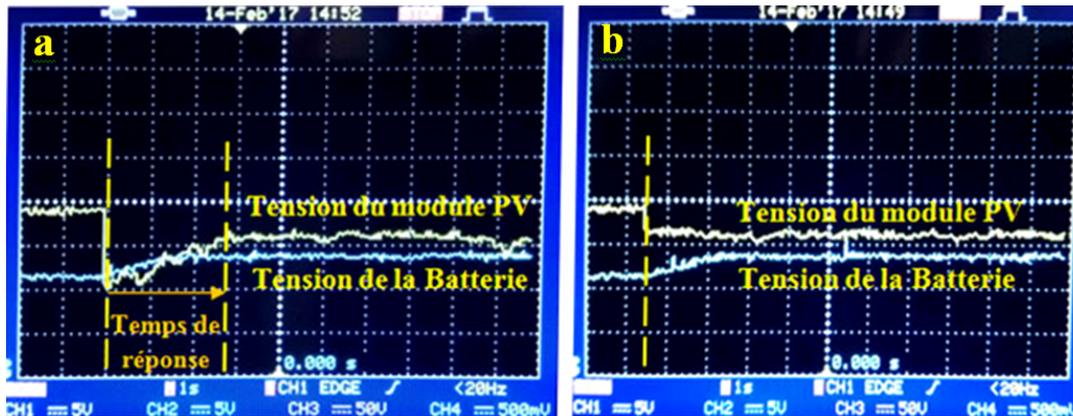


FIGURE 3.12 – Tension du panneau PV et tension de la batterie, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme $P\&O$ proposé.

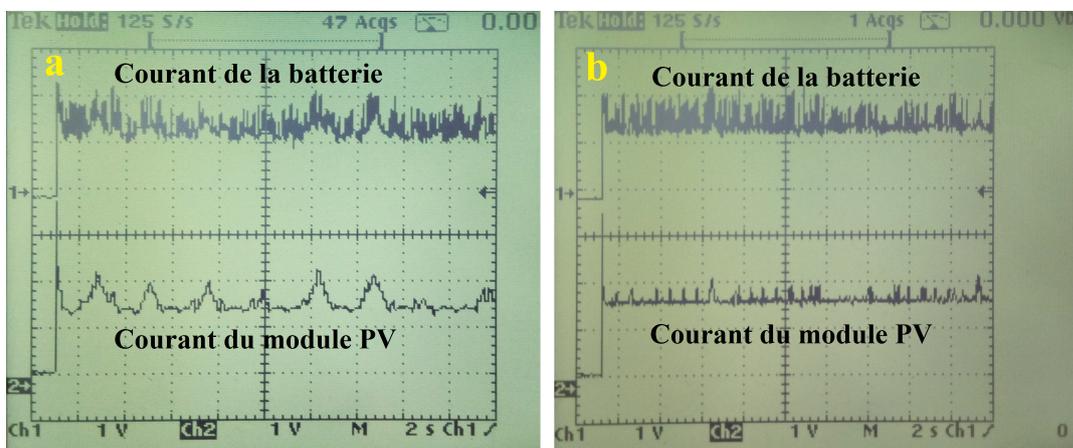


FIGURE 3.13 – Tension du panneau PV et tension de sortie du convertisseur, a) Algorithme IncCond classique, b) Algorithme IncCond proposé.

Afin de valider la stratégie de contrôle MPPT du système, un test final a été effectué consistant à charger la batterie au plomb. Le but principal est de tester le fonctionnement du contrôle de charge. On peut voir sur les Figure. 3.12 et Figure. 3.13, l'algorithme MPPT extrait la puissance maximale de panneau PV, l'algorithme proposé a une réponse dynamique plus rapide que l'algorithme conventionnel qui garantit un rendement supérieur.

3.11 Conclusion

Ce chapitre présente la conception d'une stratégie de contrôle MPPT implémentée dans un microcontrôleur, un convertisseur SEPIC utilisé comme chargeur solaire efficace pour les batteries au plomb. Les résultats et les tests expérimentaux pour un prototype de système photovoltaïque de puissance nominale 75W, valident la stratégie de contrôle. La puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques est maximisée, en utilisant la technique MPPT IncCond qui garantit un rendement supérieur et une réponse dynamique rapide. Le chapitre suivant présente l'étude du système de pompage solaire.

4

Systeme de Pompage Solaire

4.1 Introduction

L'eau joue un rôle important dans le développement de n'importe quel pays. La qualité de la vie dans tous les pays dépend fortement de la quantité et de la qualité des ressources en eau disponibles dans ce pays. On estime qu'une moyenne de cinq litres d'eau douce par personne et par jour est nécessaire. Bien qu'une grande quantité d'eau de haute qualité soit présente dans le monde, elle n'est souvent pas disponible aux endroits où elle peut être facilement utilisée. Cela soulève le besoin de pomper de l'eau de haute qualité de sa source aux endroits où elle est en demande. À cet effet, les pompes à eau sont utilisées depuis des décennies.

La majorité des pompes à eau disponibles dans le commerce fonctionnent à l'électricité ou au diesel. L'électricité produite principalement par la combustion de combustibles fossiles fournis par les réseaux nationaux. Cela posait un problème pour l'approvisionnement en eau des régions éloignées qui ne peuvent pas être connectées directement à une station de réseau nationale. De plus, avec la prise de conscience des impacts négatifs de la combustion de combustibles fossiles sur l'environnement, les chercheurs se sont concentrés sur le développement des systèmes autonomes de pompage de l'eau qui pourraient être alimentés par des sources d'énergie renouvelables [82].

Plusieurs sources d'énergie renouvelables peuvent être utilisées pour le pompage de l'eau. Cependant, l'énergie PV s'est avérée être la meilleure. L'énergie solaire a été prouvée d'avoir une relation directe entre sa disponibilité et la demande en eau. L'intensité solaire est élevée dans de nombreux endroits où le réseau électrique est éloigné.

Les panneaux PV utilisent l'énergie solaire pour produire directement de l'électricité qui pourrait être utilisée pour alimenter les pompes à eau électriques. Au cours des dernières années, les chercheurs se sont concentrés sur le développement de systèmes de pompage d'eau efficaces. Ces systèmes ont prouvé leur fiabilité même dans des conditions météorologiques difficiles [83]. Ce chapitre présente une étude sur le pompage d'eau photovoltaïque dans les zones arides.

4.2 Système de pompage PV basés sur le moteur à courant continu

Les systèmes de pompage d'eau photovoltaïque sont généralement constitués : des modules PV, des batteries, un moteur à courant continu (MCC), une pompe à eau, un contrôleur et un réservoir [84][85].

Il existe deux configurations de systèmes de pompage PV basés sur un MCC. Dans le premier système (Figure.4.1) le moteur pourrait être connecté directement au générateur PV [86].

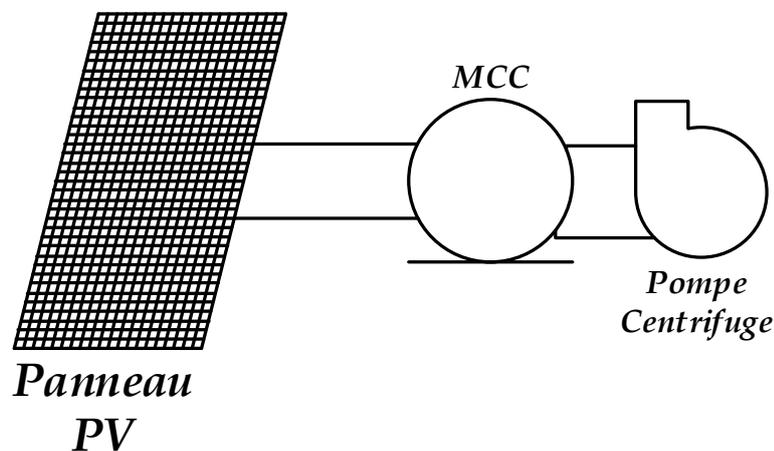


FIGURE 4.1 – Système de pompage d'eau photovoltaïque sans convertisseur MPPT.

Le deuxième système comprend un générateur PV alimentant un MCC via un convertisseur DC-DC qui force le système à fonctionner dans le MPP (Figure.4.2) [87][88][89].

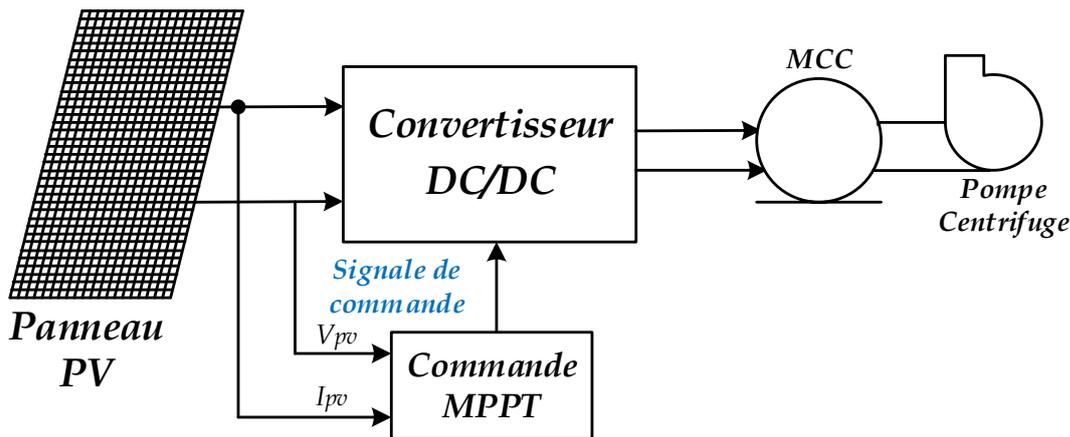


FIGURE 4.2 – Système de pompage d'eau photovoltaïque avec convertisseur MPPT.

4.3 Les Principaux types de pompes

La pompe est un dispositif mécanique généralement utilisé pour élever des liquides d'un niveau inférieur à un niveau supérieur. Ceci est réalisé en créant une basse pression à l'entrée et une haute pression à la sortie de la pompe. En raison de la faible pression d'entrée, le liquide monte d'où il est disponible et la pression de sortie élevée le force là où il doit être stocké ou fourni. Cependant, le travail doit être effectué par un moteur principal pour lui permettre de transmettre de l'énergie mécanique au liquide qui se transforme finalement en énergie de pression [90][91][92].

Deux types de pompes sont couramment utilisés pour les applications de pompage d'eau : volumétriques et centrifuge. Les pompes centrifuges et volumétriques peuvent être classées en deux catégories : celles qui ont des moteurs montés en surface et celles qui sont immergées dans l'eau.

4.3.1 Les Pompes centrifuges

Les pompes centrifuges (Figure. 4.3) mettent en œuvre l'énergie développée par une roue tournant à grande vitesse [93]. L'eau aspirée au centre de la roue est projetée à la périphérie dans le corps de pompe où l'énergie communiquée à

l'eau est transformée en hauteur manométrique, c'est-à-dire en pression [94]. La dépression créée à l'orifice d'aspiration assure l'arrivée continue de l'eau sous réserve que les conditions d'alimentation soient suffisantes [95][96].



FIGURE 4.3 – Pompe centrifuge.

Une pompe centrifuge classique fournit un procédé très efficace pour déplacer des fluides de grand volume, typiquement avec une viscosité faible ou moyenne jusqu'à des petites particules, bien que les modèles soient disponibles pour la manipulation de fluides plus difficiles [97][98].

4.3.1.a Les éléments essentiels d'une pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont composées d'une roue à aubes qui tourne autour de son axe [99], d'un stator constitué au centre d'un distributeur qui dirige le fluide de manière adéquate à l'entrée de la roue, et d'un collecteur en forme de spirale disposé en sortie de la roue appelé volute [100] Figure. 4.4.

- la roue à aubes, partie tournante de la pompe ;
- le distributeur, toujours axial (débouchant au centre de la roue à aubes) ;
- le collecteur, toujours tangentiel et de section croissante, pour transformer l'énergie cinétique en énergie de pression.

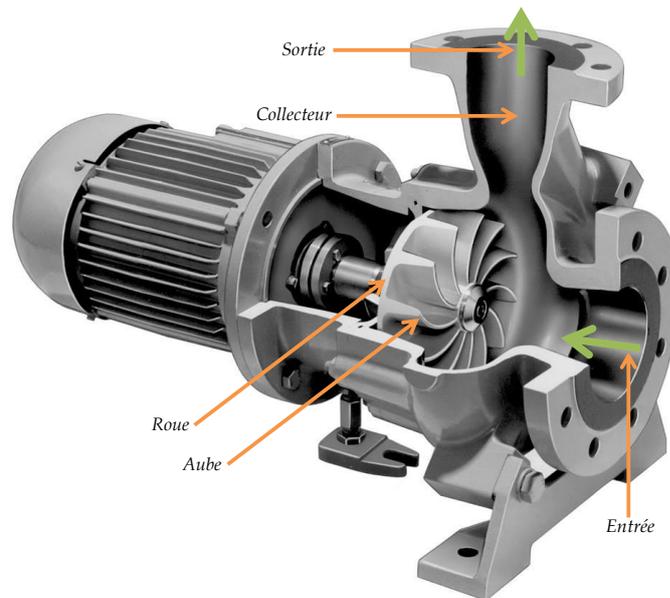


FIGURE 4.4 – Les éléments essentiels d'une pompe centrifuge.

4.3.1.b Courbes caractéristiques d'une pompe centrifuge

Pour utiliser une pompe centrifuge d'une manière optimale, il faut connaître les deux caractéristiques suivantes :

- la variation de la hauteur manométrique en fonction du débit.

La hauteur manométrique développée totale (HMT) par une pompe centrifuge diminue généralement en fonction du débit pompé [101] Figure. 4.5.

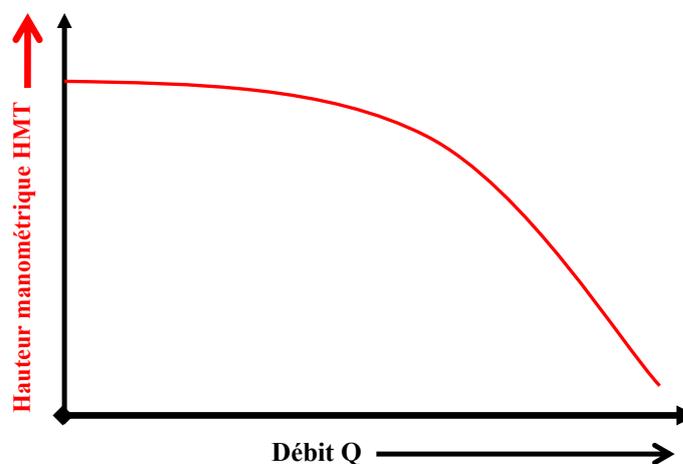


FIGURE 4.5 – Variation de HMT en fonction du débit.

- la variation du rendement en fonction du débit.

Le (point de rendement maximal) PRM est le point où la pompe fonctionne à son rendement maximale. Tous les points à gauche ou à droite du PRM ont un rendement plus bas (Figure. 4.6).

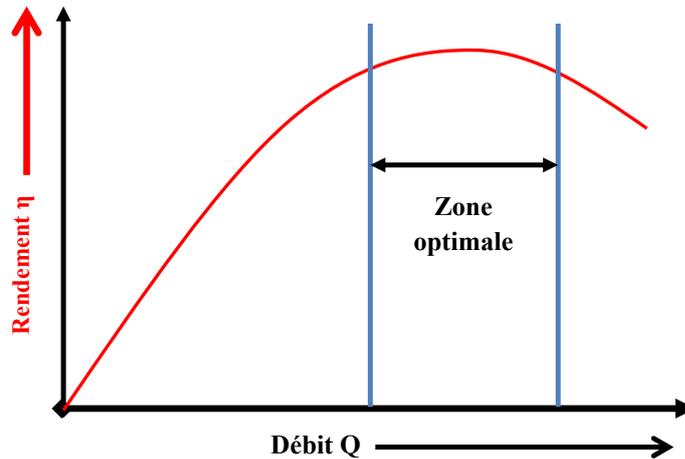


FIGURE 4.6 – Variation du rendement en fonction du débit.

4.3.2 Les Pompes volumétriques

Alors que les pompes centrifuges sont conçues pour des applications à faible débit et à haute pression [102], les pompes volumétriques (Figure. 4.7) peuvent atteindre des pressions plus élevées, mais sont des pompes à faible débit à déplacement plus lent. Ils sont utilisés pour le pompage des boues et d'autres fluides à haute densité ou visqueux pour lesquels d'autres types de pompes sont inappropriés. Les pompes volumétriques permettent d'obtenir des HMT beaucoup plus élevées (plus de 100 mètres) que les pompes centrifuges. La pression au refoulement est ainsi plus importante [103]. Le débit est par contre généralement plus faible mais il ne dépend pratiquement pas des caractéristiques de l'aimantation. La pompe sélectionnée dans cette thèse est une pompe centrifuge



FIGURE 4.7 – Pompe volumétrique.

4.4 Les différents types de moteurs utilisés dans les applications de pompage

Il existe différents types de moteurs disponibles pour les applications de pompage d'eau PV :

- Les moteurs à courant continu (MCC).
- Les moteurs à courant alternatif (MCA).

Les moteurs MCC sont préférables lorsqu'un couplage direct aux panneaux PV est souhaité tandis que les moteurs MCA sont couplés aux panneaux PV par des onduleurs ce qui augmente le coût de système. Les moteurs MCA alternatif en général sont moins chers que les moteurs MCC et sont plus fiables, mais les moteurs MCC sont plus efficaces. Dans cette thèse on choisit le moteur MCC.

4.5 Les moteurs à courant continu

Avant que les alimentations à tension variable soient facilement disponibles, la plupart des MCC étaient obligés de fonctionner à partir d'une seule alimentation continue, généralement à tension constante. Le circuit d'induit et de l'excitation

ont donc été conçus soit pour une connexion en parallèle (shunt), soit en série. Les caractéristiques de fonctionnement des machines shunt et série sont largement différentes, et par conséquent, chaque type a sa niche particulière : les moteurs shunts ont été jugés bons pour les applications à vitesse constante, tandis que les moteurs en série étaient (et sont encore) largement utilisés pour les applications de traction [104].

Les caractéristiques de fonctionnement du moteur à excitation shunt, série et séparé sont examinées ci-dessous.

4.5.1 Moteur à excitation séparée

Un MCC à excitation séparée est représenté sur la Figure. 4.8. L'induit et l'inducteur sont excités à partir de sources continues séparées [105].

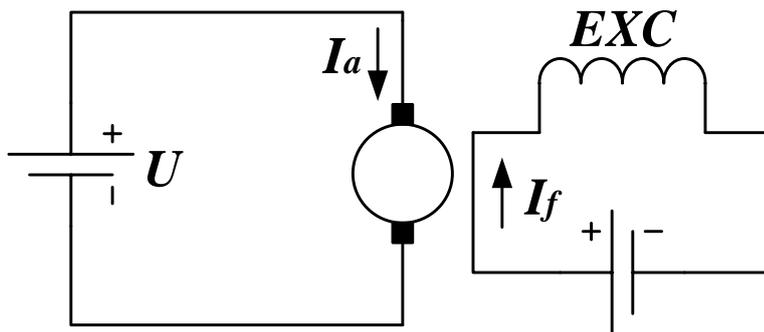


FIGURE 4.8 – Circuit équivalent de MCC à excitation séparée.

La résistance effective de l'induit est donnée par R_a , I_a est le courant circulant dans l'induit. L'équation de la tension est donnée par (Equation 4.1) [106] :

$$U = R_a \times i_a + \frac{L di_a}{dt} + m_{fd} I_f \omega \quad (4.1)$$

Où :

I_a : Courant instantané d'induit.

R_a : La résistance d'induit.

$m_{fd} I_f$: Flux magnétique.

Notre model dans le régime permanent est.

$$U = R_a \times I_a + m_{fd} I_f \omega \quad (4.2)$$

Où :

I_a : Courant d'induit.

$$\omega = \frac{U}{m_{fd} I_f} - \frac{R_a \times I_a}{m_{fd} I_f} \quad (4.3)$$

L'équation de couple d'un moteur est donnée comme par.

$$C = m_{fd} I_f I_a \quad (4.4)$$

En substituant l'Equation 4.3 à l'Equation 4.4, nous obtenons.

$$\omega = \frac{U}{m_{fd} I_f} - \frac{C R_a}{(m_{fd} I_f)^2} \quad (4.5)$$

4.5.2 Moteur á excitation shunt

Dans le cas d'un MCC à excitation shunt, l'enroulement d'excitation et l'enroulement d'induit sont connectés en parallèle à travers la même alimentation (Figure.4.9) et donc les enroulements de l'excitation sont exposés à la tension complète [107].

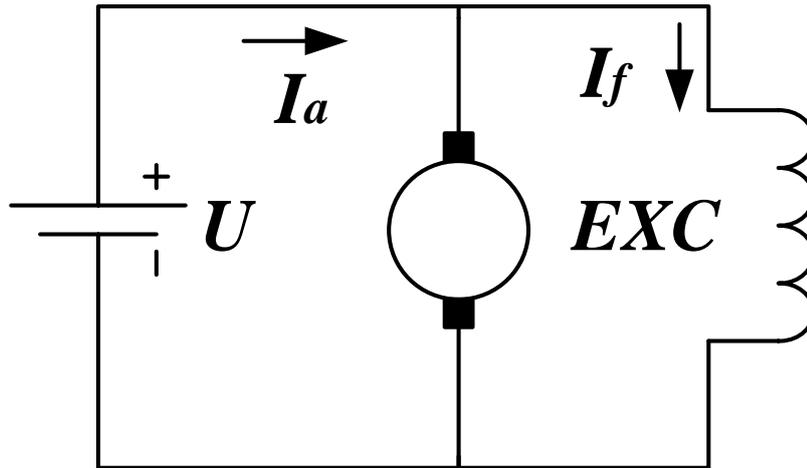


FIGURE 4.9 – Circuit équivalent de MCC à excitation shunt.

Le courant d'excitation I_f et le courant d'induit I_a sont différents. La vitesse d'un moteur MCC shunt est constante et ne varie pas avec la charge mécanique à la sortie. La tension sera constante et à la valeur nominale du moteur, dans ce cas, la courbe de couple/vitesse en régime permanent sera similaire à celle d'un moteur à excitation séparé au flux nominal. L'équation de la tension est donnée par [108].

$$U = R_a \times I_a + m_{fd} I_f \omega \quad (4.6)$$

La caractéristique de ce type de moteur est donnée par.

$$\omega = \frac{U}{m_{fd} I_f} - \frac{C R_a}{(m_{fd} I_f)^2} \quad (4.7)$$

Ceci est similaire à l'équation d'une ligne droite, et nous pouvons représenter graphiquement la caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation shunt (Figure. 4.10).

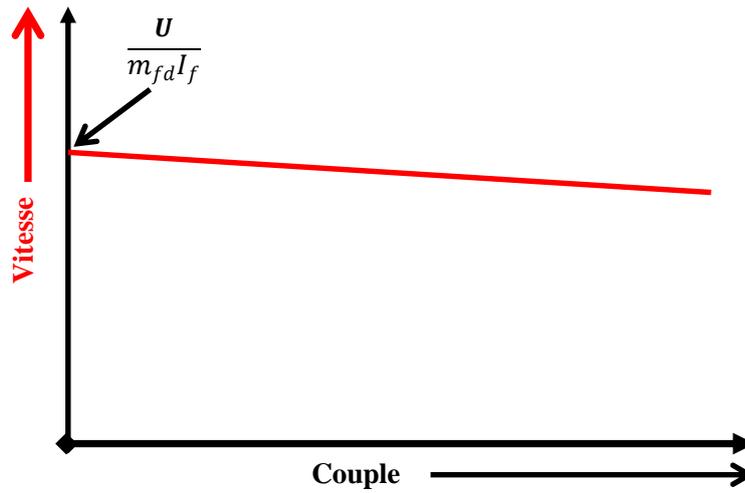


FIGURE 4.10 – Caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation shunt.

Le MCC à excitation shunt est un moteur à vitesse constante, car la vitesse ne varie pas avec la variation de la charge mécanique [109].

4.5.3 Moteur à excitation série.

Dans le cas d'un MCC à excitation série, l'enroulement d'excitation et l'enroulement d'induit sont connectés en série (Figure.4.11).

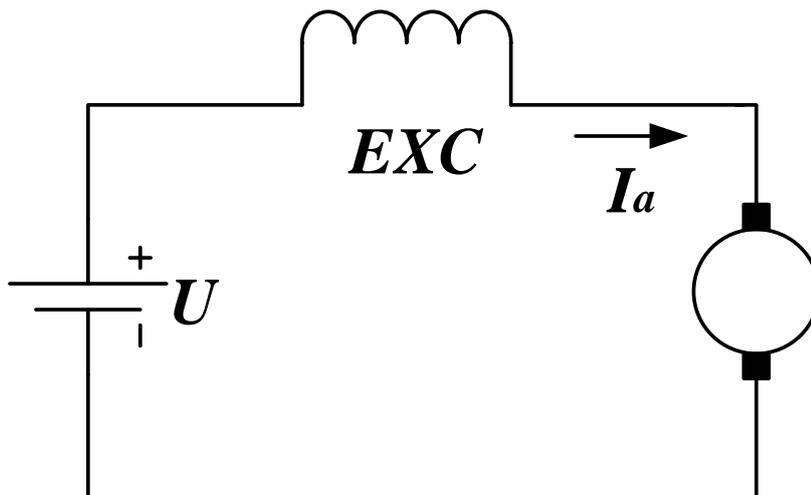


FIGURE 4.11 – Circuit équivalent de MCC à excitation série.

Le courant qui traverse l'enroulement d'excitation est le même courant d'induit, donc beaucoup plus important que celui de moteur à excitation séparée et shunt [110]. L'équation de la tension est donnée par.

$$U = (R_a \times r)I_a + m_{fd}I_a\omega \quad (4.8)$$

L'équation de couple d'un moteur est donnée comme par.

$$C = m_{fd}I_a^2 \quad (4.9)$$

Où r est la résistance de l'enroulement d'excitation.

La caractéristique de ce type de moteur est donnée par.

$$\omega = \frac{U}{m_{fd} \times \sqrt{\frac{C}{m_{fd}}}} - \frac{R_a \times r}{m_{fd}} \quad (4.10)$$

La représentation graphiquement de la caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation série est illustré sur la Figure.4.12.

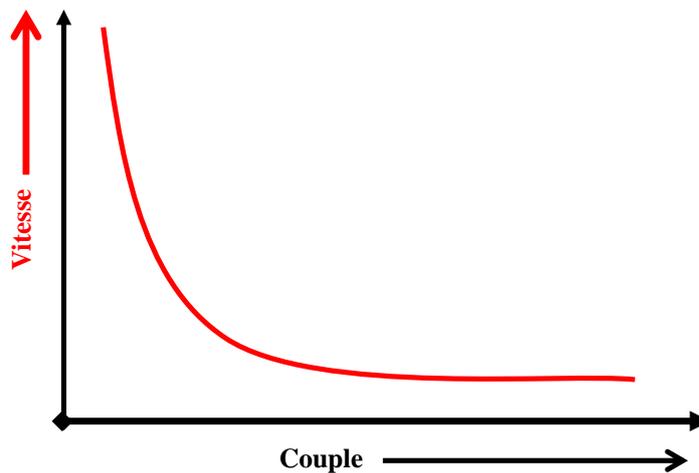


FIGURE 4.12 – Caractéristique couple vitesse d'un MCC à excitation série.

Parmi ces MCC, le MCC à excitation série est utilisé pour des applications de pompage solaire, il peut avoir un couple de démarrage important pour vaincre

la résistance de la pompe à eau au démarrage et bien répondre à un courant variable. De plus, le rendement moyen du MCC série est élevé, de l'ordre de 80% à 85%, et ce sur une plage de fonctionnement importante.

4.6 Le système de pompage solaire

Les systèmes de pompage alimentés par l'énergie PV sont une alternative efficace en termes de coût pour l'agriculture dans les zones éloignées (Figure. 4.13). Ce système de pompage solaire pourrait permettre aux agriculteurs de réduire les coûts liés à leur consommation électrique tout en étant plus respectueux de l'environnement.

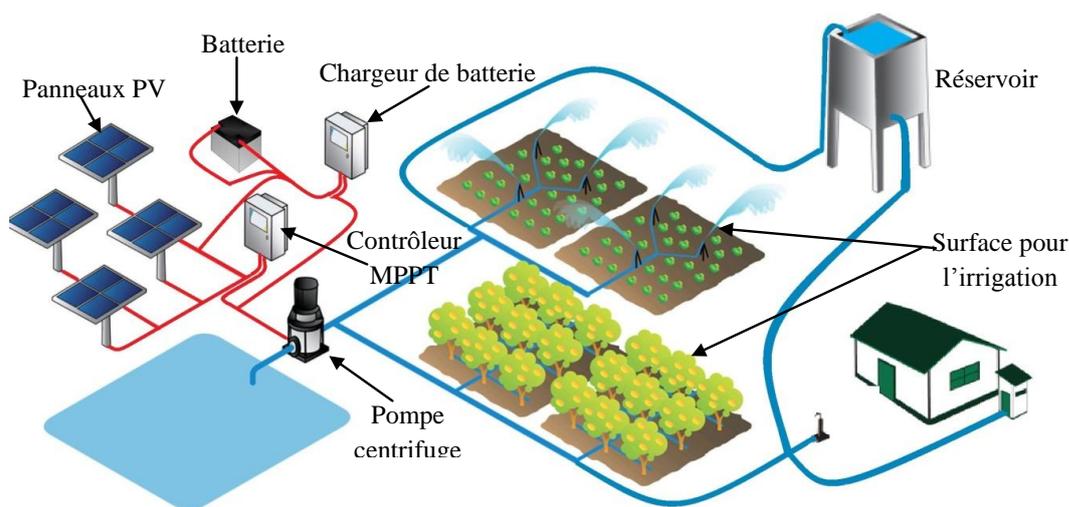


FIGURE 4.13 – Irrigation avec le pompage solaire dans les zones éloignées.

Le système de pompage d'eau PV se compose des modules PV, d'un contrôleur de point de puissance maximal, des batteries avec contrôleur de charge, d'un moteur MCC entraînant une pompe centrifuge comme illustré à la Figure.4.14.

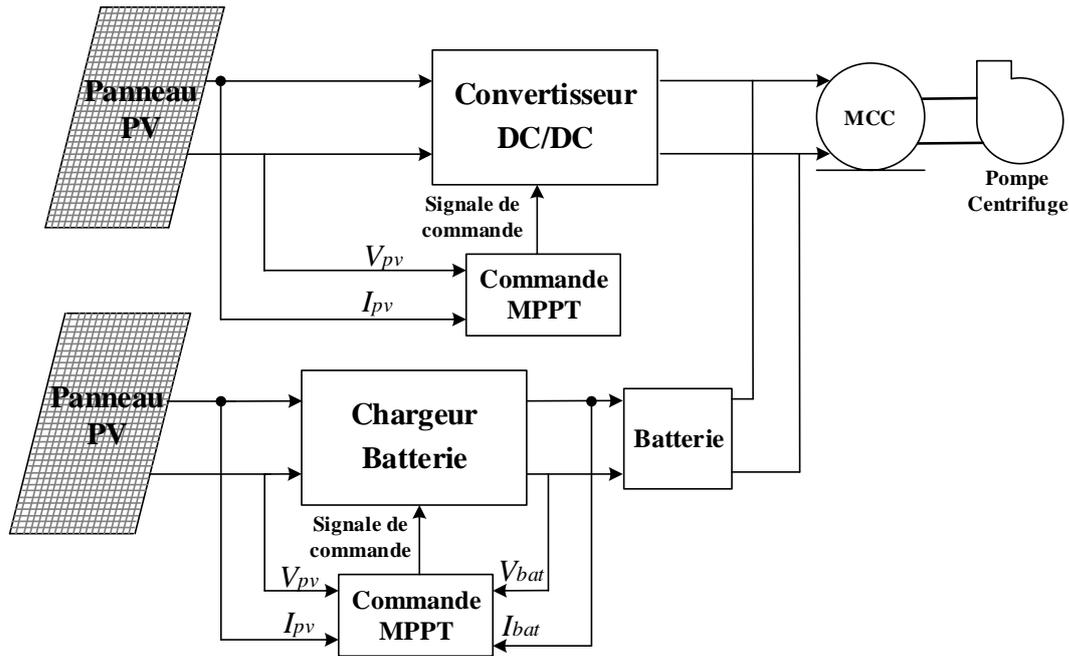


FIGURE 4.14 – Le système global d'un pompage solaire.

4.7 Résultats de simulation

Le système pompage PV avec sa partie de stockage de l'énergie par batterie est simulé à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink pour différents conditions météorologique avec augmentation et diminution de l'éclairement solaire de 0 à 6 s et de 6 à 10 s l'éclairement solaire est égale zéro (présente la nuit) comme illustré Figure.4.15. Durant la journée (de 0 à 6 s), les module PV alimentent la pompe à eau et stocker l'énergie dans les batteries et nous l'utilisons cette énergie stockées au moment de la nuit (de 6 à 10 s) où il n'y a pas de production de l'énergie électrique par les panneaux PV pour assurer que la population est approvisionnée en eau à tout moment. Les paramètres du panneau PV utilisé sont répertoriés dans le Tableau.4.1.

Les paramètres	Description	Valeur
Puissance maximale	P_{mpp}	400 [W]
Tension maximale	V_{mpp}	87 [V]
Current maximale	I_{mpp}	4.6 [A]
Tension de circuit ouvert	V_{co}	102 [V]
Courant de court-circuit	I_{cc}	5 [A]

TABLEAU 4.1 – Les paramètres du panneau PV dans les conditions STC.

La simulation à été réalisée sous différentes irradiations solaire (1000 W/m^2 de 0 à 1 s , 400 W/m^2 de 1 à 2,5 s , 700 W/m^2 de 2,5 à 4 s , 1000 W/m^2 de 4 à 6s et 00 W/m^2 de 6 à 10 s) (Figure.4.15).

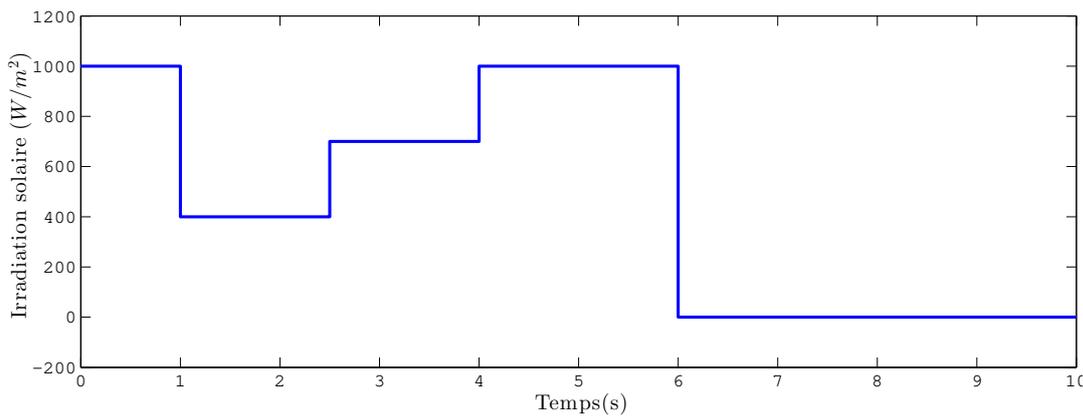


FIGURE 4.15 – Le profil de l'irradiation solaire.

Les résultats sont observés comme indiqué sur les figures ci-dessous. Tout d'abord, la puissance, le courant et la tension du module PV varient selon le profil de l'irradiation solaire proposé comme indiqué sur Figure.4.16, Figure.4.17, Figure.4.18 respectivement, quand il y a augmentation de l'illumination solaire, la puissance et le courant augmentent proportionnellement à l'éclairement, par contre la tension diminue légèrement et vice versa.

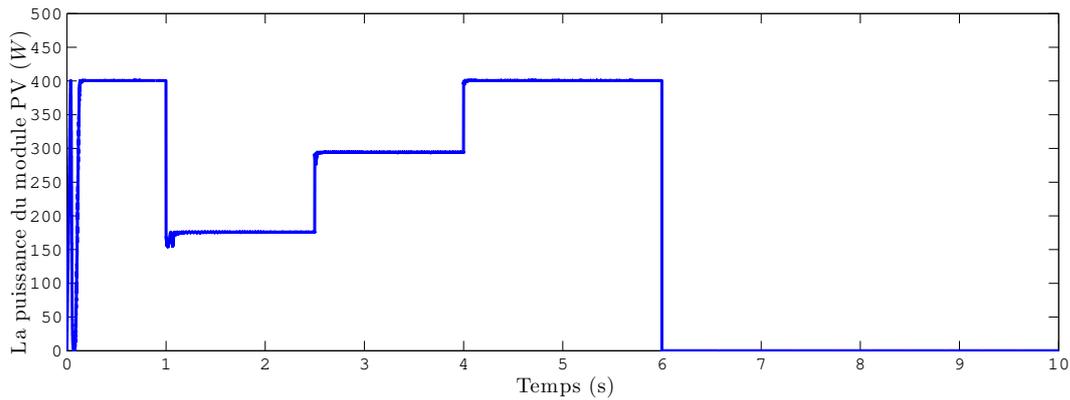


FIGURE 4.16 – La puissance du panneau PV.

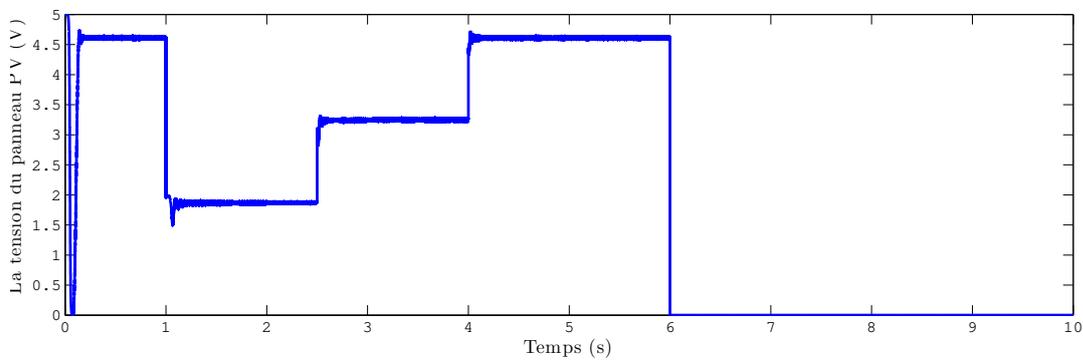


FIGURE 4.17 – Le courant du panneau PV.

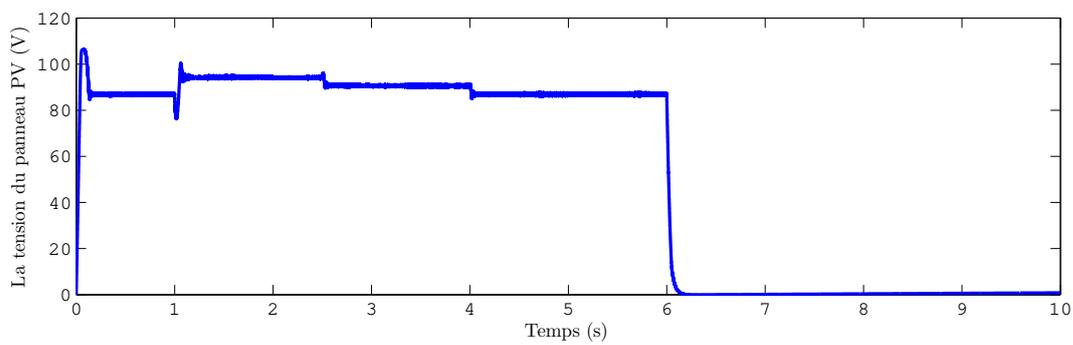


FIGURE 4.18 – La tension du module PV.

Le courant, la tension, la puissance, le couple et la vitesse de la pompe changent également en raison de la puissance variable fournie par le module PV, comme indiqué sur Figure.4.19, Figure.4.20, Figure.4.21, Figure.4.22 et Figure.4.23 respectivement.

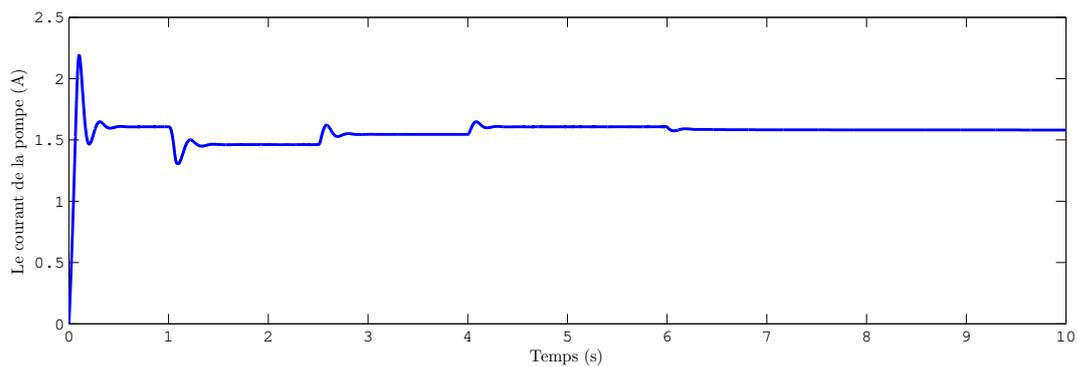


FIGURE 4.19 – Le courant de la pompe.

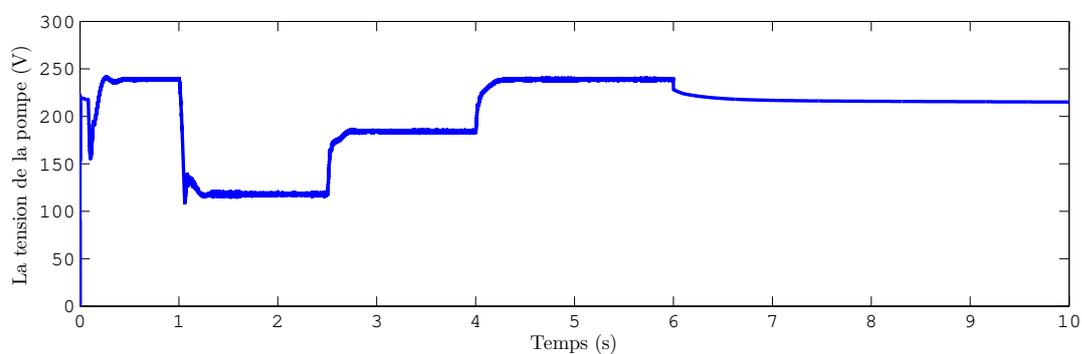


FIGURE 4.20 – La tension de la pompe.

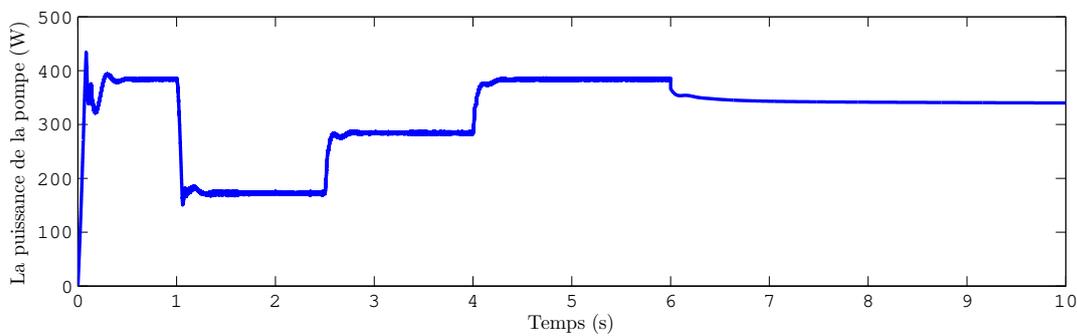


FIGURE 4.21 – La puissance de la pompe.

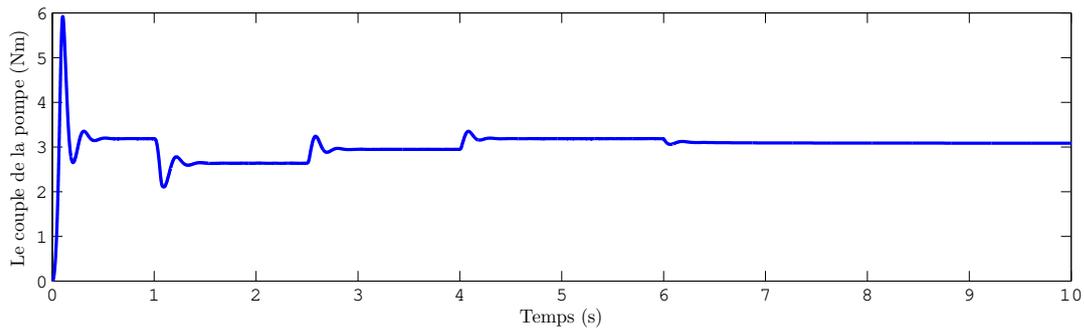


FIGURE 4.22 – Le couple de la pompe.

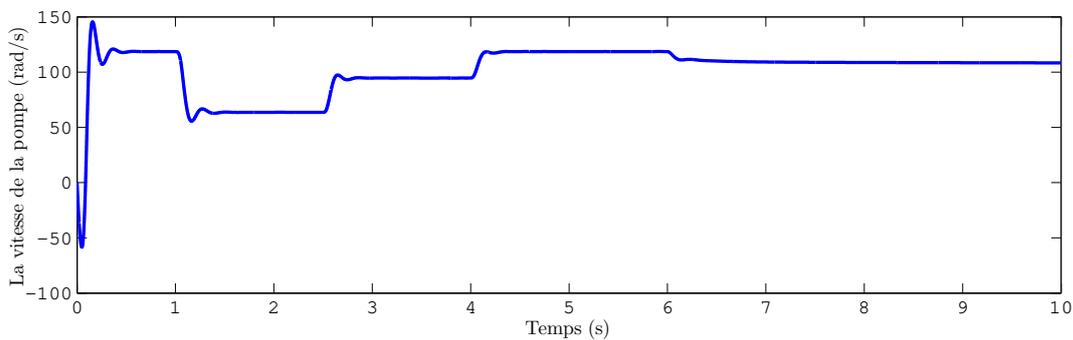


FIGURE 4.23 – La vitesse de la pompe.

Le débit de la pompe a été aussi représenté sur la Figure.4.24, le débit de l'eau varie entre 0.5 et 1.7 m^3/s , cette variation causé par la variation le la puissance délivrée par le panneau PV.

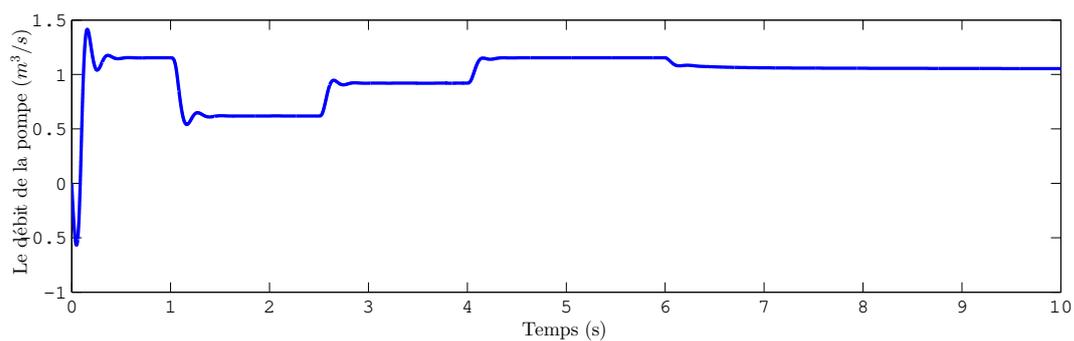


FIGURE 4.24 – Le débit de la pompe.

Alors que la puissance et le courant de la batterie sont négatifs dans la période de 0 à 6s ce qui représente le phénomène de charge de la batterie, pendant la période de charge, on peut voir que le courant, la tension et la puissance changent avec le changement de l'éclairage solaire comme indiqué sur Figure.4.25, Figure.4.26

et Figure.4.27 respectivement. Pendant la période de 6 à 10 s , on peut voir le phénomène de décharge de la batterie.

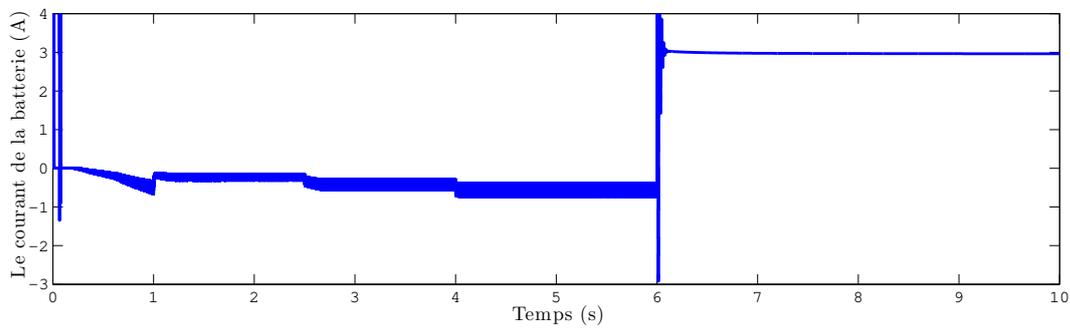


FIGURE 4.25 – Le courant de la batterie.

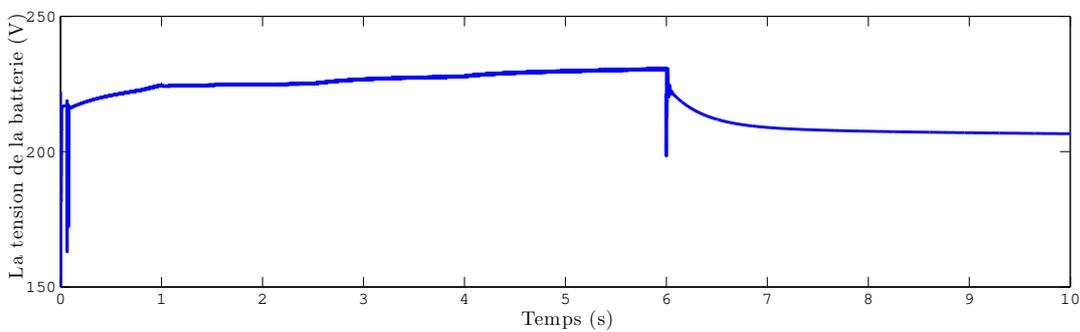


FIGURE 4.26 – La tension de la batterie.

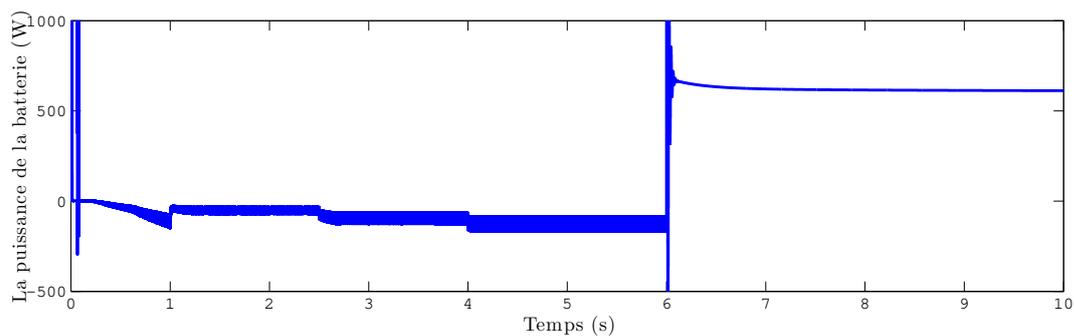


FIGURE 4.27 – La puissance de la batterie.

4.8 Conclusion

Ce chapitre présente le pompage solaire pour l'irrigation et l'utilisation de la maison avec stockage par batterie pour assurer la population est approvisionnée

en eau à tout moment. L'objectif principal de ce travail est de fournir une puissance maximale à la pompe en assurant une puissance délivrée par le module PV maximale, l'utilisation des techniques MPPT assurent une meilleure efficacité pour le pompage solaire, le système proposé avec la méthode MPPT IncCond, permet de maximiser la puissance délivrée à la pompe et permet aussi d'optimiser la vitesse de la pompe et par conséquent, la quantité d'eau pompée est également augmentée. Les résultats de simulation révèlent que l'algorithme proposé pour notre système de pompage suit avec succès la puissance maximale délivrée par le module PV dans toutes les conditions environnementales variables et aussi assure l'approvisionnement en eau à tout moment.

Conclusion Générale

Dans cette thèse, une nouvelle méthode a été proposée basé sur l'algorithme à pas variable pour améliorer le suivi de point de puissance maximum dans les systèmes PV.

Une introduction aux panneaux photovoltaïques et leurs caractéristiques électriques a été présentée. Plus précisément, la puissance de sortie des modules PV a été analysée par rapport à sa tension et courant de sortie. À partir de ces caractéristiques, l'importance des contrôleurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) a été démontrée. Cela a été suivi en abordant les problèmes communs rencontrés par la plupart des algorithmes MPPT.

Deux principaux algorithmes MPPT existants (perturbation et observation et incrémentation de la Conductance) ont été discutés. Deux algorithmes plus efficaces ont été proposés au chapitre 2 pour améliorer le suivi du point de puissance maximal dans les systèmes PV. Les algorithmes proposés ont incorporé des tests pour surmonter les défis de l'évolution rapide des conditions atmosphériques. De plus, ces algorithmes ont été conçus pour être adapté à une implémentation sur des microcontrôleurs commerciaux. Une règle modifiée pour la mise à jour de la variable de contrôle (rapport cyclique) a été présentée. Une telle approche permet de trouver le point de fonctionnement plus précisément. Lorsque les conditions atmosphériques changent rapidement, de grandes fluctuations de puissance se produisent au cours de processus de recherche sur le MPP, ce qui peut induire en erreur le processus de suivi. Ce problème a été résolu en introduisant deux nouvelles techniques, ces deux méthodes créent deux zones de fonctionnement.

Dans ces dernières, le pas d'incrémentation est modifié de petite valeur à grande valeur de manière adaptative. Une petite tolérance de puissance autour de MPP est autorisée pour minimiser les fluctuations au régime permanent.

Un système de stockage avec la commande MPPT a été ajouté au système de pompage global pour assurer l'approvisionnement en eau dans la nuit et les jours nuageux.

La simulation et les résultats expérimentaux ont été présentés validant la performance et la fonctionnalité de l'algorithme proposé. Les simulations ont été effectuées en utilisant ISIS PORTEUS et MATLAB SIMULINK. Les résultats de la simulation comprennent deux réponses une à l'état transitoire et l'autre régime permanent. La première simulation était sous niveaux d'éclairement fixes ($1000 W/m^2$ et $25 ^\circ C$). Les résultats des algorithmes proposés ont été comparés aux résultats des algorithmes conventionnelles, les figures de comparaison ont été présentées en résumant l'amélioration de l'efficacité dans les réponses transitoires et permanentes. La deuxième simulation a été obtenu en utilisant les mesures enregistrées à la station météorologique de 6h00 à 18h00 de la journée choisie. Les résultats de la simulation ont été présentés validant la performance et la fonctionnalité des deux algorithmes proposées. Les figures de comparaison ont été présentées et discutés montrant l'amélioration des méthodes proposées.

Perspectives

Les perspectives de ce travail sont très prometteuses et pourrait donner lieu à des études complémentaires :

1. Proposer une technique MPPT basé sur la technique PSO pour détecter l'ombrage partiel.
2. Implémenter un onduleur multiniveaux.
3. Réaliser un pompage solaire à base d'un moteur asynchrone.

Revues Internationales

- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, "Implementation of an Improved Incremental Conductance MPPT Control Based Boost Converter in Photovoltaic Applications," **International Journal of Emerging Electrical Power Systems**.
- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, "Efficient Design and simulation of solar power system with MPPT-based soft switching SEPIC converter at different load levels," **Environmental Progress & Sustainable Energy**.
- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, Edgardo D. Castronuovo, " Enhanced Auto-Scaling Incremental Conductance MPPT Method,Implemented on Low-Cost Microcontroller and SEPIC Converter," **Solar Energy**.

Communications Internationales

- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, "Adaptive Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Panel Using Boost Converter," The 9th International Conference On Electrical Engineering And First Workshop On Robotics And Controls (**CEE 2016**)-**Batna, Algeria**.
- **Salah Necaibia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, "Adaptive Incremental Conductance Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Panel Using Boost Converter," 3rd Conference on Energy and Sustainable Development (**ICESD'17**)-**Adrar, Algeria**.
- **Salah Necaibia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, and Ammar Necaibia, "Simulation of Variable Step Size MPPT Based Sepic Converter under different load levels," 3 ème Conférence Internationale de Mécanique (**I.C.M'2017**)-**Annaba, Algeria**.
- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Ammar Necaibia and Okba Djelailia, "A Novel Improved MPPT Control to Mitigate Inaccurate Responses under Non-Uniform Insolation Conditions," The 3rd International Conference on Power Electronics and their Applications (**ICPEA 2017**) **Djelfa, Algeria**.
- **Salah Necaibia** , Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Ammar Necaibia, and Pierre Logerais, "Boost Chopper Implementation Based on Variable MPPT Duty Cycle Control Applied to Photovoltaic Systems," 5rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (**IRSEC17**)-**Tangier, Morocco**.

Bibliographie

- [1] M. ALIYU, G. HASSAN, S. A. SAID, M. U. SIDDIQUI, A. T. ALAWAMI et I. M. ELAMIN, « A review of solar-powered water pumping systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 87, p. 61 -76, 2018, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.010>.
- [2] M. F. EL-KHATIB, S. SHAABAN et M. I. A. EL-SEBAH, « A proposed advanced maximum power point tracking control for a photovoltaic-solar pump system », *Solar Energy*, t. 158, p. 321 -331, 2017, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.051>.
- [3] V. C. SONTAKE et V. R. KALAMKAR, « Solar photovoltaic water pumping system - a comprehensive review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 59, p. 1038 -1067, 2016, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.021>.
- [4] K. YADAV, O. SASTRY, R. WANDHARE, N. SHETH, M. KUMAR, B. BORA, R. SINGH, RENU et A. KUMAR, « Performance comparison of controllers for solar pv water pumping applications », *Solar Energy*, t. 119, p. 195 -202, 2015, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.06.050>.
- [5] P. SIVAKUMAR et M. ARUTCHELVI, « Maximum power extractions in a single stage pv sourced grid connected inverter during low irradianations

- and nonlinear loads », *Renewable Energy*, t. 107, p. 262 -270, 2017, ISSN : 0960-1481. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.067>.
- [6] J. AHMED et Z. SALAM, « An improved perturb and observe (p & o) maximum power point tracking (mppt) algorithm for higher efficiency », *Applied Energy*, t. 150, p. 97 -108, 2015, ISSN : 0306-2619. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.006>.
- [7] A. I. ALI, M. A. SAYED et E. E. MOHAMED, « Modified efficient perturb and observe maximum power point tracking technique for grid-tied pv system », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 99, p. 192 -202, 2018, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.029>.
- [8] N. PEARSALL, « 1 - introduction to photovoltaic system performance », in *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, N. PEARSALL, éd., Woodhead Publishing, 2017, p. 1 -19, ISBN : 978-1-78242-336-2. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-336-2.00001-X>.
- [9] S. A. KALOGIROU, « Chapter 9 - photovoltaic systems », in *Solar Energy Engineering (Second Edition)*, S. A. KALOGIROU, éd., Second Edition, Boston : Academic Press, 2014, p. 481 -540, ISBN : 978-0-12-397270-5. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00009-1>.
- [10] T. MARKVART et L. CASTANER, « Chapter i-1-a - principles of solar cell operation », in *McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, S. A. KALOGIROU, éd., Third Edition, Academic Press, 2018, p. 3 -28, ISBN : 978-0-12-809921-6. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00001-X>.
- [11] M. G. VILLALVA, J. R. GAZOLI et E. R. FILHO, « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 24, n° 5, p. 1198-1208, 2009, ISSN : 0885-8993. DOI : [10.1109/TPEL.2009.2013862](https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862).

- [12] N. FEMIA, G. PETRONE, G. SPAGNUOLO et M. VITELLI, « Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method », *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 20, n° 4, p. 963-973, 2005, ISSN : 0885-8993. DOI : [10.1109/TPEL.2005.850975](https://doi.org/10.1109/TPEL.2005.850975).
- [13] Y. E. A. ELDAHAB, N. H. SAAD et A. ZEKRY, « Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 58, p. 646 -655, 2016, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.061>.
- [14] A. K. ABDELSALAM, A. M. MASSOUD, S. AHMED et P. N. ENJETI, « High-performance adaptive perturb and observe mppt technique for photovoltaic-based microgrids », *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 26, n° 4, p. 1010-1021, 2011, ISSN : 0885-8993. DOI : [10.1109/TPEL.2011.2106221](https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2106221).
- [15] I. HOUSSAMO, F. LOCMET et M. SECHILARIU, « Maximum power tracking for photovoltaic power system : development and experimental comparison of two algorithms », *Renewable Energy*, t. 35, n° 10, p. 2381 -2387, 2010, ISSN : 0960-1481. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.006>.
- [16] R. S. cheung YEUNG, H. S. hung CHUNG, N. C. fai TSE et S. T. hsiung CHUANG, « A global mppt algorithm for existing pv system mitigating suboptimal operating conditions », *Solar Energy*, t. 141, p. 145 -158, 2017, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.017>.
- [17] N. VÁZQUEZ et J. VÁZQUEZ, « 24 - photovoltaic system conversion », in *Power Electronics Handbook (Fourth Edition)*, M. H. RASHID, éd., Fourth Edition, Butterworth-Heinemann, 2018, p. 767 -781, ISBN : 978-0-12-811407-0. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00026-X>.

- [18] B. VISWANATHAN, « Chapter 8 - photovoltaic systems », in *Energy Sources*, B. VISWANATHAN, éd., Amsterdam : Elsevier, 2017, p. 149 -160, ISBN : 978-0-444-56353-8. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56353-8.00008-3>.
- [19] S. MOHANTY, B. SUBUDHI et P. K. RAY, « A new mppt design using grey wolf optimization technique for photovoltaic system under partial shading conditions », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, t. 7, n° 1, p. 181-188, 2016, ISSN : 1949-3029. DOI : [10.1109/TSTE.2015.2482120](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2482120).
- [20] R. CARBONE, « Pv plants with distributed mppt founded on batteries », *Solar Energy*, t. 122, p. 910 -923, 2015, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.017>.
- [21] F. A. SILVA, « Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems (femia, n. et al; 2013) [book news] », *IEEE Industrial Electronics Magazine*, t. 7, n° 3, p. 66-67, 2013, ISSN : 1932-4529. DOI : [10.1109/MIE.2013.2272239](https://doi.org/10.1109/MIE.2013.2272239).
- [22] K. S. TEY et S. MEKHILEF, « Modified incremental conductance algorithm for photovoltaic system under partial shading conditions and load variation », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 61, n° 10, p. 5384-5392, 2014, ISSN : 0278-0046. DOI : [10.1109/TIE.2014.2304921](https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2304921).
- [23] N. KARAMI, N. MOUBAYED et R. OUTBIB, « Analysis and implementation of an adaptative pv based battery floating charger », *Solar Energy*, t. 86, n° 9, p. 2383 -2396, 2012, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.05.009>.
- [24] M. A. ELTAWIL et Z. ZHAO, « Mppt techniques for photovoltaic applications », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 25, p. 793 -813, 2013, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.022>.

- [25] H. YATIMI et E. AROUDAM, « Assessment and control of a photovoltaic energy storage system based on the robust sliding mode mppt controller », *Solar Energy*, t. 139, p. 557 -568, 2016, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.038>.
- [26] K. ISHAQUE, Z. SALAM et G. LAUSS, « The performance of perturb and observe and incremental conductance maximum power point tracking method under dynamic weather conditions », *Applied Energy*, t. 119, p. 228 -236, 2014, ISSN : 0306-2619. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.054>.
- [27] S. D. AL-MAJIDI, M. F. ABBOD et H. S. AL-RAWESHIDY, « A novel maximum power point tracking technique based on fuzzy logic for photovoltaic systems », *International Journal of Hydrogen Energy*, t. 43, n° 31, p. 14158 -14 171, 2018, ISSN : 0360-3199. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.002>.
- [28] A. A. GHASSAMI, S. M. SADEGHZADEH et A. SOLEIMANI, « A high performance maximum power point tracker for pv systems », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 53, p. 237 -243, 2013, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.04.017>.
- [29] S. M. MIRHASSANI, S. Z. M. GOLROODBARI, S. M. M. GOLROODBARI et S. MEKHILEF, « An improved particle swarm optimization based maximum power point tracking strategy with variable sampling time », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 64, p. 761 -770, 2015, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.074>.
- [30] E. BIANCONI, J. CALVENTE, R. GIRAL, E. MAMARELIS, G. PETRONE, C. A. RAMOS-PAJA, G. SPAGNUOLO et M. VITELLI, « Perturb and observe mppt algorithm with a current controller based on the sliding

- mode », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 44, n° 1, p. 346 -356, 2013, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.046>.
- [31] M. BALATO et M. VITELLI, « A new control strategy for the optimization of distributed mppt in pv applications », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 62, p. 763 -773, 2014, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.032>.
- [32] J. YANG, W. YUAN, Y. SUN, H. HAN, X. HOU et J. M. GUERRERO, « A novel quasi-master-slave control frame for pv-storage independent microgrid », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 97, p. 262 -274, 2018, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.008>.
- [33] E. IRMAK et N. GULER, « Application of a high efficient voltage regulation system with mppt algorithm », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 44, n° 1, p. 703 -712, 2013, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.011>.
- [34] R. PRADHAN et B. SUBUDHI, « Design and real-time implementation of a new auto-tuned adaptive mppt control for a photovoltaic system », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 64, p. 792 -803, 2015, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.080>.
- [35] S. NECAIBIA, M. S. KELAIAIA, H. LABAR et A. NECAIBIA, « Efficient design and simulation of solar power system with mppt-based soft switching sepic converter at different load levels », *Environmental Progress & Sustainable Energy*, t. 37, n° 5, p. 1792-1799, DOI : <https://doi.org/10.1002/ep.12828>.
- [36] F. PULVIRENTI, A. L. SCALA, D. RAGONESE, K. D'SOUZA, G. M. TINA et S. PENNISI, « 4-phase interleaved boost converter with ic controller

- for distributed photovoltaic systems », *IEEE Transactions on Circuits and Systems I : Regular Papers*, t. 60, n° 11, p. 3090-3102, 2013, ISSN : 1549-8328. DOI : [10.1109/TCSI.2013.2256235](https://doi.org/10.1109/TCSI.2013.2256235).
- [37] D. MENNITI, A. PINNARELLI et G. BRUSCO, « Implementation of a novel fuzzy-logic based mppt for grid-connected photovoltaic generation system », in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 2011, p. 1-7. DOI : [10.1109/PTC.2011.6019369](https://doi.org/10.1109/PTC.2011.6019369).
- [38] S. LI, « A mppt control strategy with variable weather parameter and no dc/dc converter for photovoltaic systems », *Solar Energy*, t. 108, p. 117-125, 2014, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.07.002>.
- [39] H. BOUNECHBA, A. BOUZID, H. SNANI et A. LASHAB, « Real time simulation of mppt algorithms for pv energy system », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 83, p. 67-78, 2016, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.041>.
- [40] T. ZHOU et W. SUN, « Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 66, p. 227-234, 2015, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.030>.
- [41] I. HOUSSAMO, F. LOCMONT et M. SECHILARIU, « Experimental analysis of impact of mppt methods on energy efficiency for photovoltaic power systems », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 46, p. 98-107, 2013, ISSN : 0142-0615. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.048>.
- [42] M. A. ELGENDY, B. ZAHAWI et D. J. ATKINSON, « Assessment of perturb and observe mppt algorithm implementation techniques for pv pumping applications », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, t. 3, n° 1, p. 21-33, 2012, ISSN : 1949-3029. DOI : [10.1109/TSTE.2011.2168245](https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2168245).

- [43] S. NECAIBIA, M. S. KELAIAIA, H. LABAR et A. NECAIBIA, « Implementation of an improved incremental conductance mppt control based boost converter in photovoltaic applications », *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, t. 18, n° 4, DOI : <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2017-0051>.
- [44] H. REZK et A. M. ELTAMALY, « A comprehensive comparison of different mppt techniques for photovoltaic systems », *Solar Energy*, t. 112, p. 1 -11, 2015, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.11.010>.
- [45] N. S.K.M.L.H. N. A, « Implementation of an improved incremental conductance mppt control based boost converter in photovoltaic applications », *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, t. 18, 2017, ISSN : 1553-779X. DOI : <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2017-0051>.
- [46] M. KILLI et S. SAMANTA, « Modified perturb and observe mppt algorithm for drift avoidance in photovoltaic systems », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 62, n° 9, p. 5549-5559, 2015, ISSN : 0278-0046. DOI : [10.1109/TIE.2015.2407854](https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2407854).
- [47] L. PIEGARI et R. RIZZO, « Adaptive perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking », *IET Renewable Power Generation*, t. 4, n° 4, p. 317-328, 2010, ISSN : 1752-1416. DOI : [10.1049/iet-rpg.2009.0006](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0006).
- [48] S. NECAIBIA, M. S. KELAIAIA, H. LABAR, A. NECAIBIA et P. LOGERAIS, « Boost chopper implementation based on variable mppt duty cycle control applied to photovoltaic systems », in *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2017, p. 1-6. DOI : [10.1109/IRSEC.2017.8477269](https://doi.org/10.1109/IRSEC.2017.8477269).

- [49] V. K. DEVI, K. PREMKUMAR, A. B. BEEVI et S. RAMAIYER, « A modified perturb & observe mppt technique to tackle steady state and rapidly varying atmospheric conditions », *Solar Energy*, t. 157, p. 419 -426, 2017, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.059>.
- [50] K. DJERMOUNI, A. BERBOUCHA, K. GHEDAMSI et D. AOUZELLAG, « Optimization of a photovoltaic field during faulty and normal operation », *Solar Energy*, t. 113, p. 171 -180, 2015, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.12.025>.
- [51] Q. LI, S. ZHAO, M. WANG, Z. ZOU, B. WANG et Q. CHEN, « An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm based on a pv module four-parameter model for higher efficiency », *Applied Energy*, t. 195, p. 523 -537, 2017, ISSN : 0306-2619. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.062>.
- [52] R. ALIK et A. JUSOH, « Modified perturb and observe (p & o) with checking algorithm under various solar irradiation », *Solar Energy*, t. 148, p. 128 -139, 2017, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.064>.
- [53] P.-C. CHEN, P.-Y. CHEN, Y.-H. LIU, J.-H. CHEN et Y.-F. LUO, « A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic generation systems operating under fast changing environments », *Solar Energy*, t. 119, p. 261 -276, 2015, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.07.006>.
- [54] Y.-T. CHEN, Z.-H. LAI et R.-H. LIANG, « A novel auto-scaling variable step-size mppt method for a pv system », *Solar Energy*, t. 102, p. 247 -256, 2014, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.026>.

- [55] T. RADJAI, L. RAHMANI, S. MEKHILEF et J. P. GAUBERT, « Implementation of a modified incremental conductance mppt algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dspace », *Solar Energy*, t. 110, p. 325 -337, 2014, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.014>.
- [56] P. SIVAKUMAR, A. A. KADER, Y. KALIAVARADHAN et M. ARUTCHELVI, « Analysis and enhancement of pv efficiency with incremental conductance mppt technique under non-linear loading conditions », *Renewable Energy*, t. 81, p. 543 -550, 2015, ISSN : 0960-1481. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.062>.
- [57] A. GUPTA, Y. K. CHAUHAN et R. K. PACHAURI, « A comparative investigation of maximum power point tracking methods for solar pv system », *Solar Energy*, t. 136, p. 236 -253, 2016, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.07.001>.
- [58] B. TALBI, F. KRIM, T. REKIOUA, S. MEKHILEF, A. LAIB et A. BELAOUT, « A high-performance control scheme for photovoltaic pumping system under sudden irradiance and load changes », *Solar Energy*, t. 159, p. 353 -368, 2018, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.009>.
- [59] N. E. ZAKZOUK, A. K. ABDELSALAM, A. A. HELAL et B. W. WILLIAMS, « Modified variable-step incremental conductance maximum power point tracking technique for photovoltaic systems », in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, p. 1741-1748. DOI : [10.1109/IECON.2013.6699395](https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6699395).
- [60] S. B. KJAER, « Evaluation of the “hill climbing” and the “incremental conductance” maximum power point trackers for photovoltaic power systems », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, t. 27, n° 4, p. 922-929, 2012, ISSN : 0885-8969. DOI : [10.1109/TEC.2012.2218816](https://doi.org/10.1109/TEC.2012.2218816).

- [61] K. S. TEY et S. MEKHILEF, « Modified incremental conductance mppt algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level », *Solar Energy*, t. 101, p. 333 -342, 2014, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.003>.
- [62] S. QAZI, « Chapter 2 - fundamentals of standalone photovoltaic systems », in *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*, S. QAZI, éd., Elsevier, 2017, p. 31 -82, ISBN : 978-0-12-803022-6. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803022-6.00002-2>.
- [63] H. ABDI, B. MOHAMMADI-IVATLOO, S. JAVADI, A. R. KHODAEI et E. DEHNAVI, « Chapter 7 - energy storage systems », in *Distributed Generation Systems*, G. GHAREHPETIAN et S. M. M. AGAH, éd., Butterworth-Heinemann, 2017, p. 333 -368, ISBN : 978-0-12-804208-3. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00007-8>.
- [64] D. C. MARINESCU, « Chapter 8 - storage systems », in *Cloud Computing*, D. C. MARINESCU, éd., Boston : Morgan Kaufmann, 2013, p. 241 -271, ISBN : 978-0-12-404627-6. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-404627-6.00008-7>.
- [65] « 3 - storage systems – principles, technologies and implementation », in *Power Electronics Applied to Industrial Systems and Transports*, N. PATIN, éd., Elsevier, 2016, p. 129 -221, ISBN : 978-1-78548-033-1. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-1-78548-033-1.50003-7>.
- [66] P. BREEZE, « Chapter 1 - an introduction to energy storage technologies », in *Power System Energy Storage Technologies*, P. BREEZE, éd., Academic Press, 2018, p. 1 -11, ISBN : 978-0-12-812902-9. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00001-8>.
- [67] —, « Chapter 10 - power system energy storage technologies », in *Power Generation Technologies (Second Edition)*, P. BREEZE, éd., Second

- Edition, Boston : Newnes, 2014, p. 195 -221, ISBN : 978-0-08-098330-1.
DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-098330-1.00010-7>.
- [68] O. S. BURHEIM, « Chapter 1 - energy storage », in *Engineering Energy Storage*, O. S. BURHEIM, éd., Academic Press, 2017, p. 1 -14, ISBN : 978-0-12-814100-7. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814100-7.00001-8>.
- [69] J. F. MANWELL et J. G. MCGOWAN, « Lead acid battery storage model for hybrid energy systems », *Solar Energy*, t. 50, n° 5, p. 399 -405, 1993, ISSN : 0038-092X. DOI : [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(93\)90060-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(93)90060-2).
- [70] J. LÓPEZ, S. SELEME, P. DONOSO, L. MORAIS, P. CORTIZO et M. SEVERO, « Digital control strategy for a buck converter operating as a battery charger for stand-alone photovoltaic systems », *Solar Energy*, t. 140, p. 171 -187, 2016, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.005>.
- [71] E. KOUTROULIS et K. KALAITZAKIS, « Novel battery charging regulation system for photovoltaic applications », *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, t. 151, n° 2, p. 191-197, 2004, ISSN : 1350-2352. DOI : [10.1049/ip-epa:20040219](https://doi.org/10.1049/ip-epa:20040219).
- [72] O. SAADEH, R. RABADY et M. B. MELHEM, « New effective pv battery charging algorithms », *Solar Energy*, t. 166, p. 509 -518, 2018, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.03.075>.
- [73] U. YILMAZ, A. KIRCAZ et S. BOREKCI, « Pv system fuzzy logic mppt method and pi control as a charge controller », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 81, p. 994 -1001, 2018, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.048>.

- [74] C.-S. SHIEH, « Fuzzy pwm based on genetic algorithm for battery charging », *Applied Soft Computing*, t. 21, p. 607 -616, 2014, ISSN : 1568-4946. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2014.04.009>.
- [75] D. CASINI et G. MAROLA, « Solar battery charger for nimh batteries », in *2008 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2008, p. 1146-1148. DOI : [10.1109/SPEEDHAM.2008.4581244](https://doi.org/10.1109/SPEEDHAM.2008.4581244).
- [76] M. PASTRE, F. KRUMMENACHER, O. KAZANC, N. K. POUR, C. PACE, S. RIGERT et M. KAYAL, « A solar battery charger with maximum power point tracking », in *2011 18th IEEE International Conference on Electronics, Circuits, and Systems*, 2011, p. 394-397. DOI : [10.1109/ICECS.2011.6122296](https://doi.org/10.1109/ICECS.2011.6122296).
- [77] A. A. HUSSEIN et A. A. FARDOUN, « Design considerations and performance evaluation of outdoor pv battery chargers », *Renewable Energy*, t. 82, p. 85 -91, 2015, International Conference on Renewable Energy : Generation and Applications (ICREGA 2014), ISSN : 0960-1481. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.063>.
- [78] K. LO, Y. CHEN et Y. CHANG, « Mppt battery charger for stand-alone wind power system », *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 26, n° 6, p. 1631-1638, 2011, ISSN : 0885-8993. DOI : [10.1109/TPEL.2010.2088405](https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2088405).
- [79] S. J. CHIANG, H. SHIEH et M. CHEN, « Modeling and control of pv charger system with sepic converter », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 56, n° 11, p. 4344-4353, 2009, ISSN : 0278-0046. DOI : [10.1109/TIE.2008.2005144](https://doi.org/10.1109/TIE.2008.2005144).
- [80] « 2 - chargers », in *Power Supply Projects*, Oxford : Newnes, 1996, p. 55 -98, ISBN : 978-0-7506-2602-6. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-2602-6.50006-4>.

- [81] K. LIU et J. MAKARAN, « Design of a solar powered battery charger », in *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, 2009, p. 1-5. DOI : [10.1109/EPEC.2009.5420817](https://doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420817).
- [82] M. BAHADORI, « 45 - solar water pumping », in *Solar Energy Conversion*, A. DIXON et J. LESLIE, éd., Pergamon, 1979, p. 1191 -1221, ISBN : 978-0-08-024744-1. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-024744-1.50050-4>.
- [83] H. AGRAWAL et S. PAL, « A new design of a solar pumping system », in *Sun : Mankind's Future Source of Energy*, F. de WINTER et M. COX, éd., Pergamon, 1978, p. 1884 -1888, ISBN : 978-1-4832-8407-1. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-1-4832-8407-1.50366-4>.
- [84] F. YEVES, J. CARPIO, J. BERNARDEZ et J. PEIRE, « Optimized solar pumping system », in *1991 Solar World Congress*, M. ARDEN, S. M. BURLEY et M. COLEMAN, éd., Oxford : Pergamon, 1992, p. 87 -92, ISBN : 978-0-08-041690-8. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-041696-0.50023-1>.
- [85] B. BOUZIDI, « New sizing method of pv water pumping systems », *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, t. 4, p. 1 -10, 2013, ISSN : 2213-1388. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.seta.2013.08.004>.
- [86] A. D. GHERBI, A. H. ARAB et H. SALHI, « Improvement and validation of pv motor-pump model for pv pumping system performance analysis », *Solar Energy*, t. 144, p. 310 -320, 2017, ISSN : 0038-092X. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.042>.
- [87] M. M. RAO, M. K. SAHU et P. K. SUBUDHI, « Pv based water pumping system for agricultural sector », *Materials Today : Proceedings*, t. 5, n° 1, Part 1, p. 1008 -1016, 2018, ISSN : 2214-7853. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.11.177>.

- [88] A. MATHEW et A. I. SELVAKUMAR, « Mppt based stand-alone water pumping system », in *2011 International Conference on Computer, Communication and Electrical Technology (ICCCET)*, 2011, p. 455-460. DOI : [10.1109/ICCCET.2011.5762518](https://doi.org/10.1109/ICCCET.2011.5762518).
- [89] I. YAHYAOU, « Chapter 3 - sizing optimization of the photovoltaic irrigation plant components », in *Specifications of Photovoltaic Pumping Systems in Agriculture*, I. YAHYAOU, éd., Elsevier, 2017, p. 59 -91, ISBN : 978-0-12-812039-2. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812039-2.00003-X>.
- [90] P. E. CAMPANA, H. LI et J. YAN, « Dynamic modelling of a pv pumping system with special consideration on water demand », *Applied Energy*, t. 112, p. 635 -645, 2013, ISSN : 0306-2619. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.073>.
- [91] C. RAMULU, P. SANJEEVIKUMAR, R. KARAMPURI, S. JAIN, A. H. ERTAS et V. FEDAK, « A solar pv water pumping solution using a three-level cascaded inverter connected induction motor drive », *Engineering Science and Technology, an International Journal*, t. 19, n° 4, p. 1731 -1741, 2016, ISSN : 2215-0986. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2016.08.019>.
- [92] S. CHANDEL, M. N. NAIK et R. CHANDEL, « Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, t. 49, p. 1084 -1099, 2015, ISSN : 1364-0321. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.083>.
- [93] H. SUEHRCKE, J. APPELBAUM et B. BRESHEF, « Modelling a permanent magnet dc motor/centrifugal pump assembly in a photovoltaic energy system », *Solar Energy*, t. 59, n° 1, p. 37 -42, 1997, ISSN : 0038-092X. DOI : [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(96\)00117-X](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(96)00117-X).

- [94] « Chapter 7 - centrifugal pumps », in *Process Plant Machinery (Second Edition)*, H. P. BLOCH et C. SOARES, éd., Second Edition, Woburn : Butterworth-Heinemann, 1998, p. 207 -307, ISBN : 978-0-7506-7081-4. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-075067081-4/50010-8>.
- [95] T. A. BINSHAD, K. VIJAYAKUMAR et M. KALEESWARI, « Pv based water pumping system for agricultural irrigation », *Frontiers in Energy*, t. 10, n° 3, p. 319-328, 2016, ISSN : 2095-1698. DOI : [10.1007/s11708-016-0409-7](https://doi.org/10.1007/s11708-016-0409-7).
- [96] A. K. TIWARI et V. R. KALAMKAR, « Effects of total head and solar radiation on the performance of solar water pumping system », *Renewable Energy*, t. 118, p. 919 -927, 2018, ISSN : 0960-1481. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.004>.
- [97] G. F. ROUND, « Chapter 4 - pumps », in *Incompressible Flow Turbomachines*, G. F. ROUND, éd., Burlington : Butterworth-Heinemann, 2004, p. 103 -187, ISBN : 978-0-7506-7603-8. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-075067603-8/50008-7>.
- [98] A. BA, E. AROUDAM, O. E. CHIGHALI, O. HAMDOUN et M. L. MOHAMED, « Performance optimization of the pv pumping system », *Procedia Manufacturing*, t. 22, p. 788 -795, 2018, 11th International Conference Interdisciplinarity in Engineering, INTER-ENG 2017, 5-6 October 2017, Tirgu Mures, Romania, ISSN : 2351-9789. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.03.112>.
- [99] H. ANDERSON, « Theory of centrifugal pumps », in *Centrifugal Pumps and Allied Machinery (Fourth Edition)*, H. ANDERSON, éd., Fourth Edition, Oxford : Elsevier, 1994, p. 31 -38, ISBN : 978-1-85617-231-8. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-231-8.50010-4>.
- [100] U. WAHREN, « Chapter 4 - pump types », in *Practical Introduction to Pumping Technology*, U. WAHREN, éd., Houston : Gulf Professional

- Publishing, 1997, p. 21 -41, ISBN : 978-0-88415-686-4. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-088415686-4/50035-1>.
- [101] T. H. LEE, « Chapter 18 - centrifugal pumps », in *Drilling Fluids Processing Handbook*, ASME, éd., Burlington : Gulf Professional Publishing, 2005, p. 465 -520, ISBN : 978-0-7506-7775-2. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-075067775-2/50019-6>.
- [102] G. TAKACS, « Chapter 5 - the design of the pumping system », in *Sucker-Rod Pumping Handbook*, G. TAKACS, éd., Boston : Gulf Professional Publishing, 2015, p. 377 -422, ISBN : 978-0-12-417204-3. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417204-3.00005-4>.
- [103] « 4 - pump theory », in *Handbook of Pumps and Pumping*, B. NESBITT, éd., Oxford : Elsevier Science Ltd, 2006, p. 125 -153, ISBN : 978-1-85617-476-3. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-185617476-3/50006-8>.
- [104] D. HARRES, « Chapter 5 - dc motors », in *MSP430-based Robot Applications*, D. HARRES, éd., Oxford : Newnes, 2013, p. 67 -84, ISBN : 978-0-12-397012-1. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397012-1.00005-9>.
- [105] S.-H. KIM, « Chapter 1 - fundamentals of electric motors », in *Electric Motor Control*, S.-H. KIM, éd., Elsevier, 2017, p. 1 -37, ISBN : 978-0-12-812138-2. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812138-2.00001-5>.
- [106] A. HUGHES et B. DRURY, « Chapter one - electric motors – the basics », in *Electric Motors and Drives (Fourth Edition)*, A. HUGHES et B. DRURY, éd., Fourth Edition, Boston : Newnes, 2013, p. 1 -38, ISBN : 978-0-08-098332-5. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-098332-5.00001-2>.

- [107] E.-C. CORPORATION, « Chapter 2 - dc motors and generators », in *DC Motors, Speed Controls, Servo Systems (Third Edition)*, E.-C. CORPORATION, éd., Third Edition, Pergamon, 1972, p. 2-1 -2-114, ISBN : 978-0-08-021714-7. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-021714-7.50007-9>.
- [108] R. J. ALONZO, « Chapter 8 - motors, generators, and controls », in *Electrical Codes, Standards, Recommended Practices and Regulations*, R. J. ALONZO, éd., Boston : William Andrew Publishing, 2010, p. 213 -255, ISBN : 978-0-8155-2045-0. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-8155-2045-0.10008-4>.
- [109] J. POLLEFLIET, « 16 - electric machines », in *Power Electronics*, J. POLLEFLIET, éd., Academic Press, 2018, p. 16.1 -16.76, ISBN : 978-0-12-814641-5. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814641-5.50001-9>.
- [110] M. A. MUSTAFA, « Chapter 15 - motor control », in *Microcomputer Interfacing and Applications (Second Edition)*, M. A. MUSTAFA, éd., Second Edition, Oxford : Butterworth-Heinemann, 1994, p. 372 -399, ISBN : 978-0-7506-1752-9. DOI : <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-1752-9.50019-1>.